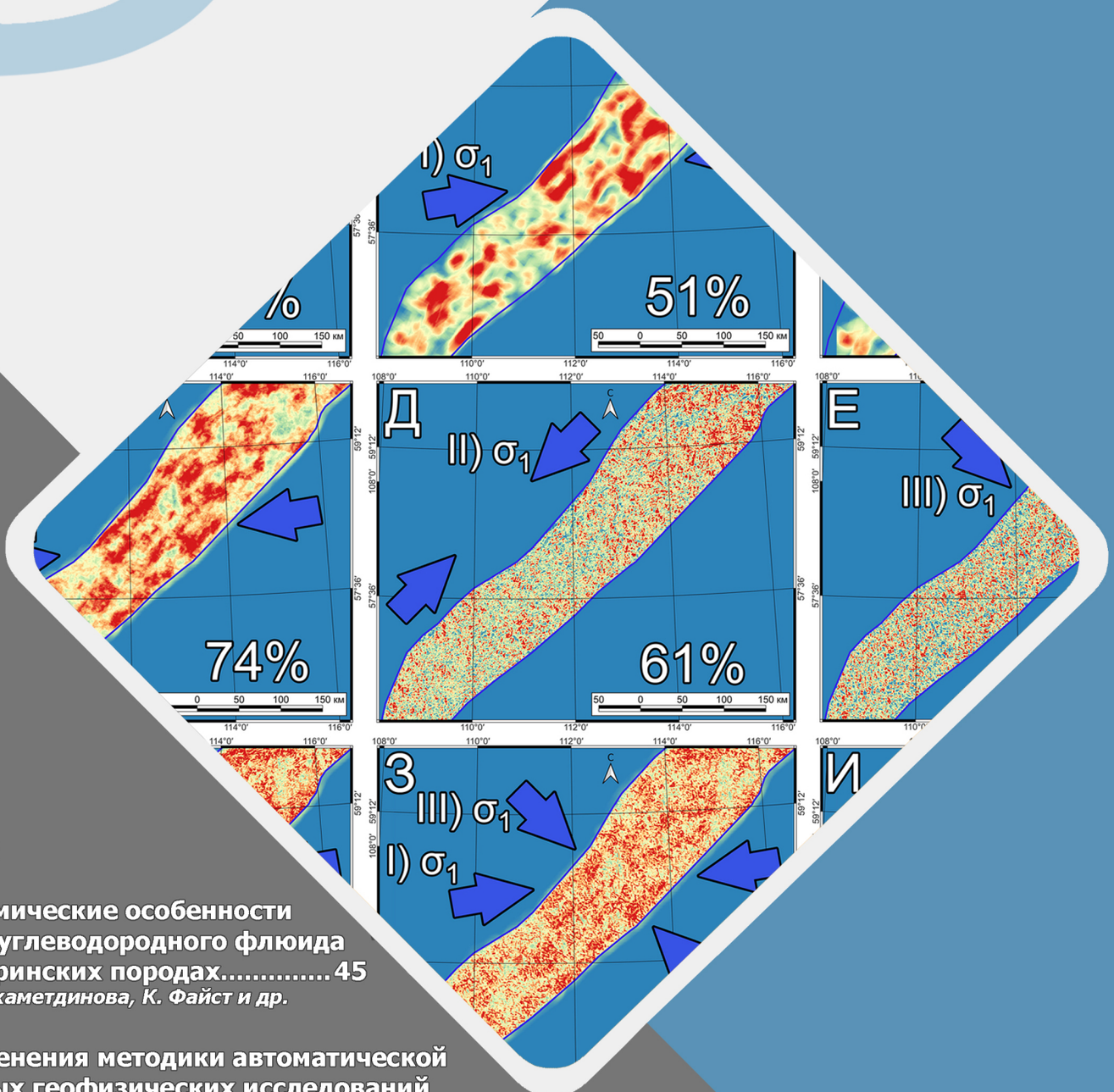
ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 27. № 4. 2025

www.georesursy.ru



В НОМЕРЕ:

• Физико-химические особенности фильтрации углеводородного флюида в нефтематеринских породах..... 45
Д. Доржи, А. Мухаметдинова, К. Файст и др.

• Опыт применения методики автоматической увязки данных геофизических исследований скважин с фотографиями керна..... 59
Г.А. Коссов, В.В. Абашкин, Д.М. Езерский

GEORESURSY GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 27. № 4. 2025

Журнал «Георесурсы» – рецензируемое научно-техническое издание. Издается с 1999 года.

Главный редактор
А.В. Соколов, ООО «ПЕТРОГЕКО»
Нижневартовск, Россия

Индексация журнала
Журнал включен/индексируется в:
- **Scopus**
- **Web of Science (ESCI)**
- **RSCI**
- **Белый список** (уровень 2)
- **Перечень ВАК** (категория К1)

Квартиль журнала Q3 по данным SCImago (SJR)
(в 2024 г. по направлениям «Геология» и «Геофизика»)

Редакционная коллегия
Д.Д. Агапитов, ООО «Институт геотехнологий» (Группа ИГТ), Москва, Россия
С.Г. Кузьменков, Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия
А.А. Лутфуллин, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия
А.А. Нежданов, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, Тюмень, Россия
В.В. Силантьев, Казанский (Приволжский) Федеральный университет, Казань, Россия
К.О. Соборнов, ООО «Северо-Запад», Москва, Россия
М.Ю. Спасенных, Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия
А.В. Ступакова, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
Р.Ф. Якупов, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском; ООО «Башнефть-Добыча» ПАО НК «Роснефть»

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: **www.geors.ru**, **elibrary.ru**

Редакция
Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:
Д.А. Христофорова
Редактор: А.В. Николаев; специалист по верстке: И.С. Абросимова; специалист по переводу: А.В. Муравьев; веб-редактор: А.П. Сабиров

Адрес редакции и издателя
Россия, 420087, Республика Татарстан, Казань, ул. Аметьевская магистраль, д. 18, корп. 2, к. 3. Тел: +7 927 0390530, e-mail: mail@geors.ru

Учредитель: Д.А. Христофорова
Издатель: ООО «Георесурсы»

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-79665 от 27 ноября 2020 г., выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Дата выхода в свет 20.12.2025. Тираж 1000. Цена: бесплатно.
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость».
Россия, 420029, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

© 2025 Научно-технический журнал Георесурсы».
Под изданием ООО «Георесурсы»

Материалы журнала доступны под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Содержание

Статьи

Основные нефтедобывающие страны Северной и Южной Америки: факторы успехов и причины провалов 24
Н.Н. Пусенкова, А.В. Соколов

Физико-химические особенности фильтрации углеводородного флюида в нефтематеринских породах: адсорбция и диффузия 45
Д. Доржи, А. Мухаметдинова, К. Файст, Т. Юнусов, Г. Ленский, П. Гришин, А. Черемисин, М. Спасенных

Опыт применения методики автоматической увязки данных геофизических исследований скважин с фотографиями керна на карбонатных и терригенных типах разреза 59
Г.А. Коссов, В.В. Абашкин, Д.М. Езерский

Прогнозирование пористости стандартных образцов керна на основе микротомографии, разметки с учителем и трансформера со сдвигаемыми окнами 67
Р.И. Кадыров, Е.О. Стаценко, Т.Х. Нгуен, М.А. Скоробогатова

Интерпретация линеаментов в пределах западной части Байкало-Патомского пояса с применением мультимасштабного тектонофизического подхода в контексте прогноза рудообразующих систем 83
С.А. Устинов, В.А. Петров, А.А. Андреев, А.Д. Свечеревский, И.А. Кочкин, В.В. Шухов

Стронциевая изотопная стратиграфия среднего и верхнего девона: данные по конодонтам из центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции 107
Д.К. Нургалиев, Г.М. Сунгатуллина, Н.Г. Нургалиева, В.В. Силантьев, А.В. Журавлев, А.В. Чугаев, Д.Н.Мифтахутдинова, Ю.В. Гольцман, Б.И. Гареев

Ризоидные известняки среднепермских отложений Казанского Поволжья 119
Ф.А. Муравьев, Т.В. Кропотова, Н.М. Хасанова, Е.О. Стаценко

Депрессионные отложения осинского горизонта – потенциально нефтегазоматеринские породы Байкитской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь) 130
Д.Ю. Калачева, А.П. Вилесов, Р.Р. Хуснитдинов, Н.А. Иванова, М.А. Масленников, Д.А. Слуцкий

Геохимическая характеристика нафтидов венд-нижнекембрийских карбонатных отложений центральной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области 143
Э.А. Вторушина, М.Г. Кульков, Г.Т. Салахидинова, Р.И. Бутырин, А.Э. Алиев, В.В. Марков, К.С. Савичев

На обложке: Фрагмент рисунка весовых прогнозно-поисковых моделей с оценкой их точности (С.А. Устинов и др., Интерпретация линеаментов в пределах западной части Байкало-Патомского пояса..., стр. 83)

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 27. № 4. 2025

Российский центр научной информации сообщает об утверждении российской части Единого государственного перечня научных изданий – «Белого списка»

Утверждение **«Белого списка»** проходило в несколько этапов. РЦНИ был сформирован исходный список научных журналов, который был направлен на экспертизу в профильные и региональные отделения Российской академии наук.

На основании полученных экспертных оценок решением Межведомственной рабочей группы отечественным журналам были присвоены уровни от 1 до 4.

По состоянию на 09.09.2025 г. в российскую часть перечня вошло 3120 журналов:
- первый уровень – 634 журнала,
- второй уровень – 705 журналов,
- третий уровень – 916 журналов,
- четвертый уровень – 865 журналов.

По результатам экспертных оценок журналу «Георесурсы» присвоен 1 (высший) уровень.

«Белый список» журналов доступен на сайте: https://journalrank.rcsi.science/ru/

Содержание

Статьи

Особенности молекулярного состава битумоидов в баженовских отложениях в северной части Западно-Сибирской платформы 163
М.С. Тихонова, А.Г. Калмыков, О.Н. Видищева, Ю.В. Колосова, Л.Ю. Сигачева, Т.В. Григоренко, М.О. Костышина, Д.Л. Гендель, Е.М. Голь, С.Н. Резник

Прогноз и оценка генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий 177
Е.А. Лавренова

Идентификация очага низкотемпературной генерации углеводородов на южной периферии Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна 192
Б. Андреев, Е.В. Козлова, Т.Д. Булатов, Т.И. Карамов, Е.А. Леушина, В.В. Широкова, А.Е. Бажанова, А.П. Вайтехович, Н. В. Пронина, В.В. Дударев, В.В.

Исследование нестационарности естественной сепарации газа при помощи экспериментального стенда и математического моделирования 216
В.А. Иванов, В.С. Вербицкий, Р.А. Хабибуллин, К.А. Горидько, Е.И. Никонов

Геолого-гидродинамическое моделирование сложнопостроенных карбонатных коллекторов с учетом фациальной зональности 235
С.Н. Кривощеков, А.А. Кочнев, Е.С. Ожгибесов, Д.О. Ширинкин, А.Л. Южаков

Влияние характерного расстояния между скважинами на эффективность выработки запасов в условиях трещиновато-пористого коллектора 246
Д.Ю. Легостаев, С.П. Родионов, О.Н. Пичугин, А.С. Ильин

Анализ причин обводнения и обоснование технологии ограничения водопритока на скважинах карбонатной залежи 254
В.А. Шайдуллин, Д.С. Михайлов, Т.Э. Нигматуллин, Р.Ф. Якупов, Р.Р. Хаертдинов

Продуктивность горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом пласта и способы ее расчета 263
М.Р. Хамидуллин, К.А. Поташев, А.Б. Мазо

Моделирование процесса закачки полимера в пласт с учетом скорости сдвига 276
М.Г. Персова, Ю.Г. Соловейчик, Д.А. Леонович, А.В. Насыбуллин, Е.В. Орехов

Экспериментальные исследования для прогнозирования рисков осаждения асфальтенов в процессе добычи трудноизвлекаемых запасов нефти 286
И.А. Гуськова, Т.Л. Гайфуллин, Д.Т. Ахметшина, И.М. Храмушина

О размещении промышленных стоков в глубокозалегающие нефтегазоводоносные комплексы на территории Соликамской депрессии (Пермский край) 295
А.Н. Башков, С.Е. Башкова, Е.Е. Кожевникова

Радиологическая опасность природных вод восточных районов Новосибирской области 306
Ф.Ф. Дульцев, Д.А. Новиков

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

GEORESURSY

V. 27. Is. 4. 2025

Key title: "Georesursy"
Parallel title: "Georesources"

Editor in Chief: Alexander V. Sokolov
PETROGECO LLC
Nizhnevartovsk, Russian Federation

Editorial Board
Dmitry D. Agapitov, Institute of Geotechnology, Moscow, Russian Federation
Stanislav G. Kuzmenkov, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation
Azat A. Lutfullin, Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation
Alexey A. Nezhdanov, West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics, Tyumen, Russian Federation
Vladimir V. Silantiev, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russian Federation
Konstantin O. Sobornov, Nord-West Geophysics Company, Moscow, Russian Federation
Mikhail Yu. Spasennykh, Skoltech, Moscow, Russian Federation
Antonina V. Stoupakova, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
Rustem F. Yakupov, Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky; Bashneft-Dobycha LLC, Rosneft, Ufa, Russian Federation

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed Scientific and Technical Journal published since 1999.

The journal is included/indexed in:
- **Scopus;**
- **Web of Science (ESCI);**
- **DOAJ;**
- **CAS databases;**
- **GeoRef database.**

The full-text e-versions of the articles are available on:
www.geors.ru

Table of Contents

Research Articles

Main Oil Producing Countries of North and South America: Factors of Successes and Failures 24
N.N. Poussenkova, A.V. Sokolov

Physicochemical Features of Hydrocarbon Fluid Flow in Shale Rocks: Review on Adsorption and Diffusion 45
D. Dorjhie, A. Mukhametdinova, C. Faist, T. Yunusov, H. Lenski, P. Grishin, A. Cheremisin, M. Spasennykh

Applying the Automated Depth-Shifting Workflow of Well Logging Data and Whole Core Images for Carbonate vs Clastic Rocks 59
G.A. Kossov, V.V. Abashkin, D.M. Ezersky

Core Plug Porosity Prediction Using Microtomography, Supervised Labeling, and a Shifted Window Transformer 67
R.I. Kadyrov, E.O. Statsenko, T.H. Nguyen, M.A. Skorobogatova

Interpretation of Lineaments Within the Western Part of the Baikal-Patom Belt Using a Multiscale Tectonophysical Approach in the Context of Ore-Forming Systems Prediction 83
S.A. Ustinov, V.A. Petrov, A.A. Andreev, A.D. Svecherevsky, I.A. Kochkin, V.V. Shukhov

Strontium Isotope Stratigraphy of the Middle–Upper Devonian: Data for the Conodonts from the Central Part of the Volga–Ural Petroleum Province 107
D.K. Nurgaliev, G.M. Sungatullina, N.G. Nourgalieva, V.V. Silantiev, A.V. Zhuravlev, A.V. Chugaev, D.N. Miftakhutdinova, Y.V. Goltsman, B.I. Gareev

Middle Permian Rhizoid Limestones of the Kazan Volga Region (Russia) 119
F.A. Mouraviev, T.V. Kropotova, N.M. Khasanova, E.O. Statsenko

Depression Deposits of the Osinsky Horizon as a Potential Source Rocks of the Baykit High Province (East Siberia) 130
D.Yu. Kalacheva, A.P. Vilesov, R.R. Khusnitdinov, N.A. Ivanova, M.A. Maslennikov, D.A. Slutskiy

Geochemical Characteristics of Naphthides From the Vendian-Lower Cambrian Carbonate Deposits of the Central Part of the Nepsko-Botuobinskaya Oil and Gas Bearing Area 143
E.A. Vtorushina, M.G. Kulkov, G.T. Salakhidinova, R.I. Butyrin, A.E. Aliev, V.V. Markov, K.S. Savichev

Peculiarities of Molecular Composition of Bitumoids in Bazhenov Deposits in the Northern Part of the West Siberian Platform 163
M.S. Tikhonova, A.G. Kalmykov, O.N. Vidishcheva, Yu.V. Kolosova, L.Yu. Sigacheva, T.V. Grigorenko, M.O. Kostyshina, D.L. Gendel, E.M. Gol, S.N. Reznik

On the cover: A fragment of a figure from: S.A. Ustinov et al., Interpretation of Lineaments Within the Western Part of the Baikal-Patom Belt... p. 83

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEORESURSY

V. 27. Is. 4. 2025

Editorial office
Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova
Scientific Editor: Guzel Mukhamadullina
Editor: Irina Abrosimova
Translator: Alexander Muraviev
Web-editor: Artur Sabirov

Publisher: Georesursy LLC
Editorial and Publisher's address:
Avetievskaya magistral st., 18, build. 2,
ap. 3, Kazan, Republic of Tatarstan, 420087,
Russian Federation
Phone: +7 927 0390530
e-mail: mail@geors.ru

All the materials of the Journal Georesursy are available under the CC BY license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Registered by the Federal Service for Supervision of Communications and Mass Media No. PI FS77-38832

The Journal is issued 4 times a year
Circulation: 1000 copies
Issue date: December 20, 2025

© 2025 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)

Published by Georesursy LLC

Table of Contents

Research Articles

The Forecast and Assessment of Source Rocks Generation Potential in the Sedimentary Cover of the Eastern Arctic 177
E.A. Lavrenova

New Petroleum Kitchen Discovery in the Southern Part of the West Siberian Basin 192
B. Andreyev, E.V. Kozlova, T.D. Bulatov, T.I. Karamov, E.A. Leushina, V.V. Shirokova, A.E Bazhanova, A.P. Vaitekhovich, N.V. Pronina, V.V. Dudarev, V.V. Kolesov, M.Yu. Spasennykh

Investigation of Gas Natural Separation Process Unsteady Features by Means of an Experimental Rig and Mathematical Modeling 216
V.A. Ivanov, V.S. Verbitsky, R.A. Khabibullin, K.A. Goridko, E.I. Nikonov

Hydrodynamic Modeling of Complex Carbonate Reservoirs Considering Facies Zonality 235
S.N. Krivoshchekov, A.A. Kochnev, E.S. Ozhgibesov, D.O. Shirinkin, A.L. Yuzhakov

Influence of Characteristic Distance Between Wells on the Efficiency of Reserves Production in a Fractured Reservoir 246
D.Yu. Legostaev, S.P. Rodionov, O.N. Pichugin, A.S. Ilyin

Evaluation of Water Breakthrough Mechanisms and Selection of Water Shut-off Techniques for Carbonate Formation Wells 254
V.A. Shaidullin, D.S. Mikhailov, T.E. Nigmatullin, R.F. Yakupov, R.R. Khaertdinov

Productivity of Multi-Stage Hydraulic Fractured Horizontal Wells and Methods for Its Estimation 263
M.R. Khamidullin, K.A. Potashev, A.B. Mazo

Modeling the Process of Polymer Injection Into the Reservoir Taking Into Account the Shear Rate 276
M.G. Persova, Yu.G. Soloveichik, D.A. Leonovich, A.V. Nasybullin, E.V. Orekhov

Experimental Studies to Predict the Risks of Asphaltene Precipitation During the Extraction of Hard-To-Recover Oil Reserves 286
I.A. Guskova, T.L. Gaifullin, D.T. Akhmetshina, I.M. Khramushina

On the Placement of Industrial Effluents in Deeplying Oil and Gas Complexes in the Territory of the Solikamsk Depression (Perm Region, Russia) 295
A.N. Bashkov, S.E. Bashkova, E. E. Kozhevnikova

Radiological Hazard of Natural Waters in the Eastern part of the Novosibirsk Oblast 306
F.F. Dultsev, D.A. Novikov

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.23 УДК 622.276

Основные нефтедобывающие страны Северной и Южной Америки: факторы успехов и причины провалов

Н.Н. Пусенкова[1,2], А.В. Соколов[3]*

Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М.Примакова РАН, Москва, Россия
Исследовательский центр ЭНЕРПО Европейского университета в Санкт-Петербурге, Санкт-Петербург, Россия
ООО «ПЕТРОГЕКО», Нижневартовск, Россия

В статье исследуются основные факторы успехов и причины провалов нефтяных секторов в странах Северной и Южной Америки – Аргентине, Бразилии, Венесуэле, Гайане, Канаде, Колумбии и Мексике. Дается краткая характеристика ресурсного потенциала и динамики нефтедобычи этих государств. Рассматриваются такие параметры развития их нефтяной промышленности, как применение достижений научно-технического прогресса, структура сектора, наличие эффективных институтов, государственная энергетическая политика, в том числе налоговая система, осуществление энергетических реформ, направленных на стимулирование конкуренции, частичную приватизацию национальных нефтяных компаний, привлечение иностранных нефтяных корпораций, обеспечение стабильности регулирования, проведение разумной локализации. Делается вывод о том, что устойчивое развитие сектора и рост нефтедобычи в соответствии со стратегическими целями правительства зависят не только от ресурсного потенциала, но и от энергетической политики, продуманных и своевременных реформ, прочных институтов и благоприятного инвестиционного климата.

Ключевые слова: нефтяная промышленность, нефтедобыча, неконвенциональные запасы, Аргентина, Бразилия, Венесуэла, Гайана, Канада, Колумбия, Мексика, национальные нефтяные компании, научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, энергетические реформы, налоговая система, инвестиционный климат, локализация, частичная приватизация, конкуренция, средние и малые нефтяные компании, мейджоры

Для цитирования: Пусенкова Н.Н., Соколов А.В. (2025). Основные нефтедобывающие страны Северной и Южной Америки: факторы успехов и причины провалов. *Георесурсы,* 27(4), с. 24–44. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.23

Введение

Мировой нефтяной сектор в настоящее время стремительно меняет точки роста. Развиваются новые крупные центры нефтедобычи, усиливаются (или ослабевают) существующие, смещается баланс сил между членами ОПЕК и странами, не входящими в этот картель. По прогнозам экспертов Goldman Sachs, Латинская Америка до 2030 года станет главным драйвером роста добычи на новых месторождениях[1]. В Северной Америке – в США и в Канаде – ожидается стабильное наращивание производства углеводородов.

Настоящее исследование посвящено анализу динамики добычи нефти в ведущих нефтедобывающих странах Северной и Южной Америки с 1970-х годов по настоящее время (рис. 1) и выявлению влияющих на нее объективных (ресурсный потенциал) и субъективных (инвестиционный климат, нефтяные реформы и т.п.) параметров. Изучается история институционального развития, нефтяных реформ и регулятивных режимов.

Целью работы являлось выявление факторов успехов и причин провалов нефтяных секторов этих стран.

Краткая характеристика ресурсного потенциала стран Северной и Южной Америки

Основные нефтедобывающие страны Северной и Южной Америки, анализируемые в статье[2], представляют собой разнообразный набор игроков. Среди них есть такие старожилы нефтяного бизнеса, как Аргентина, Венесуэла, Канада, Колумбия и Мексика, где добыча нефти ведется с конца 19 – начала 20 века. Есть страны, такие как Бразилия, где нефтегазовый сектор возник сравнительно недавно, во второй половине 20 века. И есть новичок – Гайана, где нефтедобыча стартовала в 2019 году и с тех пор стремительно растет.

[1] Latin America to add 2 mbpd of oil output by 2030, Quantum Commodity Intelligence, 10.11.2025, https://www.qcintel.com/article/latin-america-to-add-2-mbpd-of-oil-output-by-2030-goldman-50455.html

* Ответственный автор: Нина Николаевна Пусенкова
e-mail: npoussenkova@imemo.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

[2] США подробно рассматривались в первой публикации данного цикла (Иванов и др., 2024).

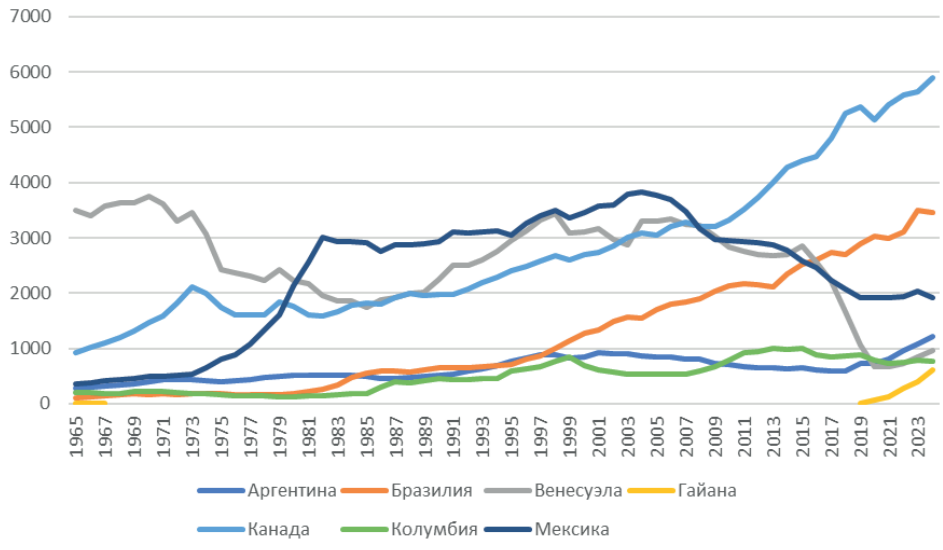


Рис. 1. Добыча нефти в Аргентине, Бразилии, Венесуэле, Гайане, Канаде, Колумбии, Мексике, 1965–2024 гг., тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, https://www.energyinst.org/statistical-review

Венесуэла обладает самыми крупными в мире доказанными запасами нефти, и кратность запасов превышает 500 лет (табл. 1), при этом ее добыча в последние десятилетия существенно упала. У Бразилии кратность запасов – 10 лет (табл. 1), но нефтедобыча стабильно растет, и ожидается, что к 2030 году страна выйдет на пятое место в мире по этому показателю.

Национальные нефтяные компании (ННК), полностью или частично принадлежащие государству, доминируют в нефтяном секторе Аргентины, Бразилии, Венесуэлы, Колумбии и Мексики; в Канаде работают частные канадские и международные корпорации; Гайане еще предстоит разработать энергетическую политику и создать свою нефтяную компанию. В ряде стран преобладают трудноизвлекаемые запасы (сланцевые формации в Аргентине, глубоководные месторождения в Бразилии, сверхтяжелая нефть в Венесуэле, нефтеносные пески в Канаде), тогда как в Колумбии или Мексике запасы диверсифицированы и в основном представлены конвенциональными углеводородами.

Но при всех различиях нефтяных секторов данных стран, сравнительный анализ позволяет выявить основные факторы успехов (или причины провалов), которые характерны и для многих других нефтедобывающих государств. Успех нефтяной промышленности в рамках настоящего исследования определяется ее способностью обеспечить рост нефтедобычи, соответствующий стратегическим ориентирам правительства.

Аргентина

Доказанные запасы нефти Аргентины (чья национальная компания YPF была создана в 1922 году) в 2023 году составляли 3.0 млрд бар. (48% конвенциональных, 52% – неконвенциональных запасов). Львиная доля (82%) конвенциональных запасов расположены в бассейне Golfo San Jorge, где нефть была обнаружена еще в 1907 году. Неконвенциональные запасы сосредоточены в бассейне Neuquén, где находится формация Vaca Muerta, которая распространяется еще и на провинции Mendoza и Rio Negro (рис. 2). Vaca Muerta была открыта в 1927 году, но ее реальный потенциал был подтвержден лишь в 2011 году компанией Repsol-YPF (как она тогда называлась)[3]. Vaca Muerta считается третьей в мире по размеру геологической

[3] EIA. Argentina. October 17, 2024, https://www.eia.gov/international/analysis/country/ARG

Страна	Добыча нефти, 2024 г., тыс. бар/с	Доказанные запасы нефти, конец 2020 г., млрд бар	Кратность запасов, лет	Доля в мировых запасах, %
Аргентина	1214	2.5	11.3	0.1
Бразилия	3466	11.9	10.8	0.7
Венесуэла:	960	303.8	Более 500	17.5
В т.ч. сверхтяжелая нефть	-	261.8	-	15.1
Гайана	616	-	-	-
Канада:	5888	168.1	89.4	9.7
В т.ч. нефтяные пески	-	161.4	-	9.3
Колумбия	773	2.0	7.1	0.1
Мексика	1911	6.1	8.7	0.4

Табл. 1. Доказанные запасы и добыча нефти в Аргентине, Бразилии, Венесуэле, Гайане, Канаде, Колумбии и Мексике. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, https://www.energyinst.org/statistical-review

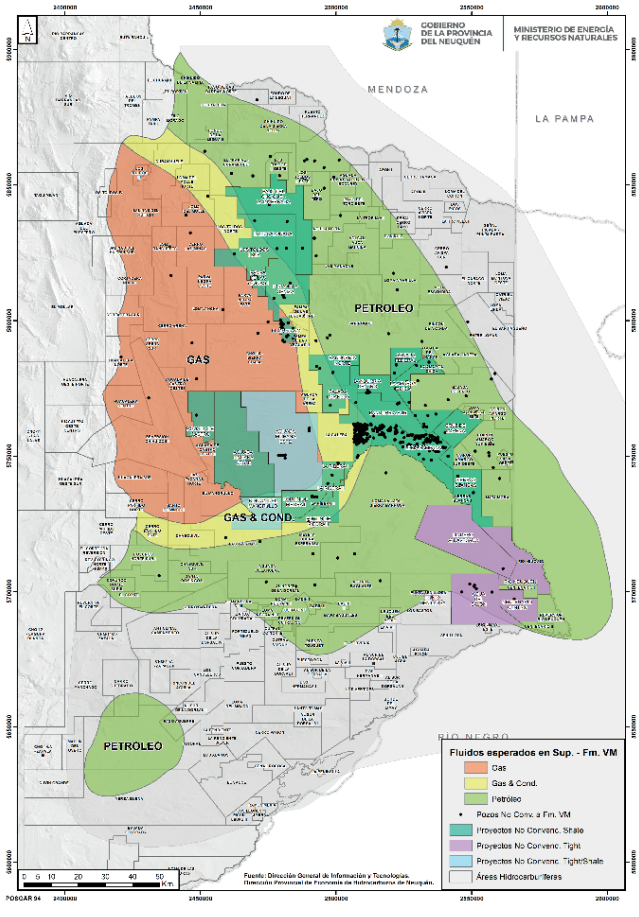


Рис. 2. Карта-схема нефтяной промышленности Аргентины. Источник: EPCM Holdings, https://epcmholdings.com/an-overview-of-the-oil-gas-industry-in-argentina/

формацией такого типа. С 2014 по 2024 год добыча на Vaca Muerta выросла с 45 тыс.бар./с до 453 тыс.бар./с. (рис. 3), и по оценкам Rystad Energy может достичь 1 млн бар./с к 2030 году[4]. Эксперты полагают, что самым серьезным вызовом для Vaca Muerta, чтобы выйти на прогнозную добычу, станет доступ к рынкам нефти и СПГ (сжиженного природного газа) и привлечение инвестиций[5]. Хотя запасы Vaca Muerta считаются неконвенциональными, глава YPF Горацио Марин заявил весной 2025 года, что цена безубыточности для разработки Vaca Muerta составляет 45 долл./бар., т.е. относительно невысока[6].

Инвестиции в Vaca Muerta достигнут 15 млрд долл. в 2025 году и 16.5 млрд долл. в 2026, причем значительная их доля будет направлена на развитие транспортной инфраструктуры, в первую очередь, 600-км нефтепровода Vaca Muerta Oil Sur стоимостью в 3 млрд долл. и мощностью 500 тыс.бар./с, который пойдет от Vaca Muerta к экспортному терминалу, строящемуся в заливе San Matías[7].

Доказанные запасы природного газа в 2023 году равнялись 17.2 трлн куб.ф, причем 71% составляли неконвенциональные запасы и 29% – конвенциональные. Примерно 51% конвенциональных запасов находятся в бассейне Austral, а в бассейне Neuquén – 98% доказанных запасов неконвенционального газа. В Аргентине имеется 166 газовых месторождений: четыре на шельфе, остальные на суше. В 2023 году примерно 63% газодобычи обеспечивались конвенциональными запасами, а 37% – неконвенциональными, которые были основным драйвером роста газодобычи в период 2015–2023 гг[8].

Бразилия

Сегодня Бразилия – крупнейший производитель жидких углеводородов в Южной Америке и девятый в мире. В 2006 году Petrobras, бразильская ННК, созданная в 1953 году, открыла огромные запасы углеводородов

[4] Argentina's Vaca Muerta Shale Set to Hit 1 Million Bpd by 2030, Oil Price, 30.11.2024, https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Argentinas-Vaca-Muerta-Shale-is-on-Track-to-Hit-1-million-bpd-Production-Milest.html

[5] https://www.enverus.com/vaca-muerta-oil-production-data-analysis-forecast/

[6] Argentina's Vaca Muerta shale formation still profitable with lower oil prices, YPF CEO says, Reuters, 08.04.2025, https://www.tradingview.com/news/reuters.com,2025:newsml_L2N3QM0QY:0-argentina-s-vaca-muerta-shale-formation-still-profitable-with-lower-oil-prices-ypf-ceo-says/

[7] Argentina's Vaca Muerta Fuels Oil Production Surge, Oil Price, 12.03.2025, https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Argentinas-Vaca-Muerta-Fuels-Oil-Production-Surge.html

[8] Argentina's Vaca Muerta Fuels Oil Production Surge, Oil Price, 12.03.2025, https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Argentinas-Vaca-Muerta-Fuels-Oil-Production-Surge.html

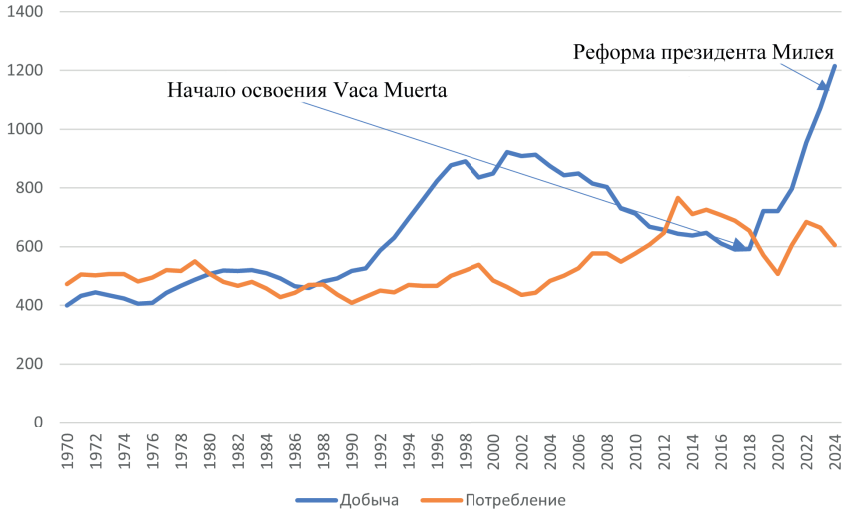


Рис. 3. Добыча и потребление нефти в Аргентине, 1970–2024, тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, https://www.energyinst.org/statistical-review

на подсолевом горизонте (рис. 4). Открытие оказалось настолько масштабным, что и до настоящего момента запасы подсолевого горизонта до конца не выяснены, и оценки колеблются от 50 до 100 млрд бар. малосернистой нефти плотностью 26–30° API (American Petroleum Institute). Месторождение занимает океаническую территорию в 112,000 кв.км, охватывая бассейны Espirito Santo, Campos и Santos при глубине моря 1900–2400 м. Толщина продуктивного горизонта также точно пока не установлена, но по оценкам превышает 2 тыс. м.

Эксперты ожидают, что бразильские запасы нефти будут и дальше расти по мере того, как продолжается активное разведочное и эксплуатационное бурение. Нефтедобыча в Бразилии стабильно увеличивается благодаря освоению подсолевых месторождений (рис. 5); в 2018 году добыча на подсолевом горизонте впервые превысила показатели из других запасов. В 2020 году подсолевые отложения обеспечивали уже 70% бразильской нефтедобычи.

В Бразилии в начале 2023 года числилось 13.4 трлн куб.ф доказанных запасов газа, которые на 76% представлены попутным газом, добываемым на подсолевом горизонте. 24% доказанных запасов газа расположены на суше, в основном в бассейнах Solimões и Paranaíba. Значительная доля добываемого в Бразилии газа закачивается в пласты для повышения нефтеотдачи[9].

Венесуэла

Венесуэла, где нефтедобыча началась в 1910 году, а национальная нефтяная компания PDVSA была создана в 1976 году в результате национализации отрасли, занимает первое место в мире по доказанным запасам нефти, хотя ее доля мировой добычи в 2023 году составляла всего 0.8%.

Почти 77% запасов жидких углеводородов Венесуэлы приходится на тяжелую и сверхтяжелую нефть бассейна реки Ориноко (рис. 6). Сверхтяжелая нефть имеет плотность в 5–15° по шкале API и содержание серы в 4–6%. Ее смешивают с легкой нефтью или конденсатом, чтобы уменьшить вязкость; затем она поступает на апгрейдер, на котором производится т.н. синтетическая нефть (этот процесс отличается высокой технологической сложностью и требует компетенций, которыми обладают международные мейджоры)[10].

Производство нефти в стране долго падало, и лишь в 2021 году возобновился некоторый рост (рис. 7). Цена безубыточности действующих добычных проектов в Венесуэле находится в диапазоне от 42 до 56 долл./бар. в зависимости от типа месторождения[11].

[9] EIA, Brazil. Last Updated: December 4, 2023. https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA

[10] Venezuela's oil reserves doomed to become the world's largest stranded asset, Stabroek News August 20, 2021, https://www.stabroeknews.com/2021/08/20/business/venezuelas-oil-reserves-doomed-to-become-the-worlds-largest-stranded-asset/

[11] The Single Biggest Threat To Venezuela's Future, Oil Price, 29.11.2020, https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/The-Single-Biggest-Threat-To-Venezuelas-Future.html

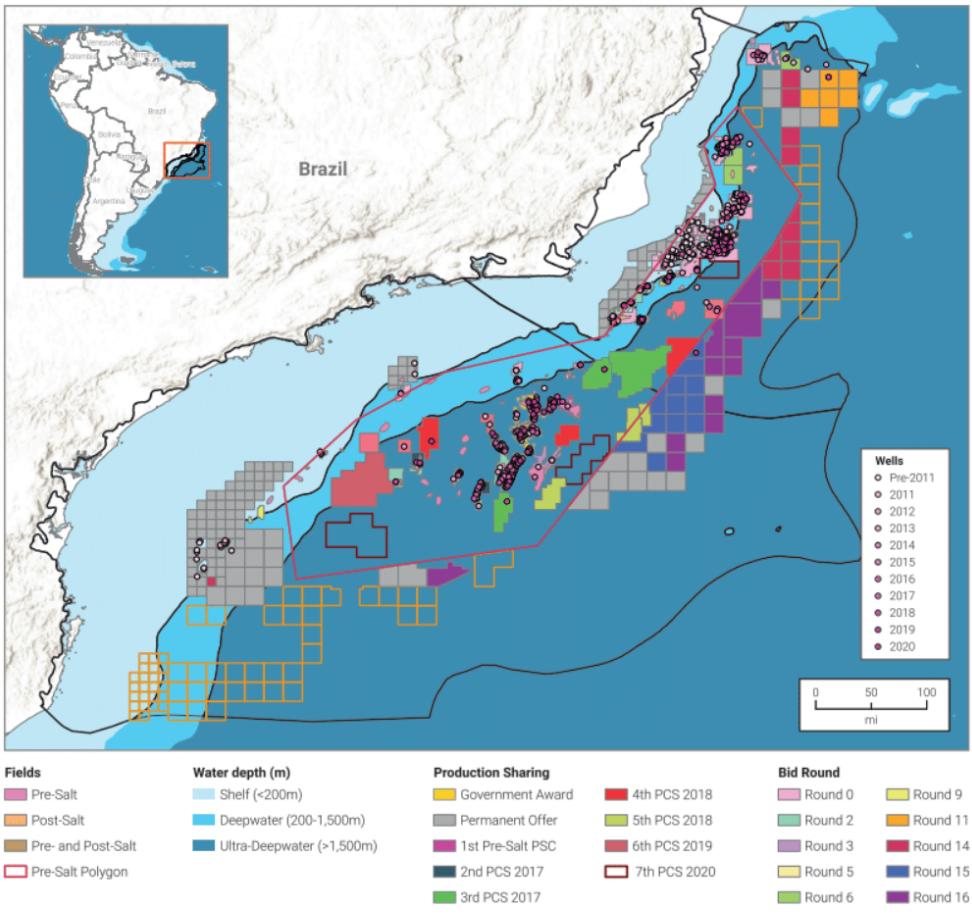


Рис. 4. Карта-схема нефтяной промышленности Бразилии. Источник: EMCM Holdings, https://epcmholdings.com/an-overview-of-the-oil-gas-industry-in-brazil/

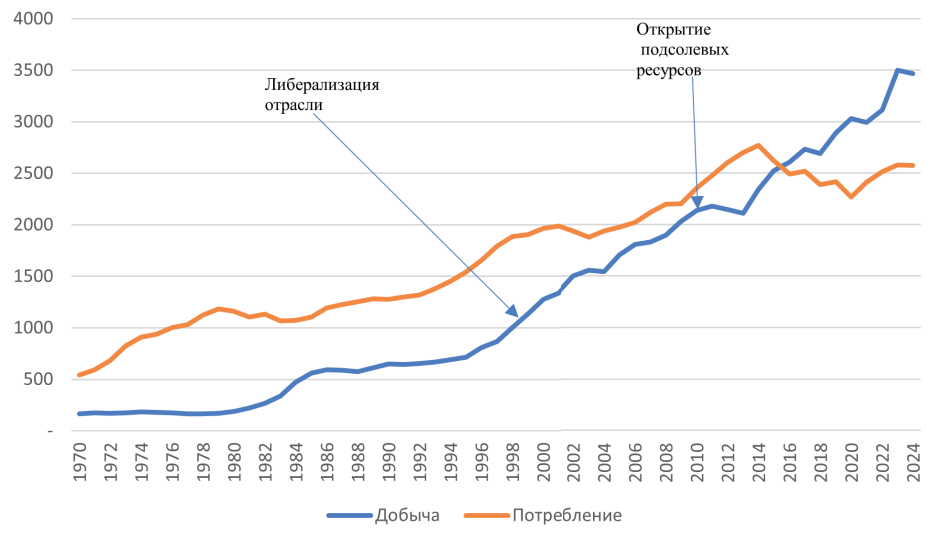


Рис. 5. Добыча и потребление нефти в Бразилии, 1970–2024 гг., тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, https://www.energyinst.org/statistical-review

Доказанные запасы газа Венесуэлы составляли 195 трлн куб.ф в 2023 году, причем 80% добываемого газа – попутный газ.

Примерно 30% газа закачивается в нефтяные пласты для повышения нефтеотдачи.

Поскольку в стране недостаточно развита инфраструктура по транспортировке, переработке и закачке газа, значительная его доля сжигается в факелах (в 2022 году сжигалось больше газа, чем использовалось)[12].

[12] EIA, Venezuela. Last Updated: February 8, 2024, https://www.eia.gov/international/analysis/country/VEN

Гайана

Нефтедобыча в Гайане началась в 2019 году; она быстро растет – с 15 тыс.бар./с до 616 тыс.бар./с в 2024 году. В 2024 году в стране числилось 11 млрд бар. доказанных запасов нефти. Сейчас в Гайане реализуются три проекта, которые могут обеспечить добычу в 1.3 млн бар./с к 2027 году. ExxonMobil начал масштабную программу разведочных работ на шельфе в 2008 году, и с тех пор возглавляемый им международный консорциум открыл более 30 нефтеносных залежей на морском блоке Stabroek Block. Сейчас цена безубыточности в нефтяном секторе Гайаны составляет 25–35 долл./бар., что делает проекты на данном

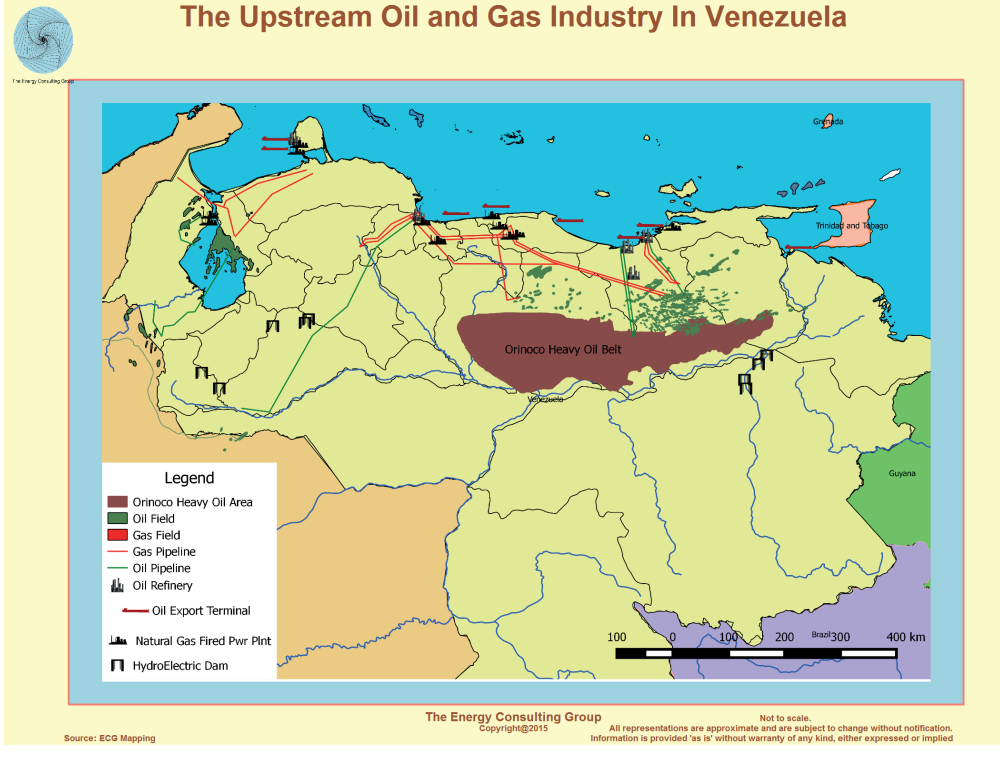


Рис. 6. Карта-схема нефтяной промышленности Венесуэлы. Источник: Energy Consulting Group, https://energy-cg.com/OPEC/Venezuela/Venezuela_OilGas_Industry.html

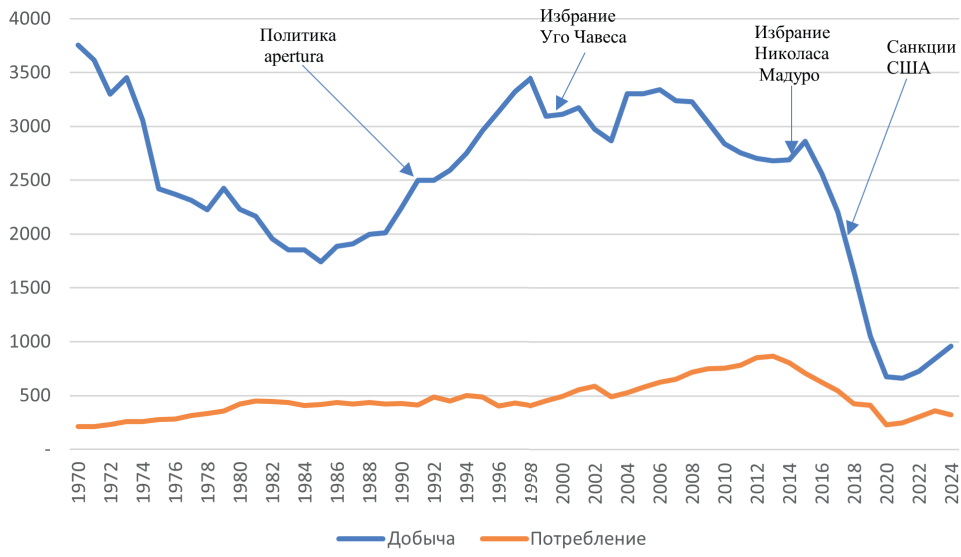


Рис. 7. Добыча и потребление нефти в Венесуэле, 1970-2024 гг., тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, https://www.energyinst.org/statistical-review

блоке одними из самых выгодных в мире. Помимо этого, разведочные работы ведутся на морских блоках Orinduik и Kanuku (рис. 8). В стране сейчас добывается нефть трех сортов: Liza (API 32º и содержание серы 0.58%), Unity Gold (35.3º и 0.39%) и Payara Gold (28º и 0.58%). Доказанные запасы природного газа Гайаны оценивались в 16 трлн куб.ф в январе 2024 года, но его доля в добыче энергоресурсов страны пока минимальна (на жидкие углеводороды приходится 99.2% добычи энергоресурсов)[13].

[13] EIA, Guyana. Last Updated: May 29, 2024, https://www.eia.gov/international/analysis/country/GUY

Канада

Первую скважину в Северной Америке пробурили в провинции Онтарио в 1857–58 гг., а первую добывающую скважину в Западной Канаде – в 1902[14]. В Канаде в начале 2024 года числилось 168 млрд бар. доказанных запасов нефти, т.е. страна занимала четвертое место в мире после Венесуэлы, Саудовской Аравии и Ирана. 97% запасов представлены нефтеносными песками,

[14] https://history.alberta.ca/energyheritage/oil/early-industrialization-and-exploration-1776-1920/oil-in-canada-exploitation-and-entrepreneurs/default.aspx

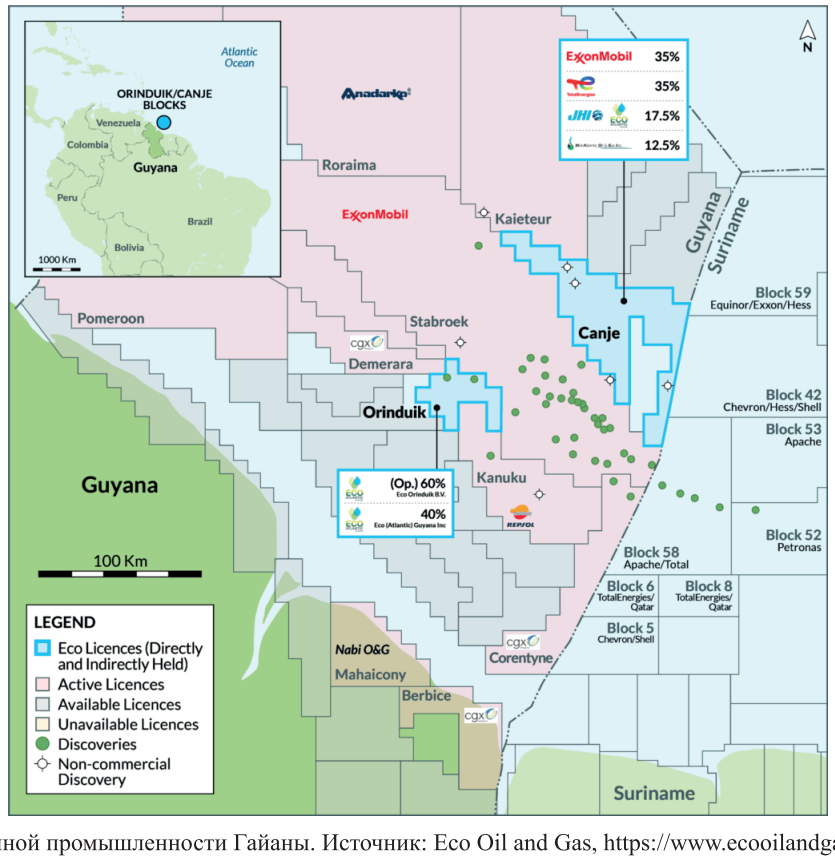
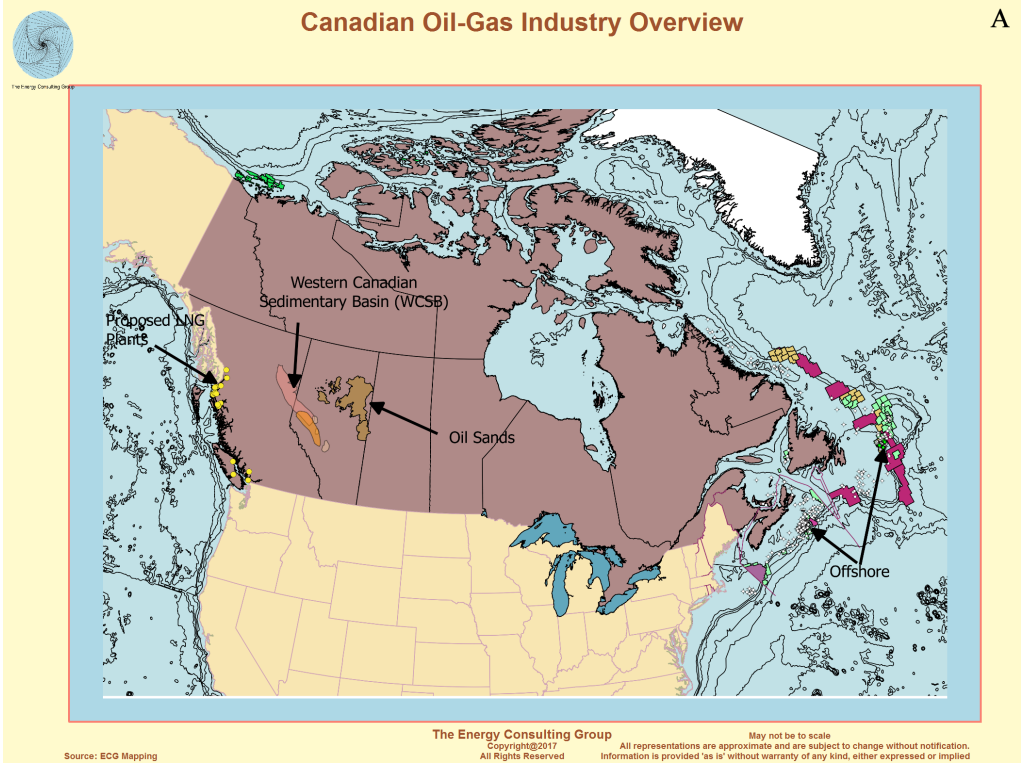


Рис. 8. Карта-схема нефтяной промышленности Гайаны. Источник: Eco Oil and Gas, https://www.ecooilandgas.com/projects/guyana/

расположенными в регионах Athabasca, Peace River и Cold Lake провинций Альберта и Саскачеван (рис. 9). В 2024 году Канада занимала четвертое место в мире по производству жидких углеводородов, которое стабильно повышается (рис. 10). В 2022 году добыча из нефтеносных песков обеспечивала 65% общей нефтедобычи, а 35% приходилось на конвенциональную, шельфовую и сланцевую добычу.

Нефть из нефтеносных песков либо поступает на апгрейдеры, которые облагораживают ее до легкой синтетической нефти, либо смешивается с легким конденсатом. К началу 2020-х годов в Канаде было четыре апгрейдера в Альберте и два в Саскачеване общей мощностью 1.4 млн бар./с синтетической нефти[15].

[15] https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2022/market-snapshot-a-tour-of-canadas-oil-sands-upgraders.html



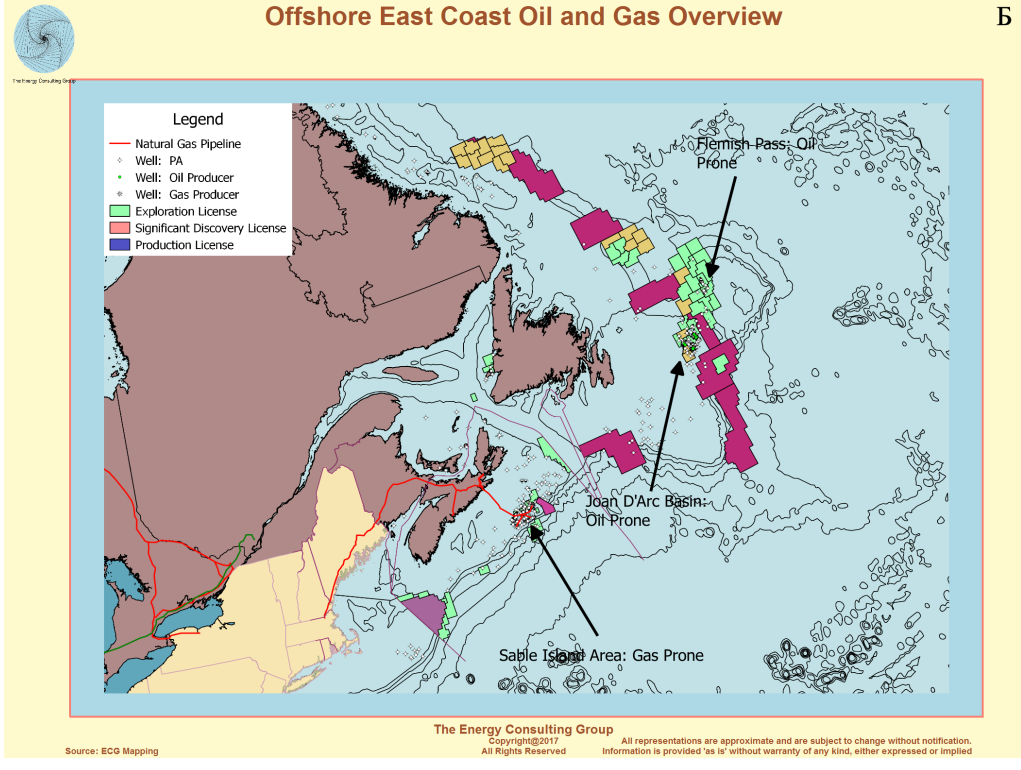


Рис. 9. Карта-схема нефтяной промышленности Канады: А) карта-схема сухопутных месторождений; Б) карта-схема морских месторождений. Источник: Energy Consulting Group, https://energy-cg.com/Canada/Western%20Canadian%20Oil%20and%20Gas_Industry.html

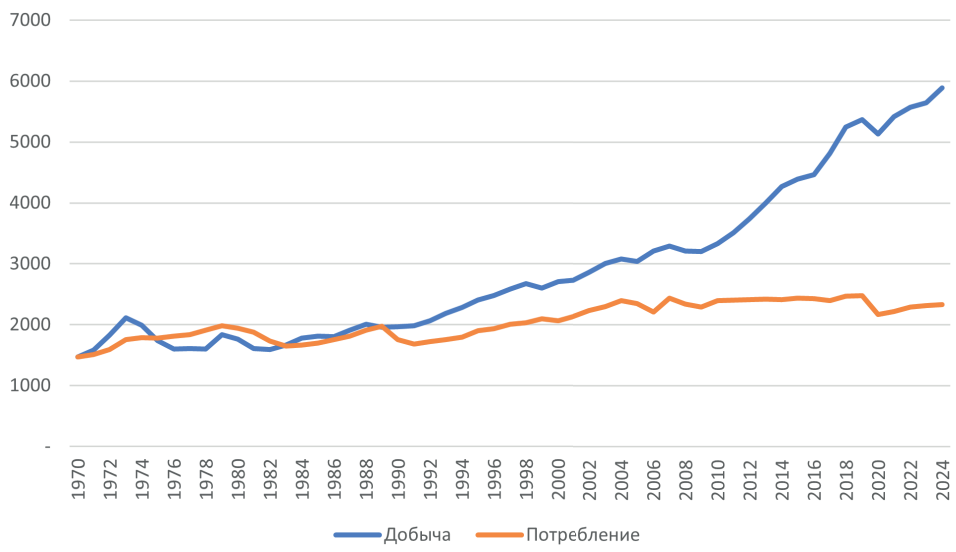


Рис. 10. Добыча и потребление нефти в Канаде, 1970–2024 гг., тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, https://www.energyinst.org/statistical-review

Доказанные запасы газа в стране составляли 87 трлн куб.ф в 2024 году, и по его добыче в 2023 году Канада занимала пятое место в мире после США, России, Ирана и Китая, причем 29% приходилось на конвенциональный газ и 71% – на неконвенциональный. Основные объемы газа добываются в Западно-Канадском осадочном бассейне, главным образом в Британской Колумбии и Альберте (98.7%)[16].

Долгое время США были основным направлением канадского экспорта углеводородов. Сейчас Канада стремится уменьшить зависимость нефтяного сектора от рынков США благодаря расширению собственной инфраструктуры. В мае 2024 года она ввела в эксплуатацию Trans Mountain Expansion Project (TMX), стоимостью 25 млрд долл. Кроме того, Канада завершает строительство в Британской Колумбии экспортного терминала СПГ, что позволит экспортировать его в другие страны[17].

Колумбия

Нефть в Колумбии открыли в 1918 году, а национальная компания Ecopetrol была создана в 1951 году. Добыча нефти ведется на суше, на зрелой ресурсной базе, в основном в бассейне Llanos Orientales (рис. 11), где сосредоточена тяжелая, сернистая нефть (экспортные сорта Castilla Blend и Vasconia). За анализируемый период она демонстрировала как рост, так и падение (рис. 12).

Сейчас в стране нефтедобыча на шельфе не ведется, но в перспективе планируется разведка и разработка морских запасов. В Колумбии имеются крупные сланцевые формации – бассейны Cesar-Rancheria, Middle Magdalena Valley, Llanos и Maracaibo/Catatumbo, которые пока почти не разрабатываются.

Доказанные запасы газа в Колумбии оценивались в 3 трлн куб.ф в начале 2022 года. В стране в основном добывается попутный газ, причем 50% его закачивается в нефтяные пласты для повышения нефтеотдачи[18].

Мексика

Промышленная добыча нефти в стране началась в 1901 году. Долгое время государственная монополия Pemex, созданная в 1938 году в результате национализации активов иностранных компаний, просто обеспечивала внутренние потребности страны. Ситуация изменилась в 1976 году благодаря открытию морского месторождения Cantarell с запасами в 40 млрд бар. (на пике оно давало 60% нефтедобычи в стране) (рис. 13). Pemex превратилась в одну из крупнейших глобальных нефтяных компаний, чья нефтедобыча росла до 2004 года (рис. 14), а Мексика – в одного из ведущих экспортеров нефти в мире, хотя в 21 веке она этот статус утратила.

Две трети нефти, добываемой в Мексике, – сорт Maya (22° по шкале API с содержанием серы 3.5–4%). Место Cantarell, как основного месторождения Мексики, в 2009 году заняло морское месторождение Ku-Maloob-Zaap, открытое в 1980 году.

Доказанные запасы газа в Мексике составляли 7.1 трлн куб.ф в 2023 году, в основном сконцентрированных в бассейнах Sureste и Veracruz[19]. Мексика – чистый импортер газа, хотя его добыча росла до 2010 года, но потом стала уменьшаться. Мексика занимает шестое место в мире по запасам сланцевого газа. Однако Pemex не достигла успеха в этой сфере, сделав неудачную попытку освоить сланцевые запасы в 2011 году.

[16] EIA, Canada. Last Updated: May 30, 2024 , https://www.eia.gov/international/analysis/country/CAN

[17] Canada's Oil and Gas Industry Soars to New Heights, Oil Price, 09.05.2024, https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Canadas-Oil-and-Gas-Industry-Soars-to-New-Heights.html

[18] EIA, Colombia. Last Updated: March 31, 2022, https://www.eia.gov/international/analysis/country/COL

[19] EIA, Mexico. Last Updated: March 31, 2023. https://www.eia.gov/international/analysis/country/MEX

Рис. 11. Карта-схема нефтяной промышленности Колумбии. Источник: Geni, https://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/colombia/EnergyOverviewofColombia.shtml

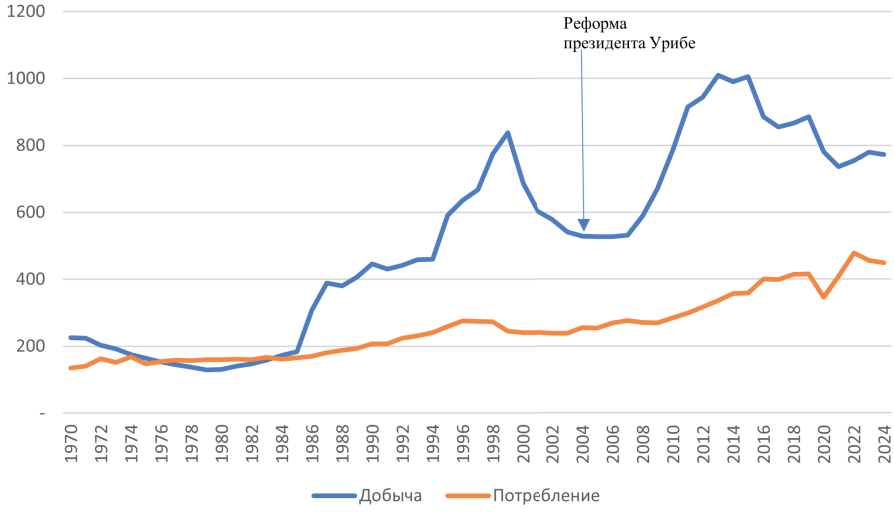
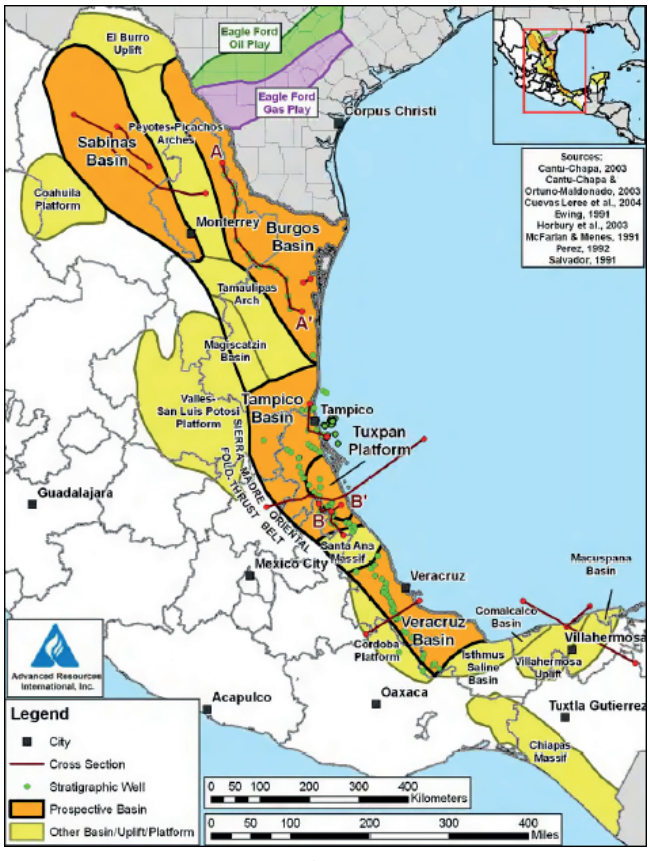
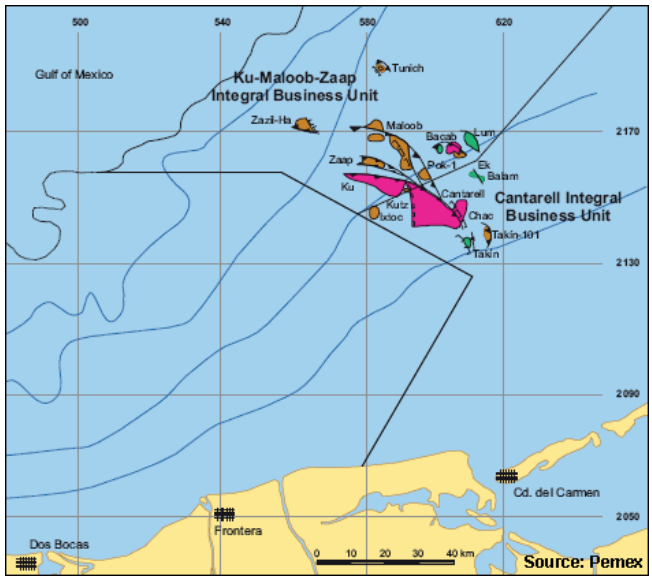


Рис. 12. Добыча и потребление нефти в Колумбии, 1970–2024 гг., тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, https://www.energyinst.org/statistical-review



А



Б

Рис. 13. Карта-схема нефтяной промышленности Мексики: А) карта-схема сухопутных месторождений; Б) карта-схема морских месторождений. Источник: Energy Consulting Group, https://energy-cg.com/Mexico/Mexico_EIA.html

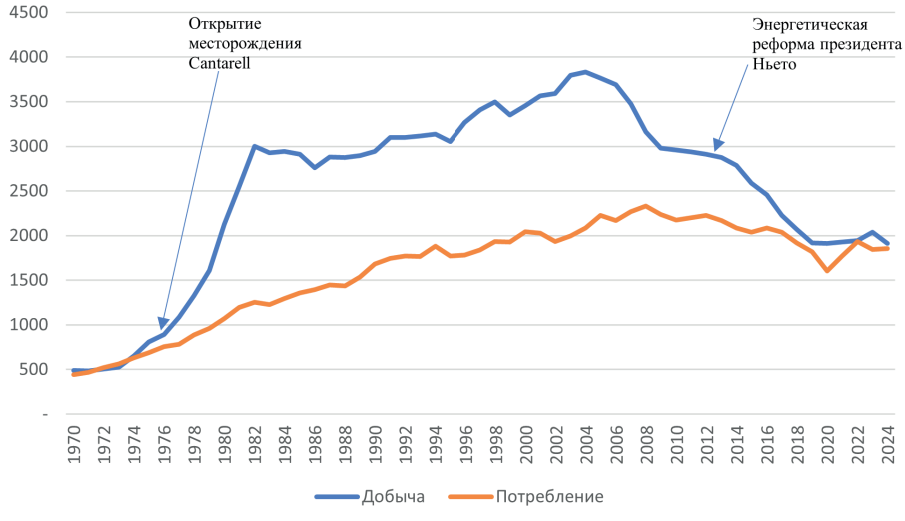


Рис. 14. Добыча и потребление нефти в Мексике, 1970–2024 гг., тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, https://www.energyinst.org/statistical-review

Изучение факторов успехов и причин провалов

Приведенный выше краткий обзор ресурсных потенциалов основных игроков Западного полушария и динамики их нефтедобычи позволяет авторам предположить, что способность страны поддерживать стабильное развитие нефтегазовой отрасли и рост добычи зависит не только от объемов доказанных запасов и того, являются ли они легко- или трудноизвлекаемыми, но и от ряда политических, институциональных, регулятивных и экономических факторов. Так, например, в 2020 году, в то время президент Petrobras, Роберто Кастелло Бранко, совершенно справедливо отметил важность институционального фактора для развития отрасли: «У нас в Бразилии очень хорошая геология и хорошая история, но, хотя это и необходимо, этого не достаточно. Нужно изменить регулятивные рамки»[20].

[20] More global vision, please': Petrobras boss fires from the hip on bureaucracy and calls for reform, Upstream Online, 03.12.2020, https://www.upstreamonline.com/exploration/more-global-vision-please-petrobras-boss-fires-from-the-hip-on-bureaucracy-and-calls-for-reform/2-1-924269

Соответственно, чтобы проверить свое предположение, авторы изучили основные факторы успехов и причины провалов нефтяных секторов в странах Северной и Южной Америки – от научно-технического прогресса до нефтяных реформ, институциональных параметров и регулятивных рамок.

Научно-технический прогресс

Опыт таких стран, как США или Саудовская Аравия (Иванов и др., 2024, Пусенкова и др., 2025), показывает, что технологические достижения оказываются важнейшим драйвером эффективного освоения нефтегазовых запасов. Для успешных разработок и внедрения передовых технологий необходимо наличие долгосрочного видения нефтяных компаний и соответствующих правительственных ведомств, обеспечивающих регулятивный режим, способствующий быстрому внедрению изобретений. Зачастую сложности с ресурсной базой становятся стимулом технологического прогресса, и наоборот, нефтяные игроки, разрабатывающие легкоизвлекаемые запасы, нередко не уделяют достаточного внимания научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам (НИОКР). Типичным примером второго подхода была политика Мексики после открытия месторождения Cantarell.

Cantarell, входившее в тройку крупнейших в мире, залегает на мелководье Мексиканского залива. Запасы его легкоизвлекаемые, и поэтому Pemex не считала нужным вести геологоразведку в других местах или осуществлять существенные инвестиции в НИОКР и современные технологии. Так, Pemex не развивала компетенции в бурении морских скважин глубже 500 м – свою первую глубоководную скважину она пробурила только в 2004 году[21]. Добыча на Cantarell поначалу быстро росла, но через 15 лет после его открытия стала падать, и в начале 2000-х годов вместе с кризисом месторождения возник и кризис нефтяной промышленности Мексики.

Соответственно, технологическая отсталость и отсутствие долгосрочного видения руководства госкомпании и правительства внесли свой вклад в кризис, который сейчас переживает мексиканская нефтяная промышленность.

В целом практически все анализируемые нефтедобывающие страны и их ННК не считаются технологическими лидерами. Видное исключение составляет бразильская Petrobras, которая открыла свое научно-техническое подразделение Cenpes еще в 1963 году. Сейчас в нем работает около 1100 человек[22]. Правительство Бразилии, осознавая сложности, с которыми сталкивается недавно созданная Petrobras, с самого начала старалось поддержать ее усилия в сфере НИОКР. Так, в 1986 государство утвердило Program of Technological Innovation and Advanced Development in Deep Water, чтобы поддерживать работы в глубоких водах (2000–3000 м)[23]. Petrobras – единственная из анализируемых игроков региона, которая входит в первую двадцатку мировых нефтяных и сервисных компаний по количеству зарегистрированных патентов (17 место)[24].

Инвестиции Petrobras в НИОКР превышают показатели многих ее конкурентов: так, в 2022 году компания вложила 792 млн долл. в исследования и разработки. Более того, в ее Стратегическом плане-2050 и Бизнес-плане на 2025–2029 годы заложены расходы в 4.2 млрд долл. на цифровизацию и инновации[25]. Уже сейчас компания создает цифровые модели глубоководных резервуаров с помощью 4D сейсмики[26].

По оценкам консультативной фирмы Rystad Energy, Бразилия благодаря Petrobras – мировому «глубоководному лидеру», опережает и США, и Норвегию по глубоководной (125–1500 м) и сверхглубоководной (более 1500 м) добыче. Эксперты Rystad полагают, что Бразилия пробурит около 600 глубоководных скважин в 2024–2030 годах[27]. На балансе Petrobras наибольшее среди нефтяных компаний количество морских буровых установок. Она дает 23% мировой добычи нефти с глубоководных месторождений[28].

Благодаря акценту НИОКР, Petrobras добилась резкого сокращения издержек, что позволило снизить цену безубыточности на подсолевых отложениях с 70 долл./бар. в 2014 году до менее 35 долл./бар. в 2022[29].

Полигоном для инноваций Petrobras, направленных на повышение эффективности, стало открытое в 2010 году месторождение Buzios в подсолевых осадочных комплексах. Оно дало первую нефть в 2018 году и сейчас занимает второе место в стране по объемам добычи. В 2020 году Petrobras завершила бурение добычной скважины на нем за 91 день – по сравнению со 171 днями в 2017 году[30]. Petrobras планирует сократить время между открытием запасов нефти и началом добычи до 1000 суток, тогда как отраслевой стандарт превышает 3000 суток[31].

Существенные технологические достижения отмечаются и в Канаде. Учитывая специфику канадской ресурсной базы, основные усилия местных игроков направлены на повышение эффективности и снижение энергоемкости при освоении нефтяных песков: продуктивность скважин растет за счет технологических достижений в горизонтальном бурении и гидроразрыве[32]. Параллельно

[21] Pemex Plans New Deepwater Well, Energy Intelligence, July 1, 2007 https://www.energyintel.com/0000017b-a7af-de4c-a17b-e7efedde0000

[22] https://petrobras.com.br/en/inovacao-e-tecnologia/centro-de-pesquisa

[23] Oil in Brazil: Evolution of Exploration and Production, 29.11.2018, https://www.encyclopedie-energie.org/en/oil-in-brazil-evolution-of-exploration-production/

[24] What are the Top Oil and Gas Companies in Nanotechnology Patenting, Statnano, Dec. 5, 2021, https://statnano.com/news/70095/What-Are-the-Top-Oil-and-Gas-Companies-in-Nanotechnology-Patenting

[25] https://petrobras.com.br/en/inovacao-e-tecnologia#parcerias

[26] https://petrobras.com.br/en/inovacao-e-tecnologia/patentes

[27] Brazil's well services market poised for significant growth, Rystad Energy, 07.02.2024, https://www.rystadenergy.com/insights/brazil-s-well-services-market-poised-for-significant-growth

[28] EIA, Brazil. Last Updated June 14, 2021. https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA

[29] EIA, Brazil. Last Updated: December 4, 2023. https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA

[30] How Petrobras is innovating giant pre-salt reservoir development, BN Americas, 18.11.2020, https://www.bnamericas.com/en/features/how-petrobras-is-innovating-giant-pre-salt-reservoir-development

[31] Brazil's Petrobras makes 'high-quality' subsalt oil find at Buzios Field, SPGlobal, 22.12.2020, https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/122220-brazils-petrobras-makes-fresh-high-quality-subsalt-oil-find-at-buzios-field

[32] EIA, Canada. Last Updated: May 30, 2024, https://www.eia.gov/international/analysis/country/CAN

снижается цена безубыточности добычи из нефтяных песков: в конце 2015 года средневзвешенная величина составляла 77.5 долл./бар., а к концу 2022 – 45.9 долл./бар.[33]

Другое важное направление НИОКР в Канаде – снижение энергоемкости нефтегазодобычи, которая дает 22% канадских выбросов парниковых газов. На сегодня нефтегазовый сектор Канады при активной поддержке государства добился снижения углеродоемкости при освоении нефтяных песков на 32% с 1990 года. Нефтегазовый сектор – ведущий инвестор в чистую технологию и инновации, направляющий в эти сферы более 64% всех вложений в энергетические НИОКР в Канаде (в среднем 1 млрд кан.долл. в год). Канадские нефтяные компании используют этот фактор для укрепления конкурентного преимущества по мере того, как усиливается внимание глобальных инвесторов и общества к экологической и климатической устойчивости. По оценкам IHS Markit, благодаря применению достижений научно-технического прогресса (НТП) углеродоемкость канадской нефтедобычи постоянно снижается и сейчас лишь на 6% превышает средние показатели углеродоемкости нефтедобычи США[34].

Энергетическая политика и институты – сравнительный анализ

Помимо НТП важными факторами, обеспечивающими стабильный рост нефтедобычи, оказываются экономические и политические параметры, институты и инвестиционный климат. Динамика нефтедобычи анализируемых стран убедительно доказывает, что она растет не только благодаря крупным открытиям запасов углеводородов (Cantarell в Мексике или Vaca Muerta в Аргентине), поскольку для их эффективного освоения требуются жизнеспособные институты и разумная нефтяная стратегия. Рост добычи происходит во многом благодаря осуществлению мер энергетической политики, таких как Apertura[35] в Венесуэле в 1990-х годах или нефтяные реформы в Бразилии и Колумбии.

Весьма показательны примеры Канады и Венесуэлы, которые обладают огромными запасами углеводородов, в основном неконвенциональных, и которые демонстрируют совершенно разную динамику добычи, главным образом из-за правительственной политики и институтов.

Канада

В Канаде в последние годы нефтедобыча стабильно растет, несмотря на существенные объективные сложности, связанные с неконвенциональной ресурсной базой: освоение нефтяных песков – технологически сложный и дорогой проект, и дополнительные проблемы создает его восприятие глобальным бизнесом и общественностью как «экологически грязного бизнеса».

Очевидно, этот рост во многом определяется спецификой канадской институциональной среды и энергетической политики, которые строятся на трех основных принципах: 1) рыночные отношения; 2) уважение правовой компетенции и роли провинций; 3) при необходимости целевая интервенция правительства в рыночные процессы для достижения конкретных целей внутренней политики посредством регулирования (например, здравоохранения, экологии или безопасности). Федеральная энергетическая политика гибко эволюционирует, позволяя Канаде решать возникающие проблемы и использовать новые рыночные возможности[36].

Провинции играют большую роль в развитии нефтяной промышленности Канады, в частности благодаря специфике канадского недропользования. Для ресурсов на суше существуют два вида прав: минеральные права (права на недра) и права на землю. Минеральными правами обычно обладают правительства провинций, но небольшая их часть («фригольдные» минеральные права) могут принадлежать федеральному правительству, юридическим и физическим лицам. Права на землю могут быть у фермеров, муниципалитетов или провинций. Минеральными правами на морские ресурсы владеет федеральное правительство, хотя Атлантические соглашения, подписанные в середине 1980-х годов между правительством Канады и главами Новой Шотландии, Ньюфаундленда и Лабрадора, оговаривают, что эти провинции будут главными бенефициарами любой морской нефтегазовой деятельности. Компании выплачивают роялти правительствам провинций за право разработки углеводородных запасов (в 2022 году такие выплаты достигли рекорда в 34 млрд долл.)[37].

Энергетическая политика Канады базируется на ряде соглашений, таких как Западное соглашение (договор между правительством Канады, провинциями Альберта, Саскачеван и Британская Колумбия по ценам на нефть и газ и налогообложению), Соглашение по ценам и рынкам природного газа с теми же участниками и пр. Федеральное правительство совершенствовало энергетическую политику, например, создав Национальный энергетический совет для обеспечения в общественных интересах безопасности, охраны окружающей среды, эффективности энергетической инфраструктуры, или гарантируя стабильное финансирование правительственной программы по энергетическим НИОКР.

Канадская энергетическая политика осуществляет инвестиции в конкурентном рынке, открытом для частного

[33] Canadian upstream oil sector supply costs continue to decline, Canadian Energy Center, 06.02.2023, https://www.canadianenergycentre.ca/canadian-upstream-oil-sector-supply-costs-continue-to-decline/#:~:text=Canadian%20overall%20upstream%20oil%20sector,%2476.00%20US%20Brent%20per%20barrel

[34] https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ec2467c-78b4-4c0c-a966-a42b8861ec5a/Canada2022.pdf

[35] Apertura – открытие по-испански. В начале 1990-х гг. правительство Венесуэлы открыло нефтегазовый сектор для международных компаний, предоставив им привлекательные налоговые условия. При Apertura были созданы: 32 операционных сервисных соглашения по освоению маргинальных месторождений с 22 международными компаниями, ставшими операторами проектов; совместные предприятия между PDVSA и международными компаниями для разработки существующих месторождений; четыре «стратегические ассоциации», добывающие и облагораживающие сверхтяжелую нефть, производя синтетическую нефть, в которых ведущую роль играли мейджоры, а PDVSA была младшим партнером. Осуществленные при Apertura проекты добавили 1.2 млн бар./с добычных мощностей в стране.

[36] https://natural-resources.canada.ca/domestic-international-markets/energy-policy

[37] https://www.capp.ca/en/oil-natural-gas-you/oil-natural-gas-canada/mineral-rights/

и иностранного капитала. Ожидается, что нефть останется важным элементом канадской экономики при продолжающемся росте добычи в сочетании с мерами, направленными на сокращение потребления нефти в стране, что должно привести к увеличению объемов ее экспорта. Правительство Канады приняло ряд обязательств по сбалансированному освоению природных ресурсов, чтобы одновременно обеспечить экономический рост и экологическую устойчивость, позволяя стране выйти на углеродную нейтральность к 2050 году, таких как Закон о плате за загрязнение парниковыми газами или Правила по чистому топливу. По оценкам канадского правительства, будущее добычи и экспорта нефти будет зависеть от той премии, которую потребители готовы платить за энергоносители с низкой интенсивностью выбросов парниковых газов. Канада стремится позиционировать себя как мирового лидера в поставках «самых чистых баррелей» за счет электрификации сегмента upstream.

Государственная экономическая и энергетическая политика в Канаде отличается последовательностью и преемственностью и в целом не демонстрирует резких разворотов.

Более того, структура отрасли весьма эффективна и конкурентна, поскольку представлена различными игроками, привносящими в нее свои сильные стороны и компетенции. Освоением нефтяных песков занимаются крупные канадские компании Suncor Energy, Imperial Oil Ltd, Cenovus Energy и Canadian Natural Resources Ltd, контролирующие 85% сегмента нефтяных песков и 70% общей нефтедобычи в Канаде. Остальные 15% нефтяных песков разрабатывают мелкие и средние канадские фирмы и международные нефтяные корпорации[38].

Хотя отношения между нефтегазовыми компаниями и правительством в Канаде весьма гармоничны, иногда между ними возникают противоречия. Например, осенью 2024 года канадское правительство опубликовало новые правила, которые требуют к 2030 году снизить выбросы парниковых газов от нефтегазовой деятельности на 35% от уровня 2019 года. Такое решение вызвало протест компаний, заявивших, что это приведет к сокращению добычи и снижению занятости. В ответ федеральный министр экологии Стивен Гильбо отметил, что прибыль отрасли достигла 48 млрд долл. в 2022 году, и что правительство хочет мотивировать фирмы инвестировать часть этих прибылей в декарбонизацию: «Мы боремся с загрязнением, а не с добычей. Мы приложили большие усилия, разработав, проконсультировавшись с компаниями, нормативы, которые технически целесообразны для сектора, чтобы отрасль выполнила свое обещание достичь углеродной нейтральности к 2050 году». Оттава полагает, что нефтегазодобыча вырастет на 16% к 2030 году даже при введении ограничений на выбросы[39]. То есть возникающие противоречия между канадским правительством и бизнесом обычно решаются не антагонистическим образом.

Венесуэла

Полным антиподом Канады можно считать Венесуэлу, где после избрания в 1999 году Уго Чавеса произошел резкий разворот нефтяной политики. В ходе предвыборной кампании Чавес жестко критиковал политику Apertura, и став президентом отмечал: «Мы похоронили эту политику, направленную на открытие нашей нефти…. открытие, которое представляет собой ни что иное, как попытку отобрать у венесуэльцев их самый мощный и масштабный природный ресурс»[40].

Правительство начало использовать PDVSA для финансирования боливарианской революции, что стало подрывать жизнеспособность компании. После длительной антиправительственной забастовки, завершившейся в феврале 2003 года, Уго Чавес уволил 18 тыс. сотрудников PDVSA (четверть ее численного состава) за участие в волнениях. После этого компания так и не оправилась[41].

«Новая PDVSA» должна была реализовывать политические и социальные цели правительства. В 2002 году Чавес обязал компанию направлять 10% годовых инвестиций на общественные нужды. Затем в 2005 году прошли реформы законодательства, регулирующего управление нефтяной выручкой. Был создан фонд национального развития – Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden) – для финансирования политики правительства.

PDVSA поддерживала правительство Венесуэлы выплачивая налоги, дивиденды, роялти и финансируя социальные программы. Компания выделяла средства на социальные программы по трем направлениям: вклады в Fonden (58% ее выплат), социальные миссии (33%) и программы правительственных работ – fideicomisos (9%). Социальные миссии компании не имели прямого отношения к нефтяной промышленности, например Ribas Mission – предоставление стипендий студентам, или Mercal Mission – раздача субсидированного продовольствия беднякам (Manzano, Scrofina, 2011).

При этом PDVSA поставляла населению качественный бензин за 0.20 долл./галлон: эта субсидия обходилась компании в 9 млрд долл./год (Guerrero, Romero, 2016).

Кроме того, правительство использовало средства PDVSA для расширения политического влияния на дружественные страны. Все эти социально-политические обязательства компании подрывали ее инвестиционный потенциал, что отражалось на производственных показателях.

Уго Чавес осознавал, что зарубежные инвестиции необходимы для поддержания отрасли на плаву, но стремился изменить в свою пользу распределение риска и выгод от сотрудничества с иностранцами (Rosales, 2018). Сначала он резко увеличил налоговое бремя мейджоров: им пришлось выплачивать налог на прибыль в 50% вместо прежних 34%. Одновременно выросли роялти – с 1–16.7% до 20–30%. Затем 26 февраля 2007 года Каракас вынудил ConocoPhillips, Chevron, ExxonMobil, BP, Statoil и Total передать операционный контроль в четырех «стратегических ассоциациях» PDVSA, доля которой выросла

[38] https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ec2467c-78b4-4c0c-a966-a42b8861ec5a/Canada2022.pdf

[39] Canada proposes sharp cut in oil and gas sector emissions by 2030, Reuters, 04.11.2024, https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/canada-wants-energy-sector-cut-emissions-by-up-35-below-2019-levels-2024-11-04/

[40] Venezuela seizes operations from oil majors, Reuters, 01.05.2007, https://www.reuters.com/article/us-venezuela-nationalization-idUSN0149302220070501

[41] Is the Party over for Venezuela?, Latin Trade, August 2009, http://latintrade.com/2009/08/is-the-party-over-for-venezuela%e2%80%99s-pdvsa#comments

до 60%. Часть мейджоров приняли новые условия. Но ConocoPhillips и ExxonMobil ушли из страны и начали судебные процессы против PDVSA[42].

Потом PDVSA потребовала от некоторых поставщиков и подрядчиков, чтобы те снизили свои расценки на 40%. Когда они отказались, в мае 2009 года Венесуэла национализировала активы 60 местных и иностранных сервисных компаний (Monaldi et al., 2020). Национализация уменьшила долг PDVSA, но породила новые юридические разбирательства против нее.

Уго Чавес активно рекламировал иностранным компаниям венесуэльский «привлекательный инвестиционный климат», заявив в 2010 году: «Говорят, что здесь, в Венесуэле, нет юридической безопасности, и тому подобное, но это неправда. У вас есть все гарантии для ваших инвестиций, ваших прибылей и капитала, который вы захотите репатриировать»[43].

Радикально испортив отношения с мейджорами, Венесуэла подписала соглашения с национальными компаниями из Китая, Индии, Ирана, Беларуси и Бразилии, исходя не столько из их финансовых или производственных возможностей, сколько из политических соображений. Ведущей зарубежной компанией в Венесуэле стала китайская CNPC, образовав несколько совместных предприятий (СП) с PDVSA. Кроме того, при Уго Чавесе заметно укрепились нефтяные связи между Москвой и Каракасом, в первую очередь через проекты Роснефти.

После смерти Уго Чавеса в 2013 году к власти пришел Николас Мадуро. При нем в Венесуэле еще больше обострились экономические и политические проблемы, и ситуация в нефтяном секторе продолжила ухудшаться. Падение цен на нефть в 2013–2014 годах подорвало производственные показатели PDVSA. Негативные тенденции усугубились из-за санкционного давления США; сильнейший удар по венесуэльской экономике нанесло эмбарго на экспорт нефти, введенное в 2017 году, и санкции против PDVSA от января 2019 года (Monaldi et al., 2020).

Колоссальный ущерб венесуэльской нефтяной промышленности наносит коррупция. Венесуэла – одна из самых коррумпированных стран в мире – 181 место из 183 в 2024 году. Для сравнения – Канада занимала 15 место[44]. Развитию отрасли мешали и частая ротация высшего руководства отрасли и PDVSA. Мадуро так формулировал свое видение: «Мне нужна социалистическая PDVSA. Этичная, суверенная и продуктивная PDVSA. Мы должны сломать модель нефтяной компании – рантье»[45].

Однако в результате кадровой политики Николаса Мадуро эффективность компании падала: в 2015 году буровые в среднем простаивали 40% времени, тогда как мировой стандарт составляет 10–15%. На заканчивание скважин уходило до 4 месяцев, а профессиональная буровая бригада выполняет эту работу за 2 месяца (Monaldi et al., 2020).

Но в последние годы, поскольку PDVSA не справлялась с производственными обязанностями, венесуэльское правительство начало неофициально сдавать контроль над отраслью международным мейджорам. Так, Chevron стал крупнейшим иностранным производителем нефти и важнейшим фактором экономической стабилизации Венесуэлы. Его четыре венесуэльских СП добывают 160 тыс.бар./с[46].

Лишь после 2021 года началось некоторое повышение нефтедобычи, обусловленное поставками иранских растворителей, техническим содействием CNPC в разработке конкретных месторождений, возвращением в страну сервисных компаний, которым PDVSA выплатила часть долга, а также смягчением американских санкций, например, разрешением, выданным Chevron в ноябре 2022 года, на экспорт в США нефть, добываемую его СП в Венесуэле[47].

Реформы нефтяного сектора

Большой практический интерес представляют нефтяные реформы в анализируемых странах. При всем их различии реформы имеют ряд общих черт.

Во-первых, обычно реформаторы активизируются при низких ценах на нефть, когда правительства осознают опасность нефтяной зависимости и необходимость повысить эффективность национальной нефтяной компании.

Во-вторых, стимулом для проведения реформ становятся сложности в нефтяном секторе, либо вызванные старением и истощением ресурсной базы, либо нерациональным управлением.

В-третьих, основными направлениями реформ становятся меры по облегчению некоммерческих обязательств НИК. Кроме того, часто делаются шаги по допуску в отрасль новых игроков, прежде всего иностранных, а также проводится частичная приватизация государственной компании.

В-четвертых, реформы бывают удачные и неудачные, ведущие как к прогрессу, так и регрессу нефтегазового сектора.

В-пятых, главным драйвером реформ бывает осознание руководством страны, что ситуация в отрасли становится критической, и что нужно создать оптимальные условия для функционирования сектора (Пусенкова, 2022).

Колумбия

Первую реформу сектора Колумбия провела в 1974 году: были введены контракты по разделу продукции, и частные компании обязали работать в партнерстве с Ecopetrol, которая имела минимум 50% в разведочных проектах. При крупном открытии углеводородов Ecopetrol могла участвовать в добыче с долей до 50% (снижена до 30% в 1999 году). К 2003 году Ecopetrol давала 40% нефтедобычи в стране.

[42] ConocoPhillips Awarded US$2bn for 2007 Oil Field Expropriation, Venezuela Claims Victory, 26.04.2018, https://venezuelanalysis.com/news/13785

[43] PDVSA, Chevron, Repsol Sign $30 Billion Oil Ventures, Bloomberg, 12.03.2010, https://www.bloomberg.com/news/articles/2010-05-12/pdvsa-chevron-repsol-sign-30-billion-oil-ventures-to-develop-orinoco

[44] https://www.transparency.org/en/cpi/2024

[45] Oil Output Goes AWOL in Venezuela as Soldiers Run PDVSA, Reuters, 26.12.2018, https://www.reuters.com/article/us-venezuela-pdvsa-military-specialrepor/special-report-oil-output-goes-awol-in-venezuela-as-soldiers-run-pdvsa-idUSKCN1OP0RZ

[46] To Survive, Venezuela's Leader Gives Up Decades of Control Over Oil, NYT, 08.02.2020, https://www.nytimes.com/2020/02/08/world/americas/venezuela-oil-maduro.html

[47] EIA, Venezuela. Last Updated: February 8, 2024, https://www.eia.gov/international/analysis/country/VEN

К тому моменту иностранные инвестиции в сектор существенно сократились, добыча и запасы снижались. Новый президент Альваро Урибе начал масштабные реформы, издав декрет № 1760 от 26 июня 2003 года.

В его рамках частные фирмы получили право владеть 100% месторождений с запасами менее 60 млн бар. Была оптимизирована налоговая система: роялти перевели с фиксированной ставки в 20% к скользящей шкале в 8–25% в зависимости от уровня добычи.

До 2007 года Ecopetrol поставляла внутренним потребителям субсидированные нефтепродукты, что стоило ей порядка 10 млрд долл. в год. Закон 1151/2007 постановил, что правительство должно ежегодно компенсировать колумбийские нефтеперерабатывающие заводы за топливные субсидии.

Кроме того, Альваро Урибе освободил Ecopetrol от ее регулятивных функций. Был создан независимый регулятор в сегменте upstream – La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

В 2006 году правительство разрешило провести IPO (Initial Public Offering, первоначальное публичное размещение акций) Ecopetrol при условии, что у государства останется не менее 80%. В 2007 году она продала в первом раунде приватизации 10% акций за 2.8 млрд долл. Второй раунд прошёл в 2011 году: тогда компания выручила 1.3 млрд долл. за 1.5% акций.

Хотя основным акционером Ecopetrol остается государство с 88.5%, ее менеджмент теперь самостоятельно принимает инвестиционные решения. В совете директоров появились независимые директора (Tordo et al., 2011).

В стране активизировались малые компании, такие как Pacific Rubiales, Gran Tierra и Petrominerales, которых привлек инвестиционный климат Колумбии, и они способствовали увеличению нефтедобычи, разрабатывая мелкие месторождения.

Реформы середины 2000-х годов в Колумбии оказались столь успешны, что привели к «энергетическому возрождению» Колумбии (Viscidi, 2010).

Однако в последние годы колумбийская нефтедобыча стала стагнировать, а запасы газа сократились. Отчасти это связано с ресурсными ограничениями Колумбии, отчасти с регулярными нападениями инсургентов на нефтяную инфраструктуру, отчасти с энергетической стратегией нового правительства: по оценкам экспертов, правительство президента Густаво Петро, пришедшего к власти в 2022 году, уделяет больше внимания сокращению выбросов парниковых газов, чем геологоразведке[48].

Бразилия

Похожие и очень успешные реформы прошли в Бразилии в 1990-х годах. Монополия Petrobras на нефтяной бизнес Бразилии сохранялась до ноября 1995 года, когда президент Фернандо Энрике Кардосо изменил Конституцию. В результате Petrobras получила право образовывать СП с частными компаниями, не нуждаясь в одобрении Конгресса (хотя Конгресс утверждает ее инвестиционные планы).

Потом был принят Нефтяной закон от 6 августа 1997 года. Он создал регулятора отрасли Agencia National do Petroleo (ANP) и консультативный совет Conselho Nacional de Politica Energetica (CNPE). Кроме того, закон установил график либерализации цен на нефть и нефтепродукты – она завершилась в 2002 году.

С 1997 года нефтяной сектор Бразилии окончательно открылся для иностранных компаний: Petrobras теперь конкурирует с зарубежными и частными бразильскими игроками в ходе аукционов на новые месторождения, проводимых ANP, которые разрабатываются в режиме концессий.

Активный приток мелких игроков в сектор начался в 2001 году, когда на аукцион выставили 73 зрелых месторождения. После 2003 года размеры блоков стали урезаться, чтобы привлечь малые фирмы.

В итоге в Бразилии сформировалась конкурентная среда благодаря оптимальному сочетанию местных и иностранных концессионеров, представленных и мелкими, и крупными компаниями, в сегменте upstream. В 2022 году на долю Petrobras приходилось 88% добычи нефти и газа. Показательно, что в последнее время Petrobras проводила продажу активов на суше и мелководье, чтобы сосредоточиться на подсолевом горизонте. Независимые компании, купившие ее сухопутные активы (3R Petroleum, Origem Energia, Imetame, Seacrest, Carno Energy и пр.), планируют увеличить добычу на них в 4 раза за ближайшие 5 лет[49].

Petrobras стала публичной компанией в 2000 году, разместив акции на Нью-йоркской фондовой бирже и заработав на этом 4.1 млрд долл. К началу 2024 года федеральному правительству напрямую принадлежало 50.26% обыкновенных акций и 28.67% всего акционерного капитала[50].

Во многом благодаря реформе компания успешно развивалась, открыв в 2006 году первое месторождение Lula на подсолевом горизонте в бассейне Santos и добыв в 2008 году первую нефть на месторождении Jubarte в бассейне Campos.

Однако дальнейшие события показали, что новые непродуманные реформы могут перечеркнуть достижения предыдущих. Закон 12.276 от 30 июня 2010 года передал Petrobras право осваивать запасы в 5 млрд бар.н.э. на подсолевом горизонте в обмен на увеличение доли государства в компании. Потом закон 12.351 от 22 декабря 2010 года ввел режим СРП (соглашение о разделе продукции) для нераспределенных зон подсолевого горизонта, в рамках которого Petrobras получала статус оператора и долю участия в 30%. Был создан Социальный фонд, который будет управлять доходами от СРП. Кроме того, сформировали новое агентство – Pré-Sal Petróleo SA – для администрирования добычи на подсолевом горизонте[51].

Если мировой нефтяной бизнес горячо приветствовал первый раунд бразильских реформ, либерализовавших сектор в 1990-х годах, то второй их раунд в 2010 году имел неоднозначные последствия.

[48] Vaca Muerta shale boom could propel Argentina to top 3 of region's producers, World Oil, 09.12.2024, https://worldoil.com/news/2024/12/9/vaca-muerta-shale-boom-could-propel-argentina-to-top-3-of-region-s-producers/

[49] https://www.trade.gov/energy-resource-guide-brazil-oil-and-gas

[50] https://petrobras.com.br/en/quem-somos/perfil

[51] EIA, Brazil. Last Updated: June 14, 2021. https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA

Когда летом 2009 года правительство объявило, что обменяет запасы из нераспределенного фонда на подсолевом горизонте на дополнительные акции в Petrobras, за один день капитализация компании упала на 7 млрд долл. Инвесторов пугало разводнение акций и усиление государственного вмешательства в деятельность Petrobras.

Многие бизнесмены опасались, например, что Бразилия будет поддерживать местную промышленность, отдавая предпочтение бразильским производителям промыслового оборудования и сервисным фирмам, даже если их соотношение цены/качества хуже, чем у международных компаний (Chauhan et al., 2014). Эти опасения выявляют риски, которыми чревата политика чрезмерной локализации в нефтяном секторе развивающихся стран. Ведь Petrobras с самого начала делала ставку на «бразилизацию», поскольку создавала бразильскую нефтяную промышленность с нуля. Для этого лицензионная политика стимулировала преимущественное использование местной рабочей силы и оборудования. Как отмечал президент Лула да Силва в 2010 году: «Все, что можно сделать в Бразилии, должно быть сделано в Бразилии»[52]. В результате нефтяные компании – операторы проектов в Бразилии – должны были использовать до 85% бразильского оборудования и услуг. Этот уровень локализации был одним из самых высоких в мире, что повышало цены безубыточности проектов.

В итоге реформы 2010 года нанесли сильный удар по компании. Замедлились темпы геологоразведки, затормозились капложения и открытия. Игроки, прежде готовые вести бизнес в Бразилии, перенаправили инвестиции в другие страны из-за ухудшившихся условий для иностранных партнеров. Стало сложнее привлекать международные компании на аукционы. Это подтвердил неудачный конкурс 2013 года по гигантскому месторождению Libra, когда вместо ожидаемых 6 консорциумов предложение сделал один, который и получил лицензию: Petrobras (40%), Total (20%), Shell (20%), CNOOC (10%) и CNPC (10%)[53].

Правительство быстро осознало проблемы, вызванные реформой, и 29 ноября 2016 года приняло закон, который отменил требование, чтобы Petrobras была оператором всех новых проектов на подсолевом горизонте с минимумом 30% участия. Закон изменил некоторые положения реформы 2010 года, которые увеличили государственный контроль над подсолевыми запасами[54].

Кроме того, в начале 2018 года смягчились правила локализации: новые требования составили 50% для добычных проектов на суше и 18% для проектов в глубоких водах[55].

Еще одна важная реформа прошла весной 2021 года, когда президент Жаир Болсонару подписал закон о газе. Теперь компании, заинтересованные в строительстве газопроводов, нуждаются в простом разрешении, а не в прежнем сложном концессионном контракте. Эта реформа была направлена на то, чтобы ликвидировать монополию Petrobras на рынке газа, увеличить иностранные инвестиции и повысить рыночную эффективность[56].

А в 2024 году президент Лула да Силва подписал закон, дающий регулятору ANP право ограничивать объемы попутного газа, которые компании могут закачивать в пласты, когда бурят новые морские скважины. Цель закона – увеличить поставки природного газа на внутренний рынок и снизить на него цены, чтобы стимулировать промышленную деятельность в Бразилии. Но это решение может изменить экономические аспекты морских проектов нефтяных компаний, например, если повысит затраты на транспортировку газа[57].

В целом, несмотря на частые и резкие развороты энергетической политики Бразилии, проблемы с реформой 2010 года и скандалы, связанные с операцией Автомойка[58], Petrobras доказала свою выживаемость и адаптивность и добилась впечатляющих производственных результатов.

Мексика

В Мексике энергетический кризис вызван не только ресурсными ограничениями и истощением месторождения Cantarell, но и спецификой мексиканской нефтяной политики, институтов и места Pemex в стране.

Конституция 1917 года причисляла нефтяную промышленность к стратегическим отраслям, закрытым для иностранного и частного капитала. Pemex, на 100% принадлежащая государству и воспринимаемая мексиканцами как национальное достояние, была монопольным оператором нефтедобычи в стране, а государство – собственником ресурсов.

Президент Мексики назначает президента и шестерых членов Совета директоров Pemex, включая председателя Совета (представителя министерства энергетики). Министерство энергетики осуществляет текущий контроль над деятельностью Pemex. Министерство финансов и государственного кредита (Hacienda) утверждает годовой бюджет компании и ее «дочек» и программы их финансирования, а также устанавливает цены на продукцию Pemex на внутреннем рынке и налоги.

Правительство облагает Pemex высокими прямыми налогами (более 60% выручки). Она платит в 4 раза больше налогов, чем частные мексиканские фирмы, и в 3 раза

[52] What Matters When it Comes to Adopting Local Content? A Comparative Analysis of Success Factors in Africa and Latin America, April 2017, ACODE Policy Research Series No.79, https://www.acode-u.org/uploadedFiles/PRS79.pdf

[53] Consortium wins Brazil deepwater oilfield auction, Financial Times, 23.10.2013, https://www.ft.com/content/5ba1e982-3a68-11e3-9243-00144feab7de

[54] Senate Votes to End Petrobras' Subsalt Domination, Maritime Executive, 24.02.2016, https://www.maritime-executive.com/article/senate-votes-to-end-petrobras-subsalt-domination

[55] EIA, Background Reference: Brazil, Last Updated: June 14, 2021, https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA/background

[56] EIA, Brazil. Last Updated: June 14, 2021, https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA/background

[57] Argentina and Brazil Take Different Approaches to Energy Policy, Oil Price, 03.09.2024, https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Argentina-and-Brazil-Take-Different-Approaches-to-Energy-Policy.html

[58] Операция Автомойка стартовала в марте 2014 года, когда правоохранительные органы заподозрили, что автозаправочные станции Petrobras использовались для отмывания денег. Она привела к увольнениям и арестам в компании и правительстве, росту долга, убыткам и обвалу капитализации Petrobras. Brazil's Petrobras: Not Dead After All, America's Quarterly, 04.11.2017, https://www.americasquarterly.org/fulltextarticle/brazils-petrobras-not-dead-after-all/

больше, чем другие нефтяные компании. У Pemex самое тяжелое совокупное налоговое бремя из всех ННК[59].

Pemex перечисляет выручку государству, которое распределяет средства на социальные проекты, а потом возвращает компании часть денег, которых ей не хватает для инвестиций в развитие производства. В результате Pemex выживает за счет заимствования, накопив самый большой чистый долг в мире среди нефтяных компаний (101 млрд долл. в начале 2025 года)[60]. Мексиканское правительство не несет прямой ответственности за финансовые обязательства Pemex, но задолженность ННК по закону считается частью национального долга Мексики. Pemex, как госкомпания, не может принуждаться к банкротству, и решение о ее ликвидации принимает лишь Национальный конгресс.

Соответственно, многолетнее (до 2013 года) отсутствие конкуренции в секторе и закрытость Мексики для иностранных инвестиций в нефтяную промышленность – важная причина производственных проблем компании.

В декабре 2013 года, когда ситуация в нефтяном секторе продолжила ухудшаться, новый президент Энрике Пенья Ньето провел долгожданную реформу, добившись внесения поправок в Конституцию. Самый политизированный аспект реформы – изменения статей, которые закрепляли государственную монополию над нефтяной промышленностью. Статья 27 была пересмотрена, чтобы позволить государству заключать контракты с частными компаниями. И новое прочтение статьи 28 ликвидировало монополию Pemex в секторе, хотя и сохранило доминирующую роль госкомпании[61].

Несмотря на радикальность реформы Pemex не была приватизирована – для Мексики (как и для многих развивающихся нефтедобывающих стран) это слишком политически острый вопрос. Как отмечал президент Ньето: «Я хочу расставить все точки над «и» по этому вопросу: Pemex не будет ни продана, ни приватизирована в ходе реформы; Pemex будет преобразована и модернизирована. Я должен подчеркнуть, что государство будет владеть мексиканскими углеводородами, будет владеть нефтью. Но мы должны расширить возможности Pemex. У Pemex недостаточно ресурсов, чтобы самостоятельно развить инфраструктуру и открывать крупные запасы углеводородов»[62].

Правительство возлагало большие надежды на реформу, рассчитывая, что она позволит нарастить добычу до 3 млн бар./с к 2018 году и 3.5 млн бар./с к 2025, и выйти на коэффициент замещения запасов выше 100%[63].

Реформа открыла отрасль для иностранных компаний, которые давно стремились вести разведку в мексиканской части Мексиканского залива. В многочисленных аукционах на мелководные и глубоководные блоки участвовали Pemex, мейджоры, независимые компании и частные мексиканские фирмы.

Реформа сразу принесла плоды в виде новых запасов углеводородов. Особо знаменательное событие произошло в июле 2015 года, когда лицензию на морское месторождение Zama получил консорциум из Talos Energy (оператор с 35%), Wintershall Dea (40%) и Premier Oil (25%)[64]. Через два года партнеры пробурили первую разведочную скважину на глубину 165 м, и оценочные запасы месторождения увеличились с 100-500 млн бар. до 1.4-2 млрд бар[65]. Ожидалось, что цена безубыточности Zama будет одной из самых низких в мире, менее 20 долл./бар[66].

Как отмечал Тим Дункан, глава Talos: «Открытие Zama знаменует как раз то, что должно стать результатом энергетической реформы: новый капитал, новые участники и дух новаторства, которые будут способствовать созданию новых рабочих мест и увеличению государственных доходов в Мексике»[67].

Однако несмотря на успехи, достигнутые в разведке, добыча нефти не росла, т.к. обычно проходит несколько лет между открытием запасов и началом их разработки.

В 2018 г. президентом стал Андреас Мануэль Лопес Обрадор, давний противник энергетической реформы его предшественника. Он часто заявлял, что не позволит мексиканской нефти снова попасть в руки иностранцев.

В середине 2019 г. А.М.Л. Обрадор жестко раскритиковал энергетическую реформу, назвав ее «провалом», и заявил, что не будет проводить новые конкурсы и аукционы для иностранных нефтяных компаний, пока те не обеспечат рост инвестиций и нефтедобычи[68].

Его подход к международным инвесторам ярко проявился в конфликте вокруг месторождения Zama. Pemex, воспользовавшись географическими особенностями Zama, настаивала на том, чтобы поучаствовать в освоении мелководного месторождения с низкой себестоимостью добычи. В итоге летом 2021 года правительство сделало Pemex оператором проекта; это показало частным инвесторам, что во всех спорных ситуациях мексиканское правительство отдаст предпочтение госкомпании[69].

[59] Pemex shoulders upstream burden, Pemedia network, 14.05.2019, https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/upstream/2019/pemex-shoulders-upstream-burden

[60] Pemex Posts Fourth Consecutive Loss as Debt Crisis Mounts, Bloomberg, 30.04.2025, https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-04-30/pemex-posts-fourth-consecutive-loss-as-debt-crisis-mounts

[61] Mexico's reforms signal a changing oil industry, Petroleum Economist, 09.01.2014. https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/geopolitics/2014/mexico-s-reforms-signal-a-changing-oil-industry

[62] Mexico moves on energy reforms to reverse declines, Petroleum Economist, 01.07.2013, https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/geopolitics/2013/mexico-moves-on-energy-reforms-to-reverse-declines

[63] Mexico's reforms signal a changing oil industry, Petroleum Economist, 09.01.2014. https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/geopolitics/2014/mexico-s-reforms-signal-a-changing-oil-industry

[64] Pemex in race against time, Petroleum Economist, 16.03.2020, https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/geopolitics/2020/pemex-in-race-against-time

[65] Who Will Drill Mexico's Hottest Oil Prospect? Oil Price, 02.02.2020, https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Who-Will-Drill-Mexicos-Hottest-Oil-Prospect.html

[66] Zama oil find targets 2020 FID, Petroleum Economist, 17.01.2020, https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/upstream/2020/zama-oil-find-targets-2020-fid

[67] Mexico's Energy Reform: the Flight of the Eagle. Energia 16, 06.03.2018, https://www.energia16.com/mexicos-energy-reform-the-flight-of-the-eagle/?lang=en

[68] The End of Mexico's Rigorous Energy Reform, Oil Price, 22.06.2019, https://oilprice.com/Energy/Energy-General/The-End-Of-Mexicos-Rigorous-Energy-Reform.html

[69] Mexico hands control of private oil find to state-owned Pemex, Financial Times, 05.07.2021, https://www.ft.com/content/8ee90e5a-c9e4-4f11-b8c1-d1e57bd39a4b

При новом президенте, Клаудии Шейнбаум, победившей на выборах 2024 года, проблемы компании продолжились. У Pemex возросли убытки, падение добычи газа ускорилось, а добыча нефти не превысила 2 млн бар./с[70]. Осенью 2024 года была инициирована реформа, ликвидировавшая многие поправки 2013 года. Pemex, которая в 2013 году получила статус «продуктивного государственного предприятия», конкурирующего с частными компаниями, вернули прежний статус «публичного государственного предприятия». Клаудия Шейнбаум отметила, что в результате этой реформы «основной задачей ННК станут общественные услуги, а не прибыльность». Министр энергетики Лус Елена Гонсалес Эскобар, желая успокоить иностранных партнеров, заявила, что реформа не преследует цель покончить с частными инвестициями: «Напротив, мы их регулируем и мотивируем»[71]. То есть в Мексике радикальная, хотя и сильно запоздавшая реформа 2013 года, которая могла бы решить многие проблемы сектора, была свернута прежде, чем успела принести ожидаемые результаты.

Аргентина

В Аргентине добыча нефти ведется давно, но перспективы стать крупным международным игроком у нее появились лишь несколько лет назад благодаря разработке Vaca Muerta. Сейчас в аргентинском нефтегазовом секторе функционируют зарубежные компании, включая Chevron, ExxonMobil, Petronas, Pan American, Shell, Wintershall, Sinopec, Total, Vista Energy, а также множество местных компаний.

YPF контролирует крупнейшую долю рынка в сегменте upstream. В 2024 году она вложила 3 млрд долл. в неконвенциональные запасы и добывала 219 тыс.бар./с сланцевой нефти (55% всей добычи страны) и 27% сланцевого газа Аргентины. YPF имеет наибольшее количество буровых установок в Vaca Muerta, где она пробурила 800 горизонтальных скважин в 2015–2021 годах.

Второе место по добыче в Vaca Muerta занимает Vista Energy (60 тыс.бар/с), третье – Shell (33 тыс.бар./с), четвертое – Pan American Energy (22 тыс.бар./с).

Эксперты отмечают необходимость шире привлекать в сектор малые и средние компании, имеющие опыт работы в сланцевом сегменте, чтобы повысить эффективность и снизить издержки.

Сейчас YPF начала продажу 55 конвенциональных участков в шести провинциях в рамках проекта «Анды». Малые и независимые нефтяные компании (такие как Petrolera Aconcagua, PCR, Petróleos Sudamericanos и пр.) будут осваивать эти участки, что должно обеспечить новые инвестиции в запасы, которые более не интересны крупным игрокам[72].

Эксперты и бизнесмены отмечали высокий добычной потенциал Vaca Muerta, но признавали, что препонами к его реализации являются недостаточное развитие производственной инфраструктуры и инвестиционный климат Аргентины. Так, Паоло Рокка, глава Techint, отметил, что повышение нефтедобычи и развитие бизнеса СПГ «будет возможным, если улучшится макроэкономическая среда», и что основное препятствие росту нефтедобычи – чрезмерное правительственное регулирование[73].

YPF пережила ряд радикальных трансформаций, отражающих резкие изменения в аргентинской политике и экономике: в 1956 году правительство национализировало нефтяную промышленность, закрепив за компанией роль единоличного оператора нефтедобычи. Потом в 1992 году правительство приватизировало YPF, традиционно считавшуюся национальным достоянием Аргентины, чтобы привлечь иностранные капвложения и модернизировать компанию (Huizar, 2019). Дерегулирование нефтяного сектора в 1990-х годах расширило возможности для частных инвестиций и повысило производительность, а также привело к увеличение экспорта углеводородов.

В 2004 году испанская Repsol приобрела 51% акций аргентинской компании. Но параллельно усиливалось правительственное вмешательство в сектор с введением ряда правил и ограничений. И уже в 2012 году правительство ренационализировало YPF, объясняя свой шаг необходимостью восстановить контроль над энергетическими ресурсами Аргентины (Viña, Ferrara, 2018). Сегодня правительству принадлежит 51% акций, остальные находятся в свободном обращении[74]. В результате существенно сократилась добыча углеводородов и инвестиции.

В 2015 году новое правительство поставило задачу преодолеть десятилетний спад добычи. Оно приняло программы по поддержке зарождающегося сегмента неконвенциональных ресурсов. Однако экономический кризис 2018 года ограничил позитивное воздействие этих мер, а эпидемия коронавируса еще больше усложнила ситуацию. Были введены новые инструменты валютного и рыночного контроля, что привело к сокращению притока инвестиций.

Наконец, администрация, которая пришла к власти в конце 2023 года, сделала разворот к дерегулированию и либерализации экономики, предоставляя мощную поддержку частным инвестициям и освоению Vaca Muerta. Президент Хавьер Милей осуществил радикальные реформы в нефтегазовом секторе. Базовый закон (Ley de Bases 27742), принятый в начале 2024 года, внес существенные изменения в прежний Закон об углеводородах, которые были направлены на то, чтобы усовершенствовать регулирование и создать условия для крупных инвестиций.

Базовый закон включает Стимулирующий режим для крупных инвестиций (Large Investments Incentives Regime – RIGI), который обеспечивает финансовые стимулы, юридическую надежность и эффективную защиту масштабных проектов. RIGI направлен на привлечение

[70] Scary Results Continue at Pemex as Management Opens Door to Private Sector Spell, Natural Gas Intelligence, 30.10.2024, https://naturalgasintel.com/news/scary-results-continue-at-pemex-as-management-opens-door-to-private-sector-spell/

[71] The Mexican Senate has approved a constitutional reform to strengthen state-owned Pemex and CFE, Enerdata, 21.10.2024, https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/mexicos-senate-approves-reform-strengthen-pemex-and-cfe.html

[72] Vaca Muerta: the Future of Argentina, PWC, https://www.pwc.com.ar/es/assets/document/invest-in-vaca-muerta.pdf

[73] CERAWeek: Argentina Vaca Muerta has potential to quintuple oil output: Techint CEO, SPGlobal, 20.03.2024, https://www.spglobal.com/commodityinsights/es/market-insights/latest-news/oil/032024-ceraweek-argentina-vaca-muerta-has-potential-to-quintuple-oil-output-techint-ceo

[74] https://investors.ypf.com/Shareholding-structure.html

крупных инвестиций в энергетический сектор, в первую очередь в трубопроводы и терминалы для обслуживания Vaca Muerta. Проекты, превышающие по стоимости 200 млн долл., получают гарантии 30-летней юридической, налоговой и таможенной стабильности, если 40% инвестиций сделаны в первые два года. Проектам стоимостью более 1 млрд долл. предоставляются существенные налоговые льготы и облегченный доступ к иностранной валюте.

Показательно, что в рамках RIGI инвесторы должны выделять минимум 20% инвестиций для привлечения местных поставщиков товаров и услуг, если они конкурентны по цене и качеству.

YPF планирует использовать эти стимулы для строительства экспортного терминала СПГ и газопроводов, чтобы перекачивать газ от Vaca Muerta до Атлантического океана[75].

Эксперты EIA признают, что нефтедобыча в Vaca Muerta в последние годы быстро растет благодаря наращиванию буровых работ, технологическому прогрессу в гидроразрыве и горизонтальном бурении, благоприятной ценовой конъюнктуре, расширению транспортной инфраструктуры, и, что весьма показательно, осуществлению политики стимулирования, в том числе RIGI[76].

Сейчас эксперты и бизнесмены внимательно наблюдают за тем, как Бразилия и Аргентина реализуют две разные модели развития сектора. По оценкам Rystad Energy, президент Лула делает акцент на усилении государственного контроля и регулирования, чтобы управлять внутренними поставками энергоносителей и ценами, и в результате международные компании могут осторожнее подходить к своим инвестициям в Бразилию. Президент Милей, напротив, нацелен на либерализацию энергетических рынков и сокращение государственного вмешательства, чтобы привлечь инвестиции и расширить энергетическую инфраструктуру Аргентины, создавая более благоприятный климат для реализации крупномасштабных проектов[77].

Гайана

Новый нефтегазовый игрок в Западном полушарии, который только начинает формировать свой нефтегазовый сектор, где пока доминируют иностранные компании, может изучать положительный и отрицательный опыт соседей в энергетической стратегии, реформах и создании институтов. В ближайшее время станет ясно, какой подход – «канадский», «бразильский», «мексиканский» или «аргентинский» – выберет Гайана.

Заключение

Анализ нефтяных отраслей, энергетической политики, институтов и реформ основных нефтегазодобывающих стран Западного полушария позволяет сделать вывод о многообразии факторов успехов и причин провалов, проявившихся в последние годы в их сегментах upstream. Очевидно, успехи демонстрирует нефтяной сектор Канады и Бразилии, провалы – Венесуэлы и Мексики. Промежуточное положение занимает Колумбия. Перспективы реформ и построения институтов Аргентины и Гайаны прояснятся в ближайшие годы.

Проведенный анализ исторического развития нефтяной промышленности вышеупомянутых стран позволил авторам статьи выделить как главные факторы, гарантирующие устойчивое развитие, так и основные причины, приводящие либо к стагнации, либо к падению нефтедобычи.

Факторы успехов:

• наличие долгосрочной стратегии развития как со стороны менеджмента национальной нефтяной компании, так и руководства страны, которое умеренно вмешивается в производственную деятельность;

• активная поддержка НИОКР;

• частичная приватизация компании;

• стимулирующее к повышению добычи налогообложение;

• диверсифицированная структура отрасли, позволяющей развиваться крупным, средним и мелким компаниям;

• создание благоприятного инвестиционного климата;

• конструктивное взаимодействие федерального, регионального и местного правительства;

• разумная политика декарбонизации;

• своевременное осуществление продуманных реформ;

• финансовая автономия национальной нефтяной компании.

Причины провалов:

• политизация сектора и процесса принятия решений;

• отсутствие конкуренции в секторе;

• запрет на доступ международных нефтяных компаний в сектор;

• чрезмерные социальные обязательства национальной компании;

• частые и резкие смены энергетической стратегии;

• регулятивная нестабильность;

• избыточная локализация;

• высокий уровень коррупции;

• фетишизация национальной нефтяной компании как «национального достояния»;

• бюрократия и излишне сложные процессы утверждения проектов;

• отношение правительства к национальной нефтяной компании как к «дойной корове».

Анализ показывает, что страны с незначительными запасами углеводородов могут оказаться успешнее, чем их более богатые ресурсами конкуренты. Эффективное и устойчивое развитие нефтедобывающего сектора обеспечивается разумной энергетической стратегией и эффективными институтами. В противном случае нефтяная отрасль обречена на застой.

[75] Argentina validates reforms to promote energy investment, Energynews, 01.07.2024, https://energynews.pro/en/argentina-validates-reforms-to-promote-energy-investment/

[76] Argentina's crude oil and natural gas production near record highs, EIA, 05.12.2024, https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63924

[77] Argentina and Brazil Take Different Approaches to Energy Policy, Oil Price, 03.09.2024, https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Argentina-and-Brazil-Take-Different-Approaches-to-Energy-Policy.html

Литература

Иванов Н.А., Пусенкова Н.Н., Соколов А.В. (2024). Добыча нефти и газа из сланцевых формаций в США: текущее состояние и прогнозы, *Георесурсы*, 26(3), с. 240–249. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.24

Пусенкова Н.Н. (2022). Национальные нефтяные компании в новых реалиях мировой энергетики. М.: Идея-пресс.

Пусенкова Н.Н., Светенко М.А., Соколов А.В. (2025). Добыча нефти и газа в королевстве Саудовская Аравия: сравнение с нефтегазовым

сектором США. *Георесурсы*, 27(1), с. 23–34. https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.21

Chauhan, V., Florencio, P., van Mourik, M. (2014). Challenges across Brazil's oil sector and prospects for future production. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. https://doi.org/10.26889/9781784670139

Guerrero, D., Romero, A. (2016). The Case of Oil Income Management in Venezuela: Industry Investment versus Social Expenditure. *Latin America Policy Journal*, (5), pp. 56–72. http://servicios.iesa.edu.ve/portal/Boletines/Junio2016/Articulo_CIEA_The_Case_of_Oil_Income_Management_Venezuela.pdf

Huizar, R. (2019). Why was Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), Argentina's National Oil Company, privatized? *The Extractive Industries and Society*, 6(3), pp. 891–899. https://doi.org/10.1016/j.exis.2019.03.017

Manzano, O., Scrofina, J.S. (2011). Resource Revenue Management in Venezuela: A consumption-based poverty reduction strategy. Resource Governance Institute. https://resourcegovernance.org/sites/default/files/Venezuela_Final.pdf

Monaldi, F., Hernández, I., La Rosa, J. (2020). The Collapse of the Venezuelan Oil Industry: The Role of Above-Ground Risks Limiting FDI. Houston: Rice University's Baker Institute for Public Policy. https://www.bakerinstitute.org/media/files/files/9ba44b2d/fdi-monaldi-venezuela_uSQ8FHh.pdf

Rosales, A. (2018). Pursuing foreign investment for nationalist goals: Venezuela's hybrid resource nationalism. *Business and Politics*, 20(3), pp. 438–464. https://doi.org/10.1017/bap.2018.6

Tordo, S., Tracy, B.S., Arfaa, N. (2011). National Oil Companies and Value Creation. Volume II. Case Studies. Washington, D.C.: The World Bank. https://doi.org/10.1596/16651

Viña, G.A., Ferrara, P. (2018). Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF): History and legacy. *Journal of Public Affairs*, 19(3), e1923. https://doi.org/10.1002/pa.1906

Viscidi, L. (2010). Colombia's Energy Renaissance. New York: Americas Society/Council of the Americas. https://www.as-coa.org/articles/colombias-energy-renaissance

Сведения об авторах

Нина Николаевна Пусенкова – кандидат экон. наук, старший научный сотрудник, Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН; эксперт, Исследовательский Центр ЭНЕРПО Европейского университета в Санкт-Петербурге

Россия, 117997, Москва, Профсоюзная ул., д. 23

Россия, 191187, Санкт-Петербург, Гагаринская ул., д. 6/16 А

Researcher ID: N-4418-2016, ORCID: 0000-0002-8971-1620

Scopus Author ID: 55824758200, РИНЦ ID: 416751

e-mail: npoussenkova@imemo.ru

Александр Владимирович Соколов – кандидат геол.-минерал. наук, директор по геологоразведке, ООО «ПЕТРОГЕКО»; Главный редактор журнала «Георесурсы»

Россия, 628606, Нижневартовск, ул. Самотлорная, д. 20

e-mail: sokolov@petrogeco.ru

Статья поступила в редакцию 01.09.2025;
Принята к публикации 20.10.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Main Oil Producing Countries of North and South America: Factors of Successes and Failures

N.N. Poussenkova, A.V. Sokolov*

Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
ENERPO Center of the European University at St.Petersburg, St.Petersburg, Russian Federation
PETROGECO LLC, Nizhnevartovsk, Russian Federation
Corresponding author: Nina N. Poussenkova, e-mail: npoussenkova@imemo.ru

Abstract. The article investigates key success factors and reasons for failures of the oil sectors in countries of North and South America: Argentina, Brazil, Venezuela, Guyana, Canada, Colombia, and Mexico. It gives a brief overview of resource potential and dynamics of hydrocarbon production in these countries. The authors analyze such parameters of the oil sector development as technological progress, sector structure, efficient institutions, government energy policy, including fiscal system, energy reforms, i.e. promotion of competition, partial privatization of national oil companies, attraction of international oil corporations, ensuring a stable regulatory climate, and reasonable localization policy. Conclusion is made that a sustainable development of the oil sector and oil production growth that meets the strategic goals of the government depends not only on resource potential, but also on energy policy, sensible and timely reforms, viable institutions and favorable investment climate.

Keywords: Oil industry, oil production, unconventional reserves, Argentina, Brazil, Venezuela, Guyana, Canada, Columbia, Mexico, national oil companies, R&D (Research and Development), energy reforms, fiscal system, investment climate, localization, partial privatization, competition, mid-size and small oil companies, majors

Recommended citation: Poussenkova N.N., Sokolov A.V. (2025). Main Oil Producing Countries of North and South America: Factors of Successes and Failures. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 24–44. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.23

References

Chauhan, V., Florencio, P., van Mourik, M. (2014). Challenges across Brazil's oil sector and prospects for future production. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. https://doi.org/10.26889/9781784670139

Guerrero, D., Romero, A. (2016). The Case of Oil Income Management in Venezuela: Industry Investment versus Social Expenditure. *Latin America Policy Journal*, (5), pp. 56–72. http://servicios.iesa.edu.ve/portal/Boletines/Junio2016/Articulo_CIEA_The_Case_of_Oil_Income_Management_Venezuela.pdf

Huizar, R. (2019). Why was Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), Argentina's National Oil Company, privatized? *The Extractive Industries and Society*, 6(3), pp. 891–899. https://doi.org/10.1016/j.exis.2019.03.017

Ivanov N.A., Poussenkova N.N., Sokolov A.V. (2024). Production of Shale Oil and Gas in the US: Current Status and Prospects. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 240–249. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.24

Manzano, O., Scrofina, J.S. (2011). Resource Revenue Management in Venezuela: A consumption-based poverty reduction strategy. Resource Governance Institute. https://resourcegovernance.org/sites/default/files/Venezuela_Final.pdf

Monaldi, F., Hernández, I., La Rosa, J. (2020). The Collapse of the Venezuelan Oil Industry: The Role of Above-Ground Risks Limiting FDI. Houston: Rice University's Baker Institute for Public Policy. https://www.bakerinstitute.org/media/files/files/9ba44b2d/fdi-monaldi-venezuela_uSQ8FHh.pdf

Poussenkova N.N. (2022). National Oil Companies in the New Realities of the Global Energy. Moscow: Idea-Press. (In Russ.)

Poussenkova N.N., Svetenko M.A., Sokolov A.V. (2025). Oil and Gas Production in Saudi Arabia: Comparison with the US Petroleum Sector. *Georesursy = Georesources*, 27(1), pp. 23–34. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.21

Rosales, A. (2018). Pursuing foreign investment for nationalist goals: Venezuela's hybrid resource nationalism. *Business and Politics*, 20(3), pp. 438–464. https://doi.org/10.1017/bap.2018.6

Tordo, S., Tracy, B.S., Arfaa, N. (2011). National Oil Companies and Value Creation. Volume II. Case Studies. Washington, D.C.: The World Bank. https://doi.org/10.1596/16651

Viña, G.A., Ferrara, P. (2018). Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF): History and legacy. *Journal of Public Affairs*, 19(3), e1923. https://doi.org/10.1002/pa.1906

Viscidi, L. (2010). Colombia's Energy Renaissance. New York: Americas Society/Council of the Americas. https://www.as-coa.org/articles/colombias-energy-renaissance

About the Authors

Nina N. Poussenkova – Cand. Sci. (Economics), Senior Researcher, Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations of the Russian Academy of Sciences; Expert, ENERPO Center of the European University at St.Petersburg

Russia, 117997, Moscow, Profsoyuznaya st., 23

Russia, 191187, St.Petersburg, Gagarinskaya st., 6/16 A

Researcher ID: N-4418-2016

Scopus Author ID: 55824758200

ORCID: 0000-0002-8971-1620

e-mail: npoussenkova@imemo.ru

Alexander V. Sokolov – Cand. Sci. (Geology and Minerology), Director for Exploration, PETROGECO LLC, Editor-in-Chief of the Journal Georesursy

Russia, 628606, Nizhnevartovsk, Samotlornaya st., д.20

e-mail: sokolov@petrogeco.ru

Manuscript received 1 September 2025;
Accepted 20 October 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

REVIEW ARTICLE
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.3

Physicochemical Features of Hydrocarbon Fluid Flow in Shale Rocks: Review on Adsorption and Diffusion

D. Dorjhie, A. Mukhametdinova, C. Faist, T. Yunusov, H. Lenski, P. Grishin, A. Cheremisin, M. Spasennykh*
Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

Reliable data on the relative permeability of low-permeability organic-rich shale reservoirs are essential for optimizing the development and operation of these fields by enhancing hydrodynamic models. Key challenges and limitations in studying complex reservoir systems include limited experimental data due to a shortage of core samples and the inapplicability of conventional laboratory methods for characterizing gas flow due to properties of these reservoirs (low porosity and permeability, high amount of organic matter including kerogen).

Investigating the effects of ultra-low interfacial tension, sorption, and diffusion on fluid flow under simulated reservoir conditions is crucial. Despite the importance of these factors, mechanisms of sorption and diffusion of hydrocarbon gases in shale rocks are often overlooked in experimental and numerical research on recovery strategies.

This review aims to provide a comprehensive understanding of gas adsorption and diffusion related mechanisms in tight shale rocks. Main findings include assessment of how various rock properties affect fluid behavior in nanoscale pores and identify critical areas for experimental analysis. By generalizing the review results, this work also highlights emerging research trends and addresses limitations in integrating adsorption and diffusion data for recovery, improving the accuracy of recoverable reserve estimates and reducing economic risks in unconventional reservoir development.

Keywords: Hard-to-recover reserves, shale rock, tight rock, physicochemical properties, shale rock characterization, hydrocarbon gases, hydrocarbon gas flow, adsorption, diffusion

Recommended citation: Dorjhie D., Mukhametdinova A., Faist C., Yunusov T., Lenski H., Grishin P., Cheremisin A., Spasennykh M. (2025). Physicochemical Features of Hydrocarbon Fluid Flow in Shale Rocks: Review on Adsorption and Diffusion. *Georesursy = Georesources,* 27(4), pp. 45–58. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.3

Introduction

In recent years, the share of unconventional reserves in global oil production has increased, necessitating more effective methods for their development and exploration. A priority in this area is the study of unconventional oil source rocks, or shale deposits, characterized by high heterogeneity, ultra-low permeability due to nanoscale pores, and the presence of kerogen. Key specifics of these organic-rich shale rocks include (Muther et al., 2022; Sondergeld et al., 2010):

1. The porosity, permeability and the pore structure: micro- and nanosized pores, heterogeneity of reservoir properties, permeability less than 1 mD, presence of closed pores.

2. Organic matter content and its maturity variation: high amount of heavy components (average total organic carbon (TOC) content around 15 wt. %) and solid kerogen.

3. The mineral composition: the presence of clays (values up to 60 wt. %) and ferromagnetic inclusions.

To improve modeling approaches, detailed study on gas flow and mass transfer in low- and ultralow permeability reservoirs is essential. A major challenge in obtaining reliable permeability data is that conventional experimental methods do not account for the unique characteristics of nanosized pore systems where pore dimensions are comparable to those of gas or liquid molecules (Bustin et al., 2008). Despite extensive research in other fields on nanoscale fluid filtration, topics such as adsorption, diffusion, and the impact of rock properties and organic matter on transport properties in tight shale rocks remain unexplored.

The sorption of hydrocarbon gases on rock surfaces is crucial for understanding petroleum systems in sedimentary basins. Accurate data on gas sorption is essential for field development, as significant amounts of hydrocarbons (HC) can be retained by rocks, potentially challenging application of enhanced oil recovery (EOR) techniques in tight and organic-rich reservoirs. Micropores store substantial gas volumes, while nanopores increase the overall surface area

*Corresponding author: Aliya Mukhametdinova
e-mail: a.mukhametdinova@skoltech.ru

© 2025 The Authors. Published by Georesursy LLC
This is an open access article under the Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

for adsorption, with pore connectivity affecting both storage and flow efficiency (Chalmers, Bustin, 2007).

The general term of sorption combines adsorption on a surface, absorption (absorption into the volume of a solid or liquid) and capillary condensation in pores. The sorption can be classified into two main types based on the nature of the forces involved: physical (physisorption) and chemical (chemisorption) (Sims et al., 2019).

Spontaneous transport of matter from a region of high concentration to a region of low concentration is referred to as "diffusion". Three different regimes are typically observed: free molecular diffusion, Knudsen diffusion, and surface diffusion, with the latter two being particularly relevant in shales (Yuan et al., 2014). In gas-producing shales, the low permeability of the rock means that normal fluid flow due to pressure differences can be very slow. As a result, diffusion becomes the dominant process that limits overall productivity. Gas diffusion is also important in gas EOR projects (Alfarge, 2018; Wan et al., 2014), as the volume of oil that contacts gas is directly related to diffusion coefficients. Therefore, it is essential to measure and consider diffusion characteristics in reservoir simulations for shales.

Sorption and diffusion are interconnected processes in the transport of hydrocarbon fluids within rock porous media. For instance, the rate of surface diffusion depends on gas adsorption (Yuan et al., 2016), and diffusion in pores is limited by their effective diameter, which is determined by the amount of adsorbed matter (Yuan et al., 2016). The challenge lies in differentiating between these phenomena and accurately quantifying all of them.

To achieve this goal, we highlight the following features of hydrocarbon gas flow in shale rocks, categorized into adsorption and diffusion-related mechanisms (Fig. 1).

In this article, we present a comprehensive literature review of the key mechanisms of hydrocarbon gas sorption and diffusion in organic-rich shale rocks. We critically analyze how physical reservoir characteristics – such as organic matter content, mineralogy, temperature and moisture – affect the adsorption and diffusion processes. The review covers a range of experimental methods and combined approaches, highlighting recent studies, current limitations, and challenges in accurately characterizing adsorption (Section 1) and diffusion (Section 2) in shale formations. Additionally, the last section briefly introduces the latest research trends involving machine learning (ML)-assisted algorithms and molecular dynamics (MD)-based analyses.

1 Sorption phenomena in shales

1.1 Theoretical background

Various researchers assume that 20–80% of total gas present in the shale reservoir is retained in the adsorbed state (Chakraborty et al., 2020; Klewiah et al., 2020; Rani et al., 2019). In laboratory studies, the process of characterizing the sorption – referring to the way HC gases like CH_4 interact with shale rocks – often involves analysis of sorption isotherms. Sorption isotherm analysis can be used to assess how much gas the rock can adsorb or desorb (release) under specific temperature and pressure conditions.

This process, commonly referred to as sorption, is actually a mix of several underlying mechanisms: *adsorption* (where gas molecules adhere to the surface), *absorption* (where gas penetrates into the bulk of the material), and *capillary condensation* (where gas condenses in small pores) (Pathak, 2018; Pathak et al., 2017). While these processes differ in nature, they collectively lead to the storage of gas molecules in a more compressed state compared to free gas in open pore spaces.

Adsorption is the process where gas molecules gather on a solid surface, either filling pores or forming a monolayer, creating a dense adsorbed phase that is different from the free gas around it (Langmuir, 1917, 1916). Thommes et al. (2015) refers to the material occupying the adsorption space of such structure in adsorbed state as *Adsorbate*, while *Adsorptive* is the same component in fluid phase. Physisorption is a general phenomenon occurring when an adsorptive is brought into contact with the surface of an *Adsorbent* with intermolecular forces such as attractive dispersion, short range repulsion and polarization that depend on geometric and electric properties or the engaged adsorptive and adsorbent.

If the external conditions are unfavorable, the proportion of the sorbed phase is reduced by reversing the adsorption process (Thommes et al., 2015). This process can significantly boost the total gas storage capacity, potentially doubling it compared to when adsorption is not present (Bustin et al., 2008; Loucks et al., 2009; Sondergeld et al., 2010). Physisorption involves Van der Waals forces and electrostatic forces, allowing for the formation of multiple monomolecular layers (Langmuir, 1916).

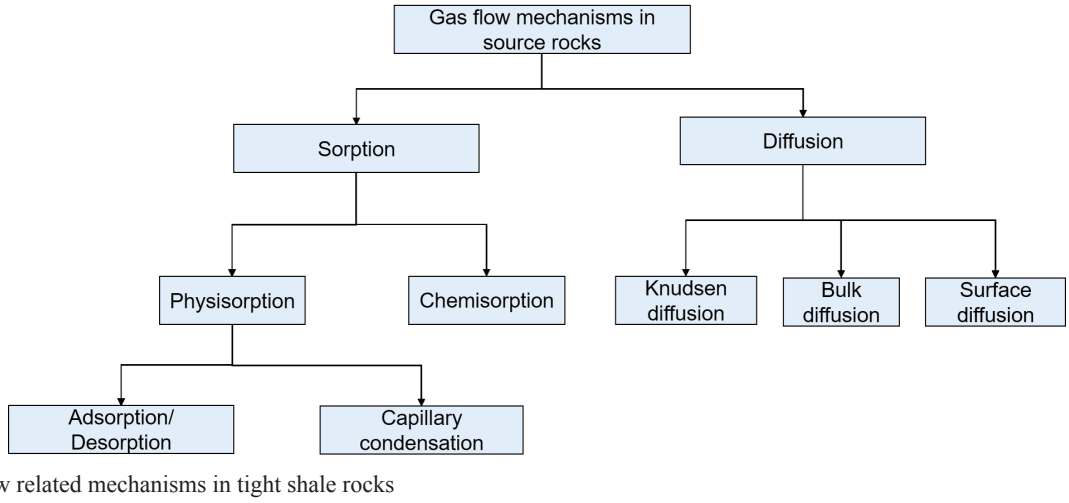


Fig. 1. Gas flow related mechanisms in tight shale rocks

However, the experimental isotherms are not always described by the Langmuir equation due to multiple reasons. Therefore, experimental adsorption isotherms are not limited to a monolayer and the curve type may have a different form. According to the IUPAC classification, there are six different types of adsorption isotherms (Everett, 1972). There are various proposed models for computing the sorption of gas and describe adsorption isotherms obtained from experimental data. The most commonly reported models are the Langmuir, BET, DR, Dubinin-Radushkevich (pore-filling) and the Henry methods (Appendix A).

1.2 Experimental techniques of characterizing the sorption

The experimental study of the sorption characteristics in low-permeable shale rock including the adsorbed fluid values and adsorption rates is complicated due to the low porosity and permeability, high OM content. The most widespread methods for quantitative sorption analysis in rocks are (1) gravimetric (Changtao et al., 2018) (Fig. 2-1), measuring the weight of the gas inflow and outflow; (2) the manometric method (Weniger et al., 2010) (Fig. 2-2) using manometers to monitor the pressure in a defined volume; and (3) the volumetric method (Fig. 2-3) based on the knowledge of internal volumes (Li et al., 2020; Zhou et al., 2019).

The adsorption behavior in rock depends on the hydrocarbon fluid (gas), reservoir pressure and temperature, rock mineralogy, as well as amount, type and maturity of the organic matter, humidity (moisture content) and porosity and pore size (Chen et al., 2024a; Gasparik et al., 2014; Guo et al., 2017; Ji et al., 2012; Klewiah et al., 2020; Mudoi et al., 2022; Zou et al., 2017).

The sorption in mesopores (2–50 nm) and micropores (<2 nm) is subject to different mechanisms. At lower pressure, the gas fills the micropores and forms layers in mesopores (Do, Do, 2003; Dubinin, 1967; Zhou et al., 2018) that increase in number with increasing pressure (Klewiah et al., 2020; Rouquerol et al., 2013; Zhou et al., 2018). Shale formations have a wide range of pore sizes, from micropores to macropores (>50 nm), which significantly influence gas adsorption behavior. Micropores dominate gas adsorption capacity due to their high surface area and confinement effects, which enhance gas density and adsorption energy (Chalmers, Bustin, 2008; Clarkson et al., 2013). Confinement in nanopores alters thermodynamic properties, leading to deviations from classical adsorption models such as the Langmuir isotherm (Wang et al., 2016). Experimental studies and molecular simulations confirm that smaller pores result in stronger adsorption interactions, especially for gases like methane and CO_2 (Ross, Bustin, 2009). For pores larger than 0.42 nm, carbon dioxide (CO_2) is preferentially adsorbed over CH_4, but in smaller pores, CH_4 has a competitive advantage due to stronger repulsion of CO_2 by the pore walls. Understanding these adsorption dynamics is essential for optimizing gas storage and recovery in different layers of organic-rich shale formations.

The adsorption of hydrocarbon gases significantly influences production from reservoirs, depending on the rock's composition and microstructure. This process stores gas in a dense, liquid-like phase, increasing the overall storage capacity compared to the free phase (Fig. 3). The desorption process is pressure-dependent. As the reservoir pressure decreases due to depletion, adsorbed gas could be released, which increases the gas in place within the reservoir (Vardcharragosad, Ayala, 2015). Factors such as tectonics, magmatism, and the migration of hydrocarbons can affect the process of desorption. During tectonic uplift of the sediment, trapped gas in the pores increase pore pressure, resulting in overpressure at shallow depths that can result in serious effect for production, such as blowouts (Guo et al., 2017). Furthermore, factors like desorption pressure, kinetics, and changes in effective stress make it difficult to predict whether the desorbed gas will meaningfully contribute to production.

Fig. 3 illustrates the mechanisms of gas storage and transport within organic-rich porous media, such as shale formations. The pore network is embedded within the kerogen/mineral framework, which serves as the solid matrix of the system. Gas storage occurs through various mechanisms, including monolayer adsorption (blue circles), where gas molecules form a single layer on the pore walls, and multilayer adsorption (orange circles), where additional layers of gas accumulate beyond the monolayer. In the central pore space, free gas (green circles) exists as unbound molecules that can move within the interconnected pores. Additionally, under specific pressure and temperature conditions, condensed gas (yellow region) forms in a liquid-like state within the pore network. The diagram also highlights the presence of pore water (blue region), which occupies part of the pore volume, and clogged pore throats, which restrict gas transport by reducing pore connectivity. The main parameters widely

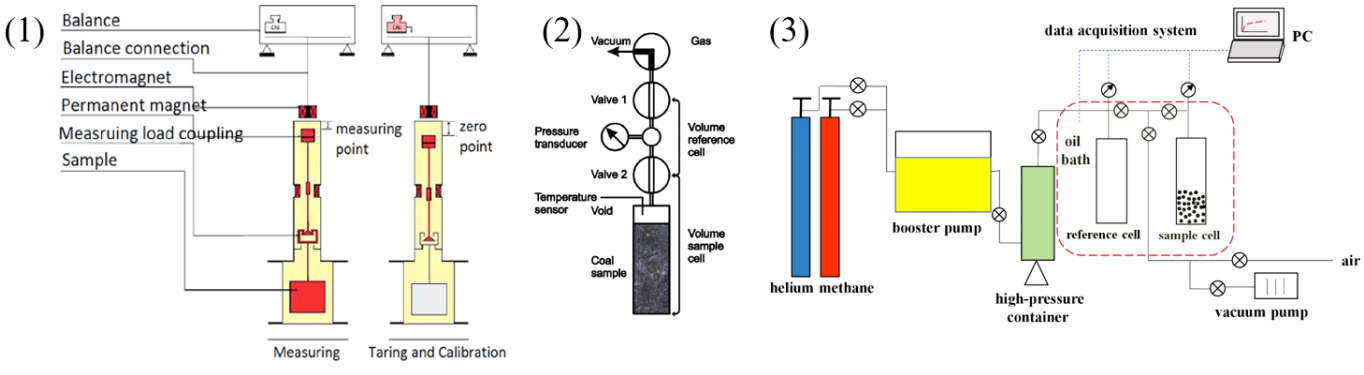


Fig. 2. Experimental methods for characterizing the methane adsorption in rocks: (1) – gravimetric (Changtao et al., 2018); (2) – manometric (Weniger et al., 2010); (3) –volumetric (Li et al., 2020)

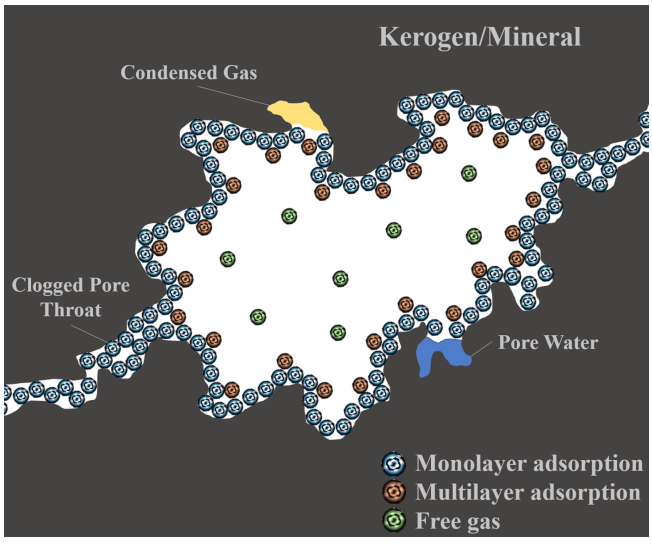


Fig. 3. Various types of adsorption and pore filling mechanisms (modified after (Sang et al., 2019))

reported to affect the process of adsorption are organic matter, temperature, mineralogy and moisture content. Hence in the following sub-sections, these parameters are discussed in more detail.

1.3 Controls on sorption behaviour

1.3.1 Organic matter

The total organic carbon (TOC) content in shale reservoirs varies significantly, both across different plays and within individual formations. Numerous studies have explored the relationship between TOC and methane adsorption capacity, but the findings are inconsistent. Some empirical observations showed that methane adsorption increases with TOC content (Lu, 1995; Rexer et al., 2014; Ross, Bustin, 2009; Weniger et al., 2010; Yang et al., 2015), while another research reported no clear correlation at all (Gasparik et al., 2012). These conflicting results likely stem from the variability in TOC composition, particularly the type of kerogen and its thermal maturity, which are key controls on shale pore structure and gas storage behavior, namely the thermal maturity and its effect on the porosity and the sorption capacity (Zhang et al., 2024). A study by Zhang et al. (2012) on Barnett shale samples showed that, the gas sorption capacity increases with increasing thermal maturity (Zhang et al., 2012). The thermal maturity of the embedded kerogen is closely related to its porosity and strongly affects the total porosity of a rock. The maturation process of kerogen starts with the formation of spongy microstructures that subsequently convert into organic pores within the middle of the oil window and form effective pore-networks towards its end. The average adsorption values of methane vary from 0.03 mmol/g for immature to 0.18 mmol/g for mature Barnett Shale organic-rich rocks (Gasparik et al., 2014). Fig. 4 demonstrates the relation between the TOC content and methane adsorption value for dry (Changtao et al., 2018; Gasparik et al., 2014; Ross, Bustin, 2007; Shabani et al., 2018; Sun et al., 2022; Zhou et al., 2019; Zou et al., 2017) and moist core samples (Li et al., 2016; Ross, Bustin, 2009; Sun et al., 2022; Weniger et al., 2010).

The sorption capacity and swelling are also depended on the kerogen type. Studies have shown that, kerogen Types II and III commonly show a higher maximum sorption compared to Type I (Zhang et al., 2012). Shale gas production relies on gas flow through nanopores with low permeability of around 0.0001 mD, which is why sorption-induced swelling and kerogen deformation have a major impact.

The swelling of the shale matrix has a direct and often detrimental impact on permeability. As the rock expands, microfractures and pore throats narrow or close, restricting fluid flow pathways. Additionally, if swelling is mechanically constrained by overburden stress, the effective stress on the rock increases, further reducing permeability (Hashemi, Zoback, 2021; Zhou et al., 2020). Upon a pressure of 50 MPa, kerogen swells by up to 6.6% unevenly in all directions, creating different pore sizes and geometry and decreasing the shale rock permeability by blocking pore throats (Wu et al., 2022). A summary of the relevant conclusions of the different parameters that affect the adsorption of gases in shale formations is presented in Table 1.

1.3.2 Temperature and pressure

The temperature effect on gas adsorption is based on thermodynamic principles: exothermic nature of adsorption, kinetic effects, adsorption isotherms, and thermodynamic parameters. Gas adsorption is an exothermic process, and increasing temperature generally reduces adsorption capacity because the thermal energy of gas molecules overcomes the energy of adsorption binding, leading to desorption.

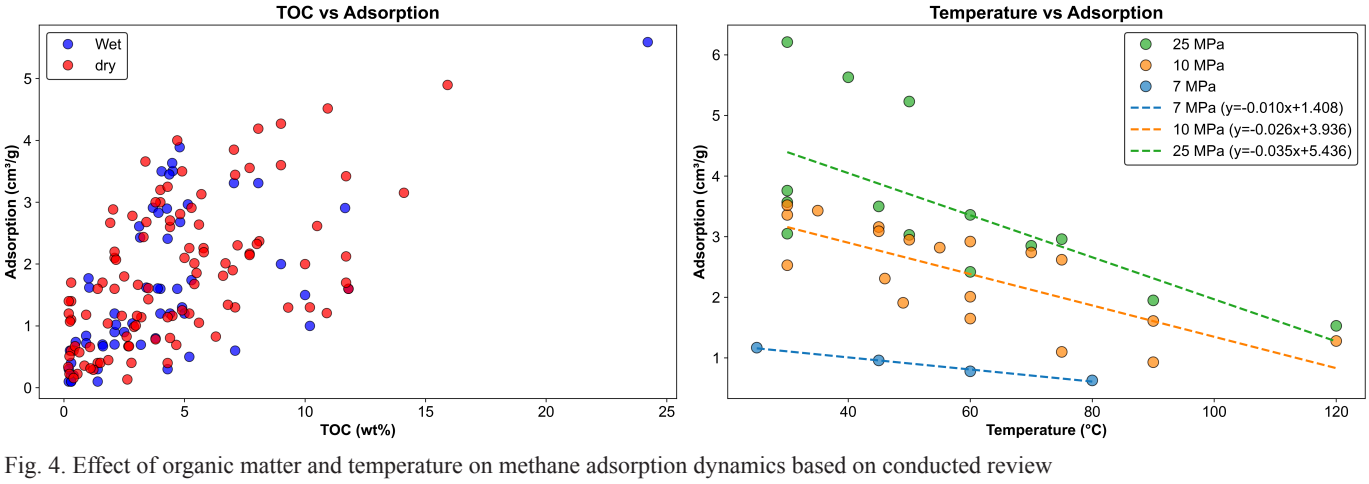


Fig. 4. Effect of organic matter and temperature on methane adsorption dynamics based on conducted review

Formation	TOC content	Kerogen type	Gas type	Temperature (°C)	Pressure (MPa)	Experimental method	Observations	Reference
Paleozoic and Mesozoic shales	<1 wt.% to 10.5 wt.%	III	CH_4	65	25	Manometric	No correlation of excess sorption capacity with TOC content	(Gasparik et al., 2012)
Lower Toarcian Posidonia formation	<6.35 wt.% to 10.92 wt.%	-	CH_4	200	15	Manometric	It can be inferred that the adsorbed methane is predominantly in pores of 5.6 nm and the 'free' compressed gas is in the larger pores (5.6–1093 nm)	(Rexer et al., 2014)
Lower Silurian marine shales	<3.19 wt.% to 5.58 wt.%	-	CH_4	30–80	20	Volumetric	Methane sorption capacity of the dry shales shows a positive relationship with TOC content and specific surface area	(Yang et al., 2015)
-	-	-	CH_4	35–65	15	Volumetric	Clay mineral type greatly affects CH_4 sorption capacity under the experimental conditions	(Ji et al., 2012)
Barnett, Eagle Ford, Marcellus and Montney reservoirs	<5 wt.% to 37.48 wt.%	-	CO_2 and CH_4	40	-	Volumetric	Carbon dioxide to have approximately 2–3 times the adsorptive capacity of methane in both the pure mineral constituents and actual shale samples	(Heller, Zoback, 2014)
Lower Cretaceous Buckinghorse	<0.53 wt.% to 17.0 wt.%	I, II, II/III, III	CH_4	-	-	Volumetric	Kerogen type II/III and III kerogens have higher methane sorption capacity compared to types I and II because of their higher micropore volumes. No correlation exists between moisture content and methane capacity. Samples with high moisture content can have high methane capacities which indicate water and methane molecules occupy different sorption sites	(Chalmers, Bustin, 2008)
Lower Jurassic Ziliujing Formation of Sichuan Basin	1.7 / 4.7 wt.%	-	CH_4	34.85	14	Variable-Volume Volumetric	The smaller the grain size of the sample material, the higher the gas diffusion in the pores	(Wang et al., 2017)
Silurian Longmaxi and Ordovician Wufeng formation in Sichuan Basin	1.05 to 5.14 wt.%	-	CO_2 and CH_4	35–55	8.5 and 11.0	Volumetric	All samples exhibit higher affinity to CO_2 as compared to CH_4. For CH_4, D-A and Langmuir equations yield reliable results	(Zhou et al., 2019)
Permian Irati and Devonian Ponta Grossa Formation	0.7 to 24.21 wt.%	I/II, II	CO_2 and CH_4	35–45	25 and 17	Manometric	Excess sorption ranges between 0.04 and 0.37 mmol/g for CH_4 and between 0.14 and 0.54 mmol/g for CO_2. Gas sorption capacities correlated with TOC	(Weniger et al., 2010)

Table 1. Summary of selected studies of gas adsorption in shale reservoirs

As temperature increases, gas molecules gain more kinetic energy, allowing them to escape adsorption sites more easily. This results in lower equilibrium adsorption at higher temperatures (Rouquerol et al., 1999). Langmuir model, commonly used to describe adsorption behavior, shows a decreasing trend of maximum adsorption capacity with increasing temperature (Lin et al., 2023). At lower temperatures, gas molecules can occupy more adsorption sites because they have less kinetic energy to escape the potential well of adsorption.

The relationship between temperature and adsorption is often analyzed using the Arrhenius equation or Van't Hoff equation, which shows the impact of temperature on the equilibrium constant for adsorption. The Gibbs free energy for adsorption becomes less negative at higher temperatures, indicating weaker gas adsorption. Studies have shown that, at a given pressure, the excess adsorption decreases with increasing temperature to a threshold while the opposite phenomenon is exhibited beyond that pressure (Jiang et al., 2018; Zou et al., 2017). The term 'excess adsorption' describes the quantity of guest molecules that are adsorbed in direct contact with a solid surface, while 'absolute adsorption' denotes the quantity of guest molecules in the adsorption area, where both gas-solid and gas-gas interactions are present.

Both CH_4 and CO_2 are often in a critical thermodynamic state under typical reservoir conditions, but their adsorption behaviors differ with changes in pressure and temperature. The CH_4 adsorption increases steadily with pressure and can usually be modeled using a Langmuir isotherm, while its sorption decreases with increasing temperature (Changtao et al., 2018). CO_2, however, shows more complex behavior: at lower pressures, adsorption increases, but near the critical pressure, it peaks and then decreases as pressure rises further. This pressure-driven desorption is not captured by low-pressure experiments, and standard isotherms fail to account for it (Liu et al., 2022; Wang et al., 2022; Yuan et al., 2022). Additionally, CO_2 adsorption is more sensitive to temperature changes than CH_4, making advanced isotherms or PVT models necessary to accurately represent both gas and sorbed phases. Fig. 4 illustrates the trends of temperature effect on methane adsorption under different pressure conditions: 7 MPa (Zou et al., 2017), 10 MPa (Changtao et al., 2018; Guo, 2013; Huang et al., 2021; Liu, Wang, 2012; Sun et al., 2022; Zhou et al., 2019) and 25 MPa (Changtao et al., 2018; Liu, Wang, 2012; Sun et al., 2022; Zhang et al., 2022).

1.3.3 Mineralogy

In analysis of the gas adsorption in a shale rock, not only the porous structure of the kerogen plays an important role, but also the overall mineralogical composition. This can be applied to clay minerals such as montmorillonite, smectite, kaolinite, chlorite and illite as they have a large surface area and numerous potential adsorption sites due to their tetrahedral and octahedral layers (Ji et al., 2012; Wang et al., 2024a). They can hold almost 10% of the overall gas adsorbed (Heller, Zoback, 2014; Rani et al., 2019; Ross, Bustin, 2007). Furthermore, possible interactions of the gases with carbonate minerals of the rock should be considered, potentially forming dissolution pores (Fu et al., 2025). Investigating the energetic processes on the sample surfaces reveals that different solids have different adsorption potentials, which influence the molecular interactions between gas and solid, and thus the rate and extent of the adsorption process due to the polarity of their functional groups.

1.3.4 Rock moisture

Moisture content in shale formations significantly impacts gas sorption capacity. Moisture refers to the water molecules in the rock, which can be found both in pores and in the intermediate layers of the clay minerals. Studies have shown that as moisture content increases, gas adsorption capacity decreases (Chalmers, Bustin, 2007; Huang et al., 2022). This is attributed to the competition between water and gas molecules for adsorption sites, particularly on hydrophilic surfaces like organic functional groups and clay minerals (Gasparik et al., 2012). Additionally, water can condense in pores, blocking access to grain surface. The equilibrium moisture content, representing the maximum moisture saturation, varies depending on shale maturity, organic richness, and organic type. While moisture can significantly reduce gas sorption capacity, its impact can be less pronounced in shales with high TOC content or those that are overmature (Chalmers, Bustin, 2008). Understanding the relationship between moisture content and gas sorption is crucial for accurately predicting gas storage and recovery in shale formations. By considering the moisture content, we can better evaluate the potential of shale gas reservoirs and optimize production strategies.

2 Gas diffusion in shales

2.1 Fundamental diffusion mechanisms in shales

Gas flow in shale rocks is governed by several transport mechanisms, among which molecular (Fickian) diffusion, Knudsen diffusion, and surface diffusion are dominant within the nanoscale pore network. First, gas flow in shale rocks is commonly characterized by the Knudsen number, which is defined as the ratio of the mean free path (λ) of gas molecules to the characteristic length of the pore or flow pathway in the medium (Wang et al., 2020a; Yu et al., 2018). This dimensionless parameter helps determine the dominant transport mechanism in porous systems by indicating the relative importance of molecule–molecule versus molecule–wall collisions. Second, gas diffusion in shales, driven by concentration gradients and governed at the continuum scale by Fick's law (Yang et al., 2024), exhibits distinct behaviors depending on the flow regime, including molecular diffusion, Knudsen diffusion, and surface diffusion (Fig. 5). When the Knudsen number is of order unity or greater, the mean free path of gas molecules becomes comparable to or larger than the characteristic pore size, so collisions with the pore walls dominate over intermolecular collisions and transport approaches the Knudsen or even free-molecular regime. In contrast, at sufficiently small Knudsen numbers, intermolecular collisions are more frequent than molecule–wall collisions and molecular (Fickian) diffusion becomes the primary mechanism. Surface diffusion, which occurs when gas molecules interact with and migrate along the pore surface, may also contribute significantly under specific conditions, particularly in organic-rich shales with high internal surface area. These processes are influenced by factors such as pore structure and pore size distribution, gas composition, and reservoir pressure and temperature conditions, which vary widely in shale formations.

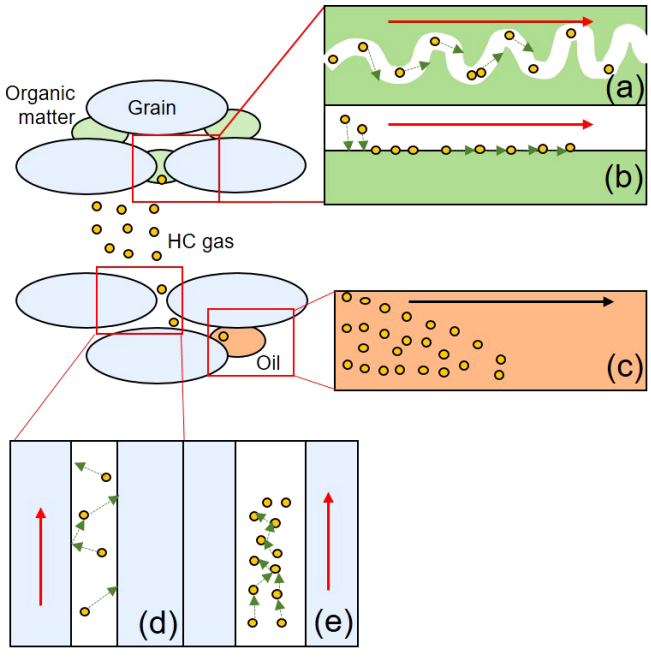


Fig. 5: Schematic of dominant diffusion mechanisms of HC gas across different pore types in the shale rocks: (a) Knudsen diffusion in OM nanopores; (b) surface diffusion in OM nanopores; (c) bulk diffusion in oil; (d) Knudsen diffusion in inorganic pores; (e) Fick diffusion in inorganic pores

Knudsen diffusion occurs when the mean free path of gas molecules is comparable to the pore size (Miao et al., 2018; Mo et al., 2022). This is common in the nanosized pores of shale rocks where collisions with pore walls dominate over intermolecular collisions.

Molecular diffusion or *Fick diffusion* happens in larger pores where the mean free path is smaller than the pore size, and gas molecules interact more frequently with each other rather than with the walls (Miao et al., 2018).

Surface diffusion describes the process of moving of gas molecules between adjacent adsorption sites of the pore walls (Spanakos, Rigby, 2022; Yang et al., 2021).

A bulk diffusion is then the process that describes the combination of the Fick diffusion and Knudsen diffusion (Miao et al., 2018; Zhong et al., 2019).

2.2 Experimental techniques for measuring diffusion

Depending on the type of diffusion, different experimental methods are employed. In most cases, the task is to accurately determine the concentration of the diffusing gas in all layers of the diffusion zone in porous media to further solve the Fick's 2nd law of diffusion. The most common experimental methods for gas diffusion measurement include the gas chromatography, pressure decay / transient diffusion techniques (Yang et al., 2017; Zhang et al., 2023), the gas adsorption and gravimetric methods, the use of high-resolution imaging and scanning techniques such as micro-CT and NMR (An et al., 2019; Khmelenko et al., 2021). Table 2 summarizes selected study on experimental study of hydrocarbon gas diffusion in low-permeable shale rocks and reports on determined diffusion coefficients. Authors report different approaches to methane gas diffusion and diffusivity assessment including desorption-based (unipore and bidisperse models) methods (Dang et al., 2017), isobaric method, and pressure decay methods (Chen et al., 2018). The calculation models vary depending on the system properties and boundary conditions, since the diffusion of hydrocarbon gas in shale rock is the result of three types of diffusion modes (Fig. 5) in combination. Thus, depending on the dominant diffusion process, theoretical calculation model can be adjusted.

As Table 2 shows, diffusion coefficients vary greatly. Among shale samples from the same field or well, these values can differ by more than three orders of magnitude (Sun et al., 2023). Therefore, a discussion of the geological factors affecting the diffusion coefficient is necessary.

2.3 Controls on diffusion in shales

2.3.1 Pressure and temperature

The bulk diffusion process, consisting of Fick and Knudsen properties, depends on two key parameters: the size of the pore channels and the gas density, which determines the frequency

Diffusion type	Formation	TOC, (wt.%)	Pressure, (MPa)	Temperature, (°C)	Diffusion coefficient	Reference
Surface diffusion	Longmaxi	2.91	38	82	$2.56 \cdot 10^{-5}$ m^2/s	(Chen et al., 2018)
	-	0.6	20	25	$1.0 \cdot 10^{-3}$ m^2/s	(Akkutlu, Fathi, 2011)
	-	4.0	21	25	$4.6 \cdot 10^{-3}$ m^2/s	
	Silurian Longmaxi	-	35	25	$1.18 \cdot 10^{-10}$ m^2/s	(Zhong et al., 2019)
Molecular diffusion	Longmaxi	3.09	4-7	82	$2.46–6.66 \cdot 10^{-11}$ m^2/s	(Chen et al., 2018)
	Lower Cambrian Niutitang	1.76	8	30	0.125 s^{-1}	(Dang et al., 2017)
	Eagle Ford	5	41.37	26	$5.068 \cdot 10^{-4}$ cm^2/s	(Kim et al., 2015)
	Silurian Longmaxi	-	35	25	$2.20 \cdot 10^{-10}$ m^2/s	(Zhong et al., 2019)
	-	0.6	20	25	$3.9 \cdot 10^{-4}$ m^2/s	(Akkutlu, Fathi, 2011)
	-	4.0	21	25	$8.2 \cdot 10^{-5}$ m^2/s	
Knudsen diffusion	Silurian Longmaxi	-	35	25	$1.19 \cdot 10^{-10}$ m^2/s	(Zhong et al., 2019
	Lower Cambrian Niutitang	1.76	8	30	0.03125 s^{-1}	(Dang et al., 2017)
	Eagle Ford	5	41.37	26	$9.19 \cdot 10^{-2}$ cm^2/s	(Kim et al., 2015)

Table 2. Summary of selected studies of methane diffusion in shale reservoirs

of collisions between gas molecules. The size of the pore channels is a characteristic feature of shales; however, it is also influenced by effective stress – the difference between pore pressure and lithostatic pressure, or confinement pressure in the context of pore analysis. As effective stress increases, the effective pore diameter decreases (Zhang et al., 2020), which reduces Fick diffusion since collisions with the walls occur more frequently. However, several researchers have observed that the Knudsen diffusion coefficient increases with the increase of effective stress. In summary, increased effective stress leads to an overall increase in the diffusion coefficient. For example, (Chen et al., 2018) noted that as effective stress increases from 21 MPa to 55 MPa, bulk diffusion coefficients rise from 3 to 241×10^{-7} $cm^2 \cdot s^{-1}$. However, an increased diffusion rate should not be confused with permeability, as apparent permeability values typically decrease with increasing effective stress.

The rate of different diffusion mechanisms changes with pore pressure. As gas density increases at higher pressures, the probability of molecules collision rises, leading to an increased role of Fick diffusion. However, the relative contributions of different mechanisms depend on pore size: the smaller the pore radius, the higher the pressure required for Fick and Knudsen diffusion to become comparable (Gao et al., 2021).

The role of surface diffusion becomes significant in narrow pores: for example, in 10 nm pores, surface diffusion dominates all other mechanisms up to pressure of 25 MPa. In the simplest case of monolayer adsorption, the surface diffusion rate increases with pressure because this process directly results from gas sorption in or on organic films, which is enhanced at higher pressures until surface saturation is achieved. However, in real scenarios, adsorbates often form multilayers, which have different behaviors (Choi et al., 2001). Surface diffusion in multilayers required more careful study, as significant gaps in understanding still exist.

As the rate of thermal motion increases with temperature, the diffusion coefficients for both Fick and Knudsen diffusion also increase according to the Arrhenius equation (Choi et al., 2001). The same is true for the surface diffusion coefficient: an increase in temperature leads to a rise in the surface diffusion coefficient. However, the amount of adsorbed molecules decreases. Therefore, the total diffusion flux may not change significantly with temperature or may change only slightly (Wong, Yang, 1989).

2.3.2 Organic matter

The diffusion rate of gas species in shale rock is significantly influenced by the organic matter in the rock matrix. Gas diffusion can occur in immobile OM embedded within the rock matrix, which is typical for production from gas shales. Kerogen also affects gas diffusion, as its confined nanopores slow diffusion rates and can trap gas molecules irreversibly, complicating recovery. Additionally, diffusion can take place in mobile OM, such as oil remaining in porous media, which is characteristic of oil shales during gas EOR.

Dang et al. (Dang et al., 2019) experimentally demonstrated that the diffusion coefficient of methane decreases with increasing OM content in core samples. However, there is a limited number of experimental studies investigating gas diffusion directly within the OM of shales; most research has focused on methane diffusion in coals. For example, diffusion increases with the rise in inertinite macerals content in coal (Keshavarz et al., 2017), and a U-shaped dependency of diffusivity vs coal rank has been observed (Xu et al., 2015). In studies related to shales, current research typically explores the atomic aspects of gas diffusion in kerogen using molecular dynamics (MD) or even quantum chemistry methods. For instance, one study indicated that oxygen-rich OM, i.e. containing high amount of carboxyl and hydroxyl groups, may impede gas diffusion (Sui, Yao, 2016). Other studies found that the diffusion coefficient of methane in kerogen is higher than that of CO_2, as the latter interacts more strongly with the kerogen structure (Sui, Yao, 2016). A mini-review discussing the use of MD simulations for studying gas diffusion in shales can be found in (Sui, Yao, 2016); however, the accuracy and applicability of obtained diffusion coefficients are controversial. The physical Lattice-Boltzmann model described by (Dang et al., 2019) states that methane diffusivity increases with OM porosity and the diameter of pore throats until a limit is reached, beyond which further increase in diffusivity are not evident.

Gas diffusion in oil has been extensively investigated in numerous studies. For example, CO_2 diffusion is reviewed in the paper by (Rezk et al., 2022). Regarding natural gas, (Wanyan et al., 2023) note that the apparent diffusion coefficient of methane-containing gas in oil-saturated shales is significantly lower than in "bulk" oil, with values increasing alongside the permeability of samples and injection pressure. The authors developed a mathematical model for gas transport in oil-saturated media with a permeability of 60 nD and found that the diffusion coefficient increases with the content of C_2 hydrocarbons in the gas. They also determined that it takes seven days for a C_1/C_2 mixture to reach the outlet end of 6.3 cm oil-saturated core plug by means of diffusion.

2.3.3 Mineralogy, moisture, and other properties

The effect of rock properties, including mineralogy and moisture content, on supercritical methane Knudsen diffusion in nanopores was investigated using MD in the study by (Wang et al., 2018). Organic pores can transmit methane faster than organic ones; however, moisture has a detrimental impact on the diffusion coefficient. A water film also affects the surface diffusion of methane: an analytical study by (Bai et al., 2021) shows that in pores of certain sizes, the presence of water can enhance the surface diffusion of methane and increase overall diffusion capacity through porous media. (Dang et al., 2019) demonstrated that relationship with clay content is not straightforward: in macropores, the correlation is negative, while in micropores, it is positive. Real gas effects should also be considered, as they enhance gas Knudsen diffusion at higher pressures by increasing molecular free paths and decreasing surface diffusion due to a reduced amount of adsorbed molecules (Dang et al., 2019; Wang et al., 2024b). Studies by (Shi et al., 2024; Sun et al., 2015) evaluated gas transport mechanisms in ultra-tight shale formations using models that account for viscous flow, Knudsen diffusion, and surface diffusion. Their analysis across different pore sizes and pressures found that Knudsen diffusion significantly affects permeability in pores smaller than 100 nm, where Darcy's law is less accurate. The results indicate that adsorption and surface diffusion impact apparent permeability, particularly under high-pressure conditions.

3 Enhanced characterization techniques, challenges and perspectives

Recently many studies have applied intelligent models to predict and estimate gas adsorption in shales (Chen et al., 2024b; Nait Amar et al., 2022; Wang et al., 2020b). Developed and optimized machine learning models to estimate in-situ adsorption gas content based on methane adsorption data and geological parameters – such as TOC, thermal maturity (Ro), mineral and clay content, water content, and temperature showed that, four ML models, including Random Forest Regression (RFR) and eXtreme Gradient Boosting Regression (XGBR), outperformed traditional methods in predicting Langmuir volume and pressure PL, achieving R^2 values above 0.85 (Chen et al., 2024b).

The TOC and temperature emerged as primary factors affecting methane adsorption, while VQF and Ro were moderately influential. By examining different parameter combinations, the study identified three ML model schemes, with the most comprehensive model yielding the highest accuracy for adsorbed gas prediction. Applying the XGBR model to Wufeng-Longmaxi shale successfully predicted adsorbed gas values ranging from 1.0 to 4.0 m^3/ton. These results demonstrate the ML models' effectiveness for rapid, accurate adsorbed gas content estimation, supporting more reliable resource evaluation and development planning in shale reservoirs (Chen et al., 2024b).

Molecular simulations have become another essential tool in complementing experimental measurement of gas adsorption in shales. Molecular simulations, using methods like Grand Canonical Monte Carlo (GCMC), reveal that while subnanometer pores in kerogen allow for gas adsorption studies, their limited pore sizes restrict adsorption under high pressures (Pathak et al., 2017; Vasileiadis et al., 2018; Weck et al., 2017; Zhao et al., 2017). Some works also consider diffusion in organic part of the shale matrix – kerogen (Yu et al., 2021) and its nanopores (Deng et al., 2024; Sun et al., 2020). However, the main limitation of molecular dynamics method is its atomic nature – it can simulate the physical-chemical behavior only at small scales and short times. As shale rocks are characterized by high heterogeneity, application of MD methods can be complicated.

Extensive research has explored the complex nanoscale structure of kerogen and its role in gas adsorption. A kerogen model minimizing configurational energy based on the pair distribution function and a functional group data to construct molecular kerogen models categorized by maturity were developed (Kelemen et al., 2007; Ungerer et al., 2015). These models, validated against analytical data, enable the investigation of gas adsorption behaviors across different kerogen types. To address this, kerogen models are expanded to incorporate mesopores, constructed by techniques such as creating slit pores or inserting dummy particles to simulate hierarchical pore structures. Further studies using MD show that slit pores with varying surface roughness affect methane adsorption, with smoother surfaces promoting a weak second adsorption layer at higher pressures, while rougher surfaces prevent this, concentrating molecules in the pore center (Tesson, Firoozabadi, 2018; Yang et al., 2020).

In general, the understanding of filtration of gas in source rocks and shales have improved over the years. While a lot of progress has been made in both experimental and numerical study of adsorption and diffusion mechanisms in tight shale rocks, the number of challenges can be highlighted:

First, the current experimental designs for the quantification of adsorption and diffusion coefficients are limited to core samples and implication of the reservoir conditions (high-pressure and high temperature). Since the most models rely on direct measurement of adsorbed value and diffusion coefficient, the design of reliable workflow for tight shale formations and its constituents (oil, OM, inorganic matter, porous media) remain an important task.

With regard to the sorption behavior of hydrocarbons, there are numerous articles on methane, while far fewer deal with longer-chain gases such as ethane and propane, as these gases can condense more easily than methane and could cause impairments.

The limitations of current computing capabilities make it challenging to fully resolve gas adsorption in multiscale field. Integrating data from various scales – ranging from molecular dynamics simulations to field-scale observations is another direction for future research. These models should account for the heterogeneity of target formation and its reservoir properties including the OM characteristic to provide an accurate data on potential extraction strategies.

Conclusions

Hydrocarbon gas adsorption is closely related to the rock composition: adsorption capacity increases with higher TOC, maturity of the organic matter and clay content. In contrast, an elevated content of fluids like water or hydrocarbons in the porous media reduces the available adsorption sites for hydrocarbon gases. The dominant influencing factors are the maturity and applied pressure. An increase in these factors generally enhances sorption capacity, whereas rising temperatures have a negative effect. Current experimental methods for defining the sorption (manometric/volumetric) are constrained by measurement precision and rock composition and integrity, limiting their reliability in tight shales.

Gas diffusion in shales is controlled by organic matter content, pore structure, and clay content, with clay's role varying by pore size. Real gas effects enhance Knudsen diffusion at high pressures while reducing surface diffusion due to decreased adsorption. The findings highlight the importance of considering these factors when modeling gas transport mechanisms in ultra-tight shale formations.

In conclusion, while significant advancements have been made in understanding gas flow processes in shales, a number of research topics remain unaddressed:

Investigation of the fundamental mechanisms of gas adsorption and diffusion in tight and organic-rich rock at various levels. This includes studying how organic matter heterogeneity, mineralogy, and nanopore geometry affect these processes.

Development of high-resolution imaging-based techniques and microfluidic experiments that can visualize gas transport in nano- and microsized pore networks.

Application of MD and ML-based studies in upscaling the mechanisms to the field scale modeling at reservoir conditions. ML techniques can be employed to create large datasets and identify patterns related to dependences of adsorption and diffusion values with varying reservoir properties.

Acknowledgment

The research was supported by Russian Science Foundation (project No. 23-77-01086).

List of abbreviations

BET – Brunauer-Emmett-Teller (model)
CT – Computed Tomography
DR – Dubinin-Radushkevich
EOR – Enhanced Oil Recovery
HC – Hydrocarbon(s)
GCMC – Grand Canonical Monte Carlo (method)
MD – Molecular Dynamics
ML – Machine Learning
NMR – Nuclear Magnetic Resonance
OM – Organic Matter
PVT – Pressure-Volume-Temperature (analysis)
RFR – Random Forest Regression
TOC – Total Organic Carbon (content)
VQF – Volume Quartz Factor
XGBR – eXtreme Gradient Boosting Regression

References

Akkutlu, I.Y., Fathi, E. (2011). Multi-scale gas transport in shales with local kerogen heterogeneities. *Proc. SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.,* 2, pp. 1505–1517. https://doi.org/10.2118/146422-ms

Alfarge, D. (2018). Numerical simulation study on miscible EOR techniques for improving oil recovery in shale oil reservoirs. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.,* 8, pp. 901–916. https://doi.org/10.1007/s13202-017-0382-7

An, Y., Althaus, S.M., Liu, H.-H., Chen, J.-H. (2019). Nuclear magnetic resonance measurement of methane diffusion in organic-rich shales. *Fuel*, 247, pp. 160–163. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.03.050

Bai, J., Kang, Y., Chen, M., Li, X., You, L., Chen, Z., Fang, D. (2021). Impact of water film on methane surface diffusion in gas shale organic nanopores. *J. Pet. Sci. Eng.*, 196, 108045. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108045

Brunauer, S., Emmett, P.H., Teller, E. (1938). Adsorption of Gases in Multimolecular Layers. *J. Am. Chem. Soc.*, 60, pp. 309–319. https://doi.org/10.1021/ja01269a023

Bustin, R.M., Bustin, A.M.M., Cui, X., Ross, D.J.K., Pathi, V.S.M. (2008). Impact of Shale Properties on Pore Structure and Storage Characteristics. *SPE*. https://doi.org/10.2118/119892-MS

Chakraborty, N., Karpyn, Z., Liu, S., Yoon, H., Dewers, T. (2020). Experimental evidence of gas densification and enhanced storage in nanoporous shales. *J. Nat. Gas Sci. Eng*., 76. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103120

Chalmers, G.R., Bustin, R.M. (2008). Lower cretaceous gas shales in northeastern british columbia, part i: geological controls on methane sorption capacity. *Bull. Can. Pet. Geol.*, 56, pp. 1–21. https://doi.org/10.2113/gscpgbull.56.1.1

Chalmers, G.R., Bustin, R.M. (2007). The organic matter distribution and methane capacity of the lower cretaceous strata of northeastern british columbia, canada. *Int. J. Coal Geol.*, 70, pp. 223–239. https://doi.org/05.001. doi:10.1016/j.coal.2006.05.001

Changtao, Y., Shuyuan, L., Hailong, W., Fei, Y., Xinyi, X. (2018). Pore structure characteristics and methane adsorption and desorption properties of marine shale in Sichuan Province, China. *RSC Adv.*, 8, pp. 6436–6443. https://doi.org/10.1039/c7ra11846e

Chen, M., Kang, Y., Zhang, T., You, L., Li, X., Chen, Z., Wu, K., Yang, B. (2018). Methane diffusion in shales with multiple pore sizes at supercritical conditions. *Chem. Eng. J.*, 334, pp. 1455–1465. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.cej.2017.11.082

Chen, X., Tang, L., Jia, C., Yue, P., Zhang, Z., Liu, W., 2024a. Phase Behavior of Hydrocarbon Fluids in Shale Reservoirs, Considering Pore Geometries, Adsorption, and Water Film. *ACS Omega*, 9, pp. 2104–2112. https://doi.org/10.1021/acsomega.3c03601

Chen, Y., Tang, S., Xi, Z., Sun, S., Zhao, N., Tang, H., Zhao, S. (2024b). Estimation of shale adsorption gas content based on machine learning algorithms. *Gas Sci. Eng.*, 127, 205349. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2024.205349

Choi, J.G., Do, D.D., Do, H.D. (2001). Choi, J. G., Do, D. D., and Do, H. D. (2001). Surface diffusion of adsorbed molecules in porous media: Monolayer, multilayer, and capillary condensation regimes. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 40(19), pp. 4005–4031. https://doi.org/10.1021/ie010195z

Clarkson, C.R., Solano, N., Bustin, R.M., Bustin, A.M.M., Chalmers, G.R.L., He, L., Melnichenko, Y.B., Radliński, A.P., Blach, T.P. (2013). Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion. *Fuel*, 103, pp. 606–616. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.06.119

Dang, W., Jiang, S., Zhang, J., Wang, F., Tao, J., Wei, X., Tang, X., Wang, C., Chen, Q. (2019). Experimental and Modeling Study on the Effect of Shale Composition and Pressure on Methane Diffusivity. *Energy and Fuels*, 33, pp. 714–726. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03349

Dang, W., Zhang, J., Wei, X., Tang, X., Wang, C., Chen, Q., Lei, Y. (2017). Methane Adsorption Rate and Diffusion Characteristics in Marine Shale Samples from Yangtze Platform, South China. *Energies*, 10, 626. https://doi.org/10.3390/en10050626

Deng, J., Guo, S., Wan, J., Zhang, L., Song, H. (2024). Molecular dynamics of CH4 adsorption and diffusion characteristics through different geometric shale kerogen nanopores. *Chem. Eng. J.*, 500, 156784. https://doi.org/10.1016/j.cej.2024.156784

Do, D.D., Do, H.D. (2003). Adsorption of supercritical fluids in non-porous and porous carbons: analysis of adsorbed phase volume and density. *Carbon N. Y.*, 41, pp. 1777–1791. https://doi.org/10.1016/S0008-6223(03)00152-0

Dubinin, M.M. (1967). Adsorption in micropores. *J. Colloid Interface Sci.*, 23, pp. 487–499. https://doi.org/10.1016/0021-9797(67)90195-6

Dubinin, M.M., Astakhov, V.A. (1971). Development of the concepts of volume filling of micropores in the adsorption of gases and vapors by microporous adsorbents. *Bull. Acad. Sci. USSR Div. Chem. Sci.*, 20, pp. 3–7. https://doi.org/10.1007/BF00849307

Everett, D.H. (1972). Manual of Symbols and Terminology for Physicochemical Quantities and Units, Appendix II: Definitions, Terminology and Symbols in Colloid and Surface Chemistry. *Pure and Applied Chemistry*, 31, pp. 577–638. https://doi.org/doi:10.1351/pac197231040577

Fianu, J., Gholinezhad, J., Hassan, M. (2018). Comparison of temperature-dependent gas adsorption models and their application to shale gas reservoirs. *Energy Fuels*, 32, pp. 4763–4771. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b00017

Rouquerol F., Rouquerol J. and Sing K. (1999). Adsorption by Powders and Porous Solids. Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-598920-6.X5000-3

Fu, P., Zhang, D., Hu, M., Yang, G., Wei, S., Zeng, F. (2025). The Methane Adsorption Ability of Lacustrine Shale and Its Controlling Factors: A Case Study of Shale from the Jurassic Lianggaoshan Formation in the Sichuan Basin. *Processes*. https://doi.org/10.3390/pr13041061

Gao, Q., Han, S., Cheng, Y., Li, Y., Yan, C., Han, Z. (2021). Apparent permeability model for gas transport through micropores and microfractures in shale reservoirs. *Fuel*, 285, 119086. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119086

Gasparik, M., Bertier, P., Gensterblum, Y., Ghanizadeh, A., Krooss, B.M., Littke, R. (2014). Geological controls on the methane storage capacity in organic-rich shales. *Int. J. Coal Geol*., 123, pp. 34–51. https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.06.010

Gasparik, M., Ghanizadeh, A., Bertier, P., Gensterblum, Y., Bouw, S., Krooss, B.M. (2012). High-pressure methane sorption isotherms of black shales from the netherlands. *Energy and Fuels*, 26, pp. 4995–5004. https://doi.org/10.1021/ef300405g

Guo, S.(2013). Experimental study on isothermal adsorption of methane gas on three shale samples from Upper Paleozoic strata of the Ordos Basin. *J. Pet. Sci. Eng*., 110, pp. 132–138. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.08.048

Guo, W., Hu, Z., Zhang, X., Yu, R., Wang, L.(2017). Shale gas adsorption and desorption characteristics and its effects on shale permeability. *Energy Explor. Exploit*., 35, pp. 463–481. https://doi.org/10.1177/0144598716684306

Hashemi, S.S., Zoback, M.D. (2021). Permeability Evolution of Fractures in Shale in the Presence of Supercritical CO 2. *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 126. https://doi.org/10.1029/2021JB022266

Heller, R., Zoback, M. (2014). Adsorption of methane and carbon dioxide on gas shale and pure mineral samples. *J. Unconv. Oil Gas Resour*., 8, pp. 14–24. https://doi.org/10.1016/j.juogr.2014.06.001

Huang, H., Li, R., Lyu, Z., Cheng, Y., Zhao, B., Jiang, Z., Zhang, Y., Xiong, F. (2022). Comparative study of methane adsorption of Middle-Upper Ordovician marine shales in the western Ordos Basin, NW China: Insights into impacts of moisture on thermodynamics and kinetics of adsorption. *Chem. Eng. J. https://doi.org/10.2139/ssrn.4071601*

Huang, L., Ning, Z., Lin, H., Zhou, W., Wang, L., Zou, J., Xu, H. (2021). High-Pressure Sorption of Methane, Ethane, and Their Mixtures on Shales from Sichuan Basin, China. *Energy & Fuels*, 35, pp. 3989–3999. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c04205

Ji, L., Zhang, T., Milliken, K.L., Qu, J., Zhang, X. (2012). Experimental investigation of main controls to methane adsorption in clay-rich rocks. *Appl. Geochemistry*, 27, pp. 2533–2545. https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2012.08.027

Jiang, Z., Zhao, L., Zhang, D. (2018). Study of adsorption behavior in shale reservoirs under high pressure. *J. Nat. Gas Sci. Eng*., 49, pp. 275–285. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.11.009

Kapoor, A., Ritter, J.A., Yang, R.T. (1990). An extended langmuir model for adsorption of gas mixtures on heterogeneous surfaces. *Langmuir*, 6, pp. 660–664. https://doi.org/10.1021/la00093a022

Kelemen, S.R., Afeworki, M., Gorbaty, M.L., Sansone, M., Kwiatek, P.J., Walters, C.C., Freund, H., Siskin, M., Bence, A.E., Curry, D.J., Solum, M., Pugmire, R.J., Vandenbroucke, M., Leblond, M., Behar, F. (2007). Direct Characterization of Kerogen by X-ray and Solid-State 13C Nuclear Magnetic Resonance Methods. *Energy & Fuels*, 21, pp. 1548–1561. https://doi.org/10.1021/ef060321h

Keshavarz, A., Sakurovs, R., Grigore, M., Sayyafzadeh, M. (2017). Effect of maceral composition and coal rank on gas diffusion in Australian coals. *Int. J. Coal Geol*., 173, pp. 65–75. https://doi.org/10.1016/j.coal.2017.02.005

Khmelenko, P., Mukhina, E., Mukhametdinova, A., Lompik, V., Ushakova, A., Zvada, M., Cheremisin, A. (2021). Approaches to studying of associated gas diffusion in oil saturated shale core samples. *EAGE/SPE Work. Shale Sci. 2021 New Challenges*. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202151015

Kim, C., Jang, H., Lee, J. (2015). Experimental investigation on the characteristics of gas diffusion in shale gas reservoir using porosity and permeability of nanopore scale. *J. Pet. Sci. Eng*., 133, pp. 226–237. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.06.008

Klewiah, I., Berawala, D.S., Walker, H.C.A., Andersen, P.O., Nadeau, P.H. (2020). Review of experimental sorption studies of CO2 and CH4 in shales. *J. Nat. Gas Sci. Eng*., 73, pp. 2020–2022. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103045

Langmuir, I. (1917). The constitution and fundamental properties of solids and liquids. part ii. liquids. *J. Am. Chem. Soc*., 39, pp. 1848–1906. https://doi.org/10.1021/ja02254a006

Langmuir, I. (1916). The constitution and fundamental properties of solids and liquids. part i. solids. *J. Am. Chem. Soc*., 38, pp. 2221–2295. https://doi.org/10.1021/ja02268a002

Li, A., Han, W., Fang, Q., Memon, A., Ma, M. (2020). Experimental investigation of methane adsorption and desorption in water-bearing shale. *Capillarity*, 3, pp. 45–55. https://doi.org/10.46690/capi.2020.03.02

Li, P., Jiang, Z., Zheng, M., Bi, H., Chen, L. (2016). Estimation of shale gas adsorption capacity of the Longmaxi Formation in the Upper Yangtze Platform, China. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, 34, pp. 1034–1043. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.07.052

Lin, X., Liu, C., Wang, Z. (2023). The influencing factors of gas adsorption behaviors in shale gas reservoirs. *Front. Earth Sci*., 10. https://doi.org/10.3389/feart.2022.1021983

Liu, H., Liu, J., Xue, S., Zhang, K., Xu, H., Fang, H., Jia, J. (2022). Insight into difference in high-pressure adsorption-desorption of CO2 and CH4 from low permeability coal seam of Huainan-Huaibei coalfield, China. *J. Environ. Chem. Eng*., 10, 108846. https://doi.org/10.1016/j.jece.2022.108846

Liu, H., Wang, H.(2012). Adsorptivity and influential factors of marine shales in South China. *Nat. Gas Ind*., 32. https://doi.org/https://doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2012.09.002

Loucks, R.G., Reed, R.M., Ruppel, S.C., Jarvie, D.M. (2009). Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the mississippian barnett shale. *J. Sediment. Res*., 79, pp. 848–861. https://doi.org/10.2110/jsr.2009.092

Lu, X.-C., Li, F.-C., Watson, A.T. (1995). Adsorption studies of natural gas storage in Devonian shales. *SPE Form. Eval*., 10, pp. 109–113. https://doi.org/10.2118/26632-pa

Lu, X. (1995). Adsorption measurements in devonian shales. *Fuel*, 74, pp. 599–603. https://doi.org/10.1016/0016-2361(95)98364-k

Miao, Y., Lee, J., Zhao, C., Lin, W., Li, H., Chang, Y., Zhou, Y., Li, X. (2018). A Practical Method for Estimating Stimulated Reservoir Volume in Shale Gas Reservoirs: Coupling Knudsen Diffusion and Surface Diffusion. https://doi.org/10.2118/191237-MS

Mo, F., Qi, Z., Huang, X., Yan, W., Wang, S., Yuan, Y., Li, Z. (2022). Knudsen diffusion in pore-scale water-bearing shales: modelling and case study. *J. Pet. Sci. Eng*., 214, pp. 110457. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110457

Mudoi, M.P., Sharma, P., Khichi, A.S.(2022). A review of gas adsorption on shale and the influencing factors of CH4 and CO2 adsorption. *J. Pet. Sci. Eng*., 217. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110897

Muther, T., Qureshi, H.A., Syed, F.I., Aziz, H., Siyal, A., Dahaghi, A.K., Negahban, S. (2022). Unconventional hydrocarbon resources: geological statistics, petrophysical characterization, and field development strategies. *J. Pet. Explor. Prod. Technol*., 12, pp. 1463–1488. https://doi.org/10.1007/s13202-021-01404-x

Nait Amar, M., Larestani, A., Lv, Q., Zhou, T., Hemmati-Sarapardeh, A. (2022). Modeling of methane adsorption capacity in shale gas formations using white-box supervised machine learning techniques. *J. Pet. Sci. Eng*., 208, 109226. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109226

Pathak, M. (2018). Storage Mechanisms of Oil and Gas in Shales. https://doi.org/10.1007/978-3-319-02330-4_298-1

Pathak, M., Huang, H., Meakin, P., Deo, M. (2017). Molecular investigation of the interactions of carbon dioxide and methane with kerogen: Application in enhanced shale gas recovery. *J. Nat. Gas Sci. Eng*., 51. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.12.021

Rani, S., Padmanabhan, E., Prusty, B.K.(2019). Review of gas adsorption in shales for enhanced methane recovery and CO2 storage. *J. Pet. Sci. Eng*., 175, pp. 634–643. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.081

Rexer, T.F., Mathia, E.J., Aplin, A.C., Thomas, K.M. (2014). High-pressure methane adsorption and characterization of pores in posidonia shales and isolated kerogens. *Energy & Fuels*, 28, pp. 2886–2901. https://doi.org/10.1021/ef402466m

Rezk, M.G., Foroozesh, J., Abdulrahman, A., Gholinezhad, J. (2022). CO2Diffusion and Dispersion in Porous Media: Review of Advances in Experimental Measurements and Mathematical Models. *Energy and Fuels*, 36, pp. 133–155. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c03552

Ross, D.J., Bustin, R.M. (2009). The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs. *Mar. Pet. Geol*., 26, pp. 916–927. https://doi.org/doi:10.1016/j.marpetgeo.2008.06.004

Ross, D.J.K., Bustin, R.M. (2007). Shale gas potential of the lower jurassic Gordondale member, northeastern British Columbia, Canada. *Bull. Can. Pet. Geol*., 55, pp. 51–75. https://doi.org/10.2113/gscpgbull.55.1.51

Rouquerol, J., Rouquerol, F., Llewellyn, P., Maurin, G., Sing, K.S.W. (2013). Adsorption by Powders and Porous Solids: Principles, Methodology and Applications, Second Edition.

Sang, G., Liu, S., Elsworth, D. (2019). Water vapor sorption properties of Illinois shales under dynamic water vapor conditions: Experimentation and modeling. *Water Resour. Res*., 55, pp. 7212–7228. https://doi.org/https://doi.org/10.1029/2019WR024992

Shabani, M., Moallemi, S.A., Krooss, B.M., Amann-Hildenbrand, A., Zamani-Pozveh, Z., Ghalavand, H., Littke, R. (2018). Methane sorption and storage characteristics of organic-rich carbonaceous rocks, Lurestan province, southwest Iran. *Int. J. Coal Geol*., 186, pp. 51–64. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.coal.2017.12.005

Shi, J., Zhang, T., Xie, X., Wei, W., Gong, L., Sun, S. (2024). Characterizing competitive adsorption and diffusion of methane and carbon dioxide in kerogen type-III slit model. *Comput. Geosci.*, 28, pp. 955–965. https://doi.org/10.1007/s10596-024-10295-w

Sims, R.A., Harmer, S.L., Quinton, J.S. (2019). The Role of Physisorption and Chemisorption in the Oscillatory Adsorption of Organosilanes on Aluminium Oxide. *Polymers (Basel)*, 11, 410. https://doi.org/10.3390/polym11030410

Sondergeld, Carl H, Ambrose, R.J., Rai, C.S., Moncrieff, J. (2010). Micro-Structural Studies of Gas Shales. *SPE Unconv. Gas Conf*. https://doi.org/10.2118/131771-MS

Spanakos, D., Rigby, S.P. (2022). Evaluation of impact of surface diffusion on methane recovery via carbon dioxide injection in shale reservoirs. *Fuel*, 307, 121928. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121928

Sui, H., Yao, J. (2016). Effect of surface chemistry for CH4/CO2 adsorption in kerogen: A molecular simulation study. *J. Nat. Gas Sci. Eng*., 31, pp. 738–746. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.097

Sun, H., Yao, J., Fan, D., Wang, C., Sun, Z. (2015). Gas transport mode criteria in ultra-tight porous media. *Int. J. Heat Mass Transf*., 83, pp. 192–199. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2014.11.075

Sun, J., Xiao, X., Cheng, P. (2022). Methane absorption of coal-measure shales with and without pore water from the Qinshui Basin, North China: Based on high-pressure methane absorption experiments. *Int. J. Coal Geol*., 263, 104116. https://doi.org/10.1016/j.coal.2022.104116

Sun, Z., Li, X., Liu, W., Zhang, T., He, M., Nasrabadi, H. (2020). Molecular dynamics of methane flow behavior through realistic organic nanopores under geologic shale condition: Pore size and kerogen types. *Chem. Eng. J*., 398, 124341. https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.124341

Sun, Z., Zhou, S., Li, P. (2023). Measurement of Gas Diffusion Coefficients in Cores of Fine-Grained Lithologies Considering Stress and Adsorption Effects. *ACS Omega*, 8, pp. 34720–34728. https://doi.org/10.1021/acsomega.3c03639

Tesson, S., Firoozabadi, A. (2018). Methane Adsorption and Self-Diffusion in Shale Kerogen and Slit Nanopores by Molecular Simulations. *J. Phys. Chem.*, C 122, pp. 23528–23542. https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.8b07123

Thommes, M., Kaneko, K., Neimark, A.V., Olivier, J.P., Rodriguez-Reinoso, F., Rouquerol, J., Sing, K.S.W. (2015). Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report). *Pure Appl. Chem*., 87, pp. 1051–1069. https://doi.org/10.1515/pac-2014-1117

Ungerer, P., Collell, J., Yiannourakou, M. (2015). Molecular Modeling of the Volumetric and Thermodynamic Properties of Kerogen: Influence of Organic Type and Maturity. *Energy & Fuels*, 29, pp. 91–105. https://doi.org/10.1021/ef502154k

Vardcharragosad, P., Ayala H., L.F. (2015). Production-Data Analysis of Gas Reservoirs With Apparent-Permeability and Sorbed-Phase Effects: A Density-Based Approach. *SPE J*., 20, pp. 99–111. https://doi.org/10.2118/166377-PA

Vasileiadis, M., Peristeras, L.D., Papavasileiou, K.D., Economou, I.G. (2018). Transport Properties of Shale Gas in Relation to Kerogen Porosity. *J. Phys. Chem*., C 122, pp. 6166–6177. https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.8b00162

Wan, T., Sheng, J., Watson, M. (2014). Compositional Modeling of the Diffusion Effect on EOR Process in Fractured Shale Oil Reservoirs by Gas Flooding, pp. 2248–2264. https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1891403

Wang, H., Chen, L., Qu, Z., Yin, Y., Kang, Q., Yu, B., Tao, W.-Q. (2020a). Modeling of multi-scale transport phenomena in shale gas production - A critical review. *Appl. Energy*, 262, 114575. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114575

Wang, L., Liu, M., Altazhanov, A., Syzdykov, B., Yan, J., Meng, X., Jin, K. (2020b). Data Driven Machine Learning Models for Shale Gas Adsorption Estimation. *SPE Eur*. https://doi.org/10.2118/200621-MS

Wang, Milei, Gao, M., Zhang, C., Thanh, H.V., Zhang, Z., Wang, D., Dai, Z. (2024a). Advances in Gas transport mechanisms, mathematical models, and impact factors in low-permeability rocks: A critical review 14, pp. 119–134. https://doi.org/10.46690/ager.2024.11.05

Wang, Min, Lun, Z., Zhou, X., Zhao, C., Wang, H., Hu, W., Xu, Y., Zou, J., Zhang, D. (2024b). Methane Adsorption and Desorption on Continental Shaly Matrix: Implications for Shale Gas Condensate Exploration and Production. *Langmuir*, 40, pp. 17284–17300. https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.4c00829

Wang, S., Feng, Q., Zha, M., Javadpour, F., Hu, Q. (2018). Supercritical Methane Diffusion in Shale Nanopores: Effects of Pressure, Mineral Types, and Moisture Content. *Energy & Fuels*, 32, pp. 169–180. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02892

Wang, S., Javadpour, F., Feng, Q. (2016). Confinement Correction to Mercury Intrusion Capillary Pressure of Shale Nanopores. *Sci. Rep*., 6, 20160. https://doi.org/10.1038/srep20160

Wang, S., Wang, Y., Kuang, Y., Xu, S., Gao, S., Liu, L., Niu, H., Xiao, P., Huang, B. (2022). Adsorption behaviour of molecular sieve and activated carbon for CO2 adsorption at cold temperatures. *Carbon Neutrality*, 1, 16. https://doi.org/10.1007/s43979-022-00017-5

Wanyan, Z., Liu, Yishan, Li, Z., Zhang, C., Liu, Yuqi, Xue, T. (2023). Mechanism and influence factor of hydrocarbon gas diffusion in porous media with shale oil. *Adv. Geo-Energy Res*., 7, pp. 39–48. https://doi.org/10.46690/ager.2023.01.05

Weck, P.F., Kim, E., Wang, Y., Kruichak, J.N., Mills, M.M., Matteo, E.N., Pellenq, R.J.-M. (2017). Model representations of kerogen structures: An insight from density functional theory calculations and spectroscopic measurements. *Sci. Rep*., 7, 7068. https://doi.org/10.1038/s41598-017-07310-9

Weniger, P., Kalkreuth, W., Busch, A., Krooss, B.M. (2010). High-pressure methane and carbon dioxide sorption on coal and shale samples from the paran´a basin, brazil. *Int. J. Coal Geol*., 84, pp. 190–205. https://doi.org/10.1016/j.coal.2010.08.003

Wong, C., Yang, R.T.(1989). Surface Diffusion. *Catal. Rev*., 31, pp. 129–214. https://doi.org/10.1080/01614948909351350

Wu, J., Huang, P., Maggi, F., Shen, L. (2022). Effect of sorption-induced deformation on methane flow in kerogen slit pores. *Fuel*, 325. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124886

Xu, H., Tang, D., Zhao, J., Li, S., Tao, S. (2015). A new laboratory method for accurate measurement of the methane diffusion coefficient and its influencing factors in the coal matrix. *Fuel*, 158, pp. 239–247. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.05.046

Yang, B., Kang, Y., Li, X., You, L., Chen, M. (2017). An integrated method of measuring gas permeability and diffusion coefficient simultaneously via pressure decay tests in shale. *Int. J. Coal Geol.*, 179, pp. 1–10. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.coal.2017.05.010

Yang, F., Ning, Z., Zhang, R., Zhao, H., Krooss, B.M. (2015). Investigations on the methane sorption capacity of marine shales from sichuan basin, china. *Int. J. Coal Geol.,* 146, pp. 104–117. https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.05.009

Yang, R., Ma, D., Xie, S., Chen, T., Ma, T., Sun, C., Duan, Z. (2024). Time-dependent gas dynamic diffusion process in shale matrix: model development and numerical analysis. *Geomech. Geophys. Geo-Energy Geo-Resources*, 10. https://doi.org/10.1007/s40948-024-00800-x

Yang, Y., Liu, J., Yao, J., Kou, J., Li, Z., Wu, T., Zhang, K., Zhang, L., Sun, H. (2020). Adsorption behaviors of shale oil in kerogen slit by molecular simulation. *Chem. Eng. J*., 387, 124054. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.124054

Yang, Z., Yuan, B., Clarkson, C., Ghanizadeh, A. (2021). Evaluation of surface diffusion in microporous/mesoporous media using a numerical model applied to rate-of-adsorption data: Implications for improved gas permeability estimation in shales/tight rocks using drill cuttings. *Fuel*, 285. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118974

Yu, K. Bin, Bowers, G.M., Loganathan, N., Kalinichev, A.G., Yazaydin, A.O. (2021). Diffusion Behavior of Methane in 3D Kerogen Models. *Energy and Fuels*, 35, pp. 16515–16526. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02167

Yu, H., Fan, J., Chen, J., Zhu, Y., Wu, H. (2018). Pressure-dependent transport characteristic of methane gas in slit nanopores. *Int. J. Heat Mass Transf*., 123, pp. 657–667. https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.03.003

Yu, W., Sepehrnoori, K., Patzek, T.W. (2016). Modeling Gas Adsorption in Marcellus Shale With Langmuir and BET Isotherms. *SPE J*., 21, pp. 589–600. https://doi.org/10.2118/170801-PA

Yuan, S., Gang, H.-Z., Liu, Y.-F., Zhou, L., Irfan, M., Yang, S.-Z., Mu, B.-Z. (2022). Adsorption and Diffusion Behaviors of CO2 and CH4 Mixtures in Different Types of Kerogens and Their Roles in Enhanced Energy Recovery. *Sustainability*, 14, 14949. https://doi.org/10.3390/su142214949

Yuan, W., Pan, Z., Li, X., Yang, Y., Zhao, C., Connell, L.D., Li, S., He, J. (2014). Experimental study and modelling of methane adsorption and diffusion in shale. *Fuel*, 117, pp. 509–519. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.09.046

Yuan, Y., Gholizadeh Doonechaly, N., Rahman, S. (2016). An Analytical Model of Apparent Gas Permeability for Tight Porous Media. *Transp. Porous Media*, 111, pp. 193–214. https://doi.org/10.1007/s11242-015-0589-3

Zhang, B.N., Li, X.G., Zhao, Y.L., Chang, C., Zheng, J. (2020). A review of gas flow and its mathematical models in shale gas reservoirs. *Geofluids*. https://doi.org/10.1155/2020/8877777

Zhang, Q., Fink, R., Krooss, B.M., Jin, Z., Zhu, R., Hu, Z., Gaus, G., Littke, R. (2024). Effects of light hydrocarbons and extractable organic matter on the methane sorption capacity of shales. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull*., 108, pp. 327–349. https://doi.org/10.1306/05302322009

Zhang, T., Ellis, G.S., Ruppel, S.C., Milliken, K., Yang, R. (2012). Effect of organic-matter type and thermal maturity on methane adsorption in shale-gas systems. *Org. Geochem*., 47, pp. 120–131. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.03.012

Zhang, T., Hu, Q., Ghanbarian, B., Elsworth, D., Lu, Z. (2023). A pulse-decay method for low (matrix) permeability analyses of granular rock media. *Hydrol. Earth Syst. Sci*., 27, pp. 4453–4465. https://doi.org/10.5194/hess-27-4453-2023

Zhang, Y., Hu, A., Xiong, P., Zhang, H., Liu, Z. (2022). Experimental Study of Temperature Effect on Methane Adsorption Dynamic and Isotherm. *Energies*. https://doi.org/10.3390/en15145047

Zhao, T., Li, X., Zhao, H., Li, M. (2017). Molecular simulation of adsorption and thermodynamic properties on type II kerogen: Influence of maturity and moisture content. *Fuel*, 190, pp. 198–207. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.11.027

Zhong, Y., She, J., Zhang, H., Kuru, E., Yang, B., Kuang, J. (2019). Experimental and numerical analyses of apparent gas diffusion coefficient in gas shales. *Fuel*, 258, 116123. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116123

Zhou, J., Liu, M., Xian, X., Jiang, Y., Liu, Q., Wang, X. (2019). Measurements and modelling of CH4 and CO2 adsorption behaviors on shales: Implication for CO2 enhanced shale gas recovery. *Fuel*, 251, pp. 293–306. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.04.041

Zhou, J., Tian, S., Zhou, L., Xian, X., Yang, K., Jiang, Y., Zhang, C., Guo, Y. (2020). Experimental investigation on the influence of sub- and supercritical CO2 saturation time on the permeability of fractured shale. *Energy*, 191, 116574. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116574

Zhou, S., Ning, Y., Wang, H., Liu, H., Xue, H. (2018). Investigation of methane adsorption mechanism on Longmaxi shale by combining the micropore filling and monolayer coverage theories. *Adv. Geo-Energy Res*., 2, pp. 269–281. https://doi.org/10.26804/ager.2018.03.05

Zou, J., Rezaee, M.R., Liu, K. (2017). Effect of Temperature on Methane Adsorption in Shale Gas Reservoirs. *Energy and Fuels*, 31, pp. 12081–12092. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02639

About the Authors

Desmond Batsa Dorjhie – PhD, Research Engineer, Skolkovo Institute of Science and Technology
30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: d.dorhjie@skoltech.ru

Aliya Mukhametdinova – PhD, Senior Research Scientist, Skolkovo Institute of Science and Technology
30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: a.mukhametdinova@skoltech.ru

Christoph Faist – PhD student, Skolkovo Institute of Science and Technology
30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: christoph.faist@skoltech.ru

Timur Yunusov – Leading Engineer, Skolkovo Institute of Science and Technology
30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: t.unusov@skoltech.ru

Hleb Lenski – Master student, Skolkovo Institute of Science and Technology
30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: hleb.lenski@skoltech.ru

Pavel Grishin – Head of the Laboratory, Skolkovo Institute of Science and Technology
30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: p.grishin@skoltech.ru

Alexey Cheremisin – PhD, Professor, Skolkovo Institute of Science and Technology
30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: a.cheremisin@skoltech.ru

Mikhail Yu. Spasennykh – PhD in Chemistry, Professor, Director of the Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology
30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: m.spasennykh@skoltech.ru

Manuscript received 3 March 2025;
Accepted 5 May 2025; Published 20 December 2025

IN RUSSIAN

ОБЗОРНАЯ СТАТЬЯ

Физико-химические особенности фильтрации углеводородного флюида в нефтематеринских породах: адсорбция и диффузия

Д. Доржи, А. Мухаметдинова, К. Файст, Т. Юнусов, Г. Ленский, П. Гришин, А. Черемисин, М. Спасенных*

Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

**Ответственный автор: Алия Мухаметдинова, e-mail: a.mukhametdinova@skoltech.ru*

Достоверные данные об относительной проницаемости низкопроницаемых нефтематеринских пород пластов имеют ключевое значение для оптимизации разработки и эксплуатации месторождений за счет повышения точности гидродинамических моделей. Основными трудностями при изучении подобных систем являются ограниченность экспериментальных данных, обусловленная недоступностью кернового материала, а также неприменимость стандартных лабораторных методик из-за ряда свойств изучаемых объектов, таких как низкая пористость и проницаемость, высокое содержание органического вещества, включая кероген.

Исследование влияния таких факторов, как сверхнизкое межфазное натяжение, адсорбция и диффузия, на транспорт флюидов в условиях моделируемого пласта является крайне важным. Однако на сегодняшний день механизмы адсорбции и диффузии углеводородных газов остаются недостаточно изученными в научной литературе.

Цель данного обзора — предоставить всесторонний анализ опубликованных работ по адсорбции и диффузии газа в низкопроницаемых нефтематеринских породах. В рамках данной работы, была проведена оценка влияния различных свойств пород на поведение флюидов в наномасштабных порах и выделены будущие направления для дальнейших исследований. Предложенный обзор способствует улучшению интеграции данных адсорбции и диффузии углеводородных газов в гидродинамических моделях, тем самым повышая точность оценки извлекаемых запасов и снижая экономические риски при разработке труднопостроенных месторождений.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, нефтематеринские породы, сланцевая формация, низкопроницаемые породы, углеводородные газы, адсорбция, диффузия

Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-77-01086.

Для цитирования: Dorjhie D., Mukhametdinova A., Faist C., Yunusov T., Lenski H., Grishin P., Cheremisin A., Spasennykh M. (2025). Physicochemical Features of Hydrocarbon Fluid Flow in Shale Rocks: Review on Adsorption and Diffusion. *Georesursy = Georesources,* 27(4), pp. 45–58. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.3

Сведения об авторах

Десмонд Батса Доржи – PhD, научный сотрудник, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1

e-mail: d.dorhjie@skoltech.ru

Алия Захрафовна Мухаметдинова – PhD, старший научный сотрудник, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1

e-mail: a.mukhametdinova@skoltech.ru

Кристоф Файст – студент аспирантуры, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1

e-mail: christoph.faist@skoltech.ru

Тимур Ильдарович Юнусов – ведущий инженер, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1

e-mail: t.unusov@skoltech.ru

Глеб Ленский – студент магистратуры, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1

e-mail: hleb.lenski@skoltech.ru

Павел Андреевич Гришин – руководитель лаборатории, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1

e-mail: p.grishin@skoltech.ru

Алексей Николаевич Черемисин – кандидат тех. наук, профессор, Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1

e-mail: a.cheremisin@skoltech.ru

Михаил Юрьевич Спасенных – кандидат хим. наук, профессор, директор Центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1

e-mail: M.Spasennykh@skoltech.ru

Статья поступила в редакцию 03.03.2025;
Принята к публикации 05.05.2025; Опубликована 20.12.2025

www.georesurs.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.4 УДК 550.832

Опыт применения методики автоматической увязки данных геофизических исследований скважин с фотографиями керна на карбонатных и терригенных типах разреза

Г.А. Коссов[*]*, В.В. Абашкин, Д.М. Езерский*
ООО «СТИБШ», Россия

В настоящей работе представлена комплексная методика для выполнения автоматической увязки каротажных кривых с фотографиями полноразмерного керна. Предложенный подход сочетает использование алгоритмов машинного обучения для автоматической литотипизации по фотографиям полноразмерного керна и алгоритма амплитудной модальной инверсии, что позволяет в процессе увязки учитывать информацию об исследуемом разрезе. Привязка фотографий керна осуществляется без использования кривой естественной гамма активности образцов или данных лабораторных исследований керна. При выполнении настоящей работы также была проведена валидация разработанного рабочего процесса на наборе данных, представленном карбонатными и терригенными породами (в том числе для случая чистого неглинистого карбонатного разреза) для нейтронного и плотностного каротажа. Анализ результатов обработки данных и их сравнение с результатами лабораторных исследований образцов керна позволили сделать выводы о высокой точности автоматической привязки, которая составила величину размера сглаживающего фильтра: ~60 см для нейтронного и ~80 см для плотностного каротажа. Предложенный инструмент позволяет существенно сократить временные затраты на обработку данных геофизических исследований скважин по сравнению с традиционными подходами, снизить вероятность ошибок, связанных с человеческим фактором, и может служить основой для дальнейших исследований в этой области.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, методика автоматической увязки данных, автоматическое литотипирование, фотографии керна, карбонатные и терригенные породы

Для цитирования: Коссов Г.А., Абашкин В.В., Езерский Д.М. (2025). Опыт применения методики автоматической увязки данных геофизических исследований скважин с фотографиями керна на карбонатных и терригенных типах разреза. *Георесурсы,* 27(4), с. 59–66. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.4

Введение

Привязка фотографий керна к данным каротажа – ключевой этап предварительной обработки данных. Без этого этапа невозможна дальнейшая совместная петрофизическая интерпретация результатов геофизических исследований скважин (ГИС). Традиционным подходом к выполнению увязки является использование полностью ручных инструментов (Кузнецова, 2017; Петерсилье и др., 2003). В частности, пользователь выполняет увязку каротажа как с кривой естественной радиоактивности образцов керна (Damaschke et al., 2023), так и с данными лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Однако такой подход имеет ряд ограничений. Лабораторных данных может не хватать для увязки всего целевого интервала, а кривая естественной радиоактивности в некоторых случаях не обладает достаточным контрастом: характерных пиков либо нет, либо они не выражены. Такие примеры иногда встречаются при обработке чистых неглинистых карбонатных разрезов (Коссов и др., 2024).

Так как привязка осуществляется в ручном режиме, то итоговый результат во многом зависит от опыта специалиста. Кроме того, такой подход требует дополнительных временных затрат, в том числе и на проведение работ по получению кривой естественной радиоактивности и лабораторных измерений ФЕС. С развитием различных алгоритмов автоматизации (в частности, нейронных сетей) появляются всё новые инструменты, которые позволяют ускорить и упростить предварительную обработку данных. Задача привязки кривых ГИС не является исключением. Рабочие процессы, основанные на методах кросс-корреляции (Kerzner, 1984), выполняют привязку кривой естественной радиоактивности к кривым ГИС в автоматическом режиме. Алгоритмы машинного обучения также широко применяются для целей увязки из-за

[*] Ответственный автор: Георгий Андреевич Коссов
e-mail: GKossov@slb.ru

© 2025 Коллектив авторов
Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

их возможности находить характерные формы кривых и адаптивно подстраиваться к различным данным (Torres Caceres et al., 2022; Zimmermann et al., 2018). Однако существующие методики так или иначе используют кривую естественной радиоактивности или дополнительную информацию (например, разметку данных для нейронной сети) для выполнения увязки с фотографиями керна. При этом в случае неконтрастной кривой естественной радиоактивности вышеупомянутые алгоритмы могут выполнять привязку некорректно. Ещё одним существенным ограничением является их формализм, который заключается только в минимизации какой-либо метрики схожести рассматриваемых кривых при увязке. Такие алгоритмы не позволяют использовать информацию о геологическом строении изучаемого разреза, которую несут кривые ГИС.

В связи с изложенным целями настоящей работы являлись разработка эффективной и универсальной комплексной методики автоматической увязки каротажных кривых с фотографиями полноразмерного керна, которая не требует анализа кривой естественной радиоактивности или лабораторных измерений ФЕС, и валидация данной методики на наборе данных, представленном карбонатными и терригенными породами.

Материалы и методы

В работе рассматривается набор данных, состоящий из фотографий керна терригенных и карбонатных месторождений Западной Сибири. Всего было доступно ~600 м фото керна в дневном и ультрафиолетовом освещении. Разрешение фотографий составляло ~6000 пикселей на метр. Также в работе использовались данные плотностного и нейтронного каротажа в стандартном (18 дюймов) разрешении, кривые профильной проницаемости и данные сканирования естественной гамма активности образцов керна (Th-232, U-238, K-40). Валидация методики на наборе даных, состоящем из карбонатных пород, проводилась на измеренной в лаборатории плотности по воде.

Выбор кривых плотностного и нейтронного каротажа для увязки с фотографиями керна обусловлен следующими факторами:

• плотностной и нейтронный каротаж обычно всегда доступен для анализа;

• для этих кривых есть методы повышения вертикального разрешения;

• с помощью кривых высокого разрешения можно выполнять дополнительную проверку качества привязки, т. к. они имеют разрешение, сопоставимое с фотографиями керна.

Предлагаемый рабочий процесс для автоматической привязки реализован на языке Python 3 в виде набора скриптов и включает в себя следующие методики и инструменты:

• методика автоматического литотипирования по фотографиям керна (Abashkin et al., 2020; Seleznev et al., 2019);

• инструмент автоматической увязки каротажной кривой с фотографиями керна (Коссов и др., 2024; Коссов, Абашкин, 2024);

• алгоритм автоматического детектирования пиков (Felinger, 1998);

• различные Python библиотеки для визуализации результатов и расчёта метрики контроля качества: нормированное значение корня среднеквадратичной ошибки (NRMSE – Normalized Root Mean Square Error);

• алгоритм HRA (Heterogeneous Rock Analysis) (Słota-Valim, Lis-Śledziona, 2021; Suarez-Rivera et al., 2012), который выделяет классы горных пород со схожими петрофизическими свойствами по всему разрезу. Этот метод позволяет разделять интересующий интервал на кластеры, используя для этих целей каротажные кривые и различные статистические инструменты, включая метод главных компонент (PCA – Principal Component Analysis) (Abdi, Williams, 2010) и алгоритм кластеризации k-means;

• метод тонкослоистого анализа SHARP (Synergetic High Resolution Analysis and Reconstruction for Petrophysics Evaluation) (Allen, Bordakov, 2009; Bordakov et al., 2015; Tabanou, Antoine, 1995), который разрабатывался для повышения разрешения каротажных кривых, используя для этих целей алгоритм модальной инверсии. В качестве входных параметров алгоритм принимает исследуемую кривую и литофациальную модель разреза. Стандартным подходом к её построению является HRA на кривых электрического каротажа, однако литофациальная модель может быть получена другими способами, например методикой автоматического литотипирования по фотографиям керна (Abashkin et al., 2020; Seleznev et al., 2019);

• для проверки качества увязки применяются различные метрики (NRMSE, матрицы метрик и визуальное сравнение с результатом SHARP реконструкции).

Пределы применимости методики

Пределы применимости методики определяются ограничениями, которые накладывает алгоритм автоматической увязки (а именно алгоритм амплитудной модальной инверсии): одномерность функции отклика прибора (сглаживающий фильтр), её независимость от азимута и амплитуды сигнала. Таким образом, методика не применима для учёта загрязнения околоскважинного пространства фильтратом бурового раствора и для учёта анизотропии. Помимо стандартного ограничения на увязку в виде шага дискретизации данных (нельзя выполнить привязку точнее шага дискретизации), точность увязки зависит от размера сглаживающего фильтра (т.е. от разрешения каротажного прибора), который определяется типом увязываемой кривой (т.е. типом каротажа). Пласты мощностью меньше, чем размер сглаживающего фильтра, после свёртки неразрешимы на восстановленной кривой. Выбор оптимального положения происходит на основании значений метрики, которая рассчитывается между исходной кривой и восстановленной. При большом размере фильтра (который больше, чем ширина характерного пика) восстановленные кривые от двух различных положений привязываемого участка (положение А и положение Б) малоразличимы (рис. 1). Другими словами, размер сглаживающего фильтра задаёт коридор допустимых оптимальных положений. Например, для каротажной кривой плотности размер сглаживающего фильтра равняется 0.86 м.

Схема рабочего процесса

Для упрощения изложения в дальнейшем рассматривается привязка каротажных данных к фотографиям керна (а не наоборот), хотя обе операции симметричны и взаимозаменяемы. Общая схема рабочего процесса представлена

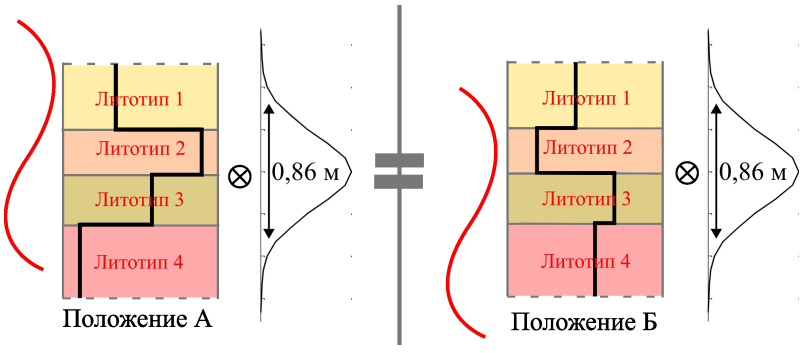


Рис. 1. Различные положения привязываемого участка кривой и соответствующие им высокоразрешенные кривые. Фрагменты привязываемой кривой представлены красным цветом, чёрным цветом обозначены блоковые кривые высокого разрешения после SHARP деконволюции.

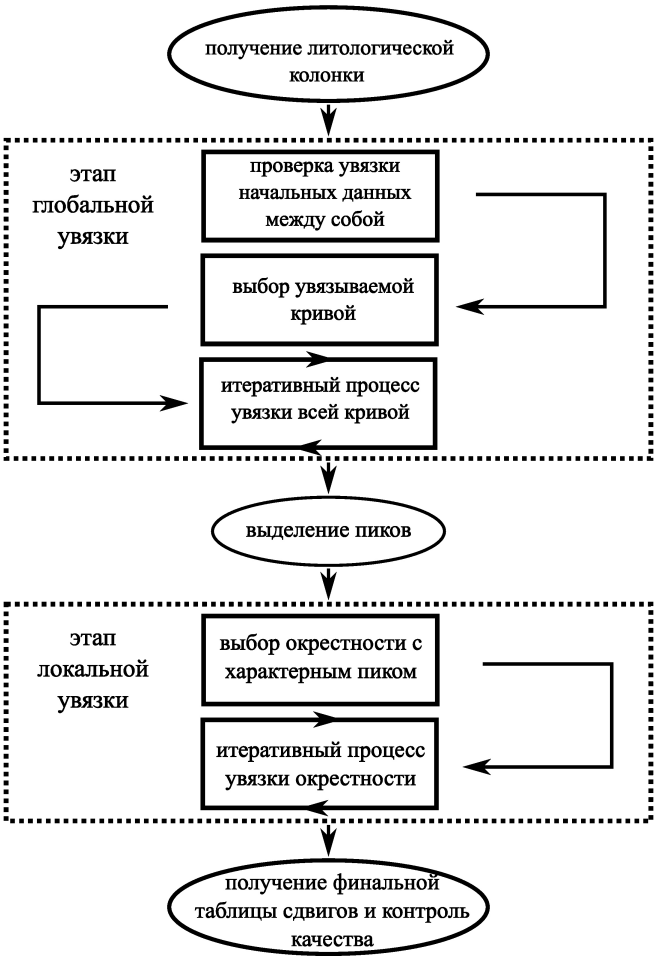


Рис. 2. Общая схема рабочего процесса

на рис. 2 и состоит из двух последовательных этапов: этапа глобальной увязки и этапа локальной доувязки. Вначале осуществляется построение литофациальной модели по фотографиям керна методикой автоматического литотипирования (Abashkin et al., 2020; Seleznev et al., 2019), т. к. в дальнейшем она будет необходима для выполнения привязки (раздел «Построение литологической модели»).

Затем следует этап глобальной увязки, на котором проверяется степень увязки каротажных данных между собой, и выбирается увязываемая кривая (раздел «Этап глобальной увязки»). Если каротажные кривые увязаны, то привязка выполняется по одной кривой. В противном случае необходимо выполнять увязку каждой кривой по отдельности. Далее в рамках данного этапа выполняется увязка выбранной кривой целиком и вычисляется сдвиг всей кривой на постоянную величину (в интервале нескольких метров). Данный шаг позволяет исключить случай постоянного сдвига при дальнейшем рассмотрении и сконцентрироваться на локальных доувязках. После завершения этапа глобальной увязки алгоритм возвращает соответствующую таблицу сдвигов и матрицу метрики (NRMSE).

Далее наступает этап локальной увязки (раздел «Этап локальной увязки»), в котором алгоритм применяется ещё раз, но уже к областям, содержащим характерные пики, выделенные вручную, либо с применением инструмента автоматического детектирования пиков (раздел «Алгоритм детектирования пиков»). Такой подход позволяет выполнять увязку с применением окон (областей) различного размера. Данный этап подразумевает итерационное применение алгоритма автоматической увязки. После выполнения каждой итерации формируется соответствующая финальная таблица сдвигов и матрица метрики, по результатам анализа которой определяется число необходимых итераций. Процесс увязки заканчивается тогда, когда все привязываемые участки кривой лежат в допустимом интервале относительного увязанного положения. После завершения локальной доувязки осуществляется контроль качества увязки по результатам SHARP реконструкции привязываемых кривых (раздел «Анализ результатов»).

Построение литологической модели

Алгоритм автоматической увязки использует литологическую колонку, которая может быть получена различными методами. В настоящей работе для этих целей применялись алгоритмы автоматического литотипирования по фотографиям керна, описанные в работах (Abashkin et al., 2020; Seleznev et al., 2019). По результатам цветового и текстурного анализа изображений были сформированы соответствующие кривые-предикторы. Методом кластеризации k-means получены литологические колонки для исследуемых карбонатных и терригенных разрезов, содержащие 5 классов литотипов (Коссов и др., 2024). Количество классов определялось с помощью различных инструментов контроля качества кластеризации (анализ парусов, значений инерции и БИК (Байесовский информационный критерий)) (Seleznev et al., 2020). При построении литологической колонки имеется возможность использовать дополнительную информацию помимо кривых-предикторов: словарь определенных литотипов,

размеченные пользователем границы между литотипами и кривую профильной проницаемости. Использование кривой профильной проницаемости для расстановки границ позволило получить более надёжную литофациальную модель при обработке фотографий карбонатного разреза.

Этап глобальной увязки

Результаты геофизических исследований, выполненные в различные спуско-подъёмные операции или на различных приборах, часто оказываются несогласованными между собой. Поэтому перед привязкой рекомендуется выполнить начальный контроль качества данных ГИС – проверить начальную увязку кривых. Для этих целей также применяется итерационный алгоритм автоматической привязки. Как было показано выше в процессе автоматической привязки используется литологическая колонка, полученная методикой автоматического литотипирования, причём настоящая методика не накладывает каких-либо требований на способ построения литологической модели (в данной работе для этой цели использовалась техника автоматического литотипирования (Seleznev et al., 2020, 2019)). Поэтому если для первой кривой ГИС применить какую-либо технику кластерного анализа (например, HRA – Heterogeneous Rock Analysis (Słota-Valim, Lis-Śledziona, 2021; Suarez-Rivera et al., 2012)) и разбить исследуемый интервал на кластеры, то можно выполнить автоматическую привязку второй кривой к полученной модели. В случае увязанных данных алгоритм покажет нулевой сдвиг (с учётом погрешностей алгоритма). Если же данные разувязаны, то сдвиг будет отличный от нуля. В таком случае, прежде чем переходить к следующему шагу, необходимо выполнить либо совместную увязку кривых ГИС стандартными алгоритмами (Петерсилье и др., 2003), либо дальнейшую увязку каждой кривой по отдельности. На рис. 3 показан результат проверки увязки начальных данных ГИС одной из исследуемых скважин. Оптимальное положение (с учётом погрешности) соответствует нулевому сдвигу между кривыми, т. е. кривые увязаны. Колонка для привязки была получена методом HRA по каротажной кривой плотности.

Алгоритм детектирования пиков

В случае наличия переменного сдвига в привязываемой кривой, данная методика позволяет его обнаружить. Для этих целей применяется этап локальной увязки, который выполняет доувязку выделенных фрагментов исходной кривой, а именно характерных пиков. Для выделения таких фрагментов разработаны подходы с использованием как ручных (с помощью выделения зон), так и автоматических инструментов (алгоритм детектирования характерных пиков, описанный в (Felinger, 1998; Massart, 1988)). С помощью зонации имеется возможность выбирать любые участки на исследуемой кривой и привязывать только их (не только интервалы с характерными пиками, но и, например, участки без дефектов при записи). В автоматическом режиме пики выделяются вместе со своей окрестностью (рис. 4). При наложении этих окрестностей друг на друга происходит их объединение в одну большую окрестность. Таким образом происходит адаптивный подбор размеров увязываемых областей в зависимости от вида обрабатываемой кривой.

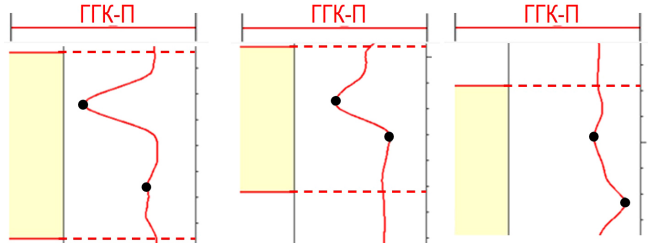


Рис. 4. Фрагмент результата применения инструмента для автоматического выделения пиков для кривой плотностного каротажа (ГГК-П). Пики выделены черными точками, увязываемые области – желтыми интервалами.

Этап локальной увязки

После того, как фрагменты кривой были выделены, к ней применяется алгоритм автоматической доувязки. При этом вместо увязки всей кривой увязываются только отдельно выделенные участки, содержащие характерные пики. Такой подход улучшает точность работы алгоритма, поскольку уменьшается количество допустимых паттернов (оптимальных положений). Процесс локальной увязки происходит итеративно. По результатам выполнения каждой итерации формируются матрица метрики (NRMSE) (рис. 5) и таблица сдвигов. Число строк в таблице сдвигов равняется числу привязываемых интервалов, и равняется числу строк в матрице метрик, а число столбцов всегда постоянно и равняется двум: старые и новые глубины. С помощью матриц метрики контролируется качество увязки на каждой итерации, т. к. на ней изображены оптимальные положения всех привязываемых фрагментов кривой (выделены синим цветом). Процесс локальной увязки завершается, когда сдвиг для всех фрагментов соответствует нулевому значению (с учётом погрешностей). На матрицах метрики это проявляется в том, что все синие индикаторы лежат внутри допустимого коридора погрешности, который определяется размером сглаживающего фильтра и зависит от типа привязываемой кривой. Итеративность алгоритма исключает из рассмотрения вопрос подбора окна для локальной увязки и позволяет быть уверенным, что для всех отдельных фрагментов кривой будет найдено оптимальное положение.

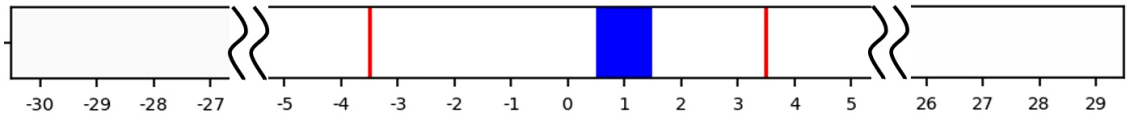


Рис. 3. Матрица метрик для случая проверки увязки кривых между собой, синее значение – оптимальное положение, горизонтальные значения – шаги дискретизации данных (один шаг = 0.1 м). Красные линии определяют допустимый коридор погрешности увязки. Матрица имеет одну строку, т. к. обработке подвергалась вся кривая целиком.

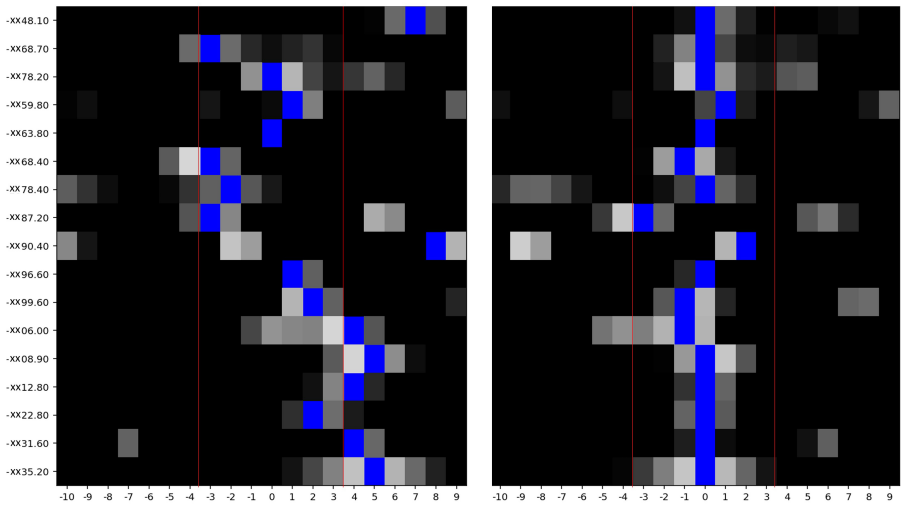


Рис. 5. Пример матриц метрик (NRMSE) для двух последовательных итераций локальной увязки кривой нейтронного каротажа. Синие значения – оптимальные положения увязываемых областей, минимум метрики NRMSE. Вертикальная ось – значения глубин привязываемых областей, горизонтальная – шаги дискретизации данных (один шаг = 0.1 м). Допустимый коридор выделен красными линиями и определяется размером сглаживающего фильтра.

Анализ результатов

В настоящей работе методика была провалидирована на данных терригенных и карбонатных месторождений, причём для карбонатного типа разреза была доступна большая выборка лабораторных измерений фильтрационно-емкостных свойств. Благодаря этому была возможность оценить качество работы методики не только с помощью разработанных алгоритмов контроля качества, но и сравнением с лабораторными измерениями. Причём такая диагностика позволяет выявлять интервалы керна с перепутанной кровлей и подошвой (рис. 6).

На терригенном типе разреза не было доступно лабораторных измерений, и контроль качества осуществлялся с помощью индикаторов. Индикаторы отражают изменение значения метрики NRMSE для каждого увязываемого фрагмента кривой до и после привязки. Если метрика уменьшилась, то считается, что увязанное положение фрагмента «лучше» исходного (т. е. привязанное положение лучше соответствует литологической модели), и индикатор загорается зелёным цветом. Если же метрика после увязки возрастает, то индикатор загорается красным, что сигнализирует о необходимости обратить на этот фрагмент внимание и либо исключить его из обработки, либо проверить выделенные пики, либо выполнить увязку этого интервала вручную.

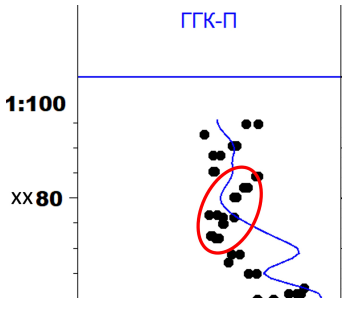


Рис. 6. Пример обнаруженного интервала керна с перепутанной кровлей и подошвой, точками обозначены лабораторные измерения плотности

Результаты привязки нейтронного каротажа для терригенного типа разреза представлены на рис. 7. Красным цветом обозначена исходная непривязанная кривая, синим – результат после привязки к литологической колонке. Зелёным и красным цветом обозначены соответствующие индикаторы для привязываемых фрагментов. Справа представлены соответствующие матрицы метрики (NRNSE) для каждой итерации локальной доувязки. Матрицы метрики показывают, что для локальной доувязки было достаточно совершить три итерации алгоритма, после которых все увязываемые фрагменты лежат внутри допустимого коридора, определяемого размером сглаживающего фильтра нейтронного каротажа. После выполнения увязки был проведён контроль качества методом индикаторов, по результатам которого верно привязались пять из шести интервалов (обозначены зелёным цветом). Красный индикатор сигнализирует о том, что данный пик следует увязать вручную.

Результаты привязки плотностного каротажа для карбонатного типа разреза представлены на рис. 8. Красным цветом также обозначена исходная непривязанная кривая, синим – результат после привязки к литологической колонке. Фиолетовая линия на литологической колонке – кривая профильной проницаемости, которая использовалась для выделения границ между литотипами. Чёрными точками обозначены лабораторные измерения плотности образцов керна.

Зелёным цветом обозначены соответствующие индикаторы для привязываемых фрагментов. Справа представлены соответствующие матрицы метрики (NRNSE) для каждой итерации локальной доувязки. Матрицы метрики показывают, что для локальной доувязки было достаточно совершить три итерации алгоритма, после которых все увязываемые фрагменты лежат внутри допустимого коридора, определяемого размером сглаживающего фильтра плотностного каротажа. После выполнения увязки был проведён контроль качества сравнением с лабораторными данными и методом индикаторов, по результатам которого

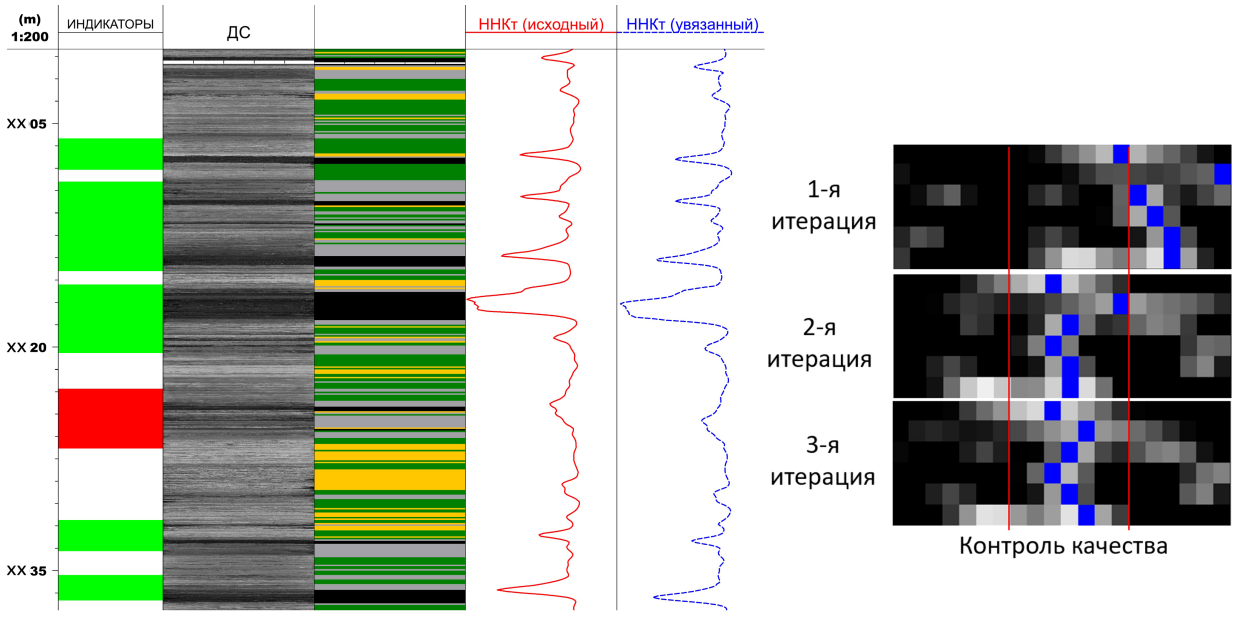


Рис. 7. Результат привязки для терригенного типа разреза. Красная кривая – кривая ННКт (нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам) до увязки, синяя – привязанная

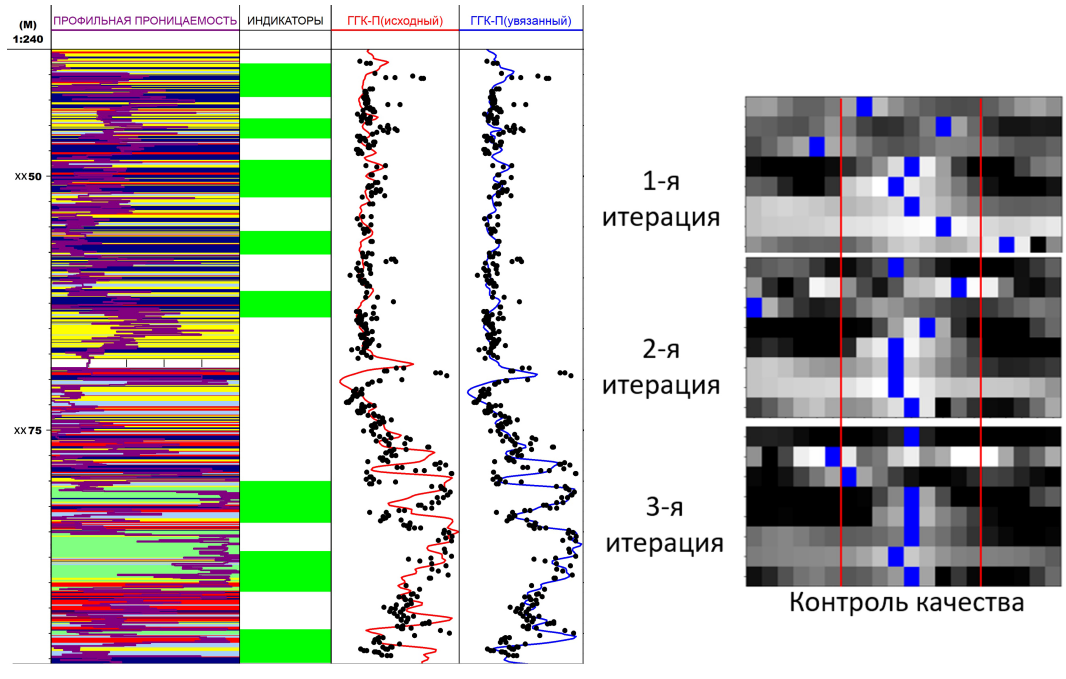


Рис. 8. Результат привязки для карбонатного типа разреза. Красная кривая – каротажная кривая ГГК-П (гамма-гамма-плотностной каротаж) до увязки, синяя – привязанная, чёрными точками обозначены лабораторные данные, фиолетовая линия – кривая профильной проницаемости.

верно привязались все увязываемые участки кривой (обозначены зелёным цветом).

Следует учитывать, что на данных примерах выполнялась привязка кривых ГИС к фотографиям керна ради упрощения изложения. Для привязки керна к кривым ГИС достаточно в полученной матрице сдвигов поменять столбцы местами и применить новую матрицу к фотографиям.

Выводы

Применение предложенного подхода позволило впервые решить проблему сопоставления глубины кривых ГИС с фотографиями полноразмерного керна в автоматическом режиме. Алгоритм демонстрирует высокое качество увязки для данных, сдвинутых как на постоянную, так и на переменную величину. В предложенном подходе используется алгоритм автоматической литотипизации, который позволяет получать надёжную литологическую колонку по фотографиям полноразмерного керна и данным компьютерной томографии, причём привязка осуществляется с учётом наилучшего соответствия кривых ГИС данной модели. Применение литологической колонки во время увязки позволяет учитывать геологическое строение разреза, что улучшает точность работы алгоритма. Следует отметить, что разработанный рабочий процесс также позволяет выполнять

привязку керна к данным ГИС, что может быть актуально при неполном выносе керна. В таких случаях процедура увязки проводится аналогично описанному методу, с той лишь разницей, что алгоритм обрабатывает только те участки каротажной кривой, которые охарактеризованы керном. Результатом работы методики является таблица сдвигов, которая в дальнейшем может быть дополнена или изменена экспертом и применена к кривой или группе кривых (при привязке керна к ГИС надо в таблице сдвигов поменять столбцы местами). Методика показала высокое качество увязки на данных терригенных и карбонатных месторождений. По результатам обработки набора данных, представленного карбонатными и терригенными породами, была выполнена привязка кривых плотностного и нейтронного каротажа, и осуществлена валидация результатов. Точность привязки определяется размерами сглаживающих фильтров исследуемых кривых и составляет ~80 см и ~60 см для плотностного и нейтронного каротажа соответственно. Ввиду того, что операции деконволюции выполняются за очень короткое время, предложенный алгоритм можно рассматривать как инструмент для быстрой проверки степени увязки начальных данных, что также расширяет области использования методики. Таким образом, данный подход может быть полезен для улучшения точности геофизических исследований скважин и определения фильтрационно-емкостных свойств тонкослоистых пропластков горных пород в околоскважинном пространстве.

Литература

Коссов Г., Абашкин В. (2024). Метод автоматической увязки результатов геофизических исследований скважин с фотографиями керна. *Геофизика*, 3, с. 46–52. https://doi.org/10.34926/geo.2024.94.33.006

Коссов Г., Абашкин В., Езерский Д. (2024). Алгоритм автоматической увязки данных гис с фотографиями керна. *Труды VII Международной геолого-геофизической конференции.*

Кузнецова Г. (2017). Методические приемы привязки керна к геофизическим исследованиям. *Территория Нефтегаз*, с. 20–26.

Петерсилье В., Пороскун В., Яценко Г. (2003). Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва-Тверь, 258 с.

Abashkin V.V., Seleznev I.A., Chertova A.A., Istomin S.B., Romanov D.V., Samokhvalov A.F. (2020). Quantitative analysis of whole core photos for continental oilfield of Western Siberia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, OnePetro. https://doi.org/10.2118/202017-MS

Abdi H., Williams L.J. (2010). Principal component analysis. *Wiley interdisciplinary reviews. WIREs Computational Statistics*, 2, pp. 433–459. https://doi.org/10.1002/wics.101

Allen D.F., Bordakov G.A. (2009). Method for quantifying resistivity and hydrocarbon saturation in thin bed formations. U.S. Patent No. 7,617,050.

Bordakov G.A., Kliegl M.V., Goswami J.C. (2015). Robust Well Log Sharpening With Unknown Tool Response Function. U.S. Patent Application No. 14/151,687. https://doi.org/10.3997/2214-4609.20141285

Damaschke M., Fellgett M., Howe M., Watson C. (2023). Unlocking national treasures: The core scanning approach. *Geological Society, London, Special Publications* 527, SP527-2022. https://doi.org/10.1144/sp527-2022-58

Felinger A. (1998). Data analysis and signal processing in chromatography. Elsevier, 414 p.

Kerzner M.G. (1984). A solution to the problem of automatic depth matching. *SPWLA Annual Logging Symposium*, SPWLA, SPWLA-1984.

Massart D.L. (1988). Data handling in science and technology. *Chemometrics*, 488 p.

Seleznev I., Abashkin V., Chertova A., Istomin S., Samokhvalov A., Romanov D. (2019). Quantitative Analysis of Whole Core Images. *Geomodel 2019*, pp. 1–5. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201950103

Seleznev I., Abashkin V., Chertova A., Makienko D., Istomin S., Romanov D., Samokhvalov A. (2020). Joint Usage of Whole Core Images Obtained in Different Frequency Ranges for the Tasks of Automatic Lithotype Description and Modeling of Rocks' Petrophysics Properties. *Geomodel 2020*, pp. 1–5. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202050090

Słota-Valim M., Lis-Śledziona A. (2021). The Use of Well-Log Data in the Geomechanical Characterization of Middle Cambrian Tight Sandstone Formation: A Case Study from Eastern Pomerania, Poland. *Energies*, 14, 6022. https://doi.org/10.3390/en14196022

Suarez-Rivera R., Edelman E., Handwerger D., Hakami A., Gathogo P. (2012). Improving geologic core descriptions and heterogeneous rock characterization via continuous profiles of core properties. *SPWLA Annual Logging Symposium*, SPWLA, SPWLA-2012.

Tabanou J.R., Antoine J. (1995). Method and apparatus for detecting and quantifying hydrocarbon bearing laminated reservoirs on a workstation. U.S. Patent No. 5,461,562.

Torres Caceres V.A., Duffaut K., Yazidi A., Westad F.O., Johansen Y.B. (2022). Automated well-log depth matching–1d convolutional neural networks vs. classic cross correlation. *Petrophysics*, 63, pp. 12–34. https://doi.org/10.30632/PJV63N1-2022a2

Zimmermann T., Liang L., Zeroug S. (2018). Machine-learning-based automatic well-log depth matching. *Petrophysics*, 59, pp. 863–872. https://doi.org/10.30632/PJV59N6-2018a10

Сведения об авторах

Георгий Андреевич Коссов – научный сотрудник, ООО «СТИБШ»
Россия, 125171, Москва, Ленинградское ш., д. 16а, стр. 3
e-mail: gkossov@slb.ru

Владимир Викторович Абашкин – кандидат физ.-мат. наук, руководитель проектов, ООО «СТИБШ»
Россия, 125171, Москва, Ленинградское ш., д. 16а, стр. 3
e-mail: vabashkin@slb.ru

Дмитрий Михайлович Езерский – ведущий петрофизик, отдел обработки и интерпретации данных ГИС, ООО «СТИБШ»
Россия, 125171, Москва, Ленинградское ш., д. 16а, стр. 3
e-mail: dezersky@slb.ru

Статья поступила в редакцию 18.12.2024;
Принята к публикации 10.06.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Applying the Automated Depth-Shifting Workflow of Well Logging Data and Whole Core Images for Carbonate vs Clastic Rocks

G.A. Kossov, V.V. Abashkin, D.M. Ezersky*
STISS LLC, Moscow, Russian Federation
**Corresponding author: George A. Kossov, e-mail: gkossov@slb.ru*

Abstract. This paper describes a novel approach for automatic depth shifting geophysical well logs data and whole core images. The proposed approach combines the use of machine learning algorithms for automatic lithotype description via whole core images and an amplitude modal inversion algorithm, enabling the integration of stratigraphic information during the shifting process. The automatic shifting with whole core images is performed without using the natural gamma radiation curve of drill core or core routine data. As part of this study, the proposed workflow was validated on clastic and carbonate datasets (including non-clayey carbonates rocks) for neutron and density logs. The automatic shifting results have high accuracy, with precision equal to that of the smoothing filter (approximately 60 cm for neutron logs and 80 cm for density logs.), according to the analysis of the processed data and comparison with core routine data. The proposed technique significantly reduces the time required for processing well logging data compared to traditional approaches, minimizes errors related to human factors, and can serve as a foundation for further research in this area.

Keywords: geophysical well logging, automatic depth shifting, automatic lithotype description, whole core images, carbonate vs clastic rocks

Recommended citation: Kossov G.A., Abashkin V.V., Ezersky D.M. (2025). Applying the Automated Depth-Shifting Workflow of Well Logging Data and Whole Core Images for Carbonate vs Clastic Rocks. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 59–66. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.4

References

Abashkin V.V., Seleznev I.A., Chertova A.A., Istomin S.B., Romanov D.V., Samokhvalov A.F. (2020). Quantitative analysis of whole core photos for continental oilfield of Western Siberia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, OnePetro. https://doi.org/10.2118/202017-MS

Abdi H., Williams L.J. (2010). Principal component analysis. *Wiley interdisciplinary reviews. WIREs Computational Statistics*, 2, pp. 433–459. https://doi.org/10.1002/wics.101

Allen D.F., Bordakov G.A. (2009). Method for quantifying resistivity and hydrocarbon saturation in thin bed formations. U.S. Patent No. 7,617,050.

Bordakov G.A., Kliegl M.V., Goswami J.C. (2015). Robust Well Log Sharpening With Unknown Tool Response Function. U.S. Patent Application No. 14/151,687. https://doi.org/10.3997/2214-4609.20141285

Damaschke M., Fellgett M., Howe M., Watson C. (2023). Unlocking national treasures: The core scanning approach. *Geological Society, London, Special Publications* 527, SP527-2022. https://doi.org/10.1144/sp527-2022-58

Felinger A. (1998). Data analysis and signal processing in chromatography. Elsevier, 414 p.

Kerzner M.G. (1984). A solution to the problem of automatic depth matching. *SPWLA Annual Logging Symposium*, SPWLA, SPWLA-1984.

Kossov G., Abashkin V. (2024). A method for automatic depth shifting of geophysicals well logs with whole core images. *Geophysics*, 3, pp. 46–52. (In Russ.) https://doi.org/10.34926/geo.2024.94.33.006

Kossov G., Abashkin V., Ezersky D. (2024). Automated workflow for depth-shifting GWL curves to the drill core images. *Proceedings of the VII International Geological and Geophysical Conference*. (In Russ.)

Kuznetsova G. (2017). Methodological techniques for depth-shifting of the drill core to geophysical logs. Territoriya Neftegaz, pp. 20–26. (In Russ.)

Massart D.L. (1988). Data handling in science and technology. *Chemometrics*, 488 p.

Petersillier V., Poroskun V., Yatsenko G. (2003). Methodological recommendations for calculating geological reserves of oil and gas. Moscow-Tver, 258 p. (In Russ.)

Seleznev I., Abashkin V., Chertova A., Istomin S., Samokhvalov A., Romanov D. (2019). Quantitative Analysis of Whole Core Images. *Geomodel 2019*, pp. 1–5. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201950103

Seleznev I., Abashkin V., Chertova A., Makienko D., Istomin S., Romanov D., Samokhvalov A. (2020). Joint Usage of Whole Core Images Obtained in Different Frequency Ranges for the Tasks of Automatic Lithotype Description and Modeling of Rocks' Petrophysics Properties. *Geomodel 2020*, pp. 1–5. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202050090

Słota-Valim M., Lis-Śledziona A. (2021). The Use of Well-Log Data in the Geomechanical Characterization of Middle Cambrian Tight Sandstone Formation: A Case Study from Eastern Pomerania, Poland. *Energies*, 14, 6022. https://doi.org/10.3390/en14196022

Suarez-Rivera R., Edelman E., Handwerger D., Hakami A., Gathogo P. (2012). Improving geologic core descriptions and heterogeneous rock characterization via continuous profiles of core properties. *SPWLA Annual Logging Symposium*, SPWLA, SPWLA-2012.

Tabanou J.R., Antoine J. (1995). Method and apparatus for detecting and quantifying hydrocarbon bearing laminated reservoirs on a workstation. U.S. Patent No. 5,461,562.

Torres Caceres V.A., Duffaut K., Yazidi A., Westad F.O., Johansen Y.B. (2022). Automated well-log depth matching–1d convolutional neural networks vs. classic cross correlation. *Petrophysics*, 63, pp. 12–34. https://doi.org/10.30632/PJV63N1-2022a2

Zimmermann T., Liang L., Zeroug S. (2018). Machine-learning-based automatic well-log depth matching. *Petrophysics*, 59, pp. 863–872. https://doi.org/10.30632/PJV59N6-2018a10

About the Authors

Georgy A. Kossov – Researcher, STISS LLC

Build. 3, 16a, Leningradskoe shosse, Moscow, 125171, Russian Federation

e-mail: gkossov@slb.ru

Vladimir V. Abashkin – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Project Manager, STISS LLC

Build. 3, 16a, Leningradskoe shosse, Moscow, 125171, Russian Federation

e-mail: vabashkin@slb.ru

Dmitry M. Ezersky – Petrophysicist, GWL Data Processing and Interpretation Department, STISS LLC

Build. 3, 16a, Leningradskoe shosse, Moscow, 125171, Russian Federation

e-mail: dezersky@slb.ru

Manuscript received 18 December 2025;
Accepted 10 June 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georesursy.ru

ORIGINAL ARTICLE

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.16

Core Plug Porosity Prediction Using Microtomography, Supervised Labeling, and a Shifted Window Transformer

R.I. Kadyrov, E.O. Statsenko, T.H. Nguyen, M.A. Skorobogatova*
Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Recent advances in machine learning have enabled the automatic analysis of microtomography (μCT) images, facilitating more efficient rock property identification. This study aims to predict the experimentally measured open porosity of reservoir rocks using μCT images of standard core plugs. A dataset of 136 core plugs was collected, including 49 sandstone and 87 carbonate samples. Open porosity was experimentally determined using gas volumetry. The core plugs (30 ± 1 mm in height and diameter) were scanned using μCT with a resolution of 34.6–38.0 μm, producing 16-bit image stacks. The dataset consisted of 100,232 images (64,119 carbonate and 36,113 sandstone). To label the images, we introduced a supervised method called Segmentation of Unresolved Pores via Experimental Reference (SUPER), which segments dark voxels to match the experimentally measured open porosity, adapting to each sample's characteristics. Three shifted window (Swin) transformer models were trained: a universal model and specialized models for sandstone and carbonate. The models used transfer learning with ImageNet weights, followed by fine-tuning. Testing confirmed that specialized models outperformed the universal model. This highlights that training an ensemble of models adapted to specific rock types leads to better performance than a single general model for porosity prediction. A key challenge arose with sandstones, especially fine-grained types, where small pores merged due to resolution limitations. Future work should improve image resolution and feed detailed images into the model. The method has potential for full-scale core scans and early porosity assessment in raw core plugs, including fragile reservoirs with oil or bitumens.

Keywords: μCT (microtomography), open porosity, reservoir rock, core plug, machine learning, transfer learning, Swin (shifted window) transformer, porosity prediction

Recommended citation: Kadyrov R.I., Statsenko E.O., Nguyen T.H., Skorobogatova M.A. (2025). Core Plug Porosity Prediction Using Microtomography, Supervised Labeling, and a Shifted Window Transformer. *Georesursy = Georesources,* 27(4), pp. 67–82. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.16

1. Introduction

Porosity is the proportion of voids in a rock or sediment that can be occupied by fluids (McPhee et al., 2015). It is a basic parameter influencing the storage and flow characteristics of reservoir rocks, which is widely used in petroleum geology and is essential for resource assessment, reservoir modeling, and the optimization of production strategies (Kadyrov et al., 2018). Porosity data supports enhanced oil recovery methods (EOR), such as water flooding and gas injection, by providing an accurate assessment of remaining hydrocarbons in the reservoir during the extraction processes (Yang, 2017). Moreover, the interplay between porosity, permeability, and fluid dynamics is a key factor controlling the economic viability of reservoirs and, thus, their sustainable resource management (Dullien, 1992; Tiab, Donaldson, 2016). High-quality porosity analysis using data from core studies is essential to obtain reliable and comprehensive reserve estimates.

Several types of porosity are recognized, the most important of which are absolute porosity, open porosity, and effective porosity. Absolute porosity (bulk porosity) is defined as the ratio of the total pore volume in a rock, including isolated (closed) pores, to the volume of the entire rock (McPhee et al., 2015). Open porosity reflects the interconnected pore space accessible from the sample surface (including dead-end pores) (Naftaly et al., 2020). Effective porosity is defined as the percentage of interconnected pore space relative to the bulk volume (Yang, 2017).

Microtomography (μCT or micro-CT) is the key element of research for 3D-structure and physical properties of rocks in the domains of geology and rock physics (Carmignato et al., 2018; Kadyrov et al., 2022; Liu et al., 2022; Zhang et al., 2019). This non-destructive method permits high-resolution three-dimensional imaging of pores, microfractures, and cracks allowing for fine-detailed observation and quantification of pore structure, which determine the flow behavior and mechanical properties of rocks (Andrä et al., 2013; Blunt et al., 2013; Kadyrov et al., 2020; Van Geet et al., 2000; Zhang et al., 2019). Microtomography pore imaging

*Corresponding author: Rail I. Kadyrov
e-mail: rail7777@gmail.com

© 2025 The Authors. Published by Georesursy LLC
This is an open access article under the Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

enables advanced computational simulations of fluid flow for improved accuracy of permeability assessments (Latief et al., 2017). Also, microtomographic reconstructions provide insights into the influence of pore structures on mechanical behavior, such as stress distributions and yield properties of the materials (Song et al., 2020). The sensitivity of pore-scale measurements through petrophysical imaging is a direct reminder that the resolution is extremely important for an accurate assessment of porosity and permeability (Alyafei et al., 2015). On a scale of standard core plugs, due to deficient resolution, it is typically used in special core analysis (SCAL) as a screening instrument prior to the filtration test to study the cores and point out any possible defects, fractures, or heterogeneities that may influence flow behavior during the process (Gerke et al., 2021; McPhee et al., 2015). Overall, these attributes position microtomography as an invaluable technique for advancing knowledge in rock physics and optimizing the evaluation of hydrocarbon reservoirs.

Machine learning (ML) has increasingly been applied to examine CT and μCT images of rocks, allowing automatic and effective identification of rock properties. Such methods then harness the power of neural networks to extract information from the complex image data. Previous studies have applied convolutional neural networks for the classification of different rock types and segmentation of formations in CT and μCT images (Chawshin et al., 2021; dos Anjos et al., 2021; Kadyrov et al., 2024; Zheng et al., 2024). Deep learning algorithms are also used to enhance resolution and improve the quality of the μCT images, thus enabling a detailed reconstruction of rock structure and extracting more information on the properties of a reservoir (Jackson et al., 2021; Karimpouli et al., 2024; Karimpouli, Kadyrov, 2022; Shan et al., 2022; Wang et al., 2019). Permeability modeling is another major use of machine learning methods, which apply geometric and mineralogical information from μCT scans to fluid flow simulation (Gärttner et al., 2023; Shaik et al., 2019; Zhang et al., 2022). Recent studies have also shown that segmentation accuracy directly affects the reliability of simulated flow properties, with minor segmentation errors leading to substantial deviations in permeability estimates (Lavrukhin et al., 2021). All of these improvements greatly enhance the efficiency of pore network analysis, the process of permeability estimation, and even stress distribution modeling in geological samples (Alzahrani et al., 2023; Qu et al., 2023; Tembely et al., 2020). Coupling such methods provides not just faster data processing but also more reliable results from μCT-based analyses, thus enabling more predictive and comprehensive geological modeling.

In recent times, machine learning advances have paved the way for dramatic success in predicting porosity from CT and μCT images of rock samples. Many studies have shown great promise in using convolutional neural networks (CNNs) and artificial neural networks (ANNs) for accurately predicting porosity by extracting complex patterns from images. CNN-based regression models have been successfully used on full-size CT core scans, surpassing traditional linear models in porosity estimation. The beneficial outcomes from this approach not only pertain to enhancement in porosity estimation but also in well log calibration and core sampling in heterogeneous reservoir intervals (Chawshin et al., 2022).

In addition to full-size core analysis, ML models have been trained on extensive datasets of CT and μCT images for quick property prediction. CNNs demonstrated accuracy and efficiency by accurately predicting porosity, specific surface area, and average pore size using 2D images of sandstone samples, with errors below 6.3% (Alqahtani et al., 2020). In a similar vein, dual-energy CT data combined with ANNs have produced submillimeter-resolution porosity models that provide insight into the precise distribution of petrophysical properties within rock cores, demonstrating the ability to extract meaningful information even from multiple images with varying modalities and resolutions (Ortiz et al., 2020). Even for clay-rich formations, ResNet architectures have shown good validity and minimal errors when predicting porosity on whole-core CT images (Wu et al., 2025).

Additional applications have focused on predicting porosity and other morphological properties. CNN and XGBoost models were trained using μCT images of various sandstone types to predict porosity and permeability. It was demonstrated that including different rock types improves model generalization and predictive performance (Khan, Khanal, 2024). Ensemble models trained on segmented 2D slices showed high porosity prediction accuracy, which was validated using experimental helium pycnometry data (Kalule et al., 2023). Furthermore, convolutional neural networks trained on synthetic porous media datasets produced low prediction errors for porosity, permeability, and tortuosity, significantly speeding up the estimation process compared to traditional numerical methods (Graczyk, Matyka, 2020). Other advanced techniques, such as self-supervised learning with CNN-Transformer hybrids, obtained faster and more reliable predictions despite the limited training data (Iklassov et al., 2022). In some fields, such as additive manufacturing, adaptations of ML-based workflows can be seen, such as porosity estimation by ANNs from synthetic and experimental CT data in 3D-printed components (Mohammed et al., 2023).

It should be noted that porosity measurements from laboratory methods, such as gas porosimetry or pycnometry, are indeed relatively simple and cost-effective, being deeply established in traditional petroleum studies. However, these experimental methods require physical sample preparation, including hydrocarbon extraction, which can be time-consuming (up to several weeks), and may lead to the destruction of fragile rock samples (e.g., bituminous sandstones). Digital rock physics traditionally calculates porosity based on pore-space segmentation of high-resolution μCT images, which is feasible only for small-sized samples. Standard core plugs, widely used in petroleum research, are typically imaged at lower resolutions insufficient for detailed pore segmentation, thus limiting direct porosity calculation. By applying advanced machine learning models to predict porosity directly from standard low-resolution μCT images, we can utilize vast datasets of existing samples, overcome limitations related to fragile or complex rock types, and potentially extend these predictive capabilities to full-size cores due to relatively small differences in imaging resolution. Developing methods to reliably predict porosity from μCT images in meso-scale addresses critical gaps in reservoir characterization and enhances the efficiency and applicability of digital core workflows.

The objective of this study is to predict the experimentally measured open porosity of reservoir rocks using μCT images of standard core plugs. Specifically, the research aims

to develop and apply deep learning models based on the shifted window (Swin) transformer architecture for accurate porosity prediction using μCT images, while addressing challenges posed by unresolved porosity and image artifacts. Additionally, the study intends to investigate the efficacy of specialized models designed for various rock types compared to a universal model for predicting porosity across a variety of lithologies. This research seeks to provide a more efficient, reliable, and scalable solution for porosity prediction, advancing digital core analysis in the petroleum industry.

2. Methods

2.1. Dataset preparation

A total of 136 standard core plug samples were used for this study: 87 carbonate samples and 49 sandstone samples, representing approximately 64% and 36%, respectively. Every standard sample was drilled perpendicular to the wellbore direction and had a height and diameter of 30 ± 1 mm. The core plugs were scanned using the General Electric Phoenix v|tome|x S 240 micro- and nano-focus X-ray computed tomography system (Germany), offering a resolution of 34.6–38.0 μm. During the scanning process, the following key analytical parameters were maintained: an X-ray current of 150 μA, a voltage of 150 kV, 1200 projections with an averaging factor of 3, and an exposure time of 200 ms per projection. The resulting projections were reconstructed into high-resolution 3D models using phoenix datos|x reconstruction software.

The open porosity of each sample was measured using a gas volumetric method with the PIK-PP device (Russia) to provide benchmark values. The boxplot (Fig. 1A) compares the porosity distribution of sandstone and carbonate plugs in the sample set. In the sandstone samples, the median porosity is 16.3%, with an interquartile range (IQR) from 14.3% to 17.7%, indicating relatively low variability. Sandstone has a porosity range from a minimum of 10.1% to a maximum of 24.3%, with a standard deviation of 2.9%, indicating that most sandstone samples are closely grouped around the median porosity value, and sandstone tends to have a more uniform pore network. In contrast, carbonate samples were found to be highly variable, with a median porosity of around 10.1%, an IQR from 6.9% to 13.5%. The values vary from 0.9% to a maximum of 26.1%, with a rather high standard deviation of 6.0%. It indicates that this greater variability is due to the intrinsic heterogeneity of carbonate rocks, which possess complex pore systems with structural variability due to varying pore types, such as interparticle and vuggy pores.

The histogram of open porosity for the overall set (Fig. 1B) shows a bimodal distribution with distinct peaks at about 10% and 16%. This pattern parallels the two main rock types, sandstone and carbonate. The first peak near 10% primarily corresponds to carbonate samples, which exhibit lower porosity values, while the second peak near 16% corresponds to sandstone samples, which generally have higher porosity. Porosity ranges from 0.9% to 26.1% in the sample set, indicating significant variation. The wider spread for carbonate samples gives the histogram a long tail on the lower end, while sandstone samples correspond with the peak and upper range. This distribution highlights the contrasting geological properties of the two rock types, with sandstone maintaining a relatively stable porosity value, while carbonate appears to have a wider range because of its more heterogeneous nature.

2.2. Pre-processing of μCT Images

The μCT scanning and reconstruction produced high-resolution 3D images (~800×800×950 voxels, 16-bit depth) that captured both the rock samples and surrounding air. The resulting volumes were converted into TIFF stacks. Then we applied Tiff Stack Access module from the Avizo software package to normalize the slices through the stack. This ensured that all slices had consistent mean intensity and standard deviation and enhanced uniformity across the stack preparing it for machine learning analysis.

Despite these correctives, edge artifacts inevitably formed near the edges of the core plugs. These artifacts appeared as darkened voxels, particularly noticeable at the top and bottom ends of the cylindrical samples. These darkened areas will always result in over-segmentation when porosity is segmented in these areas, misclassifying non-porous areas as porous. Additionally, there may be some variation in the core plugs' sizes, with heights and diameters varying within a comparable range of 29 and 31 mm. Also, the scanning

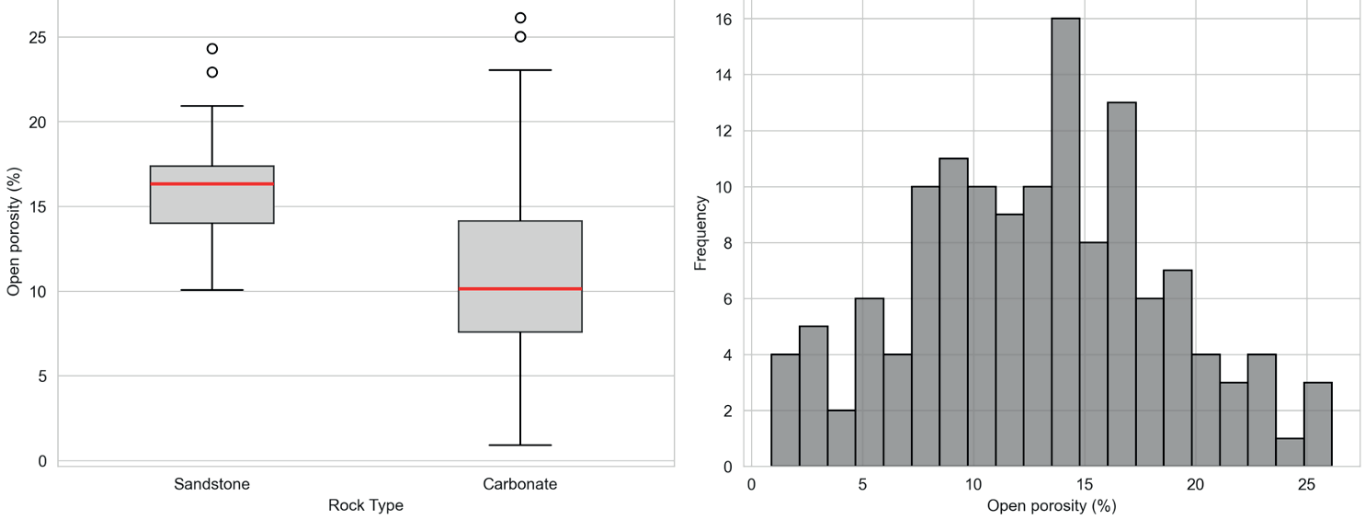


Fig. 1. Open porosity distribution of sandstone and carbonate samples: the boxplot A illustrates the distribution of porosity for two rock types: sandstone and carbonate; the histogram B represents the overall porosity distribution for the entire samples collection

resolution for each sample can differ slightly between 34.6 μm and 38.0 μm. These variations in both physical size and resolution present significant challenges when defining a standard cylindrical region of interest (ROI) for machine learning-based porosity prediction.

If a fixed-size cylindrical volume, such as 30 mm in diameter and height, is used for segmentation, there are two major risks. First, the selected volume may extend beyond the actual sample boundary, especially in cases where the sample diameter is smaller than the defined ROI. Second, darkened edge regions contain artifact-induced grayscale variations that do not accurately represent the rock's porosity, and their inclusion can result in significant errors during machine learning predictions. Surface flaws like chipping or irregularities can also be a problem because they can extend the darkened artifact zones into the sample's interior.

Analysis of the dataset revealed that the darkened areas typically extend 0.8–1.4 mm from the top and bottom surfaces of the core in the vertical direction (depending on the precise scanning resolution). The horizontally affected areas are typically narrower, but still significant. Therefore, to ensure that these problematic areas are excluded while maintaining a consistent dataset, an optimal and universal approach was developed. A cylindrical ROI of 737×737 voxels in diameter and height was empirically defined, ensuring that the ROI would be contained within the boundaries of even the smallest core and would exclude edge areas affected by artifacts, regardless of the specific sample size or resolution (Fig. 2).

Application of a cylindrical ROI guarantees that the grayscale values within the chosen volume stay constant and are unaffected by scanning artifacts, while also preserving the original 3D image quality and resolution. A cylindrical shape matches the geometry of the core plug and maximizes the amount of volumetric information available for machine learning, which means that the extracted features quite accurately reflect the physical sample used for open porosity measurements. Although the use of cubic ROIs simplifies certain machine learning tasks, this leads to the exclusion of significant parts of the sample. Additionally, the corners of the cube can contain areas susceptible to artifacts, which can lead to inaccuracies in the predicted porosity.

2.3. Labeling of 2D stack images

Machine learning applied to 2D images is more efficient in terms of computational power and processing time compared to 3D CNN models. Therefore, a key step in this study is assigning open porosity values to individual 2D images in the μCT stack. Since 3D porosity (bulk porosity) is defined as the ratio of the total pore volume to the total object volume, it can be expressed through the average 2D porosity (areal porosity) of parallel slices using the stereological principle, also known as the Cavalieri principle (Ambartzumian, 1990):

$$\varphi_{3D} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \varphi_{2D}\, z(i), \quad (1)$$

where φ_{3D} is bulk porosity and $\varphi_{2D}z(i)$ represents the areal porosity at the i-th slice along the height z. This approach assumes that all slices are parallel, have uniform thickness, and share a consistent region of interest (ROI), ensuring that slice area remains constant throughout the stack. Importantly, this equivalence between bulk and average 2D porosity holds regardless of whether the material is isotropic or anisotropic, as the stereological principle does not require isotropy.

A major issue arises due to the μCT resolution used for standard core plugs (ranging from 34.6 μm to 38 μm), which is insufficient to accurately resolve smaller pores that are prevalent in typical reservoir rocks. This results in what is commonly referred to as unresolved porosity (Alqahtani et al., 2022; Karimpouli, Kadyrov, 2022; Shah et al., 2016) or mixels (Brenne et al., 2021; Kadyrov et al., 2020), where sub-resolution pores contribute to the overall porosity but are not clearly distinguishable in the μCT images. If a fixed segmentation threshold is applied uniformly across all samples, the resulting porosity distribution function will be inaccurate and vary significantly depending on whether the sample has larger, well-resolved pores or is denser with finer, unresolved pores. Moreover, adjusting the segmentation threshold for different samples further complicates the process, as it directly influences the 2D porosity distribution function along the stack. The threshold sensitivity depends on both pore size and the X-ray absorption properties of the minerals comprising the reservoir rock.

To address this issue, an original approach was developed, termed Segmentation of Unresolved Pores via Experimental Reference (SUPER). The essence of this method lies in segmenting dark voxels that contain information about pores in such a way that ensures the total porosity of the segmented 3D volume accurately matches the experimentally measured open porosity. This approach ensures that for each sample, an individualized porosity distribution function along the stack is obtained. As a result, each 2D image is assigned a corresponding 2D porosity value that accounts for a precisely defined grayscale range representing unresolved porosity, tailored to the specific properties of the sample. The SUPER method overcomes the limitations of applying a fixed-value thresholding across all samples by adapting the segmentation process to the unique characteristics of each core plug. This ensures that the obtained 2D porosity values reflect the true internal pore structure of the rock, independent of resolution constraints and variations in pore size. Using the experimentally measured open porosity as a reference, the approach offers a reliable way to produce precise and reliable image labeling for the following training of ML models.

The labeling method applied to the μCT stacks results in assigning a specific porosity value to each 2D image within the stack, which ensures that the average of all 2D porosity values equals the experimentally measured 3D porosity of the

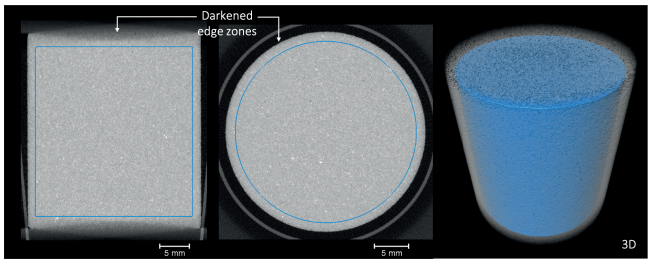


Fig. 2. Cylindrical region of interest (ROI) selection for μCT images of core plugs. The blue cylindrical ROI represents the standardized volume used for porosity prediction, which ensures that only unaffected interior regions of the sample are included in the analysis.

core sample. This creates a basis for an accurate representation of porosity across the entire dataset, accommodating the unresolved pore regions and the specific characteristics of each core sample. Figures 3 and 4 illustrate the porosity distribution along the stacks of a sandstone and a carbonate sample, respectively. In the case of sandstone, the porosity distribution remains relatively uniform across the entire stack, fluctuating only slightly. The 3D porosity of the sandstone specimen is 16.5% and is almost consistent with fluctuating 2D porosity values on the slices. This uniformity indicates a homogenous pore structure typical in sandstone with a stable pore network and with minimal fluctuations along the vertical axis. On the other hand, the heterogeneity in the porosity distribution of the carbonate core throughout the stack is considerable. The porosity decreases greatly from the top to the bottom of the core, indicating highly variable sizes and distribution of pores.

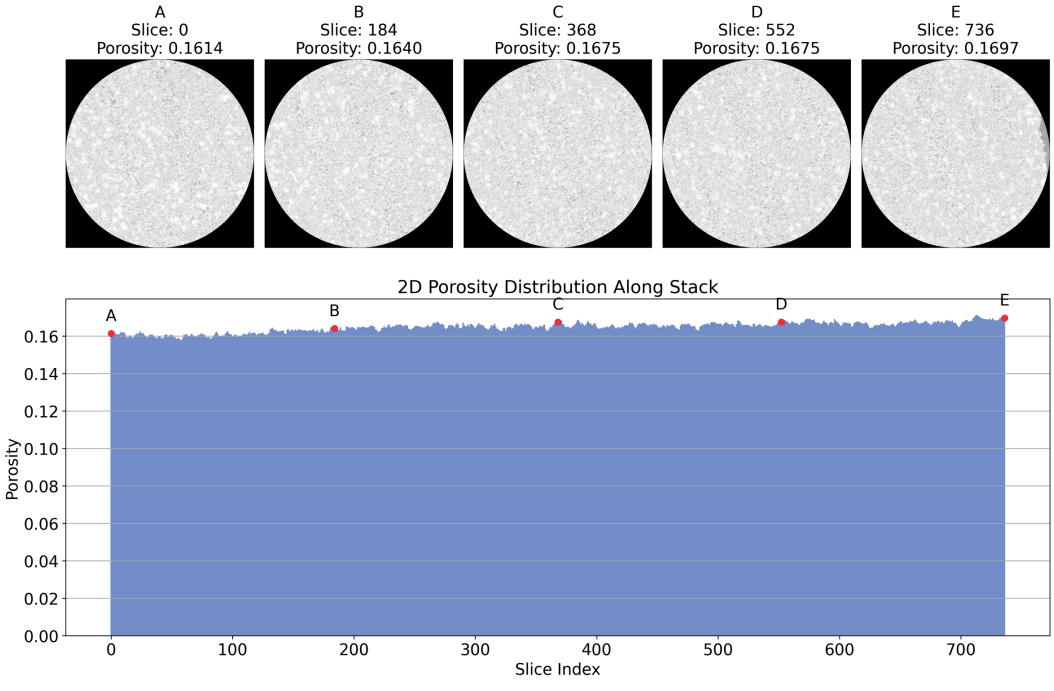


Fig. 3. Porosity distribution along the stack of a sandstone sample. The top row shows selected slices (A to E) at different positions in the stack, with their corresponding 2D porosity values. The bottom plot illustrates the uniform porosity distribution along the stack, with minor fluctuations. The average 2D porosity along the stack corresponds to the experimentally measured open porosity of 16.5%.

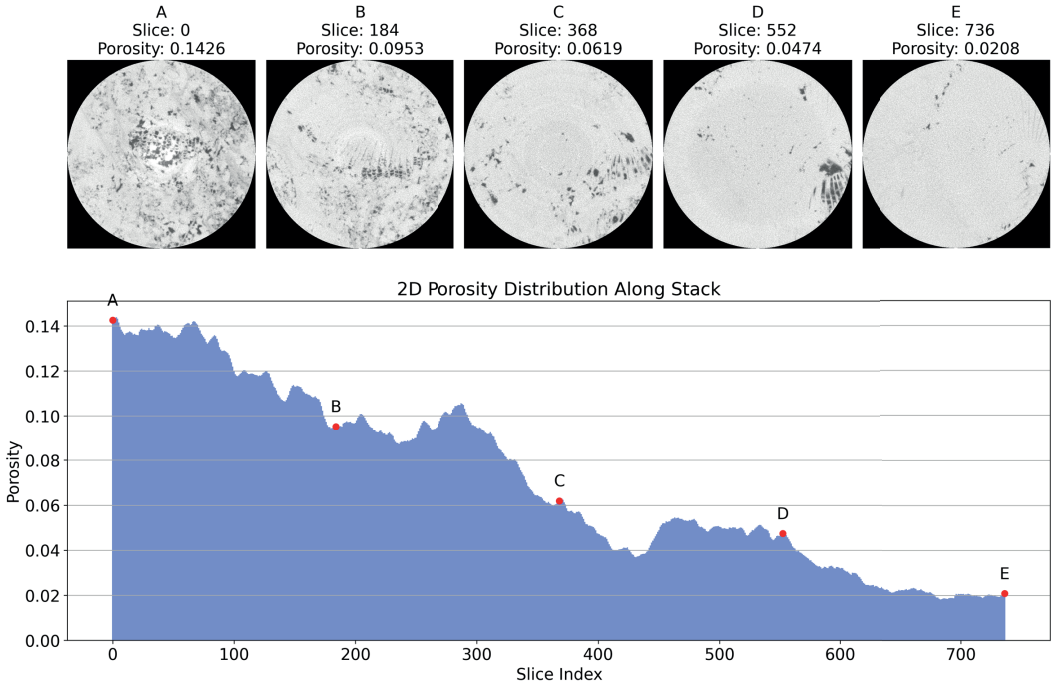


Fig. 4. Porosity distribution along the stack of a carbonate sample. The top row displays selected slices (A to E) at different positions in the stack, highlighting significant heterogeneity in pore structure. The bottom plot demonstrates the decreasing trend of 2D porosity along the stack, reflecting the heterogeneous nature of carbonate reservoir. The average 2D porosity along the stack corresponds to the experimentally measured open porosity of 7.21%.

The measured 3D porosity of the carbonate is 7.21%. The large difference in 2D porosity in the various slices reveals the complex pore structure typically found in carbonate rocks. This heterogeneity is a result of the different depositional environments and diagenetic processes that control the modes of formation, producing a variety of pore types, distributed throughout carbonate rocks.

Thus, a comprehensive dataset was created, consisting of a total of 100,232 images (136 core plug samples, each containing 737 slices per stack) with 16-bit depth, where each image is assigned a specific 2D porosity value. This dataset includes 64,119 images of carbonates and 36,113 images of sandstones, and provides a basis for training machine learning models for porosity prediction on μCT images.

2.4. Model architecture

The Swin Transformer architecture has been employed in this study for supervised learning (Liu et al., 2021). The Swin Transformer is a shift from the normal convolutional neural networks (CNNs) by introducing a self-attention mechanism for modeling the long-range dependencies in image data. In contrast to standard vision transformers that work on the whole image at once, the Swin Transformer introduces a hierarchical structure by splitting the input image into smaller overlapping patches, or windows. Local self-attention is computed within each window followed by a shifting mechanism realizing communication between the neighbor windows at the next layer. Therefore, this is the most efficient technique with which to harness local as well as global features.

One of the Swin Transformer's strong points is its ability to work with high-resolution data while still being computationally efficient. The architecture is hierarchical, and just like CNNs, as the resolution goes down with depth, self-attention picks up and models complex relationships between distant regions in the image. This feature is particularly suited for applications with large image datasets such as μCT stacks of core plugs, where the modeling of fine pore structures as well as long-range patterns is quite crucial.

In addition, the Swin Transformer has somewhat mitigated the restrictions placed on the classical attention method with non-overlapping windows by imposing continuity of the features across window boundaries. This design increases the contextual modeling capacity and thus aids in its general performance on the unseen data. With the stated attributes, the Swin Transformer has exhibited state-of-the-art results in many computer vision tasks, such as image classification (Wang et al., 2023), object detection (Gong et al., 2022), and semantic segmentation (Xu et al., 2021). Thus, it is a reasonable candidate for porosity prediction in challenging geological samples.

The Swin Transformer models used in this project were implemented in the PyTorch framework, which is flexible enough to deal with complex neural networks and large-scale datasets (Paszke et al., 2019). One of the major problems faced during this study was the relatively small size of the dataset – 100,232 images with 16-bit depth. Though this might look quite huge, when training deep models like the Swin Transformer from scratch, one generally requires much larger datasets, usually millions of samples, in order to ensure reasonable robustness in generalization. Because of this shortfall, it was decided that transfer learning would be an appealing option. It would take advantage of pre-trained weights of large diverse datasets and would thus give the model a strong starting point instead of having to learn everything from scratch (Kadyrov et al., 2024).

For the purpose of this project, the pretrained weights from ImageNet 1K were incorporated since the dataset consists of more than a million images with 8-bit depth, distributed into 1,000 classes, with a broad set of rich features (Jia Deng et al., 2009). Although the depth of images varies, high-level features obtained by learning from ImageNet 1K are transferrable when processed well to assure feature extraction for prediction of porosity in 16-bit images from μCT. In this way, it reduced the impact of data scarcity while achieving better performance.

Another notable challenge was the shape of the core plug images. Normally, a computer vision task would require performance on rectangles or squares. Core plug μCT images, however, are circular with an unrelated black background surrounding the core region. Circular masking was therefore applied to ensure that only the core region contributed to the training process. The mask was uniformly applied across all the images and preserved the cylindrical shape of the core plugs, enhancing consistency in input data.

Additionally, normalization was applied to bring the pixel intensity values to a common scale. Given that μCT images have a 16-bit depth with intensity values from 0 to 65,535, normalization becomes imperative to compress all these values into the range 0–1. This step also fundamentally improved the robustness of the training process and the network under variable intensity – as affected by different scanning conditions or material heterogeneity.

Finally, to introduce diversity into the training set and, hence, improve the generalization capacity of the model, data augmentation was used. Random rotations of 0°, 90°, 180°, and 270° were applied to simulate different orientations of the core plugs. Since they don't have a preferred orientation in practice, the augmentation helped the model adapt to orientation-invariant features.

After masking and normalization, we resized the circular region (originally 737 pixels in diameter) down to a 224×224 pixels. This step assures that each input is the same size for the Swin Transformer. We used cv2.resize function with cv2.INTER_AREA interpolation mode from OpenCV library for resizing. Conceptually, every pixel of the resized image represents an aggregated region of the original image. Area interpolation essentially calculates the pixel value of the resized image by taking the average of all the input pixels that come into the region of the output pixel. This method keeps more of the information than the simpler methods, reducing aliasing effects and keeps edges fairly decent. Unfortunately, downscaling filters are bound to bring spatial information together: minor structures seen in an original high-definition image would probably be shown less distinctively or might be lost altogether (Fig. 5). However, that is the typical compromise taken in most deep learning workflows to balance memory limitations with the receptive field requirements of convolution-based or transformer-based architectures.

The Swin Transformer architecture used in this study begins by dividing the input image into non-overlapping patches, each of size 4x4 pixels (Fig. 6). The Swin Transformer architecture used in this study first performs a linear embedding of these patches into feature vectors to generate the first input

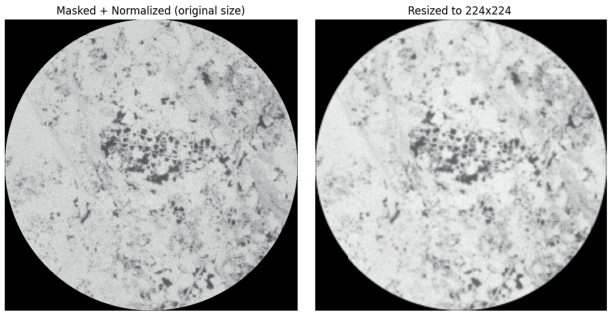


Fig. 5. Comparison of μCT images before and after resizing. The left image shows the original masked and normalized μCT image at its full resolution (737×737 pixels), while the right image depicts the resized version at 224×224 pixels. The resizing step averages pixel intensities over the input region corresponding to each output pixel. In this case, each pixel in the resized image aggregates information from approximately a 3.3×3.3 pixel area of the original image. As a result, fine features smaller than this scale are likely to be smoothed or lost. This trade-off balances computational efficiency with structural detail retention for training deep learning models.

tokens to the model. The first stage of the Swin Transformer processes the tokens through self-attention mechanisms within local windows of size 7×7 for processing local features while keeping the computation cost low. The introduction of shifted windows is one of the innovations of this architecture. These windows introduce overlapping between adjacent windows in the upper layers and subsequent layers, allowing them to interact with each other through a continuum of features across window boundaries.

The system is hierarchical and consists of four main stages. It progressively reduces the resolution of feature maps similar to the CNNs. Each stage contains multiple Swin Transformer blocks, and within each block, the self-attention mechanism is augmented with multi-head attention, layer normalization, and a multi-layer perceptron (MLP) for feature transformation. The first stage uses 96 feature channels, which double at each subsequent stage to 192, 384, and 768, respectively.

The final output of the Swin Transformer is a feature map from the last stage, which is subjected to global average pooling to aggregate spatial information. The pooled output is then fed into a fully connected (fc) regression layer specifically designed for this study to predict scalar values denoting porosity. This regression layer replaces typical ImageNet classification layers to enable the model to render continuous outputs in place of discrete classes.

To improve performance, ImageNet-1k pre-training weights were leveraged to provide a strong initialization to the network. This means that the pre-training gives the model a strong start in learning low-level and mid-level feature representations and then fine-tuning them for porosity prediction. The fully connected layers use a ReLU activation function to help the network capture nonlinear patterns, while dropout layers are added to avoid overfitting.

Overall, the Swin Transformer combines the advantages of hierarchical feature extraction, self-attention mechanisms, and dislocated windows to process high-resolution μCT images efficiently while capturing both fine pore structures and long-range dependencies. Such an architecture seems appropriate for a complex task like porosity prediction from geological core plug samples.

2.5. Workflow

This research workflow is subdivided into two major branches. The first branch involves the training of a single universal Swin Transformer model on the entire dataset of 100,232 images to predict porosity across rock types. The second branch pertains to the training of two specialized Swin Transformer models, each trained to predict porosity for either carbonates or sandstones. In the first case, the dataset consisted of 64,119 carbonate images, while the second dataset included 36,113 sandstone images. The experimental setup for model training included an NVIDIA Quadro P5000 GPU, Windows 10, PyTorch 1.13.1, CUDA 11.7, and Python 3.8. All experiments were conducted for 10 epochs.

Figure 7 illustrates the workflow process applied to each dataset. As described in Section 2.4, the original 16-bit μCT images undergo circular masking, normalization to the 0–1 range, and resizing to 224×224 pixels prior to training. After that, each dataset is split into training (80%) and validation (20%) subsets, with data augmentation by random rotations applied to the training set only. The Swin Transformer is then fine-tuned using ImageNet-1k pre-trained weights, minimizing mean squared error (MSE) through the AdamW optimizer (learning rate of 10^{-4}, batch size of 16, and 10 training epochs). Model performance on the validation and testing sets is monitored via MSE, mean absolute error (MAE), and the coefficient of determination (R^2) (Zollanvari, 2023).

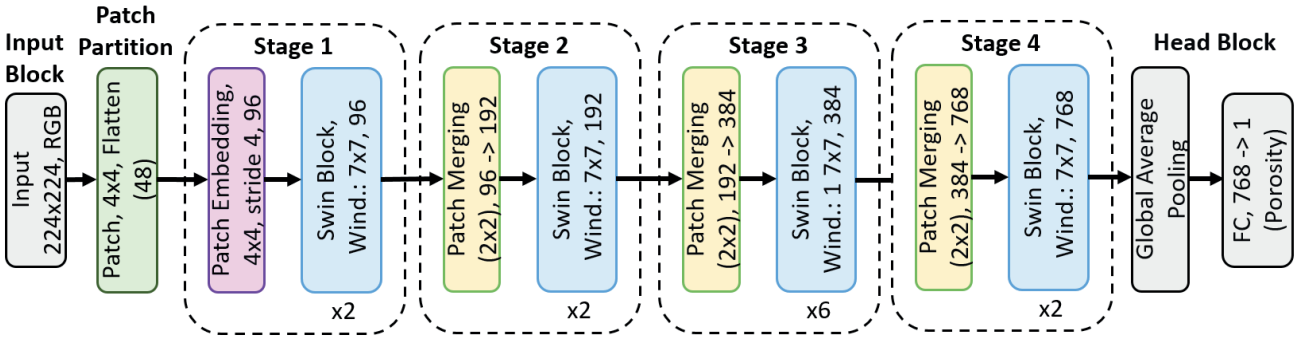


Fig. 6. Block diagram of the Swin Transformer (Swin-Tiny) architecture used in this study for porosity prediction. The network takes a 224×224 RGB image as input. The Patch Partition step divides the image into non-overlapping 4×4 patches, which are projected to 96-dimensional tokens via patch embedding. The backbone consists of four hierarchical stages with window-based self-attention using a 7×7 window size and shifted windows in alternating blocks. Stage 1, Stage 2, Stage 3, and Stage 4 contain 2, 2, 6, and 2 Swin Transformer blocks, respectively, with channel dimensions of 96, 192, 384, and 768. Between stages, Patch Merging (2×2) reduces spatial resolution while increasing the number of channels. Finally, global average pooling and a fully connected regression layer output a single porosity value.

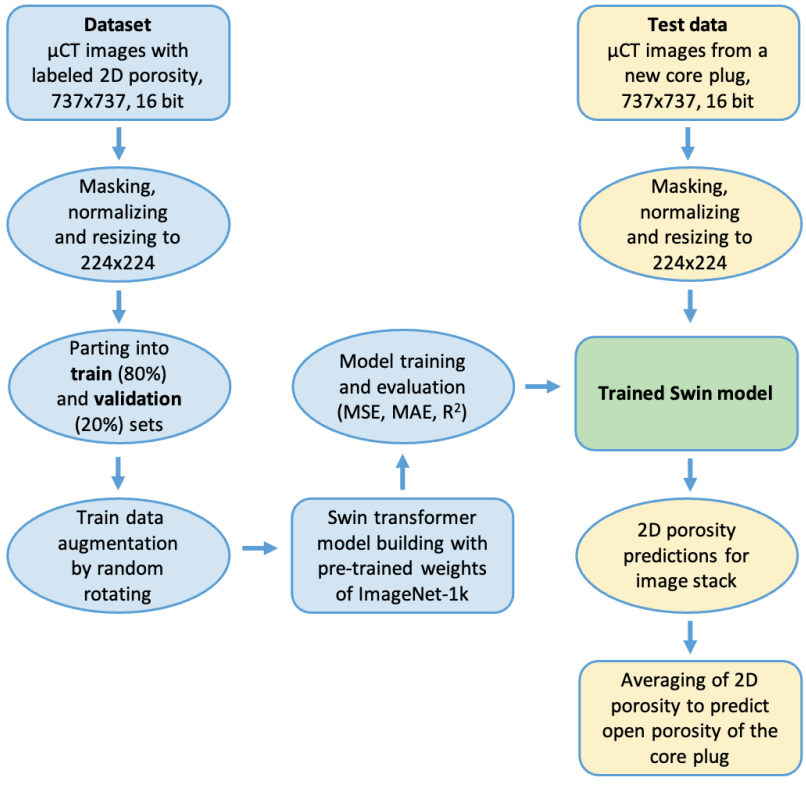


Fig. 7. Workflow schematic for porosity prediction using Swin Transformer models. Blue elements represent the training and evaluation track, while yellow elements indicate the test-phase pipeline for new core plugs.

After training and validation were completed, the model was tested on 10 new core plug samples, which consist of five sandstones and five carbonates. In this application phase, µCT stacks of the new samples underwent the same pre-processing steps as the training data, including masking, normalization, and resizing. The model then predicts porosity slice by slice, which is averaged to give an estimate of the overall 3D porosity. This strategy allows for obtaining a detailed view of porosity distribution across the core plug and enables verification of whether average 2D predictions agree with experimental measurements. By comparing the performance of the universal model and specific models, the workflow helps to determine how different training strategies affect porosity prediction for heterogeneous geological materials.

3. Results

3.1. Training and validation results

An analysis of the training dynamics across the three models reveals each effectively adapts to the features of each dataset (Fig. 8). The universal model trained on the entire dataset of 100,232 images quickly captured the overall feature distribution, completing the training process in 22 hours and 38 minutes; the loss values rapidly decreased during the first few epochs, which is a strong indication that this model learned a good representation of the data. The sandstone model showed higher loss values at the onset of training, likely due to the complexities of sandstone features. The total training time for this model was 6 hours and 30 minutes. Nevertheless, it demonstrated a significant drop in loss from epoch one to two, indicating that the model quickly adjusted itself to the features specific to sandstone. The improvement that followed, however swift, brought this model back to a loss level comparable to that of the universal model, even from a state where it was heavily challenged. The carbonate model demonstrated an intermediate behavior: it started at a loss lower than that of the sandstone model but higher than that of the universal model, completing the training process in approximately 11 hours and 38 minutes. After some small fluctuations in the mid-epochs, it maintained a steady loss decrease toward low values, suggesting some gradual resilience to the inherent variability among carbonate samples. Regardless of differences in early convergence rates and initial loss values, all three models were able to reach similarly low loss values by the final epoch.

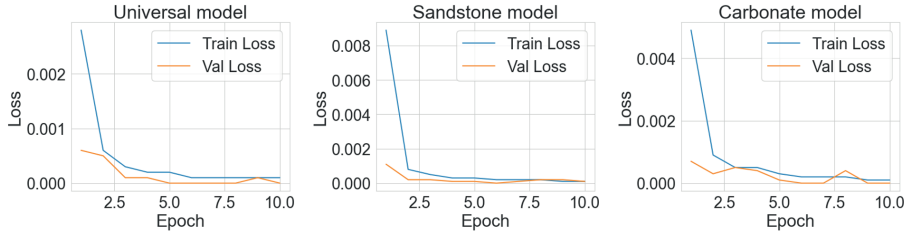


Fig. 8. Training and validation loss evolution across epochs for the universal model (left), the sandstone model (center), and the carbonate model (right)

The final validation output suggests very good performance by these three models in all cases of low errors and high values of determination coefficients (Table 1). The universal model trained on the combined dataset had an MSE of 0.0000, MAE of 0.0039, and an R^2 of 0.9920, showing its strong ability to generalize to both sandstone and carbonate samples. In comparison, the specialized sandstone model had a higher MSE at 0.0001 and higher MAE at 0.0049, with a lower value of R^2 (0.9459) than the universal model; this is indicative of the increased complexity that characterizes sandstone features. On the other hand, the carbonate model performed excellently with an MSE of 0.0000, an MAE of 0.0039, and the highest R^2 of 0.9935, implying that it has effectively dealt with the features of carbonate rocks. The metrics highlight the strength of transfer learning and the Swin Transformer architecture in predicting porosity using μCT images at this core plug scale, while also revealing slight differences in model performance that can be attributed to distinctions in rock features.

Model	MSE	MAE	R^2
Swin_universal	0.0000	0.0039	0.9920
Swin_sandstone	0.0001	0.0049	0.9459
Swin_carbonate	0.0000	0.0039	0.9935

Table 1. Final validation metrics for all models

3.2. Testing results

After completing the training and validation phases, the performance of the developed models was evaluated using a distinct test dataset composed of 10 standard core plug samples from reservoir rocks. It contained five sandstone samples and five carbonate samples, which had not been seen by the models during the training or validation process. Scanning and pre-processing of core plug samples followed the pipeline adopted in Section 2.5 to remain consistent with the training dataset. Results of the testing exercise are given in Table 2.

The Swin_universal model exhibited a balanced performance across all samples, producing porosity predictions reasonably close to measured values, sometimes with some discrepancies. For sandstone samples, Swin_universal showed sufficient agreement with measured values in many cases: e.g., Sample 2 had a prediction of 25.19% quite close to the measured porosity of 22.76%. Its predictions for Samples 1 and 5 were off significantly from the measured results, while for carbonate samples, the Swin_universal presented an appropriate and consistent prediction, especially near porosity values for Samples 6, 7, and 9.

For the sandstone subset, the Swin_sandstone model has performed acceptably with predictions having relatively low error values, especially for Samples 2 and 4. However, on the other hand, the predictions made by this model for carbonate samples were not as accurate, further reflecting its specialization to sandstone textures, and its limited capacity to generalize to carbonate rocks. In contrast, the Swin_carbonate model performed excellently and very accurately in predicting carbonate porosity, particularly for Samples 8, 9, and 10, while underestimating sandstone samples, which was expected due to its specialization in carbonate textures.

The performance parameters of the three Swin Transformer models on the test dataset are shown in Table 3. This includes overall results and specific evaluations for sandstone and carbonate samples. In addition to traditional error metrics such as MSE, MAE, and R^2, we also included the Mean Absolute Percentage Error (MAPE) for evaluating the relative error between measured and predicted porosity values:

$$MAPE = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\left|\frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i}\right| \times 100\%, \quad (2)$$

where y_i represents the true porosity and $\hat{y}_i$ the corresponding prediction. This metric provides a normalized measure of prediction accuracy to compare performance across samples with different porosity scales (Kim, Kim, 2016). Swin_universal demonstrated the best results across the entire test dataset, having an MSE of 13.11, MAE of 2.56, R^2 of 0.358, and MAPE of 13.13%, showing that it was moderately accurate across all rock types. In contrast, both Swin_sandstone and Swin_carbonate yielded higher errors with negative R^2 values, which suggests limited generalization. When evaluating the sandstone samples separately, the Swin_sandstone model outperformed the other models with an MSE of 11.06, MAE of 2.38, and the highest R^2 of 0.014, which means its specialization in predicting porosity in sandstones. However, its performance deteriorated significantly on carbonate samples, noting the challenges of cross-rock-type prediction. The results of Swin_carbonate were effective in evaluating carbonate samples, achieving the best performance

Sample No	Rock type	Measured porosity (%)	Swin_universal porosity (%)	Swin_sandstone porosity (%)	Swin_carbonate porosity (%)
1	sandstone	22.12	12.81	15.16	10.59
2	sandstone	22.76	25.19	24.22	10.22
3	sandstone	14.72	17.17	15.31	20.4
4	sandstone	16.2	16.13	15.03	17.24
5	sandstone	16.21	13.51	17.94	15.82
6	carbonate	13.74	15.63	14.95	14.67
7	carbonate	13.67	14.89	14.99	14.73
8	carbonate	25.57	21.2	16.94	23.22
9	carbonate	23.76	23.94	17.95	24.83
10	carbonate	24.02	23.69	17.13	24.59

Table 2. Measured and predicted porosity values for the test dataset of sandstone and carbonate core plug samples using Swin transformer models

Model	MSE	MAE	R^2	MAPE (%)
Swin_universal (all test dataset)	13.11	2.56	0.358	13.13
Swin_sandstone (all test dataset)	21.42	3.58	-0.049	16.51
Swin_carbonate (all test dataset)	33.27	3.72	-0.629	18.52
Swin_universal (sandstone)	21.17	3.39	-0.889	17.30
Swin_sandstone (sandstone)	11.06	2.38	0.014	11.95
Swin_carbonate (sandstone)	64.74	6.24	-4.776	30.93
Swin_universal (carbonate)	5.05	1.74	0.820	8.95
Swin_sandstone (carbonate)	31.78	4.77	-0.131	21.07
Swin_carbonate (carbonate)	1.80	1.20	0.936	6.12

Table 3. Performance metrics of Swin transformer models on the test dataset for porosity prediction

with an MSE of 1.80, MAE of 1.20, R^2 of 0.936, and MAPE of 6.12%, which is indeed an indication of its strong capability for accurate prediction of carbonate porosity.

To understand these performance differences in greater detail, porosity distributions along the stack for sandstone and carbonate sample types in the test dataset are represented in Figures 9 and 10. These figures demonstrate the models' ability or inability to capture porosity variations along the core plug and highlight their respective strengths and limitations.

Figure 9 shows measured and predicted porosity distributions for a sandstone core plug (Sample 3 from Table 2). There are high fluctuations in the porosity predictions across the 2D images from both Swin_sandstone and Swin_universal models, which deviate from measured values on individual slices. Such high variability indicates a problem in the models' ability to correctly identify fine-scale features in the sandstone images, possibly due to the resolution limitations of the μCT imaging. The high-frequency oscillations in predicted porosity indicate that local variations in grayscale intensity may be misinterpreted as structural changes, leading to inconsistent estimates. Nonetheless, despite these fluctuations, the Swin_sandstone model predicts more reasonably both the general porosity trend and the mean level of porosity across the core plug, while the Swin_universal tends to deviate further from the measured values. This difference could imply that the specialized model, which is only trained on sandstone samples, is better suited for capturing the general porosity characteristics of this lithology even though it has difficulties with fine-scale variations.

Figure 10 presents the results for a carbonate core plug (Sample 6 from Table 2). Unlike the sandstone case, the Swin_carbonate model shows strong agreement with the measured porosity distribution and maintains stable predictions along the core length. Also, the large oscillations observed in the sandstone predictions are absent, meaning that the model effectively captures the overall porosity pattern without excessive local fluctuations. This stability suggests that the Swin_carbonate model successfully identifies and generalizes the characteristic pore patterns of carbonate rocks, which are typically determined by well-defined but complex pore networks. The Swin_universal model also provides reasonable estimates, though it tends to slightly overestimate porosity in certain regions. However, its predictions remain relatively stable, which reinforces the notion that carbonate samples are generally easier to model than sandstones, likely due to the more distinct texture and high contrast in grayscale intensities associated with pore spaces in carbonate lithologies.

The test results give an overall picture of the strong and weak points of each model. Among the models, the Swin_universal model performs the most balanced way in terms of both rock types, whereas the specialty models, Swin_sandstone and Swin_carbonate, yielded better accuracy for their own classes but have limited generalization to other lithologies. The benefits of using specialized models for different rock types become evident, while the flip side is a loss of generalization in a single universal model.

4. Discussions

Predicting experimentally measured open porosity of reservoir rocks based on μCT images of standard core plugs is a challenging task due to the complex pore structures and limitations of imaging resolution. In this study, Swin transformer models demonstrated a promising predictive capability, offering a data-driven approach to estimate open porosity directly from tomographic images. The Swin transformer's self-attention mechanism and hierarchical architecture enabled more effective modeling of both local and global features. This contributes to accurate predictions even with a relatively limited dataset. Unlike classical methods that rely on segmentation and geometric analysis, the proposed approach bypasses the need for pore segmentation and reduces potential errors associated with image artifacts and unresolved porosity. It should be noted, however, that this approach is focused on porosity estimation and does not account for flow-related properties such as permeability, which require accurate pore connectivity modeling through segmentation and flow simulations (Lavrukhin et al., 2021; Varfolomeev et al., 2019).

The test results indicated that Swin Transformer model performance was rock-type dependent. The Swin_universal model performed rather well in both lithologies, whereas Swin_sandstone and Swin_carbonate models achieved better metrics when applied to their respective rock but performed poorly when tested on the other lithology. This clearly indicates that an ensemble of specialized models, trained individually, will perform better than a single universal model for porosity prediction. Moreover, each of these models could be fine-tuned, not only based on broad rock types but also based on lithological and structural features specific to a single rock type. Implementing such an approach could be based on automated characterization and classification of reservoir rocks from μCT imaging of core plugs, as described in (Kadyrov et al., 2024).

The study identified several key challenges and limitations related to the prediction of porosity using Swin transformer

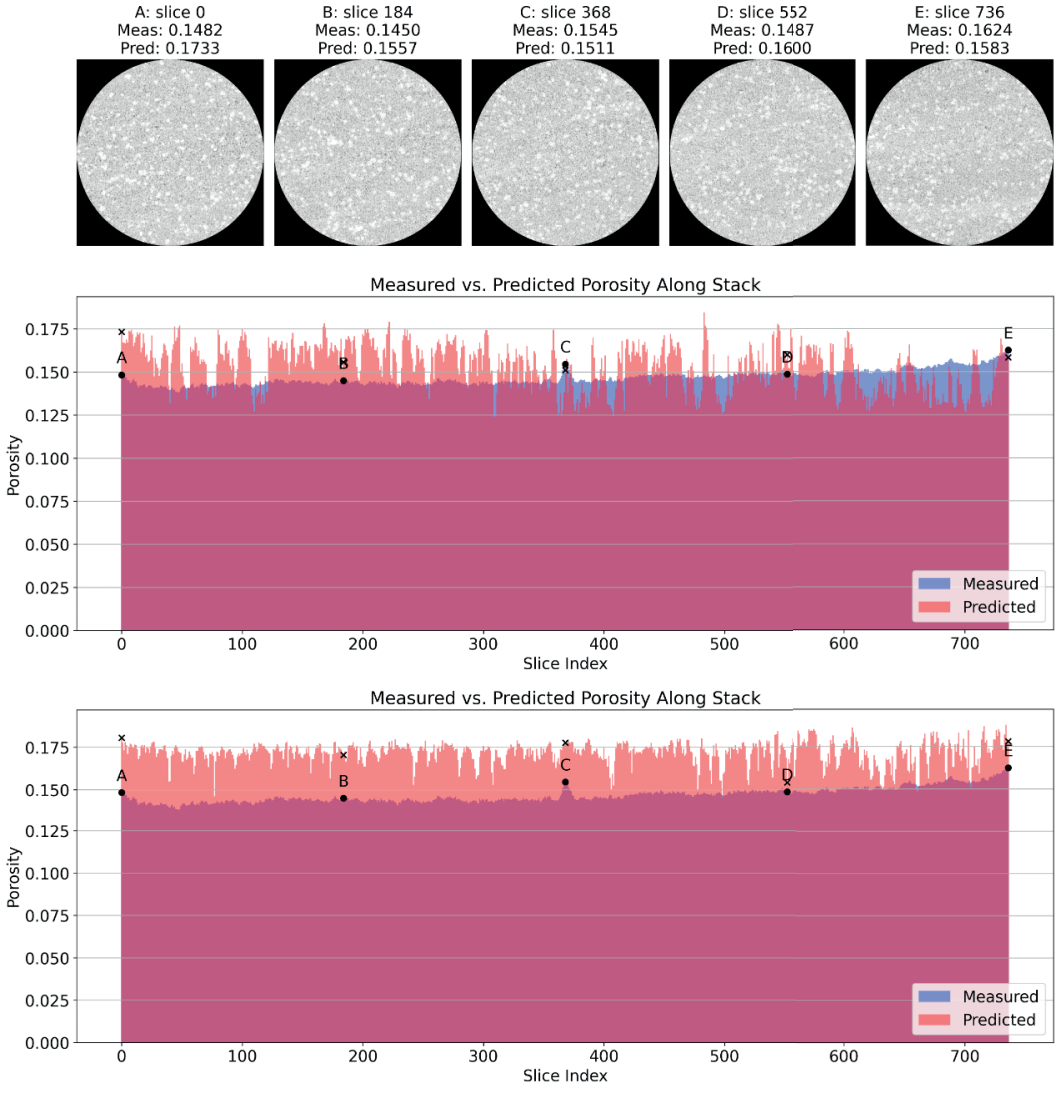


Fig. 9. Measured versus predicted 2D porosity along the stack of a sandstone core plug (Sample 3, Table 2). Both the Swin_sandstone and Swin_universal models show fluctuations due to resolution limits, with the Swin_sandstone model more closely following the overall porosity trend, while the universal model tends to slightly overestimate porosity in some regions.

models, particularly concerning the differences between carbonate and sandstone rock types. The models showed higher predictive ability on carbonate rocks compared to sandstone. This can be attributed to the differences in the porosity characteristics of these lithologies: in carbonates, the porosity is often primarily determined by larger pores, which are more easily detected by the models given the resolution of the μCT images used. Additionally, denser areas with nearly invisible porosity, formed by micrite or sparite, generally contribute less to the overall porosity and have stable porosity values. This characteristic makes carbonate rocks more suitable for accurate porosity prediction, because textural features manifest clearly as variations in grayscale intensity, allowing the models to capture these features with higher accuracy.

In contrast, the intergranular porosity structure of sandstones, especially fine-grained varieties, which contributes significantly to the measured porosity, tends to blend together at the resolutions used in this study. The fine pores often lack distinct textural features related to porosity, except for a few relatively large pores, which leads to fluctuations in the predictions for individual slices and worsens the overall prediction for the entire sample. The specialized Swin_sandstone model, which showed the best performance on sandstones, appears to rely more heavily on generalized texture features and compares them with those encountered during training.

This can be clearly observed in Figure 11, in which the performances obtained on Bentheimer sandstone (the first sample in the testing dataset) and Berea sandstone (used in the training dataset) are illustrated. Both types of samples have similar dimensions of large pores; however, the Swin_sandstone model fails to predict porosity values for Bentheimer. This suggests that in the absence of fine details of pore structures, the model leans on generalized textures, which may differ significantly from those seen during training. For example, the Berea sandstone is characterized by well-defined layering and abundant occurrences of sulfide minerals, features that are absent in Bentheimer. These variations in texture between different types of sandstone create challenges for the model, especially when it is faced with a new sample that exhibits a texture not well-represented in the training set.

The situation with low resolution is compounded by the fact that the original 737×737 images are further downscaled

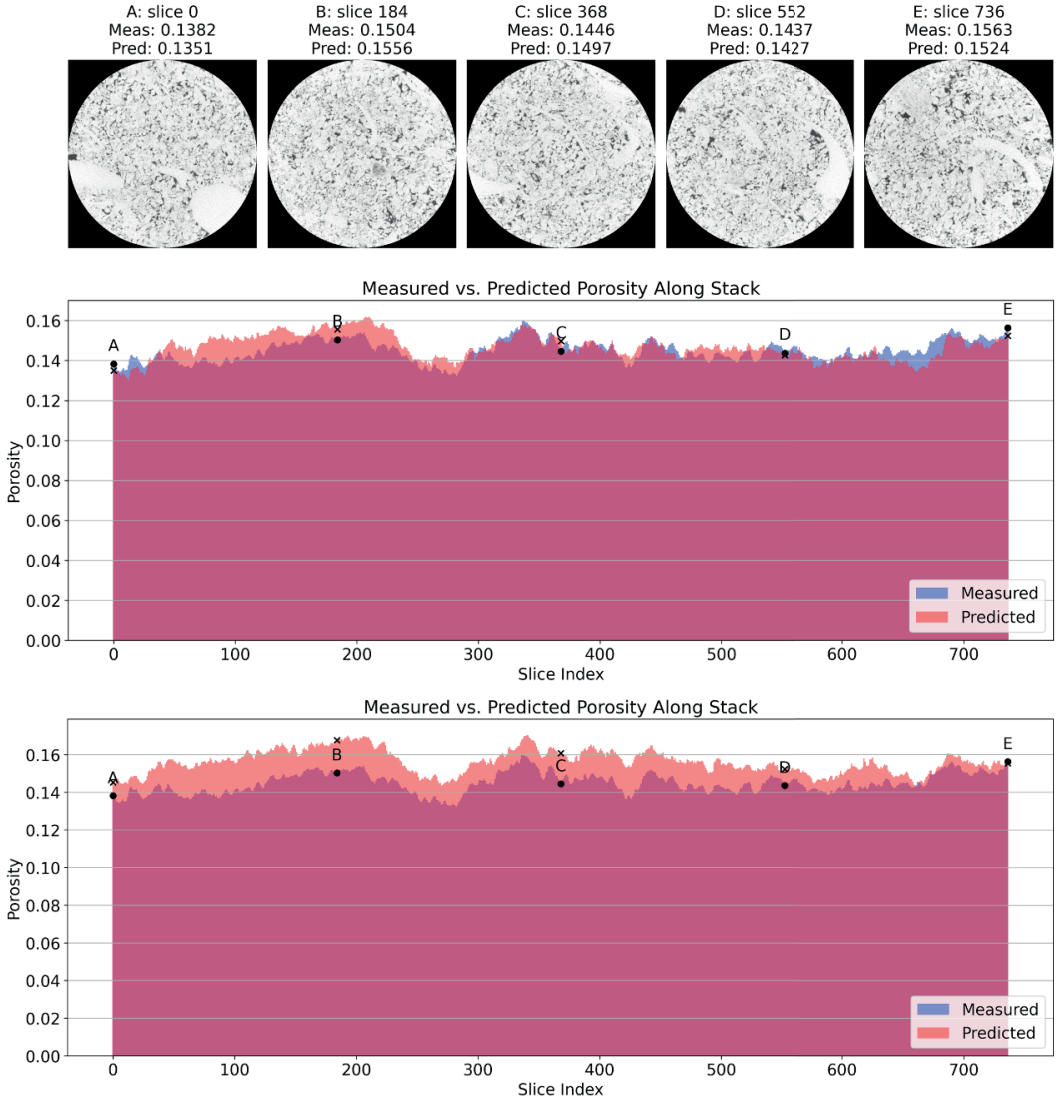


Fig. 10. Measured versus predicted 2D porosity along the stack of a carbonate core plug (Sample 6, Table 2). The Swin_carbonate model closely follows the measured porosity with minimal fluctuations, while the Swin_universal model tends to slightly underestimate porosity in certain regions.

to 224×224 for model input, resulting in a resolution of over 100 μm per pixel. Even when using Swin models with larger input sizes, such as 384×384, the resolution issue remains largely unresolved, while the computational cost of training such models increases significantly. This makes it difficult to train these models on local, modern computers (equipped with consumer-grade GPUs) and requires significantly extended training time. Therefore, future research may focus on optimizing the input resolution for the models, potentially increasing it to 2000×2000 pixels (in the case of scanning core plugs of sandstones with higher resolutions of 16–20 μm) or feeding fragmented high-resolution images to the model. Additionally, synthetic μCT datasets with known ground truth may help evaluate model sensitivity to resolution and noise in a controlled environment (Lavrukhin et al., 2025).

On the other hand, the models presented, even with such low input resolution, have demonstrated good performance on carbonates. When training specialized models for specific sandstone lithotypes, they may prove useful for predicting their porosity as well. This opens up possibilities for applying these models not only to standard images but also to tomographical images of full-sized cores, with resolutions approaching 100 μm. Therefore, advancing this concept could be beneficial for improving porosity predictions for full-scale cores and linking them with geophysical well logging data.

Another promising direction is the application of these models for porosity prediction on raw core plugs without hydrocarbon extraction. Since hydrocarbon extraction can take several weeks to several months, and standard research is only conducted afterward (during which many samples are discarded as unsuitable for further studies), a predictive system like this could save considerable time and effort. It is expected that light hydrocarbons will have minimal impact on pore contrast and the predictive capabilities of the models.

As for reservoirs containing heavy hydrocarbons and bitumens, in the case of terrigenous types, they often break down during extraction since hydrocarbons act as a cementing agent between the grains. Therefore, adapting the described approach to such raw core plugs (for example, by scanning samples before hydrocarbon extraction and experimentally evaluating them after extraction, in case the structure of the sample is preserved) could be a viable solution for assessing the porosity of such samples, thereby enabling more accurate reservoir assessments.

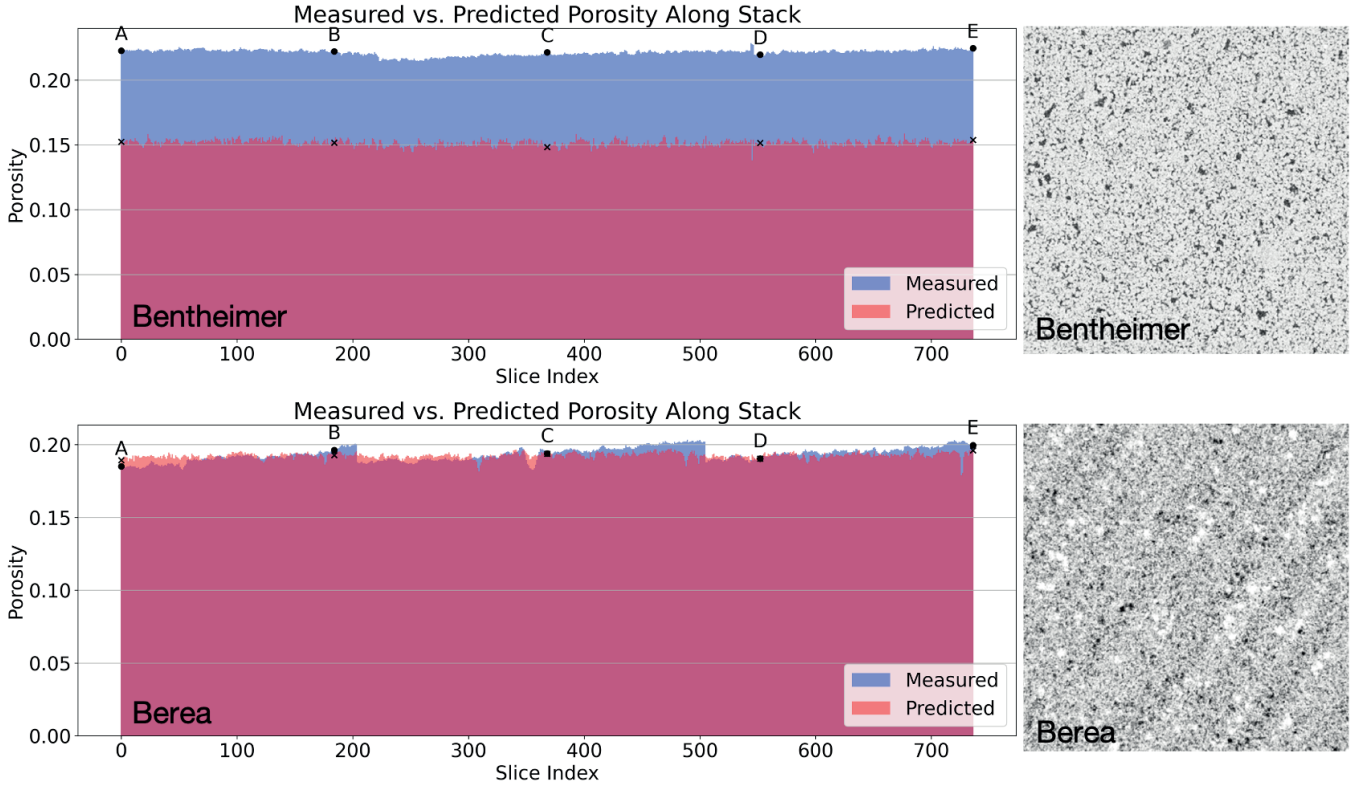


Fig. 11. Comparison of Measured vs. Predicted Porosity for Bentheimer and Berea Sandstones by the Swin_sandstone Model. The Berea sandstone was part of the training dataset, whereas the Bentheimer sandstone was included in the test dataset. Despite the similarity in the size of large pores in both sandstones, the Swin_sandstone model struggled to accurately predict the porosity of the Bentheimer sample, highlighting the model's challenges in generalizing to rock textures not encountered during training.

5. Conclusions

In this study, the Swin Transformer architecture was demonstrated to provide promising results for predicting experimental open porosity in core plugs based on μCT images. The proposed approach offers notable advantages by eliminating the need for explicit pore segmentation and effectively handling unresolved porosity. By leveraging the Swin Transformer's hierarchical self-attention mechanism, it successfully captures both localized and global features in 3D image stacks, leading to more reliable predictions compared to traditional methods that depend heavily on segmentation thresholding. Multiple Swin Transformer-based deep learning models were trained separately for carbonate and sandstone samples, as well as a universal model combining both lithologies. The results showed that specialized models achieved higher accuracy within their respective rock types, especially in resolving heterogeneous pore structures, while the universal model displayed robust performance across different lithologies. This indicates that an ensemble of specialized models can surpass a single model in capturing the distinct characteristics of various reservoir rocks.

A key limitation of the study is the insufficient resolution of μCT data, particularly for fine-grained sandstone samples, which prevents accurate differentiation of smaller pores and leads to fluctuations in slice-by-slice predictions. Future research should focus on improving image resolution, not only by enhancing μCT scanning techniques and integrating higher-resolution imaging methods to capture finer pore structures but also by optimizing input sizes for the model. Increasing the model's capacity to process high-resolution images, either through larger input dimensions or by implementing an image fragmentation approach, could help retain critical pore-scale details while maintaining computational efficiency. Applying this approach to raw core plugs before hydrocarbon extraction may accelerate the analysis workflow, offering rapid porosity estimates without the need for extended laboratory procedures. Additionally, extending the proposed approach to tomographic images of full-sized cores with resolutions approaching 100 μm could enhance porosity prediction at larger scales. Such improvements in accuracy and efficiency have direct implications for enhanced reservoir modeling, more reliable reserve estimation, and better-informed production strategies in the petroleum industry.

In conclusion, the presented Swin Transformer-based framework demonstrates the feasibility of using deep learning for automated, high-precision porosity prediction from μCT images of core plugs, offering a scalable solution that can be adapted to diverse reservoir conditions and contributing to the ongoing digital transformation of core analysis.

Acknowledgments

This paper is performed as part of the grant of the Tatarstan Academy of Sciences, provided to young candidates of science (postdoctoral fellows) for the purpose of defending their doctoral dissertation, conducting research, as well as performing their work duties in scientific and educational organizations of the Republic of Tatarstan within the framework of the State Program of the Republic of Tatarstan «Scientific and Technological Development of the Republic of Tatarstan» (Agreement No.20/2024-PD).

References

Alqahtani N., Alzubaidi F., Armstrong R.T., Swietojanski P. & Mostaghimi P. (2020). Machine learning for predicting properties of porous media from 2d X-ray images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106514. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106514

Alqahtani N.J., Niu Y., Wang Y.Da, Chung T., Lanetc Z., Zhuravljov A., Armstrong R.T. & Mostaghimi P. (2022). Super-Resolved Segmentation of X-ray Images of Carbonate Rocks Using Deep Learning. *Transport in Porous Media*, 143(2), pp. 497–525. https://doi.org/10.1007/s11242-022-01781-9

Alyafei N., Raeini A.Q., Paluszny A., & Blunt M.J. (2015). A Sensitivity Study of the Effect of Image Resolution on Predicted Petrophysical Properties. *Transport in Porous Media*, 110(1), pp. 157–169. https://doi.org/10.1007/s11242-015-0563-0

Alzahrani M.K., Shapoval A., Chen Z. & Rahman S.S. (2023). Pore-GNN: A graph neural network-based framework for predicting flow properties of porous media from micro-CT images. *Advances in Geo-Energy Research*, 10(1), pp. 39–55. https://doi.org/10.46690/ager.2023.10.05

Ambartzumian R.V. (1990). Cavalieri principle and other prerequisities. In Factorization Calculus and Geometric Probability. Cambridge University Press, 286 p. https://doi.org/10.1017/cbo9781139086561.002

Andrä H., Combaret N., Dvorkin J., Glatt E., Han J., Kabel M., Keehm Y., Krzikalla F., Lee M., Madonna C., Marsh M., Mukerji T., Saenger E.H., Sain R., Saxena N., Ricker S., Wiegmann A., & Zhan X. (2013). Digital rock physics benchmarks—Part I: Imaging and segmentation. *Computers & Geosciences*, 50, pp. 25–32. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2012.09.005

Blunt M.J., Bijeljic B., Dong H., Gharbi O., Iglauer S., Mostaghimi P., Paluszny A. & Pentland C. (2013). Pore-scale imaging and modelling. *Advances in Water Resource*s, 51, pp. 197–216. https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.03.003

Brenne E.O., Dahl V.A., & Jørgensen P.S. (2021). A physical model for microstructural characterization and segmentation of 3D tomography data. *Materials Characterization*, 171, 110796. https://doi.org/10.1016/j.matchar.2020.110796

Carmignato S., Dewulf W. & Leach R. (2018). Industrial X-Ray Computed Tomography. *Springer International Publishing*, 369 p. https://doi.org/10.1007/978-3-319-59573-3

Chawshin K., Berg C.F., Varagnolo D., & Lopez O. (2021). Lithology classification of whole core CT scans using convolutional neural networks. *SN Applied Sciences*, 3(6), pp. 1–21. https://doi.org/10.1007/s42452-021-04656-8

Chawshin K., Berg C.F., Varagnolo D. & Lopez O. (2022). Automated porosity estimation using CT-scans of extracted core data. *Computational Geosciences*, 26(3), pp. 595–612. https://doi.org/10.1007/s10596-022-10143-9

dos Anjos C.E.M., Avila M.R.V, Vasconcelos A.G.P., Pereira Neta A.M., Medeiros L.C., Evsukoff A. G., Surmas R., & Landau L. (2021). Deep learning for lithological classification of carbonate rock micro-CT images. *Computational Geosciences*, 25(3), pp. 971–983. https://doi.org/10.1007/s10596-021-10033-6

Dullien F.A.L. (1992). Porous Media. Elsevier, 566 p. https://doi.org/10.1016/c2009-0-26184-8

Gärttner S., Alpak F. O., Meier A., Ray N. & Frank F. (2023). Estimating permeability of 3D micro-CT images by physics-informed CNNs based on DNS. *Computational Geosciences*, 27(2), pp. 245–262. https://doi.org/10.1007/s10596-022-10184-0

Gerke K.M., Korost D.V., Karsanina M.V., Korost S.R., Vasiliev R.V., Lavrukhin E.V. & Gafurova D.R. (2021). Modern approaches to pore space scale digital modeling of core structure and multiphase flow. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 197–213. https://doi.org/10.18599/GRS.2021.2.20

Gong H., Mu T., Li Q., Dai H., Li C., He Z., Wang W., Han F., Tuniyazi A., Li H., Lang X., Li Z., & Wang B. (2022). Swin-Transformer-Enabled YOLOv5 with Attention Mechanism for Small Object Detection on Satellite Images. *Remote Sensing*, 14(12), 2861. https://doi.org/10.3390/rs14122861

Graczyk K.M., Matyka M. (2020). Predicting porosity, permeability, and tortuosity of porous media from images by deep learning. *Scientific Reports*, 10(1), 21488. https://doi.org/10.1038/s41598-020-78415-x

Iklassov Z., Medvedev D., Nazarov O. & Razzokov S. (2022). AI for Porosity and Permeability Prediction from Geologic Core X-Ray Micro-Tomography. *ArXiv preprint*, pp. 1–7. https://doi.org/10.48550/arXiv.2205.13189

Jackson S.J., Niu Y., Manoorkar S., Mostaghimi P., & Armstrong R.T. (2021). Deep learning of multi-resolution X-Ray micro-CT images for multi-scale modelling. *ArXiv preprint*, pp. 1–21. http://arxiv.org/abs/2111.01270

Jia Deng, Wei Dong, Socher R., Li-Jia Li, Kai Li, & Li Fei-Fei. (2009). ImageNet: A large-scale hierarchical image database. CVPR09, pp. 248–255. https://doi.org/10.1109/cvprw.2009.5206848

Kadyrov R., Glukhov M., Statsenko E. & Galliulin B. (2020). Enigma of ferruginous inclusions in Permian evaporites. *Arabian Journal of Geosciences*, 13(20), 1058. https://doi.org/10.1007/s12517-020-05995-3

Kadyrov R., Nurgaliev D., Saenger E.H., Balcewicz M., Minebaev R., Statsenko E., Glukhov M., Nizamova A., & Galiullin B. (2022). Digital rock physics: Defining the reservoir properties on drill cuttings. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 210, 110063. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110063

Kadyrov R., Starovoytov A. & Utemov E. (2020). Application of wavelet analysis of X-Ray computed tomography histogram for phase segmentation. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 516(1), 012005. https://doi.org/10.1088/1755-1315/516/1/012005

Kadyrov R., Statsenko E. & Galiullin B. (2018). The porous space structure of domanik shales in the east of Russian plate. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*, 18(1.4), pp. 907–914. https://doi.org/10.5593/sgem2018/1.4/S06.118

Kadyrov R., Statsenko E. & Nguyen T.H. (2024). Integrating μCT imaging of core plugs and transfer learning for automated reservoir rock characterization and tomofacies identification. *Marine and Petroleum Geology*, 168, 107014. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.107014

Kalule R., Abderrahmane H.A., Alameri W. & Sassi M. (2023). Stacked ensemble machine learning for porosity and absolute permeability prediction of carbonate rock plugs. *Scientific Reports*, 13(1), 9855. https://doi.org/10.1038/s41598-023-36096-2

Karimpouli S., Kadyrov R. (2022). Multistep Super Resolution Double-U-net (SRDUN) for enhancing the resolution of Berea sandstone images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 216, 110833. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110833

Karimpouli, S., Kadyrov, R., Siegert, M., & Saenger, E. H. (2024). Applicability of 2D algorithms for 3D characterization in digital rocks physics: an example of a machine learning-based super resolution image generation. *Acta Geophysica*, 72(2), pp. 861–874. https://doi.org/10.1007/s11600-023-01149-7

Khan M.I., Khanal A. (2024). Machine Learning Assisted Prediction of Porosity and Related Properties Using Digital Rock Images. *ACS Omega*, 9(28), pp. 30205–30223. https://doi.org/10.1021/acsomega.3c10131

Kim S., Kim H. (2016). A new metric of absolute percentage error for intermittent demand forecasts. *International Journal of Forecasting*, 32(3), pp. 669–679. https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2015.12.003

Latief, F. D. E., Fauzi, U., Irayani Z. & Dougherty G. (2017). The effect of X-ray micro computed tomography image resolution on flow properties of porous rocks. *Journal of Microscopy*, 266(1), pp. 69–88. https://doi.org/10.1111/jmi.12521

Lavrukhin E.V., Gerke K.M., Romanenko K.A., Abrosimov K.N., & Karsanina M.V. (2021). Assessing the fidelity of neural network-based segmentation of soil XCT images based on pore-scale modelling of saturated flow properties. *Soil and Tillage Research*, 209, 104942. https://doi.org/10.1016/j.still.2021.104942

Lavrukhin E.V., Murygin D.A., Toropov K.V., Khlyupin A.N. & Gerke K.M. (2025). Development of Synthetic Tomography Methods for Porous Media. *Mathematical Models and Computer Simulations*, 17(1), pp. 34–45. https://doi.org/10.1134/S2070048224700704

Liu H., Ma C. & Zhu C. (2022). X-ray Micro CT Based Characterization of Pore-Throat Network for Marine Carbonates from South China Sea. *Applied Sciences* (Switzerland), 12(5), 2611. https://doi.org/10.3390/app12052611

Liu Z., Lin Y., Cao Y., Hu H., Wei Y., Zhang Z., Lin S. & Guo B. (2021). Swin Transformer: Hierarchical Vision Transformer using Shifted Windows. *Proceedings of the IEEE International Conference on Computer Vision*, pp. 9992–10002. https://doi.org/10.1109/ICCV48922.2021.00986

McPhee C., Reed J. & Zubizarreta I. (2015). Developments in Petroleum Science. Volume 64. Core Analysis: A BestPractice Guide (1st Edition). Elsevier Science Ltd, 852 p.

Mohammed A.S., Almutahhar M., Sattar K., Alhajeri A., Nazir A. & Ali U. (2023). Deep learning based porosity prediction for additively manufactured laser powder-bed fusion parts. *Journal of Materials Research and Technology*, 27, pp. 7330–7335. https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.11.130

Naftaly M., Tikhomirov I., Hou P. & Markl D. (2020). Measuring Open Porosity of Porous Materials Using THz-TDS and an Index-Matching Medium. *Sensors*, 20(11), 3120. https://doi.org/10.3390/s20113120

Ortiz A.F., Herrera E.H. & Santos N. (2020). Porosity prediction from X-ray computed tomography logs (RHOB and PEF) using Artificial Neural Networks (ANN). *Boletín de Geología*, 42(3), pp. 141–149. https://doi.org/10.18273/revbol.v42n3-2020006

Paszke A., Gross S., Massa F., Lerer A., Bradbury J., Chanan G., Killeen T., Lin Z., Gimelshein N., Antiga L., Desmaison A., Köpf A., Yang E., DeVito Z., Raison M., Tejani A., Chilamkurthy S., Steiner B., Fang L., Bai J., Chintala S. (2019). PyTorch: An imperative style, high-performance deep learning library. In H. Wallach, H. Larochelle, A. Beygelzimer, F. Alché-Buc, E. Fox, & R. Garnett (Eds.). *Advances in Neural Information Processing Systems*, 32, pp. 1–12. https://doi.org/10.48550/arXiv.1912.01703

Qu H., Peng Y., Huang J., Pan Z. & Zhou F. (2023). Modelling of the impact of stress concentration on permeability in porous medium based on machine learning method. *Geoenergy Science and Engineering*, 224, 211655. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211655

Shah S.M., Gray F., Crawshaw J.P. & Boek E.S. (2016). Micro-computed tomography pore-scale study of flow in porous media: Effect of voxel resolution. *Advances in Water Resources*, 95, pp. 276–287. https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2015.07.012

Shaik A.R., Al-Ratrout A.A., AlSumaiti A.M. & Jilani A.K. (2019). Rock Classification Based on Micro-CT Images using Machine Learning Techniques. D021S060R003. https://doi.org/10.2118/197651-MS

Shan L., Liu C., Liu Y., Kong W. & Hei X. (2022). Rock CT Image Super-Resolution Using Residual Dual-Channel Attention Generative Adversarial Network. *Energies*, 15(14), 5115. https://doi.org/10.3390/en15145115

Song R., Zheng L., Wang Y. & Liu J. (2020). Effects of Pore Structure on Sandstone Mechanical Properties Based on Micro-CT Reconstruction Model. *Advances in Civil Engineering*, (1), pp. 1–21. https://doi.org/10.1155/2020/9085045

Tembely M., AlSumaiti A.M. & Alameri W. (2020). A deep learning perspective on predicting permeability in porous media from network modeling to direct simulation. *Computational Geosciences*, 24(4), pp. 1541–1556. https://doi.org/10.1007/s10596-020-09963-4

Tiab D., Donaldson E.C. (2016). Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: Fourth Edition (Fourth Ed.). Elsevier, 894 p. https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0

Van Geet M., Swennen R. & Wevers M. (2000). Quantitative analysis of reservoir rocks by microfocus X-ray computerised tomography. *Sedimentary Geology*, 132(1–2), pp. 25–36. https://doi.org/10.1016/S0037-0738(99)00127-X

Varfolomeev I., Yakimchuk I. & Safonov I. (2019). An application of deep neural networks for segmentation of microtomographic images of rock samples. *Computers*, 8(4), 72. https://doi.org/10.3390/computers8040072

Wang D., Yang R., Zhang Z., Liu H., Tan J., Li S., Yang X., Wang X., Tang K., Qiao Y. & Su P. (2023). P-Swin: Parallel Swin transformer multi-scale semantic segmentation network for land cover classification. *Computers and Geosciences*, 175, 105340. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2023.105340

Wang Y.Da, Armstrong R.T. & Mostaghimi P. (2019). Enhancing Resolution of Digital Rock Images with Super Resolution Convolutional Neural Networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106261. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106261

Wu H.Y., Kuo C.L., Lin C.Y. & Chu W.T. (2025). Deep learning in the advanced core sample porosity determination with XCT image. *Earth Science Informatics*, 18(1), 17. https://doi.org/10.1007/s12145-024-01602-1

Xu X., Feng Z., Cao C., Li M., Wu J., Wu Z., Shang Y. & Ye S. (2021). An improved swin transformer-based model for remote sensing object detection and instance segmentation. *Remote Sensing*, 13(23), 4779. https://doi.org/10.3390/rs13234779

Yang S. (2017). Fundamentals of Petrophysics. Springer Berlin Heidelberg, 509 p. https://doi.org/10.1007/978-3-662-55029-8

Zhang H., Yu H., Yuan X., Xu H., Micheal M., Zhang J., Shu H., Wang G. & Wu H. (2022). Permeability prediction of low-resolution porous media images using autoencoder-based convolutional neural network. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109589. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109589

Zhang L., Jing W., Yang Y., Yang H., Guo Y., Sun H., Zhao J. & Yao J. (2019). The Investigation of Permeability Calculation Using Digital Core Simulation Technology. *Energies*, 12(17), 3273. https://doi.org/10.3390/en12173273

Zhang P., Lee Y.Il, & Zhang J. (2019). A review of high-resolution X-ray computed tomography applied to petroleum geology and a case study. *Micron*, 124, 102702. https://doi.org/10.1016/j.micron.2019.102702

Zheng D., Zhong H., Camps-Valls G., Cao Z., Ma X., Mills B., Hu X., Hou M., & Ma C. (2024). Explainable deep learning for automatic rock classification. *Computers & Geosciences*, 184, 105511. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2023.105511

Zollanvari A. (2023). Machine learning with Python: Theory and implementation. Machine Learning with Python: Theory and Implementation. Springer International Publishing, 452 p. https://doi.org/10.1007/978-3-031-33342-2

About the Authors

Rail I. Kadyrov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: rail7777@gmail.com

Evgeny O. Statsenko – Junior Research Fellow, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Thanh Hung Nguyen – Junior Research Fellow, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Marta A. Skorobogatova – Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2025;
Accepted 30 June 2025; Published 20 December 2025

IN RUSSIAN

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

Прогнозирование пористости стандартных образцов керна на основе микротомографии, разметки с учителем и трансформера со сдвигаемыми окнами

Р.И. Кадыров, Е.О. Стаценко, Т.Х. Нгуен, М.А. Скоробогатова*
Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, Казань, Россия
**Ответственный автор: Раиль Илгизарович Кадыров, e-mail: rail7777@gmail.com*

Недавние достижения в области машинного обучения позволили автоматически анализировать изображения микротомографии (микро-КТ), способствуя более эффективной идентификации свойств горных пород. Целью данного исследования является прогнозирование экспериментально измеренной открытой пористости пород-коллекторов с использованием изображений микро-КТ стандартных образцов керна. Был собран набор данных из 136 образцов керна, включая 49 образцов песчаника и 87 образцов карбоната. Открытая пористость была экспериментально определена с использованием газового волюметра. Образцы керна (30 ± 1 мм в высоту и диаметр) были отсканированы с помощью микро-КТ с разрешением 34,6–38,0 мкм, что дало 16-битные стеки изображений. Набор данных состоял из 100 232 изображений (64 119 карбоната и 36 113 песчаника). Для маркировки изображений мы ввели контролируемый метод под названием «Сегментация неразрешенных пор с помощью экспериментального эталона» (SUPER), который сегментирует темные воксели для соответствия экспериментально измеренной открытой пористости, адаптируясь к характеристикам каждого образца. Были обучены три модели трансформера со сдвигаемыми окнами (Swin): универсальная модель и специализированные модели для песчаника и карбоната. Модели использовали трансферное обучение с весами ImageNet, за которым последовала тонкая настройка. Тестирование подтвердило, что специализированные модели превзошли универсальную модель. Это подчеркивает, что обучение ансамбля моделей, адаптированных к определенным типам пород, приводит к лучшей производительности, чем одна общая модель для прогнозирования пористости. Основная проблема возникла с песчаниками, особенно мелкозернистыми типами, где мелкие поры сливались из-за ограничений разрешения. Последующая работа должна быть направлена на улучшение разрешения изображений и непосредственное введение детализированных изображений в модель. Метод имеет потенциал применения для полноразмерного керна и ранней оценки пористости в неэкстрагированных стандартных образцах, включая хрупкие коллекторы с нефтью или битумами.

Ключевые слова: микро-КТ (микротомография), открытая пористость, коллектор, стандартный образец керна, машинное обучение, трансферное обучение, Swin (трансформер со сдвигаемыми окнами), прогнозирование пористости

Для цитирования: Kadyrov R.I., Statsenko E.O., Nguyen T.H., Skorobogatova M.A. (2025). Core Plug Porosity Prediction Using Microtomography, Supervised Labeling, and a Shifted Window Transformer. *Georesursy = Georesources,* 27(4), pp. 67–82. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.16

Благодарности

Работа выполнена за счет гранта Академии наук Республики Татарстан, предоставленного молодым кандидатам наук (постдокторантам) с целью защиты докторской диссертации, выполнения научно-исследовательских работ, а также выполнения трудовых функций в научных и образовательных организациях Республики Татарстан в рамках Государственной программы Республики Татарстан «Научно-технологическое развитие Республики Татарстан» (соглашение № 20/2024-ПД).

Сведения об авторах

Раиль Илгизарович Кадыров – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5
e-mail: rail7777@gmail.com

Евгений Олегович Стаценко – младший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Тхань Хынг Нгуен – младший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Марта Андреевна Скоробогатова – инженер, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Статья поступила в редакцию 11.03.2025;
Принята к публикации 30.06.2025; Опубликована 20.12.2025

© 2025 Коллектив авторов
Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

www.georс.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.7

УДК 551.4.044:528.88:551.2:551.248.1:553.4

Интерпретация линеаментов в пределах западной части Байкало-Патомского пояса с применением мультимасштабного тектонофизического подхода в контексте прогноза рудообразующих систем

С.А. Устинов[*], *В.А. Петров, А.А. Андреев, А.Д. Свечеревский, И.А. Кочкин, В.В. Шухов*

Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия

В статье на примере территории западной части Байкало-Патомского пояса на основе последовательного занижения пространственного разрешения цифровой модели рельефа FABDEM предложен авторский подход к автоматическому выделению линеаментов, отражающих различные масштабные уровни развития каркаса разрывных нарушений. Представлены результаты комплексного пространственно-геометрического анализа выделенных линеаментов, маркирующих разноранговые разрывные структуры. На основе корреляционного анализа выделены группы структур, однозначно отвечающих определённому масштабному уровню. Для реконструкции параметров напряженно-деформированного состояния, кинематики предполагаемых разрывных структур и восстановления последовательности этапов тектогенеза, парагенезис выделенных на каждом этапе генерализации цифровой модели рельефа структур интерпретировался на основе модели сдвига, предложенной П.Л. Хэнкоком. В результате в истории геологического развития территории установлены три последовательных этапа тектогенеза, характеризующихся: I) субширотной – восток-северо-восточной, II) северо-восточной и III) северо-западной ориентировками оси максимального сжатия. Первый этап проявлен на всех масштабных уровнях и отвечает процессам аккреционно-коллизионного взаимодействия окраины Сибирского кратона с микроконтинентами и островодужными террейнами. Второй и третий этапы проявлены исключительно на локальном уровне и коррелируют с формированием субширотных сдвигов и надвигов в северо-западном направлении. Полученные результаты на основе расчета коэффициента тенденции к сдвигу и визуализации наиболее гидравлически активных сегментов разрывных структур легли в основу создания разномасштабных прогнозно-поисковых моделей полезных ископаемых территории с учетом выявленных этапов тектогенеза. Установлено, что наибольшую роль в локализации металлического оруденения сыграли первый и второй этапы. В этом случае точность комплексной модели составила 94%.

Ключевые слова: дистанционное зондирование Земли, цифровая модель рельефа, линеаментный анализ, разлом, тектонофизический анализ, структурно-геоморфологический метод, напряженно-деформированное состояние, прогнозно-поисковая модель полезных ископаемых, Байкальская складчатая область, Байкало-Патомский пояс

Для цитирования: Устинов *С.*А., Петров В.А., Андреев А.А., Свечеревский А.Д., Кочкин И.А., Шухов В.В. (2025). Интерпретация линеаментов в пределах западной части Байкало-Патомского пояса с применением мультимасштабного тектонофизического подхода в контексте прогноза рудообразующих систем. *Георесурсы,* 27(4), с. 83–106. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.7

Введение

Разрывные структуры (разломы, трещины) в земной коре, которые в наиболее общем определении представляют собой нарушение сплошности горных пород без смещения или со смещением по плоскости разрыва, формируются на всём протяжении геологической истории Земли в зависимости от действовавших в определённое время геодинамических обстановок. Данные структуры образуют ослабленные зоны, выступают в роли границ литосферных плит и тектонических блоков земной коры, по которым происходит или происходило их перемещение, а также имеют важное значение в качестве путей и каналов для поступления глубинного мантийного вещества или флюида в приповерхностные участки

[*] Ответственный автор: Степан Андреевич Устинов
e-mail: stevesa@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

и на поверхность Земли. Кроме того, разрывные нарушения могут быть древними, действовавшими на определенном этапе геологической истории, или могут проявлять сейсмическую активность в настоящее время, периодически приводя к возникновению очагов землетрясений (Шерман, 2014).

Важно отметить, что разрывные нарушения земной коры формируются не только под воздействием региональных тектонических напряжений, но и в результате глобальных процессов, связанных с планетарной трещиноватостью и реологическими особенностями горных пород. Планетарная трещиноватость, обусловленная общеземными напряжениями, создает систему ослабленных зон, которые могут наследоваться на различных масштабных уровнях – от микротрещин до региональных разломов (Кац и др., 1986; Anders, Wiltschko, 1994; Шерман, 2014). Эти структуры часто служат основой для последующей тектонической активизации, определяя ориентировку и морфологию вновь сформированных разрывов.

Реологические свойства горных пород, такие как вязкость, прочность и анизотропия, играют ключевую роль в локализации деформаций. Например, хрупкие породы (граниты, кварциты) склонны к образованию дискретных разломов с четкими сместителями, тогда толщи с пластичными свойствами (глинистые сланцы, каменная соль) деформируются путем смятия или течения, формируя зоны рассланцевания (Faulkner et al., 2011). Кроме того, изменение реологических параметров с глубиной (переход от хрупкого к пластичному поведению) контролирует вертикальную сегментированность разрывных зон, что важно для понимания их флюидопроводящей функции (Faulkner et al., 2018).

Несмотря на то, что существует огромное множество работ по исследованию механизмов формирования разрывных нарушений, их описанию, выделению типов, тектонофизической интерпретации, разработано большое количество методов структурно-геологического и тектонического картирования, задача массовой идентификации и классификации разломов в пределах обширных площадей остаётся достаточно сложно реализуемой. Наиболее достоверным способом до сих пор являются полевые геологические исследования с заверкой выявленных структур горными выработками (канавами, скважинами). При этом подобные изыскания, ввиду значительных затрат и учитывая целесообразность (например, с целью поисков месторождений полезных ископаемых), обычно проводятся только в пределах небольших участков – перспективных областей на различные типы полезных ископаемых (ПИ): месторождений, рудных полей и их флангов.

Для картирования разрывных структур в пределах более протяженных территорий применяются различные геофизические (наземные, аэросъемка, съемка с помощью беспилотных летательных аппаратов) методы, результаты интерпретации которых в контексте выявления тектонических структур, особенно разновозрастных и разноранговых, также не всегда однозначны. Результаты применения перечисленных методов часто используются при составлении разномасштабных государственных геологических карт (ГГК), для которых проводится сбор, анализ и генерализация всей имеющейся геологической информации для территории не только по типам и возрастам горных пород, но и по разрывной тектонике. Это приводит к тому, что каркас разрывных нарушений, отраженный на ГГК, оказывается сегментированным и в различной степени недоизученным.

Для идентификации разрывных структур в пределах обширных площадей часто применяется линеаментный анализ. Термин «линеамент» уже более ста лет назад предложил американский геолог У. Хоббс (Hobbs, 1904). Данное определение напрямую связано с морфологическими особенностями земной поверхности. В классическом понимании – это прямолинейные отрицательные формы рельефа, экспонированные прямолинейные склоны, эскарпы и уступы, последовательность прямолинейных отрезков мелких водотоков, пересекающих в одном направлении водоразделы и долины, прямолинейные осевые линии водоразделов, участки сгущения и перегибов горизонталей. Учитывая спорные вопросы, касающиеся эволюции рельефа земной поверхности, некоторые геологи относятся крайне скептически к линеаментному анализу. Отдельные исследователи полагают, что особенности рельефа отражают только молодые (неотектонические) разрывные структуры и не могут быть использованы для реконструкции древних тектонических этапов (Буртман и др., 1980; Макаров, 2008). Другие сходятся в мнении, что рельеф эволюционировал на протяжении всей геологической истории и может отражать древние наиболее проявленные периоды тектогенеза (Кац и др., 1986; Видяпин, Бондарь, 2021; Устинов и др., 2024а). Также возникает вопрос достоверности выделения разлома по идентифицированным линеаментам. Безусловно, рельеф на протяжении его эволюции подвергался воздействию экзогенных процессов, включая эрозию, тем не менее авторы данной статьи, основываясь на своём обширном опыте дешифрирования геологических структур, полагают, что не каждый линеамент (особенно непротяженный) отражает разломную зону, но каждая осевая линия (сместитель) протяженного разлома, выходящая на дневную поверхность, будет маркироваться линеаментом. В силу отсутствия других методов достоверной массовой идентификации разрывных структур, линеаментный анализ может рассматриваться как наиболее эффективный дистанционный подход восстановления каркаса разрывных нарушений и глубинного тектонического строения в пределах обширных территорий (Кац и др., 1986).

На современном этапе развития науки и техники с запуском большого количества космических аппаратов появляется возможность получения и анализа разноплановых данных дистанционного зондирования Земли, включая радарную, радиолокационную, мульти- и гиперспектральную съемки. Структурно-линеаментный анализ может быть осуществлен на основе трехмерной визуализации рельефа земной поверхности, для которой возможно использовать результаты космической радарной топографической съемки, позволяющих создавать цифровую модель рельефа (ЦМР). Линеаменты на ЦМР выделяются ручным или автоматическим способами.

Необходимо отметить, что в большинстве работ линеаменты выделяются по одно- или многоканальным космоснимкам, по которым не всегда хорошо прослеживаются особенности рельефа, а в качестве линейных объектов

выделяют даже границы смены растительности, что приводит к значительным ошибкам. Также, не существует общепринятой методики интерпретации результатов выделения сети линеаментов в геодинамическом, тектоническом и тектонофизическом контекстах.

Кроме того, при проведении структурно-линеаментного анализа исследователи чаще всего выделяют одноранговые, обычно непротяженные, линеаменты, не учитывая при этом масштабный эффект в развитии интерпретируемых разрывных структур. Данный эффект заключается в «изменении каких-либо свойств природных или искусственных объектов и материалов при варьировании их геометрических параметров», что справедливо и для разрывных нарушений (Faulkner et al., 2011; Петров и др., 2017; Петров и др., 2019). Как показали многие модельные опыты, при заложении протяженной разрывной зоны в определенной последовательности формируются системы и эшелоны оперяющих её трещин различных кинематических типов разных рангов, отражающих определённый масштабный уровень.

В представленной работе на примере западной части Байкало-Патомского пояса разработана и заверена методика интерпретации пространственного положения линеаментов, которая позволяет на основе структурно-геоморфологических, пространственно-геометрических, пространственно-плотностных и тектонофизических подходов не только выявлять параметры сдвиговых тектонодинамических процессов, различающихся по масштабам проявления, но и устанавливать специфические особенности развития каркаса разноранговых разрывных нарушений, определяющих размещение рудных объектов в пределах территории. Это открывает возможности для создания структурных разномасштабных прогнозно-поисковых моделей (ППМ) на различные типы ПИ.

Объект исследования

Байкало-Патомский пояс (БПП), западная часть которого рассмотрена в качестве объекта исследования, входит в структуру Байкальской складчатой области (БСО), являющейся, в свою очередь, элементом Центрально-Азиатского подвижного пояса. Помимо БПП, в составе БСО среди структур первого порядка выделяют Байкало-Муйский складчатый пояс (БМП) и Баргузино-Витимский супертеррейн. Большинство исследователей сходятся в мнении, что данные структуры формировались в единой последовательности главных тектономагматических этапов развития БСО на протяжении последнего миллиарда лет. Обобщённая геолого-металлогеническая схема западной части БПП представлена на рисунке 1.

Строение БПП в основном определяют неопротерозойские структуры, сложенные единым карбонатно-терригенным патомским комплексом, и заложенные на раннедокембрийском фундаменте Ангарской и Алданской плит Сибирского кратона, который вскрыт в пределах Чуйского, Тонодского и Нечерского гранитоидных выступов. В поперечном сечении БПП четко обособлены внешняя структурная зона, отвечающая краевому прогибу (Прибайкальская зона), и внутренняя зона, включающая континентальные рифты (Олокитская зона), внутренние поднятия (Мамская зона) и прогибы (Патомская, Делюн-Уранская и Бодайбинская зоны) (Рыцк и др. 2011). Во внутренней структурной зоне БПП, в пределах Ангарской плиты, преобладают северо-восточные простирания осадочных толщ и линейных структур (рис. 1Г), а в пределах Алданской плиты доминируют субширотные и северо-западные простирания. Формирование общей структуры БПП связывается с первичной морфологией палеобассейнов осадконакопления (Салоп, 1964), либо с крупномасштабными деформациями, завершившимися в конце раннего палеозоя (Зоненшайн и др. 1990).

Классическое представление о тектонической природе БПП большинством авторов так или иначе связывается с эволюцией палеошельфа пассивной окраины Сибирского кратона и основано на модели ее аккреционно-коллизионного взаимодействия с различными микроконтинентами и островодужными террейнами в конце позднего докембрия и в раннем палеозое (Гусев, Хаин, 1995; Гордиенко, 2006; Гордиенко и др., 2013; Станевич и др., 2007; Чугаев и др., 2018; Никишин и др., 2010). В работе (Зорин и др., 2009) эволюция БПП тесно увязывается с развитием субдукционных процессов в БМП, и осадочные комплексы сопоставляются с образованиями задуговых бассейнов. Согласно (Хоментовский, Постников, 2001), эволюция БПП включает длительный период эпиконтинентального рифтогенеза, пассивную континентальную окраину Байкало-Витимского океанического бассейна, задуговый бассейн Средневитимской островной дуги, остаточный бассейн в тылу аккреционной зоны и, наконец, бассейн форланда в тылу покровно-складчатого пояса и завершающий эпиконтинентальный шельфовый бассейн в конце позднего венда.

Существует и альтернативная модель, которая базируется на рифтогенном формировании структур БСО и основана на современных, полученных за последнее десятилетие, геологических, геохронологических и изотопно-геохимических данных. Согласно ей, на рубеже 790–755 млн лет (Андреев и др., 2022) произошло коллизионное совмещение Анамакит-Муйского террейна, составной части Баргузино-Витимского супертеррейна, с континентальной окраиной Сибирского кратона. Зона коллизии маркируется гнейсо-гранитами раннебайкальского комплекса, которые установлены в Горемыкском, Муйском, Умоликитском и Водораздельном тектонических блоках БМП. Следствием этого события стало формирование аккреционно-коллизионного орогена с рециклированной древней континентальной корой. Поздний рифей характеризуется растяжением с последующим распадом суперконтинента Родиния под воздействием мантийного плюма (Кузьмин, Ярмолюк, 2016). Процессы континентального рифтогенеза раннебайкальского этапа, стартовавшие в Олокитской зоне БПП, завершились к рубежу 660–640 млн лет локализацией растяжения в Кичерской зоне БМП, которое привело к деструкции раннедокембрийской коры и образованию позднебайкальской ювенильной коры в рифтогенных структурах различной степени раскрытия (Андреев и др., 2022).

В конце позднего неопротерозоя завершилось структурное обособление БСО. В результате ее морфоструктура стала подобна «деформированному ромбу» – универсальному морфотипу тектонических структур, образованных вследствие сдвиговых деформаций коры (Рыцк, 2020). В платформенной области Сибирского кратона,

пограничной с БСО, процессы позднебайкальского рифтогенеза привели к формированию Патомско-Вилюйского палеорифтового прогиба и сегментированных прогибов Ангаро-Ленской (Прибайкальской) зоны (Рыцк, 2020).

Подводя итог анализу проведенных ранее реконструкций геодинамической истории развития можно отметить, что в пределах исследуемой территории, учитывая её положение на сочленении структур Сибирской платформы и Центрально-Азиатского складчатого пояса, начиная с архея до настоящего времени, происходили активные процессы осадконакопления, магматизма, метаморфических и метасоматических преобразований пород, интенсивные тектонические вертикальные и горизонтальные перемещения блоков земной коры на разных уровнях глубинности. Эти явления сопровождались концентрированием, перераспределением ПИ и активным рудообразованием. Почти с каждым этапом геологического развития связано формирование месторождений ПИ (Митрофанова и др., 2012).

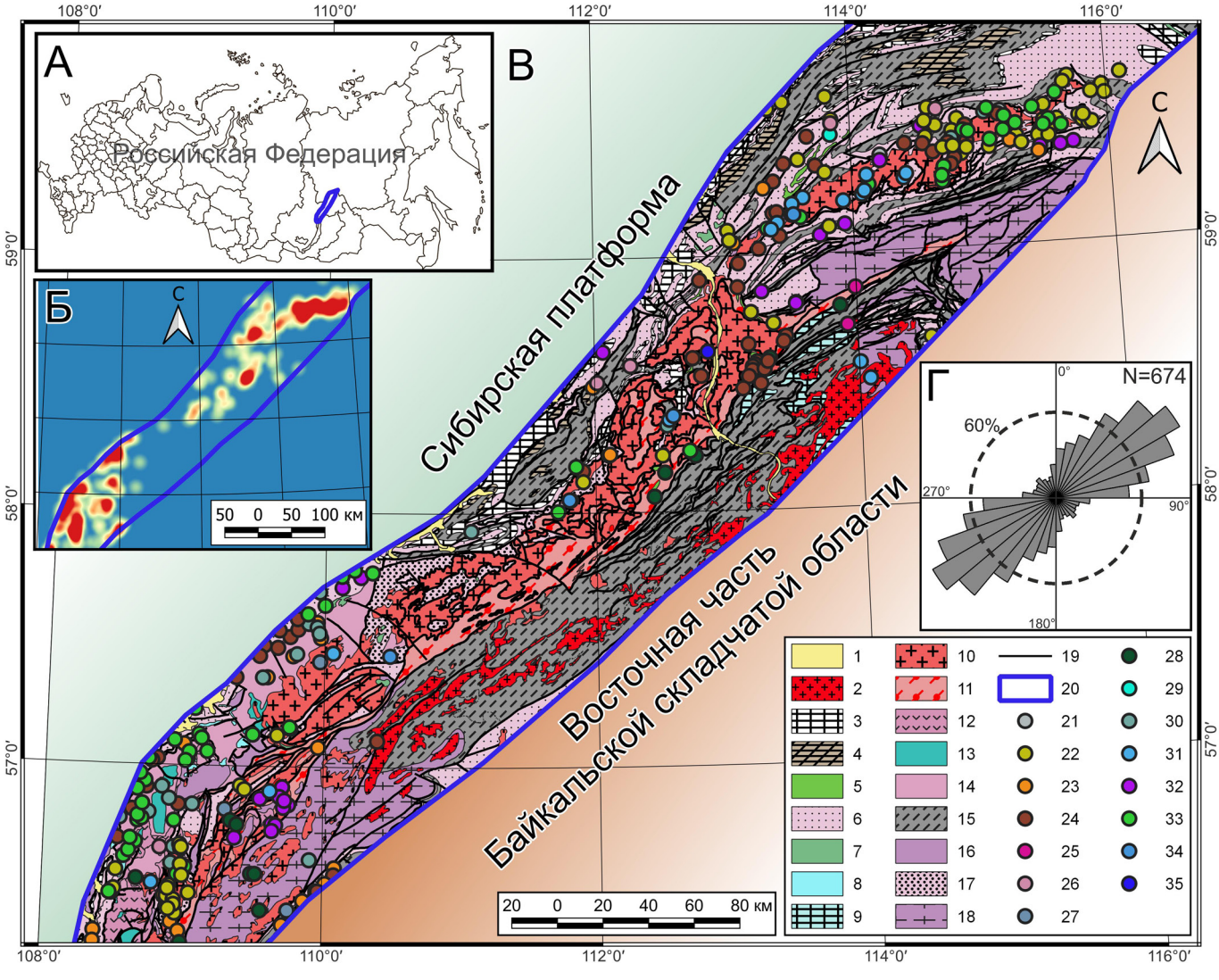


Рис. 1. Обобщенные авторами материалы по западной части Байкало-Патомского пояса. А – расположение территории исследования относительно субъектов Российской Федерации. Б – относительная удельная экстенсивность металлического оруденения от синего (наименьшая плотность объектов) к красному (наибольшая плотность объектов). В – геолого-металлогеническая схема западной части Байкало-Патомского пояса по материалам ГГК О-49 и О-59 (Макарьев и др., 2010; Митрофанова и др., 2012): 1 – неоген-четвертичные отложения; 2 – Мамский комплекс пегматоидных гранитов и пегматитов (O-S); 3 – Карбонатные породы Ченчинской свиты (RF_3); 4 – Мергели Никольской свиты (RF_3); 5 – дайки и силлы Медвежевского вулканического комплекса (RF_2); 6 – вулканические комплексы среднего рифея (песчаники, конгломераты, туфопесчаники); 7 – Чайский комплекс умеренно-щелочных габбродолеритов (KR_2); 8 – Парусный монцонитовый комплекс (KR_2); 9 – мраморы и кристаллические известняки Конкудерской толщи (KR2); 10 – граниты Чуйско-Нечерского коплекса (KR_2); 11 – Маломиньский динамо-метаморфический комплекс – катаклазиты, милониты, бластомилониты (KR2); 12 – андезитовый вулканический комплекс (KR_2); 13 – Леводомугдинский граносиенитовый комплекс (KR_2); 14 – трахидациты Домугдинского вулканического комплекса (KR_2); 15 – сланцы (KR_2); 16 – риодациты Хибеленского вулканического комплекса (KR_2); 17 – туфы Большеминьского вулканического комплекса (KR_1); 18 – гнейсы, гранито-гнейсы и сланцы Чуйской толщи (KR_1:AR_2); 19 – закартированные разрывные нарушения; 20 – границы площади исследования; 21–37 – месторождения и рудопроявления металлических ПИ (вне масштаба): 21 – Ag; 22 – Au; 23 – Cu; 24 – Fe; 25 – Li; 26 – Mn; 27 – Mo; 28 – Nb, Ta; 29 – Ni, Co; 30 – Pb, Zn; 31 – Sn; 32 – Ti; 33 – U; 34 – W; 35 – Zr, Y, Yb. Г – роза-диаграмма ориентировки закартированных разрывных нарушений; N – количество объектов.

С точки зрения металлогении территория входит в Саяно-Забайкальскую провинцию и Байкало-Патомскую минерагеническую субпровинцию. Известные рудные объекты включены в Чуйско-Тонодскую золото-редкометалльно-урановo-железорудную минерагеническую зону (Макарьев, Миронов, 2014). Важнейшие ПИ – золото и уран (рис. 1В). Второстепенное значение имеют объекты олова, а также вольфрама и бериллия. В рифейском обрамлении Тонодского и Чуйского гранитоидных поднятий также известны многочисленные проявления железа, титана и высокоглиноземистого сырья.

В контексте полученных результатов представляемого исследования необходимо отметить, что территория западной части БПП характеризуется крайне сложным тектоническим строением. Здесь распространены разрывные нарушения, имеющие северо-восточную, северо-западную, реже близширотную и субмеридиональную ориентировки. Установлено преобладание северо-западной вергентности поверхностей сместителей разрывных нарушений главных направлений, согласующейся с вергентностью складчатых структур, что свидетельствует об их взаимосвязи; широкое проявление полицикличных надвиговых дислокаций в зоне сочленения Сибирской платформы и складчатой области, наличие мощных зон динамометаморфизма. Разрывные нарушения северо-западной ориентировки, несмотря на четкую выраженность в рельефе, изучены слабо и выявляются в основном по геофизическим и дистанционным данным. В результате полевых работ и проведенного геологического картирования северо-западные разломы однозначно идентифицированы как левые сдвиги (Ковешников и др., 1989). Нарушения субширотной ориентировки, по мнению исследователей, заложены в поздние этапы тектонической активизации (Шманкевич и др., 1983). На дневной поверхности эти нарушения проявлены крупными уступами и зонами интенсивного рассланцевания пород. По данным работ предшественников (Иванов и др., 1982), эти разрывные нарушения мезоглубинные, а время заложения большинства из них относят к раннему протерозою. Большая часть всех разрывных нарушений неоднократно подновлялась в течение длительной геологической истории развития территории, что привело к формированию мощных зон катаклаза, милонитизации и рассланцевания пород (Макарьев и др., 2010; Митрофанова и др., 2012). Во многих случаях современная гидросеть наследует черты и определяется тектоникой, что позволяет использовать структурно-геоморфологический анализ для достоверной реконструкции элементов каркаса разрывных нарушений.

Материалы и методы

Выделение линеаментов в пределах рассматриваемой территории, в отличие от большинства работ по реализации линеаментного анализа, учитывая тесную связь термина «линеамент» с морфологическими особенностями рельефа и результаты исследований авторов статьи для других территорий, осуществлённых на основе данного подхода, проводилось не с использованием космоснимков, а с помощью визуализации и анализа ЦМР (Устинов, Петров, 2016; Минаев и др., 2024a; Минаев и др., 2024b; Устинов и др., 2024a). Данный подход, учитывая возможности искусственного компьютерного масштабирования поверхности Земли и разнообразие инструментов для её визуализации, эффективен даже в областях со слабо расчленённым рельефом. ЦМР территории визуализировалась в геоинформационной (ГИС) среде с использованием открытых и отфильтрованных (с удалением техногенных объектов и лесов) данных FABDEM (Forest And Buildings removed Digital Elevation Model) с исходным пространственным разрешением ≈30 метров на пиксель, созданных на основе радарной интерферометрической съемки поверхности земного шара COPDEM-30 (Copernicus DEM) (Hawker et al., 2022). Результаты съемки предоставляются в виде растровых изображений со значениями высотных отметок рельефа для каждого пикселя в формате GeoTIFF, содержащем метаданные о географической привязке (рис. 2А). В дальнейшем инструментальными средствами ГИС возможно осуществить визуализацию ЦМР, например, в виде схемы теневого рельефа, для достижения наилучшего результата выделения линеаментов (рис. 2Б). Линеаменты на основе ЦМР выявлялись автоматически с помощью разработанного с участием отдельных авторов статьи программного обеспечения (ПО) с применением нейросетевых технологий (Гришков и др., 2023), что позволило добиться автоматического выделения линейных структур таким образом, как это сделал бы оператор-эксперт.

До процедуры идентификации линеаментов, для наиболее оптимального их выделения с использованием автоматических программных средств, применялся метод нелинейной направленной фильтрации ЦМР, что позволило подчеркнуть все морфоструктурные особенности территории при возможных положениях источника света. Направленная фильтрация, в соответствии с общеизвестными методиками (Paplinski, 1998; Suzen, Toprak, 1998; Enoh et al., 2021), производилась по четырем основным направлениям: С–Ю (0°), СВ–ЮЗ (45°), В–З (90°), ЮВ–СЗ (135°), с построением соответствующих схем теневого рельефа и выделением по каждой из них линеаментов с помощью разработанного ПО (рис. 2В-Е). Далее выделенные линейные элементы объединялись в единый слой, отражающий все возможные линеаменты на рассматриваемом уровне генерализации ЦМР в зависимости от структурных особенностей рельефа (рис. 2Ж).

Примененный подход, учитывая относительно высокое исходное пространственное разрешение используемой ЦМР (≈ 30 метров на пиксель), позволяет выделять на территории множество линеаментов, которые могут отражать относительно непротяженные разрывные структуры самых низких рангов (в масштабе исследуемой площади), характеризующие наиболее локальный уровень относительного других структур, формирующих общий каркас разрывных нарушений. Данные линейные элементы возможно проинтерпретировать в качестве так называемых «мегатрещин», оперяющих протяженные разломы (Петров и др., 2010; Ребецкий и др., 2017).

Для решения задачи идентификации протяженных разрывов высоких рангов, которые маркируются более протяженными линеаментами, а также идентификации всех линейных элементов рельефа, проявленных на различных масштабных уровнях, предложено искусственно «ухудшать» пространственное разрешение исходной ЦМР с определенным шагом, для каждого из которых

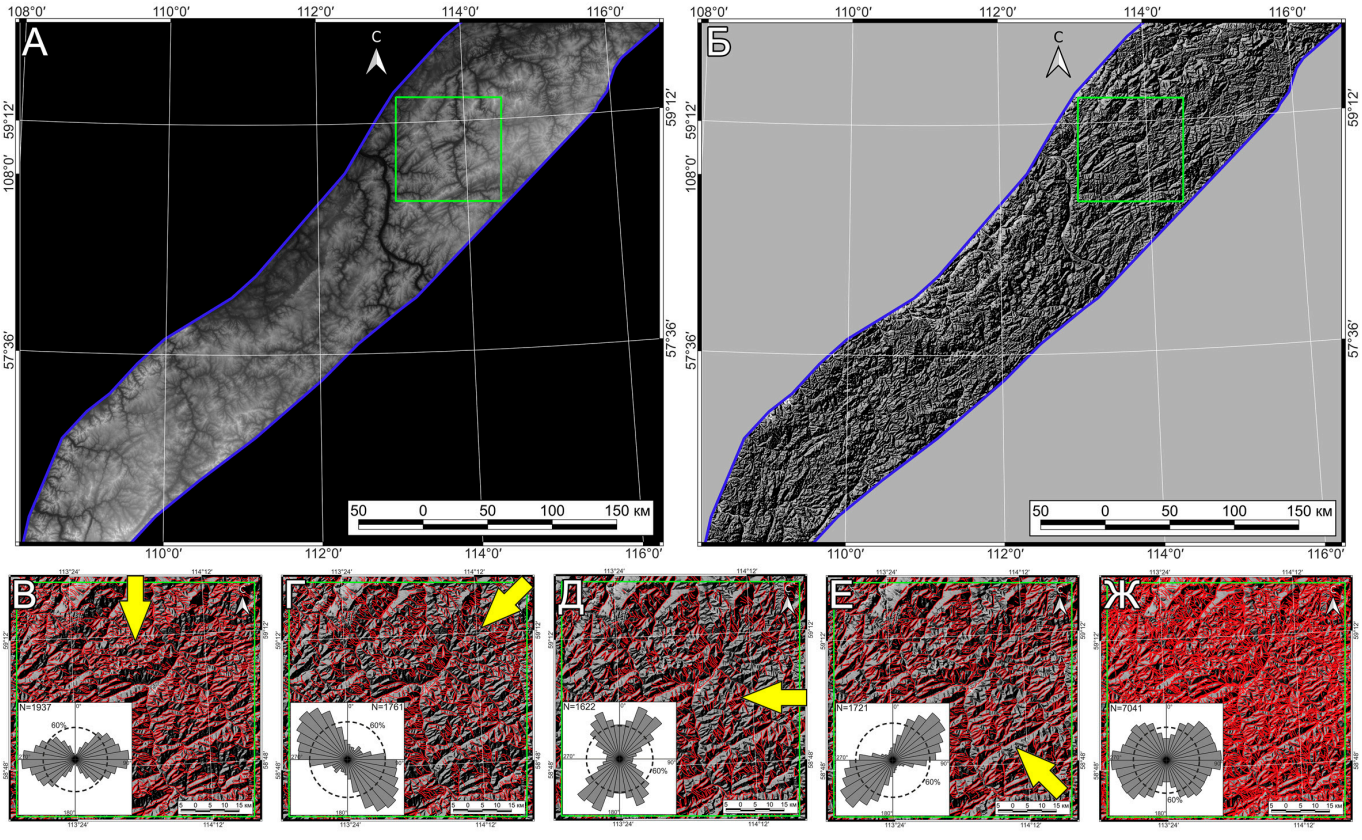


Рис. 2. Схема последовательности автоматического выделения линеаментов с помощью разработанного ПО на основе нейросетевых технологий (Гришков и др., 2023): А – исходные данные цифровой модели рельефа (ЦМР) FABDEM для исследуемой территории в формате GeoTIFF; Б – визуализированная ЦМР в теневом рельефе; В–Е – результат фильтрации фрагмента ЦМР территории с визуализацией в теневом рельефе по четырем основным направлениям (показаны желтой стрелкой): С–Ю (В), СВ–ЮЗ (Г), В–З (Д), ЮВ–СЗ (Е) с выделенными линеаментами (красные линии) и розами-диаграммами их ориентировок; Ж – суммарный результат выделения линеаментов по всем направлениям фильтрации ЦМР с её визуализацией в теневом рельефе.

процедуры фильтрации ЦМР по четырем направлениям и автоматического выделения линеаментов повторяются. Шаг занижения пространственного разрешения изображения ЦМР определён эмпирически с учетом минимальных потерь и исключения дублирования выделяемых линейных объектов, относящихся по геометрическим параметрам к одному рангу. Это позволило выделить линеаменты различной протяженности, отражающие разноранговые разломные структуры, и, тем самым, при дальнейшем тектонофизическом анализе учесть масштабный эффект в развитии элементов каркаса разрывных нарушений территории (Петров и др., 2017; Петров и др., 2019).

Ориентировки выделенных линеаментов и их пространственное распределение обычно для наглядности демонстрируют на розах-диаграммах и на схемах относительной удельной плотности. При создании роз-диаграмм в данной работе, в отличие от большинства структурно-тектонических исследований, учитывалось не только количество линейных объектов с разными азимутами простирания, но и их протяжённость, что позволило отобразить длины лучей на розах-диаграммах пропорционально сумме длин линейных объектов рассматриваемых интервалов простираний. Такой системный подход позволяет оценить выраженность на исследуемой площади определенных генераций линейных структур и косвенно сравнить величины проявления различных этапов деформаций.

Схемы относительной удельной плотности линеаментов демонстрируют их количество с учетом длины на единицу площади. Главными параметрами для построения данных схем в ГИС являются размер пикселя и радиус поиска, который по умолчанию всегда должен быть больше размера пикселя. Значение в каждом пикселе схемы плотности представляет собой отношение суммарной длины линейных объектов в пределах окружности, которая определяется радиусом поиска, к площади этой окружности. При этом в расчет берутся только линии или их части, которые находятся исключительно внутри окружности (рис. 3). Метод расчета относительной удельной плотности линеаментов с использованием окружностей выбран для минимизации краевых эффектов и обеспечения равномерного покрытия площади. Процент перекрытия окружностей составлял 20%, что позволило сохранить плавность переходов между значениями плотности. В соответствии с определенным шагом генерализации ЦМР, для которого проведена процедура выделения линеаментов, в зависимости от количества выделяемых линейных объектов, обозначенные параметры варьируют, постепенно увеличиваясь от локального к надрегиональному уровню. Шаг увеличения параметров для построения схем относительной удельной плотности также подбирался эмпирически, но в прямой зависимости от шага генерализации ЦМР.

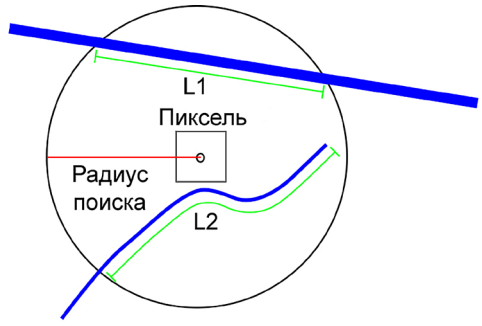


Рис. 3. Алгоритм создания схемы относительной удельной плотности линейных объектов в ГИС: синими линиями показаны линейные объекты; зелёными – части линейных объектов в пределах радиуса поиска (окружности); L1 и L2 – длины частей линейных объектов в пределах радиуса поиска, использованные при расчете значения плотности для обозначенного пикселя.

Помимо отсутствия учета масштабного эффекта в развитии каркаса разрывных нарушений при реализации линеаментного анализа, в контексте прогноза локализации ПИ, приуроченных к разломным структурам, исследователи часто рассматривают все линеаменты, маркирующие зоны разломов, в качестве перспективных областей для обнаружения рудной минерализации. Данный подход в корне неверный, так как системы разномасштабных разрывных структур, относящихся к различным генетическим (кинематическим) типам, формируются на определенных этапах тектогенеза и в зависимости от параметров действовавшего при их заложении напряженно-деформированного состояния (НДС). Исходя из кинематического типа разрывные структуры могут находиться в различных тектонофизических обстановках – от сжатия до растяжения, значительно влиявших на возможность миграции флюидов и отложения богатой рудной минерализации. Соответственно, чтобы восстановить данные обстановки, важно выявить тип каждой структуры. Это возможно сделать только с учетом тектонофизических моделей формирования разломной зоны.

В этой связи необходимо отметить, что, в соответствии с теорией разломообразования Е.М. Андерсона, выделяются три основных типа разломов: сбросы, сдвиги и взбросы (Anderson, 1905). При этом с использованием физико-механических опытов и моделей доказаны два основных механизма разрушения горных пород: отрыв и сдвиг, который может быть продольным и поперечным (Кочарян, 2021). Сдвиги, особенно по протяженным разломам, достаточно легко установить классическими структурными методами, доказав смещение блоков по плоскости разрыва (Кузьмин, 2018). Учитывая реконструированные предшественниками особенности геодинамического развития рассматриваемой территории – проявление аккреционно-коллизионных процессов причленения террейнов БСО к Сибирскому кратону в северо-западном направлении, возможно предполагать преимущественно сдвиговый характер деформаций при заложении протяженных надрегиональных разрывных структур. Очевидно, что данный установленный этап истории геологического развития территории являлся одним из наиболее мощных тектонических событий, которые нашли своё повсеместное отражение в рельефе. Далее, имели место, по разным оценкам, от одной до трех раннепалеозойских тектономагматических активизаций, в рамках которых, наиболее вероятно, не происходило формирование новых структур, а имело место неоднократное подновление (реактивация) ранее заложенных (Митрофанова и др., 2012).

На некотором расстоянии в обе стороны от плоскости сдвига обычно наблюдается структурно ослабленная зона, характеризующаяся повышенной, по сравнению с вмещающим массивом горных пород, плотностью трещин (разрывов), которая снижается по экспоненциальному закону по мере удаления от оси (сместителя) магистрального разрыва (Рац, Чернышев, 1970; Faulkner et al., 2011). Подобные области получили название «зона динамического влияния разлома» (Шерман и др., 1983; Шерман, 2014). Модельные опыты под руководством К.Ж. Семинского показали, что данная зона чаще всего крайне неоднородная, и в её структуре возможно выделить подзоны интенсивной (в обстановке локального растяжения – транстенсии) и пониженной (в обстановке локального сжатия – транспрессии) трещиноватости. Помимо прочего, ширина и свойства зон разломов сильно различаются с глубиной из-за увеличивающихся среднего давления и температуры, а также по простиранию из-за сложной геометрии разлома (Anders, Wiltschko, 1994; Wilson et al., 2003; Faulkner et al., 2018).

Исходя из вышесказанного, для реконструкции условий, в которых находятся установленные разноранговые структуры на определённом этапе тектогенеза, учитывая решающую роль сдвиговых деформаций в процессе миграции флюидов и отложения рудной минерализации, рассмотрены различные тектонофизические модели формирования парагенезиса трещин в зоне крупного (магистрального) сдвига (Riedel, 1929; Гзовский, 1975; Смирнов, 1976; Hancock, 1985). П.Л. Хэнкок приводит наиболее полную сводную схему рядов первичных и вторичных оперяющих структур, наблюдаемых в зонах сдвига до образования магистрального разрыва и после его формирования (Hancock, 1985) (рис. 4).

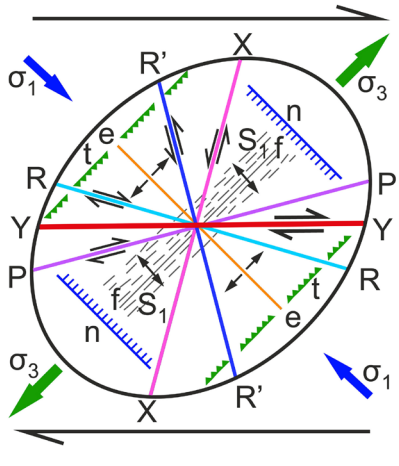


Рис. 4. Парагенезис структурных элементов, образующийся в сдвиговой разломной зоне при простом скалывании, по (Hancock, 1985), на примере правого сдвига: Y (красный) – магистральные сдвиги; R (голубой) и R' (синий) – сопряженные первичные сколы; X (розовый) и P (фиолетовый) – вторичные сколы; e (оранжевый) – отрывы; n (синий) – сбросы; t (зеленый) – взбросы; f – складки; S_1 – кливаж; стрелками показаны: σ_1 (синий) – ось максимального сжатия, σ_3 (зелёный) – ось максимального растяжения.

Данная модель, как наиболее комплексная, использована в нашей работе при интерпретации выделяемых линеаментов для реконструкции параметров сдвиговых НДС на различных уровнях генерализации ЦМР. С целью автоматизации процесса классификации линейных объектов разных рангов на основе модели П.Л. Хэнкока применено авторское ПО «Lineament Stress Calculator» (LSC) – автор А.Д. Свечеревский, которое отлично себя зарекомендовало в рамках многочисленных проведенных авторами статьи исследований по реконструкции сдвиговых тектонических напряжений с использованием выделенной линеаментной сети в зонах разломов (Минаев и др., 2024a; Минаев и др., 2024b; Устинов и др., 2024a).

После расчёта параметров НДС, действовавших на определённом этапе тектогенеза, важно визуализировать сегменты установленных разрывных структур различного кинематического типа с наибольшей степенью раскрытия и высокими значениями проницаемости. Данная задача может быть решена на основе расчета коэффициента тенденции к сдвигу (μ), позволяющему количественно оценить участки концентрации и рассредоточения деформаций по простиранию предполагаемой разрывной структуры (рис. 5). Коэффициент μ определяется как отношение сдвиговых (τ) к эффективным (σ_n) нормальным напряжениям (Fuchs, Müller, 2001):

$$\mu = \frac{\tau}{\sigma_n}.$$

Сдвиговые и эффективные напряжения могут быть рассчитаны по формулам (Jaeger, Cook, 1979):

$$\tau = \frac{S_1 - S_3}{2}\sin 2\phi,$$

$$\sigma_n = \frac{S_1 + S_3 - P_f}{2} + \frac{S_1 - S_3}{2}\cos 2\phi,$$

где S_1 – значение напряжений по оси максимального сжатия, S_3 – значение напряжений по оси наименьшего сжатия, P_f – флюидное давление, ϕ – угол между нормалью к плоскости разрывного нарушения и осью действия напряжения S_1.

При этом доказано, что наиболее гидравлически активные сегменты разрывных структур обладают $\mu \approx 0{,}6$ (Jaeger, Cook, 1979; Fuchs, Müller, 2001).

К сожалению, для проведения расчетов в соответствии с приведёнными формулами отсутствует достоверная информация о величинах напряжений и флюидного давления для определенного этапа тектогенеза и связанных с ним геодинамических обстановок развития литосферы. При этом известно, что для формирования протяженного надрегионального разлома сдвигового типа, отражающего коллизионно-аккреционные процессы, необходима значительная разница между значениями S_1 и S_3 при $S_1 > S_3$ (Зобак, 2018). Учитывая это, значения S_1 и S_3 приняты условно 70 и 20 МПа, соответственно. В таком случае сдвиговые напряжения при установленных значениях угла (φ) между нормалью к плоскости разрывного нарушения и осью действия напряжения S_1 достигают 25 МПа, что соответствует усреднённым значениям касательных напряжений для современных обстановок внутриплитного орогенеза и границ литосферных плит (Ребецкий и др., 2009). Кроме того, при таких значениях S_1 и S_3 для используемой выборки объектов расчетные значения коэффициента тенденции к сдвигу составляют от 0 до 0,67. Это значительно упрощает дальнейшую классификацию сегментов разрывных структур по проницаемости. Учитывая, что сегменты разрывных структур в зависимости от значений коэффициента тенденции к сдвигу показывают плавное уменьшение гидравлической активности по мере понижения коэффициента, то при дальнейшей визуализации гидравлически активными определены сегменты структур с коэффициентами μ в интервале от 0,45 до 0,67. Значения флюидного давления не учитывались, ввиду того, что не оказывают существенного влияния на итоговый результат. По модельным расчётам Ю.Л. Ребецкого флюидное давление отличается от литостатического

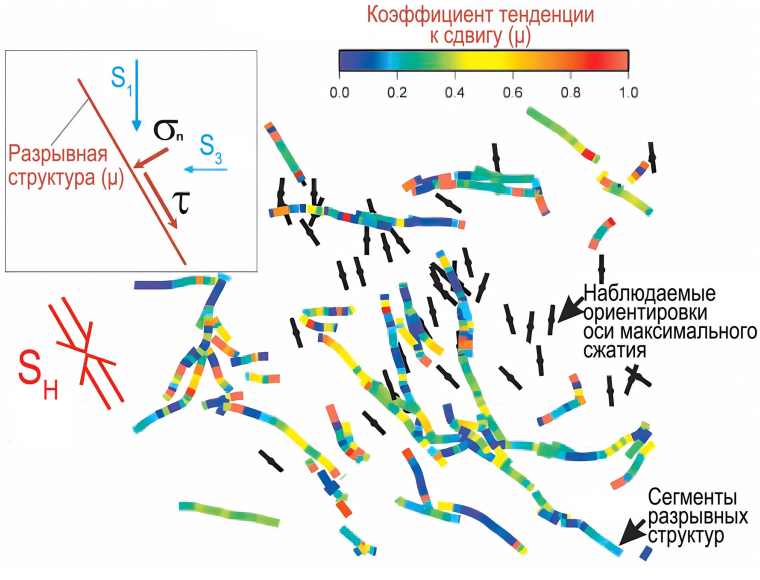


Рис. 5. Общая схема определения коэффициента тенденции к сдвигу (μ) на основе комбинации ориентировок региональных анизотропных напряжений (черные символы – ориентировка оси максимального сжатия) с ориентировками сегментов разрывных структур с расчетом отношения сдвигового (τ) к нормальному напряжению (σ_n) для сегментов разломов (Fuchs, Müller, 2001): S_1 – ось максимального сжатия, S_2 – ось минимального сжатия, S_H – региональная ориентировка оси максимального сжатия. Желтым и оранжевым цветами указаны сегменты, демонстрирующие наибольшую степень гидравлической активности.

для современных областей внутриплитного орогенеза в 0,6–0,8 раз (Ребецкий, 2008).

В рамках мультимасштабного подхода проводится выделение линеаментов и их тектонофизическая интерпретация. Это позволяет выявить параметры НДС, характерные для определенного этапа тектогенеза, и в установленных геодинамических условиях визуализировать наиболее гидравлически активные сегменты разломов на основе расчета коэффициента тенденции к сдвигу. Результатом являются комплексные структурно-тектонофизические ППМ локализации рудной минерализации, которые представляются в виде наглядных схем.

Среди множества подходов к прогнозному моделированию, для визуализации основных тектонофизических критериев размещения рудной минерализации в связи с выявленными разноранговыми разломными зонами, с учетом их кинематики, применён один из наиболее эффективных и широко используемых в металлогеническом картировании, прогнозе и поиске месторождений ПИ методов – создание весовой ППМ (Franca-Rocha, et al., 2003; Carranza, 2004; Porwal et al., 2010; Shahi, Rouhani, 2014). Данные модели базируются на статистических алгоритмах, которые позволяют определить условную вероятность наличия объекта в конкретном участке земной поверхности на основе пространственно визуализированных критериев и их корреляции с уже известными (эталонными) рудными объектами.

Основным принципом создания весовых ППМ является выделение факторов (критериев), которые в данном исследовании определяются степенью гидравлической активности сегментов разрывных структур на определённом этапе тектогенеза и имеют наибольшую значимость для концентрации ПИ. После выделения значимых пространственных критериев проводится их статистический анализ и оценка влияния каждого из них на вероятность наличия известных рудных объектов – определение значений коэффициентов веса. Эти данные затем объединяются в единую модель, которая позволяет определить условную вероятность наличия рудного объекта в конкретном участке земной поверхности. Весовые ППМ являются крайне эффективным инструментом прогноза, так как они позволяют объединять разнородные типы данных (геологические, геохимические, геофизические и другие) и выявлять скрытые связи между ними (Гитис и др., 2013). Это осуществляется за счет процедуры нормирования, то есть приведения шкалы значений пространственных критериев, которые находятся в различных интервалах для разнородных данных, отличающихся друг от друга иногда на порядки, к значениям от 0 до 1 для корректного их сравнения и интеграции в итоговую модель.

Результаты

Выделение линеаментов по мере последовательного занижения пространственного разрешения ЦМР позволило подчеркнуть особенности эволюции каркаса разноранговых разрывных структур в горизонтальной плоскости от локального до надрегионального уровня с учетом площади исследования. Очевидно, что при таком подходе будет наблюдаться уменьшение количества выделяемых объектов с увеличением средней длины линеамента, что для рассматриваемой обширной территории составило от 382866 шт. объектов со средней длиной 616 метров на самом локальном уровне до 254 шт. объектов со средней длиной 19127 м на крайнем установленном надрегиональном уровне (рис. 6). Шаг генерализации от исходного пространственного разрешения ЦМР (30 метров на пиксель) постоянный и составляет в 2 (60 метров на пиксель), в 4 (120 метров на пиксель), в 6 (180 метров на пиксель), в 8 (240 метров на пиксель) и так далее раз до значения ухудшения исходного разрешения в 30 (900 метров на пиксель) раз (№ 1–16 на рис. 6). Далее, при анализе получаемых роз-диаграмм ориентировок выделяемых линеаментов, с учетом обособления единственной системы структур, сделан вывод об окончательном переходе на надрегиональный уровень. Для проверки данного вывода добавлены результаты выделения линеаментов для ЦМР, пространственное разрешение которой ухудшено в 40 (1200 метров на пиксель) и 50 (1500 метров на пиксель) раз (№ 17, 18 на рис. 6). Дальнейшее ухудшение пространственного разрешения ЦМР не имеет смысла, так как количество выделяемых линейных объектов в пределах исследуемой площади становится критически малым для статистической обработки и тектонофизической интерпретации.

Как видно из рисунка 6, на самых локальных уровнях развитие получила субширотная генерация структур при некотором разбросе в ориентировках от неё менее протяженных линеаментов, вероятно, маркирующих оперяющие главный структурный тренд системы мегатрещин (№ 1–2 на рис. 6). При переходе на более низкие масштабные уровни наблюдается постепенное исчезновение субширотной и повсеместное развитие северо-западной и северо-восточной систем линеаментов (№ 3–6 на рис. 6). На более региональных уровнях генерализации ЦМР максимальное развитие получает система северо-восточного простирания, которая субпараллельна границе БСО и Сибирской платформы (№ 7–18 на рис. 6). Наиболее вероятно, что по протяженным разрывам данной системы происходили основные сдвиговые деформации в рамках аккреционно-коллизионных процессов. Также, помимо основной северо-восточной генерации надрегиональных разрывов на розах-диаграммах высоких масштабных уровней прослеживаются менее проявленные системы север-северо-западного и субмеридионального простираний. Для их классификации и определения кинематического типа необходимо провести тектонофизическую интерпретацию парагенезиса всех структур в зоне магистрального сдвига.

Схемы относительной удельной плотности выделенных линеаментов различных рангов (с учетом средней длины и количества), построенные при различных эмпирически подобранных параметрах размера пикселя и радиуса поиска в зависимости от уровня генерализации ЦМР, при предварительном визуальном анализе демонстрируют неоднородное пространственное распределение объектов (рис. 7). Схемы цветовой шкалой от синего к красному демонстрируют области от минимальной до максимальной плотности линейных объектов, косвенно отражающих проявления различных по интенсивности деформаций.

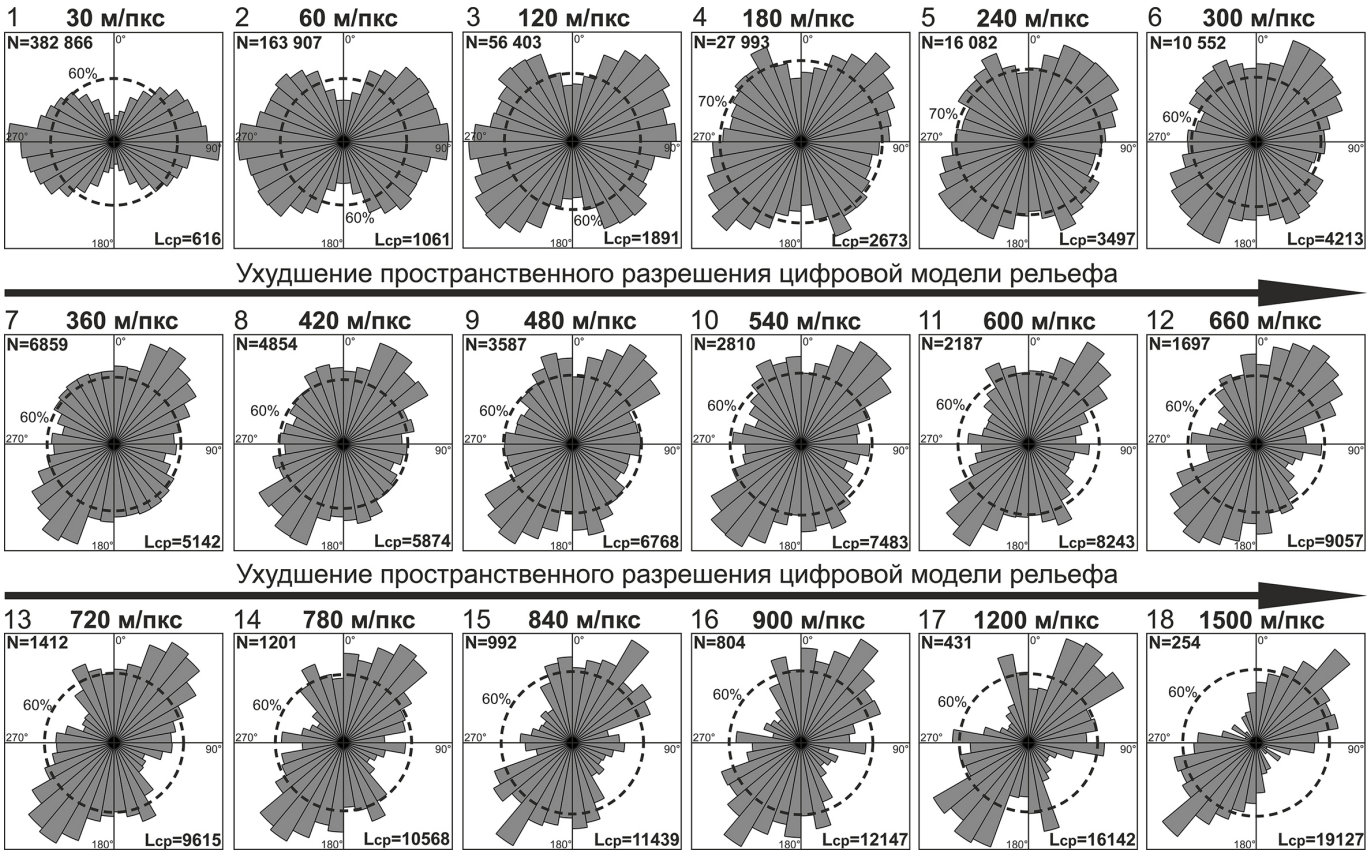


Рис. 6. Розы-диаграммы азимутов простирания с учетом длин, количества и средней длины автоматически выделенных линеаментов на каждом шаге последовательного искусственного занижения пространственного разрешения ЦМР (№ 1-18): N – количество выделенных линеаментов (прямолинейных сегментов-отрезков); Lcp – средняя длина выделяемых прямолинейных сегментов линеаментов в метрах; м/пкс – пространственное разрешение ЦМР – метров на пиксель.

С целью выявления объективных более тесных связей между плотностью линеаментов, выделенных на различных уровнях генерализации ЦМР, для растровых изображений созданных схем относительной удельной плотности линеаментов проведён корреляционный анализ (табл. 1).

Даже принимая во внимание тот факт, что схемы относительной удельной плотности линеаментов создавались при различных параметрах значений пикселя и радиуса поиска, между сравниваемыми растрами прослеживается устойчивая корреляционная зависимость, которая позволяет более определенно отнести выделенные разноранговые линеаменты и маркируемые ими разрывные структуры к конкретному масштабному уровню. Так, схемы плотности, построенные для линеаментов, выделенных по ЦМР с пространственным разрешением 30, 60, 120, 180, 240, 300, 360 и 420 метров на пиксель (№ 1–8 в табл. 1 и на рис. 6, 7), демонстрируют сильную корреляцию и могут быть отнесены к локальному масштабному уровню. Номера схем плотности линеаментов от 9 до 14 в таблице 1 и на рисунках 6 и 7, выделенных по ЦМР с пространственным разрешением 480, 540, 600, 660, 720 и 780 метров на пиксель, соответственно, также демонстрируют между собой сильную корреляцию, что позволяет отнести их к следующему – региональному масштабному уровню. При этом растры схем плотности линеаментов локального и регионального масштабных уровней между собой показывают среднюю силу корреляции, что говорит о некоторой степени их взаимосвязи и унаследованности структур. При переходе к надрегиональным уровням созданные схемы плотности с номерами 15 и 16 в таблице 1 и на рисунках 6 и 7 для линеаментов, выделенных по ЦМР с пространственным разрешением 840 и 900 метров на пиксель, характеризуются между собой и относительно других более локальных уровней слабой корреляцией. Самые высокие масштабные уровни (№ 17, 18 в табл. 1 и на рис. 6, 7) для линеаментов, выделенных с использованием ЦМР пространственного разрешения 1200 и 1500 метров на пиксель, по отношению ко всем другим уровням демонстрируют отсутствие корреляционных связей, а между собой характеризуются крайне слабой корреляцией. Высокие уровни выделения линеаментов, вероятно, отражают развитие отдельных надрегиональных разрывных структур разной протяженности, которые играли роль аккреционных швов и межблоковых границ, что подтверждается отсутствием или наличием слабых корреляционных связей между собой и со структурами более низких рангов.

Дальнейшим важным шагом в контексте прогноза рудной минерализации и восстановления геодинамической эволюции территории по структурно-геоморфологическим признакам являлась реконструкция ориентировок осей сжатия и растяжения сдвиговых НДС, а также определение кинематического типа предполагаемых разрывных разноранговых структур в соответствии с моделью П.Л. Хэнкока (рис. 8). Так как на всех розах-диаграммах от надрегиональных до локальных (за исключением самых локальных) масштабных уровней однозначно

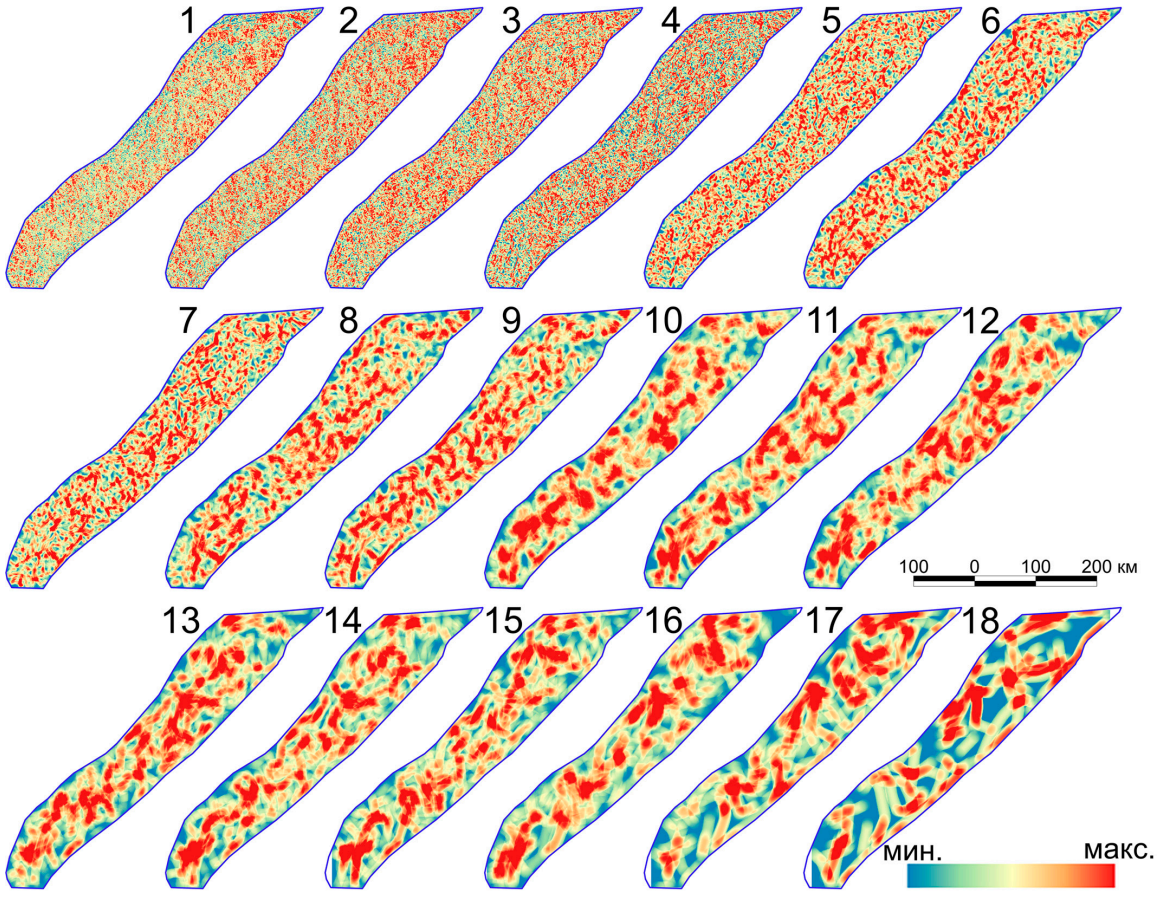


Рис. 7. Схемы относительной удельной плотности для линеаментов, выделенных на различных масштабных уровнях генерализации ЦМР (№ 1-18): 1 – 30 м/пкс; 2 – 60 м/пкс; 3 – 120 м/пкс; 4 – 180 м/пкс; 5 – 240 м/пкс; 6 – 300 м/пкс; 7 – 360 м/пкс; 8 – 420 м/пкс; 9 – 480 м/пкс; 10 – 540 м/пкс; 11 – 600 м/пкс; 12 – 660 м/пкс; 13 – 720 м/пкс; 14 – 780 м/пкс; 15 – 840 м/пкс; 16 – 900 м/пкс; 17 – 1200 м/пкс; 18 – 1500 м/пкс. м/пкс – пространственное разрешение ЦМР – метров на пиксель.

основным структурным трендом является система северо-восточного простирания (рис. 6), то при интерпретации разломы данной генерации рассмотрены в качестве магистральных. В этом случае оси сжатия демонстрируют восток-северо-восточные и субширотные ориентировки (№ 3–18 на рис. 8). Ось растяжения ортогональна данным направлениям. При этом сами северо-восточные надрегиональные разрывы являются правыми сдвигами. Такая ситуация, наиболее вероятно, отвечает установленным обстановкам косого причленения террейнов БСО к Сибирскому кратону на период аккреционно-коллизионных процессов.

Следующей менее протяженной системой разрывов, проявляющейся исключительно на высоких региональных и надрегиональных масштабных уровнях (№ 11, 13–17 на рис. 8), является генерация структур север-северо-западного простирания. Учитывая, что ориентировка данных разрывных нарушений с учетом применённой модели сдвиговых деформаций совпадает с ориентировкой оси растяжения, логично предположить, что они формируют взбросы. Наличие протяженных региональных взбросов данных ориентировок в пределах рассматриваемой территории отмечалось многими исследователями и учтено при построении геологических схем (Иванов и др., 1982).

На средних масштабных уровнях, помимо прочего, ярко выражены структуры северо-западной ориентировки (№ 3–6 на рис. 8), которые, по результатам ранее проведенных работ, выделялись исключительно по геоморфологическим признакам рельефа и результатам интерпретации геофизических данных. Они также хорошо согласуются с реконструированными параметрами сдвигового НДС и закладывались как вторичные (антитетические) левые сдвиги относительно магистральных северо-восточных структур. Аналогичный кинематический тип для рассматриваемых структур установлен в результате полевых наблюдений, проведенных ранее (Ковешников и др., 1989).

Отдельно необходимо отметить тектонофизические реконструкции, проведенные для линеаментов, выявленных на самых локальных масштабных уровнях при пространственном разрешении ЦМР 30 (исходное разрешение) и 60 метров на пиксель (№ 1–2 на рис. 8). Как уже отмечалось, на данных уровнях развита преимущественно субширотная система предполагаемых разрывных структур с небольшим разбросом в углах от неё других, менее проявленных, систем. Выявленные структуры данных масштабных уровней с одной стороны могли являться оперяющими мегатрещинами для более протяженных структур высоких рангов, при этом тренды установленных протяженных разрывов (северо-восточные и северо-западные) могут не получить развития на рассматриваемом локальном уровне и, соответственно, не отражаться на розах-диаграммах, а с другой стороны – формировать собственную систему магистральных сдвигов

	Локальный уровень								Региональный уровень						Надрегиональный уровень			
№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1,00	0,97	0,88	0,88	0,92	0,88	0,87	0,80	0,77	0,65	0,65	0,67	0,66	0,67	0,53	0,50	0,09	0,03
2	0,97	1,00	0,91	0,88	0,89	0,87	0,86	0,80	0,78	0,66	0,65	0,66	0,66	0,67	0,52	0,50	0,10	0,03
3	0,88	0,91	1,00	0,85	0,81	0,80	0,79	0,77	0,77	0,67	0,67	0,64	0,67	0,66	0,51	0,49	0,09	0,03
4	0,88	0,88	0,85	1,00	0,84	0,81	0,81	0,75	0,76	0,62	0,61	0,63	0,62	0,64	0,50	0,49	0,10	0,03
5	0,92	0,89	0,81	0,84	1,00	0,89	0,90	0,82	0,76	0,64	0,63	0,67	0,65	0,67	0,53	0,51	0,09	0,03
6	0,88	0,87	0,80	0,81	0,89	1,00	0,99	0,79	0,73	0,62	0,61	0,65	0,63	0,65	0,51	0,49	0,08	0,03
7	0,87	0,86	0,79	0,81	0,90	0,99	1,00	0,79	0,74	0,63	0,61	0,65	0,63	0,65	0,51	0,50	0,08	0,03
8	0,80	0,80	0,77	0,75	0,82	0,79	0,79	1,00	0,79	0,62	0,61	0,63	0,62	0,63	0,50	0,43	0,13	0,04
9	0,77	0,78	0,77	0,76	0,76	0,73	0,74	0,79	1,00	0,84	0,83	0,84	0,84	0,84	0,50	0,53	0,08	0,03
10	0,65	0,66	0,67	0,62	0,64	0,62	0,63	0,62	0,84	1,00	0,87	0,86	0,86	0,85	0,54	0,43	0,05	0,03
11	0,65	0,65	0,67	0,61	0,63	0,61	0,61	0,61	0,83	0,87	1,00	0,86	0,84	0,85	0,53	0,43	0,05	0,03
12	0,67	0,66	0,64	0,63	0,67	0,65	0,65	0,63	0,84	0,86	0,86	1,00	0,86	0,83	0,57	0,48	0,05	0,03
13	0,66	0,66	0,67	0,62	0,65	0,63	0,63	0,62	0,84	0,86	0,84	0,86	1,00	0,85	0,55	0,44	0,05	0,03
14	0,67	0,67	0,66	0,64	0,67	0,65	0,65	0,63	0,84	0,85	0,85	0,83	0,85	1,00	0,58	0,48	0,07	0,03
15	0,53	0,52	0,51	0,50	0,53	0,51	0,51	0,50	0,50	0,54	0,53	0,57	0,55	0,58	1,00	0,59	0,05	0,07
16	0,50	0,50	0,49	0,49	0,51	0,49	0,50	0,43	0,53	0,43	0,43	0,48	0,44	0,48	0,59	1,00	0,05	0,04
17	0,09	0,10	0,09	0,10	0,09	0,08	0,08	0,13	0,08	0,05	0,05	0,05	0,05	0,07	0,05	0,05	1,00	0,28
18	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,07	0,04	0,28	1,00

Табл. 1. Коэффициент корреляции между схемами относительной удельной плотности для линеаментов, выделенных на различных масштабных уровнях генерализации ЦМР (номера на рис. 6, 7). Цвета: темно-зеленый – сильная корреляция; ярко-зелёный – корреляция средней силы; болотно-зелёный – слабая корреляция; розовый – крайне слабая корреляция; белый – отсутствие корреляции.

соответствующего низкого ранга, функционировавших в рамках последующих этапов, связанных с тектономагматическими активизациями территории. Поэтому для каждого из указанных уровней проведены дополнительные реконструкции, где в качестве магистральных структур выступают выявленный региональный северо-восточный тренд (№ 1б, 2б на рис. 8) или субширотные структуры (№ 1а, 2а на рис. 8). При рассмотрении регионального северо-восточного тренда в качестве магистрального разрыва для данных локальных уровней выявлены параметры, аналогичные тем, которые установлены для региональных и надрегиональных уровней. Они характеризуются восток-северо-восточной ориентировкой оси сжатия. Региональные структуры являются правыми сдвигами, а субширотные тренды закладывались как антитетические первичные сколы (№ 1б, 2б на рис. 8). При рассмотрении структур субширотной ориентировки в качестве магистральных сдвигов для двух обозначенных масштабных уровней выявляются различные ориентировки главных осей НДС. На самом локальном уровне при сдвиговых деформациях в качестве магистральных структур субширотные разрывы представляют собой левые сдвиги с северо-восточной ориентировкой оси сжатия (№ 1а на рис. 8). На следующем более высоком уровне данные разрывы являются правыми сдвигами при северо-западной ориентировке оси сжатия (№ 2а на рис. 8).

Учитывая проведенные реконструкции, можно предположить, что локальные субширотные разрывы на начальных этапах закладывались либо как трещины отрыва, либо в качестве первичных антитетических сколов в зонах региональных магистральных северо-восточных аккреционных швов, характеризующихся правосдвиговыми смещениями. При дальнейших процессах тектономагматической активизации территории субширотные структуры могли развиваться как левые, а затем как правые сдвиги в результате инверсии параметров НДС. Соответственно, данные структуры на протяжении всей зафиксированной с помощью предложенного подхода тектонической истории (поздний докембрий – ранний палеозой) находились в наиболее благоприятных для миграции флюидов условиях. Большинство исследователей также отмечает важную роль разломов рассматриваемой ориентировки в локализации рудной минерализации, что подтверждается приуроченностью рудных скоплений большинства изученных месторождений на площади преимущественно к непротяженным разрывам субширотного простирания (Макарьев и др., 2010; Митрофанова и др., 2012; Иванов и др., 1982; Шманкевич и др., 1983).

Подводя итог вышесказанному представляется возможным выделить основные, наиболее проявленные, этапы тектогенеза в пределах исследуемой территории.

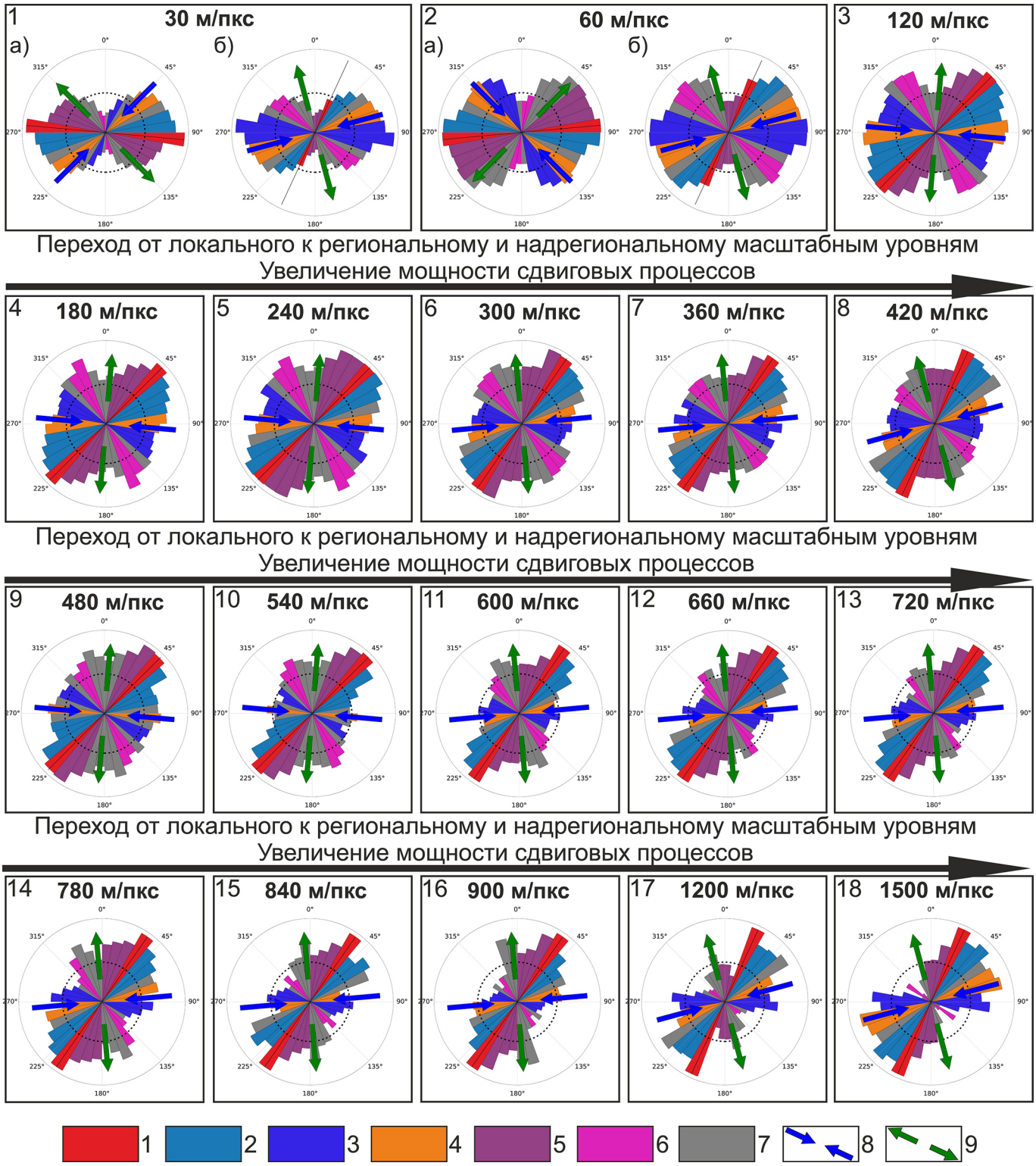


Рис. 8. Тектонофизическая интерпретация пространственного положения линеаментов, выделенных на различных уровнях генерализации ЦМР (№ 1–18), на основе модели сдвига П.Л. Хэнкока с помощью ПО LSC. 1 – магистральные разломы, 2 – первичные синтетические сколы, 3 – первичные антитетические сколы, 4 – отрывы, 5 – вторичные синтетические сколы, 6 – вторичные антитетические сколы, 7 – неидентифицированные линеаменты, 8 – ориентировка оси максимального сжатия, 9 – ориентировка оси максимального растяжения. м/пкс – пространственное разрешение ЦМР – метров на пиксель.

I) Первый этап характеризуется субширотной – восток-северо-восточной ориентировкой оси максимального сжатия, при этом протяженные региональные и надрегиональные магистральные структуры северо-восточного простирания функционировали как правые сдвиги. Также на данном этапе происходит заложение региональных взбросов север-северо-западного и субмеридионального простираний, в соответствии с осью максимального растяжения. Помимо прочего, формируются менее протяженные, по сравнению с обозначенными структурами, северо-западные разрывы, как вторичные антитетические сколы с левосторонней сдвиговой кинематикой. Данные параметры НДС реконструируются для всех предполагаемых структур на всех установленных масштабных уровнях и, соответственно, отвечают наиболее мощным сдвиговым процессам, проявленным повсеместно в пределах рассматриваемой площади. Эти процессы могут быть сопоставимы исключительно с установленными аккреционно-коллизионными событиями причленения террейнов БСО к Сибирскому кратону, имевшему место в конце позднего докембрия (Гусев, Хаин, 1995; Гордиенко, 2006; Гордиенко и др., 2013; Станевич и др., 2007; Чугаев и др., 2018; Никишин и др., 2010).

II) Второй этап, наиболее вероятно, связан с тектономагматической активизацией территории в раннем палеозое и проявлен исключительно на самом локальном из выявленных масштабных уровней, что говорит о значительно меньшей, по сравнению с предыдущим этапом, интенсивности деформаций (в масштабе исследуемой площади). Ось максимального сжатия характеризовалась северо-восточной ориентировкой, при этом заложенные на предыдущем этапе как отрывы и первичные антитетические сколы субширотные разрывы испытали активизацию и функционировали как левые сдвиги с соответствующим парагенезисом оперяющих мегатрещин более низких рангов.

III) Заключительный из установленных этапов выделен на близком к предыдущему локальном масштабном уровне и связан с дальнейшими сдвигами по субширотным структурам с инверсией параметров НДС. Субширотные разрывы представляли собой уже правые сдвиги при северо-западной ориентировке оси максимального сжатия. Дополнительным критерием отнесения данного этапа к заключительным является установленный в результате геологического картирования факт наличия относительно молодых смещающих рудные тела локальных надвигов, происходивших в северо-западном направлении к Сибирскому кратону (Макарьев и др., 2010; Митрофанова и др., 2012), которые могли сформироваться при таких реконструированных параметрах НДС, а именно – северо-восточной ориентировке оси максимального растяжения.

На основе расчета коэффициента тенденции к сдвигу, с учетом реконструированных ориентировок главных осей сжатия и растяжения, возможно визуализировать наиболее гидравлически активные (условно проницаемые) сегменты разрывных структур на выделенных этапах тектогенеза, по мощности проявления охвативших установленные разномасштабные структурно-тектонические уровни в пределах территории (рис. 9).

Самый ранний из восстановленных, наиболее ярко проявленный этап, реконструированный для всех масштабных уровней и связанный с аккреционно-коллизионными процессами, характеризуется преимущественно северо-восточными и северо-западными проницаемыми структурами (№ 1б, 2б, 3–18 на рис. 9), первые из которых представляют собой правосторонние магистральные сдвиги, а вторые – левые первичные и/или вторичные антитетические сколы. На рисунке 9 при расчетах учтены только разрывы, отражающие максимальную степень сдвиговых деформаций. Важно отметить, что структуры отрыва, несмотря на их гораздо меньшее количество и значительно более слабое проявление в пределах площади на региональных и надрегиональных масштабных уровнях, что естественно в соответствии с лабораторными опытами по сдвигу и известными тектонофизическими моделями, также обладают значительной степенью раскрытия и, соответственно, тоже формируют проницаемые зоны. На первом этапе данные структуры имеют близсубширотные ориентировки.

На втором и третьем этапах, несмотря на обратные картины в ориентировках осей максимального сжатия и растяжения, структурами, характеризующимися наибольшими значениями проницаемости являлись разрывы субширотного и субмеридионального простираний (№ 1а, 2а на рис. 9). Отсюда следует, что надрегиональные разломы северо-восточной ориентировки, влияние которых прослеживается на всех масштабных уровнях, могли выступать в качестве глубинных магмо- и флюидоподводящих структур, а также, соответственно, и рудоподводящих, возможно, частично рудовмещающих, в процессе аккреции террейнов БСО к Сибирскому кратону, а субширотные структуры, в соответствии с проведенными реконструкциями, закладывались в качестве мегатрещин отрыва, а затем функционировали как сдвиги в процессе дальнейших активизаций территории, являясь рудолокализующими (рудовмещающими).

Конечным итогом работы стала комплексная визуализация результатов в ГИС в виде схем областей, демонстрирующих различную гидравлическую активность на установленных этапах тектогенеза в зависимости от пространственного положения и сближенности сегментов разрывных структур с определенными значениями коэффициента тенденции к сдвигу, и их сопоставление с положением известных (эталонных) рудных объектов. Данную задачу возможно решить на основе создания схем относительных удельных плотностей линейных объектов, но, помимо размера пикселя и значения радиуса поиска, использовался дополнительный параметр – значение веса каждого объекта, определяющееся значением коэффициента тенденции к сдвигу. Это позволило оценить роль каждого масштабного уровня, этапа и их совокупного проявления в процессе рудогенеза, а также послужило основанием для создания комплексных ППМ для рассматриваемой территории (рис. 10).

Для первого этапа тектогенеза с целью определения роли разноранговых разрывов в процессе локализации оруденения, учитывая мощность отражаемых им процессов, модели создавались как отдельно для каждой из масштабных групп выделенных разрывных структур – локального, регионального и надрегионального уровней (рис. 10А–В и табл. 1), так и комплексно для всех групп (рис 10Г).

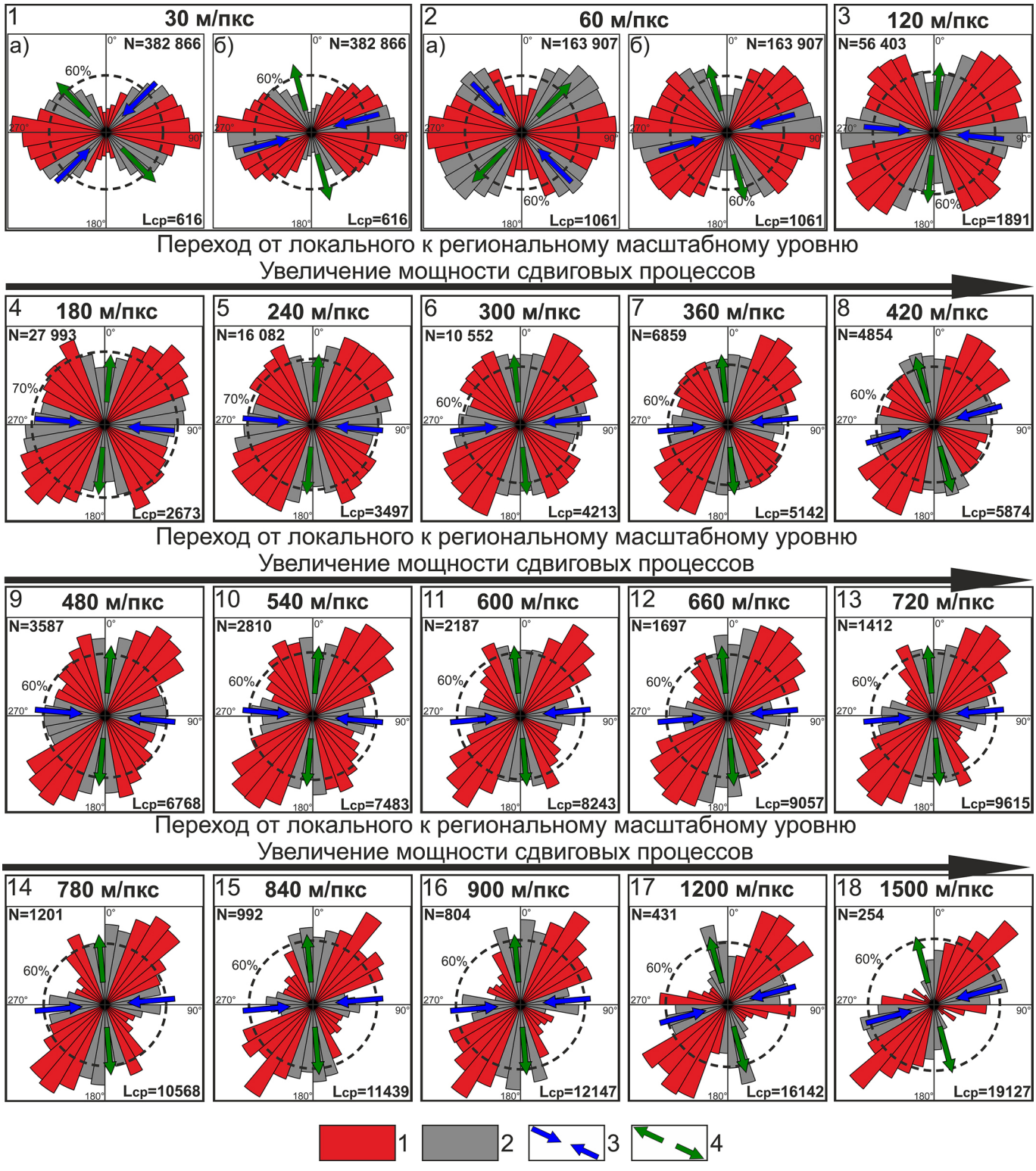


Рис. 9. Визуализация на основе роз-диаграмм ориентировок гидравлически активных сегментов разрывных структур, выделенных на различных уровнях генерализации ЦМР, с учетом реконструированных параметров НДС (№ 1–18). 1 – условно гидравлически активные сегменты разрывных структур, 2 – условно непроницаемые сегменты разрывных структур, 3 – ориентировка оси максимального сжатия, 4 – ориентировка оси максимального растяжения; N – количество выделенных линеаментов (прямолинейных сегментов-отрезков); Lcp – средняя длина выделяемых линеаментов в метрах; м/пкс – пространственное разрешение ЦМР – метров на пиксель.

Дальнейшие реконструированные этапы отличаются гораздо меньшей степенью проявления и зафиксированы исключительно на отдельно взятых шагах генерализации ЦМР, поэтому для них строились единые ППМ, отражающие распределение проницаемых структур соответствующего ранга, сформированных в течение рассматриваемого этапа (рис. 10Д, Е). Также проведена комбинированная визуализация и оценка совместного влияния гидравлически активных структур, сформированных на различных этапах тектогенеза – на первом и втором (рис. 10Ж), первом и третьем (рис. 103). Комбинация структур второго и третьего этапов тектогенеза проводилась, но не дала значимого количества совпадений с положением эталонных рудных объектов, поэтому она не представлена на рисунке 10. Помимо прочего, создана ППМ проницаемых структур, развивавшихся на всех выделенных этапах тектогенеза (рис. 10И).

Статистическое сопоставление полученных схем с положением известных рудных объектов позволило оценить в процентах точность созданных ППМ для каждого этапа и масштабного уровня. Точность моделей структурной проницаемости разломов, образованных на первом этапе тектогенеза, снижается с увеличением масштаба. На локальном уровне она составляет 66%, на региональном – 51%, а на надрегиональном – 40% (рис. 10А–В). Это значит, что известные рудные объекты тяготеют в большей степени к областям сближения раскрытых непротяженных структур локального, а не регионального или надрегионального, уровней. Несмотря на это, значение 66% является недостаточно значимым для формулирования дальнейших прогнозных предположений о локализации оруденения в пределах площади. При этом комплексная модель локализации проницаемых структур в рамках первого этапа тектогенеза, охватывающая все выявленные

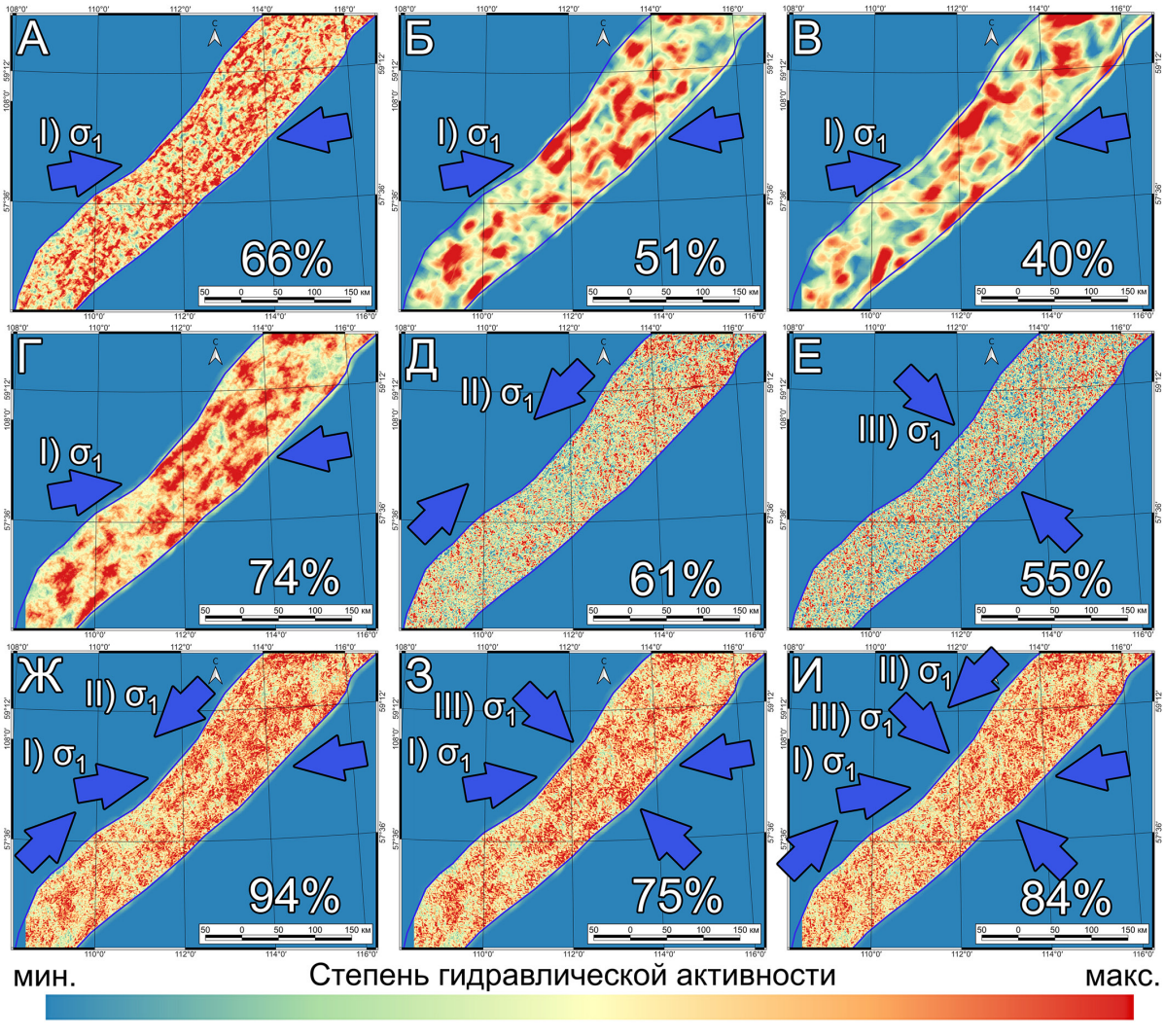


Рис. 10. Весовые прогнозно-поисковые модели с оценкой их точности, созданные на основе визуализации гидравлически активных сегментов разномасштабных разрывных структур с учетом параметров выявленных этапов тектогенеза: А – разрывных структур локального масштабного уровня на первом этапе тектогенеза; Б – разрывных структур регионального масштабного уровня на первом этапе тектогенеза; В – разрывных структур надрегионального масштабного уровня на первом этапе тектогенеза; Г – разрывных структур всех масштабных уровней на первом этапе тектогенеза; Д – разрывных структур соответствующего локального масштабного уровня на втором этапе тектогенеза; Е – разрывных структур соответствующего локального масштабного уровня на третьем этапе тектогенеза; Ж – разрывных структур на первом и втором этапах тектогенеза; З – разрывных структур на первом и третьем этапах тектогенеза; И – разрывных структур всех выявленных этапов тектогенеза. Значения процентов указывают на оценённую точность модели на основе сравнения с эталонными рудными объектами.

масштабные уровни, демонстрирует более высокое значение в 74% (рис. 10Г). Отсюда следует, что первый этап тектогенеза в целом играл как рудоподготовительную роль, так и рудолокализующую, за счет развития парагенезиса разномасштабных структур, когда рудоносный флюид проникал в приповерхностные участки по протяженным глубинным разломам и распределялся в значительно менее протяженных оперяющих разрывах на фоне аккреционно-коллизионных процессов.

ППМ для второго и третьего этапов тектогенеза, связанных с преимущественным развитием субширотных разрывов, выделенных на отдельных, исключительно самых локальных, масштабных уровнях, при сопоставлении с рудными объектами получили оценку точности в 61 и 55%, соответственно (рис. 10Д, Е). Можно сделать вывод, что данные процессы по отдельности слабо влияли на локализацию оруденения в пределах площади.

Однако созданные комплексные модели, включающие комбинацию первого и второго (рис. 10Ж), первого и третьего (рис. 10З), а также всех выделенных трёх этапов тектогенеза (рис. 10И), демонстрируют оценённую точность в 94, 75 и 84%, соответственно. Из этого следует, что тектонические процессы первого и второго этапов оказали наиболее существенное влияние на локализацию оруденения. Третий этап, как и предполагалось ранее, скорее всего, связан с формированием надвигов в северо-западном направлении к Сибирскому кратону. Данный этап является более молодым и, наиболее вероятно, в процессе миграции рудоносных флюидов роли практически не играл, лишь приводя к некоторому смещению сформированных ранее рудных тел. Это подтверждается тем, что для комплексной ППМ (рис. 10И), отражающей все этапы тектогенеза, учет сдвиговых параметров третьего этапа приводит к занижению точности по сравнению с моделью, включающей исключительно сдвиговые процессы первого и второго этапов тектогенеза (рис. 10Ж).

Обсуждение результатов

В рамках представленного исследования сформулирован, разработан и впервые представлен подход последовательного автоматического выявления разноранговых линеаментов, отражающих разрывные структуры различных масштабных уровней, на основе использования ЦМР, а также их тектонофизической исторической интерпретации в контексте прогноза оруденения в соответствии с характеристиками проницаемости сегментов разломов, в зависимости от параметров НДС на определенном этапе тектогенеза и кинематического типа каждой структуры. Работа выполнена для обширной территории западной части БПП, характеризующейся наиболее яркими общими чертами тектонического развития. Несмотря на полученные значимые результаты, данный подход у специалистов может вызвать ряд вопросов, которые нуждаются в пояснении.

Выделенные по рельефу линеаменты точно совпадают с разломами, установленными наземной съёмкой и отображёнными на ГГК. Это подтверждает возможность использования морфологических особенностей рельефа территории для реконструкции каркаса разрывных нарушений (Макарьев и др., 2010; Митрофанова и др., 2012). Многие исследователи также отмечают факт наследования черт тектонического строения района современной гидросетью (Шманкевич и др., 1983). Сравнение роз-диаграмм установленных древних разломов и неотектонических нарушений показывает их практически полное наложение, что может свидетельствовать о постоянной подновляемости (активизации) структур и их унаследованности в современном рельефе (Устинов и др., 2024а).

При использованном подходе представляется возможным установить наиболее глобальные тектонические события в геологической истории рассматриваемой территории. Так как данная площадь до сих пор является сейсмоактивной, не вызывает сомнений, что в результате сейсмических событий в её пределах могут получить развитие и другие разрывные структуры, отражающие современные этапы тектогенеза, но, как показал опыт полевых наблюдений авторов, следы данных событий наблюдаются исключительно на локальных участках, не внося значимый вклад в повсеместное изменение особенностей рельефа, заложенных при древних, несравнимо более мощных, процессах, в рамках обширных площадей.

Также для тектонофизической интерпретации выделенных разномасштабных линеаментов использована исключительно модель сдвиговой зоны (Hancock, 1985), где предполагаемые магистральные, наиболее протяженные структуры по умолчанию представляют собой сдвиги. Безусловно, авторы понимают, что в природных условиях могут проявляться другие различные механизмы деформаций и их комбинации, такие как сброс, взброс, взбросо-сдвиг, сбросо-сдвиг, надвиг и т. д. При этом продольный сдвиг, в отличие от поперечного, который в большей степени отвечает за вертикальные перемещения блоков, может быть легко установлен в горизонтальной плоскости по геоморфологическим признакам смещения блоков и на основе анализа парагенезиса предполагаемых оперяющих мегатрещин относительно магистральной структуры. Для определения древних продольных сдвигов необходима дополнительная информация о глубинном строении, которая может быть получена на основе анализа геофизических исследований, результатах геологического описания и разнопланового зондирования скважин. Данной информации крайне мало для исследуемой площади, а детальные схемы геофизических полей покрывают лишь небольшие по площади локальные области территории. Несмотря на это, в используемом авторском ПО LSC на основе анализа соотношений количества структур различных кинематических типов даётся заключение о наличии сдвиговой компоненты. Проведенные реконструкции сдвиговых НДС для каждого выделенного масштабного уровня проверялись на соответствие данному условию, и во всех случаях установлена высокая вероятность сдвиговых перемещений по магистральной структуре. Кроме того, применённая модель также не исключает возможности выявления более локальных, по отношению к сдвиговой магистральной структуре, разрывов другого кинематического типа (рис. 4). Так, в представленной работе делается заключение о развитии на определённом этапе тектогенеза протяженных взбросов север-северо-западного – субмеридионального простирания, наличие которых подтверждается и полученными ранее результатами геологического картирования, а также локальных надвигов в северо-западном направлении.

Созданные ППМ (рис. 10), несмотря на различную степень детальности в зависимости от рассматриваемого масштабного уровня, на котором выделен определённый этап тектогенеза, являются региональными и представляют собой первое приближение к научно обоснованному прогнозу размещения оруденения в пределах площади. По общему смыслу они отражают пространственное сближение наиболее гидравлически активных сегментов разрывных структур на отдельном этапе тектогенеза, либо при их совокупном влиянии. Подобный подход позволил оценить значимость выделенных этапов и их роль в размещении оруденения при сопоставлении с уже известными рудными объектами. Важно отметить, что в этом случае не все области максимумов на ППМ, даже при оценке точности в 94% (рис. 10Ж), будут отвечать за локализацию оруденения, но они могут быть рассмотрены в качестве благоприятных пространственных структурно-тектонофизических критериев. Окончательный вывод о наиболее перспективных участках, в соответствии с теорией рудообразующих систем, может быть сделан только при учёте в итоговой модели и визуализации всех факторов, влияющих на отложение рудной минерализации: источник, пути миграции, область отложения и сохранность области отложения на протяжении дальнейшей геологической истории. В рассмотренном примере удалось выделить структурные факторы, представленные разноранговыми разрывными нарушениями и их сегментами, благоприятными для миграции и отложения оруденения. Информацию об источниках, которые в пределах всей рассмотренной площади могли быть различными и функционировать в разные периоды геологической истории, можно получить только с применением обширного комплекса дополнительных методов реконструкции физико-химических обстановок рудогенеза и глубинного строения. Сохранность вероятных областей отложения рудного вещества также должна определяться более точными реконструкциями всей геологической истории, с учетом уровня эрозионного среза с предполагаемого времени рудного процесса.

Подход создания ППМ на основе процедуры нормирования данных позволяет дополнительно в созданные схемы интегрировать любую другую разноплановую информацию с иным пространственным разрешением (в зависимости от сети наблюдений), которая значима для прогноза локализации искомого типа оруденения. Поэтому добавление пространственной, более объективной информации позволило бы увеличить точность прогноза и создать локальную модель площади, для которой имеются дополнительные данные. Так, например, наличие результатов геохимической съемки на хотя бы часть исследованной территории позволило бы с использованием имеющихся структурных моделей создать более комплексную ППМ, которая бы отличалась гораздо большей точностью прогноза.

Помимо прочего, необходимо отметить, что в статье рассматриваются исключительно линейные структуры. В областях с активным палеовулканизмом, к которым также относится исследуемая территория, важную роль в локализации рудной минерализации играют так называемые «структуры центрального типа» (СЦТ) (Соловьев, 1978), которые также могут быть выделены на основе структурно-геоморфологического подхода с использованием ЦМР (Устинов и др., 2024b). Пространственное положение СЦТ должно быть учтено при металлогеническом анализе территории и создании ППМ. Для этого авторами ранее разработана отдельная методика интерпретации их положения в ГИС с учетом сформулированных благоприятных критериев размещения оруденения относительно отдельных структурных элементов данных структур. Такая работа планируется для дальнейшей реализации.

Заключение

Предложенный и реализованный авторами комплекс дистанционных пространственных структурно-геоморфологических и тектонофизических исследований позволил для западной части Байкало-Патомского пояса в контексте его геодинамической эволюции с целью прогноза локализации оруденения получить ряд уникальных результатов и сформулировать следующие главные выводы.

На основе использования ЦМР, процедур её фильтрации по главным направлениям, искусственного занижения пространственного разрешения с установленным шагом, а также разработанных авторских программных средств и алгоритмов по автоматическому выявлению, визуализации и интерпретации линейных элементов рельефа, сформулирован и применён мультимасштабный подход к последовательному оптимальному выделению групп линеаментов, отражающих разрывные структуры различных рангов, в совокупности формирующих общий каркас разрывных нарушений в пределах исследуемой площади. На каждом последующем шаге ухудшения пространственного разрешения ЦМР наблюдалось уменьшение количества автоматически выделенных линейных объектов и увеличение их средней длины.

Для разномасштабных групп линеаментов строились розы-диаграммы, а также схемы относительной удельной плотности, анализ которых позволил выявить главные тренды ориентировок предполагаемых разрывных структур и визуализировать их пространственное распределение в зависимости от ранга выделяемых объектов. Практически на всех уровнях, за исключением самых локальных, распределение структур характеризуется преимущественно северо-восточным трендом. Также исключительно на надрегиональных уровнях возможно выделить систему север-северо-западного – субмеридионального простирания, а на региональных – северо-западной ориентировки. Самые низкие уровни демонстрируют доминирование субширотной системы разрывов.

Расчет коэффициентов корреляции между созданными схемами относительной удельной плотности разномасштабных классов линеаментов открыл возможности для их более точной группировки и отнесения к определённому масштабному уровню. Таким образом выделены локальный, региональный и надрегиональный уровни.

На основе интерпретации ориентировок и длин по простираниям выделенных линейных структур с использованием модели сдвига П.Л. Хэнкока и авторского ПО «LSC» для каждого из установленных масштабных уровней проведена реконструкция параметров сдвиговых тектонических напряжений, а также классификация предполагаемых разрывных структур в зависимости от кинематического типа. Это позволило выявить отдельные, наиболее яркие этапы тектонической эволюции территории.

Первый этап реконструируется для всех предполагаемых структур на всех установленных масштабных уровнях и отвечает наиболее мощным сдвиговым процессам. Он характеризуется субширотной – восток-северо-восточной ориентировкой оси максимального сжатия, развитием протяженных региональных и надрегиональных магистральных структур северо-восточного простирания как правых сдвигов, взбросов север-северо-западных и субмеридиональных ориентировок, а также заложением менее протяженных северо-западных левых сдвигов. Данный этап отвечает аккреционно-коллизионным процессам причленения террейнов БСО к Сибирскому кратону (поздний докембрий).

Второй этап выделен исключительно на самом локальном уровне и характеризуется северо-восточной ориентировкой оси максимального сжатия. При этом наибольшее развитие получили структуры субширотного простирания как левые сдвиги, которые заложены на предыдущем этапе как мегатрещины отрыва. Наиболее вероятно, что данный этап связан с процессами раннепалеозойской тектономагматической активизации территории, большинство рудных тел известных месторождений приурочены преимущественно к разрывным структурам данных ориентировок.

Третий этап связан с инверсией параметров напряженно-деформированного состояния, когда ось максимального сжатия получила северо-западную ориентировку. Данный этап также выделен только на локальном уровне и характеризуется продолжением развития относительно непротяженных субширотных сдвигов, но с правосторонней кинематикой. При таких параметрах, наиболее вероятно, формировались закартированные в результате ранее проведенных работ локальные надвиги в северо-западном направлении, к Сибирскому кратону.

Примененный подход к визуализации наиболее гидравлически активных областей на основе расчета коэффициента тенденции к сдвигу и построения комплексных прогнозно-поисковых моделей для каждого из выявленных масштабных уровней развития разрывных структур при вариациях параметров напряженно-деформированного состояния и их различных комбинаций позволил установить пространственные закономерности между размещением известных рудных объектов в пределах площади и структурно-тектонической проницаемостью на определенных этапах тектогенеза, а также их совокупном влиянии. На основе оценки точности каждой модели показано, что совместное действие процессов первого и второго этапов тектогенеза в большей степени оказало влияние на размещение оруденения в пределах изученной площади.

Финансирование/Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-27-00218, https://rscf.ru/project/24-27-00218/.

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Андреев А.А., Рыцк Е.Ю., Великославинский С.Д. и др. (2022). Возраст, состав и тектонические обстановки формирования позднебайкальских комплексов Кичерской зоны Байкало-Витимского пояса (Северное Прибайкалье): геологические, геохронологические (ID-TIMS, SIMS) и Nd-изотопные данные. *Петрология*, 30(4), с. 1–34. https://doi.org/10.31857/S0869590322040021

Буртман В.С., Леонов Ю.Г., Лукьянов А.В., Макаров В.И., Расцветаев Л.М., Суворов А.И., Трифонов В.Г., Хаин В.Е., Щерба И.Г. (1980). Проблемы глобальной корреляции геологических явлений. М: Наука, 229 с.

Видяпин Ю.П., Бондарь И.В. (2021) Возможности использования линеаментного анализа рельефа земной поверхности для геодинамических исследований на примере Кавказского региона. *Бюллетень московского общества испытателей природы. Отдел геологический*, 96(2), с. 39–51.

Гзовский М.В. (1975). Основы тектонофизики. М.: Наука, 536 с.

Гитис В.Г., Щукин Ю.К., Старостин В.И. (2013). ГИС технология прогноза рудных месторождений. *Информационные процессы*, 13(2), с. 48–63. https://elibrary.ru/qynnqr

Гордиенко И.В. (2006). Геодинамическая эволюция поздних байкалид и палеозоид складчатого обрамления Сибирской платформы. *Геология и геофизика*, 47(1), с. 53–70. https://elibrary.ru/lvhrvs

Гордиенко И.В., Булгатов А.Н., Орсоев Д.А. (2013). Геодинамические обстановки и металлогения Саяно-Байкальской горной области. *Отечественная геология*, 3, с. 7–15. https://elibrary.ru/qbfnuj

Гришков Г.А., Нафигин И.О., Устинов С.А., Петров В.А., Минаев В.А. (2023). Разработка методики автоматического выделения линеаментов на основе нейросетевого подхода. *Исследование Земли из космоса*, 6, с. 86–97. https://doi.org/10.31857/S0205961423060040

Гусев Г.С., Хаин В.Е. (1995). О соотношениях Байкало-Витимского, Алдано-Станового и Монголо-Охотского террейнов (юг Средней Сибири). *Геотектоника*, 5, с. 68–82.

Зобак М.Д. (2018). Геомеханика нефтяных залежей. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 479 с.

Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. (1990) Тектоника литосферных плит территории СССР. М.: Недра, Кн. 1, 327 с.

Зорин Ю.А., Скляров Е.В., Беличенко В.Г., Мазукабзов А.М. (2009). Механизм развития системы островная дуга-задуговый бассейн и геодинамика Саяно-Байкальской складчатой области в позднем рифее-раннем палеозое. *Геология и геофизика*, 50(3), с. 209–226. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2008.06.022

Иванов А.И., Рожок С.Н., Страхова Т.М., Яковлев В.П. и др. (1982). Геологическое строение и полезные ископаемые междуречья нижнего течения Витима и Бол. Патома (Отчет Туюканской партии по групповой геологической съемке масштаба 1:50 000 за 1978-1980 гг.) в 3 томах. Иркутск, Инв. № 14-78-31/24.

Кац Я.Г., Полетаев А.И., Румянцева Э.Ф. (1986). Основы линеаментной тектоники. М.: Недра, 144 с.

Ковешников А.М., Подшивалов А.Н., Пимнев Ю.К. и др. (1989). Перспективное районирование на уран территории Тонодского поднятия с выбором площадей и объектов под детальные поисковые и оценочные работы на основе структурно-геологических, радиогеохимических, минералого-петрографических исследований, дешифрирования космо и аэрофотоматериалов и ревизии известных проявлений урана с составлением схемы перспективного районирования масштаба 1:200 000 на площади 7,5 тыс. кв. км. По геологическому заданию 5-1 за 1985-1989 гг. Иркутск, РГФ № 2698.

Кочарян Г.Г. (2021). Возникновение и развитие процессов скольжения в зонах континентальных разломов под действием природных и техногенных факторов. Обзор современного состояния вопроса. *Физика Земли*, 4, с. 3–41. https://doi.org/10.31857/S0002333721040062

Кузьмин М.И., Ярмолюк В.В. (2016). Тектоника плит и мантийные плюмы – основа эндогенной тектонической активности земли последние 2 млрд лет. *Геология и геофизика*, 57(1), с. 11–30. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.01.002

Кузьмин Ю.О. (2018). Современные аномальные деформации земной поверхности в зонах разломов: сдвиг или раздвиг? *Геодинамика и тектонофизика*, 9(3), с. 967–987. https://doi.org/10.5800/GT-2018-9-3-0379

Макаров В.И. (2008). Четвертичная тектоника и геодинамика платформенных территорий: актуальные проблемы изучения. *Бюллетень комиссии по изучению четвертичного периода*, 68, с. 10–25.

Макарьев Л.Б., Митрофанов Г.Л., Митрофанова Н.Н., Пай В.М., Семейкина Л.К. и др. (2010). Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Алдано-Забайкальская. Лист О-50 – Бодайбо. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 612 с.

Макарьев Л.Б., Миронов Ю.Б. (2014). Особенности металлогении и перспективы промышленной урагоносности Чуйско-Тонодской минерагенической зоны северного Забайкалья (по материалам ГК-1000/3 и ГДП-200/2). *Региональная геология и металлогения*, 57, с. 87–94.

Минаев В.А., Устинов С.А., Петров В.А., Свечеревский А.Д., Нафигин И.О. (2024a). Региональный дистанционный анализ разломной тектоники Кольского полуострова и её роли в рудообразовании. *Russian Journal of Earth Sciences*, 24(3), ES3010. https://doi.org/10.2205/2024ES000918

Минаев В.А., Устинов С.А., Петров В.А., Свечеревский А.Д., Нафигин И.О. (2024b). Региональный дистанционный анализ разломной тектоники Таймыро-Североземельского орогена и ее роли в рудообразовании. *Исследование Земли из космоса*, 5, с. 58–73. https://elibrary.ru/rrsifu

Митрофанова Н.Н., Болдырев В.И., Коробейников Н.К., Митрофанов Г.Л. и др. (2012). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Алдано-Забайкальская. Лист О-49 – Киренск. Объяснительная записка. СПб.: Картфабрика ВСЕГЕИ, 607 с.

Никишин А.М., Соборнов К.О., Прокопьев А.В., Фролов С.В. (2010). Тектоническая история Сибирской платформы в венде-фанерозое. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 1, с. 3–16. https://doi.org/10.3103/S0145875210010011

Петров В.А., Сим Л.А., Насимов Р.М., Щукин С.И. (2010). Разломная тектоника, неотектонические напряжения и скрытое урановое оруденение в районе Стрельцовской кальдеры. *Геология рудных месторождений*, 52(4), с. 310–320. https://elibrary.ru/mujyxl

Петров В.А., Леспинас М., Полуэктов В.В., Устинов С.А., Минаев В.А. (2017). Ремасштабирование флюидопроводящих разрывных структур. *Доклады Академии наук*, 472(4), с. 429–432. http://dx.doi.org/10.7868/S0869565217040156

Петров В.А., Леспинас М., Полуэктов В.В., Устинов С.А., Минаев В.А. (2019). Масштабный эффект в сети флюидопроводящих разрывов. *Геология рудных месторождений*, 61(4), с. 3–14. https://doi.org/10.31857/S0016-77706143-14

Рац М.В., Чернышев С.Н. (1970). Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 160 с.

Ребецкий Ю.Л. (2008). Механизм генерации тектонических напряжений в областях больших вертикальных движений. *Физическая мезомеханика*, 1(11), с. 66–73. https://doi.org/10.1016/j.physme.2008.03.008

Ребецкий Ю.Л., Кучай О.А., Сычева Н.А. (2009). Метод катакластического анализа разрывных нарушений и результаты расчетов современного напряженного состояния в коре вблизи границ плит и для внутриплитных горно-складчатых орогенов. *Тектонофизика и актуальные вопросы наук о земле к 40-летию создания М.В. Гзовским лаборатории тектонофизики в ИФЗ РАН: материалы докладов Всероссийской конференции*. Москва: ИФЗ РАН, Т. 1, с. 340–366. http://www.gdirc.ru/files/structure/Scientific_Projects/rffi-09-05-00687-a/articles/Rebetsky.pdf

Ребецкий Ю.Л., Сим Л.А., Маринин А.В. (2017). От зеркал скольжения к тектоническим напряжениям. *Методики и алгоритмы*. М.: ГЕОС, 235 с. https://elibrary.ru/YPNZQR

Рыцк Е.Ю. (2020). Тектоническая зональность Байкальской складчатой области и этапы ее формирования. Фундаментальные проблемы тектоники и геодинамики. *Материалы LII Тектонического совещания*. М.: ГЕОС, Т. 2, с. 256–259. https://elibrary.ru/eelpcd

Рыцк Е.Ю., Ковач В.П., Ярмолюк В.В. и др. (2011). Изотопная структура и эволюция континентальной коры Восточно-Забайкальского сегмента Центрально-Азиатского складчатого пояса. *Геотектоника*, 5, с. 17–51. https://elibrary.ru/nyhqpj

Салоп Л.И. (1964). Геология Байкальской горной области. М: Недра, Т. 1, 515 с.

Смирнов В.И. (1976). Геология полезных ископаемых. М.: Недра, 688 с.

Соловьев В.В. (1978). Структуры центрального типа территории СССР по данным геолого-морфологического анализа. Объяснительная записка к Карте морфоструктур центрального типа территории СССР масштаба 1 : 10 000 000. Ленинград: М-во геологии СССР. Всесоюз. ордена Ленина науч.-исслед. геол. ин-т., 111 с.

Станевич А.М., Мазукабзов А.М., Постников А.А. и др. (2007). Северный сегмент Палеоазиатского океана в неопротерозое: история седиментогенеза и геодинамическая интерпретация. *Геология и геофизика*, 48(1), с. 60–79. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2006.12.005

Устинов С.А., Петров В.А. (2016). Использование детальных цифровых моделей рельефа для структурно-линеаментного анализа (на примере Уртуйского гранитного массива, ЮВ Забайкалье). *Геоинформатика*, 2, с. 51–60. https://geoinformatika.ru/?page_id=4051

Устинов С.А., Чепчугов А.М., Томаровская М.А., Петров В.А., Свечеревский А.Д., Яровая Е.В. (2024a). Структурно-тектонофизический подход к интерпретации результатов линеаментного анализа для прогноза рудообразующих минеральных систем на примере района Туюканского рудного узла. *Исследование Земли из космоса*, 5, с. 35–57. https://doi.org/10.31857/S0205961424050037

Устинов С.А., Петров В.А., Минаев В.А., Нафигин И.О., Яровая Е.В. (2024b). Дешифрирование и интерпретация структур центрального типа на территории юго-восточного Забайкалья для прогноза рудообразующих систем. *Геология рудных месторождений*, 66(4), с. 329–362. https://doi.org/10.31857/S0016777024040015

Хоментовский В.В., Постников А.А. (2001). Неопротерозойская история развития Байкало-Вилюйскойветви Палеоазиатского океана. *Геотектоника*, 3, с. 3–21. http://www.ipgg.sbras.ru/ru/science/publications/publ-neoproterozoyskaya-istoriya-razvitiya-baykalo-vilyuyskoy-3321-2001

Чугаев А.В., Будяк А.Е., Чернышев И.В., Дубинина Е.О., Гареев Б.И., Шатагин К.Н. и др. (2018). Изотопные (Sm-Nd, Pb-Pb и δ34S) и геохимические характеристики метаосадочных пород БайкалоПатомского пояса (Северное Забайкалье) и эволюция осадочного бассейна в неопротерозойское время. *Петрология*, 26(3), с. 213–244. https://doi.org/10.7868/S0869590318030019

Шерман С.И., Борняков С.А., Буддо В.Ю. (1983). Области динамического влияния разломов (результаты моделирования). Новосибирск: Наука, 110 с.

Шерман С.И. (2014). Сейсмический процесс и прогноз землетрясений: тектонофизическая концепция. Новосибирск: Гео, 359 с.

Шманкевич А.Ю., Мельников И.Д. и др. (1983). Отчёт о результатах поисковых геолого-геофизических работ в западной части Тонодского антиклинория (Северная партия Мегетской экспедиции, 1980-83 гг.). РГФ № 404197.

Anders M.H., Wiltschko D.V. (1994). Microfracturing, paleostress and the growth of faults. *J. Struct. Geol*, 16(6), pp. 795–815. https://doi.org/10.1016/0191-8141%2894%2990146-5

Anderson E.M. (1905). The dynamics of faulting. *Transactions of the Edinburgh Geological Society*, 8, pp. 387–402. https://doi.org/10.1144/transed.8.3.387

Carranza E. (2004). Weights of Evidence Modeling of Mineral Potential: A Case Study Using Small Number of Prospects, Abra, Philippines. *Natural Resources Research*, 13, pp. 173–187. http://dx.doi.org/10.1023/B:NARR.0000046919.87758.f5

Enoh M.A., Okeke F.I., Okeke U.C. (2021). Automatic lineaments mapping and extraction in relationship to natural hydrocarbon seepage in Ugwueme, South-Eastern Nigeria. *Geod. Cartogr.*, 47, pp. 34–44. https://doi.org/10.3846/GAC.2021.12099

Faulkner D.R., Mitchell T.M., Jensen E., Cembrano J. (2011). Scaling of fault damage zones with displacement and the implications for fault growth processes. *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 116(5), pp. 1–11. http://dx.doi.org/10.1029/2010JB007788

Faulkner D.R., Sanchez-Roa C., Boulton C., den Hartog, S.A.M. (2018). Pore fluid pressure development in compacting fault gouge in theory, experiments, and nature. *J. Geophys. Res.: Solid Earth*, 123(1), pp. 226–241. http://dx.doi.org/10.1002/2017JB015130

Franca-Rocha W., Bonham-Carter G., Misi A. (2003). GIS modeling for mineral potential mapping of carbonate-hosted Pb-Zn deposits. *Brazilian Journal of Geology*, 33, pp. 191–196. http://dx.doi.org/10.25249/0375-7536.200333S2191196

Fuchs K., Müller B. (2001). World Stress Map of the Earth: a key to tectonic processes and technological applications. *Naturwissenschaften*, 88, pp. 357–371. https://doi.org/10.1007/s001140100253

Hancock P.L. (1985). Brittle microtectonics: principles and practice. *J. of Struct. Geol*, 7(3/4), pp. 437–457. https://doi.org/10.1016/0191-8141(85)90048-3

Hawker L., Uhe P., Paulo L., Sosa J., Savage J., Sampson C., Neal J. (2022). A 30 m global map of elevation with forests and buildings removed. *Environ. Res. Lett.*, 17(2), 024016, https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac4d4f

Hobbs W.H. (1904). Lineaments of the Atlantic Border Region. *Geological Society. American Bulletin*, 15, pp. 483–506. https://doi.org/10.1130/GSAB-15-483

Jaeger J.C., Cook N.G.W. (1979). Fundamentals of Rock Mechanics. 3rd edit., 593 p. http://dx.doi.org/10.1017/S001675680003274X

Paplinski A. (1998). Directional filtering in edge detection. *IEEE Trans. Image Processing*, 7, pp. 611–615. http://dx.doi.org/10.1109/83.663510

Porwal A., González-Álvarez I., Markwitz V., McCuaig T.C., Mamuse A. (2010). Weights-of-evidence and logistic regression modeling of magmatic nickel sulfide prospectivity in the Yilgarn Craton, Western Australia. *Ore Geology Reviews*, 38(3). pp. 184–196. http://dx.doi.org/10.1016/j.oregeorev.2010.04.002

Riedel W. (1929). Zur Mechanik Geologischer Brucherschei-nungen. *Zbl. Mineralogie, Geol. Und Palaentol., Abt. B*., pp. 354–368.

Shahi H., Rouhani A.K.A. (2014). GIS-based weights-of-evidence model for mineral potential mapping of hydrothermal gold deposits in Torbat-e-Heydarieh area. *Journal of Mining and Environment*, 5, pp. 79–89. https://doi.org/10.22044/jme.2014.324

Suzen M.L., Toprak V. (1998). Filtering of Satellite Images in Geological Lineament Analyses: An Application to a Fault Zone in Central Turkey. *Int. J. Remote Sens*, 19. pp. 1101–1114. https://doi.org/10.1080/014311698215621

Wilson J.E., Chester J.S., Chester F.M. (2003). Microfracture analysis of fault growth and wear processes, Punchbowl Fault, San Andreas System, California. *J. Struct. Geol*, 25, pp. 1855–1873. http://dx.doi.org/10.1016/S0191-8141(03)00036-1

Сведения об авторах

Степан Андреевич Устинов – кандидат геол.-минерал. наук, заместитель директора по научной работе, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН
Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер, 35с7
e-mail: stevesa@mail.ru

Владислав Александрович Петров – доктор геол.-минерал. наук, чл.-корр. РАН, директор, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН
119017, Москва, Старомонетный пер, 35с7
e-mail: vlad243@igem.ru

Антон Андреевич Андреев – кандидат геол.-минерал. наук, научный сотрудник лаборатории редкометального магматизма, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН
Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер, 35с7
e-mail: axel-foley@yandex.ru

Алексей Джамалович Свечеревский – младший научный сотрудник лаборатории геоинформатики, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН
Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер, 35с7
e-mail: alexey@svecherevskiy.ru

Игорь Алексеевич Кочкин – аспирант, младший научный сотрудник лаборатории геоинформатики, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН
Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер, 35с7
e-mail: iakochkin@yandex.ru

Владимир Владимирович Шухов – лаборант-исследователь лаборатории геоинформатики, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН
Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер, 35с7
e-mail: vladimirsh3993@gmail.com

Статья поступила в редакцию 17.03.2025;
Принята к публикации 23.07.2025;
Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Interpretation of Lineaments Within the Western Part of the Baikal-Patom Belt Using a Multiscale Tectonophysical Approach in the Context of Ore-Forming Systems Prediction

S.A. Ustinov, V.A. Petrov, A.A. Andreev, A.D. Svecherevsky, I.A. Kochkin, V.V. Shukhov*
Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
**Corresponding author: Stepan A. Ustinov, e-mail: stevesa@mail.ru*

Abstract. In the article, using the territory of the western part of the Baikal-Patom belt as an example, an author's approach to the automatic extraction of lineaments reflecting various scale levels of the development of the fault network framework is proposed, based on the sequential lowering of the spatial resolution of the FABDEM digital elevation model. The results of a comprehensive spatial-geometric analysis of the extracted lineaments, marking fault structures of various ranks, are presented. Based on correlation analysis, groups of structures unambiguously corresponding to a definite scale level are identified. For the reconstruction of the parameters of the stress-strain state, the kinematics of the proposed fault structures, and the restoration of the sequence of tectogenesis stages, the paragenesis of structures identified at each stage of generalization of the digital elevation model was interpreted based on the shear model proposed by P.L. Hancock. As a result, in the history of the geological development of the territory, three sequential stages of tectogenesis have been established, characterized by: I) sub-latitudinal – east-northeastern, II) northeastern, and III) northwestern orientations of the axis of maximum compression. The first stage is manifested at all scale levels and corresponds to the processes of accretionary-collisional interaction of the margin of the Siberian craton with microcontinents and island-arc terranes. The second and third stages are manifested exclusively at the local level and correlate with the formation of sub-latitudinal strike-slips and thrusts in the northwestern direction. The obtained results, based on the calculation of the tendency-to-shear coefficient and visualization of the most hydraulically active segments of the fault structures, formed the basis for creating multiscale predictive-prospecting models of mineral resources of the territory, taking into account the identified stages of tectogenesis. It has been established that the first and second stages played the greatest role in the localization of metallic ore mineralization. In this case, the accuracy of the complex model amounted to 94%.

Keywords: Earth remote sensing, digital elevation model, lineament analysis, fault, tectonophysical analysis, structural-geomorphological method, stress-strain state, predictive and prospecting model of ore minerals, Baikal folded region, Baikal-Patom belt

Acknowledgements

The study was supported by the grant of the Russian Science Foundation No. 24-27-00218, https://rscf.ru/en/project/24-27-00218/.

The authors express their gratitude to the reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to improving the work.

Recommended citation: Ustinov S.A., Petrov V.A., Andreev A.A., Svecherevsky A.D., Kochkin I.A., Shukhov V.V. (2025). Interpretation of Lineaments Within the Western Part of the Baikal-Patom Belt Using a Multiscale Tectonophysical Approach in the Context of Ore-Forming Systems Prediction. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 83–106. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.7

References

Anders M.H., Wiltschko D.V. (1994). Microfracturing, paleostress and the growth of faults. *J. Struct. Geol*, 16(6), pp. 795–815. https://doi.org/10.1016/0191-8141%2894%2990146-5

Anderson E.M. (1905). The dynamics of faulting. *Transactions of the Edinburgh Geological Society*, 8, pp. 387–402. https://doi.org/10.1144/transed.8.3.387

Andreev A.A., Rytsk E.Yu., Velikoslavinskii S.D., Tolmacheva E.V., Bogomolov E.S., Lebedeva Y.M., Fedoseenko A.M. (2022). Age, composition, and tectonic setting of the formation of late neoproterozoic (late baikalian) complexes in the Kichera zone, Baikal-Vitim belt, northern Baikal area: geological, geochronological, and Nd isotope data. *Petrology*, 30(4), pp. 337–368. https://doi.org/10.1134/s0869591122040026

Burtman V.S., Leonov Yu.G., Lukyanov A.V., Makarov V.I., Rastsvetaev L.M., Suvorov A.I., Trifonov V.G., Khain V.E., Shcherba I.G. (1980). Problems of global correlation of geological phenomena. Moscow: Nauka, 229 p. (In Russ.)

Carranza E. (2004). Weights of Evidence Modeling of Mineral Potential: A Case Study Using Small Number of Prospects, Abra, Philippines. *Natural Resources Research*, 13, pp. 173–187. http://dx.doi.org/10.1023/B:NARR.0000046919.87758.f5

Chugaev A.V., Chernyshev I.V., Dubinina E.O., Shatagin K.N., Budyak A.E., Tarasova Y.I., Skuzovatov S.Y., Gareev B.I., Goryachev N.A. (2018). Isotopic (Sm–Nd, Pb–Pb, and $\delta^{34}S$) and geochemical characteristics of the metasedimentary rocks of the Baikal–Patom belt (northern Transbaikalia) and evolution of the sedimentary basin in the Neoproterozoic. *Petrology*, 26(3), pp. 213–245. https://doi.org/10.1134/S0869591118030025

Enoh M.A., Okeke F.I., Okeke U.C. (2021). Automatic lineaments maEnoh M.A., Okeke F.I., Okeke U.C. (2021). Automatic lineaments mapping and extraction in relationship to natural hydrocarbon seepage in Ugwueme, South-Eastern Nigeria. *Geod. Cartogr.*, 47, pp. 34–44. https://doi.org/10.3846/GAC.2021.12099

Faulkner D.R., Mitchell T.M., Jensen E., Cembrano J. (2011). Scaling of fault damage zones with displacement and the implications for fault growth processes. *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 116(5), pp. 1–11. http://dx.doi.org/10.1029/2010JB007788

Faulkner D.R., Sanchez-Roa C., Boulton C., den Hartog, S.A.M. (2018). Pore fluid pressure development in compacting fault gouge in theory, experiments, and nature. *J. Geophys. Res.: Solid Earth*, 123(1), pp. 226–241. http://dx.doi.org/10.1002/2017JB015130

Franca-Rocha W., Bonham-Carter G., Misi A. (2003). GIS modeling for mineral potential mapping of carbonate-hosted Pb-Zn deposits. *Brazilian Journal of Geology*, 33, pp. 191–196. http://dx.doi.org/10.25249/0375-7536.200333S2191196

Fuchs K., Müller B. (2001). World Stress Map of the Earth: a key to tectonic processes and technological applications. *Naturwissenschaften*, 88, pp. 357–371. https://doi.org/10.1007/s001140100253

Gitis V.G., Shchukin Yu.K., Starostin V.I. (2013). GIS technology for forecasting ore deposits. *Information Processes*, 13(2), pp. 48–63. (In Russ.) https://elibrary.ru/qynnqr

Gordienko I.V. (2006). Geodynamic evolution of the late Baikalides and Paleozoides of the folded frame of the Siberian platform. *Russian Geology and Geophysics*, 47(1), pp. 53–70. (In Russ.) https://elibrary.ru/lvhrvs

Gordienko I.V., Bulgatov A.N., Orsoev D.A. (2013). Geodynamic settings and metallogeny of the Sayan-Baikal mountain region. *Domestic Geology*, 3, pp. 7–15. (In Russ.). https://elibrary.ru/qbfnuj

Grishkov, G.A., Nafigin, I.O., Ustinov, S.A. et al. (2023). Developing a Technique for Automatic Lineament Identification Based on the Neural Network Approach. *Izv. Atmos. Ocean. Phys*. 59, pp. 1271–1280. https://doi.org/10.1134/S0001433823120101

Gusev G.S., Khain V.E. (1995). On the relationships between the Baikal-Vitim, Aldan-Stanovoy, and Mongol-Okhotsk terranes (south of Central Siberia). *Geotectonics*, 5, pp. 68–82. (In Russ.).

Gzovsky M.V. (1975). Fundamentals of tectonophysics. Moscow: Nauka, 536 p. (In Russ.).

Hancock P.L. (1985). Brittle microtectonics: principles and practice. *J. of Struct. Geol*, 7(3/4), pp. 437–457. https://doi.org/10.1016/0191-8141(85)90048-3

Hawker L., Uhe P., Paulo L., Sosa J., Savage J., Sampson C., Neal J. (2022). A 30 m global map of elevation with forests and buildings removed. *Environ. Res. Lett*., 17(2), 024016, https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac4d4f

Hobbs W.H. (1904). Lineaments of the Atlantic Border Region. *Geological Society. American Bulletin*, 15, pp. 483–506. https://doi.org/10.1130/GSAB-15-483

Ivanov A.I., Rozhok S.N., Strakhova T.M., Yakovlev V.P. et al. (1982). Geological structure and useful minerals of the interfluve of the lower reaches of the Vitim and Bol. Patom (Report of the Tuyukan party on group geological survey at a scale of 1:50,000 for 1978-1980). Irkutsk, Inv. No. 14-78-31/24. (In Russ.)

Jaeger J.C., Cook N.G.W. (1979). Fundamentals of Rock Mechanics. 3rd edit., 593 p. http://dx.doi.org/10.1017/S001675680003274X

Kats Ya. G., Poletaev A. I., Rumyantseva E. F. (1986). Fundamentals of lineament tectonics. Moscow: Nedra, 144 p. (In Russ.)

Khomentovsky V.V., Postnikov A.A. (2001). Neoproterozoic history of the development of the Baikal-Vilyui branch of the Paleoasian Ocean. *Geotectonics*, 3, pp. 3–21. (In Russ.) http://www.ipgg.sbras.ru/ru/science/publications/publ-neoproterozoyskaya-istoriya-razvitiya-baykalo-vilyuyskoy-3321-2001

Kocharyan G.G. (2021). The emergence and development of sliding processes in continental fault zones under the influence of natural and man-made factors. A review of the current state of the issue. *Physics of the Earth*, 4, pp. 3–41. (In Russ.). https://doi.org/10.31857/S0002333721040062

Koveshnikov A. M., Podshivalov A. N., Pimnev Yu. K. et al. (1989). Prospective zoning of the Tonodskoye Uplift territory for uranium with the selection of areas and objects for detailed prospecting and evaluation work based on structural-geological, radiogeochemical, mineralogical-petrographic studies, interpretation of space and aerial photographs and revision of known uranium manifestations with the compilation of a prospective zoning scheme on a scale of 1:200,000 over an area of 7.5 thousand square kilometers. According to geological assignment 5-1 for 1985-1989. Irkutsk, RGF No. 2698. (In Russ.).

Kuzmin M.I., Yarmolyuk V.V. (2016). Plate tectonics and mantle plumes - the basis of endogenous tectonic activity of the Earth over the past 2 billion years. *Russian Geology and Geophysics*, 57(1), pp. 8–21. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.01.002

Kuzmin Yu.O. (2018). Modern anomalous deformations of the earth's surface in fault zones: shear or extension? *Geodynamics and Tectonophysics*, 9(3), pp. 967–987. (In Russ.). https://doi.org/10.5800/GT-2018-9-3-0379

Makarev L.B., Mironov Yu.B. (2014). Features of metallogeny and prospects for industrial uranium-bearing capacity of the Chuya-Tonod mineragenic zone of northern Transbaikalia (based on GK-1000/3 and GDP-200/2 materials). *Regional Geology and Metallogeny*, 57, pp. 87–94. (In Russ.).

Makarev L.B., Mitrofanov G.L., Mitrofanova N.N., Pai V.M., Semeykina L.K. et al. (2010). State Geological Map of the Russian Federation at a scale of 1:1,000,000 (third generation). Aldan-Transbaikal Series. Sheet O-50 - Bodaibo. Explanatory note. St. Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory, 612 p. (In Russ.)

Makarov V.I. (2008). Quaternary tectonics and geodynamics of platform territories: current problems of study. *Byulleten" Komissii Po Izucheniyu Chetvertichnogo Perioda*, 68, pp. 10–25. (In Russ.). https://www.elibrary.ru/wfloed

Minaev V.A., Ustinov S.A., Petrov V.A., Svecherevsky A.D., Nafigin I.O. (2024a). Regional remote sensing analysis of fault tectonics of the Kola Peninsula and its role in ore formation. *Russian Journal of Earth Sciences*, 24(3), ES3010. (In Russ.). https://doi.org/10.2205/2024ES000918

Minaev V.A., Ustinov S.A., Petrov V.A., Svecherevsky A.D., Nafigin I.O. (2024b). Regional remote sensing analysis of fault tectonics of the Taimyr-Severozemelsky orogen and its role in ore formation. *Earth Research from Space*, 5, pp. 58–73. (In Russ.). https://elibrary.ru/rrsifu

Mitrofanova N.N., Boldyrev V.I., Korobeynikov N.K., Mitrofanov G.L. et al. (2012). State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). Aldan-Transbaikal Series. Sheet O-49 – Kirensk. Explanatory Note. St. Petersburg: VSEGEI Cartography Factory, 607 p. (In Russ.)

Nikishin A.M., Sobornov K.O., Prokopyev A.V., Frolov S.V. (2010). Tectonic evolution of the Siberian Platform during the Vendian and Phanerozoic. *Moscow Univ. Geol. Bull*., 65, pp. 1–16. https://doi.org/10.3103/S0145875210010011

Paplinski A. (1998). Directional filtering in edge detection. *IEEE Trans. Image Processing*, 7, pp. 611–615. http://dx.doi.org/10.1109/83.663510

Petrov V.A., Lespinasse M., Poluektov V.V., Ustinov S.A., Minaev V.A. (2017). Rescaling of fluid-conducting fault structures. *Doklady Earth Sciences*, 472(2), pp. 130–133. https://doi.org/10.1134/S1028334X17020027

Petrov V.A., Lespinasse M., Poluektov V.V., Ustinov S.A., Minaev V.A. (2019). Scale effect in a fluid-conducting fault network. *Geology of ore deposits*, 61(4), pp. 293–305. https://doi.org/10.1134/S1075701519040056

Petrov V.A., Sim L.A., Nasimov R.M., Shchukin S.I. (2010). Fault tectonics, neotectonic stresses, and hidden uranium mineralization in the area adjacent to the Strel'tsovka caldera. *Geology of Ore Deposits*, 52(4), pp. 279–288. https://doi.org/10.1134/S1075701510040033

Porwal A., González-Álvarez I., Markwitz V., McCuaig T.C., Mamuse A. (2010). Weights-of-evidence and logistic regression modeling of magmatic nickel sulfide prospectivity in the Yilgarn Craton, Western Australia. *Ore Geology Reviews*, 38(3). pp. 184–196. http://dx.doi.org/10.1016/j.oregeorev.2010.04.002

Rats M.V., Chernyshev S.N. (1970). Fracturing and properties of fractured rocks. Moscow: Nedra, 160 p. (In Russ.).

Rebetsky Yu. L., Kuchai O. A., Sycheva N. A. (2009). Method of cataclastic analysis of faults and results of calculations of the modern stress state in the crust near plate boundaries and for intraplate mountain-folded orogens. *Tectonophysics and topical issues of earth sciences for the 40th anniversary of the creation of the tectonophysics laboratory at the IPE RAS by M. V. Gzovsky: materials of reports of the All-Russian conference*. Moscow: IPE RAS, Vol. 1, pp. 340–366. (In Russ.). http://www.gdirc.ru/files/structure/Scientific_Projects/rffi-09-05-00687-a/articles/Rebetsky.pdf

Rebetsky Yu.L. (2008). Mechanism of generation of tectonic stresses in areas of large vertical movements. *Physical Mesomechanics*, 1(11), pp. 66–73. (In Russ.). https://doi.org/10.1016/j.physme.2008.03.008

Rebetsky Yu.L., Sim L.A., Marinin A.V. (2017). From slickensides to tectonic stresses. Methods and algorithms. Moscow: GEOS, 235 p. (In Russ.). https://elibrary.ru/YPNZQR

Riedel W. (1929). Zur Mechanik Geologischer Brucherschei-nungen. *Zbl. Mineralogie, Geol. Und Palaentol., Abt. B*., pp. 354–368.

Rytsk E.Y., Kovach V.P., Bogomolov E.S., Kotov A.B., Yarmolyuk V.V., Kovalenko V.I. (2011). Isotopic structure and evolution of the continental crust in the east Transbaikalian segment of the Central Asian foldbelt. *Geotectonics*, 45(5), pp. 349–377. https://doi.org/10.1134/S0016852111050037

Rytsk E.Yu. (2020). Tectonic zoning of the Baikal folded region and stages of its formation. Fundamental problems of tectonics and geodynamics. *Proceedings of the LII Tectonic Conference*. Moscow: GEOS, Vol. 2, pp. 256–259. (In Russ.). https://elibrary.ru/eelpcd

Salop L.I. (1964). Geology of the Baikal mountain region. Moscow: Nedra, Vol. 1, 515 p. (In Russ.)

Shahi H., Rouhani A.K.A. (2014). GIS-based weights-of-evidence model for mineral potential mapping of hydrothermal gold deposits in Torbat-e-Heydarieh area. *Journal of Mining and Environment*, 5, pp. 79–89. https://doi.org/10.22044/jme.2014.324

Sherman S.I. (2014). Seismic process and earthquake prediction: tectonophysical concept. Novosibirsk: Geo, 359 p. (In Russ.)

Sherman S.I., Bornyakov S.A., Buddo V.Yu. (1983). Areas of dynamic influence of faults (modeling results). Novosibirsk: Nauka, 110 p. (In Russ.)

Shmankevich A.Yu., Melnikov I.D. et al. (1983). Report on the results of geological and geophysical exploration work in the western part of the Tonod anticlinorium (Northern party of the Meget expedition, 1980-83). RGF No. 404197. (In Russ.)

Smirnov V.I. (1976). Geology of useful minerals. Moscow: Nedra, 688 p. (In Russ.)

Soloviev V.V. (1978). Structures of the central type of the territory of the USSR according to geological and morphological analysis. Explanatory note to the Map of morphostructures of the central type of the territory of the USSR on a scale of 1: 10,000,000. Leningrad: Ministry of Geology of the USSR. All-Union Order of Lenin scientific research geol. int., 111 p. (In Russ.)

Stanevich A.M., Mazukabzov A.M., Postnikov A.A. et al. (2007). Northern segment of the Paleoasian Ocean: Neoproterozoic deposition history and geodynamics. *Russian Geology and Geophysics*, 48(1), pp. 46–60. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2006.12.005

Suzen M.L., Toprak V. (1998). Filtering of Satellite Images in Geological Lineament Analyses: An Application to a Fault Zone in Central Turkey. *Int. J. Remote Sens*, 19. pp. 1101–1114. https://doi.org/10.1080/014311698215621

Ustinov S.A., Chepchugov A.M., Tomarovskaya M.A., Petrov V.A., Svecherevsky A.D., Yarovaya E.V. (2024a). Structural-tectonophysical approach to interpreting lineament analysis results for predicting ore-forming mineral systems using the Tuyukan ore cluster area as an example. *Earth Research from Space*, 5, pp. 35–57. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S0205961424050037

Ustinov S.A., Petrov V.A. (2016). Using detailed digital elevation models for structural-lineament analysis (using the Urtuy granite massif, southeastern Transbaikalia as an example). *Geoinformatics*, 2, pp. 51–60. (In Russ.) https://geoinformatika.ru/?page_id=4051

Ustinov S.A., Petrov V.A., Minaev V.A., Nafigin I.O., Yarovaya E.V. (2024b). Detection and interpretation of central type structures within the territory of southeastern Transbaikalia for prediction of ore-forming systems. *Geology of ore deposits*, 66(4), pp. 345–375. http://dx.doi.org/10.1134/S107570152460018X

Vidyapin Yu.P., Bondar I.V. (2021) Possibilities of using lineament analysis of the Earth's surface relief for geodynamic studies using the Caucasus region as an example. *Bulletin of the Moscow Society of Naturalists. Geological Department*, 96(2), pp. 39–51. (In Russ.)

Wilson J.E., Chester J.S., Chester F.M. (2003). Microfracture analysis of fault growth and wear processes, Punchbowl Fault, San Andreas System, California. *J. Struct. Geol*, 25, pp. 1855–1873. http://dx.doi.org/10.1016/S0191-8141(03)00036-1

Zobak M.D. (2018). Geomechanics of oil deposits. Izhevsk: Institute of Computer Research, 479 p. (In Russ.).

Zonenshain L.P., Kuzmin M.I., Natapov L.M. (1990). Tectonics of lithospheric plates on the territory of the USSR. Moscow: Nedra, Book. 1, 327 pp. (In Russ.)

Zorin Yu.A., Sklyarov E.V., Belichenko V.G., Mazukabzov A.M. (2009). Island arc–back-arc basin evolution: implications for Late Riphean–Early Paleozoic geodynamic history of the Sayan–Baikal folded area. *Russian Geology and Geophysics*, 50(3), pp. 149–161. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2008.06.022

About the Authors

Stepan A. Ustinov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director for Science, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences

35/7 Staromonetny lane, Moscow, 119017, Russian Federation

e-mail: stevesa@mail.ru

Vladislav A. Petrov – Doctor Sci. (Geology and Mineralogy), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Director, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences

35/7 Staromonetny lane, Moscow, 119017, Russian Federation

e-mail: vlad243@igem.ru

Anton A. Andreev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher of the Laboratory of Rare-Metal Magmatism, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences

35/7 Staromonetny lane, Moscow, 119017, Russian Federation

e-mail: axel-foley@yandex.ru

Aleksey Dz. Svecherevsky – Junior Researcher of the Laboratory of Geoinformatics, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences

35/7 Staromonetny lane, Moscow, 119017, Russian Federation

e-mail: alexey@svecherevskiy.ru

Igor A. Kochkin – Postgraduate Student, Junior Researcher of the Laboratory of Geoinformatics, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences

35/7 Staromonetny lane, Moscow, 119017, Russian Federation

e-mail: iakochkin@yandex.ru

Vladimir V. Shukhov – Assistant-Researcher of the Laboratory of Geoinformatics, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences

35/7 Staromonetny lane, Moscow, 119017, Russian Federation

e-mail: vladimirsh3993@gmail.com

Manuscript received 17 March 2025;
Accepted 23 July 2025;
Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georesursy.ru

ORIGINAL ARTICLE

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.11

Strontium Isotope Stratigraphy of the Middle–Upper Devonian: Data for the Conodonts from the Central Part of the Volga–Ural Petroleum Province

D.K. Nurgaliev[1], G.M. Sungatullina[1], N.G. Nourgalieva[1], V.V. Silantiev[1,2], A.V. Zhuravlev[3], A.V. Chugaev[1,4], D.N. Miftakhutdinova[1,2], Y.V. Goltsman[4], B.I. Gareev[1]*

[1]*Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation*

[2]*Branch of Kazan Federal University in the city of Jizzakh, Jizzakh, Uzbekistan*

[3]*Institute of Geology of FRC Komi Science Centre of the Ural Branch, Russian Academy of Sciences, Syktyvkar, Russian Federation*

[4]*Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy, and Geochemistry, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*

This study presents the first $^{87}Sr/^{86}Sr$ isotope data for the Middle–Upper Devonian strata of the central part of the Volga–Ural petroleum province, which are based on ramiform conodont elements. The stratigraphic position of most samples was verified using platform conodonts they contained. The $^{87}Sr/^{86}Sr$ values obtained are consistent with the global strontium curve, indicating a contiguous connection between this region and the world ocean throughout the Devonian. These results confirm general stratigraphic completeness of the regional succession despite numerous discontinuities and the complex intercalation of black shales, siliciclastics, and carbonates.

Key words: conodonts, Devonian, $^{87}Sr/^{86}Sr$ isotope data, Volga–Ural petroleum province

Recommended citation: Nurgaliev D.K., Sungatullina G.M., Nourgalieva N.G., Silantiev V.V., Zhuravlev A.V., Chugaev A.V., Miftakhutdinova D .N., Goltsman Yu.V., Gareev B.I. (2025). Strontium Isotope Stratigraphy of the Middle–Upper Devonian: Data for the Conodonts from the Central Part of the Volga–Ural Petroleum Province. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 107–118. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.11

1 Introduction

The Volga–Ural petroleum province is located on the southeastern margin of the East European Platform, adjacent to the Cis–Ural Foredeep and the Ural Mountains (Fig. 1). The central part of the Volga–Ural province is a large complex multilayer hydrocarbon system confined to the Devonian siliciclastic and carbonate reservoirs (Muslimov, 2007). Owing to its oil-bearing nature, the Devonian stratigraphy of this area has been studied in detail, which makes this region an ideal object for chemostratigraphic studies.

Strontium is one of the most abundant elements in the waters of the world ocean, where its concentration shows low variability and weak dependence on depth and salinity, especially in offshore environment (Lebrato et al., 2020; Castro, Huber, 2003). In the recent ocean, the mean Sr concentration in the water is of 7.85±0.03 μg/g (Brass, Turekian, 1972, 1974). The $^{87}Sr/^{86}Sr$ ratio is determined by two primary sources: the weathering of silicate minerals in terrestrial settings, contributing Sr with a relatively high $^{87}Sr/^{86}Sr$ ratio, and the hydrothermal activity of mid-ocean ridges, which produce the Sr with a less radiogenic $^{87}Sr/^{86}Sr$ ratio. The contribution of these sources to the total strontium isotopic composition ($^{87}Sr/^{86}Sr$ ratio) in seawater can be estimated by the following equation:

$$^{87}Sr/^{86}Sr_{sw} = (x)^{87}Sr/^{86}Sr_{rw} + (1–x)^{87}Sr/^{86}Sr_{hf},$$

where *x* is the fraction of strontium in seawater derived from river water; and *sw*, *rw*, and *hf* represent the $^{87}Sr/^{86}Sr$ ratios in seawater (*sw*), river water (*rw*), and hydrothermal fluids (*hf*) respectively.

The possibility of dating and correlating strata using the $^{87}Sr/^{86}Sr$ ratio is justified by the regular change in this value during geological time. Strontium isomorphically replaces calcium in carbonate, sulphate, and phosphate minerals (including biominerals), but carbonate is the most commonly analysed material due to its widespread occurrence (McArthur, 1994; Veizer et al., 1999).

The determination of Sr isotopes in Palaeozoic strata is complicated by diagenetic alteration of rocks and fossils. Diagenetic alteration of carbonate rocks and fossils can produce changes in the initial Sr isotopic composition in them, creating difficulties for data interpretation. Thus, it is essential to select suitable objects whose stratigraphic resolution matches the Sr residence time in the ocean (approximately 2.4 million years) (Jones, Jenkyns, 2001) and avoid samples with significant post-sedimentation alteration. Signs of alteration include high levels of silicate, and organic matter, and elevated Mn/Sr and Fe/Sr ratios.

*Corresponding author: Vladimir V. Silantiev
e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

© 2025 The Authors. Published by Georesursy LLC
This is an open access article under the Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

The variation curve of the $^{87}Sr/^{86}Sr$ ratio for Phanerozoic seawater has been established by integrating data from numerous studies, summarised in reviews (McArthur, 1994; Hairuo et al., 1998; Veizer et al., 1999; McArthur et al., 2020). Van Geldern et al. (2006) provided a key study for the Devonian strontium isotope stratigraphy, constructing the most detailed $^{87}Sr/^{86}Sr$ curve based on brachiopod shell calcite. Additional reliable data come from studies of brachiopod shell calcite (Brand, 1991, 2004; Zaky et al., 2019) and conodont apatite (Kurschner et al., 1992; Ebneth et al., 1997; Veizer et al., 1997; John et al., 2008; Le Houedec et al., 2017; Emsbo et al., 2018). The $^{87}Sr/^{86}Sr$ ratio shows two maxima, in the Lower Devonian (0.70870) and in the Upper Devonian (0.70808), separated by a minimum (~0.70782) from the base of the Eifelian to the middle Givetian. This well-defined negative excursion, linked to increased hydrothermal activity at mid-ocean ridges or decreased weathering of ^{87}Sr-rich continental rocks (Jones, Jenkyns, 2001), makes $^{87}Sr/^{86}Sr$ values suitable for isotope stratigraphy.

Conodonts (class Conodonta, Pander 1856) are extinct small nektonic animals that are similar to the modern chaetognaths. Their tooth-like remains (*conodont elements* or simply *conodonts*), composed of biogenic apatite, are commonly used in strontium isotope stratigraphy (e.g., Kurschner et al., 1992; Ebneth et al., 1997; Veizer et al., 1997; Song et al., 2015; Woodard et al., 2013). The strontium

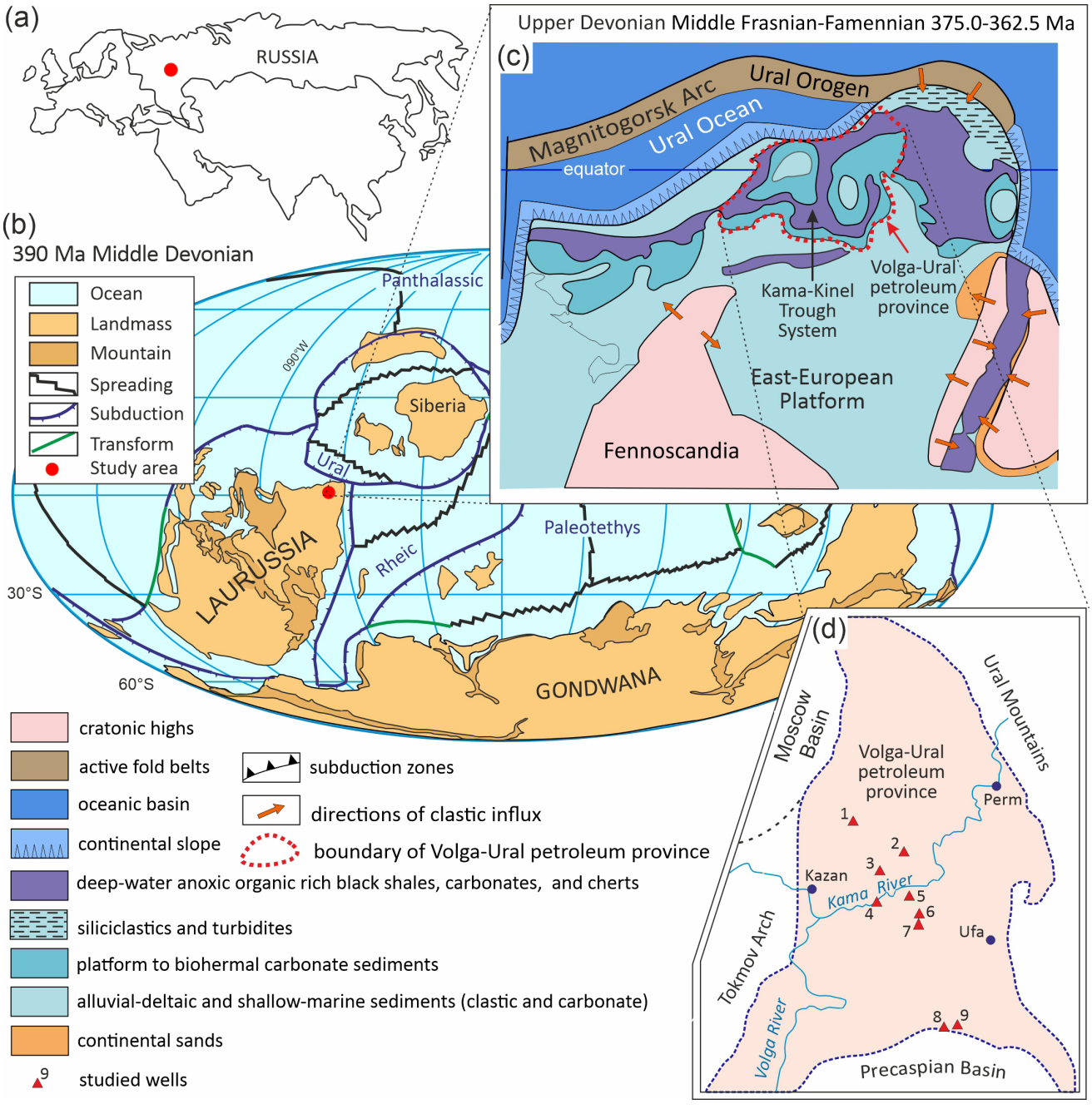


Fig. 1. Location of the studied area and its position in terms of the Middle Devonian palaeogeography: (a) Overview map; (b) Palaeogeographic map (simplified from Golonka (2002), Torsvik, Cocks (2017), Blakey (2021), Scotese (PALEOMAP Project, http://www.scotese.com/)); (c) Middle Frasnian to Famennian palaeogeography of the East European Platform and the Ural Palaeoocean (simplified from Nikishin et al. (1996), Kabanov et al. (2023a)); (d) location of the studied wells within the Volga–Ural petroleum province

isotopic composition in conodont apatite is thought to reflect the composition of seawater at the time of the existence of these organisms.

Conodonts are characterised by the high content of strontium (0.2 to 0.5 wt%) (Pietzner et al., 1968, Wright, 1989; Wright et al., 1990; Bertram et al., 1992; Katvala, Henderson, 2012), which is incorporated into the bioapatite crystal lattice during the growth of the organism and shows a regular pattern in the conodont hard tissues (Zhuravlev, Shevchuk, 2017). Usually, the maximum amount of strontium is concentrated in paralamellar and albid tissues ('white matter') (Wright, 1989; Holmden et al., 1996; Zhuravlev, Shevchuk, 2017) of ramiform elements (Holmden et al., 1996), the most common in conodont apparatus. The degree of diagenetic alteration of conodont bioapatite can be assessed by the Colour Alteration Index (CAI), which is used as a proxy of thermal alteration (Kolodny, Epstein, 1976; Epstein et al., 1977). The CAI reflects the alteration and degradation of the organic matter in the conodont tissues. The thermal diagenetic changes in conodont elements also affect the mineral component of the conodont tissues provoking its re-crystallisation and contamination of the conodont bioapatite (Zhuravlev, 2023).

Conodonts offer significant biostratigraphic advantages as objects of chemostratigraphy. Their evolutionary features, ubiquitous distribution in Devonian marine settings, and detailed zonal stratigraphy make them ideal for Sr isotope stratigraphy. The extinction of conodonts in the Late Triassic or earliest Jurassic, which precludes the possibility of direct comparison of their isotope values with modern analogues, is assumed to be the main limitation of conodont application in strontium isotope stratigraphy (Aldridge et al., 1986; Conway-Morris, 1989; Du et al., 2023).

Despite these limitations, the widespread distribution of conodonts in Devonian marine strata, their high strontium content, relative resistance to diagenetic changes, and detailed stratigraphic zonation make conodonts a reliable material for strontium isotope stratigraphy (Kovach, 1980, 1981; Keto, Jacobsen, 1987; Griffin et al., 2021). The aim of this study is the chemostratigraphic interpretation of $^{87}Sr/^{86}Sr$ values obtained from the Devonian conodonts of the central part of the Volga–Ural province.

2 Geological settings and palaeogeographic framework

The Devonian of the Volga–Ural petroleum province is represented by the Lower, Middle and Upper Series, with a total thickness of 500–1500 m (Fig. 2). The Lower Devonian is locally distributed, whereas the Middle and Upper Devonian are widespread. The stratigraphic completeness of the Devonian geological record of this area is proved by the contiguous succession of conodont zones (Ziegler, 1962, 1969, 1971; Wittekindt, 1966; Bultynck, 1975; Ziegler, Sandberg, 1984, 1990; Aristov, 1988; Rzhonsnitskaya, Kulikova, 1990; Sandberg, Ziegler, 1996; Ovnatanova, Kononova, 2008; Nazarova, Kononova, 2016, 2020; Fortunatova et al., 2018; Becker et al., 2020), which can be traced from the *kockelianus* Zone of the Eifelian to the Devonian–Carboniferous boundary (Fig. 3).

In the central part of the Volga–Ural petroleum province, the Devonian strata form the basal part of the sedimentary cover and unconformably overlie either the Cryogenian-Ediacaran rocks in the aulacogens or the crystalline basement. The composition of the strata, faunal assemblages, thickness and completeness of the succession vary considerably over the area. The Devonian strata include black shales, which are considered to be the oil source, and carbonate and siliciclastic rocks serving as reservoirs (Silantiev et al., 2024).

2.1 The Black Shales

They consist of organic rich mixed carbonate-clay or siliceous-clay-carbonate rocks. It is assumed that the organic matter of the black shales has originated under euxinic conditions in the photic zone of the Kama–Kinel Trough System (Fig. 1c) (Kabanov et al., 2023a, 2023b). The thickness of the black shales usually is several hundred metres The increase in the thickness observed in some cases was probably caused by the growth in the input of siliciclastic material from the adjacent land.

The faunistic assemblages within the black shales exhibit reduced biodiversity of the benthic fauna, including a few species of brachiopods. In contrast, planktonic and nektonic fossils are more diverse and contain radiolarians, ostracods (Entomozoidae), tentaculitids (mainly dacryoconarids), pteropods (winged molluscs), thin-shelled bivalves, cephalopods, etc.

The accumulation of organic-rich black shales began at the end of the Eifelian and continued until the beginning of the Mississippian (Tournaisian). Usually black shales contain conodonts in quantities suitable for isotope analysis.

2.2 Carbonate Sediments

Carbonate sediments were accumulated on isolated carbonate buildups (reefs and banks), and on off-reef carbonate and mud ramps. The isolated carbonate buildups (up to 600 m thick) consist of bioclastic, oolitic, microbial limestones containing a rich assemblage of fossils, including foraminifers, stromatoporoids, corals, brachiopods, crinoids and calcareous algae. Sediments of this type were predominantly accumulated along the slopes of the Kama–Kinel trough system (Fig. 1c). Off-reef carbonate and mud ramps consist of bioturbated limestones and mudstones with diverse benthic assemblages. In some cases, the carbonate successions are characterised by stratigraphic incompleteness and gaps.

During the Late Eifelian to Late Givetian, the accumulation of carbonate sediments was restricted to local troughs and was closely related to the accumulation of black shales. Sustainable accumulation of carbonate sediments began at the Early Frasnian and continued until regional regression in the Early Visean (Silantiev et al., 2023, 2024). Limestones containing brachiopods and crinoids usually are rich in conodonts; in limestones of other types, conodonts are rare or absent.

2.3 Siliciclastic Sediments

These were accumulated from the late Early Devonian (Emsian) to Early Late Devonian (Frasnian) and, nowadays, are represented by well-sorted sandstones and siltstones interbedded with mudstones. The thicknesses range from hundreds of metres in the troughs to tens of metres in uplifted areas of the tectonic arches. Marine fossils, including conodonts are rare, but various ichnofossil assemblages reveal the marine origin of these sediments (Silantiev et al., 2022, 2024; Miftakhutdinova, 2023).

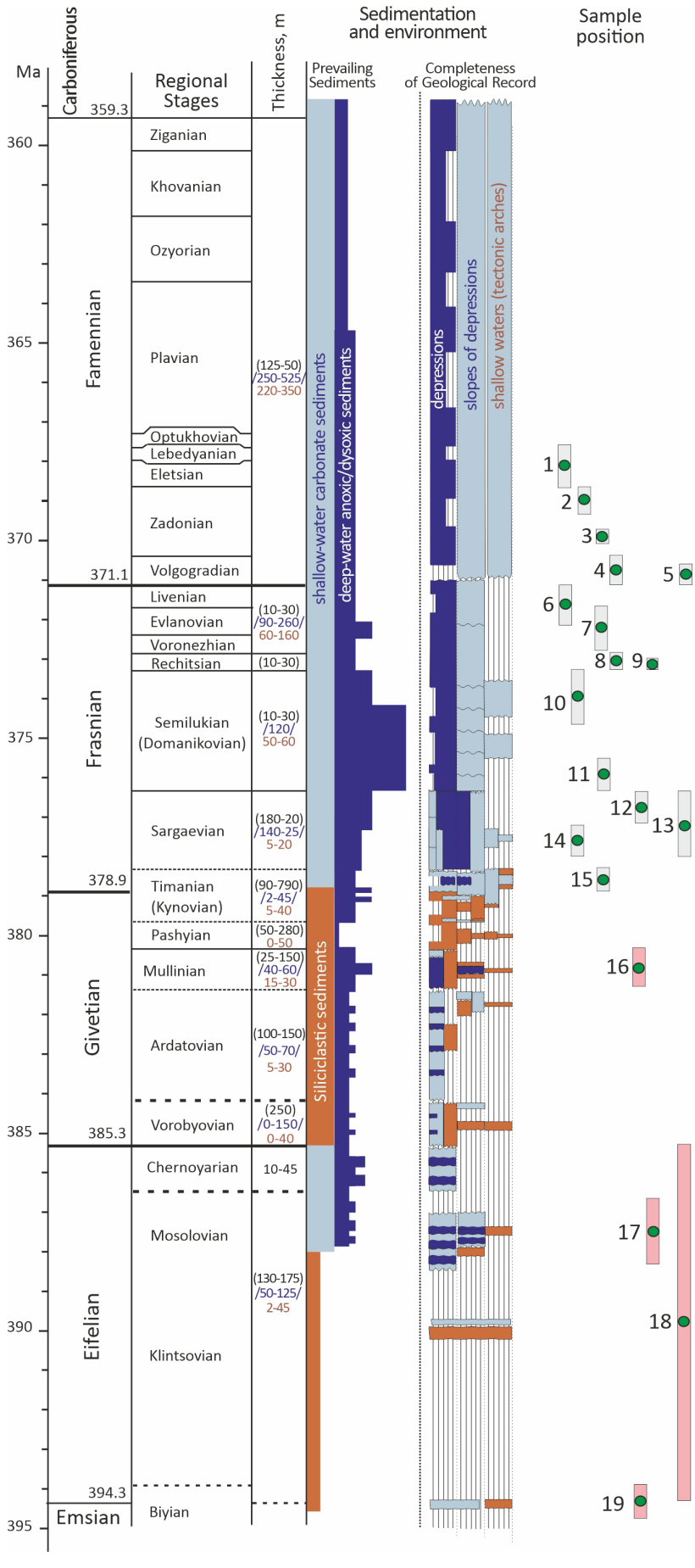


Fig. 2. Main types of sedimentation and completeness of the Devonian succession within Volga–Ural petroleum province. The position of the studied samples is shown. The data on sedimentation are updated from Kabanov et al. (2023a, 2023b). The width of the columns indicates the relative areal distribution of the strata; the white breaks indicate the hiatuses. Thickness indications: black font in parentheses – depressions; blue font in oblique brackets – slopes of depressions; brown font – shallow waters (modified from Silantiev et al. (2024)).

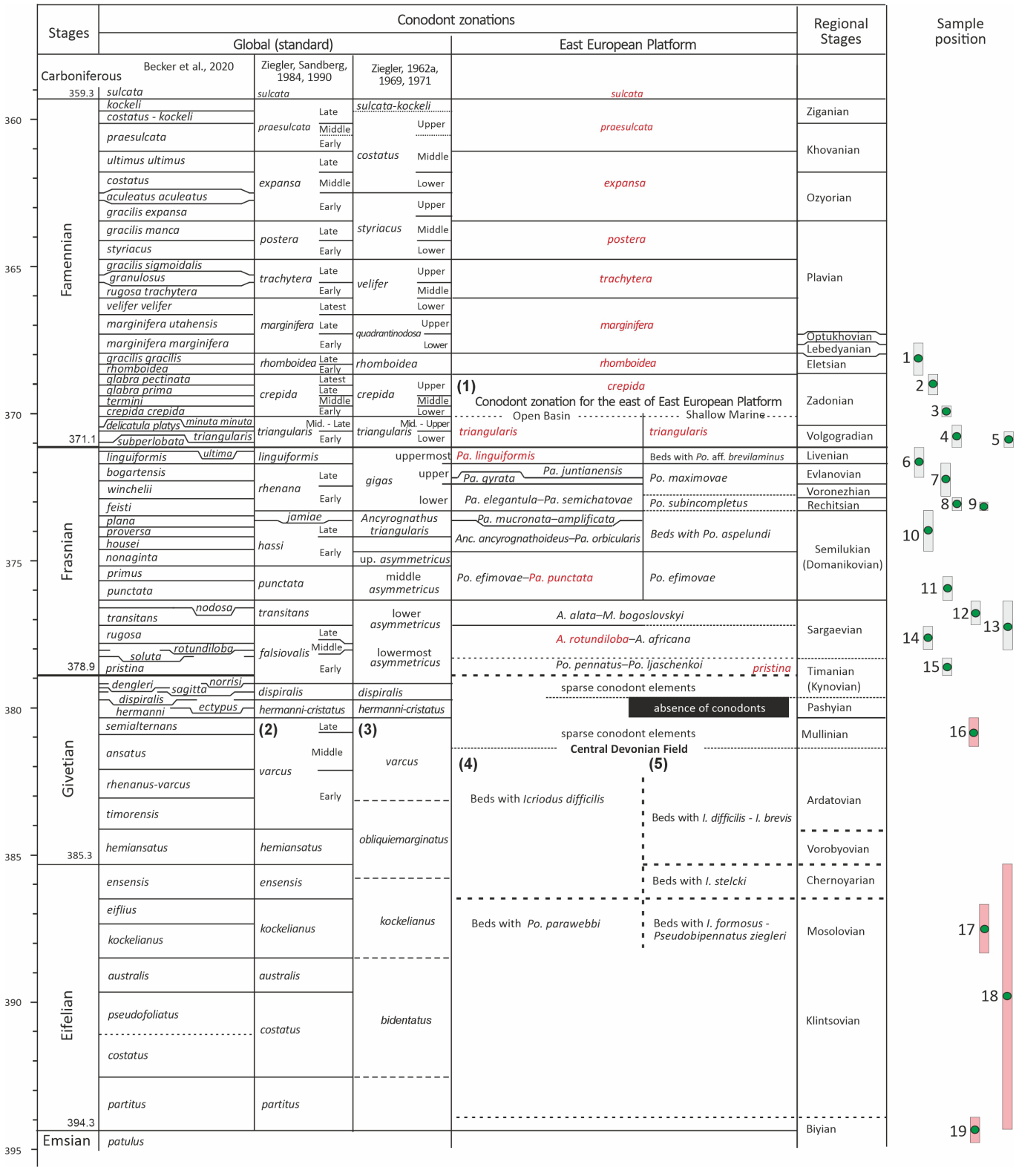


Fig. 3. Position of the studied samples within the framework of the Middle and Late Devonian conodont zonations and regional stratigraphy. Conodont zonations are compiled from: (1) Ovnatanova, Kononova (2008); (2) Sandberg, Ziegler (1996); (3) Bultynck (1975), Aristov (1988); (4) Aristov (1988); (5) Nazarova, Kononova (2016, 2020); red font indicates global or standard conodont zones traceable in the Volga–Ural petroleum province. Regional Stages are given according to Rzhonsnitskaya, Kulikova (1990) and Fortunatova et al. (2018). Samples: the grey rectangles indicate the age determined on conodont data; pink rectangles mean that the position of the sample is determined on geological data; scheme of conodont zonations is modified from Silantiev et al. (2024).

3 Materials and Methods

Conodont elements for $^{87}Sr/^{86}Sr$ analysis were selected from the extensive collection of the Geological Museum of the Kazan Federal University (coll. nos. 34/24, 34/93, 34/97, 34/99, 34/100), originally assembled by Professor Vyacheslav G. Khalymbadzha (Khalymbadzha, 1981, 2011). In the 1960–1980s, this collection was used to determine the conodont zonation of the Volga–Ural petroleum province (Khalymbadzha, Chernysheva, 1969a, 1969b, 1970a, 1970b). A total of 19 samples from different stratigraphic levels were analysed (Fig. 2, 3).

For $^{87}Sr/^{86}Sr$ analysis, we used conodonts from carbonate rocks of different facies composition, both from anoxic black shales and from shallow oxic carbonate strata. Such multifacial sampling should not have affected the $^{87}Sr/^{86}Sr$ values, because the concentration of strontium in seawater is determined by its residence time and is practically independent of basin depth and oxic or anoxic environment, i.e. it is determined only by the rate of strontium input (e.g. from river water or hydrothermal vents) and removal from water (e.g. by precipitation in minerals or participation in biological processes).

The exact stratigraphic position of samples within the conodont zonation and regional stages was determined using platform conodonts where available (Supplementary Material: Figures S1–S5). This approach enabled accurate correlation of most samples with the International Chronostratigraphic Chart (Fig. 3). However, four samples (16–19) lacked platform conodonts and their stratigraphic positions were inferred from geological data, leading to greater uncertainty (Fig. 2).

The $^{87}Sr/^{86}Sr$ values were measured predominantly from ramiform elements, which are characterised by a higher strontium content (Holmden et al., 1996). In addition, ramiform elements have a smoother surface than platform conodonts, reducing the retention of extraneous mineral particles. Conodont elements were extracted from the host carbonates with acetic acid and were selected manually under a binocular microscope and cleaned of extraneous mineral particles where necessary. The selection process took into account the Conodont Colour Alteration Index (CAI) and the state of preservation of the conodonts. Only specimens with a CAI of 2 or less and showing no signs of redeposition, such as surface erosion or rounding, were selected.

The isotopic composition of Sr in conodonts was studied using thermal ionisation mass spectrometry. The sample weight did not exceed ~0.015 g. The chemical preparation was reduced to dissolution of the sample in 6 M HCl at atmospheric pressure and a temperature of 110 °C for 10–12 hours. The resulting solutions were centrifuged and evaporated. Pure fractions of Sr for mass spectrometric analysis were obtained by ion exchange chromatography. The separation of Sr from matrix elements was carried out in 2.4 M HCl medium on ion-exchange columns filled with 3 mL of Bio Rad W50x8 resin (200–400 mesh). The procedural blanks contained less than 0.1 ng of Sr. The Sr isotopic composition was analysed on a Sector 54 Multicollector Thermionisation Mass Spectrometer (Micromass, UK). Measurements were performed on oxidised tantalum in single-filament mode with a current of centre filament of 2.2–2.7 A, corresponding to a temperature range of 1380–1450 °C. The measurement experiment included the registration of 100 mass-spectra, which provided convergence of results within the analysis no worse than 0.002% (2SE). The accuracy of the mass spectrometric measurements of the $^{87}Sr/^{86}Sr$ ratio in the samples was controlled by systematic measurements of the international standard of Sr isotopic composition (SRM-987, NIST, USA). Over the period of analysis, the value of $^{87}Sr/^{86}Sr$ for the SRM-987 standard was 0.710246 ± 0.000016 (n = 10, 2SD).

In addition to the standard control, the accuracy of the $^{87}Sr/^{86}Sr$ values was checked on a sample from the lower Kungurian (Cisuralian) of the Mechetlino reference section. The $^{206}Pb/^{238}U$ age of 283.5 ± 0.6 Ma for this sample (Supplementary Material, Table S1, Fig. S3.9) was estimated with high accuracy using a combination of biostratigraphic and radioisotope geochronological methods (Schmitz, Davydov, 2012). The $^{87}Sr/^{86}Sr$ value of this sample is 0.707394 ± 0.000010 and fits well with the global strontium curve for the Early Kungurian.

The $^{87}Sr/^{86}Sr$ data were used to compute a *Loess* model similar to that used by McArthur et al. (2001), with the smoothing algorithm developed by Cleveland (1979) and Cleveland and Devlin (1988). The *Loess* algorithm employs local regression, a statistical method for fitting smoothing curves without prior assumptions about their shape. The curve was generated using R, an open-source statistical software environment (R Core Team. A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, https://www.R-project.org/).

4 Results and Discussion

The $^{87}Sr/^{86}Sr$ values of the Devonian conodonts from the central part of the Volga–Ural petroleum province, along with the *Loess* trend line, are presented in Figure 4 and in Supplement, Table S1. Sample 19 (Lower Devonian, Biyian regional stage) shows an outlier value, probably due to diagenetic alteration of the conodont material, and is excluded from further discussion. We compare our results with the global Devonian strontium curve derived from brachiopods (Van Geldern et al., 2006) and referenced in the recent Geologic Time Scale volume (McArthur et al., 2020). The overall $^{87}Sr/^{86}Sr$ values range from 0.707780 ± 0.000012 to 0.708238 ± 0.000018, which are broadly in line with the global trend.

The data clearly reveal two distinct groups of samples, with the first group showing average $^{87}Sr/^{86}Sr$ values between 0.7077 and 0.7079, and the second group having values in the range of 0.7081 to 0.7082. The lower $^{87}Sr/^{86}Sr$ values (0.707780–0.707960) are characteristic of the Middle Devonian and Early Frasnian conodonts, whereas the higher values (0.708103–0.708238) are associated with the late Frasnian and Famennian conodonts. The reduced $^{87}Sr/^{86}Sr$ values in the middle and upper Eifelian can be attributed to increased input of Sr from mantle sources into the world ocean and/or reduced weathering of ^{87}Sr-rich crustal rocks (McArthur et al., 2020).

During the Givetian, a gradual increase in the $^{87}Sr/^{86}Sr$ ratio is observed. This positive shift, more clearly recorded in the upper Givetian, is generally consistent with the brachiopod-derived strontium curve (Van Geldern et al., 2006).

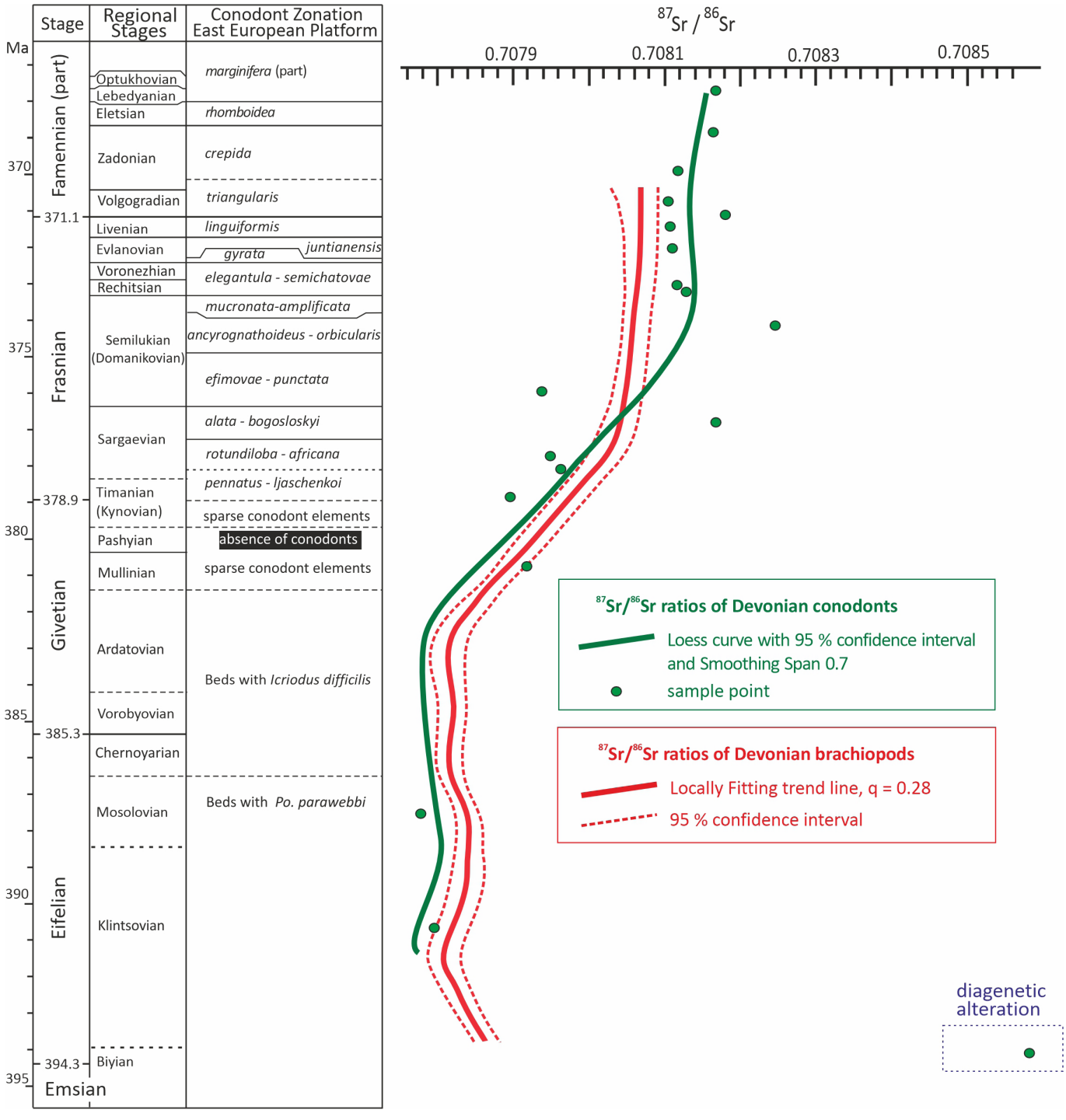


Fig. 4. $^{87}Sr/^{86}Sr$ values and Loess trend line for Devonian conodonts from the central part of the Volga–Ural petroleum province compared with the strontium curve for brachiopods (Van Geldern et al., 2006)

The positive $^{87}Sr/^{86}Sr$ excursion in the middle to late Givetian can be interpreted as a consequence of the Acadian–Eovariscan orogeny, expanding the global area of rock weathering and increasing the release of ^{87}Sr from crustal rocks into the world ocean (Van Geldern et al., 2006).

The $^{87}Sr/^{86}Sr$ values continue to rise in the Early Frasnian, reaching higher levels during the late Frasnian and Early Famennian. The plateaus of elevated values in this stratigraphic interval generally correspond well with the trend observed in the brachiopod-derived strontium curve (Van Geldern et al., 2006). However, the conodont-derived strontium curve shows slightly higher values than the brachiopod-derived curve, a pattern also noted by other researchers (e.g. Ebneth et al., 1997; Zaky et al., 2019).

The global $^{87}Sr/^{86}Sr$ curve for the Middle–Upper Devonian is mainly based on data obtained from brachiopod shells (Van Geldern et al., 2006; McArthur et al., 2020, and others), although the Sr isotopic composition of Devonian conodonts has also been extensively studied (e.g., John et al., 2008; Woodard et al., 2013; Song et al., 2015; Le Houedec et al., 2017; Emsbo et al., 2018). Conodont elements exhibit relatively high chemical stability and low permeability of hard tissues which lack open pores. During biomineralisation, strontium is gradually incorporated into conodont bioapatite, resulting in a regular distribution of Sr within the hard tissues (Zhuravlev, Schevchuk, 2017). The Sr concentrations in the lamellar and paralamellar tissues of conodont elements show oscillations correlated with the periodic growth of the lamellae (Zhuravlev, Shevchuk, 2017; Shirley et al., 2018). The average Sr concentration in conodont element depends on its growth rate, stage of ontogeny, and, probably, taxonomy (Shirley et al., 2018). Despite the complex Sr distribution pattern in conodont elements the $^{87}Sr/^{86}Sr$ ratios clearly show very little variation both within a sample and a conodont element. Thus, it is supposed that Sr-isotope signal in conodont elements is independent from conodont taxonomy and the stage of ontogeny, and $^{87}Sr/^{86}Sr$ ratios in conodont elements directly reflect those in the ancient sea water (Bertram et al., 1992; Terrill et al., 2022). There is no clear evidence of diagenetic exchange of Sr between well-preserved conodont elements and the host rock or pore water (Zhuravlev, Schevchuk, 2019). However, conodonts can absorb manganese (Mn) and rare earth elements (REE) from clayey host rocks (Bertram et al., 1992; Bright et al., 2009; Trotter et al., 2016; Zhuravlev, 2023).

Several recent publications have examined the differences in the Sr isotopic compositions of conodonts and brachiopods (Zaky et al., 2019; Woodard et al., 2013; Song et al., 2015). Specifically, conodonts from the Bird Spring Formation (Carboniferous) have higher levels of the radiogenic isotope ^{87}Sr than brachiopods do (Zaky et al., 2019). The authors suggest that this discrepancy may result from diagenetic alterations in the Sr isotopic composition of conodonts. However, such variations could also be caused by regional or local factors. In particular, this assumption is supported by the Permian–Triassic Sr isotope record of conodonts and brachiopods, where the Sr isotope values are in good agreement (Song et al., 2015).

The $^{87}Sr/^{86}Sr$ values obtained for the conodonts from the central part of the Volga–Ural petroleum province are largely consistent with those of Devonian brachiopods which are incorporated into the global curve (Fig. 4). However, in some conodont samples, the $^{87}Sr/^{86}Sr$ values show slight deviations. It is unlikely that only diagenetic processes affecting the conodont elements can explain all these discrepancies.

The lower $^{87}Sr/^{86}Sr$ values in the Mosolian (Eifelian) and late Timanian–Sargaevian (Early Frasnian) could have been caused by the extensive transgression as well as volcanic and hydrothermal activity in the Ural palaeoocean, which was connected with the Kama–Kinel trough system. In contrast, the higher $^{87}Sr/^{86}Sr$ values in the Late Frasnian–Famennian could correspond to the enhanced weathering of the western part of the East European Platform.

Our results demonstrate that the general trend of the Devonian $^{87}Sr/^{86}Sr$ curve for conodonts from the central part of the Volga–Ural petroleum province aligns with the trends of strontium curves for brachiopods, carbonate rocks, and conodonts from other regions (Ebneth et al., 1997; Diener et al., 1996) and with the global $^{87}Sr/^{86}Sr$ curve (Van Geldern et al., 2006; McArthur et al., 2020) complementing these data with regional variations.

Conclusion

1. The $^{87}Sr/^{86}Sr$ curve for the conodonts from the central part of the Volga–Ural petroleum province aligns with the global strontium curve, indicating a connection between this region and the global ocean throughout the Devonian.

2. The lower $^{87}Sr/^{86}Sr$ values in the Eifelian and Early Frasnian could have been caused by the extensive transgression as well as volcanic and hydrothermal activity in the Ural palaeoocean, which was connected with the Kama–Kinel trough system. In contrast, the higher $^{87}Sr/^{86}Sr$ values in the Late Frasnian–Famennian could correspond to the enhanced weathering of the western part of the East European Platform.

3. Future research could focus on investigating the causes of discrepancies in Sr isotope values between brachiopods and conodonts.

Supplementary Materials

Table S1: $^{87}Sr/^{86}Sr$ values, stratigraphy of the samples and conodont assemblages using for age determination

Figures S1–S5: Conodont assemblages used for determining the stratigraphic age of the samples

Acknowledgements

This work has been partly supported (B.I.G) by the Kazan Federal University Strategic Academic Leadership Program (PRIORITY-2030). Biostratigraphic investigation of D.N.M. was funded by a subsidy allocated to the Kazan Federal University for the state assignment project FZSM-2023-0023 in the sphere of scientific activities.

We are very grateful to the editors and anonymous reviewers, whose comments and suggestions significantly improved the article.

References

Aldridge R.J., Briggs D.E.G., Clarkson E.N.K., Smith M.P. (1986). The affinities of conodonts – new evidence from the Carboniferous of Edinburgh, Scotland. *Lethaia*, 19, pp. 279–291.

Aristov V.A. (1988). Devonian conodonts of the Central Devonian field (Russian Platform). Moscow: Nauka, 120 p. (In Russ.)

Becker R.T., Marshall, J.E.A., Da Silva, A.-C., Agterberg, F.P., Gradstein, F.M., Ogg, J.G. (2020). The Devonian Period. In: Gradstein, F.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg, G.M., eds., *Geologic Time Scale 2020*.

Volume 2. Amsterdam: Elsevier, pp. 733–810. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00022-X

Bertram C.J., Elderfield H., Aldridge R.J.; Conway-Morris S. (1992). $^{87}Sr/^{86}Sr$, 143Nd/144Nd and REEs in Silurian phosphatic fossils. *Earth and Planetary Sciences Letters*, 113, pp. 239–249.

Blakey R. (2024). DeepTimeMaps™. https://deeptimemaps.com/

Brand, U. (1991). Strontium isotope diagenesis of biogenic aragonite and low-Mg calcite. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 55, pp. 505–513.

Brand U. (2004). Carbon, oxygen and strontium isotopes in Paleozoic carbonate components: an evaluation of original seawater-chemistry proxies. *Chemical Geology*, 204(1-2), pp. 23–44. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2003.10.013

Brass G.W., Turekian K.K. (1972). Strontium distributions in sea water profiles from the Geosecs 1 (Pacific) and Geosecs 11 (Atlantic) test stations. *Earth and Planetary Sciences Letters*, 16, pp. 117–121.

Brass G.W., Turekian K.K. (1974). Strontium distribution in GEOSECS oceanic profiles. *Earth and Planetary Sciences Letters*, 23(1), pp. 141–148.

Bright, C.A., Cruse, A.M., Lyons, T.W., MacLeod, K.G., Glascock, M.D., Ethington, R.L. (2009). Seawater rare-earth element patterns preserved in apatite of Pennsylvanian conodonts? *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 73, pp. 1609–1624.

Bultynck P. (1975). Conodontes de la formation de Fromelennes du Givetien de l'Ardenne rancobelge. *Bulletin del'Institut royal des Sciences naturelles de Belgique, Sciences de la terre*, 50(10), pp. 1–30.

Castro P., Huber M.E. (2003). Marine Biology. 4th ed. Boston: McGraw Hill, 480 p.

Cleveland W.S. (1979). Robust Locally Weighted Regression and Smoothing Scatterplots. *Journal of the American Statistical Association*, 74(368), pp. 829–836. https://doi.org/10.1080/01621459.1979.10481038

Cleveland W.S., Devlin S.J. (1988). Locally-weighted regression: an approach to regression analysis by local fitting. *Journal of the American Statistical Association*, 83(403), pp. 596–610. https://doi.org/10.1080/01621459.1988.10478639

Conway-Morris S. (1989). Conodont paleobiology: recent progress and unsolved problems. *Terra Nova*, 1, pp. 135–150.

Diener A., Ebneth S., Veize, J., Buhl D. (1996). Strontium isotope stratigraphy of the Middle Devonian: brachiopods and conodonts. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 60, pp. 639–652.

Du Y., Onoue T., Tomimatsu Y., Wu Q., Rigo M. (2023). Lower Jurassic conodonts from the Inuyama area of Japan: implications for conodont extinction. *Frontiers in Ecology and Evolution*, 11, 1135789. https://doi.org/10.3389/fevo.2023.1135789

Ebneth S., Deiner A., Buhl D., Veizer J. (1997). Strontium isotope systematics of conodonts: Middle Devonian, Eifel Mts., Germany. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 132, pp. 79–96.

Emsbo P., Premo W.R., McLaughlin P.I., Neymark L.A., Vandenbroucke T.R.A., Day J.I., du Bray, E.A., Manning A.H., Bancroft A.M. (2018). Impact of Sedimentary-Exhalative Hydrothermal Systems on Marine Chemistry and Mass Extinctions: Applications for Ore Genesis Research and Mineral Exploration. In: Arribas, A.M., Mauk, J.L., eds., *Metals, Minerals, and Society. Special Publications of the Society of Economic Geologists*, 21, pp. 75–87. https://doi.org/10.5382/SP.21.05

Epstein A.G., Epstein J.B., Harris L.D. (1977). Conodont Colour Alteration – An Index to Organic Metamorphism. *U.S. Geological Survey Professional Paper*, 995, pp. 1–27.

Fortunatova N.K., Zaytseva E.L., Bushueva M.A., Shvets-Taneta-Guriy A.G., Baranova A.V., Kononova L.I., Rakhimova E.V., Mikheeva A.I., Oleneva N.V., Avdeeva A.A. (2018). Unified subregional stratigraphic scheme of the Upper Devonian deposits of the Volga-Ural subregion. Explanatory note. Moscow: FGBU VNIGNI, 64. (In Russ.)

Golonka J. (2002). Plate-tectonic maps of the Phanerozoic. *Society for Sedimentary Geology. Special publication*, 72, pp. 21–75.

Griffin J.M., Montañez I.P., Glessner J.J.G., Chen J., Willmes M. (2021). Geologic variability of conodont strontium isotopic composition quantified by laser ablation multiple collection inductively coupled plasma mass spectrometry. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 568, 110308. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2021.110308

Hairuo Q., Barnes C.R., Buhl D., Veizer J. (1998). The strontium isotopic composition of Ordovician and Silurian brachiopods and conodonts: Relationships to geological events and implications for coeval seawater. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 62(10), pp. 1721–1733.

Holmden C., Creaser R.A., Muehlenbachs K., Bergstrom S.M., Leslie S.A. (1996). Isotopic and elemental systematics of strontium and neodymium in 454 Ma biogenic apatites: implications for paleoseawater studies. *Earth and Planetary Sciences Letters*, 142, pp. 425–437.

John E.H., Cliff R., Wignall P.B. (2008). A positive trend in seawater $^{87}Sr/^{86}Sr$ values over the Early–Middle Frasnian boundary (Late Devonian) recorded in well-preserved conodont elements from the Holy Cross Mountains, Poland. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 269(3–4), pp. 166–175. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2008.04.031

Jones C.E., Jenkyns H.C. (2001). Seawater Strontium Isotopes, Oceanic Anoxic Events, and Seafloor Hydrothermal Activity in the Jurassic and Cretaceous. *American Journal of Science*, 301(2), pp. 112–149. https://doi.org/10.2475/ajs.301.2.112

Kabanov P., Hauck, T.E., Gouwy, S.A., Grasby S.E., van der Boon A. (2023a). Oceanic anoxic events, photic-zone euxinia, and controversy of sea-level fluctuations during the Middle-Late Devonian. *Earth-Science Reviews*, 241, 104415. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104415

Kabanov P., Gouwy S.A., van der Boon A., Grasby S.E. (2023b). Nature of Devonian anoxic events based on multiproxy records from Panthalassa, NW Canada. *Global and Planetary Change*, 227, 104176. https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2023.104176

Katvala E.C., Henderson C.M. (2012). Chemical element distributions within conodont elements and their functional implications. *Paleobiology*, 38, pp. 447–458. https://doi.org/10.1666/11038.1

Keto, L., Jacobsen, S. B. (1987). Neodymium and strontium isotopic variations of Early Paleozoic oceans. *Earth and Planetary Sciences Letters*, 84, pp. 27–41.

Khalymbadzha V.G. (1981). Upper Devonian conodonts of the eastern Russian Platform, South Titan, and Polar Urals and their stratigraphic significance. Kazan: Kazan University, 201 p. (In Russ.)

Khalymbadzha V.G. (2001). Stages of conodont development in the Late Devonian. *Byulleten Moskovskogo obshchestva ispytateley prirody. Otdel geologicheskiy*, 76(5), pp. 33–37. (In Russ.)

Khalymbadzha V.G., Chernysheva N.G. (1969a). Conodonts of the Upper Devonian deposits of the Volga-Kama region and their stratigraphic significance. *Proceedings of the Geological Institute*, 24, pp. 155–158 (In Russ.)

Khalymbadzha V.G., Chernysheva N.G. (1969b). Stratigraphic significance of Upper Devonian conodonts of the Volga-Kama region and the possibility of their use for interregional correlation. *Doklady Akademii Nauk SSSR*, 184(5), pp. 1170–1173. (In Russ.)

Khalymbadzha V.G., Chernysheva N.G. (1970a). Conodonts of the Ancyrodella genus from the Devonian deposits of the Volga-Kama region and their stratigraphic significance. In: *Biostratigraphy and paleonology of the Paleozoic deposits of the East of the Russian platform and the Western Urals*. Kazan: Kazan University, pp. 81–103. (In Russ.)

Khalymbadzha V.G., Chernysheva N.G. (1970b). Conodonts of the *Belodella* genus from the Upper Devonian deposits of the Volga-Kama region. In: *Biostratigraphy and paleontology of the Paleozoic deposits of the East of the Russian platform and the Western Urals*. Kazan: Kazan University, pp. 104–116. (In Russ.)

Kolodny Y., Epstein S. (1976). Stable isotope geochemistry of deep sea cherts. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 40, pp. 1195–1209.

Kovach J. (1980). Variations in the strontium isotopic composition of seawater during Palaeoxoic time determined by analysis of conodonts. *GSA Abstracts with Programs*, 12, p. 465.

Kovach J. (1981). The strontium content of conodonts and possible use of the strontium concentrations and strontium isotopic composition on conodonts for correlation purposes. *GSA Abstracts with Programs*, 13, p. 285.

Kurschner W., Becker R.T., Buhl D., Veizer J. (1992). Strontium isotopes in conodonts: Devonian/Carboniferous transition, the northern Rhenish Slate Mountains, Germany. *Annales de la Societe Geologique de Belgique*, 115(2), pp. 595–622.

Le Houedec S., McCulloch M., Trotter J., Rankenburg K. (2017). Conodont apatite $\delta^{88}/^{86}Sr$ and $\delta^{44}/^{40}Ca$ compositions and implications for the evolution of Palaeozoic to early Mesozoic seawater. *Chemical Geology*, 453, pp. 55–65. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2017.02.013

Lebrato M., Garbe-Schönberg D., Müller M.N., Blanco-Ameijeiras S., Feely R.A., Lorenzoni L., Molinero J.-C., Bremer K., Jones D.O.B., Iglesias-Rodriguez D., Greeley D., Lamare M.D., Paulmier A., Graco M., Cartes J., Barcelos e Ramos J., de Lara A., Sanchez-Leal R., Jimenez P., Paparazzo F.E., Hartman S.E., Westernströer U., Küter M., Benavides R., da Silva, A.F., Bell S., Payne C., Olafsdottir S., Robinson K., Jantunen L.M., Korablev A., Webster R.J., Jones E.M., Gilg O., Bailly du Bois, P., Beldowski, J., Ashjian, C., Yahia, N. D., Twining, B., Chen, X.-G., Tseng L.-C., Hwang J.-S., Dahms H.-U., Oschlies A. (2020). Global variability in seawater Mg:Ca and Sr:Ca ratios in the modern ocean. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 117(36), pp. 22281–22292. https://doi.org/10.1073/pnas.1918943117

McArthur J.M. (1994). Recent trends in strontium isotope stratigraphy. *Terra Nova*, 6(4), pp. 331–358. https://doi.org/10.1111/j.1365-3121.1994.tb00507.x

McArthur J.M., Howarth R.J., Bailey T.R. (2001). Strontium isotope stratigraphy: LOWESS version 3: best fit to the marine Sr-isotope curve for 0–509 Ma and accompanying look-up table for deriving numerical age. *Journal of Geology*, 109(2), pp. 155–170. https://doi.org/10.1086/319243

McArthur J.M., Howarth R.J., Shields G.A., Zhou Y. (2020). Strontium Isotope Stratigraphy. In: Gradstein F.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M., eds., *Geologic Time Scale 2020*. Volume 1. Elsevier, Amsterdam, pp. 211–238. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00007-3

Miftakhutdinova, D.N. (2023). Using Ichnofossils to Correlate Oil-Bearing Deposits in the Devonian Clastic Succession (Pashyian and Timanian Horizons) of the South Tatar Arch. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta Seriya Estestvennye Nauki*, 165(4), pp. 688–700. (In Russ.) https://doi.org/10.26907/2542-064X.2023.4.688-700

Muslimov R. Kh., (2007). Improving the principles of oil field development. Oil-and-gas content of the Republic of Tatarstan. *Geology and development of oil fields*, 1, pp. 174–197. (In Russ.)

Nazarova V.M., Kononova L.I. (2016). Leading conodont species of the Middle Devonian of the Voronezh anteclise. In: *State of the stratigraphic base of the center and southeast of the East European Platform*. Moscow: VNIGNI, pp. 51–55. (In Russ.)

Nazarova V.M., Kononova L.I. (2020). Conodont assemblages from Givetian deposits (Middle Devonian) of the Shchigry-16 borehole (Voronezh anteclise). In: *PALEOSTRAT–2020*. Moscow: PIN RAN, pp. 41–42. (In Russ.)

Nikishin A.M., Ziegler P.A., Stephenson R., Cloetingh S., Furne A., Fokin P.A., Ershov A.V., Bolotov S.N., Korotaev M., Alekseev A.S., Gorbachev V., Shipilov E.V., Lankreijer A.C., Bembinova E., Shalimov I.V. (1996). Late Precambrian to Triassic history of the East European Craton: dynamics of sedimentary basin evolution. *Tectonophysics*, 268, pp. 23–63. https://doi.org/10.1016/S0040-1951(96)00228-4

Ovnatanova N.S., Kononova L.I. (2008). Frasnian Conodonts from the Eastern Russian Platform. *Paleontological Journal*, 42(10), pp. 997–1166. https://doi.org/10.1134/S0031030108100018

Pietzner H., Vahl J., Werner H., Ziegler W. (1968). Zur chemischen Zusammensetzung und Micromorphologie der Conodonten. *Paleontographica*, 128, pp. 115–152.

Rzhonsnitskaya M.A., Kulikova V.F. (1990). Resolution of the interdepartmental regional stratigraphic meeting on the Middle and Upper Paleozoic of the Russian Platform with regional stratigraphic schemes. Devonian system. Leningrad: Cartographic Factory VSEGEI, 60 p. (In Russ.)

Sandberg C.A., Ziegler W. (1996). Devonian conodont biochronology in geologic time calibration. *Senckenbergiana Lethaea*, 76, pp. 259–265. https://doi.org/10.1007/BF03042852

Schmitz M.D., Davydov, V.I. (2012). Quantitative radiometric and biostratigraphic calibration of the Pennsylvanian – Early Permian (Cisuralian) time scale, and pan-Euramerican chronostratigraphic correlation. *Geological Society of America Bulletin*, 124(3/4), pp. 549–577. https://doi.org/10.1130/B30385.1

Shirley B., Grohganz M., Bestmann M. and Jarochowska E. (2018). Wear, tear and systematic repair: testing models of growth dynamics in conodonts with high-resolution imaging. *Proceedings of the Royal Society of London*, B 285, 20181614. https://doi.org/10.1098/rspb.2018.1614

Silantiev V.V., Validov M.F., Miftakhutdinova D.N., Morozov V.P., Ganiev B.G., Lutfullin A.A., Shumatbaev K.D., Khabipov R.M., Nurgalieva N.G., Tolokonnikova Z.A., Korolev E.A., Sudakov V.A., Smirnova A.V., Golod K.A., Leontiev A.A., Shamsiev R.R., Noykin M.V., Kosarev, V. E., Nikonorova D.A., Akhmetov R.F. (2022). Sedimentation model of the middle Devonian clastic succession of the South Tatar Arch, Pashyian Regional stage, Volga-Ural Oil and Gas Province, Russia. *Georesursy=Georesources*, 24(4), pp. 12–39. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.2

Silantiev V.V., Validov M.F., Miftakhutdinova D.N., Nourgalieva N.G., Korolev E.A., Ganiev B.G., Lutfullin A.A., Shumatbaev K.D., Khabipov R.M., Sudakov V.A., Akhmadullina Yu.A., Golod K.A., Leontev A.A., Shamsiev R.R., Nikonorova D.A., Krikun S.S., Noykin M.V., Abdullina E.A. (2023). Visean terrigenous sediments of the South Tatar Arch (Volga-Urals oil and gas bearing province) – multifacial filling of the karst surface of the Tournaisian isolated carbonate platform. *Georesursy=Georesources*, 25(4), pp. 3–28. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.1

Silantiev V.V., Miftakhutdinova D.N., Nurgalieva N.G., (2024). From Siliciclastics to Carbonates and Black shales: Deciphering Sedimentary Continuity and Discontinuity in the Devonian Landscapes of the Volga-Ural Petroleum Province. *Georesursy = Georesources*, 26(4), pp. 62–82. https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.1

Song H., Wignall P.B., Tong J., Song H., Chen J., Chu D., Tian L., Luo M., Zong K., Chen Y., Lai X., Zhang K., Wang H. (2015). Integrated Sr isotope variations and global environmental changes through the Late Permian to early Late Triassic. *Earth and Planetary Science Letters*, 424, pp. 140–147. https://doi.org/10.1016/j.epsl.2015.05.035

Terrill D.F., Jarochowska E., Henderson C.M., Shirley B., Bremer O. (2022). Sr/Ca and Ba/Ca ratios support trophic partitioning within a Silurian conodont community from Gotland, Sweden. *Paleobiology*, 48(4), pp. 601–621. https://doi.org/10.1017/pab.2022.9

Torsvik T.H., Cocks, L.R.M. (2017). Earth History and Palaeogeography. Cambridge: Cambridge University Press, 332 p. https://doi.org/10.1017/9781316225523

Trotter J.A., Barnes C.R., McCracken A.D. (2016). Rare earth elements in conodont apatite: Seawater or pore-water signatures? *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 462, pp. 92–100. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2016.09.007

Van Geldern R., Joachimski M.M., Day J., Jansen U., Alvarez F., Yolkin E.A., Ma X.-P. (2006). Carbon, oxygen and strontium isotope records of Devonian brachiopod shell calcite. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 240(1–2), pp. 47–67.

Veizer J., Buhl D., Diener A., Ebneth S., Podlaha O.G., Bruckschen P., Jasper T., Korte C., Schaaf M., Ala D., Azmy K. (1997). Strontium isotope stratigraphy: potential resolution and event correlation. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 132, pp. 65–77.

Veizer J., Davin A., Azmy K., Buhl D., Bruckschen P., Diener B., Bruhn F., Giles A.F.C., Diener A., Ebneth S., Godderis Y., Jasper T., Korte C., Pawellek F., Podlaha O.G., Strauss H. (1999). $^{87}Sr/^{86}Sr$, $d^{13}C$ and $d^{18}O$ evolution of Phanerozoic seawater. *Chemical Geology*, 161, pp. 59–88.

Wittekindt H. (1966). Zur Conodonten-Chronologiedes Mitteldevons. *Fortschritteder Geologic von Rheinlandund Westfalen*, 9, pp. 621–641.

Woodard S.C., Thomas D.J., Grossman E.L., Olszewski T.D., Yancey T.E., Miller B.V., Raymond A. (2013). Radiogenic isotope composition of Carboniferous seawater from North American epicontinental seas. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 370, pp. 51–63. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2012.11.01

Wright J. (1989). Conodont Apatite: Structure and Geochemistry. In: Carter, G., ed., *Skeletal Biomineralization: Patterns, Processes and Evolutionary Trends*, pp. 149–163. https://doi.org/10.1029/SC005p0149

Wright J., Conca J.L., Repetski J.E., Clark J. (1990). Microgeochemistry of some Lower Ordovician Cordylodans from Jilin, China. *Courier Forschungsinstitut Senckenberg*, 118, pp. 307–331.

Zaky A., Brand U., Buhl D., Blamey N., Bitner M., Logan A., Gaspard D., Popov A. (2019). Strontium isotope geochemistry of modern and ancient archives: tracer of secular change in ocean chemistry. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 56(3), pp. 245–264. https://doi.org/10.1139/cjes-2018-0085

Zhuravlev A.V. (2023). Cathodoluminescence of conodont elements. *Vestnik of Geosciences*, 7(343), pp. 36–42, https://doi.org/10.19110/geov.2023.7.4

Zhuravlev A.V., Shevchuk S.S. (2017). Strontium distribution in Upper Devonian conodonts elements: a palaeobiological proxy. *Rivista Italiana di Paleontologia e Stratigrafia*, 123(2), pp. 203–210. https://doi.org/10.13130/2039-4942/8311

Ziegler W. (1962). Taxionomie und Phylogenie oberdevonischer Conodonten und ihre stratigraphische Bebeutung. *Abhandlungen des Hessischen Lijrdesamtes für Bodenforschung*, 38, pp. 1–166.

Ziegler W. (1969). Eine neue Conodontenfauna aus dem höchsten Oberdevon. *Fortschritte Geologie von Rheinland und Westfalen*, 17, pp. 179–191.

Ziegler W. (1971). Conodont Stratigraphy of the European Devonian. *Geological Society of America Memoir*, 127, pp. 227–284. https://doi.org/10.1130/MEM127-p227

Ziegler W., Sandberg C. (1984). Palmatolepis-based revision of upper part of standard Late Devonian conodont zonation. *Geological Society of America. Special Paper*, l96, pp. 179–194.

Ziegler W., Sandberg C. (1990). The Late Devonian Standard Conodont Zonation. *Courier Forschungsinstitut Senckenberg*, 121, pp. 1–115.

About the Authors

Danis K.Nurgaliev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Vice Rector of Petroleum Technologies, Environmental Management, and Earth Sciences, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Danis.Nourgaliev@kpfu.ru
http://orcid.org/0000-0003-4269-0962

Guzal M. Sungatullina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of Department of Paleontology and Stratigraphy, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Guzel.Sungatullina@kpfu.ru
http://orcid.org/0000-0002-8529-0857

Nuriya G. Nourgalieva – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: nouria.nourgalieva@kpfu.ru
https://orcid.org/0000-0003-4372-9777

Vladimir V. Silantiev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of Department of Paleontology and Stratigraphy, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University; Professor, Kazan Federal University, Branch in Jizzakh
18, Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru
https://orcid.org/0000-0003-2858-0708

Andrey V. Zhuravlev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Stratigraphy, Institute of Geology of FRC Komi Science Centre of the Ural Branch, Russian Academy of Sciences
54 Pervomaiskaya St., Syktyvkar, 167982, Russian Federation
e-mail: avzhuravlev@geo.komisc.ru

Andrey V. Chugaev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher at the Laboratory of Isotope Geochemistry and Geochronology, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy, and Geochemistry, Russian Academy of Sciences
35, Staromonetny Lane, Moscow, 119017, Russian Federation
e-mail: vassachav@mail.ru
https://orcid.org/0000-0002-0528-3965

Dinara N. Miftakhutdinova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of Department of Paleontology and Stratigraphy, Kazan Federal University; Associate Professor, Kazan Federal University, Branch in Jizzakh
18, Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Dinara.Miftakhutdinova@kpfu.ru
http://orcid.org/0000-0002-9115-1343

Yury V. Goltsman – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher at the Laboratory of Isotope Geochemistry and Geochronology, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy, and Geochemistry, Russian Academy of Sciences
35, Staromonetny Lane, Moscow, 119017, Russian Federation
e-mail: isotope85@mail.ru

Bulat I. Gareev – Director of the GeoLab Research Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: BIGareev@kpfu.ru
https://orcid.org/0000-0002-7346-3722

Manuscript received 6 March 2025;
Accepted 14 May 2025;
Published 20 December 2025

IN RUSSIAN

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

Стронциевая изотопная стратиграфия среднего и верхнего девона: данные по конодонтам из центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Д.К. Нургалиев[1], Г.М. Сунгатуллина[1], Н.Г. Нургалиева[1], В.В. Силантьев[1,2], А.В. Журавлев[3], А.В. Чугаев[4], Д.Н. Мифтахутдинова[1,2], Ю.В. Гольцман[4], Б.И. Гареев[1]*

[1]*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия*
[2]*Филиал Казанского (Приволжского) федерального университета в городе Джизаке, Джизак, Узбекистан*
[3]*Институт геологии ФИЦ Коми Научный Центр Уральского Отделения РАН, Сыктывкар, Россия*
[4]*Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия*
[*]*Ответственный автор: Владимир Владимирович Силантьев, e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru*

Представлены первые данные по изотопному составу стронция (87Sr/86Sr) для средне- и верхнедевонских отложений центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, полученные на основе анализа рамиформных элементов конодонтовых аппаратов. Стратиграфическое положение большинства образцов определено по содержащимся в них платформенным конодонтам. Значения 87Sr/86Sr демонстрируют хорошую согласованность с глобальной стронциевой кривой, что указывает на устойчивую связь исследуемого региона с Мировым океаном на протяжении среднего и позднего девона. Полученные данные подтверждают высокую степень стратиграфической полноты регионального разреза, несмотря на многочисленные перерывы осадконакопления и частое чередование доманиковых, терригенных и карбонатных отложений.

Ключевые слова: конодонты, девон, изотопы стронция (87Sr/86Sr), Волго-Уральская нефтегазоносная провинция

Финансирование/Благодарности

Работа частично профинансирована в рамках Стратегической программы академического лидерства Казанского федерального университета (PRIORITY-2030). Биостратиграфическое исследование финансировалось за счет субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету на государственный проект FZSM-2023-0023.

Мы выражаем глубокую благодарность редакторам и анонимным рецензентам, чьи комментарии и предложения значительно улучшили статью.

Для цитирования: Nurgaliev D.K., Sungatullina G.M., Nourgalieva N.G., Silantiev V.V., Zhuravlev A.V., Chugaev A.V., Miftakhutdinova D .N., Goltsman Yu.V., Gareev B.I. (2025). Strontium Isotope Stratigraphy of the Middle–Upper Devonian: Data for the Conodonts from the Central Part of the Volga–Ural Petroleum Province. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 107–118. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.11

Сведения об авторах

Данис Карлович Нургалиев – доктор геол.-минерал. наук, профессор, проректор по направлениям нефтегазовых технологий, природопользования и наук о Земле, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: Danis.Nourgaliev@kpfu.ru

Гузаль Марсовна Сунгатуллина – кандидат геол.-мине- рал. наук, доцент кафедры палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: Guzel.Sungatullina@kpfu.ru

Нурия Гавазовна Нургалиева – доктор геол.-мине- рал. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: nouria.nourgalieva@kpfu.ru

Владимир Владимирович Силантьев – доктор геол.-ми- нерал. наук, профессор, заведующий кафедрой палеонто- логии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет; профессор, Филиал Казанского (Приволжского) федерального университета в городе Джизаке
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

Андрей Владимирович Журавлев – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник лаборатории стратиграфии, Институт геологии ФИЦ Коми Научный Центр Уральского Отделения РАН
Россия, 167982, Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54
e-mail: avzhuravlev@geo.komisc.ru

Андрей Владимирович Чугаев – доктор геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, лаборатория изотопной геохимии и геохронологии, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН
Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер., д. 35
e-mail: vassachav@mail.ru

Динара Надировна Мифтахутдинова – кандидат геол.- минерал. наук, доцент кафедры палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет; доцент, Филиал Казанского (Приволжского) федерального университета в городе Джизаке
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: Dinara.Miftakhutdinova@kpfu.ru

Юрий Владимирович Гольцман – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник лаборатории изотопной геохимии и геохронологии, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН
Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер., д. 35
e-mail: isotope85@mail.ru

Булат Ирекович Гареев – директор научно-исследовательского центра ГеоЛаб, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: BIGareev@kpfu.ru

Статья поступила в редакцию 06.03.2025;
Принята к публикации 14.05.2025; Опубликована 20.12.2025

www.georsr.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.9

УДК 552.541: 551.736.3+552.143

Ризоидные известняки среднепермских отложений Казанского Поволжья

Ф.А. Муравьев[*]*, Т.В. Кропотова, Н.М. Хасанова, Е.О. Стаценко*

Казанский федеральный университет, Казань, Россия

В данной работе представлены результаты исследования ризоидных известняков уржумского яруса средней перми на типичном примере полевыми и лабораторными методами с целью уточнения особенностей их формирования. Использовались: рентгено-флуоресцентный анализ (РФА), анализ стабильных изотопов углерода и кислорода, оптическая и сканирующая электронная микроскопия (СЭМ), рентгеновская компьютерная томография (РКТ) и электронный парамагнитный резонанс (ЭПР).

Исследуемый известняк имеет двучленное строение: нижняя (основная) часть пронизана густой сетью корневых каналов (ризоидный известняк), а верхняя часть сложена тонкослоистым известняком (слоистый известняк) с трещинами усыхания, заполненными темно-серым массивным известняком. Все типы известняков содержат озерную фауну остракод, пелеципод и рыб. Ризоидный известняк имеет микритовую биотурбированную структуру. Перекрывающий его слоистый известняк характеризуется микробиально индуцированной тонкослоистой микрит-остракодовой структурой. Массивный известняк имеет микритово-пелоидную структуру и вмещает интракласты ризоидного известняка.

Массивный известняк, заполняющий трещины усыхания, резко отличается от вмещающих известняков более легким изотопным составом углерода, наличием микробиальных пленок с развитием коккоидных и нитчатых бактериоморфных форм. Спектры ЭПР массивного известняка содержат сульфатные радикалы и сигналы органических радикалов неуглефицированной органики растительного ряда.

С помощью РКТ в ризоидном известняке выявлена структура расположения корневых каналов, по которым оценено расстояние между растениями в 10–12 см. Морфология корневых каналов позволяет их отнести к ихнотаксонам *Radicites* sp. и *Radicites erraticus*.

Изученный ризоидный известняк интерпретируется как озерный карбонатный осадок, подвергшийся переработке корнями растений при обмелении озера. Слоистый известняк интерпретируется как бактериальный мат, сформированный в палюстринных условиях. Массивный известняк представляет собой бескаркасную микробиальную постройку, сформированную в литоральных условиях.

Повторяемость в разрезе уржумских отложений горизонтов ризоидных известняков отражает цикличность, связанную с короткопериодными колебаниями климата, где ризоидные известняки приурочены к условно трансгрессивным фазам развития озерных бассейнов. Литостратиграфический потенциал ризоидных известняков требует дальнейшего изучения.

Ключевые слова: корневые каналы, бактериальные пленки, калькреты, палеопочвы, элементарные циклиты, уржумский ярус

Для цитирования: Муравьев Ф.А., Кропотова Т.В., Хасанова Н.М., Стаценко Е.О. (2025). Ризоидные известняки среднепермских отложений Казанского Поволжья. *Георесурсы,* 27(4), с. 119–129. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.9

Введение

Термин «ризоидный известняк» изначально являлся синонимом «стигмариевого известняка» (Геологический словарь, 2010), т.е. известняка, содержащего корневища древних плауновидных растений: стигмарии – корненосцы и их аппендиксы – ризоиды. Такие известняки характерны главным образом для нижнекаменноугольных мелководно-морских отложений Восточно-Европейской платформы (Мосейчик 2009; Алексеева и др., 2016, 2018) и других регионов. При отсутствии стигмарий и их отпечатков наличие корневых каналов в известняках объясняется развитием других растительных ассоциаций – членистостебельных, папоротников, или эрозией верхних горизонтов, содержащих стигмарии (Алексеева

[*] Ответственный автор: Федор Александрович Муравьев
e-mail: fedor.mouraviev@kpfu.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

и др., 2016, 2018; Мосейчик, 2014). В частности, в кровле михайловского горизонта визейского яруса нижнего карбона Московской синеклизы был выявлен слой черного «ризоидного» известняка, пронизанного густой сетью преимущественно вертикальных корневых каналов, прослеживающийся на значительное расстояние и являющийся поверхностью регионального стратиграфического несогласия (Швецов, 1922, 1938; Кабанов и др., 2012; Kabanov et al., 2014; Алексеева и др., 2016). Этот пресноводный известняк залегает в толще мелководно-морских известняков, имеет мощность около 1,0 м и по своему строению и характеристикам довольно близок к изученному в данной работе. Обстановки осадконакопления черного «ризоидного» известняка интерпретируются как палюстринные маршевого типа, с периодическими кратковременными осушениями (Алексеева и др., 2016).

В данной работе мы будем придерживаться более широкого толкования этого термина, где к ризоидным известнякам относятся известняки, содержащие любые корневые образования (отпечатки, каналы, слепки и др.), которые объединяются общим названием «ризолиты» (Klappa, 1980; Алексеева, 2020).

Широкое развитие пористых серых известняков с ветвящимися корневидными каналами и пресноводной фауной остракод и пелеципод отмечалось многими исследователями среди красноцветных отложений уржумского яруса Среднего Поволжья (Игнатьев, 1963; Сементовский, 1973 и др.). При этом природа этих пустот оставалась не до конца понятной, например, Ю.В. Сементовский (1973, с.120) называл их «корневидными (но не корневыми!) ходами». Происхождение таких известняков остается дискуссионным. В.И. Игнатьев (1963) относил их к осадкам обширных пресноводных изолированных или связанных между собой озерных водоемов.

Подобные известняки в одних случаях считаются карбонатными палеопочвами, сформированными на озерных осадках (Иноземцев и др., 2011), в других случаях – карбонатными панцирями (каличе) (Наугольных, 2007). В своей обзорной статье A. M. Alonso-Zarza (Alonso-Zarza, 2003) относит подобные карбонатные породы к палюстринным (озерно-болотным). Целью данной работы является реконструкция условий образования ризоидных известняков на основе изучения их строения и состава комплексом методов[1].

Материал и методы

Объектом исследования в данной работе является слой ризоидного известняка из средней части разреза уржумского яруса средней перми у д. Долгая Поляна, в 5 км к северу от опорного разреза Монастырского оврага (рис. 1). Слой ризоидного известняка хорошо выражен в обнажении и образует выступы на фоне глинисто-алевритовых вмещающих пород (рис. 1г). В строении слоя выделено три литотипа: нижний – основной, представленный ризоидным известняком, верхний листоватый (слоистый) известняк и микробиальный известняк, пересекающий два первых известняка (рис. 2а, б). Внешнее строение, текстурные признаки, окраска, характер контактов были описаны в ходе полевых наблюдений.

Микроскопические исследования пород проводились на поляризационном микроскопе Axio Scope A1 (Carl Zeiss, Германия). Химический состав известняков был изучен с помощью рентгено-флюоресцентного анализа на спектрометре M4 Tornado (Bruker, США), результаты были представлены в виде оксидов химических элементов. Микроморфологические исследования были выполнены с помощью сканирующего электронного микроскопа (СЭМ) Auriga Cross-Beam (Carl Zeiss, Германия), оборудованного энергодисперсионной приставкой INCA X-Max (Oxford Instruments, Великобритания) в Институте нанотехнологий и наноматериалов КНИТУ-КАИ (г. Казань). Анализ стабильных изотопов $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ проводился в Лаборатории изотопного и элементного анализа Казанского федерального университета на масс-спектрометре Delta V Plus (Thermo Fisher Scientific, Германия). Для выявления микропримесей в карбонатных минералах исследуемых известняков использовался метод электронного парамагнитного резонанса (ЭПР). Спектры исходных и термообработанных образцов регистрировались на ЭПР-спектрометре CMS-8400 X-диапазона (УП «АДАНИ», Белоруссия). Методика записи и обработки спектров ЭПР изложена в работах (Муравьев, 2007; Муравьев и др., 2006). Пространственное распределение корневых пустот в ризоидном известняке изучалось на природных образцах методом РКТ. Исследования проводились в лаборатории РКТ Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета на приборе Phoenix V|tome|X S 240 (Германия) с использованием микрофокусной трубки. Съёмка проводилась при ускоряющем напряжении 230 кВ и токе 200 мА, разрешение составляло 101,8 мкм. Для визуализации и анализа данных по элементам объёмного изображения использовались программы VG Studio MAX 2.1 и Avizo Fire 7.1.

Результаты

Исследуемый известняк имеет серую окраску, мощность 0,7–1,0 м, подстилается розовыми мергелями, перекрывается красновато-бурыми алевролитами. В обнажении хорошо прослеживается толстоплитчатая отдельность ризоидного известняка, он состоит из трех плит мощностью 0,3–0,4 м. Характерной особенностью данного слоя является наличие густой сети тонких корневых каналов по всей мощности слоя, а также наличие трещин усыхания в верхней части, заполненных темно-серым массивным крепким известняком (рис. 2а, б), содержащим органическое вещество. Кровля слоя представлена тонкослоистым листоватым известняком с редкими корневыми каналами, ориентированными по горизонтали. Трещины усыхания имеют ширину от 1 до 8 см в верхней части и образуют полигональные структуры размером до 25–40 см в поперечнике, глубина проникновения трещин достигает 10 см (рис. 2б, в).

В изученном ризоидном известняке выявлено два типа корневых каналов. Каналы первого типа преобладают. Они имеют круглое сечение диаметром до 2 мм, ориентированы хаотично, нередко ветвятся (рис. 2г). Каналы второго типа более крупные, диаметром до 15 мм,

[1] Материалы настоящей статьи были частично представлены авторами на X Международном совещании «Литогенез и минерагения осадочных комплексов докембрия и фанерозоя Евразии» (Воронеж, 2023 г.).

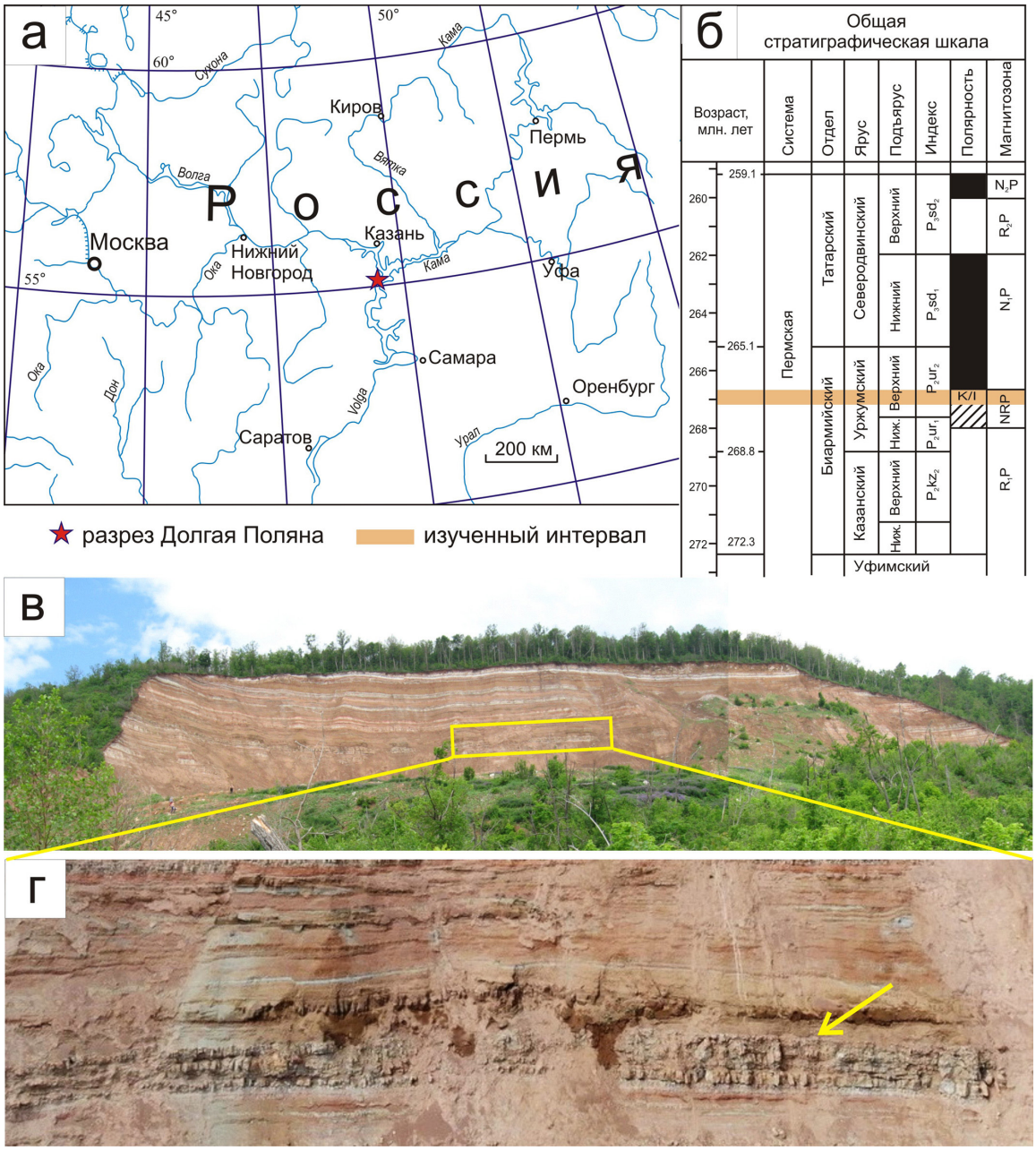


Рис. 1. Разрез Долгая Поляна: а – географическое положение изученного района на карте европейской территории России, б – стратиграфический интервал разреза, в – общий вид разреза, показано положение ризоидного известняка, г – детальное изображение области, выделенной на (в), где ризоидный известняк показан стрелкой

ориентированы субвертикально и встречаются реже. Микроскопически ризоидный известняк представлен сильно биотурбированным однородным микритом, содержащим хаотично рассеянные раковины остракод и их фрагменты (рис. 3а). Помимо остракод, фаунистические остатки представлены фрагментами раковин пелеципод *Palaeomutela* sp. Стенки корневых каналов и пустоты выщелачивания раковин остракод часто покрыты кристаллами вторичного кальцита (спарита). Примесь обломочных зерен кварца алевритовой размерности не превышает 3–5%.

Тонкослоистый листоватый известняк (слоистый известняк) мощностью 5–7 см залегает на ризоидном известняке и представлен чередованием слойков светлого микрита с раковинами остракод, ориентированными по наслоению, и более темных волнистых микритовых слойков, обогащенных органическим веществом (рис. 3б). Такое строение, согласно работе (Noffke et al., 2001a), можно отнести к микробиально индуцированным осадочным структурам (microbially induced sedimentary structures, MISS). Редкие корневые пустоты субгоризонтальной ориентации часто заполнены вторичным кальцитом.

Темно-серый массивный известняк, заполняющий трещины усыхания, имеет неясную тонкую линзовидную слоистость, бугристую выпуклую поверхность, выступая над поверхностью слоистого известняка на 1–4 см в виде гребней. Верхняя часть этого известняка на глубину 3–4 см имеет отчетливо листоватое строение, аналогичное строению слоистого известняка. Микроскопически известняк представлен сгустками (пелоидами) размером 0,1–0,5 мм, сложенными микритовым кальцитом, обогащенным органическим веществом, раковинами остракод, ориентированными в целом субгоризонтально,

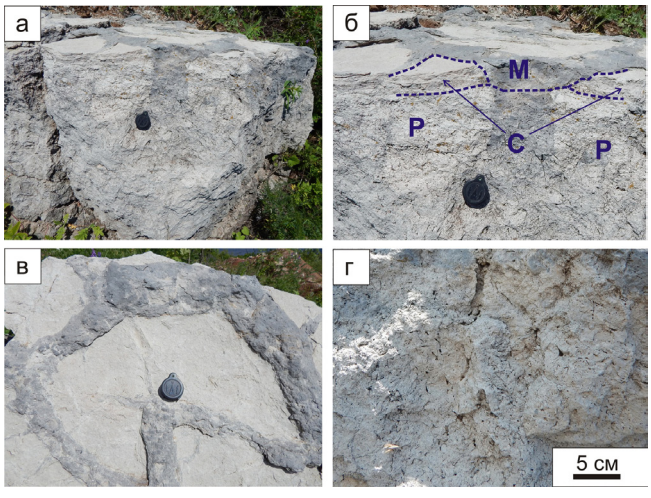


Рис. 2. Ризоидный известняк: а – общий вид, диаметр линзы 40 мм, б – увеличенное изображение рисунка а, где Р – ризоидный известняк, С – слоистый известняк, М – массивный известняк, в – трещины усыхания, заполненные темно-серым массивным известняком (вид сверху), г – корневые каналы в вертикальном профиле ризоидного известняка

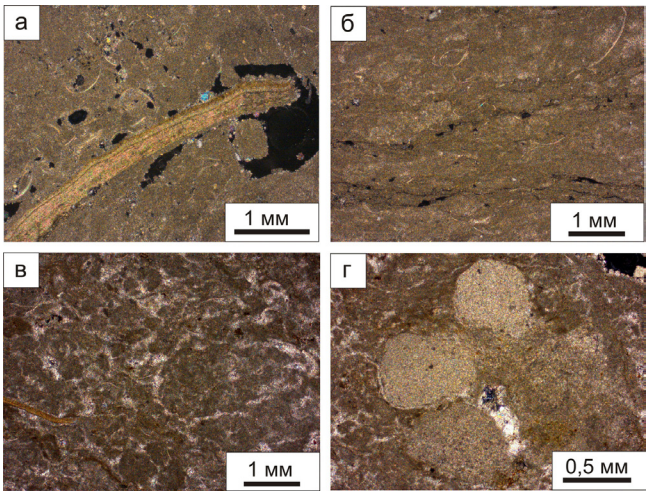


Рис. 3. Микроморфология трех изученных типов известняков: а – ризоидный известняк, фрагмент створки раковины *Palaeomutela* sp. и корневые пустоты на фоне биотурбированной остракод-микритовой массы; б – слоистый известняк, видно чередование темных и светлых микритовых слойков; в, г – массивный известняк: в – микритовая пелоидная структура, встречаются фрагменты раковин остракод и чешуи рыб; г – интракласты микритового озерного (ризоидного) известняка в микритовой пелоидной массе

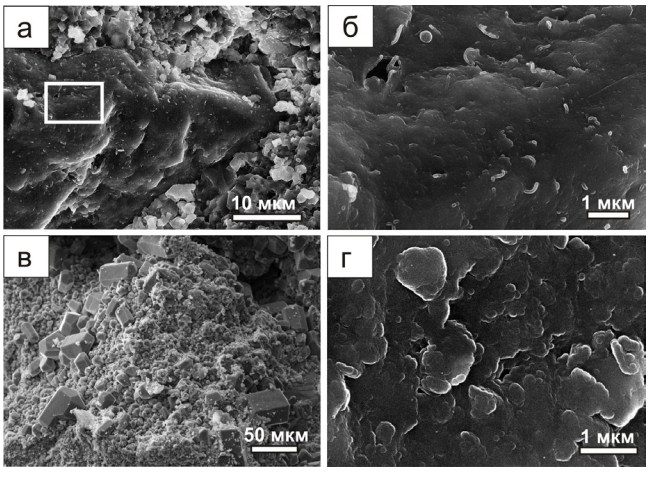


Рис. 4. Микрофотографии исследуемых известняков: а, б – слоистый известняк, а – микробиальная пленка в микритовой массе; б – детальное изображение области, выделенной на (а), видны нитчатые и коккоидные формы, диаметр нитей около 0,1 мкм; в – ризоидный известняк, крупные кристаллы вторичного кальцита на стенках корневых каналов; г – массивный известняк, микробиальная пленка на поверхности микрита

а также вторичным крупнокристаллическим кальцитом, заполняющим пустоты между сгустками (рис. 3в). Кроме раковин остракод, в породе встречаются фрагменты створок пелеципод *Palaeomutela* (*Palaeomutela*) sp. и чешуи рыб. Характерным признаком является присутствие в пеллето-остракодовом матриксе окатанных обломков микритового известняка диаметром 0,5–0,7 мм (интракластов), идентичного вмещающему ризоидному известняку (рис. 3г). В массивном известняке также наблюдаются тонкие и редкие корневые каналы преимущественно субгоризонтальной ориентации. Стенки корневых каналов часто инкрустированы микродрузами кристаллического кальцита, центральные части каналов иногда заполнены охристым материалом.

Изучение известняков с помощью СЭМ выявило присутствие во всех типах известняков микробиальных (бактериальных) пленок, покрывающих поверхность микрита, наиболее развитых в слоистом известняке, где они представлены нитчатыми и коккоидными формами (рис. 4а, б). В ризоидном известняке стенки корневых каналов часто выстилаются крупными хорошо ограненными кристаллами кальцита размером 30–50 мкм, которые хорошо выделяются на фоне микритовых зерен (рис. 4в). Бактериальные пленки, образованные в основном коккоидными формами, присутствуют также и в массивном известняке (рис. 4г).

ЭПР-анализ выявил сходство парамагнитных признаков ризоидного и слоистого известняка и четкое различие их с массивным известняком. По спектрам ЭПР Mn^{2+} в структуре $CaCO_3$ все изучаемые известняки представлены кальцитом (рис. 5а). Массивный известняк из трещин усыхания характеризуется более высокой концентрацией SO_3^{2-}-центров в кальците, по сравнению с вмещающими породами (рис. 5б), а также присутствием сигналов SO_2^--центров в кальците и органических радикалов неуглефицированного органического вещества растительного ряда, C_{350} (Муравьев и др., 2006) (рис. 5в). Концентрация сигналов углеродных радикалов C_{600}, принадлежащих органическому веществу животного ряда (Муравьев и др., 2006), уменьшается от ризоидных известняков к слоистым и массивным известнякам (рис. 5г).

Данные валового химического анализа (табл. 1) показывают более высокое содержание терригенной компоненты ($SiO_2 + Al_2O_3$) в слоистом известняке по сравнению с ризоидным и массивным.

Изотопный состав $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ карбонатов в ризоидном и слоистом известняке очень близок (табл. 1), и в целом заметно облегчен по сравнению с одновозрастными осадочными известняками средней части уржумского яруса из опорного разреза Монастырского оврага

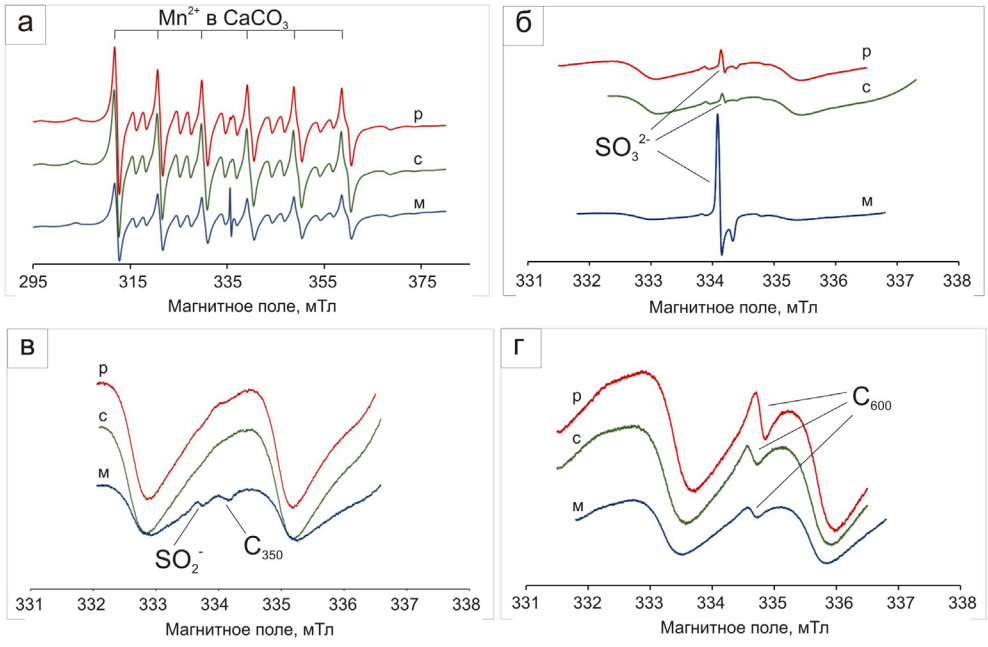


Рис. 5. Спектры ЭПР исследуемых известняков: а – спектры Mn^{2+} в кальците, б – спектры SO_3^{2-} центров в кальците, в – сигналы свободных органических радикалов и SO_2^- центров в кальците после 350° С отжига, C_{350}, г – сигналы свободных органических радикалов после 600° С отжига, C_{600}; м – массивный известняк, с – слоистый известняк, р – ризоидный известняк

Порода	MgO	Al_2O_3	SiO_2	P_2O_5	SO_3	CaO	Fe_2O_3	ППП	$\delta^{13}C$ (VPDB), ‰	$\delta^{18}O$ (SMOW), ‰
Ризоидный известняк	1,05	1,09	3,95	0,03	0,08	51,33	0,36	41,68	-2,90	23,56
Слоистый известняк	1,13	1,71	6,07	0,04	0,06	49,28	0,54	40,54	-2,68	23,04
Массивный известняк	0,90	0,66	2,17	0,06	0,10	52,87	0,23	42,70	-4,80	18,71

Табл. 1. Химические (%) и изотопные характеристики изученных известняков

(в среднем –1,0‰ $\delta^{13}C$ и 29,9‰ $\delta^{18}O$) (Mouraviev et al., 2018). Темно-серый массивный известняк, заполняющий трещины в ризоидном известняке, имеет значения $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ существенно ниже, чем известняк вмещающих пород (табл. 1).

Согласно данным РКТ, корневые каналы в ризоидном известняке представляют собой довольно густую, неравномерно распределенную в объеме породы, сеть, в которой можно выделить каналы с ветвлением до второго-третьего порядка. Преобладающими являются прямолинейные или слабоизогнутые оси второго порядка диаметром до 1 мм длиной до 20–30 мм, они отходят от осей первого порядка под углами 60–90 градусов (рис. 6). Оси первого порядка имеют диаметр до 3–5 мм, длину до 50 мм. Оси третьего порядка имеют диаметр 0,5 мм, длину до 10–20 мм. Часто корни группируются в «корневые узлы» неправильной формы диаметром до 30–50 мм, от которых отходят мелкие крючкообразные отростки длиной до 15 мм. Стенки каналов часто имеют слабобугорчатую поверхность. Густота корневых каналов по площади изменяется от 50 до 500 на $дм^2$, в среднем составляя 150 каналов на $дм^2$. Участки с корневыми каналами в объеме породы чередуются по латерали с участками без корневых каналов, ширина последних достигает 50–60 мм.

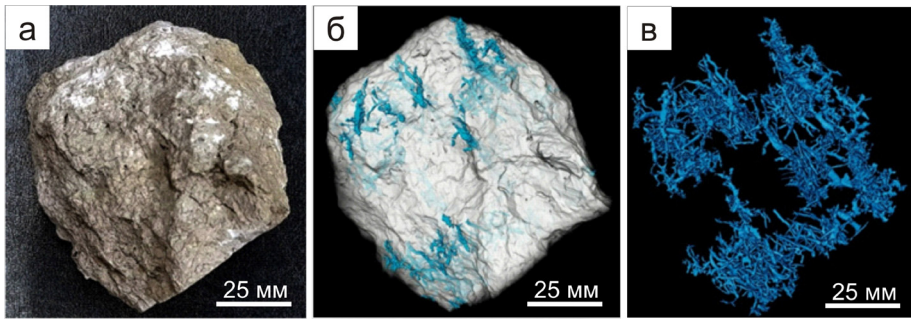


Рис. 6. Ризоидный известняк: а – общий вид; б, в – рентгеновские томографические 3D-снимки ризоидного известняка: б – изображение образца с корневыми каналами (показаны голубым цветом), в – тот же образец, показана только корневая сеть.

Обсуждение

Исследуемый ризоидный известняк демонстрирует следующий ряд характерных признаков, отличающих его от калькретов: 1) резкая нижняя граница, отсутствие нодулярного горизонта, характерного для классических калькретов (Alonso-Zarza, 2003; Wright, 2007; Муравьев и др., 2021); 2) мономинеральный карбонатный состав, отсутствие глинистых пленок и прослоев (Мизенс, Бакаева, 2016); 3) присутствие остатков озерной фауны – остракод, пелеципод, рыб; 4) трещины усыхания заполнены микробиальным известняком с остатками озерной фауны, в то время как в калькретах чаще всего встречается микрокарст и брекчиевидная структура с крупнокристаллическим кальцитом или фрагментами вмещающих пород между обломками (Machette, 1985; Твердохлебов, 2001); 5) слой известняка выдержан по простиранию и имеет плитчатое строение, в то время как калькреты имеют массивное, блоковое, нодулярное, реже – ламинарное строение (Wright, 2007; Муравьев и др., 2021).

Присутствие остатков пресноводных остракод, пелеципод и рыб в ризоидном известняке свидетельствуют об озерных сублиторальных условиях формирования данного известняка, а микритовый размер зерен является признаком быстрой кристаллизации осадка. Переработка корневой системой растений происходила в еще мягком карбонатном осадке в результате его перемещения в литоральную зону и заселения влаголюбивой растительностью в процессе обмеления озера. Быстрая литификация карбонатного осадка при полном или частичном осушении озерного бассейна приводила к «запечатыванию» корневой системы растений и способствовала сохранению корневых каналов in situ. Спаритовые кристаллы кальцита, развитые по стенкам корневых пустот, сформировались после литификации карбонатного осадка и затопления его бассейновыми водами (Иноземцев, Таргульян, 2010).

Микрофациальные условия накопления тонкослоистого микрит-остракодового известняка интерпретируются как озерно-болотные застойноводные с участием бактериальных сообществ. Фаунистические остатки здесь представлены только фрагментами раковин остракод, а тонкая слоистость может быть связана с сезонным развитием фотосинтезирующих бактерий либо с периодическими нагонами воды в прибрежной зоне озера. В работе (Freytet et al., 2002) подобные слоистые известняки относятся к палюстринным фациям с признаками осушения (трещины усыхания и др.). Отсутствие биотурбации в слоистом известняке можно объяснить застойными явлениями в водной толще и в верхних слоях осадка. Данные валового химического анализа (табл. 1) показывают более высокое содержание терригенной компоненты (SiO_2 + Al_2O_3) в слоистом известняке по сравнению с ризоидным, что также может свидетельствовать в пользу прибрежного осадконакопления.

Развитие трещин усыхания в слоистом известняке происходило в мягком осадке после его выхода из-под уровня воды и кратковременного осушения. Подстилающий ризоидный известняк к этому времени уже был литифицирован, о чем свидетельствуют окатанные интракласты ризоидного известняка в массивном известняке, сформированном по трещинной сети. Правильный геометрический рисунок этих трещин в плане и изогнутые вверх слойки слоистого известняка на границе с ними указывают на то, что они образовались именно в процессе усыхания мягкого водонасыщенного карбонатного ила. Подобные тонкослоистые осадки с развитием обогащенных органическим веществом слойков относят к микробиальным матам (Noffke et al., 2001b; Lokier et al., 2017 и др.). Их поверхность часто покрыта системой полигональных трещин, которые характерны для приливно-отливных и других периодически затапливаемых побережий озер и морей в полосе теплого климата (Reitner et al., 2011).

Микрофациальные условия формирования массивного известняка также интерпретируются как литоральные, предельно мелководные, с развитием микробиальных образований (пеллет), которые благодаря быстрой цементации хорошо удерживались в трещинах слоистых известняков. Подобные известняки с комковатой, сгустковой, пеллетовой структурой, спаритовым цементом и повышенным содержанием органического вещества относят к бескаркасным микробиальным постройкам, формирующим в открытых бассейнах так называемые «иловые холмы» (Седаева, 2024). Присутствие интракластов и фрагментов раковин двустворок в массивном известняке свидетельствует о более активной гидродинамике во время его формирования, чем в процессе формирования слоистого известняка. Верхняя, тонкослоистая, часть массивного известняка формировалась в застойноводных условиях и фактически представляет собой микробиальный мат, схожий по строению со слоистым известняком. Субгоризонтальные корневые каналы могут принадлежать иному типу гидрофильных растений, либо являются показателями быстрой цементации осадков, когда корни растений не проникали вглубь и не способствовали биотурбации осадков. Наличие биопленок на микроуровне (рис. 4г) свидетельствует о непосредственном участии микроорганизмов в формировании осадка и о хороших консервирующих свойствах карбонатов.Это подтверждается также присутствием в массивном известняке свободных органических радикалов неуглефицированного органического вещества растительного ряда C_{350} (Муравьев и др., 2006), которые могут принадлежать остаткам водорослей, законсервированным в пелоидах. Высокая концентрация SO_3^{2-}-центров и присутствие SO_2^--центров в массивном известняке связаны с восстановительными условиями карбонатонакопления в присутствии сингенетического органического вещества (Муравьев, 2007), на это также указывает темно-серая окраска породы.

Уменьшение концентрации свободных органических радикалов животного ряда C_{600} от ризоидных известняков к слоистым и массивным известнякам можно объяснить уменьшением в этом ряду доли раковинного детрита остракод и двустворчатых моллюсков. Принадлежность свободных органических радикалов C_{600} к раковинам древних и современных моллюсков была выявлена нами ранее (Муравьев и др., 2006).

Более легкий изотопный состав углерода и кислорода исследуемых ризоидного и слоистого известняков (–2,8‰ $\delta^{13}C$ и 23,3‰ $\delta^{18}O$) по сравнению с одновозрастными известняками уржумского яруса Среднего Поволжья (Nurgaliev et al., 2015; Mouraviev et al., 2018) (–1,0‰ $\delta^{13}C$ и 29,9‰ $\delta^{18}O$ в среднем) можно объяснить влиянием

метеорных вод на карбонатный осадок во время обмеления озера (Alonso-Zarza, 2003) и переработки корневой системой растений. В условиях бессточных озерных бассейнов, к которым относились уржумские осадочные бассейны (Игнатьев, 1963), изотопный состав кислорода их вод в основном определялся балансом атмосферных осадков, притока речных вод и испарения (Leng, Marshall, 2004). Как правило, карбонатные осадки прибрежных частей озерных бассейнов (палюстринные) обеднены ^{18}O по сравнению с осадками центральных частей именно в силу влияния метеорных и речных вод на верхний слой озерной воды (Alonso-Zarza, 2003; Leng, Marshall, 2004). Кроме того, различия в изотопном составе исследуемых известняков и аналогичных выше- и нижележащих по разрезу известняков могут отражать изменение климатических условий на региональном и глобальном уровнях, что было показано на примере пермских пресноводных карбонатных отложений Московской синеклизы (Кулешов и др., 2019). Что касается массивного известняка, то облегчение изотопного состава его карбонатов по углероду и кислороду можно объяснить фракционированием изотопов при биогенном осаждении кальцита в процессе фотосинтеза (Фор, 1989; Leng, Marshall, 2004), так как массивный известняк представляет собой микробиальную постройку, сложенную фрагментами фотосинтезирующих организмов, возможно, водорослей.

Большая часть корневых каналов в ризоидном известняке, изученных с помощью визуального описания, оптической микроскопии и РКТ, относятся к ихнотаксону *Radicites* sp., меньшая часть – к *Radicites erraticus* (Арефьев, Наугольных, 1998). В силу того, что ископаемые растения практически не сохраняются в прижизненном положении (корневая и надземная части), определить тип растительности по корневым отпечаткам не всегда удается. Но, учитывая гидрофильный характер растений и присутствие флористических остатков в выше- и нижележащих алеврито-глинистых слоях, можно предположить, что исследуемые корневые отпечатки могли принадлежать хвощевидным пермским растениям рода *Paracalamitina* (Наугольных, 2007). Неравномерность густоты корней в пространстве породы, выявленная с помощью РКТ, отражает неравномерное расположение растений на поверхности грунта. «Корневые узлы», принадлежащие индивидуальным растениям, имеют размеры 3–5 см, а поля без корней между «корневыми узлами» составляют 5–6 см, следовательно, растения могли располагаться на расстоянии 10–12 см друг от друга.

В разрезах уржумских отложений Среднего Поволжья наблюдается повторяемость горизонтов ризоидных известняков/доломитов по вертикали, отражающая седиментационную цикличность. Границы элементарных циклитов, или циклов 1-го порядка (Фролов, 1995), в уржумских отложениях проводятся по поверхностям субаэральной экспозиции – по кровле зрелых палеопочв или их комплексов и горизонтам глинистых брекчий, – либо по подошве песчаных эрозионных врезов (Арефьев, Силантьев, 2014; Муравьев и др., 2016). Мощность полных элементарных циклитов составляет от 7 до 15 метров, и ризоидные известняки, как и другие морфологические разности озерных известняков и мергелей залегают чаще всего в их средних или нижних частях. Эти циклиты можно рассматривать как условно трансгрессивно-регрессивные для озерного бассейна, связанные, скорее всего, с короткопериодными колебаниями климата. Такие закономерности были выявлены ранее М.П. Арефьевым и др. (Арефьев и др., 2012) для верхнепермских отложений Московской синеклизы. В качестве примера цикличности уржумских отложений можно привести строение верхней части яруса в опорном разрезе Монастырского оврага (Nurgaliev et al., 2015; Mouraviev et al., 2018). В регрессивные стадии происходило усиление притока терригенного материала, связанное с увлажнением климата, что приводило к продвижению флювиальной равнины вглубь осадочного бассейна и созданию субаэральных обстановок с развитием красноцветных палеопочв на терригенных осадках (Арефьев и др., 2012; Арефьев, 2016) (рис. 7). Условно трансгрессивные стадии развития озерного бассейна связаны с минимальным притоком обломочного материала, что, в условиях непрерывного опускания, приводило к распространению мелководных обстановок, в которых формировались озерные карбонатные осадки (Игнатьев, 1963). В прибрежных участках и на отмелях эти осадки часто заселялись влаголюбивой растительностью (рис. 7).

Таким образом, ризоидный известняк был сформирован как озерный карбонатный осадок, который был переработан корнями растений в результате его перемещения в литоральную зону при обмелении озера. Возможно, подобные флуктуации уровня воды в озерном бассейне происходили несколько раз, так как сеть корневых каналов распределена неравномерно в вертикальном сечении слоя. Обмеление озера привело к формированию в его прибрежной зоне тонкослоистых «болотных» микробиально-остракодовых известняков. Периодическое кратковременное осушение тонкослоистого карбонатного осадка приводило к формированию в нем полигональных трещин, в которых во время периодических затоплений стали накапливаться микробиальные пелоидные карбонатные осадки, насыщенные органическим веществом. Окатанные интракласты вмещающей породы и фрагменты раковин пелеципод в микробиальном известняке свидетельствуют о волновой переработке донных осадков во время его формирования.

Литостратиграфический потенциал ризоидных известняков показан в работе Т.В. Алексеевой и др. (Алексеева и др., 2016) на примере пресноводных отложений раннего карбона Московской синеклизы. В этой работе ризоидный известняк является поверхностью регионального несогласия и прослеживается на расстояние более 200 км. В нашем случае, в области развития красноцветных отложений внутриконтинентального осадочного бассейна уржумского времени и пестроты фациальных условий их формирования, прослеживание горизонтов ризоидных известняков на значительное расстояние представляется маловероятным. При движении вглубь бассейна ризоидные известняки по простиранию могут переходить в другие морфологические разности озерных известняков, которые прослеживаются на небольшие расстояния. С другой стороны, учитывая, что ризоидные известняки формируются в условиях предельного мелководья, на примыкающих к нему участках равнинной суши одновременно с ними могли формироваться почвы (в том числе и с развитием

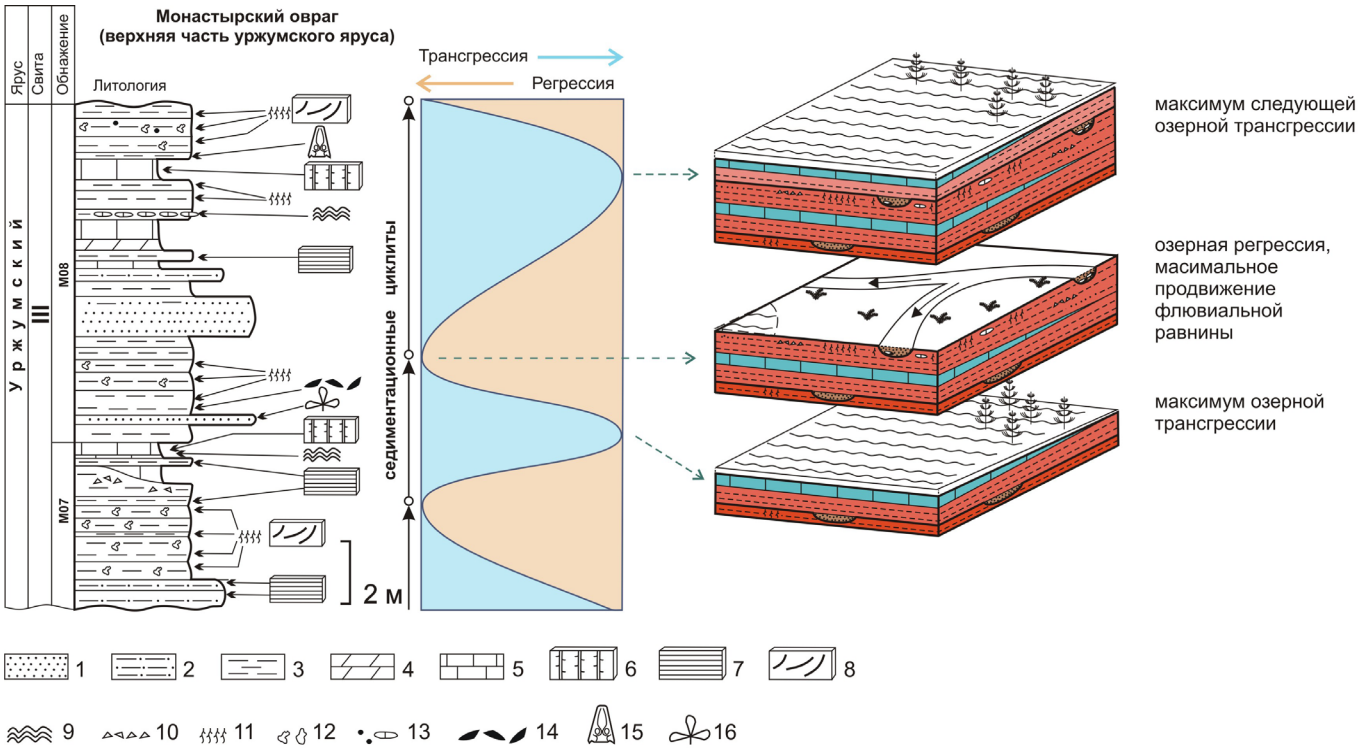


Рис. 7. Седиментационная цикличность уржумских отложений и положение ризоидных известняков в опорном разрезе Монастырского оврага: 1 – песчаники, 2 – алевролиты, 3 – глины, 4 – мергели, 5 – известняки, 6 – корневые каналы (ризоидные известняки), 7 – горизонтальная слоистость, 8 – сликенсайды (зеркала скольжения), 9 – строматолиты, 10 – глинистые брекчии, 11 – палеопочвы с корнями *in situ*, 12 – глеевые пятна, 13 – педогенные нодули, 14 – углефицированный растительный детрит, 15 – тетраподы, 16 – растения. По (Арефьев, 2016; Nurgaliev et al., 2015), с изменениями и дополнениями.

калькретов) (Alonso-Zarza, 2003, Fig. 3), которые могут замещать ризоидные известняки при прослеживании по простиранию вглубь суши.

Заключение

Исследование ризоидных известняков уржумского яруса позволяет сделать следующие выводы:

1) Ризоидные известняки представляют собой озерные карбонатные осадки, подвергшиеся переработке корневыми системами гидрофильных растений в процессе обмеления озерного бассейна. Перемещение таких осадков в прибрежную зону могло привести к формированию на их поверхности бактериальных карбонатных матов, а также прибрежных почв.

2) С некоторой долей условности ризоидные известняки можно отнести к карбонатным палеопочвам, в которых единственным признаком почвообразования является присутствие в них корневых каналов. По комплексу структурно-текстурных и минералогических признаков (плитчатое строение, присутствие озерной фауны, отсутствие нодулярного горизонта и др.) ризоидные известняки четко отличаются от калькретов, генетически связанных с наземными (субаэральными) терригенными породами и почвами (Alonso-Zarza, 2003, Холодов, 2007).

3) Заселение растительностью и переработка корнями карбонатного осадка происходили в мягком осадке, его затвердевание было связано с фазами полного осушения. Растения, которым принадлежат корневые каналы, относились к гидрофильным ассоциациям, возможно, к хвощевидным рода *Paracalamitina*. Исследование густоты корневых каналов внутри ризоидных известняков позволяет оценивать расстояние между растениями в 10–12 см.

4) Повторяемость ризоидных известняков по вертикали в разрезах уржумских отложений отражает седиментационную цикличность, где ризоидные известняки, как правило, приурочены к условно трансгрессивным фазам развития озерных бассейнов.

5) Литостратиграфический потенциал ризоидных известняков в уржумских отложениях остается дискуссионным, т.к. они по простиранию вглубь бассейна могут переходить в другие разности озерных известняков, а в сторону суши – в палеопочвы на терригенных красноцветных породах. Обоснование этого предположения требует более детальных исследований.

Благодарности

Авторы выражают большую признательность за обсуждение результатов и ценные замечания Леоновой Л.В., старшему научному сотруднику ИГГ им. Заварицкого УрО РАН. Авторы также выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению рукописи.

Литература

Алексеева Т.В. (2020). Ризолиты в палеопочвах девона и раннего карбона и их палеоэкологическая интерпретация. *Почвоведение*, 4, с. 398–413. https://doi.org/10.31857/S0032180X20040024

Алексеева Т.В., Алексеев А.О., Губин С.В. (2016). Палеопочвенный комплекс в кровле михайловского горизонта (визейский ярус нижнего карбона) на территории южного крыла Московской синеклизы. *Палеонтологический журнал*, 4, с. 5–20. https://doi.org/10.7868/S0031031X16040024

Алексеева Т.В., Алексеев А.О., Калинин П.И. (2018). Палеопочвы нижнего карбона в карьере "Бронцы" (Калужская область). *Почвоведение*, 7, с. 787–800. https://doi.org/10.1134/S0032180X1807002X

Арефьев М.П. (2016). Идеальный циклит компенсированного прогиба и природа цикличности красоцветной пермо-триасовой формации Восточно-Европейской платформы. Осадочные комплексы Урала и прилежащих регионов и их минерагения. *Материалы 11 Уральского литологического совещания*. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, с. 22–24.

Арефьев М.П., Гоманьков А.В., Кухтинов Д.А. (2012). Цикличность и палеонтологическая характеристика нюксеницких слоев сухонской свиты (верхняя пермь) восточного крыла Сухонского мегавала. *Бюллетень Региональной межведомственной стратиграфической комиссии по центру и югу Русской платформы*, 5. М.: РАЕН, с. 41–48.

Арефьев М.П., Наугольных С.В. (1998). Изолированные корни из отложений татарского яруса бассейна рек Сухоны и Малой Северной Двины. *Палеонтологический журнал*, 1, с. 86–99.

Арефьев М.П., Силантьев В.В. (2014). Седиментологические и геохимические критерии выделения цикличности в эталонном разрезе уржумского и северодвинского яруса «Монастырский овраг» (Казанское Поволжье). Виртуальные и реальные литологические модели. *Материалы 10 Уральского литологического совещания*. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, с. 18–20.

Геологический словарь в трех томах. (2010). Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, Т. 1.

Игнатьев В.И. (1963). Татарский ярус центральных и восточных областей Русской платформы. Ч.II. Фации. Палеогеография. Казань: Изд-во Казанского университета, 335 с.

Иноземцев С.А., Наугольных С.В., Якименко Е.Ю. (2011). Верхнепермские палеопочвы на известняках: Морфология и генезис (среднее течение р. Волга). *Почвоведение*, 6, с. 660–674.

Иноземцев С.А., Таргульян В.О. (2010). Верхнепермские палеопочвы: свойства, процессы, условия формирования. М.: ГЕОС, 188 с.

Кулешов В.Н., Арефьев М.П., Покровский Б.Г. (2019). Изотопные особенности ($\delta^{13}C$, $\delta^{18}O$) континентальных карбонатов их отложений рубежа перми и триаса северо-востока Русской плиты:палеклиматические и биотические причины, хемостратиграфия. *Литология и полезные ископаемые*, 6, с. 568–591. https://doi.org/10.31857/S0024-497X20196568-591

Мизенс Г.А., Бакаева Ж.М. (2016). Каличе в составе палеозойских отложений Южного Урала и Зауралья. *Труды Института геологии и геохимии УрО РАН*, вып. 163, с. 58–65.

Мосейчик Ю.В. (2009). Раннекаменноугольная флора Подмосковного бассейна. Т. I. Состав, экология, эволюция, фитогеографические связи и стратиграфическое значение. М.: ГЕОС, 187 с.

Мосейчик Ю.В. (2014). Раннекаменноугольная флора Подмосковного бассейна. Т. II. Членистостебельные, папоротники, голосеменные. М.: ГЕОС, 72 с.

Муравьев Ф.А. (2007). Литолого-минералогическая характеристика пермских маркирующих карбонатных горизонтов РТ: *Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук*. Казань, 24 с.

Муравьев Ф.А., Винокуров В.М., Галеев А.А., Булка Г.Р., Низамутдинов Н.М., Хасанова Н.М. (2006). Парамагнетизм и природа рассеянного органического вещества в пермских отложениях Татарстана. *Георесурсы*, 19(2), с. 40–45.

Муравьев Ф.А., Арефьев М.П., Силантьев В.В., Гареев Б.И., Баталин Г.А., Уразаева М.Н., Кропотова Т.В., Выборнова И.Б. (2016). Палеогеографические условия накопления красноцветных алевропелитов средней-верхней перми на территории Казанского Поволжья. *Ученые записки Казанского университет*а, *сер. Естественные науки*, 158(4), с. 548–568.

Муравьев Ф.А., Хасанова Н.М., Юнусова Э.З. (2021). Доломитовые калькреты из красноцветных отложений верхней перми Оренбургского Приуралья. *Ученые записки Казанского университета, сер. Естественные наук*и, 163(3), с. 371–389. https://doi.org/10.26907/2542-064X.2021.3.371-389

Наугольных С.В. (2007). Казанская и татарская растительность пермского периода. Геологические памятники природы Республики Татарстан. Казань: Акварель-Арт, с. 236–254.

Седаева К.М. (2024). Структурно-компонентная характеристика рифоподобных микробиальных образований нижнего девона северо-востока Европейской части России (Республика Коми). *Современные вопросы литологии и морской геологии - 2024. Наука. Обучение. Практика: тезисы докладов*. Москва: МАКС Пресс, с. 202–206.

Сементовский Ю.В. (1973). Условия образования месторождений минерального сырья в позднепермскую эпоху на востоке Русской платформы. Казань: Тат. кн. изд-во, 256 с.

Твердохлебов В.П. (2001). Каличе в континентальных красноцветных формациях на востоке Европейской части России. *Известия вузов. Геология и разведка*, 6. с. 145–148.

Фор Г. (1989). Основы изотопной геологии. М.: Мир, 590 с.

Фролов В.Т. (1995). Литология, кн. 3. М.: Изд-во Моск. ун-та, 352 с.

Швецов М.С. (1922). К вопросу о стратиграфии нижнекаменноугольных отложений южного крыла Подмосковного бассейна. *Вестн. Моск. Горн. Акад*, 1(2), с. 223–242.

Швецов М.С. (1938). История Московского каменноугольного бассейна в динантскую эпоху. *Тр. МГРИ*, 12, с. 3–107.

Alekseeva T.V., Alekseev A.O., Gubin S.V., Kabanov P.B., Alekseeva V.A. (2016). Palaeoenvironments of the Middle-Late Mississippian Moscow Basin (Russia) from multiproxy study of palaeosols and palaeokarsts. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 450, pp. 1–16. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2016.02.030

Alonso-Zarza A.M. (2003). Palaeoenvironmental significance of palustrine carbonates and calcretes in the geological record. *Earth-Science Reviews*, 60, pp. 261–298. https://doi.org/10.1016/s0012-8252(02)00106-x

Freytet P., Verrecchia E.P. (2002). Lacustrine and palustrine carbonate petrography: an overview. *Journal of Paleolimnology*, 27, pp. 221–237. https://doi.org/10.1023/A:1014263722766

Klappa C.F. (1980). Rhizoliths in terrestrial carbonates: classification, recognition, genesis and significance. *Sedimentology*, 27, pp. 613–629. https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.1980.tb01651.x

Leng M.J., Marshall J.D. (2004). Palaeoclimate interpretation of stable isotope data from lake sediment archives. *Quaternary Science Review*, 23, pp. 811–831. https://doi.org/10.1016/J.QUASCIREV.2003.06.012

Lokier S.W., Andrade L.L., Court W.M., Dutton K.E., Head I.M., van der Land C., Paul A., Sherry A. (2017). A new model for the formation of microbial polygons in a coastal sabkha setting. *The Depositional Record*, 3(2), pp. 201–208. https://doi.org/10.1002/dep2.33

Machette M.N. (1985). Calcic soils of the southwestern United States // Weide D.L. (Ed.) Soils and Quaternary Geology of the Southwestern United States. *Geological Society of America Special Paper*, 203, pp. 1–21. https://doi.org/10.1130/SPE203-p1

Mouraviev F., Arefiev M., Silantiev V., Balabanov Yu., Bulanov V., Bakaev A., Zharinova V. (2018). Stratotype of the Urzhumian Regional Stage in the Monastery Ravine, Kazan Volga Region, Russia. Advances in Devonian, Carboniferous and Permian Research: Stratigraphy, Environments, Climate and Resources. Kazan Golovkinsky Stratigraphic Meeting, 2017. Bologna: *Filodiritto International Proceedings*, pp. 188–196.

Noffke N., Gerdes G., Klenke T., and Krumbein W. E. (2001a). Microbially induced sedimentary structures – a new category within the classification of primary sedimentary structures. *Journal of sedimentary research*, 71(5), pp. 649–656. https://doi.org/10.1306/2dc4095d-0e47-11d7-8643000102c1865d

Noffke N., Gerdes G., Klenke T. and Krumbein W.E. (2001b) Microbially induced sedimentary structures indicating climatological, Hydrological and depositional conditions within recent and pleistocene coastal facies zones (Southern Tunisia). *Facies*, 44, pp. 23–30. https://doi.org/10.1007/bf02668164

Nurgaliev D.K., Silantiev V.V., Nikolaeva S.V. (Eds) (2015). Type and Reference Sections of the Middle and Upper Permian of the Volga and Kama River Regions. *A Field Guidebook of XVIII International Congress on Carboniferous and Permian*. Kazan: Kazan University Press, 208 p. https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2619.1206

Reitner J., Quéric N.-V., Arp G. (2011). Advances in Stromatolite Geobiology. Lecture Notes in Earth Sciences. Heidelberg: Springer Berlin Publ., 560 pp. https://doi.org/10.1007/978-3-642-10415-2

Wright V.P. (2007). Calcrete. Geochemical Sediments and Landscapes. Oxford, UK: Wiley-Blackwell, pp. 10–45.

Сведения об авторах

Федор Александрович Муравьев – кандидат геол.-минерал. наук, доцент, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

e-mail: fedor.mouraviev@kpfu.ru

Татьяна Владимировна Кропотова – старший преподаватель, Институт физики, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

e-mail: Tatyana.Kropotova@kpfu.ru

Наиля Мидхатовна Хасанова – кандидат физ.-мат. наук, инженер НИЛ методов увеличения нефтеотдачи Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: Nailia.Khasanova@ksu.ru

Евгений Олегович Стаценко – младший научный сотрудник НИЛ «Утилизация диоксида углерода в подземных естественных резервуарах» Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: e.statsenko@yahoo.com

Статья поступила в редакцию 20.02.2025;
Принята к публикации 03.09.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Middle Permian Rhizoid Limestones of the Kazan Volga Region (Russia)

F.A. Mouraviev, T.V. Kropotova, N.M. Khasanova, E.O. Statsenko*
Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
**Corresponding author: Fedor A. Mouraviev, e-mail: fedor.mouraviev@kpfu.ru*

Abstract. This paper presents the results of a study of rhizoid limestones of the Urzhumian age, Middle Permian, on the example of one of the typical layers using field and laboratory methods to clarify their depositional settings. Bulk geochemistry, isotope analysis of stable carbon and oxygen isotopes, optical microscopy, scanning electron microscopy (SEM), X-ray computed tomography (XCT) and electron paramagnetic resonance (EPR) were used.

The limestone under study has a two-part structure: the main (lower) part is penetrated by a dense network of root canals (rhizoid limestone), and the upper part is composed of thin-laminated limestone (laminated limestone) with desiccation cracks filled with dark gray massive limestone. All limestone types contain lacustrine fauna of ostracods, bivalves and fishes. Rhizoid limestone has a micrite bioturbated structure, overlapping laminated limestone is characterized by microbially induced thin-laminated micrite-ostracod structure. Massive limestone has a micrite-peloid structure and hosts rhizoid limestone intraclasts.

Massive limestone filling desiccation cracks clearly differs from the host limestones in its "lighter" isotopic composition, the presence of microbial films with the development of coccoid and filamentous bacteriomorphs. The EPR spectra of massive limestone are characterized by the presence of signals from sulfate radicals and organic radicals of non-carbonized organic matter of plants.

Using XCT, the structure of root canals in rhizoid limestone was revealed, from which the distance between plants was estimated to be 10-12 cm. The morphology of the root canals allows them to be attributed to the ichnotaxa *Radicites sp.*, and *Radicites erraticus*.

The studied rhizoid limestone is interpreted as a lacustrine carbonate sediment processed by plant roots during the shallowing of the lake. The laminated limestone is interpreted as bacterial mat formed in palustrine (littoral) environments. The massive limestone is a microbial structure of mud mounds type formed in littoral environments.

The recurrence of rhizoid limestone horizons in the Urzhumian sections reflects the cyclicity associated with short-term climate fluctuations, where rhizoid limestones are confined to conditionally transgressive phases of lake basin development. The lithostratigraphic potential of rhizoid limestones requires further study.

Key words: root canals, microbial films, calcretes, paleosols, high order cycles, Urzhumian

Acknowledgements

The authors express great gratitude for the discussion of the results and valuable comments to L.V. Leonova, senior researcher at the Zavaritsky Institute of Geology and Geochemistry, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences. The authors are also very thankful to the reviewers for their valuable comments and helpful suggestions that improved the manuscript.

Recommended citation: Mouraviev F.A., Kropotova T.V., Khasanova N.M., Statsenko E.O. (2025). Middle Permian Rhizoid Limestones of the Kazan Volga Region (Russia). *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 119–129. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.9

References

Alekseeva T.V. (2020). Rhizoliths in Devonian and Early Carboniferous paleosols and their paleoecological interpretation. *Eurasian Soil Science*, 53(4), pp. 405–419. https://doi.org/10.1134/S106422932004002X

Alekseeva T.V., Alekseev A.O., Gubin S.V. (2016). Paleosol complex in the uppermost Mikhailovian Horizon (Viséan, Lower Carboniferous) in the southern flank of the Moscow Syneclise. *Paleontological Journal*, 50(4), pp. 319–335. https://doi.org/10.1134/S003103011604002X

Alekseeva T.V., Alekseev A.O., Gubin S.V., Kabanov P.B., Alekseeva V.A. (2016). Palaeoenvironments of the Middle-Late Mississippian Moscow Basin (Russia) from multiproxy study of palaeosols and palaeokarsts. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 450, pp. 1–16. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2016.02.030

Alekseeva T.V., Alekseev A.O., Kalinin P.I. (2018). The Mississippian Paleosols in the Brontsy Quarry, Kaluga region. *Eurasian Soil Science*, 51(7), pp. 744–757. https://doi.org/10.1134/S1064229318070025

Alonso-Zarza, A.M. (2003). Palaeoenvironmental significance of palustrine carbonates and calcretes in the geological record. *Earth-Science Review*, 60, pp. 261–298. https://doi.org/10.1016/s0012-8252(02)00106-x

Aref ev M.P., Naugolnykh S.V. (1998). Fossil roots from the upper Tatarian deposits in the basin of the Sukhona and Malaya Severnaya Dvina rivers: stratigraphy, taxonomy and paleoecology. *Paleontological Journal*, 32(1), pp. 82–96.

Arefiev M.P. (2016). Ideal cyclite of the compensated depression and the nature of cyclicity of Permian-Triassic red-bed formation of the East European Platform. Sedimentary complexes of Urals and adjacent regions. *Proc. 11th Uralian Lithological Conference*. Ekaterinburg: Institute of Geology and Geokhemistry, Ural Department of Russian Akademy of Sciences, pp. 22–24. (In Russ.)

Arefiev M.P., Goman′kov A.V., Kuchtinov D.A. (2012). Cyclicity and paleontological characteristics of the Nyuksenitsa beds of the Sukhonskaya formation (Upper Permian) of the eastern wing of the Sukhonsky megaswell. *Bulletin of the Regional Interdepartmental Stratigraphic Commission for the central and southern Russian Platform*, 5. Moscow: RANS, pp. 41–48. (In Russ.)

Arefiev M.P., Silantiev V.V. (2014). Sedimentological and geochemical criteria for the determination of cyclicity in the reference section of Urzhumian

and Severodvinian stages “Monastyrskii ravine” (Kazan Volga region). *Virtual and Real Lithological Models. 10th Uralian Lithological Conference proceedings*. Ekaterinburg: Institute of Geology and Geokhemistry, Ural Department of Russian Akademy of Sciences, pp. 18–20. (In Russ.)

Faure G. (1989). Principles of Isotope Geology. Moscow: Mir, 590 p. (In Russ.)

Freytet P., Verrecchia E.P. (2002). Lacustrine and palustrine carbonate petrography: an overview. *Journal of Paleolimnology*, 27, pp. 221–237. https://doi.org/10.1023/A:1014263722766

Frolov V.T. (1995). Lithology. Handbook. Vol. 3. Moscow: Moscow University Press, 352 p. (In Russ.)

Geological dictionary in three volumes. (2010). Saint-Petersburg: VSEGEI Press, V. 1.

Ignatiev V.I. (1963). Tatarian Stage of the Central and Eastern Regions of the Russian Platform: Part 2: Facies and Paleogeography. Kazan: Kazan University Press, 337 p. (In Russ.)

Inozemtsev S.A., Naugolnykh S.V., Yakimenko E.Y. (2011). Upper Permian paleosols developed from limestone in the middle reaches of the Volga River: morphology and genesis. *Eurasian Soil Science*, 44(6), pp. 604–617. https://doi.org/10.1134/S1064229311060068

Inozemtsev S.A., Targulian V.O. (2010). Upper Permian Paleosols: Properties, Processes, Environment. Moscow: Geos, 188 p. (In Russ.)

Klappa C.F. (1980). Rhizoliths in terrestrial carbonates: classification, recognition, genesis and significance. *Sedimentology*, 27, pp. 613–629. https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.1980.tb01651.x

Kuleshov V.N., Arefiev M.P., Pokrovsky B.G. (2019). Isotope characteristics ($\delta^{13}C$, $\delta^{18}O$) of continental carbonates from Permian-Triassic rocks in the northeastern Russian Plate: paleoclimatic and biotic reasons and chemostratigraphy. *Lithology and Mineral Resources*, 54(6), pp. 489–510. https://doi.org/10.1134/S0024490219060075

Leng, M.J., Marshall, J.D. (2004). Palaeoclimate interpretation of stable isotope data from lake sediment archives. *Quaternary Science Review*, 23, pp. 811–831. https://doi.org/10.1016/J.QUASCIREV.2003.06.012

Lokier S.W., Andrade L.L., Court W.M., Dutton K.E., Head I.M., van der Land C., Paul A., Sherry A. (2017). A new model for the formation of microbial polygons in a coastal sabkha setting. *The Depositional Record*, 3(2), pp. 201–208. https://doi.org/10.1002/dep2.33

Machette M.N. (1985). Calcic soils of the southwestern United States // Weide D.L. (Ed.) Soils and Quaternary Geology of the Southwestern United States. *Geological Society of America Special Paper*, 203. pp. 1–21. https://doi.org/10.1130/SPE203-p1

Mizens G.A., Bakaeva G.M. (2016). Caliche in the Paleozoic deposits of the Southern Urals and Trans-Urals. *Proceedings of the Institute of Geology and Geochemistry of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences*, 163, pp. 58–65. (In Russ.)

Moseychik Ju.V. (2009). Early Carboniferous flora of the Moscow Basin. Vol. 1. Composition, ecology, evolution, phytogeographical connections and stratigraphic significance. Moscow: GEOS, 187 p. (In Russ.)

Moseychik Ju.V. (2014). Early Carboniferous flora of the Moscow Basin. Vol. 2. Sphenopsids, ferns, gymnosperms Moscow: GEOS, 72 p. (In Russ.)

Mouraviev F., Arefiev M., Silantiev V., Balabanov Yu., Bulanov V., Bakaev A., Zharinova V. (2018). Stratotype of the Urzhumian Regional Stage in the Monastery Ravine, Kazan Volga Region, Russia. *Advances in Devonian, Carboniferous and Permian Research: Stratigraphy, Environments, Climate and Resources*. *Kazan Golovkinsky Stratigraphic Meeting, 2017*. Bologna: Filodiritto International Proceedings, pp. 188–196.

Mouraviev F.A. (2007). Lithological and mineralogical characterization of the Permian marker carbonate horizons of the Republic of Tatarstan. *Extended Abstract of Cand. Geol.-Mineral. Sci. Diss*. Kazan, 24 p. (In Russ.)

Mouraviev F.A., Arefiev M.P., Silantiev V.V., Gareev B.I., Batalin G.A., Urazaeva M.N., Kropotova N.V., Vybornova I.B. (2016). Paleogeography of accumulation of the Middle-Upper Permian red mudstones in the Kazan Volga Region. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*, 158(4), pp. 548–568. (In Russ.)

Mouraviev F.A., Khasanova N.M., Yunusova E.Z. (2021). Dolomitic calcretes from the Changhsignian (Upper Permian) red beds of the Orenburg Cis-Urals, Russia. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*, 163(3), pp. 371–389. (In Russ.) https://doi.org/10.26907/2542-064X.2021.3.371-389

Mouraviev F.A., Vinokurov V.M., Galeev A.A., Bulka G.R., Nizamutdinov N.M., Khasanova N.M. (2006). Paramagnetism and the nature of dispersed organic matter in the Permian sediments of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 19(2), pp. 40–45. (In Russ.)

Naugol’nykh S.V. (2007). Kazanian and Tatarian Plants of the Permian Period. Geological Heritage of the Republic of Tatarstan. Kazan: Akvarel’–Art, pp. 236–254. (In Russ.)

Noffke N., Gerdes G., Klenke T. and Krumbein W.E. (2001b). Microbially induced sedimentary structures indicating climatological, hydrological and depositional conditions within recent and pleistocene coastal facies zones (Southern Tunisia). *Facies*, 44, pp. 23–30. https://doi.org/10.1007/bf02668164

Noffke N., Gerdes G., Klenke T., & Krumbein W. E. (2001a). Microbially Induced Sedimentary Structures: A New Category within the Classification of Primary Sedimentary Structures. *Journal of Sedimentary Research*, 71(5), pp. 649–656. https://doi.org/10.1306/2dc4095d-0e47-11d7-8643000102c1865d

Nurgaliev D.K., Silantiev V.V., Nikolaeva S.V. (Eds) (2015). Type and Reference Sections of the Middle and Upper Permian of the Volga and Kama River Regions. *A Field Guidebook of XVIII International Congress on Carboniferous and Permian*. Kazan: Kazan University Press, 208 p. https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2619.1206

Reitner J., Quéric N.-V., Arp G. (2011). Advances in Stromatolite Geobiology. Lecture Notes in Earth Sciences. Heidelberg: Springer Berlin Publ., 560 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-10415-2

Sedaeva K.M. (2024). Structural and component characteristics of reef-like microbial formations of the Lower Devonian of the north-east of the European part of Russia (Komi Republic). *Modern issues of lithology and marine geology - 2024. Science. Education. Practice: Abstracts*. Moscow: MAKS Press, pp. 202–206. (In Russ.)

Sementovskii Yu.V. (1973). Conditions of Formation of Mineral Deposits during the Late Permian Era in the East of the Russian Platform. Kazan: Tatarskote Knizhnoye Izdatelstvo, 256 p. (In Russ.)

Shvetsov M.S. (1938). History of Moscow Carboniferous basin in the Dinantian era. *Proceedings of MGRI*, 12, pp. 3–107. (In Russ.)

Shvetsov M.S.(1922). On the issue of stratigraphy of the Lower Carboniferous deposits of the southern wing of the Moscow Basin. *Vestnik Moskovskoy Gornoy Academii,* 1(2), pp. 223–242. (In Russ.)

Tverdochlebov V.P. (2001). Caliche in the continental red-bed formations on the east of European Russia. *Izvestiya Vysshikh Uchebnikh Zavedeniy*. *Geologiya i Razvedka*, 6, pp. 145–148. (In Russ.)

Wright V.P. (2007). Calcrete. Geochemical Sediments and Landscapes. Oxford, UK: Wiley-Blackwell, pp. 10–45.

About the Authors

Fedor A. Mouraviev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
18, Kremlyovskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: fedor.mouraviev@kpfu.ru

Tatyana V. Kropotova – Senior Lecturer, Institute of Physics, Kazan Federal University
18, Kremlyovskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Tatyana.Kropotova@kpfu.ru

Nailia M. Khasanova – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Engineer of Scientific Research Laboratory of Enhanced Oil Recovery Methods, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
18, Kremlyovskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Nailia.Khasanova@ksu.ru

Eugene O. Statsenko – Junior Researcher, Scientific Research Laboratory “Carbon Dioxide Utilization in Underground Natural Reservoirs”, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University
18, Kremlyovskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: e.statsenko@yahoo.com

Manuscript received 20 February 2025;
Accepted 3 September 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.19 УДК 553.982

Депрессионные отложения осинского горизонта – потенциально нефтегазоматеринские породы Байкитской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь)

Д.Ю. Калачева[1], А.П. Вилесов[1], Р.Р. Хуснитдинов[1], Н.А. Иванова[2], М.А. Масленников[2], Д.А. Слуцкий[3]*

[1]ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия
[2]Научно-образовательный центр «Газпромнефть-НГУ», Санкт-Петербург, Россия
[3]ООО «Газпромнефть-ГЕО», Санкт-Петербург, Россия

Целью настоящей публикации является представление новых геолого-геохимических данных о потенциально нефтегазоматеринских отложениях осинского горизонта Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Осинский горизонт нижнего кембрия в пределах Сибирского кратона имеет сложное фациальное строение и представлен тремя основными типами разреза: мелководным (сводовым), рифовым и депрессионным. При бурении новой поисково-оценочной скважины на Салаирском участке (южная часть Камовского свода) из депрессионного типа разреза осинского горизонта выполнен непрерывный отбор керна, и впервые для Байкитской нефтегазоносной области получена подробная характеристика потенциально нефтегазоматеринских пород. Во вскрытом разрезе осинский горизонт имеет сокращенную мощность (12,5 м), а в его составе выделены три пачки. В средней пачке диагностированы слабопористые микробиальные доломиты с признаками нефтенасыщения. Верхняя пачка сложена темно-серыми и почти черными известняками с характерными признаками конденсированной аноксичной седиментации (микритовая структура, микрослоистая текстура, отсутствие остатков бентосных организмов, обилие фрамбоидов пирита и др.). В них встречаются многочисленные сферические остатки известкового микропланктона. Геохимическими методами доказано, что породы депрессионного разреза осинского горизонта относятся преимущественно к нефтегенерирующим. По результатам битуминологических исследований установлено, что на территории исследований осинская углеводородная система является изолированной от нижележащих вендских и рифейских отложений. Представленные результаты имеют высокую актуальность, т.к. дают новую информацию о слабо изученных депрессионных отложениях осинского горизонта Байкитской нефтегазоносной области.

Ключевые слова: Сибирский кратон, нижний кембрий, осинский горизонт, депрессионные фации, нефтегазоматеринские породы, органическое вещество, геохимия, углеводороды, кинетические исследования, пиролиз, углеводородная система

Для цитирования: Калачева Д.Ю., Вилесов А.П., Хуснитдинов Р.Р., Иванова Н.А., Масленников М.А., Слуцкий Д.А. (2025). Депрессионные отложения осинского горизонта – потенциально нефтегазоматеринские породы Байкитской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь). *Георесурсы,* 27(4), с. 130–142. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.19

Введение

Осинский горизонт является одним из основных продуктивных нефтегазоносных горизонтов на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Региональная нефтегазоносность осинского горизонта подтверждена открытием промышленных залежей нефти, газа и газоконденсата на месторождениях Непско-Ботуобинской антелизы (Большетирском, Вакунайском, Верхнечонском, Верхнетирском, Марковском, Пилюдинском, Среднеботуобинском, Талаканском и др.), а также нефтегазопроявлениями на многих площадях и месторождениях. В осинском горизонте открыты в том числе и крупные залежи углеводородов (УВ) на таких месторождениях, как Талаканское (нефтегазоконденсатная и газовая залежи), Верхнечонское (газовая залежь), Вакунайское (газовая залежь) (Клещев, Шеин, 2010; Мельников и др., 2014; Парфенова и др., 2021; Шемин и др., 2023; и др.). Имеются многочисленные предпосылки для открытий новых залежей за пределами Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) (Шемин и др., 2023; и др.).

* Ответственный автор: Дарья Юрьевна Калачева
e-mail: Kalacheva.DYu@gazprom-neft.ru

© 2025 Коллектив авторов
Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

В то же время степень региональной изученности осинского интервала в целом остается невысокой. До настоящего времени нет общепринятой региональной модели строения осинского горизонта, хотя уже к концу XX века в ходе региональных исследований кембрийских отложений было установлено, что осинский горизонт имеет сложное литологическое строение и представлен, как минимум, тремя типами разреза: мелководным (сводовым), рифовым и депрессионным (Мышевский, 1991; Кузнецов и др., 2000; Шемин, 2008). Как показывают многочисленные накопленные к настоящему времени фактические данные сейсморазведки и бурения, в осинское время на огромной территории Сибирского кратона мелководная шельфовая область представляла собой сложную мозаику специфичных карбонатных платформ, разделенных внутришельфовыми прогибами и впадинами с конденсированными глинисто-карбонатными осадками. В прогибах и впадинах встречаются изолированные рифы и небольшие платформы высотой до 100–150 м (Максимова и др., 2021), представляющие своеобразные литологически ограниченные рифогенные ловушки УВ (Гайдук и др., 2017). По краям мелководных зон карбонатных платформ прослеживаются пояса многочисленных микробиальных построек толщиной до 40–70 м. В пределах мелководных зон внутренних областей платформ выделяются микробиальные пач-рифы толщиной от 10–15 до 20–30 м (Chertina et al., 2024).

В представленном фациальном ряду осинских отложений наиболее слабо изученными остаются породы внутришельфовых прогибов и впадин, имеющие сокращенные мощности (от 10 до 20 м). По опубликованным результатам пиролитических исследований установлено, что конденсированные глинисто-карбонатные осадки депрессионных зон южной части Непско-Ботуобинской антеклизы обогащены органическим веществом ($C_{орг}$) и являются потенциально нефтегазоматеринскими, а исследования продуктов термолиза керогена и экстрактов из пород-коллекторов подтверждают, что углеводороды осинских залежей сингетентичны вмещающим толщам (Гордадзе и др., 2018). К сожалению, подобной информации пока крайне мало, геолого-геохимические особенности депрессионных отложений нижнего кембрия в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции требуют дальнейших исследований. В целом, достоверная оценка нефтегазоматеринского потенциала пород осинского горизонта влияет на стратегию поисково-разведочных работ по нижнекембрийскому плею региона, поэтому любая новая информация по этому направлению имеет высокую степень актуальности.

Целью настоящей работы является представление принципиально новых геолого-геохимических данных о потенциально нефтегазоматеринских отложениях осинского горизонта. В результате проведенных исследований были решены следующие задачи: выполнен анализ условий седиментации осинских отложений в депрессионном типе разреза, выполнена оценка их площадного распространения в пределах Байкитской НГО, проведен расширенный комплекс геохимических исследований для оценки нефтегазоматеринского потенциала пород и установления генетической связи в системе битумоид нефтегазоматеринской породы (НГМП) – битумоид коллектора.

Материал и методика исследований

В 2023 году при бурении новой поисковой скважины на Салаирском лицензионном участке (ЛУ) (южная часть Байкитской НГО) (рис. 1) из интервала осинского горизонта был отобран уникальный керновый материал, который позволил впервые изучить депресионный тип разреза в данном районе (рис. 2). Для отбора применялся современный керноотборочный снаряд, обеспечивающий максимально полный вынос керна и его высокую степень сохранности. Благодаря этому удалось проследить непрерывный разрез осинского горизонта от его базальной пачки до перекрывающего соляного флюидоупора и получить подробную геолого-геохимическую характеристику депрессионного типа разреза.

Седиментологический анализ пород проводился на распиленной колонке керна с определением структуры пород, их текстурных особенностей, диагностикой типа коллектора, интерпретацией условий седиментации. Отбор образцов для литологических исследований выполнялся в комплексе с отбором на петрофизику. В результате этого в точках отбора получена полная и детальная информация о фильтрационно-емкостных свойствах пород, их вещественном составе и минералогических особенностях, морфологии пустотного пространства и диагенетической истории. Для изучения литологических свойств пород и их диагенетических преобразований в лабораторном центре проводились петрографический анализ прозрачных шлифов, растровая электронная микроскопия (SEM), рентгеноструктурный анализ (XRD).

Для оценки площадного распространения потенциально нефтегазоматеринских пород осинского горизонта была выполнена фациальная интерпретация разрезов скважин Байкитской НГО по материалам ГИС, а также интерпретация сейсмических данных МОГТ 2D и 3D, построены карты распространения депрессионных фаций и их радиоактивности.

Важным этапом изучения пород осинского горизонта являлись геохимические исследования. Для определения обогащенности пород органическим веществом (ОВ), оценки его качества и количества использовался комплекс пиролитических исследований до и после экстракции на приборах HAWK и Rock-Eval 6 Turbo, всего было изучено 14 образцов пород. Для наиболее обогащенного ОВ и наименее преобразованного образца были выполнены кинетические исследования по однокомпонентной и многокомпонентной схемам с детальным изучением жидких (C_6-C_{14}, C_{15+}) и газообразных (C_1, C_2-C_5) продуктов деструкции нерастворимой части ОВ (керогена). Кинетические исследования выполнялись при скоростях нагрева: 2, 10, 15, 25 и 50 °С/мин, обработка результатов и расчет кинетических параметров произведены с использованием программного обеспечения Optkin. Изучение продуктов деструкции керогена выполнялось на аппаратно-программном комплексе «Кристалл 5000» с пламенно-ионизационным детектором и пиролитическим испарителем П4 с криофокусировкой.

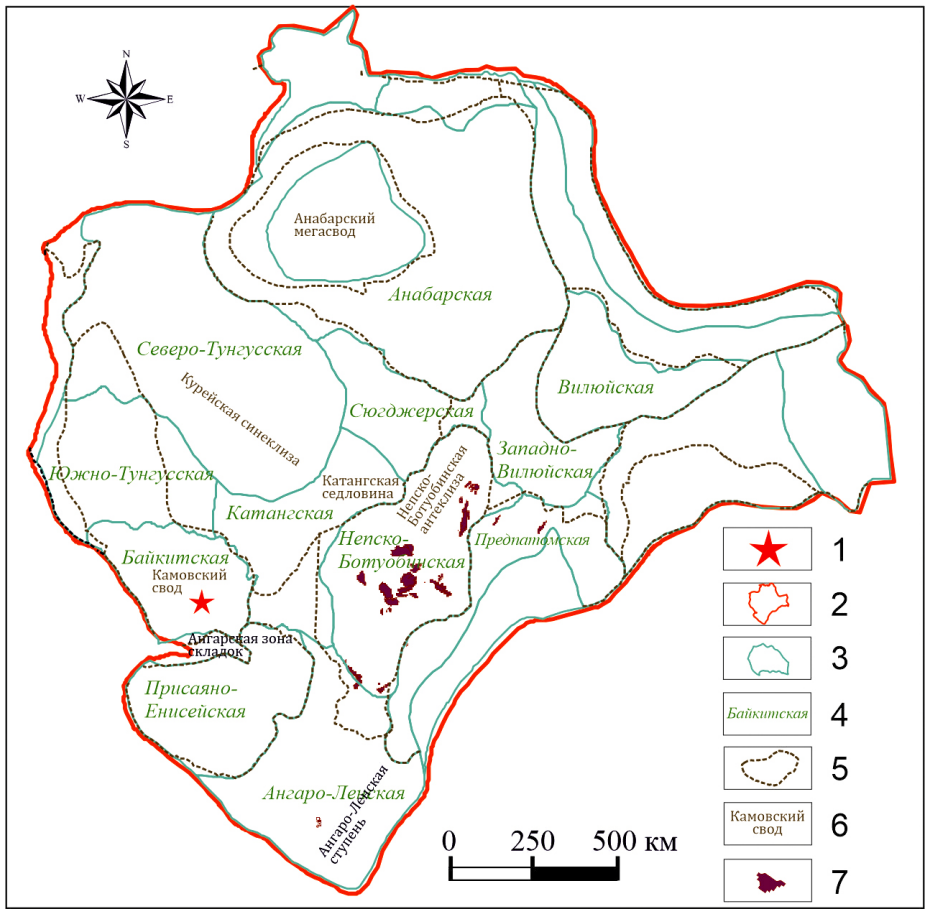


Рис. 1. Обзорная схема Сибирского кратона с основными тектоническими структурами и нефтегазоносными областями (НГО). Условные обозначения: 1 – расположение изученного разреза; 2 – контур распространения нефтегазоносных провинций и НГО Сибирского кратона; 3 – контуры НГО; 4 – основные НГО; 5 – контуры надпорядковых тектонических структур; 6 – наименования основных тектонических структур; 7 – контуры залежей УВ в осинском горизонте.

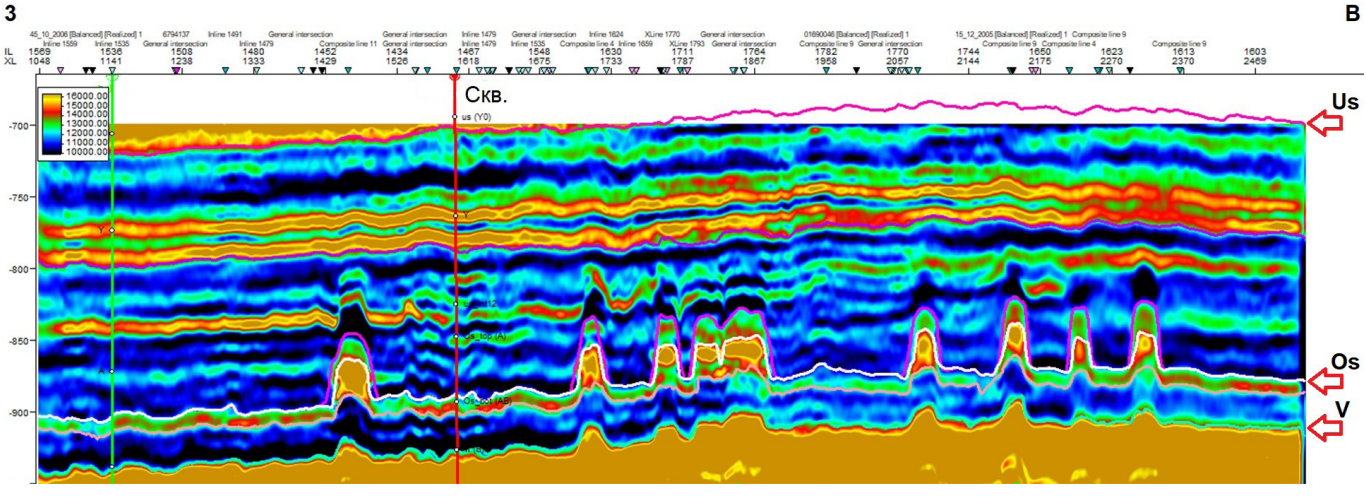


Рис. 2. Профиль акустического импеданса через депрессионные отложения осинского горизонта Салаирского лицензионного участка. Выделяются амплитудные аномалии, связанные с изолированными рифовыми постройками осинского возраста – потенциальными ловушками УВ. Отражающие горизонты: Us – кровля усольской свиты, Os – кровля осинского горизонта, V – кровля карбонатного комплекса венда.

Помимо этого, был изучен детальный УВ и изотопный состав 3-х хлороформных экстрактов (битумоидов), извлеченных из потенциальных НГМП (зона, фациально приуроченная к внутришельфовой впадине с максимальным содержанием TOC (total organic carbon)) и коллекторов (зона микробиальной постройки, где наблюдались признаки нефтепроявлений в керне – запах УВ и голубоватое свечение пород в УФ-свете), для установления генетического источника УВ из коллекторов в пределах осинского горизонта.

Седиментологическая характеристика осинского горизонта

Мощность осинского горизонта в изученном разрезе составляет 12,5 м. Горизонт подстилается соляной пачкой нижнеусольской подсвиты толщиной 70 м и перекрыт верхнеусольской свитой толщиной более 470 м. Снизу вверх в разрезе горизонта можно выделить три пачки (рис. 3).

Нижняя пачка толщиной около 3 м представлена серыми тонкослоистыми микрокристаллическими доломитами (доломадстоунами) и микробиальными ламинарными доломитовыми известняками (байндстоунами), неравномерно сульфатизированными, плотными, в нижней части прослоями слабоглинистыми. Породы сформировались в обстановках карбонатных приливно-отливных мелководий и лагун с повышенной соленостью.

Средняя пачка имеет толщину 4,8 м и связана с первым этапом осинской трансгрессии. Она сложена серыми и светло-серыми известковистыми доломитами и доломитовыми известняками со структурами микробиальных баундстоунов (бафл- и байндстоунов). Внизу выделяются желваковые формы микробиальных каркасов, выше их сменяют дендровидные микрокаркасы. В верхней части пачки наблюдается чередование прослоев с кустистыми и стелющимися кальцимикробами. Межскелетные промежутки выполнены тонко- и микрокристаллическим доломитом, реже радиаксиальным кальцитовым цементом. Породы в верхней части пачки слабо кавернозно-пористые с пятнистой межкристаллической пористостью по участкам доломитизации, с признаками УВ. По кавернам также встречается битум. Каверны развиты по выщелоченным дендроидным микрокаркасам, изолированные, частично выполнены солью. По всей пачке неравномерно встречаются мелкие включения сульфатов. В кровле пачки выделен маломощный прослой пелоидно-литокластового доломита. Средняя пачка сформирована в условиях относительно мелководной сублиторали, на глубинах в первые метры с хорошей освещенностью, где могли активно развиваться фотосинтезирующие формы кальцимикробов.

Верхняя пачка толщиной 4,6 м сформирована на максимуме осинской трансгрессии. Она сложена черными и темно-серыми микритовыми тонко- и микрослоистыми известняками, неравномерно глинисто-кремнистыми и доломитистыми, с высоким содержанием органического вещества ($C_{орг}$), с высыпками тонких кристаллов пирита по наслоению. Пачка хорошо выделяется по форме кривой гамма-каротажа (ГК) с характерной двойной положительной аномалией (рис. 3). В нижней и средней частях пачки выделяются тонкие прослои карбонатных диагенетических псевдобрекчий и маломощные прослои крупнощебенчатого литокластового материала. В отдельных тонких прослоях известняков-мадстоунов встречаются мелкие раковинные фоссилии, тонкие ходы роющего бентоса. Однако преобладающий тип пород – микрослоистые черные известняки, как правило, лишены признаков жизнедеятельности донных организмов (рис. 4а). В шлифах в этих породах наблюдаются частые прожилки черного органического материала, тонкие высыпки пирита, тонкостенные остатки многочисленного известкового микропланктона (рис. 4б). В верхней части пачки появляются тонкие линзы сульфатов, породы становятся более светлого оттенка (серые и темно-серые), чаще появляются прослои с мелкораковинными остатками.

В целом, накопление осадков верхней пачки происходило в условиях седиментационного голода, при отсутствии карбонатообразующего бентоса, по-видимому, с периодически повторяющимися интервалами придонной аноксии. Основная часть осадков поступала за счет жизнедеятельности известкового микропланктона и была представлена тонким карбонатным илом с высокой долей органики. Высокая биопродуктивность планктона и значительные объемы органических остатков в илистых осадках могли быть основной причиной придонной аноксии в условиях стратификации вод внутрикратонной впадины.

В верхней пачке наблюдаются редкие субвертикальные тектонические трещины с ярко-желтым свечением в УФ свете.

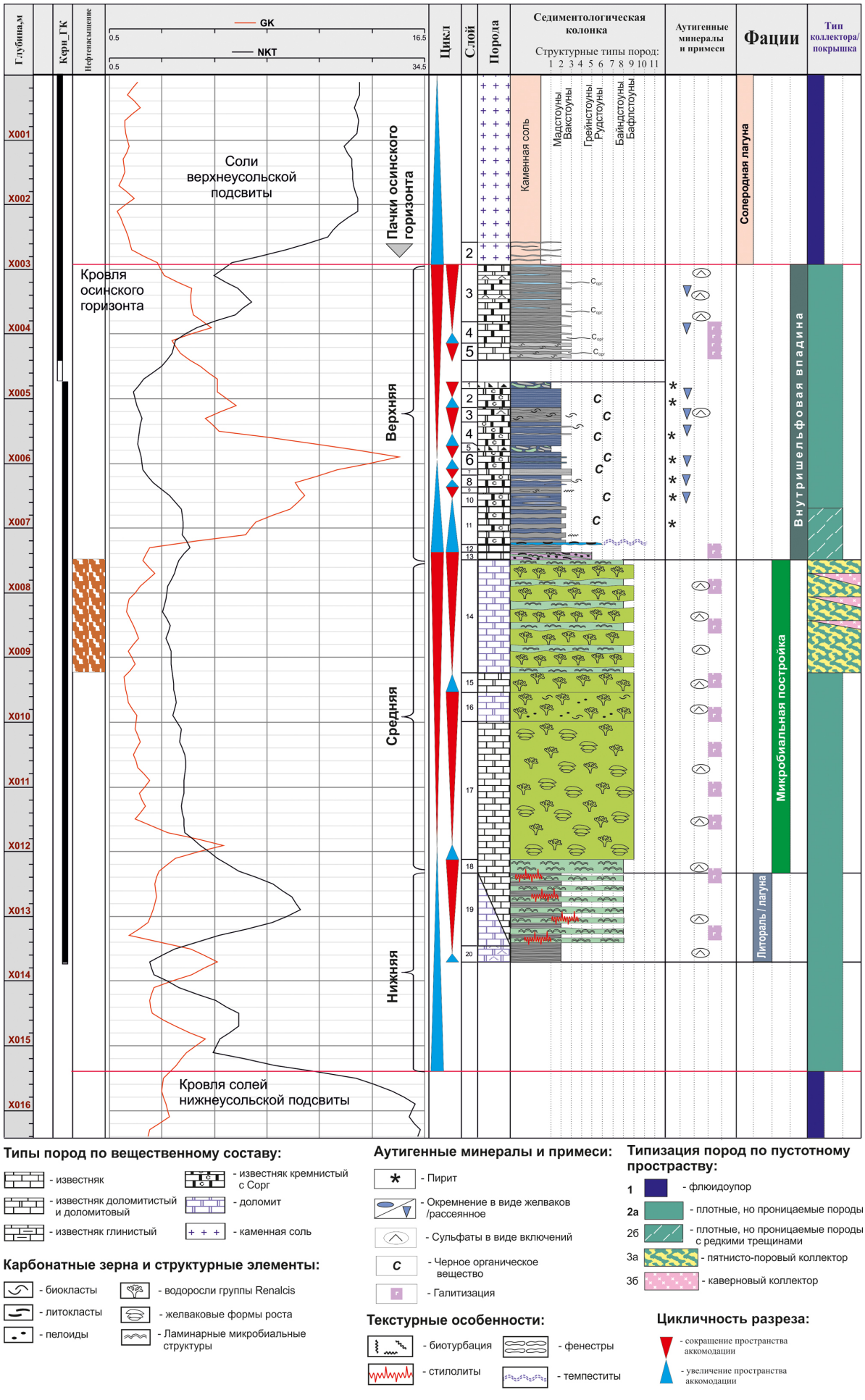
В пределах южной части Байкитской НГО выделяется обширная внутришельфовая впадина осинского времени (рис. 5А). На схеме фациального районирования отложений кембрия, предложенной Н.В. Мельниковым (Мельников, 2009), здесь была выделена самостоятельная фациальная зона, названная *Нижнеангарской*. Позднее границы этой зоны были уточнены по результатам фациальной интерпретации материалов ГИС, и зона проинтерпретирована как глубоководная лагуна осинского времени с некомпенсированным осадконакоплением (Масленников и др., 2016). В рамках текущей работы границы ранее выделенной внутришельфовой впадины уточнены на основе сейсмических данных и построена карта толщин депрессионных фаций (рис. 5А).

Толщины депрессионных фаций близ склонов карбонатных платформ достигают 10 м. Изученный разрез на Салаирской площади удален от края платформы на 30 км, и здесь, в пределах участка, верхняя пачка характеризуется толщинам 4–6 м и повышенной радиоактивностью. В южной части НГО, в наиболее глубоких участках Нижнеангарской внутришельфовой депрессии, толщины сокращаются до 2,5–4,0 м; при этом породы характеризуются здесь наиболее высокими значениями радиоактивности (рис. 5Б), что позволяет прогнозировать улучшение качества НГМП.

На севере и северо-востоке внутришельфовая депрессия обрамляется серией карбонатных платформ: Оморинской, Юрубчено-Камовской и Юдуконо-Собинской, трансформируясь в межплатфоменных зонах в узкие прогибы.

Результаты пиролитических исследований

Все образцы, отобранные на пиролитические исследования, приурочены преимущественно к верхней пачке осинского горизонта, в зоне наиболее контрастной аномалии по ГК.



Типы пород по вещественному составу:

- известняк
- известняк кремнистый с Сорг
- известняк доломитистый и доломитовый
- доломит
- известняк глинистый
- каменная соль

Карбонатные зерна и структурные элементы:

- биокласты
- водоросли группы Renalcis
- литокласты
- желваковые формы роста
- пелоиды
- Ламинарные микробиальные структуры

Аутигенные минералы и примеси:

- Пирит
- Окремнение в виде желваков /рассеянное
- Сульфаты в виде включений
- Черное органическое вещество
- Галитизация

Текстурные особенности:

- биотурбация
- фенестры
- стилолиты
- темпеститы

Типизация пород по пустотному пространству:

1 - флюидоупор
2а - плотные, но проницаемые породы
2б - плотные, но проницаемые породы с редкими трещинами
3а - пятнисто-поровый коллектор
3б - каверновый коллектор

Цикличность разреза:

- сокращение пространства аккомодации
- увеличение пространства аккомодации

Рис. 3. Седиментологический разрез осинского горизонта в новой поисково-оценочной скважине Салаирского участка

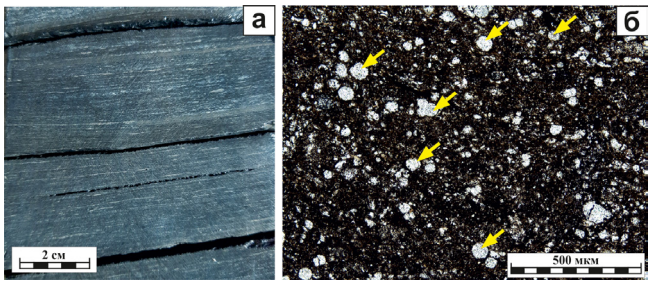


Рис. 4. Черные микрослоистые известняки депрессионных отложений осинского горизонта, обогащенные $C_{орг}$: а – фото вертикального среза керна (наблюдается плитчатая отдельность, тонкие светлые прослойки светло-серого известкового материала); б – фото шлифа. Стрелками показаны субсферические остатки известкового микропланктона, включенного в темную микритовую матрицу породы.

Суммарная мощность охваченных пиролитическими исследованиями пород составляет около 4,6 метров. Содержание ТОС (по результатам пиролиза после экстракции) в изученных породах осинского горизонта колеблется от 0,48% до 8,00%, составляя в среднем 2,48% (рис. 6), остаточный генерационный потенциал – от 0,40 до 17,95 мгУВ/г породы, составляя в среднем 4,70 мгУВ/г породы.

Катагенетическая преобразованность ОВ пород, оцененная через параметр T_{max} (Behar et al., 2001), варьируется от непреобразованного ОВ (T_{max} менее 430°С) до зрелости, приближающейся к концу главной зоны нефтеобразования (T_{max} больше 449°С, рис. 7) (Espitalie et al., 1984). Стоит отметить, что все пиролитические параметры в изученном интервале имеют значительную изменчивость, однако в середине разреза наблюдаются наиболее обогащенные ТОС и наименее преобразованные породы. Причина такой изменчивости пиролитических характеристик, вероятно, связана с несколькими факторами: внедрением интрузий в триасовое время, что привело к прогреву ОВ, дальнейшей генерации УВ, следы которых были отмечены в керне. Помимо этого, вполне вероятно, что обогащенность ОВ в пределах верхней пачки осинского горизонта изначально была неравномерной, и наиболее обогащенные ОВ образцы расположены в центральной части верхней пачки.

На наименее преобразованном образце породы (T_{max} = 436°С) (ТОС = 7,11%, HI = 383 мгУВ/г ТОС) были проведены кинетические исследования по однокомпонентной, а затем многокомпонентной схемам (рис. 8). Детектируемые продукты деструкции нерастворимой части ОВ при обработке результатов объединялись в группы (компоненты):

- компонент 1: (C_1) – сухой газ, метан;
- компонент 2: (C_2-C_5) – жирные газы;
- компонент 3: (C_6-C_{14}) – УВ легкой нефти;
- компонент 4: (C_{15+}) – УВ тяжелой нефти.

Доля метана в продуктах деструкции составила 12,35%, газов состава C_2-C_5 – 16,32%, компонентов легких нефтей C_6-C_{14} – 31,86%, компонентов тяжелых нефтей C_{15+} – 39,45%. Таким образом, результаты кинетических исследований подтверждают, что изученное ОВ осинского горизонта на Салаирском ЛУ следует относить к преимущественно нефтегенерирующему (доля жидких УВ продуктов генерации составляет более 70%). Однако важно отметить, что полученные данные – единичные, и необходимо повышать степень изученности этих отложений.

Важным моментом при формировании стратегии поиска залежей УВ, связанных с осинским горизонтом, помимо прогнозирования области распространения депрессионных фаций, их мощности и обогащенности ТОС, также является степень термического прогрева вероятной осинской НГМП, которая зависит от нескольких составляющих: максимальной степени погружения и теплового воздействия за счет влияния трапповых тел. Осинский горизонт представляет собой закрытую УВ систему, в которой есть как НГМП (потенциал которой необходимо подтвердить большим количество геохимических замеров по скважинам), так и коллектор, которые экранируются сверху и снизу мощными отложениями солей. Заполнение УВ внутри осинского горизонта происходило только за счет внутреннего источника УВ и не предполагает миграцию из более древних НГМП рифейского или вендского комплексов.

Результаты исследований углеводородного и изотопного состава экстрактов

Для трех изученных битумоидов, извлеченных из пород осинского горизонта посредством горячей экстракции в хлороформе, был реализован полный комплекс геохимических исследований: разделение на группы и фракции посредством жидкостно-адсорбционной хроматографии, дальнейший анализ мальтеновой части битумоида методом газовой хроматографии, изучение распределения УВ-биомаркеров, анализ изотопного анализа углерода посредством масс-спектрометрии. Отбор образцов пород на битуминологические исследования проводился из зоны распространения потенциальной НГМП (темные глинистые известняки депрессионных отложений осинского горизонта, обогащенные ТОС) и коллекторов (светлые известняки с признаками УВ). Для всех извлеченных образцов был рассчитан коэффициент β, отражающий сингенетичность битумоидов вмещающим толщам. Параметр рассчитывался по формуле β = (ХБА/ТОС)*100%, где ХБА – содержание хлороформенного битумоида в породе (в %). Образец №1, извлеченный из НГМП, можно охарактеризовать как сингенетичный, т.е. генетически единый вмещающим толщам. Образец №2 – это эпигенетичный (миграционный) битумоид, отобран из интервала микробиальной постройки, на хроматограмме (рис. 9) наблюдаются начальные признаки биодеградации. Образец №3 также отобран из интервала микробиальной постройки, но с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что обуславливает сравнительно низкий выход битумоида.

Во всех изученных экстрактах (рис. 9), извлеченных из керна осинского горизонта скважины Салаирского ЛУ, обнаружены 12- и 13-монометилалканы. Считается, что эти специфичные соединения характерны для нефтей докембрия Сибирской платформы (Макушина и др., 1978). Серия этих соединений была также открыта в докембрийских нефтях Омана (Ким, 2008). При изучении кембрийских нефтей Бахтинского мегавыступа (Южно-Тунгусская НГО), Курейско-Бакланихинского мегавала (Турухано-Норильский нефтегазоносный район), Бологурской площади (Северо-Алданская НГО) в определяемых количествах 12- и 13-монометилалканы обнаружены не были (Конторович и др., 2005).

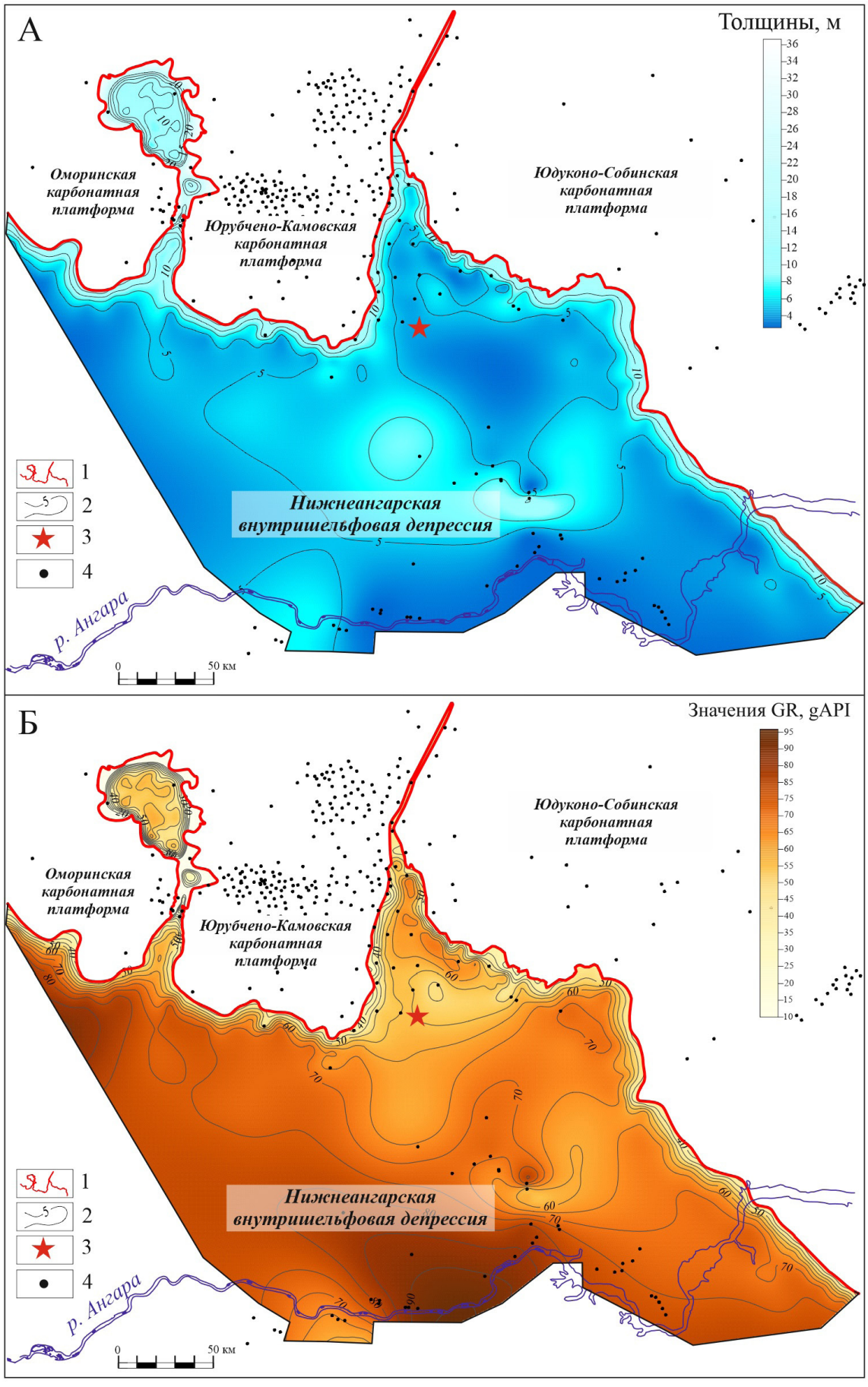


Рис. 5. Характеристики депрессионной пачки осинского горизонта в пределах северной части Нижнеангарской внутришельфовой депрессии: А – карта толщин пачки, Б – карта средней радиоактивности депрессионных фаций. Условные обозначения: 1 – северная граница внутришельфовой депрессии, 2 – изолинии, 3 – расположение изученного разреза, 4 – глубокие скважины. GR (gamma ray) – Гамма каротаж.

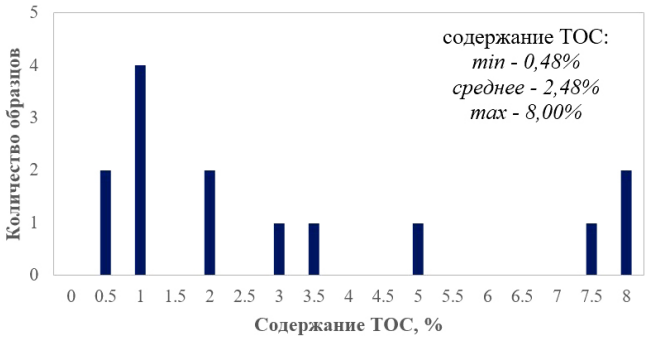


Рис. 6. Частота встречаемости содержания TOC в изученных породах верхней пачки осинского горизонта на Салаирском ЛУ

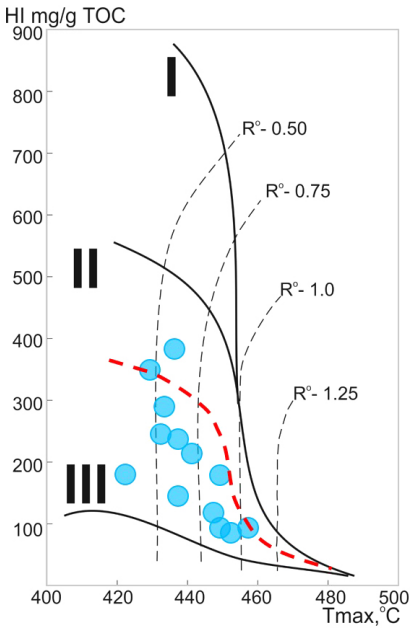


Рис. 7. Диаграмма типов ОВ НГМП осинского горизонта на Салаирском ЛУ

Генетически вышеуказанные кембрийские нефти могут быть связаны с верхнепротерозойской хатыспытской и нижне-среднекембрийской куонамской свитами.

На территории работ (Байкитская НГО) отмечено, что в значимых концентрациях 12- и 13-монометилалканы обнаружены в вендских нефтях и битумоидах (например, в эпигенетичных битумоидах оскобинской свиты венда скважин Салаирская 1 и 2), в то время как в рифейских нефтях и битумоидах 12- и 13-монометилалканы отсутствуют или не обнаружены в значимых концентрациях (Баженова и др., 2014).

Наличие 12- и 13-монометилалканов в осинском горизонте кембрия ранее масштабно не изучалось в УВ-скоплениях Байкитской НГО. Учитывая тот факт, что УВ система осинского горизонта на территории работ является изолированной от нижележащих комплексов (подстилающие и перекрывающие толщи солей, отсутствие разломов), а также сходство планктонной микробиоты венда (где обнаружены 12- и 13-монометилалканы) и нижнего кембрия (где их присутствие достоверно не установлено в регионе работ), можно предположить, что ОВ вероятной осинской НГМП также может характеризоваться присутствием 12- и 13-монометилаканов.

Также для битумоидов был рассчитан комплекс биомаркерных коэффициентов, основанных на соотношениях алкановых, стерановых, тритерпановых, ароматических соединений. В работе (Баженова и др., 2014) изучено распределение полициклических нафтенов в разновозрастных битумоидах Сибирской платформы. Отмечено, что в нижне-среднекембрийских отложениях возрастает относительное содержание стеранов по сравнению с рифейскими и вендскими образцами. На рисунке 9 показано сравнение изученных битумоидов осинского горизонта Салаирской площади с опубликованными данными по распределению полициклических нафтеновых УВ в разновозрастных отложениях Сибирского кратона.

На рисунке 10 видно, что распределение стеранов, три- и пентациклических тритерпанов для образцов осинского горизонта Салаирского ЛУ совпадает с опубликованными характеристиками для кембрийских НГМП (Баженова и др., 2014).

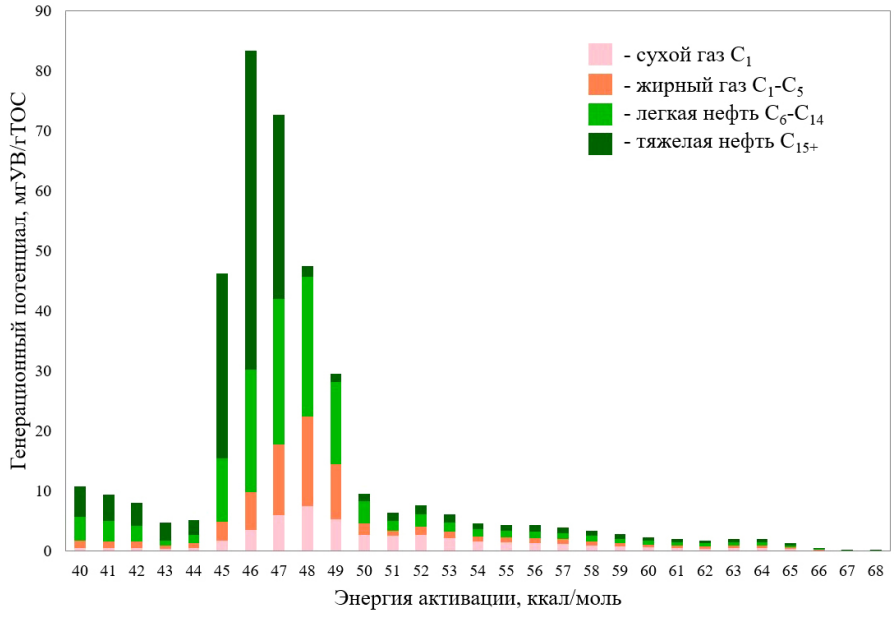


Рис. 8. Четырехкомпонентный кинетический спектр преобразования ОВ НГМП осинского горизонта на Салаирском ЛУ

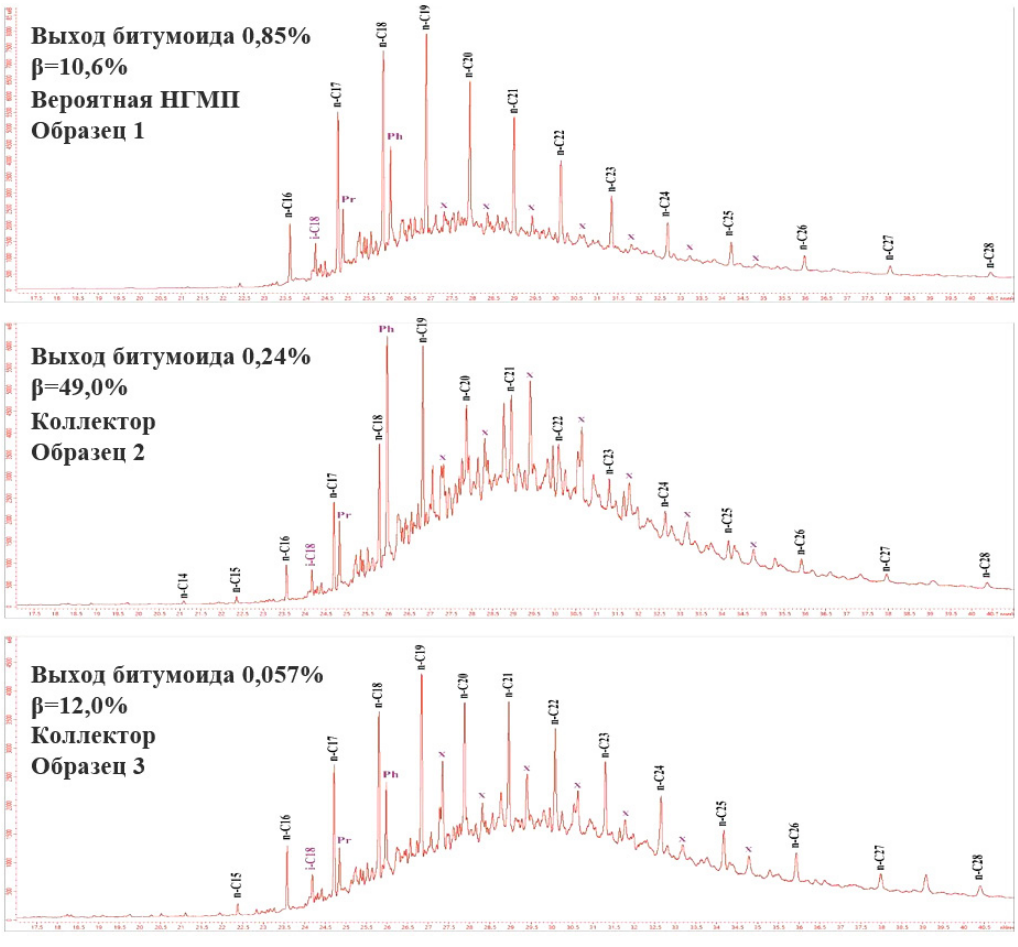


Рис. 9. Хроматограммы мальтеновой части экстрактов пород осинского горизонта Саларского ЛУ. Значком «х» отмечены 12- и 13-монометилалканы.

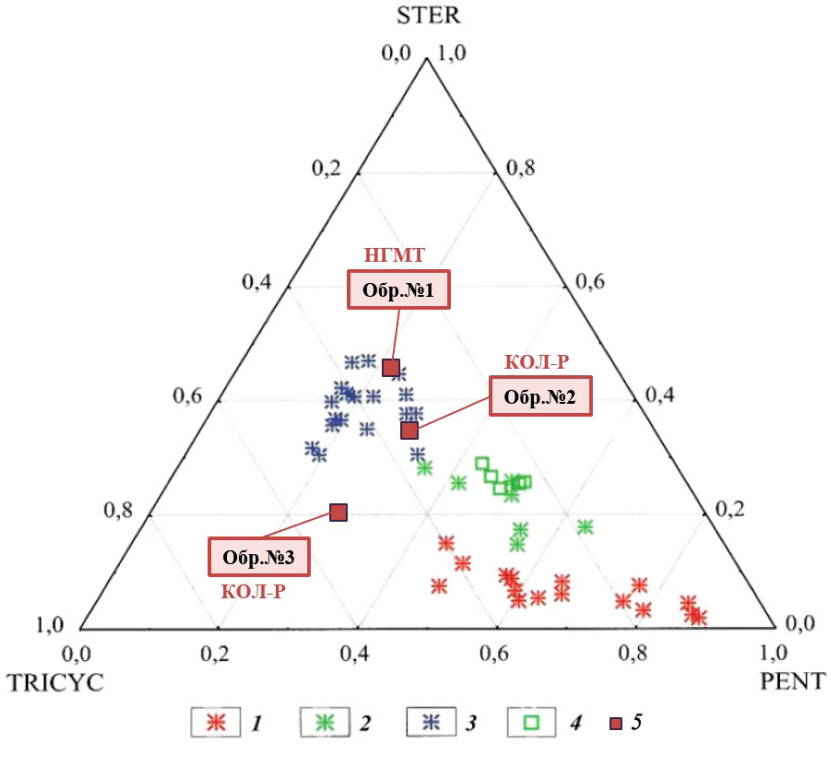


Рис. 10. Треугольная диаграмма распределения стеранов (STER), трициклических (TRICYC) и пентациклических тритерпанов (PENT) в разновозрастных НГМП Сибирского кратона: 1 – среднерифейские, 2 – вендские, 3 – нижне-среднекембрийские, 4 – миграционные битумоиды венда, 5 – образцы битумоидов осинского горизонта Салаирского ЛУ

Одной из важнейших характеристик типа ОВ является распределение стеранов. В работах (Brocks et al., 2017; Grandtham et al., 1988) отмечено преобладание стеранов C_{29} над стеранами C_{27} и C_{28} как специфический признак докембрийского ОВ. В изученных экстрактах осинского горизонта Салаирского ЛУ стераны состава C_{27} преобладают над стеранами C_{29} (соотношение стеранов C_{27}/C_{29} для образца из НГМП составляет 1,73; для образцов №2 и №3 из интервалов коллекторов – 1,42 и 1,36). В образцах битумоидов, отобранных из отложений рифея этой же скважины (в контексте данной работы они не рассматриваются), соотношение стеранов C_{27}/C_{29} значительно менее 1. Помимо этого, наблюдаются резкие отличия битумоидов осинского горизонта от рифейских в разрезе изученной скважины по соотношениям 4-MDBT/Phen, DBT/Phen.

Относительно высокие концентрации соединений ряда тиофена встречаются нечасто. Дибензотиофен (DBT), фенантрен (Phen) не наследуются из исходной биомассы, а контролируются условиями диагенеза и катагенеза (Hughes, 1995), т.е. данные факторы в значительной степени отличались у битумоидов, извлеченных из кембрийских и рифейских отложений в пределах изучаемой скважины Салаирского ЛУ.

В ходе работы было произведено сравнение изотопного состава углерода (ИСУ) насыщенной (метано-нафтеновой) и ароматической (нафтено-ароматической) фракций нефтей рифейского и вендского комплексов, полученных на территории Байкитской НГО, с ИСУ битумоидов осинского горизонта Салаирского ЛУ. В выборке присутствовали нефти Оморинской, Салаирской, Платоновской, Камовской, Куюмбинской, Терско-Камовской площадей. На рисунке 11 представлены результаты сопоставления ИСУ. Генетические типы нефтей были неоднократно верифицированы в результате ранее проведенных исследований. По ИСУ битумоиды осинского горизонта имеют несколько утяжеленный состав в сравнении с флюидами, генетически связанными с вендскими НГМП, и тяготеют ближе к области флюидов, генетически связанных с рифейскими НГМП. Однако кембрийские образцы осинского горизонта по сравнению с рифейскими нефтями более обогащены легким изотопом углерода ^{12}C. Данные наблюдения свидетельствуют в пользу того, что осинский горизонт кембрия на территории Салаирского ЛУ представляет собой изолированную (от венда и рифея) систему, в которой существовал собственный источник УВ. Однако стоит отметить, что необходимо повышать степень изученности осинского горизонта методами геохимии для формирования более устойчивых выборок параметров.

Заключение

Впервые для Байкитской НГО получена подробная геолого-геохимическая характеристика потенциально нефтегазоматеринских депрессионных отложений осинского горизонта Нижнеангарской внутришельфовой впадины.

В составе осинского горизонта выделяется верхняя пачка темно-серых и почти черных известняков с характерными признаками конденсированной седиментации (микритовая структура, микрослоистая текстура, повышенное содержание $C_{орг}$, отсутствие остатков бентосных организмов, обилие фрамбоидов пирита и др.). Для пород пачки характерны высокие значения радиоактивности (по гамма-каротажу).

В пределах Нижнеангарской впадины депрессионная пачка осинского горизонта имеет сокращенную мощность: от 2,5–4,0 м в центральной части впадины до 6,0–12,0 м в приплатформенных зонах.

В интервале осинского горизонта по керну выявлены породы, обогащенные органическим веществом (содержание TOC по результатам пиролиза колеблется от 0,48% до 8,00%, составляя в среднем 2,48%), которые можно классифицировать как вероятные нефтегазоматеринские.

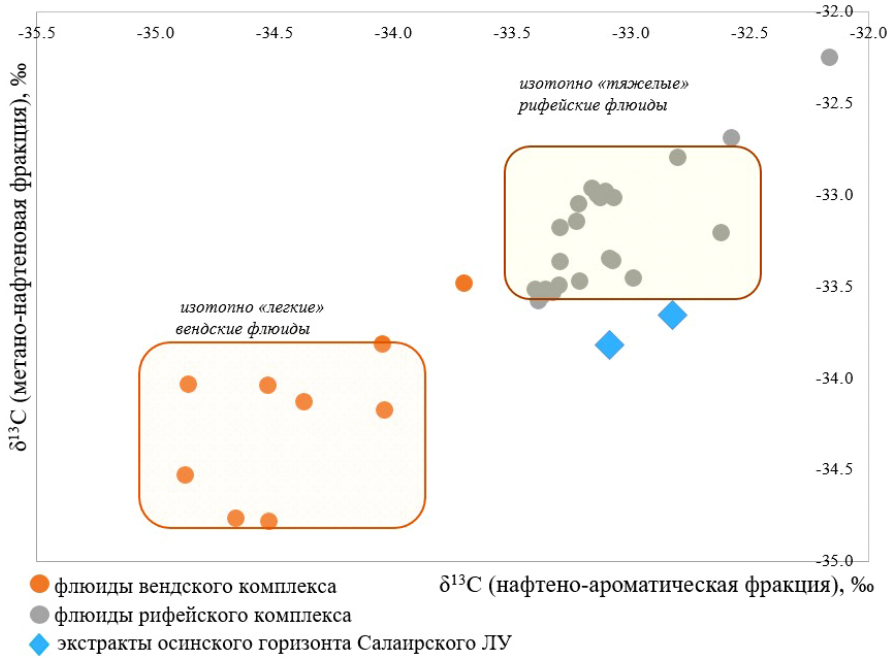


Рис. 11. Изотопный состав углерода фракций разновозрастных нефтей Байкитской НГО и битумоидов осинского горизонта Салаирского ЛУ

Кроме этого, в низкопористых доломитах осинского горизонта установлены углеводороды, генетически связанные с этими НГМП.

Геохимическими методами доказано, что породы осинского горизонта относятся преимущественно к нефтегенерирующим. По результатам битуминологических исследований установлено, что на территории Салаирского участка осинская углеводородная система является изолированной от нижележащих вендских и рифейских отложений. По ряду геохимических характеристик битумоиды осинского горизонта существенно отличаются от битумоидов рифея и венда.

Вышеизложенные результаты оценки нефтегазоматеринского потенциала пород осинского горизонта имеют несомненное влияние на стратегию поисково-разведочных работ в пределах западных районов Лено-Тунгусской НГП, что объясняет их высокую актуальность.

Литература

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2012). Геология и геохимия нефти и газа. М: Изд-во МГУ, 428 с.

Баженова Т.К. Дахнова М.В. Жеглова Т.П. (2014). Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы (под ред. А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова). М: ВНИГНИ, 128 с.

Гайдук А.В., Фомин А.Е., Твердохлебов Д.Н., Батищева А.М., Митюков А.В., Филичев А.В. (2016). Выявление перспективных на нефть и газ объектов в подсолевом карбонатном комплексе Непско-Ботуобинской антеклизы по результатам переобработки и переинтерпретации архивных данных МОГТ-2D. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»», 3, с. 44–48.

Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Пошибаева А.Р., Постникова О.В., Пошибаев В.В., Антипова О.А., Рудаковская С.Ю., Кошелев В.Н., Мартынов В.Г. (2018). Карбонатные коллекторы как нефтематеринские толщи. *Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Химия*, 1(4), с. 575–592. DOI 10.17516/1998-2836-0101

Ким Н.С. (2008). Геохимия докембрийских нефтей евразии. Автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук, 24 с.

Клещев К.А., Шеин В.С. (2010). Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в двух книгах. Книга вторая – азиатская часть России. М: ВНИГНИ, 720 с.

Конторович А.Э., Каширцев В.А., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д. (2005). Состав углеводородов-биомаркеров в генетических семействах нефтей докембрия и кембрия Сибирской платформы. *Доклады Академии наук*, 402(5), с. 651–655.

Кузнецов В.Г., Илюхин Л.Н., Постникова О.В. и др. (2000). Карбонатные толщи Восточной Сибири и их нефтегазоносность. М: Научный Мир, 104 с.

Максимова Е.Н., Чертина К.Н., Вилесов А.П. (2021). Изолированные рифы и карбонатные банки позднеосинской внутришельфовой впадины (нижний кембрий Сибирской платформы). Экзолит - 2021. Актуальные проблемы литологии: задачи и решения (ред. Ростовцева Ю.В.). М: ООО «МАКС Пресс», с. 129–130.

Макушина В.М., Арефьев О.А., Забродина М.Н., Петров Ал.А. (1978). Новые реликтовые алканы нефтей. *Нефтехимия*, XVIII(6), с. 847–854.

Масленников М.А., Солодникова А.В., Лабекина И.А., Шабанова О.С. (2016). Фациальная структура осинского продуктивного горизонта нижнего кембрия на территории Байкитской НГО (запад Сибирской платформы). *Карбонатные резервуары 2016: матер. 2-й темат. науч.-практ. конф. ЕАГО*. М, с. 43–46.

Мельников Н.В. (2009). Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: Из-во СО РАН, 148 с.

Мельников Н.В., Вымятнин А.А., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. (2014). Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции. *Геология и геофизика*, 55(5–6), с. 701–720. http://dx.doi.org/10.15372/GiG20140502

Мышевский Н.В. (1991). Игнялинский барьерный риф – новый перспективный объект на Непском своде. *Геология и геофизика*, 11, с. 99–107.

Парфенова Н.М., Косякова Л.С., Григорьев Е.Б., Шафиев И.М., Логинов В.А., Наренков Р.Ю., Кубанова М.М, Люгай А.Д. (2021). Нефтяной потенциал Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. *Вести газовой науки*, 2, с. 63–80.

Шемин Г.Г. (2008). Модель строения, условия формирования и перспективы нефтегазоносности с выделением объектов поисково-оценочных работ осинского горизонта нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы. *Интерэкспо Гео-Сибирь*, 5, с. 100–104.

Шемин Г.Г., Вахромеев А.Г., Смирнов О.А., Смирнов А.С., Моисеев С.А., Глазырин П.А., Деев Е.В. (2023). Строение, состав, оценка качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности продуктивных карбонатных пластов венда и кембрия центральных и южных районов Сибирской платформы. *Геология нефти и газа*, 6, с. 41–65. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-6-41-65

Behar F., Beaumont V., Penteado H.L.D.B. (2001). Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2), pp. 111–134. https://doi.org/10.2516/ogst:2001013

Brocks J.J., Jarrett A.J.M., Sirantoine E., Hallmann C., Hoshino Y., Liyanage T. (2017). The rise of algae in Cryogenian oceans and the emergence of animals. *Nature*, 548, pp. 578–581. https://doi.org/10.1038/nature23457

Chertina K.N., Maksimova E.N., Vilesov A.P. et al. (2025). Facies and diagenesis of early Cambrian patch-reefs in the inner Siberian Craton (Nepa-Botuoba anteclise). *Facies*, 71(3). https://doi.org/10.1007/s10347-024-00693-y

Espitalié, J., Marquis, F. and Barsony, I. (1984). Geochemical Logging. In: Voorhees, K.J., Ed., *Analytical Pyrolysis—Techniques and Applications*, Boston, Butterworth, pp. 276–304. https://doi.org/10.1016/B978-0-408-01417-5.50013-5

Grandtham P.G., Wakefield, L.L. (1988). Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geologic time. *Organic Geochemistry*, 12, pp. 61–73. https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5

Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I.P. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), pp. 3581–3598. https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-O

Сведения об авторах

Дарья Юрьевна Калачева – руководитель направления центра геологических решений

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

e-mail: Kalacheva.DYu@gazprom-neft.ru

Александр Петрович Вилесов – кандидат геол.-минерал. наук, ведущий эксперт центра геологических решений

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

e-mail: Vilesov.AP@gazprom-neft.ru

Рустам Рафаилович Хуснитдинов – эксперт центра геологических решений, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

e-mail: Khusnitdinov.RR@gazprom-neft.ru

Наталья Алексеевна Иванова – специалист, Научно-образовательный центр «Газпромнефть-НГУ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

e-mail: Ivanova.NAl@contractor.gazprom-neft.ru

Михаил Александрович Масленников – специалист, Научно-образовательный центр «Газпромнефть-НГУ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

e-mail: Maslennikov.MA@contractor.gazprom-neft.ru

Дмитрий Анатольевич Слуцкий – Руководитель программы проектов, ООО «Газпромнефть-ГЕО»

Россия, 191167, Санкт-Петербург, Синопская набережная, 22

e-mail: Slutskiy.DA@gazprom-neft.ru

Статья поступила в редакцию 30.04.2025;
Принята к публикации 24.09.2025;
Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Depression Deposits of the Osinsky Horizon as a Potential Source Rocks of the Baykit High Province (East Siberia)

D.Yu. Kalacheva[1], A.P. Vilesov[1], R.R. Khusnitdinov[1], N.A. Ivanova[2], M.A. Maslennikov[2], D.A. Slutskiy[3]*

[1]*Gazprom-neft STC LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation*
[2]*Gazprom-neft-NGU Research and Educational Center, Saint-Petersburg, Russian Federation*
[3]*Gazprom-neft GEO LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Darya Yu. Kalacheva, e-mail: Kalacheva.DYu@gazprom-neft.ru*

Abstract. The purpose of this publication is to present the new geological and geochemical data on Potential source rocks of the Osinsky horizon of the Lena-Tunguska province. The Osinsky horizon of the Lower Cambrian within the Siberian craton has a complex facies structure and is represented by three main types of sections: shallow (arched), reef and depression. When drilling a new exploration and evaluation well at the Salair area (the southern part of the Kamov arch), from the depression-type section of the Osinsky horizon, continuous core sampling was performed, and for the first time for the Baykit High Province, detailed characteristics of potential source rocks were obtained. In the exposed section, the Osinsky horizon has a reduced thickness (12.5 m), and three members are identified in its composition. Weakly porous microbial dolomites with signs of oil saturation were identified in the middle member. The upper member is composed of dark gray and almost black limestones with characteristic signs of condensed anoxic sedimentation (micrite structure, micro-layered texture, absence of remains of benthic organisms, abundance of pyrite framboids, etc.). Numerous spherical remains of calcareous microplankton are found in it. Geochemical methods proved the rocks of the Osinsky horizon depression section are mainly oil-generating. According to the results of geochemical studies, it has been established that the Osinsky petroleum system in the research area is isolated from the underlying Vendian and Riphean deposits. The presented results are highly relevant, as they provide new information about poorly studied depression-type deposits of the Osinsky horizon of the Baykit High Province.

Keywords: Siberian craton, Lower Cambrian, Osinsky horizon, depression facies, source rocks, organic matter, geochemistry, hydrocarbons, kinetic studies, pyrolysis, petroleum system

Recommended citation: Kalacheva D.Yu., Vilesov A.P., Khusnitdinov R.R., Ivanova N.A, Maslennikov M.A., Slutskiy D.A. (2025). Depression Deposits of the Osinsky Horizon as a Potential Source Rocks of the Baykit High Province (East Siberia). *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 130–142. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.19

References

Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2012). Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Moscow State University, 428 p. (In Russ.)

Bazhenova T.K. Dakhnova M.V. Zheglova T.P. (2014). Oil source formations, oils and gases of the Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian Platform (edited by A.I. Varlamov, A.P. Afanasenkov). Moscow: VNIGNI, 128 p. (In Russ.)

Behar F., Beaumont V., Penteado H.L.D.B. (2001). Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2), pp. 111–134. https://doi.org/10.2516/ogst:2001013

Brocks J.J., Jarrett A.J.M., Sirantoine E., Hallmann C., Hoshino Y., Liyanage T. (2017). The rise of algae in Cryogenian oceans and the emergence of animals. *Nature,* 548, pp. 578–581. https://doi.org/10.1038/nature23457

Chertina K.N., Maksimova E.N., Vilesov A.P. et al. (2025). Facies and diagenesis of early Cambrian patch-reefs in the inner Siberian Craton (Nepa-Botuoba anteclise). *Facies*, 71(3). https://doi.org/10.1007/s10347-024-00693-y

Espitalié, J., Marquis, F. and Barsony, I. (1984). Geochemical Logging. In: Voorhees, K.J., Ed., *Analytical Pyrolysis—Techniques and Applications*, Boston, Butterworth, pp. 276–304. https://doi.org/10.1016/B978-0-408-01417-5.50013-5

Gaiduk A.V., Fomin A.E., Tverdokhlebov D.N., Batishcheva A.M., Mityukov A.V., Filichev A.V. (2016). Identification of oil and gas potential areas in the presalt carbonate complex of the Nepa-Botuoba anteclise based on the results of reprocessing and reinterpretation of archival CDP-2D data. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO NK Rosneft*, 3, pp. 44–48. (In Russ.)

Gordadze, G.N., Giruts, M.V., Poshibaeva, A.R., Postnikova, O.V., Poshibaev, V.V., Antipova, O.A., Rudakovskaya, S.Yu., Koshelev, V.N., Martynov, V.G. (2018). Carbonate reservoirs as oil source rocks. *Journal of the Siberian Federal University. Series: Chemistry*, 1(4), pp. 575–592. (In Russ.) DOI 10.17516/1998-2836-0101

Grandtham P.G., Wakefield, L.L. (1988). Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geologic time. *Organic Geochemistry*, 12, pp. 61–73. https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5

Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I.P. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), pp. 3581–3598. https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-O

Kim, N.S. (2008). Geochemistry of Precambrian Oils of Eurasia. *Abstract Cand. Geol.-Min. Sci. Diss*. 24 p. (In Russ.)

Kleshchev K. A., Shein V. S. (2010). Oil and Gas Fields of Russia. Book Two – the Asian Part of Russia. Moscow: VNIGNI, 720 p. (In Russ.)

Kontorovich A. E., Kashirtsev V. A., Melenevsky V. N., Timoshina I. D. (2005). Composition of Hydrocarbon Biomarkers in Genetic Families of Precambrian and Cambrian Oils of the Siberian Platform. *Doklady Akademii nauk*, 402(5), pp. 651–655. (In Russ.)

Kuznetsov V. G., Ilyukhin L. N., Postnikova O. V., et al. (2000). Carbonate strata of Eastern Siberia and their oil and gas potential. Moscow: Nauchnyy Mir, 104 p. (In Russ.)

Maksimova, E. N., Chertina, K. N., Vilesov, A. P. (2021). Isolated reefs and carbonate banks of the late Osinskaya intrashelf basin (Lower Cambrian of the Siberian platform). *Exolite - 2021. Actual problems of lithology: problems and solutions* (ed. Rostovtsev, Yu. V.). Moscow: MAX Press, pp. 129–130. (In Russ.)

Makushina, V. M., Arefyev, O. A., Zbrodina, M. N., Petrov, A. A. (1978). New relic alkanes of oils. *Neftekhimiya*, XVIII (6), pp. 847–854. (In Russ.)

Maslennikov M.A., Solodnikova A.V., Labekina I.A., Shabanova O.S. (2016). Facies structure of the Lower Cambrian Osinsky productive horizon in the Baikitskaya petroleum region (western Siberian platform). *Carbonate reservoirs 2016: proc. 2-nd thematic research and practical conference EAGO*. Moscow, pp. 43–46. (In Russ.)

Melnikov N.V. (2009). Vendian-Cambrian salt-bearing basin of the Siberian platform (Stratigraphy, history of development). Novosibirsk: SB RAS Press, 148 p. (In Russ.)

Mel'nikov N.V., Vymyatnin A.A., Mel'nikov P.N., Smirnov E.V. (2014). Predicted new large oil pools in the main petroliferous belt of the Lena-Tunguska province. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5–6), pp. 544-561, https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.003

Myshevsky N.V. (1991). The Ignyalinsky Barrier Reef is a new promising object on the Nepa Arch. *Russian Geology and Geophysics*, 11, p. 99–107. (In Russ.)

Parfenova N.M., Kosyakova L.S., Grigoriev E.B., Shafiev I.M., Loginov V.A., Narenkov R.Yu., Kubanova M.M., Lyugai A.D. (2021). Oil potential of the Leno-Tunguska oil and gas province. *Vesti gazovoy nauki*, 2, pp. 63–80. (In Russ.)

Shemin G.G. (2008). Model of the structure, formation conditions, and oil and gas potential with the identification of exploration and evaluation targets of the Lower Cambrian Osinsky Horizon in the central regions of the Siberian Platform. *Interekspo Geo-Sibir*, 5, pp. 100–104. (In Russ.)

Shemin, G. G., Vakhromeev, A. G., Smirnov, O. A., Smirnov, A. S., Moiseev, S. A., Glazyrin, P. A., and Deev, E. V. (2023). Structure, composition, reservoir quality assessment, and oil and gas potential prospects of productive Vendian and Cambrian carbonate formations in the central and southern regions of the Siberian Platform. *Geologiya nefti i gaza = Oil and Gas Geology*, 6, pp. 41–65. (In Russ.) DOI: 10.41748/0016-7894-2023-6-41-65

About the Authors

Darya Yu. Kalacheva – Head of Direction, Gazprom-neft STC LLC
75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation
e-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

Aleksandr P. Vilesov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Lead Expert, Gazprom-neft STC LLC
75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation
e-mail: Vilesov.AP@gazprom-neft.ru

Rustam R. Khusnitdinov – Expert, Gazprom-neft STC LLC
75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation
e-mail: Khusnitdinov.RR@gazprom-neft.ru

Nataliya A. Ivanova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Specialist, Gazprom-neft-NGU Research and Educational Center
75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation
e-mail: Ivanova.NAl@contractor.gazprom-neft.ru

Mikhail A. Maslennikov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Specialist, Gazprom-neft-NGU Research and Educational Center
75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation
e-mail: Maslennikov.MA@contractor.gazprom-neft.ru

Dmitry A. Slutskiy – Product Manager, Gazprom-neft GEO LLC
22, Sinopskaya emb., 191167, Saint-Petersburg, Russian Federation
e-mail: Slutskiy.DA@gazprom-neft.ru

Manuscript received 30 April 2025;
Accepted 24 September 2025;
Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georс.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.20

УДК 550.4; 552.578.2; 552.578.3

Геохимическая характеристика нафтидов венд-нижнекембрийских карбонатных отложений центральной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области

Э.А. Вторушина[1], М.Г. Кульков[2], Г.Т. Салахидинова[2,3], Р.И. Бутырин[2,3], А.Э. Алиев[2], В.В. Марков[1], К.С. Савичев[4]*

[1]*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

[2]*Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, Ханты-Мансийск, Россия*

[3]*Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия*

[4]*ООО «АнгараНефть», Иркутск, Россия*

В работе обсуждаются особенности группового, молекулярного и элементного составов битумов и нефтей усольской и тэтэрской свит трех месторождений центральной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. Исследованы нефти (легкая и тяжелая) и битумы (асфальтиты и кериты). Помимо стандартного исследования свободных хлороформенных битумоидов ХБ «А», выделены и проанализированы на молекулярном уровне связанные битумоиды ХБ «С», а также продукты «мягкого» термолиза асфальтенов нефти. Масс-хроматограммы полного ионного тока насыщенных фракций всех изученных образцов нафтидов (за исключением термолизата асфальтенов нефти) характеризуются явным преобладанием пиков н-алканов, изоалканы, в том числе изопреноидные, – в подчиненном количестве. Во всех образцах изученной выборки нафтидов ряд алкановых и терпановых фациально-генетических молекулярных параметров указывает на единство типа исходных биопродуцентов и восстановительные условия раннего диагенеза нефтематеринских пород, однако в составе некоторых образцов зарегистрировано не типичное для древних нафтидов изученного района повышенное содержание холестанов и перегруппированных стеранов. В составе изученных образцов выявлены специфические углеводороды – 25-норгопаны C27-C32(C34), адамантаны C10-C14, диалкилзамещенные алканы (предположительно нечетные C21-C31) и нормальные α-олефины C14-C29 (в термолизате асфальтенов нефти). Данные по молекулярным параметрам обработаны методом главных компонент, показавшим дифференциацию нафтидов по приуроченности к месторождениям, а также к их типу, предположительно обусловленную более интенсивным воздействием термических и миграционных факторов на Южно-Даниловском и Даниловском месторождениях. В целом, по комплексу выполненных исследований предполагается формирование современного состава изученных нафтидов в том числе за счет повторной подпитки залежей новыми порциями углеводородных газов или метановых нефтей. Для выявления источников генерации нафтидов района исследований планируются дополнительные исследования вероятных материнских пород.

Ключевые слова: нефти, битумы, битумоиды, термолиз асфальтенов, биомаркеры, биодеградация, миграция, венд, кембрий, Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область

Для цитирования: Вторушина Э.А., Кульков М.Г., Салахидинова Г.Т., Бутырин Р.И., Алиев А.Э., Марков В.В., Савичев К.С. (2025). Геохимическая характеристика нафтидов венд-нижнекембрийских карбонатных отложений центральной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. *Георесурсы,* 27(4), с. 143–162. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.20

Введение

Восточная Сибирь обладает значительным ресурсным потенциалом на территории России (Пономаренко, 2020). Залежи углеводородов (УВ) открыты в рифейском, вендском (терригенном) и верхневендско-нижнекембрийском (карбонатном) нефтегазоносных комплексах. Крупные запасы нефти находятся в рифейских залежах Байкитской нефтегазоносной области (НГО), вендских и верхневендско-нижнекембрийских отложениях Непско-Ботуобинской НГО, практически во всех подсолевых продуктивных

* Ответственный автор: Михаил Григорьевич Кульков
e-mail: mgk83@bk.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

горизонтах осадочного чехла (Шемин, 2007). Большая часть месторождений с крупными и уникальными залежами нефти и газа приурочена к Непско-Ботуобинской НГО (Мельников и др., 2014).

Формирование нефтегазоносности этой территории происходило многостадийно в течение длительного периода времени, поскольку в продуктивных резервуарах обнаружен широкий спектр углеводородных соединений: наряду с жидкими и газообразными встречаются и более тяжелые разности нафтидов (мальты, асфальты, асфальтиты, кериты, антраксолиты) (Анциферов и др., 1986). При этом некоторые вопросы как генезиса и эволюции таких нафтидов, так и оценки перспективности их разработки все еще остаются нерешенными.

В рамках настоящей работы, помимо сравнительного изучения состава нефтей и традиционно исследуемого хлороформенного битумоида (ХБ «А»), «свободно» извлекаемого из измельченной породы без разрушения минеральной матрицы и характеризующего суммарный состав нафтидов разных (в т.ч. поздних) этапов генерации и заполнения порового пространства, внимание привлечено и к детальному исследованию состава «связанного» битумоида (ХБ «С»), входящего в кристаллическую решетку карбонатных минералов, который может отражать УВ состав нафтидов на ранних стадиях формирования залежей. Такой «связанный» битумоид становится доступным для экстракции после предварительной деминерализации породы, из которой ранее уже был извлечен ХБ «А».

Дополнительную информацию, позволяющую оценить состав первичной нефти и процессы, происходившие в нефтяной залежи, несет исследование состава окклюдированных и адсорбированных УВ, высвобождаемых при «мягком» термолизе нефтяных асфальтенов (Гордадзе и др., 2013; Бурдельная и др., 2023; Snowdon et al., 2016).

Таким образом, для нафтидов исследуемого района актуальным видится, наряду с их типизацией, проведение детального сравнительного анализа состава нефтей, «свободных» и «связанных» битумоидов пород-коллекторов, а также продуктов термолиза нефтяных асфальтенов на молекулярном уровне. В этой связи, целью настоящей работы является уточнение особенностей современного геохимического облика нафтидов исследуемого района, которые связаны с воздействием вторичных природных факторов на ранних и последующих этапах формирования залежей, что представляет интерес не только в фундаментальном аспекте восстановления геологической истории залежей, но и в практическом плане для обеспечения наиболее рациональной их разработки (пространственная приуроченность разнотипных нафтидов, оценка перспектив применения методов увеличения нефтеотдачи, гидродинамическая взаимосвязь внутрипластовых систем).

Материалы и методы

Объектами настоящего исследования послужили образцы пород (6 шт.) и нефтей (2 шт.) из венд-нижнекембрийских карбонатных отложений трех пластов в пределах трех месторождений центральной части Непско-Ботуобинской НГО (рис. 1). При этом на Преображенском месторождении (далее м/р) образцы «н-1», «обр. 4» и «обр. 3» взяты из одной скважины, а образец «обр. b2» – из отдельной. На Южно-Даниловском м/р все образцы взяты из одной скважины. Обзорная схема района отбора образцов, а также их перечень и характеристика приведены на рис. 1 и в табл. 1.

В работе была применена поэтапная схема аналитических исследований, представленная на рис. 2.

Образцы пород гомогенизировали до размера частиц < 0.5 мм. Каждый образец делили на три части, одна из которых направлялась на пиролиз, вторая – на обработку кислотами, третья – на экстракцию битумоида ХБ «А». После экстракции твердый остаток породы подвергался пиролизу для определения количества карбоидов, жидкий экстракт – хромато-масс-спектрометрическому анализу (ХМС).

Органический остаток породы далее делили на три части – для пиролитического и элементного анализа, а также экстракции для определения доли растворимой (суммарный битумоид ХБ «А» + ХБ «С») и нерастворимой (карбоиды) составляющих.

Пиролитический анализ образцов проводили на анализаторе Rock-Eval 6 Standard (Vinci technologies, Франция) по специальной температурной программе (табл. 2). Основной вклад в состав битума вносят смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) и карбоиды, детектируемые на стадиях пиролиза и окисления по пикам ARC и S4. В сумме дают параметр, называемый NSO.

Элементный CHSNO-анализ образцов проводили на анализаторе FlashSmart (Thermo Fisher Scientific, Германия), оснащенном двумя реакторами (окислительным, с возможностью одновременного анализа C, H, S, N и пиролитическим – для анализа O), двумя адсорбционными хроматографическими колонками и детектором по теплопроводности.

Экстракция битумоида ХБ «А» из исходной породы и битумоида ХБ «С» из остатка породы после извлечения ХБ «А» и деминерализации проводилась методом ускоренной экстракции с использованием автоматического аппарата ASE 350 Dionex (Thermo Scientific, США) при следующих условиях: экстрагент – хлороформ; объем экстракционной ячейки 22 мл; температура нагрева ячейки – 100°C; давление в ячейке – 100 атм.; 12 циклов статической экстракции по 20 мин с последовательным сбором порций экстракта в общую виалу.

Асфальтены из нефти выделяли сольвентным способом, описанным в пункте 4.4 ГОСТ 11851-2018 (метод А)[1], с использованием н-пентана в качестве осадителя. Выделенные асфальтены доочищали экстракцией н-пентаном до отсутствия окрашивания раствора. Для отгона растворителей использовали роторный вакуумный упариватель (Heidolph, Германия).

Разделение мальтенов из нефти и битумоидов ХБ «А» на 4 группы соединений выполняли методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии на активированном силикагеле (фракция 63–200 мкм, производитель Merk). Концентрат раствора мальтенов переносили в колонку на предварительно смоченный н-гексаном силикагель и последовательно элюировали группы насыщенных УВ и ароматических соединений смесью петролейный эфир/бензол (85/15% об.), далее группы бензольных смол – чистым бензолом и спиртобензольных смол – смесью изопропанол/бензол (50/50% об.).

[1]ГОСТ 11851-2018 Нефть. Методы определения парафинов

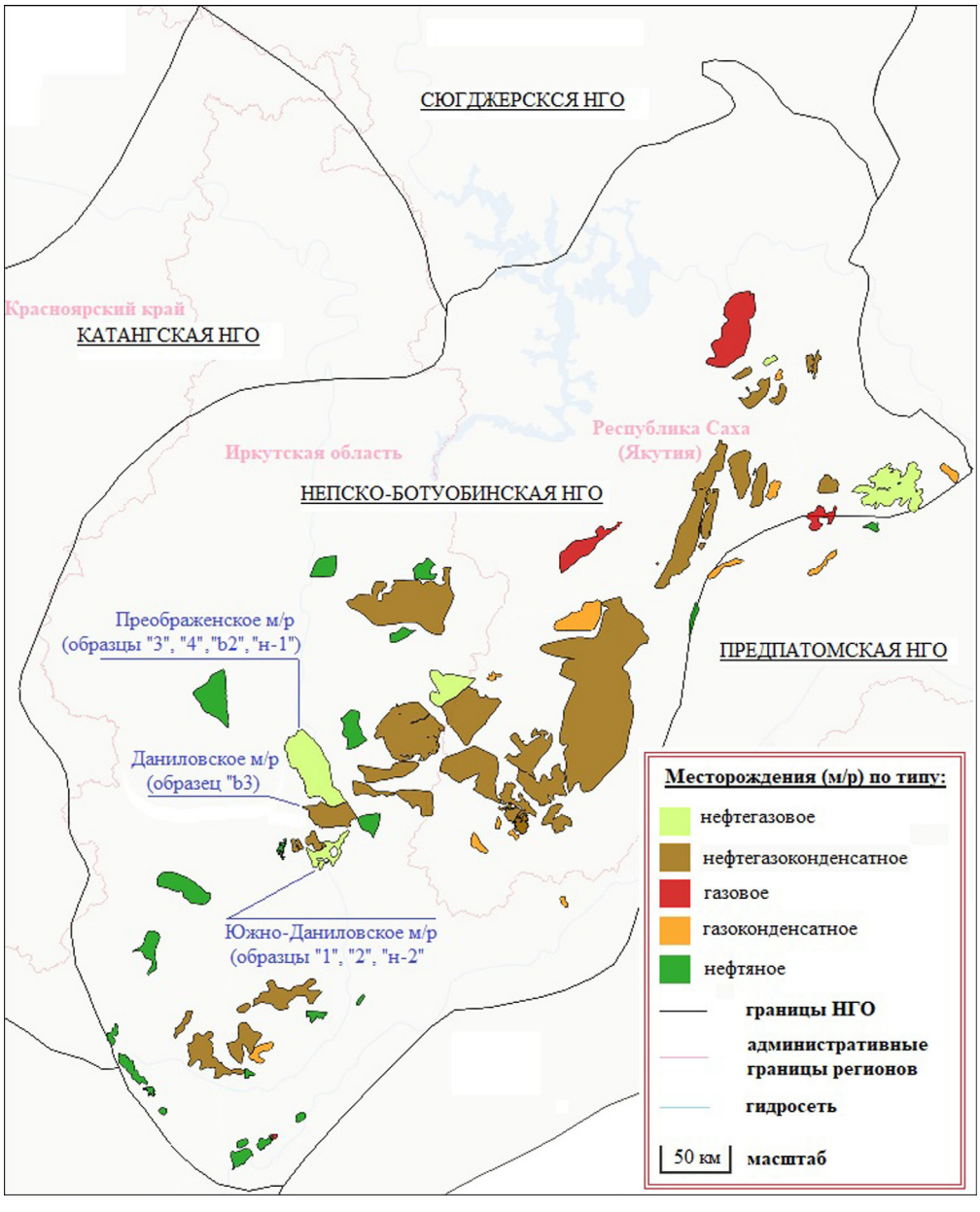


Рис. 1. Обзорная схема района исследований (с использованием картографических материалов онлайн платформы MyGeoMap.ru)

Шифр образца	Тип образца	Месторождение	Пласт
н-1	нефть (ρ = 0.884 г/см^3)	Преображенское	Б1 Осинский горизонт, Усольская свита
обр. 4	битумсодержащая порода (Сорг = 1.66%; мин. состав, % отн.: доломит – 95.3; ангидрит – 2.3; кальцит – 1.6; галит – 0.8)		
обр. 3	битумсодержащая порода (Сорг = 2.45%; мин. состав, % отн.: доломит – 98.4; ангидрит – 1.1; галит – 0.5)		
обр. 2	битумсодержащая порода (Сорг = 4.15%; мин. состав, % отн.: доломит – 92.5; галит – 6.9; кварц – 0.6)	Южно-Даниловское	Б3-4 I Усть-кутский горизонт, Тэтэрская свита
обр. 1	битумсодержащая порода (Сорг = 1.85%; мин. состав, % отн.: доломит – 99.7; кварц – 0.3)		
н-2	нефть (ρ = 0.846 г/см^3)		Б5 II Усть-кутский горизонт, Тэтэрская свита
обр. b2	битумсодержащая порода (Сорг = 14.15%; мин. состав, % отн.: доломит – 93.3; кальцит – 6.7)	Преображенское	
обр. b3	битумсодержащая порода (Сорг = 38.6%; мин. состав, % отн.: доломит – 97; кварц – 2; ангидрит – 1)	Даниловское	

Табл. 1. Перечень и характеристика исследованных образцов

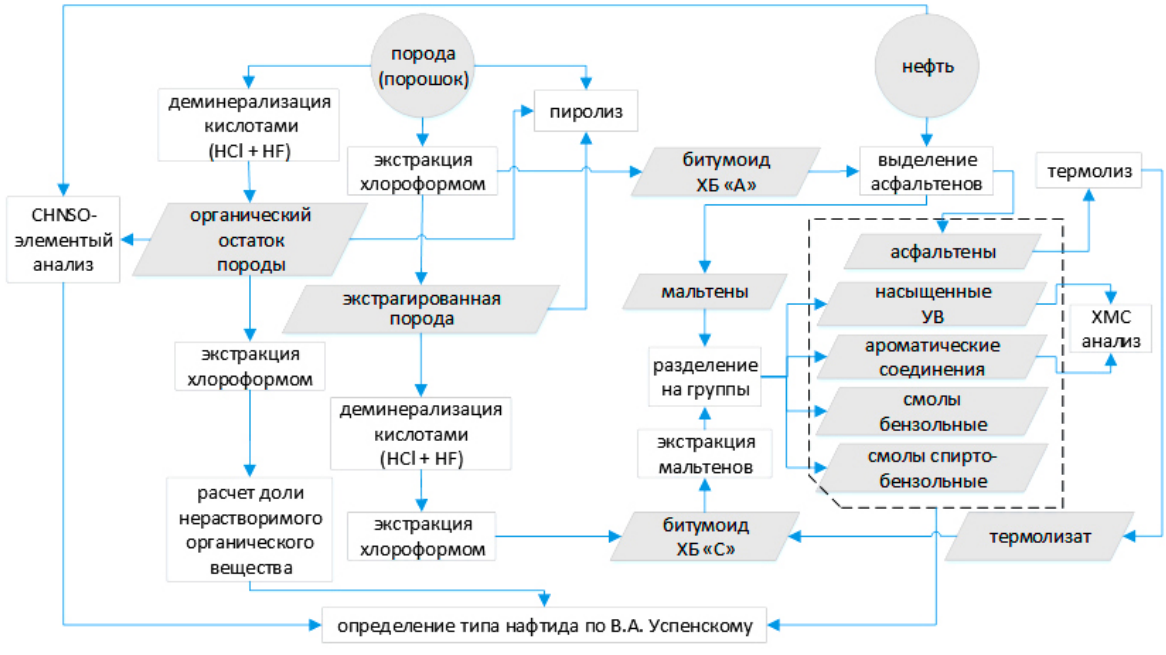


Рис. 2. Схема лабораторных исследований образцов пород и нефти

Параметр	Oil1	Oil2	Oil3	ARC**	S4CO, S4CO2	NSO
Темп. режим	нагрев до 90°C	нагрев до 180°C	нагрев до 350°C	нагрев до 650°C	нагрев до 650°C	Расчетный параметр**
Состав фракции	легкая нефть		тяжелая нефть	смолы и асфальтены	кокс	Суммарное содержание CAB

Табл. 2. Температурная программа и параметры, определяемые в методе PAM-RE (Petroleum Assessment Method for Rock-Eval). Примечание: Oil1, Oil2, Oil3, ARC, S4CO, S4CO2 – параметры соответствующих ступеней нагрева (пики на пирограммах); *ARC – asphaltene resin compounds; **NSO=ARC+(S4CO×12/28×0.1+S4CO2×12/44×0.1)/0.09

Границы разделяющихся групп определяли под УФ-светом (светофильтр на длину волны 365 нм). После полного выпаривания элюентов из выделенных групп производили расчет их содержания на мальтены.

Результаты использовали для расчета группового состава на нафтид (для твердых нафтидов с учетом доли карбоидов). Из мальтенов битумоидов ХБ «С», аналогично вышеописанному способу, выделяли только группы насыщенных УВ и ароматических соединений.

Для образца нефти «н-1» дополнительно был проведен эксперимент по «мягкому» термолизу. Использовали специально подготовленную лабораторную установку проточного типа, позволяющую нагреть образец и поддерживать определенное время заданную температуру в камере, куда помещалась кварцевая трубочка с образцом асфальтенов, с постоянным отводом термодесорбируемых компонентов от основной массы образца заданным потоком инертного газа. Условия эксперимента: заданная температура – 350 °C, время нагрева от комнатной температуры до заданной – 30 мин, время экспозиции при заданной температуре – 7 ч. Инертную атмосферу и отвод образуемого термолизата создавали потоком азота со скоростью потока 20 мл/мин (на выходе из реактора). Навеска порошка асфальтенов – 80 мг. После эксперимента трубочку с образцом, а также выход из нагревательной камеры тщательно промывали хлороформом, отгоняли основную часть растворителя (не досуха), далее отделяли мальтеновую часть н-пентаном, и из нее – группу насыщенных УВ, как было описано выше для битумоидов ХБ «С».

ХМС анализ образцов проводили на газовом хроматографе Trace 1310 ГХ (Иннохром, Россия) с трехквадрупольным масс-спектрометрическим детектором TSQ 8000 EVO (Thermo Fisher Scientific, США). Условия: капиллярная колонка TG-5MS 30 м × 0.25 мм × 0.25 мкм; режим термостата – 60 °C (1 мин), нагрев (4 °C/мин) до 300 °C (изотерма 40 мин); газ-носитель гелий, постоянная скорость потока 1 мл/мин; объем пробы 1 – 2 мкл при делении потока 1/5–1/10, температура испарителя – 310 °C, температура трансферлайн – 300 °C; ионизация электронами – 70 эВ; температура источника ионизации – 200 °C; скорость сканирования в режимах SCAN – 0.2 сек/скан, SIM и SRM – 0.05 сек/скан. Фракции насыщенных УВ регистрировали в режимах SCAN (в диапазоне m/z 45-550), SIM (m/z 191 и 177 – для терпанов C19-35; m/z 217 и 218 – для стеранов C27-C30; m/z 136, 135, 149, 163, 177 – для адамантанов C10-C14) и тандемной масс-спектрометрии SRM (по переходам «родительский» → «дочерний ион»: m/z 262 + 14n (n = 0–7 и 9–11) → 191 – для трициклических терпанов C19-C26 и C28-C30; m/z 330 → 191 – для тетрациклического терпана C24; m/z 370 + 14n (n = 0–6) → 191 – для 25-норгопанов C27-C35; m/z 372 + 14n (n = 0–3) → 217 – для стеранов C27-C30) с использованием аргона в качестве коллизионного газа (давление – 60 psi, коллизионная энергия – 10 эВ). Фракции ароматических УВ регистрировали только для образцов нефтей и битумоидов ХБ «А» в режиме SIM (m/z 178, 192 – для фенантренов; m/z 184, 198 – для дибензотиофенов; m/z 253 и 231 – для ароматических стероидов).

Молекулярные параметры рассчитывали по площадям пиков на хроматограммах в режиме SCAN (реконструкция по m/z 57) – для алканов, в режиме SRM – для нафтеновых УВ, в режиме SIM – для ароматических соединений. Обработку результатов выполняли в программе XCalibur 4.0. Для идентификации компонентов использовали литературные источники, библиотечный поиск NIST'2017[2] (программа MS Search 2.3), восстановление структур по характеру ионной фрагментации и сравнение с известными индексами удерживания (Peters et al., 2005; Kenig et al., 2003; Zhang et al., 2014; Xu, Wang, 2022).

Результаты ХМС анализа по совокупности молекулярных параметров были обработаны методом РСА-анализа (Principal Component Analysis, метод главных компонент) с использованием программы XLSTAT. Этот метод представляет собой зарекомендованный инструмент для интерпретации многомерных наборов данных, в том числе применяемый в геохимических исследованиях для корреляции в системах «нефть-нефть» (Gurgey, 2003). РСА-анализ выполнен на основе корреляционной матрицы для набора данных из 22 параметров по 12 образцам. Для вычисления главных компонент программой по умолчанию используется алгоритм NIPALS.

Определение минерального состава пород выполнялось методом рентгеновской дифракции на дифрактометре ARL X`TRA (Thermo Fisher Scientific, Швейцария).

Плотность нефти измеряли автоматическим плотномером SVM 3001 (Anton Paar GmbH, Австрия).

Результаты

Пиролитический анализ

Для возможности корректного определения пиролитического профиля битума по пирограмме битумсодержащей породы приводили сравнение пирограмм образцов пород и выделенных из них битумов (рис. 3А).

Распределение ОВ в битуме соответствует его распределению в породе, что позволяет определять пиролитический профиль битума по пиролизу битумсодержащей породы.

Пиролитические профили битумов разных пластов (рис. 3Б) имеют идентичное распределение нефтяных УВ (пики Oil), отличаются по величине пиков ARC и S4, зависящих от количества САВ и карбоидов, входящих в состав битума. По профилям битумы дифференцируются на два типа. Один из типов (битумы пластов Б3-4 и Б5 Южно-Даниловского и Даниловского месторождений, соответственно) характеризуется высоким содержанием карбоидов, свидетельствующим о более преобразованном ОВ битумов этих пластов по сравнению с битумами пластов Б1 и Б5 Преображенского месторождения, относящихся ко второму типу.

Образцы 4 (пласт Б1) и 2 (пласт Б3-4) (табл. 1) были отобраны предположительно из прослоев со смешанным

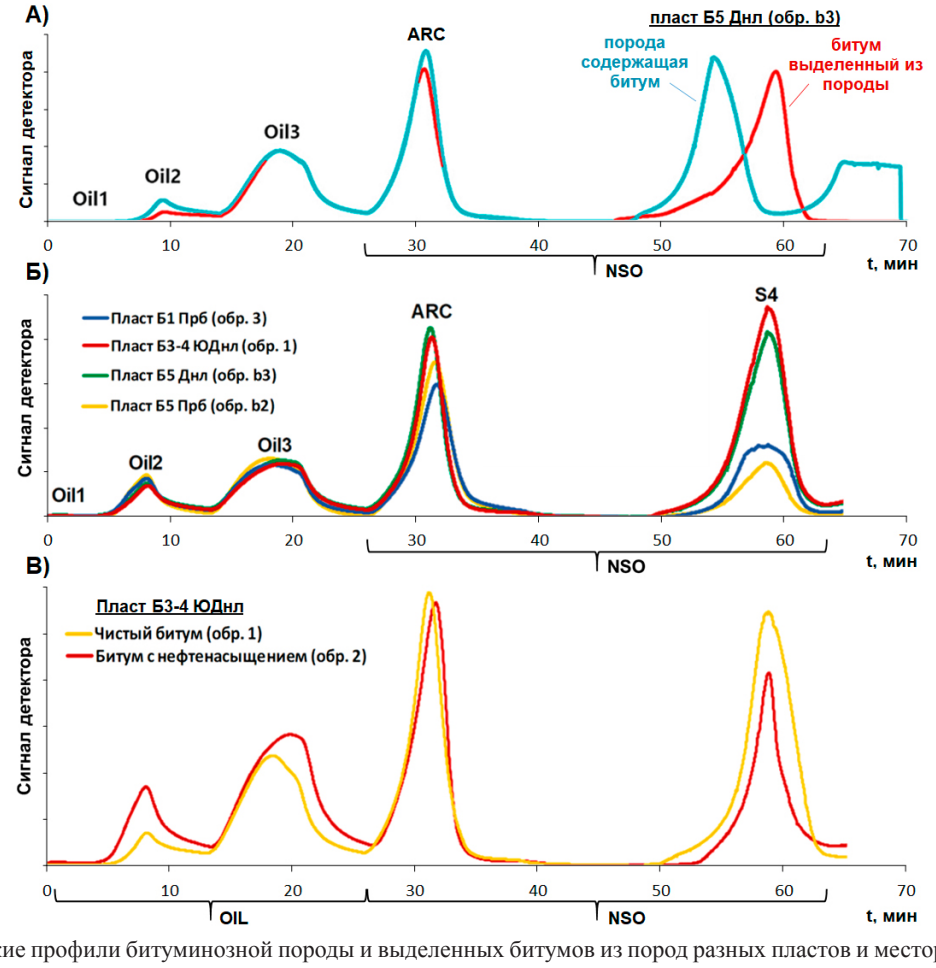


Рис. 3. Пиролитические профили битуминозной породы и выделенных битумов из пород разных пластов и месторождений: А) пласта Б5 Даниловского (ДНл) м/р; Б) пластов Б1 и Б5 Преображенского (Прб) м/р, пласта Б3-4 Южно-Даниловского (ЮДнл) м/р, пласта Б5 Даниловского м/р; В) пласта Б3-4 Южно-Даниловского м/р

[2]NIST'2017 – электронная библиотека масс-спектров и индексов удерживания

характером насыщения (битум + нефть), имевших слабое свечение на снимках в ультрафиолетовом свете по сравнению с чисто битумными прослоями, которые не светились. Сравнение пиролитических профилей образцов из битумных и смешанных прослоев одного пласта (рис. 3В) подтвердило это предположение. Присутствие нефтенасыщения детектируется по увеличению пиков нефтяных УВ (OIL) при незначительно меняющемся пике ARC.

Элементный и групповой состав нафтидов

По результатам элементного и группового анализов (табл. 3) исследованные битумы в образцах карбонатных пород, согласно типизации В.А. Успенского, представлены следующими типами нафтидов: чистые битумы – асфальтиты и кериты, и образцы со смешанным характером насыщения – асфальтиты с нефтенасыщением и кериты с нефтенасыщением, которые по суммарным значениям параметров определяются как мальты и асфальтиты, соответственно. Из таблицы можно отметить, что кериты обнаружены лишь в нижележащих пластах Б3-4 Южно-Даниловского и Б5 Даниловского месторождения, что подтверждает сделанные выводы по результатам пиролиза о более высокой степени преобразования этих битумов. Исследованные нефти существенно различаются содержанием смол, асфальтенов и насыщенной фракции при близком содержании ароматических соединений, что в свою очередь определяет различие в их плотности и принадлежности к типу[3] – легкая и тяжелая, соответственно для нефтей н-2 и н-1.

Наличие в изученной выборке нафтидов разного типа визуализировано на диаграмме Ван-Кревелена (рис. 4). С уменьшением атомарного отношения H/C виден переход от нефтей через мальты и асфальтиты к керитам, образование которых связывают с уплотнением и конденсацией молекул за счет отрыва алкильных радикалов и процессов дегидратации и конденсации, при котором смолы преобразуются в асфальтены, а асфальтены – в нерастворимые конденсированные образования – карбены и карбоиды (Баженова и др., 2000).

Детализированный групповой состав растворимой в хлороформе части нафтидов представлен в табл. 4.

На рис. 5 можно отметить, что по нафтидам пластов Б1 и Б5 проявляются обособленные тренды, при этом образцы пласта Б3-4 ближе к тренду образцов пласта Б5.

образец	пласт	C	H	NSO	масла(1)	смолы	асфальтены	карбоиды(2)	плотность	тип нафтида(3)
		% мас.(4)			% мас.(4)				г/см3	
н-1	Б1	85.3	12.8	1.9	68.2	18.9	4.0	0.0	0.884	нефть
3	Б1	85.8	9.9	4.4	27.6	6.9	47.8	17.6	1.12	асфальтит
4	Б1	85.4	12.4	2.2	60.8	25.9	13.4	0.0	0.98	асфальтит + н/н
1	Б3-4	83.0	7.2	9.7	14.9	4.0	4.5	76.6	1.26	керит
2	Б3-4	н/д			30.9	5.9	15.4	47.8	1.19	керит + н/н
н-2	Б5	84.5	13.4	2.1	71.0	9.4	0.1	0.0	0.846	нефть
b2	Б5	84.8	9.7	5.5	32.7	10.1	51.6	5.7	1.08	асфальтит
b3	Б5	88.6	7.6	3.8	14.2	4.4	9.9	71.5	1.21	керит

Табл. 3. Типизация нафтидов по В.А. Успенскому. (1) – по сумме групп насыщенных УВ и ароматических соединений; (2) – ОВ, нерастворимые в хлороформе; (3) – тип нафтида по В.А. Успенскому (Соболева, Гусева, 2010); (4) – в расчете на нефть/битум; н/д – нет данных; н/н – нефтенасыщение

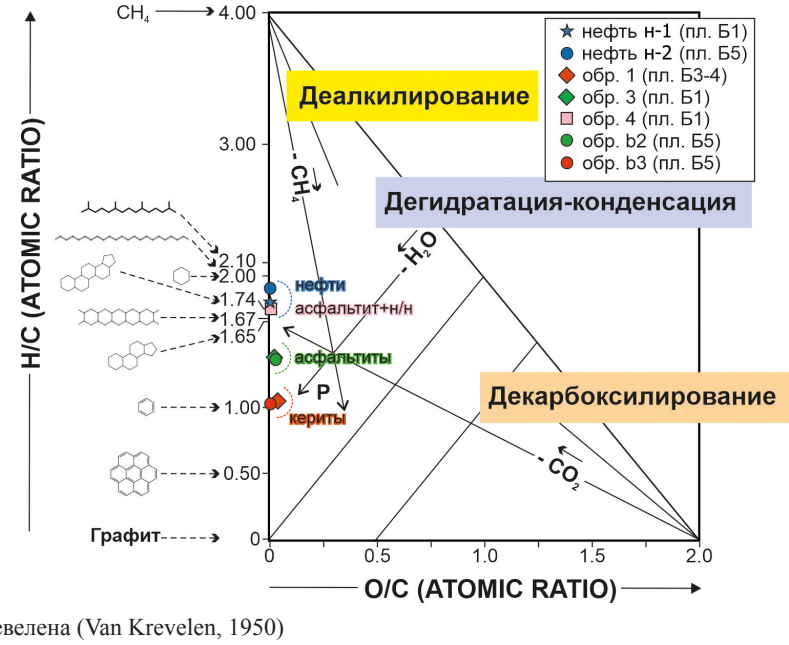


Рис. 4. Диаграмма Ван-Кревелена (Van Krevelen, 1950)

[3]ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия

Образец	Пласт	Насыщ., %	Аром., %	БС, %	СБС, %	Асф., %	БС/СБС	Насыщ./Аром.
н-1	Б1	44.1	30.8	10.6	10.1	4.4	1.05	1.43
3	Б1	18.1	15.4	4.7	3.7	58.0	1.29	1.17
4	Б1	33.8	26.9	18.5	7.3	13.4	2.53	1.26
1	Б3-4	38.3	25.3	10.2	7.0	19.1	1.46	1.51
2	Б3-4	36.3	22.9	6.5	4.6	29.8	1.41	1.58
н-2	Б5	56.6	31.6	6.6	5.1	0.2	1.29	1.79
b2	Б5	21.8	12.8	3.8	6.9	54.7	0.55	1.70
b3	Б5	31.3	18.4	5.2	10.3	34.8	0.51	1.70

Табл. 4. Групповой состав ХБ «А»: Насыщ. – насыщенные УВ, Аром. – ароматические соединения, БС – бензольные смолы, СБС – спиртобензольные смолы, Асф. – асфальтены. Групповой состав ХБА «А» представлен в нормализованном виде на массы фактически выделенных групп из мальтенов

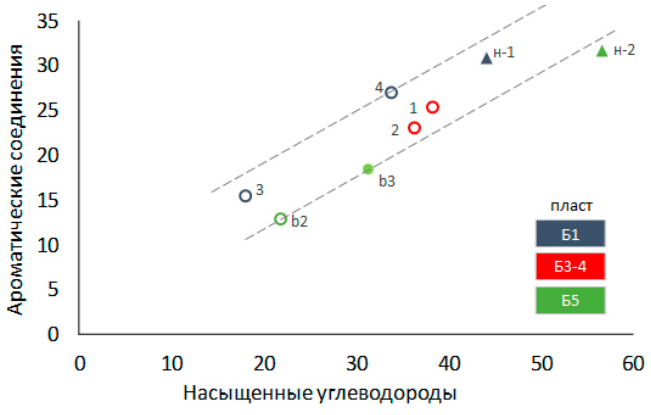


Рис. 5. Дифференциация ХБ «А» нафтидов и нефтей по составу насыщенных и ароматических соединений

Предположительно, в образцах пластов Б3-4 и Б5 высока доля более термически преобразованных компонентов, а само обособление трендов может быть обусловлено различной степенью влияния миграционных и термических процессов на образцы из разных пластов. Нафтиды из пл. Б1, отобранные из одной скважины, несмотря на несколько повышенное содержание смол бензольных в обр. 4, вероятно, образуют наиболее гидродинамически взаимосвязанную пластовую систему (среди изученных), поскольку в одном пласте наблюдается тренд перехода от нефти к асфальтиту с уменьшением содержания насыщенной фракции. Судя по физико-химическим параметрам и групповому составу, в нефти из пласта Б5 высокое содержание легких компонентов может быть связано с их миграционным характером либо с высокой степенью термического «созревания» рассматриваемой нефти.

Молекулярный состав нафтидов

По общему виду масс-хроматограмм насыщенных фракций все изученные образцы нафтидов (за исключением термолизата асфальтенов нефти «н-1», далее по тексту – ТАН) относятся к типу А[1] по Ал. А. Петрову (Петров, 1984), когда на хроматограммах наблюдаются интенсивные пики н-алканов, изоалканы, в том числе изопреноидные – в подчиненном количестве.

В составе насыщенных ациклических УВ всех изученных образцов идентифицирован гомологический ряд нормальных алканов с числом атомов углерода до С33(34), изопреноиды пристан (i-C19) и фитан (i-C20), а также ряд монометилалканов, предположительно от С19 до С27, включая 12- и 13-монометилалканы[4] С24-С27 (рис. 6), которые рассматриваются в качестве реликтовых биометок ОВ протерозойских и кембрийских пород Восточной Сибири, Русской плиты и Омана (Макушина и др., 1978; Баженова, Арефьев, 1998; Grantham et al., 1988; Кожанов, 2024).

В образцах ТАН пласта Б1, ХБ «С» всех трех пластов и ХБ «А» пластов Б5 и Б3-4 помимо монометилалканов была также идентифицирована гомологическая серия диалкилзамещенных алканов (ДАА). Пики данных компонентов выходят практически сразу за четными н-алканами в ряду С20-С26. На масс-спектрах данной серии гомологов, на фоне типичной для н-алканов картины экспоненциального уменьшения интенсивности ионов алкановой серии, выделяется ион m/z 127, в тяжелой части спектра выделяются пары ионов 239 и 267, 267 и 295, 295 и 323, 323 и 351, 351 и 379, 379 и 407, молекулярный ион (M^+) на масс-спектрах не просматривается даже при увеличении масштаба. Точная идентификация соединений данной группы ДАА в рамках настоящей работы не проводилась, и далее по тексту эта группа обозначена только по общему признаку наличия в структуре алкана двух алкильных заместителей. Касаемо идентификации данных соединений с использованием масс-спектрометрических характеристик, авторами настоящей работы при литературном поиске удалось найти два разных мнения. Так, в ряде источников (Каширцев и др., 2021; Logan et al., 2001; Flaviano et al., 1994; Brocks, Summons, 2013) утверждается, что такие соединения представляют собой гомологическую серию нечетных 2,7 или 3,7-диметилалканов. В работах этих авторов представлены масс-спектры некоторых гомологов из рассматриваемого ряда соединений (соответствующие по расположению на хроматограмме относительно соседних н-алканов), которые довольно близки обнаруженным в настоящей работе. Однако в работах (Kenig et al., 2003; 2005), с использованием синтезированных стандартных образцов, а также в более поздних источниках (Zhang et al., 2014; Xu, Wang, 2022), утверждается, что данные соединения принадлежат к разветвленным алканам с четвертичным атомом углерода,

[4]Для идентификации использовали реконструированные масс-хроматограммы по характеристичному иону m/z 182. Рассчитанные линейные индексы удерживания для С24-С27 гомологов 12- и 13-монометилалканов – 2336; 2436; 2535; 2634, соответственно. Дополнительно использовали сведения о порядке элюирования монометилалканов по данным (Гируц, Гордадзе, 2013).

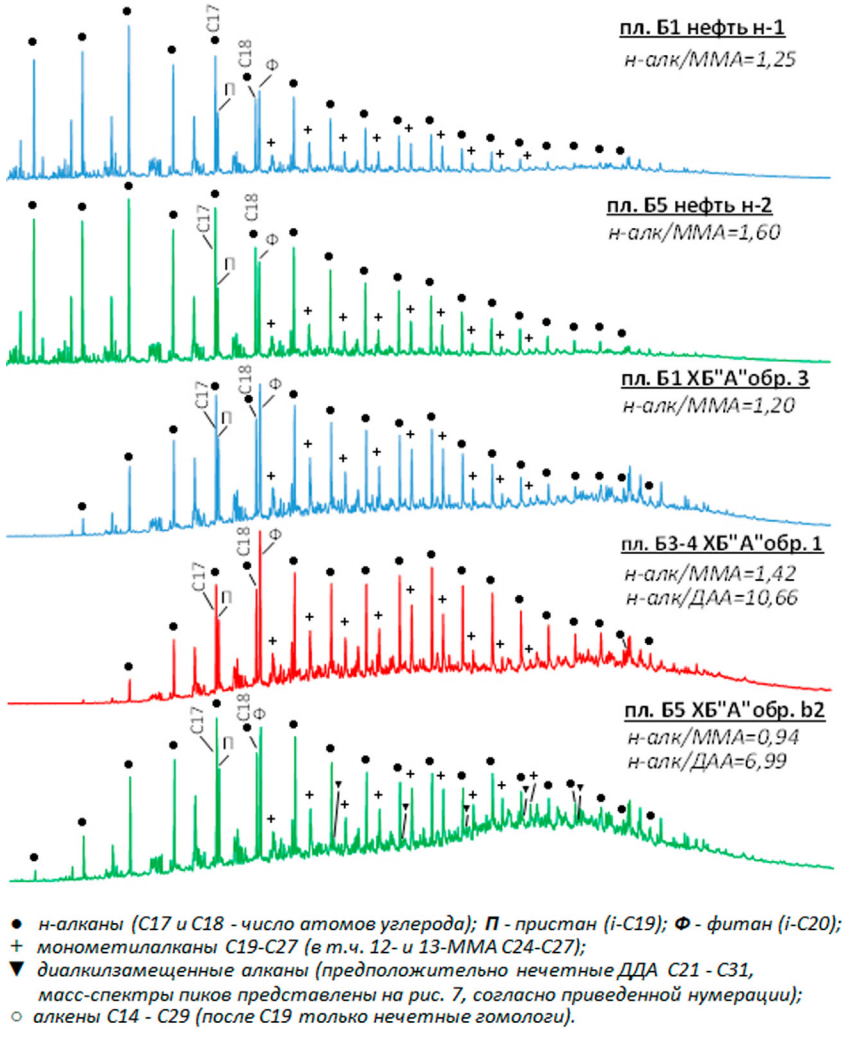


Рис. 6а. Масс-хроматограммы ациклических УВ в составе насыщенных фракций нефтей и битумоидов ХБ «А» (режим SCAN). Примечание: н-алк/ММА=(С22+С23 н-алк)/(С23+С24 ММА); н-алк/ДАА=(н-алк С22+С24)/(ДАА С23-С25)

а именно гомологической серии нечетных 5,5-диэтилалканов. Помимо масс-спектральной характеристики в работе (Kenig et al., 2005) приводятся значения линейных индексов удерживания, которые практически полностью совпадают с рассчитанными нами[5]. Если рассматривать масс-спектры данных ДАА как серию нечетных 5,5-диэтилалканов С21-С31, то присутствие на их масс-спектрах (рис. 7) интенсивного иона m/z 127, вероятно, объяснимо отрывом фрагмента $C_9H_{19}^{\bullet}$ с четвертичным атомом углерода. При этом присутствие выделяющихся пар ионов в тяжелой части спектра (m/z 239 и 267, 267 и 295, 295 и 323, 323 и 351, 351 и 379, 379 и 407), вероятно, связано с отрывом от молекулярного иона (M^+) осколков с m/z 29 и 57. В тяжелой части масс-спектра просматриваемые ионы m/z 281, 309, 337, 365, 393, 421 могут соответствовать отрыву от M^+ фрагмента m/z 15. Как показал анализ литературных данных, разветвленные алканы с четвертичным атомом углерода имеют широкое распространение и встречены в отложениях от палеопротерозойской эры до современных (Mycke et al., 1988; Kenig et al., 2005; Zhang et al., 2014). Высокомолекулярные представители С19-С33 данной группы алканов обнаружены в древних отложениях и связаны с микробиальными матами (Brocks, Summons, 2013; Kenig et al., 2002), в ОВ докембрийских пород Енисейского кряжа и палеозоя севера Верхоянской складчатой области, в ОВ современных (оз. Байкал; выход нефти в районе кальдеры вулкана Узон) и слабо преобразованных отложений Сибири (Якутия, юрские отложения кыринской свиты; Ямал, меловые отложения покурской свиты) и Русской платформы (Саратовское Поволжье). Эта же группа алканов, собнаруженная в составе экстрактов ОВ пород сверхглубокой скважины Вилюйской синеклизы, была, предположительно, охарактеризована как продукты разрушения асфальтеновых макромолекул (в жестких термобарических условиях), которые окклюдировали (захватили) данные компоненты на ранних стадиях генерации (Каширцев, 2018; Каширцев и др., 2021). В.А. Каширцевым отмечалось, что в нефтях Восточной и Западной Сибири этих изоалканов не обнаруживалось (Каширцев, 2018).

Генезис этих соединений в составе ископаемого ОВ предположительно бактериальный (Каширцев и др., 2021; Brocks, Summons, 2013; Kenig et al., 2002), однако до сих пор исходные биопродуценты не установлены (Brocks, Summons, 2013; Zhang et al., 2014). Максимальные концентрации данных УВ идентифицированы в составе ХБ «С» пласта Б1.

[5]Рассчитанные в настоящей работе значения линейных индексов удерживания для гомологического ряда диалкилзамещенных алканов – 2006; 2209; 2411; 2613; 2816; 3018

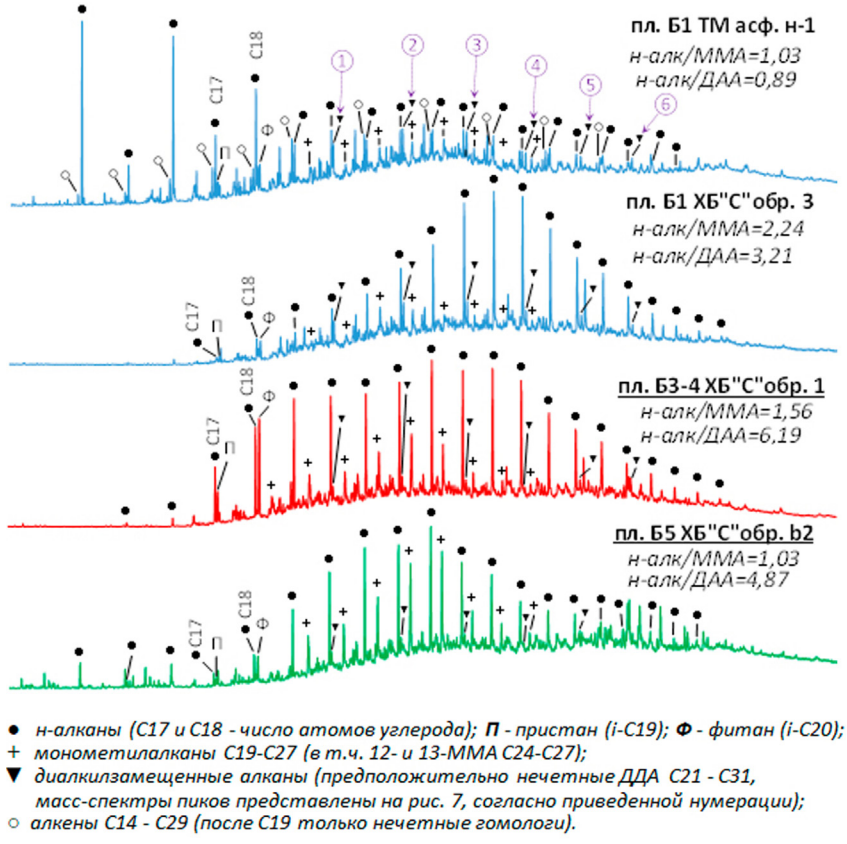


Рис. 6б. Масс-хроматограммы ациклических УВ в составе насыщенных фракций термолизата афальтенов нефти и битумоидов ХБ «С» (режим SCAN). Примечание: цифры в кружках – пики, для которых на рис. 7 приведены масс-спектры; н-алк/ММА=(С22+С23 н-алк)/(С23+С24 ММА); н-алк/ДАА=(н-алк С22+С24)/(ДАА С23-С25)

В составе ациклических УВ образца ТАН пласта Б1 также была обнаружена гомологическая серия нормальных α-олефинов С14-С29, пики которых на хроматограммах (рис. 6а, 6б) полного ионного тока элюируют перед н-алканами. При этом начиная с компонента С19 в составе присутствуют только нечетные гомологи данного ряда. Ранее, наличие нечетных α-олефинов отмечалось в составе хлороформенных экстрактов ОВ пород сверхглубокой скважины Вилюйской синеклизы (Каширцев, 2018), а исключительно четные гомологи данного ряда соединений были идентифицированы в составе окклюдированных УВ, высвобожденных из асфальтенов нижнепалеозойских нефтей бассейна Тарим (Китай) химическим окислением (H_2O_2/CH_3COOH) (Tian et al., 2012). Авторами предполагается, что данные УВ могут являться составляющими флюидов ранней стадии преобразования керогена, сохраненных в «скелете» асфальтенов, до момента их высвобождения, либо в природных условиях на этапе высокой стадии катагенеза (апокатагенез), либо искусственно, в лабораторных экспериментах (окисление реагентами или термодеструкция).

Среди алкановых УВ всех образцов неразветвленные структуры преобладают над разветвленными (изопреноиды, монометилалканы, диалкилзамещенные алканы), но для образца ХБ «С» пласта Б5 и ТАН пласта Б1 это выражено в меньшей степени.

Молекулярно-массовое распределение (ММР) идентифицированных алкановых УВ в образцах характеризуется следующими особенностями (рис. 8). В нефтях и битумоидах ХБ «А» и ХБ «С» пластов Б1 и Б5 установлен одномодальный профиль ММР н-алканов, при этом у нефтей и ХБ «А» профиль смещен в низкомолекулярную часть с преобладанием н-С15 в нефтях и н-С17 в экстрактах, а у битумоидов ХБ «С» в более «тяжелую» – на С25 и С21-С23 (соответственно для пластов Б1 и Б5). Для битумоидов ХБ «А» и ХБ «С» пласта Б3-4 хорошо просматривается подобие профилей ММР, которые имеют бимодальный характер с максимумом у первой моды на С17-С19 и у второй на С25. ММР н-алканов ТАН отличается явно выраженным концентрационным максимумом четных гомологов в низкомолекулярной области (максимум приходится на С14).

Сравнение относительного содержания изопреноидов пристана и фитана относительно их суммы с н-алканами показало преобладание изопреноидов в битумоидах ХБ «А» по сравнению с нефтями, причем наиболее выражено в ХБ «А» пласта Б3-4. Среди битумоидов ХБ «С» преобладание также наиболее прослеживается в образце пласта Б3-4. В составе ТАН напротив н-алканы существенно превалируют над изопреноидами. По стандартному геохимическому параметру Ki соотношения пристана и фитана с соседними н-алканами для ХБ «А» прослеживается дифференциация по пластам, при этом для пластов Б1 и Б5 значения по битумоидам ХБ «А» и ХБ «С» близки. В нефтях в отличие от ХБ «А» значения Ki понижены, а минимальное определено для ТАН.

Во всех ХБ «А» и нефтях в ММР на рис. 8 выделяется низкомолекулярная область С12-С18, вероятно отображающая состав наиболее поздних миграционных УВ, поступивших в ранее сформированные залежи

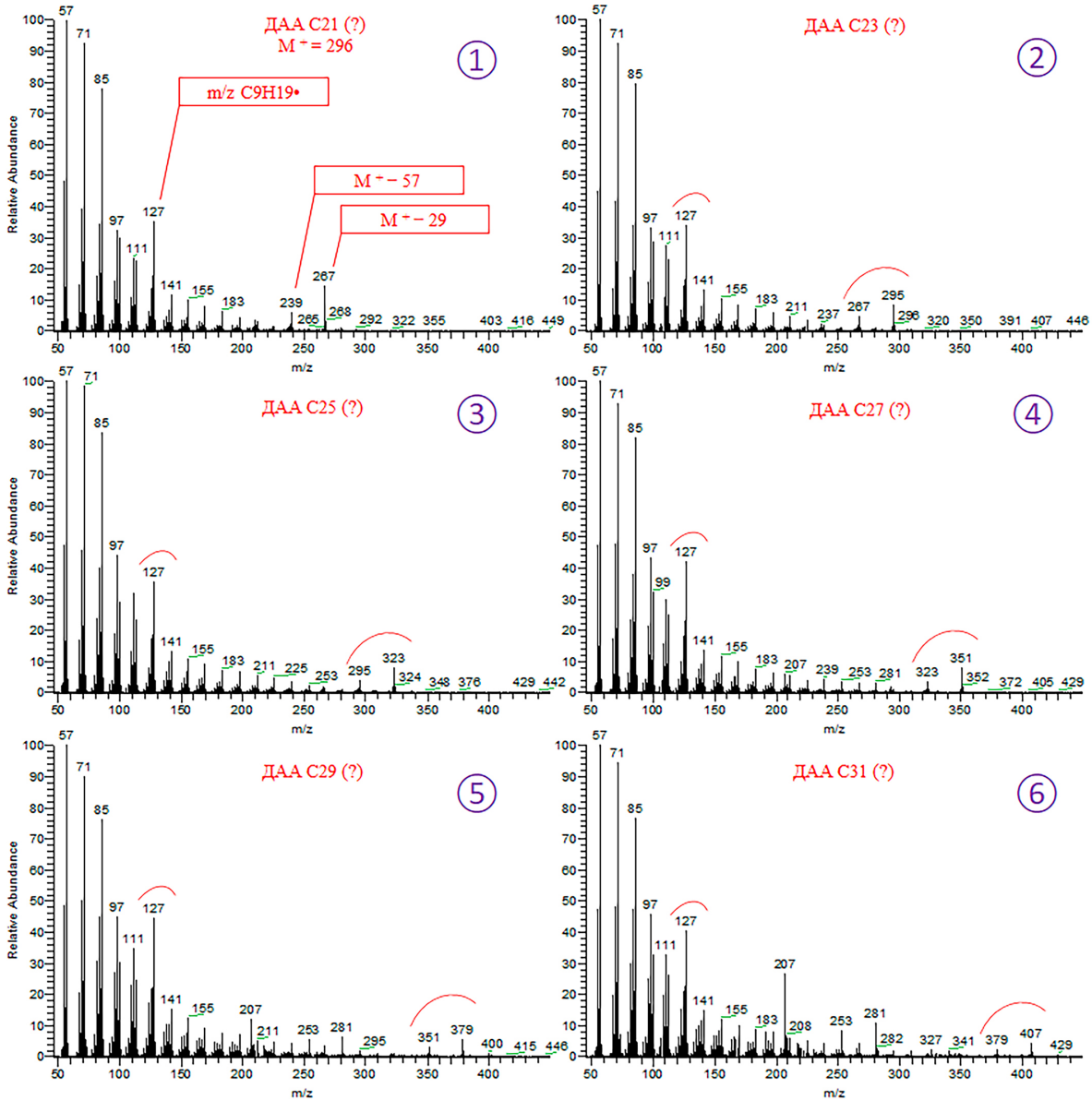


Рис. 7. Масс-спектры пиков гомологов диалкилзамещенных алканов. Примечание: символ (?) обозначает, что указанное число углеродных атомов предположительно; цифры в кружках соответствуют пикам, обозначенными аналогично на рис. 6б

рассматриваемых пластов. При этом миграционные процессы в залежи пласта Б3-4 можно рассматривать как протекавшие в проницаемой среде, что привело к перетоку легкой УВ-части и конденсации смолисто-асфальтеновых соединений, с накоплением керитов в пласте, что проявилось и в ММР н-алканов с редуцированной низкомолекулярной частью и в групповом составе битумов с высоким содержанием карбоидов. В ХБ «А» и нефтях пластов Б1 и Б5 сохранилось больше легких УВ, что, вероятно, свидетельствует о меньшей способности пластовой системы к фильтрации УВ-флюида. Подобие профилей ММР ХБ «А» и ХБ «С» пласта Б3-4 может указывать, что формирование залежи в нем происходило несколько позднее, чем в других рассматриваемых пластах. Полученные результаты не противоречат известным из научной литературы сведениям о формировании нафтидов разного состава в пределах древних залежей Восточной Сибири за счет фазовых превращений УВ-флюидов – выпадением из нефти асфальтенов и смол с последующей их конденсацией и переходом в нерастворимое состояние при повторном заполнении первичных залежей нефтей легкими метановыми нефтями и газами (Баженова и др., 2000). В недавнем исследовании (Oblasov et al., 2024) авторы, изучив изотопные составы углерода метана, его гомологов С2-С5 и нефтей Верхнечонского месторождения Непско-Ботуобинской НГО, указывают на наличие признаков многоэтапного формирования залежей.

Анализ стандартных соотношений нормальных и изопреноидных алканов с использованием диаграммы Кеннона-Кессоу алканов (Connan, Cassou,1980) (рис. 9а) показал, что все образцы приурочены к зоне морского ОВ (сапропелевое). Низкие значения П/Ф (0,33–0,81)указывают на восстановительные условия раннего диагенеза.

Среди монометилалканов (ММА) для всех образцов характерно преобладание гомологов С23, С24. Оценка содержания данных компонентов по наиболее интенсивным пикам относительно соседних н-алканов (параметр н-алк/ММА на рис. 6) показала следующее: в нефтях,

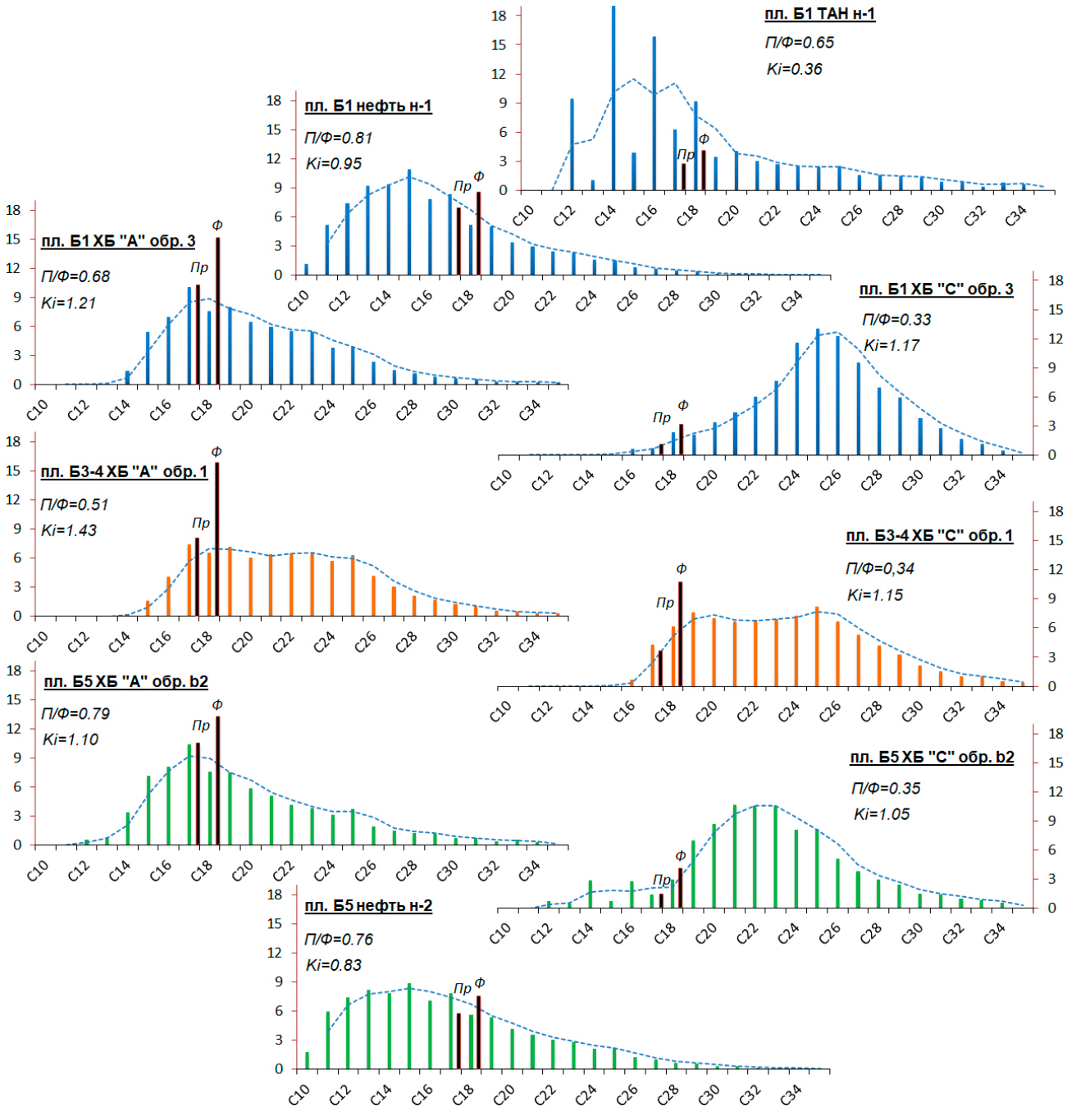


Рис. 8. Молекулярно-массовое распределение н- и изопреноидных алканов (% от ∑). Примечание: П/Ф – отношение пристана к фитану; Ki = (П+Ф)/(n-C17+n-C18) – отношение сумм пристана и фитана к сумме н-гептадекана и н-октадекана

несколько большее содержание определено для образца пласта Б1, среди битумоидов ХБ «А» и ХБ «С» наибольшее содержание приходится на образцы пласта Б5, причем для битумоидов ХБ «С» вниз по разрезу прослеживается тренд повышения концентрации ММА. Кроме того, для битумоидов ХБ «А» и ХБ «С» соответствующих пластов, для Б3-4 и Б5 значения параметра н-алк/ММА довольно близки, в отличие пласта Б1. В то же время для пласта Б1 близки значения у образцов нефти и ХБ «А». Для состава ТАН пласта Б1 значение данного параметра близко к битумоидам ХБ «А» и ХБ «С» пласта Б5, но отличается от нефти и битумоидов своего пласта Б1.

Наибольшее содержание диалкилзамещенных алканов (по отношению к н-алканам, рис. 6) зарегистрировано в образце ТАН пласта Б1, во всех остальных образцах концентрация данных компонентов существенно ниже или в следовых количествах (ХБ «А» пласта Б3-4). Концентрационный максимум компонентов данной группы в исследованных образцах приходится на гомологи С23-С25.

В молекулярном составе нафтеновых УВ класса стеранов был выявлен ряд специфических особенностей: обе нефти – ХБ «А» пород пластов Б1 и Б3-4 и ХБ «С» пласта Б5 – характеризуются значительным преобладанием этилхолестанов (стераны С29) над холестанами (параметр С29/С27>4) и низкой долей С27 диастеранов относительно регулярных (параметр (Диа/Рег < 0,5), что типично для древних нефтей Непско-Ботуобинской

НГО (рис. 9б, в). Обратная картина, где понижено содержание этилхолестанов и повышена доля диастеранов, наблюдается для образцов ХБ «А» из пласта Б5, ХБ «С» пластов Б3-4, ТАН пласта Б1, смешанном битумоиде пласта Б5, причем наиболее выражена в ХБ «С» пласта Б1.

Значения стерановых параметров термической зрелости C29 S/(S+R) и C29 ββ/(αα+ββ) изменяются по всей выборке в пределах 0,46–0,55 и 0,52–0,61 соответственно (рис. 9г). По первому из параметров значения близки, либо достигли равновесия (0,52–0,55), по второму – ниже равновесных (0,67–0,71), при этом минимальные значения определены в образце ХБ «С» пласта Б1. Интересно отметить, что значения стерановых параметров зрелости в образце ТАН меньше, чем в образце нефти Н-1, из которой они были выделены. Подобный эффект при сравнении состава термолизата асфальтенов и исходных нефтей был замечен ранее в работах (Гордадзе и др., 2013; 2015), предполагая в большую сохранность 5α стерана C29 в составе асфальтенов при воздействии термических и биохимических факторов на состав нефтей в залежи.

В составе терпановых УВ всех образцов были идентифицированы хейлантаны C19-C30, тетрациклический терпан C24 и гопаны C27-C35. Среди хейлантанов общим для всех образцов является преобладание гомолога C23, что является характерной особенностью древних Восточно-Сибирских нефтей, отмечаемой в исследованиях многих авторов. В то же время в исследованной выборке было установлено существенное различие в соотношении три- и пентациклических УВ (параметр Три/Пента) – доля трициклических соединений, как более устойчивых к вторичным процессам в залежи, может возрастать при увеличении степени катагенеза и биодеградации исходных нафтидов, а также привносе миграционных компонент (Peters et al., 2005). Так, в нефти пласта Б1 и термолизате ее асфальтенов, а также свободных и связанных битумоидах пласта Б1 и Б5 Преображенского м/р и битумоиде пласта Б5 Даниловского м/р преобладают пентациклические терпаны, тогда как в битумоидах пласта Б3-4 и нефти пласта Б5 Южно-Даниловского м/р преобладают трициклические. В несколько меньшей степени выявлена дифференциация образцов по катагенетическому параметру Ts/(Ts+Tm). В целом при корреляции рассматриваемых терпановых параметров наблюдается группировка образцов по приуроченности к месторождениям, кроме битумоида Даниловского м/р, занимающего промежуточное положение (рис. 9д).

Касаемо исследуемого района, в работах исследователей (Конторович и др., 2013; Парфенова и др., 2018) отмечалось, что различия в составе стеранов и терпанов могут объясняться возможным влиянием процессов биодеградации и/или результатом фильтрации УВ в карбонатные коллекторы с низкой проницаемостью.

При детальном анализе масс-хроматограмм насыщенных УВ по фильтру m/z 177 в составе всех исследованных образцов нефтей и ХБ «А» было установлено наличие гомологического ряда деметилированных гопанов C27-C34 (25-норгопанов). Более того, данная группа соединений в полном составе была обнаружена и во всех образцах битумоида ХБ «С», а также в следовых количествах, но с менее широким набором гомологов C27-C32, в составе термолизата асфальтенов нефти Н-1.

Для достоверной идентификации 25-норгопанов в исследованной выборке, мы дополнительно (в качестве внешнего стандарта) проанализировали насыщенную фракцию биодеградированной нефти Русского месторождения, в которой концентрации 25-норгопанов достаточны для уверенного определения. Для примера, на рис. 10 приведено сопоставление масс-фрагментограмм терпановых УВ данной нефти и образца нефти «н-1» пласта Б1, где хорошо прослеживается совпадение времен удерживания идентифицированных компонентов.

По вопросу генезиса 25-норгопанов в составе нефтей в научной литературе имеются различные мнения. Зачастую присутствие данной специфической группы терпановых УВ рассматривается как маркер микробиального окисления гопанов, посредством удаления из них метильной группы у атома C-10 (Peters et al., 1996; Каширцев и др., 2001; Мельник и др., 2020), то есть в данном случае предполагаются вторичные изменения нефтей в залежах. Другие гипотезы, напротив, предполагают, что присутствие 25-норгопанов отражает особенности состава исходного органического вещества. Предполагается либо микробиальное происхождение 25-норгопанов в специфической среде диагенеза (Ким, Родченко, 2016; Bao, 1997; Cao et al., 2008), либо микробиальный их синтез совместно с гопанами с последующим селективным накоплением под действием вторичных процессов на фоне разрушения менее устойчивые гопанов. Кроме того, в работе (Bao, 1997) сообщалось, что в некоторых биодеградированных нефтях 25-норгопаны отсутствуют, и эта группа соединений не обнаруживалась в продуктах имитационных лабораторных экспериментов по биодеградации нефти. Вместе с тем, в ряде источников (Каширцев и др., 2013; Philp, 1983; Гордадзе и др., 2017; Фурсенко, 2021; Hou et al., 2019) приводятся примеры обнаружения 25-норгопанов в составе нефтей, где первичные признаки биодеградации не наблюдаются: на хроматограммах этих нефтей регистрируется широкий спектр гомологов нормальных алканов, в подчиненном количестве содержатся изопреноидные, при этом некоторые из указанных авторов объясняют данный факт повторным заполнением залежи свежими порциями флюида, не испытавшего влияния биодеградации.

Факт обнаружения в настоящей работе деметилированных гопанов состава C27-C34 в изученных образцах нафтидов Непско-Ботуобинской НГО дополняет имеющиеся в научной литературе сведения о распространенности данной группы специфических УВ-биомаркеров в составе различных нефтей, битумов и органического вещества пород, однако вопросы их генезиса в этом конкретном случае требуют дальнейшего изучения.

Помимо алифатических, в составе образцов рассмотрены молекулярные параметры по ароматическим соединениям (метилдибензотиофены, фенантрены и триароматические стероиды). Так, по параметрам катагенеза ТАСИ, 4MDBT/1MDBT и MPI-1 выборка в целом подразделяется на две группы (рис. 9е, ж): более зрелыми выглядят битумоиды и нефть пласта Б3-4 Южно-Даниловского м/р и битумоид пласта Б5 Даниловского м/р, менее зрелыми – битумоиды пластов Б1 и Б5, а также нефть и термолизат ее асфальтенов пласта Б1 Преображенского м/р, то есть в целом, как и по терпановым параметрам прослеживается дифференциация образцов по месторождениям.

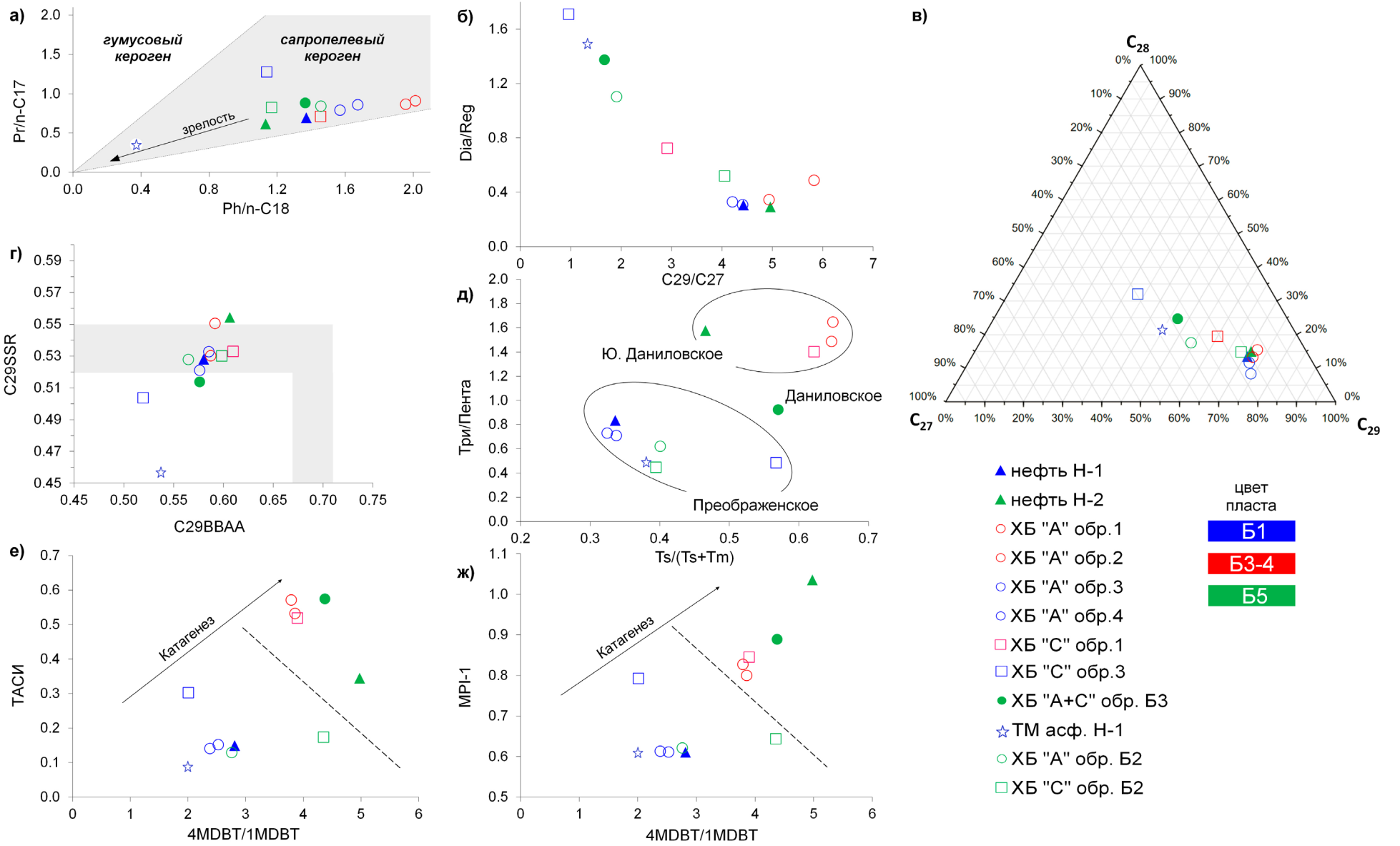


Рис. 9. Биомаркерные параметры в насыщенных (а-д) и ароматических (е, ж) фракциях исследованной выборки образцов. Примечание: параметры алканов – Pr/n-C_{17}, Ph/n-C_{18} – соотношения пристана и фитана к н-гептадекану и н-октадекану; параметры стеранов – Диа/Рег=(dβ20S+dβ20R)/(ββ20R+ββ20S) C_{27}; C29/C27=(C_{29}αα20(S+R) + C_{29}ββ20(S+R))/Σ((C_{27}αα20(S+R) + C_{27}ββ20(S+R)); C27=(C_{27}αα20(S+R) + C_{27}ββ20(S+R))/Σ(($C_{27\text{-}29}$αα20(S+R) + $C_{27\text{-}29}$ββ20(S+R)); C28=(C_{28}αα20(S+R) + C_{28}ββ20(S+R))/Σ(($C_{27\text{-}29}$αα20(S+R) + $C_{27\text{-}29}$ββ20(S+R)); C29=(C_{29}αα20(S+R) + C_{29}ββ20(S+R))/Σ(($C_{27\text{-}29}$αα20(S+R) + $C_{27\text{-}29}$ββ20(S+R)); C29SSR=C_{29}αα20S/(S+R); C29BBAA=C_{29}ββ20(R+S)/(C_{29}αα20(S+R) + C_{29}ββ20(S+R)); параметры терпанов – Три/Пента=∑$C_{19\text{-}30}$ трициклические/∑$C_{27\text{-}35}$ пентациклические; Ts/(Ts+Tm)=триснорнеогопан/(триснорнеогопан+трисноргопан); ароматические параметры – ТАСИ=$C_{20\text{-}21}$ /($C_{20\text{-}21}$+$C_{26\text{-}28}$) триароматические стероиды; 4MDBT/1MDBT – соотношение 4- и 1-метилдибензотиофенов; MPI-1=1,5×(3- + 2-метилфенантрены)/(0,69×фенантрен+(9-+1-метил фенантрены))

Некоторая несогласованность между параметрами по триароматическим стероидам и метилфенантренам отмечается для нефти Н-2, что, возможно, определяется влиянием на состав триароматических стероидов какие-либо иных факторов, кроме катагенеза.

В составе насыщенной фракции нефтей также идентифицирован гомологический ряд УВ адамантанового ряда С10-С14 (рис. 11), рассматриваемых как одна из наиболее устойчивых групп алифатической фракции к воздействию термических и микробиологических процессов (Гордадзе, 2008). Подобие профилей ММР может дополнительно указывать на поступление адамантанов в составе миграционных флюидов в исследованные нефти из одного источника на этапах повторного заполнения залежи. Отсутствие адамантанов в хлороформенных битумоидах пород (кроме ХБ «А» обр. 3) и термолизате асфальтенов (ТАН) требует дополнительного изучения.

Результаты РСА-анализа массива рассчитанных геохимических индексов показали, что 68,72% общей дисперсии в наборе данных объясняется двумя главными компонентами, при этом на долю первой главной компоненты F1 (ось X) приходится 42,34%, а на долю второй главной компоненты F2 (ось Y) – 26,37% (рис. 12).

На полученном графике счетов (диаграмма слева), отражающем взаимосвязи между выборками, прослеживается обособление точек в две группы. С учетом распределения параметров на графике нагрузок (диаграмма справа) в первой группе, куда попали образцы Преображенского м/р, объединение, вероятно, происходит на основе фациально-генетических факторов. УВ-состав второй группы, в которую попали образцы Южно-Даниловского и Даниловского м/р, в значительной мере сформирован под влиянием термических и миграционных процессов, при этом положение битумоидов на графике определяется также и фациально-генетическими факторами, определившими состав как минеральной, так и органической частей нефтематеринских пород. Обособление нефти пласта Б5 по компоненте F2 во второй группе может определяться более существенным влиянием миграционных компонент.

На более широкой выборке образцов с использованием РСА-анализа на основе результатов представленного комплекса исследований (рис. 2), когда рассматриваются нефти и битумоиды не только свободно извлекаемые, но и связанные в минеральной матрице и отражающие состав нафтидов на ранних этапах формирования залежей, а также термолизаты асфальтенов как носители первичного облика нефтей, возможно получить картину распределения нафтидов по площади и разрезу месторождений с более корректной оценкой наличия или отсутствия влияния биохимических, миграционных процессов и возможного воздействия иных геологических факторов, обусловивших появление битумов разного типа, что могло бы прояснить этапность заполнения ловушек и историю формирования залежей. Потенциально можно ожидать, что результаты РСА-анализа помогут дифференцировать нафтиды в зависимости от их типа на основе данных о молекулярном составе.

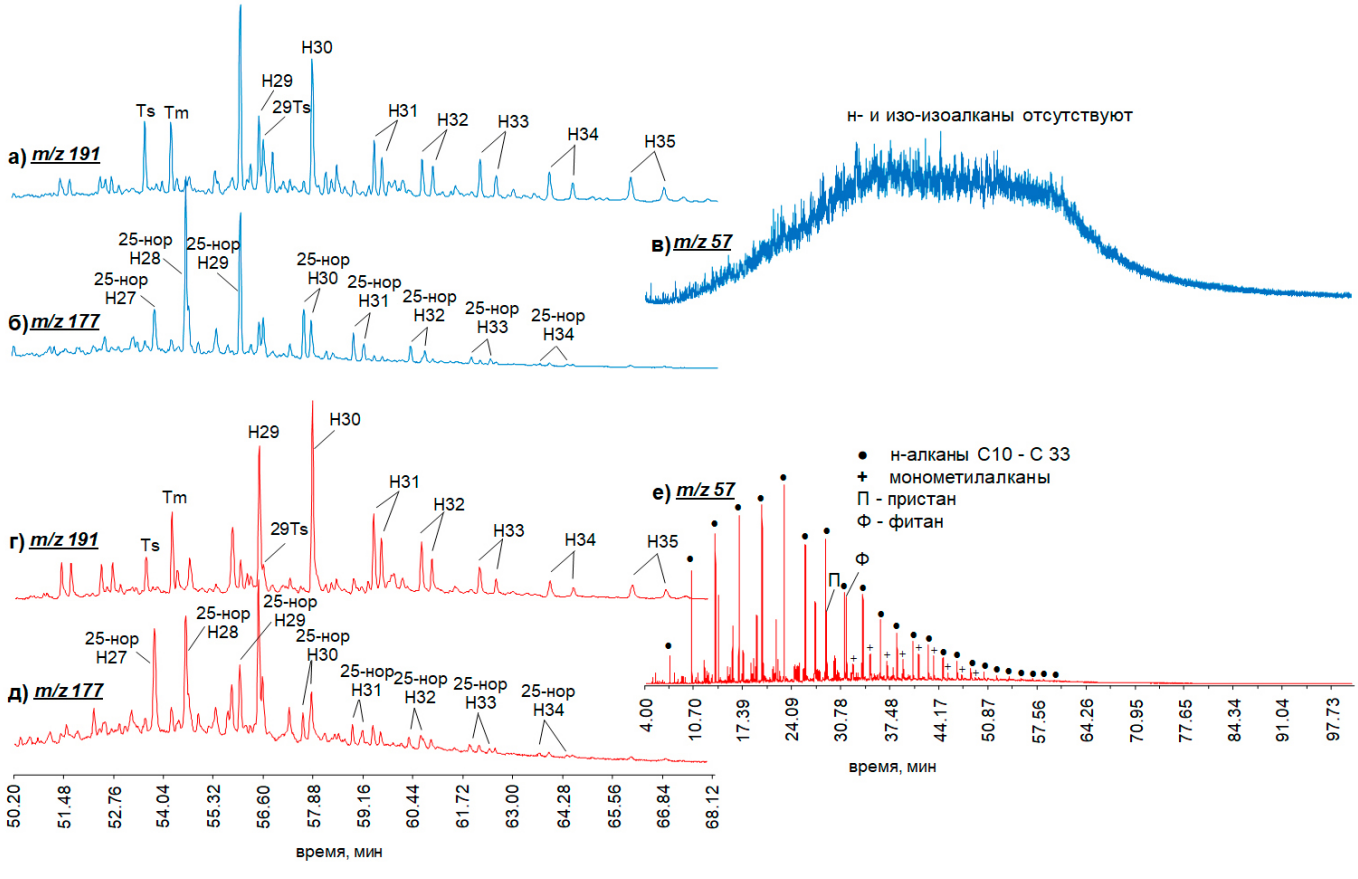


Рис. 10. Масс-фрагментограммы идентифицированных гопанов С27-С35 (m/z 191), деметилированных гопанов (m/z 177) и алканов (m/z 57) в составе группы насыщенных УВ: а, б, в) биодеградированной «безалкановой» нефти Русского месторождения (Западная Сибирь, покурская свита), тип Б2 по классификации Ал. Петрова; г, д, е) нефти «н-1» Преображенского м/р (Непско-Ботуобинская НГО, тип А1 по классификации Ал. Петрова)

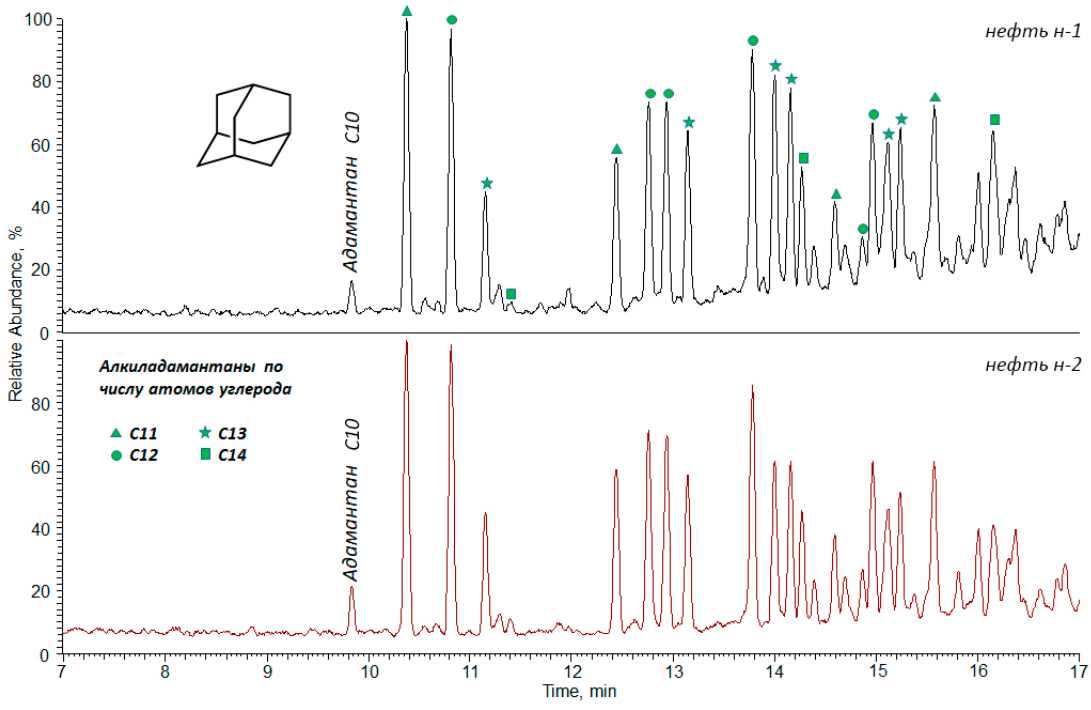


Рис. 11. Масс-фрагментограммы адамантановых УВ С10-С14 в составе ПНФ нефтей, полученные суммированием по избранным ионам m/z 136+135+149+163+177

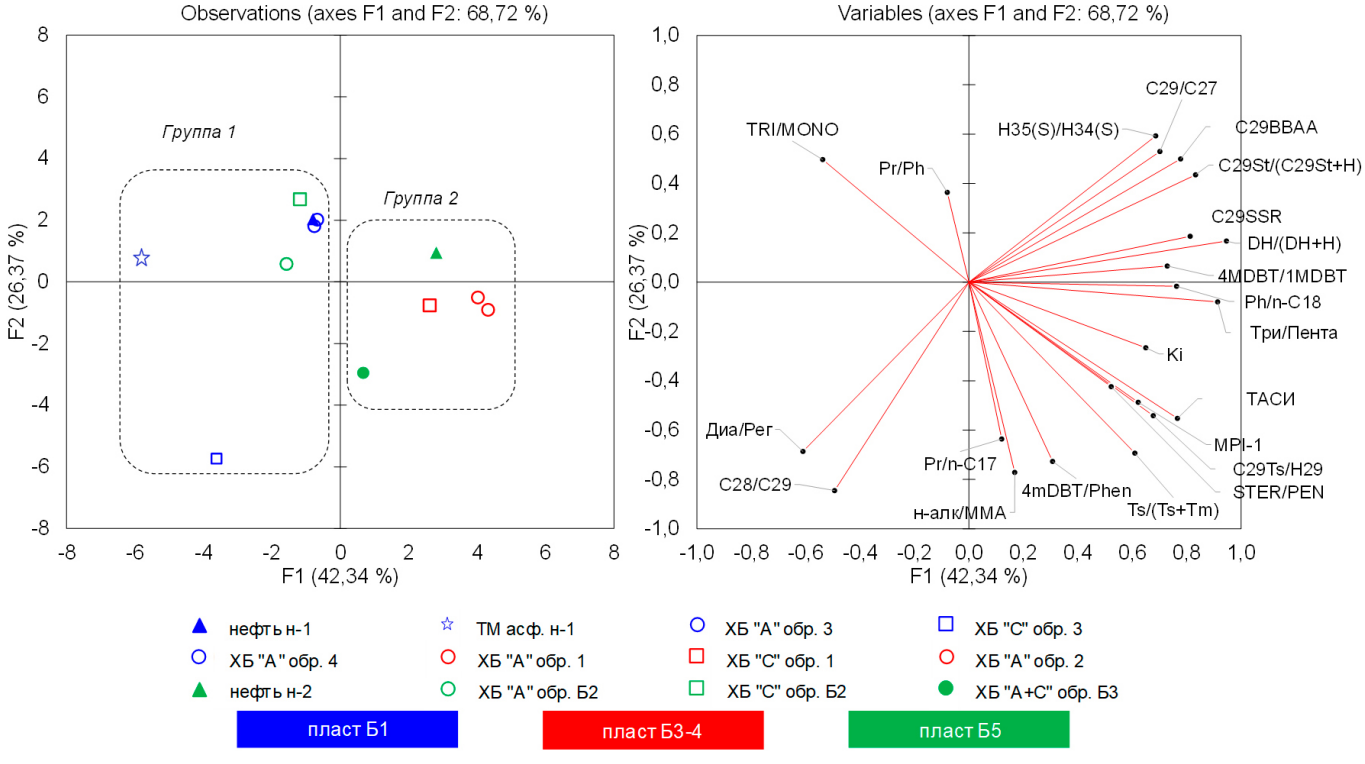


Рис. 12. Графическое представление результатов PCA-анализа нафтидов по молекулярным параметрам состава насыщенной и ароматической фракций. Примечание: <u>параметры алканов</u> – Pr/Ph=пристан/фитан; Pr/n-C_{17}, Ph/n-C_{18} – соотношения пристана и фитана к н-гептадекану и н-октадекану; Ki=(пристан+фитан)/(н-гептадекан+н-октадекан); н-алк/ММА=(C_{22}+C_{23} н–алк)/(C_{23}+C_{24} ММА); <u>параметры стеранов и терпанов</u> – C28/C29=(C_{28}αα20(S+R) + C_{28}ββ20(S+R))/Σ((C_{29}αα20(S+R) + C_{29}ββ20(S+R)); C29/C27=(C_{29}αα20(S+R) + C_{29}ββ20(S+R))/Σ((C_{27}αα20(S+R) + C_{27}ββ20(S+R)); Диа/Рег=(dβS+dβR)/(ββR+ββS) C_{27}; C29BBAA=C_{29}ββ20(R+S)/(C_{29}αα20(S+R) + C_{29}ββ20(S+R)); C29SSR=C_{29}αα20S/(S+R); C29St/(C29St+H)=стеран C_{29}ββ(R+S)/∑(стеран C_{29}ββ(R+S)+гопан C_{30}); STER/PEN=∑стераны C_{27-29} /∑пентациклические терпаны C_{27-35}; C29Ts/H29=норнеогопан/норгопан; DH/(DH+H)=∑25-норгопаны C_{27-34}/(∑25-норгопаныC_{27-34}+∑гопаныC_{27-35}); H35(S)/H34(S)=C_{35}αβ22S/C_{34}αβ22S-гопаны; Три/Пента=∑C_{19-30} трициклические/∑C_{27-35} пентациклические; Ts/(Ts+Tm)=триснорнеогопан/(триснорнеогопан+трисноргопан); <u>ароматические параметры</u> – TRI/MONO=стероиды ∑триароматическиеC_{20-28}/∑моноароматическиеC_{21-29}; ТАСИ=C_{20-21}/(C_{20-21}+C_{26-28}) триароматические стероиды; 4-MDBT/Phen=4-метилдибензотиофен/фенантрен; 4MDBT/1MDBT – соотношение 4- и 1-метилдибензотиофенов; MPI-1=1,5×(3- + 2-метилфенантрены)/(0,69×фенантрен+(9-+1-метил фенантрены)).

Заключение

Таким образом, в исследованной выборке образцов, ограниченной тремя месторождениями центральной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, идентифицировано два типа твердых нафтидов: асфальтиты и кериты.

Ряд алкановых и терпановых фациально-генетических молекулярных параметров изученной выбоки нафтидов указывает на их формирование из единого типа исходных биопродуцентов и восстановительные условия раннего диагенеза нефтематеринских пород, в то же время в составе некоторых образцов установлены повышенные содержания холестанов и перегруппированных стеранов, не типичные для древних нафтидов района исследования.

В составе всех изученных образцов нафтидов зарегистрирован гомологический ряд специфических УВ-биомаркеров – деметилированных гопанов, кроме того в составе нефтей идетифицированы УВ каркасного строения – адамантаны С10-С14, вопросы генезиса данных групп соединений требуют дополнительного изучения. В составе ациклических УВ термолизата асфальтенов нефти обнаружены гомологические серии диалкилзамещенных алканов и α-олефинов, предположительно окклюдированных асфальтеновыми макромолекулами на ранних стадиях генерации, которые могут высвобождаться в жестких термобарических условиях недр или при имитации термического воздействия на асфальтены в лабораторных экспериментах. Интересно, что группа диалкилзамещенных алканов также была обнаружена в составе всех битумоидов ХБ «С», но в меньшем количестве, и на следовом уровне в некоторых битумоидах ХБ «А».

По молекулярным параметрам, отвечающим за степень катагенеза, рассчитанным по нафтеновым и ароматическим соединениям, все образцы дифференцируются на две группы одинаковым образом: по приуроченности к месторождениям и типу нафтидов. В то же время, одинаковая группировка образцов по некоторым нафтеновым и ароматическим параметрам катагенеза отличается от таковой по алкановым, что, вероятно, объясняется влиянием вторичных процессов.

По совокупности полученных результатов о групповом, элементном и молекулярном составе, а также сведений из литературных источников о нафтидах района исследований предполагается, что формирование современного состава изученных нафтидов происходило в том числе за счет повторной подпитки залежей новыми порциями углеводородных газов или метановых нефтей. Для установления источников генерации нафтидов района исследований с учетом выявленных аномалий по составу стеранов в продолжение настоящей работы планируются дополнительные исследования вероятных материнских пород.

Для уточнения происхождения выявленных в настоящем исследовании керитов необходим детальный анализ информации о геологическом строении исследуемого района и применение дополнительных инструментальных методов анализа. К примеру, по результатам выполненных исследований выявлена приуроченность керитов к окремненным доломитам, в то время как асфальтиты содержатся в составе пород, главным образом представленных доломитами с небольшим содержанием кальцита, ангидрита и галита. В продолжение данной работы планируется изучение следов воздействия глубинных флюидов с использованием метода изотопных соотношений углерода и кислорода жильных минералов, заполняющих трещины в карбонатах, по которым мог поступать гидротермальный раствор.

Литература

Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н. и др. (1986). Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР. Новосибирск: Наука, 245 с.

Баженова О.К., Арефьев О.А. (1998). Особенности состава биомаркеров докембрийского органического вещества Восточно-Европейской платформы. *Геохимия*, (3), с. 287–294.

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2000). Геология и геохимия нефти и газа. Москва: МГУ, 384 с.

Бурдельная Н.С., Борисова Л.С., Бушнев Д.А., Ильченко А.А. (2023). Значение молекулярной и надмолекулярной структуры асфальтенов для геохимических исследований (обзор). *Петролеомика*, 3(2), с. 35–56. https://doi.org/10.53392/27823857-2023-3-1-35

Гируц М.В., Гордадзе Г.Н. (2013). Дифференциация нефтей и конденсатов по распределению насыщенных углеводородов сообщение 1. Типы нефтей, определяемые газожидкостной хроматографией. *Нефтехимия*, 53(4), с. 243–243. https://doi.org/10.7868/S0028242113040047

Гордадзе Г.Н. (2008). Геохимия углеводородов каркасного строения (обзор). *Нефтехимия*, 48(4), с. 243–255.

Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н. (2013). Органическая геохимия углеводородов. Кн. 2. Москва: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 303 с.

Гордадзе Г.Н. Гируц М.В., Пошибаева А.Р. (2017). Дифференциация нефтей и конденсатов по распределению насыщенных углеводородов сообщение 2. Типы нефтей по распределению стеранов и терпанов. *Нефтехимия*, 57(5), с. 503–514. DOI 10.7868/S0028242117050082

Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н., Юсупова Т.Н. (2015). Особенности распределения углеводородов-биомаркеров в продуктах термолиза асфальтенов разного фракционного состава (на примере нефтей, отобранных из карбонатных отложений месторождение Татарстана). *Нефтехимия*, 55(1), с. 25–34. DOI: 10.7868/S0028242115010050

Каширцев В.А. (2018). Углеводороды, окклюдированные асфальтенами. *Геология и геофизика*, 59(8), с. 1211–1219. https://doi.org/10.15372/GiG20180806

Каширцев В.А., Дзюба О.С., Никитенко Б.Л., Костырева Е.А., Иванова И.К., Шевченко Н.П. (2021). Геохимия высокомолекулярных диметилалканов. *Геология и геофизика*, 62(8), с. 1056–1068. https://doi.org/10.15372/GiG2021108

Каширцев В.А., Конторович А.Э., Филп Р.П., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Иванова И.К., Меметова Н.П. (2001). Биодеградация насыщенных циклических хемофоссилий. *Геология и геофизика*, 42(11-12), с. 1792–1800.

Каширцев В.А., Нестеров И.И., Меленевский В.Н., Фурсенко Е.А., Казаков М. О., Лавренов А.В. (2013). Биомаркеры и адамантаны в нефтях из сеноманских отложений севера Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 1227–1235.

Ким Н.С., Родченко А.П. (2016). Гопановые углеводороды в битумоидах мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Геология и геофизика*, 57(4), с. 758–770. https://doi.org/10.15372/GiG20160408

Кожанов Д.Д. Роль органического вещества докембрия в формировании нефтегазоносности осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна: *Дис. … канд. геол.-мин. наук*. Москва, 186 с.

Конторович А.Е., Борисова Л.С., Тимошина И.Д., Чеканов В.И. (2013). Геохимия асфальтенов и углеводороды биомаркеры в битумах докембрия и нижнего кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа). *Международный научно-исследовательский журнал*, 7-1(14), с. 92–99.

Макушина В.М., Арефьев О.А., Забродина М.Н., Петров Ал.А. (1978). Новые реликтовые алканы нефтей. *Нефтехимия*, 18(6), с. 847–853

Мельник Д.С., Парфенова Т.М., Рогов В.И. (2020). Биодеградированные рассеянные битумы в породах хатыспытской свиты венда (неопротерозоя) на северо-востоке Сибирской платформы. *Георесурсы*, 22(2), с. 37–44. https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.37–44

Мельников Н.В., Вымятин А.А., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. (2014). Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции. *Геология и геофизика*, 55(5-6), с. 701–720.

Парфенова Т.М., Мельник Д.С., Каширцев В.А., Рогов В.И., Кочнев Б.Б., Наговицин К.Е., Гражданкин Д.В. (2018). Нафтидопроявления в вендских и кембрийских отложениях в зоне вечной мерзлоты (северо-восток Сибирской платформы). *Актуальные проблемы нефти и газа*, 4(23), с. 1–5. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art89

Петров А.А. (1984). Углеводороды нефти. Москва: Наука, 264 с.

Пономаренко А.С. (2020). Геология залежей карбонатных коллекторов Непско-Ботуобинской антеклизы. *Вестник Евразийской науки*, 12(6), с. 1–9.

Соболева Е.В., Гусева А.Н. (2010). Химия горючих ископаемых. Москва: МГУ, 312 с.

Фурсенко Е.А., Борисова Л.С., Бурухина А.И., Саитов Р.М. (2021). Геохимия нефтей Ванъеганского нефтегазоконденсатного месторождения. *Петролеомика*, 1(1), с. 70–83. DOI 10.1134/S2782385721010077

Шемин Г.Г. (2007). Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 467 с.

Bao J. (1997). 25-Norhopane series in the unbiodegraded oil and the source rocks. *Chinese science bulletin*, 42(16), pp. 1388–1391. https://doi.org/10.1007/BF02882874

Brocks J.J., Summons R.E. (2013). Sedimentary hydrocarbons, biomarkers for early life. In: Holland H., Turekian K. (eds.) Treatise on geochemistry. 2nd ed., 10. Elsevier, pp. 61–103. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-095975-7.00803-2

Cao J., Hu K., Wang K., Bian L., Liu Y., Yang S., Wang L., Chen Y. (2008). Possible origin of 25-norhopanes in Jurassic organic-poor mudstones from the northern Qaidam Basin (NW China). *Organic Geochemistry*, 39(8), pp. 1058–1065. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.01.021

Connan J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(1), pp. 1–23. https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8

Flaviano C., Le Berre F., Derenne S., Largeau C., Connan J. (1994). First indications of the formation of kerogen amorphous fractions by selective preservation. Role of non-hydrolysable macromolecular constituents of Eubacterial cell walls. *Organic geochemistry*, 22(3-5), pp. 759–771, IN11–IN12. https://doi.org/10.1016/0146-6380(94)90137-6

Grantham P.J., Lijmbach G.W.M, Posthuma J., Hughes Clarke M.W., Willink R.J. (1988). Origin of crude oils in Oman. *Journal of Petroleum Geology*, 11(1), pp. 61–80. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1988.tb00801.x

Gürgey K. (2003). Correlation, alteration, and origin of hydrocarbons in the GCA, Bahar, and Gum Adasi fields, western South Caspian Basin: geochemical and multivariate statistical assessments. *Marine and Petroleum Geology*, 20(10), pp. 1119–1139. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.10.002

Hou M., Zha M., Ding X. (2019). Origin Analysis on Anomalies in Enriched 25-Norhopanes in Crude Oil From the Karamay Formation of Santai Oilfield in Junggar Basin, Northwest China. *In 2019 AAPG Annual Convention and Exhibition*. DOI: 10.1306/20478Hou2020

Kenig F., Simons D.J.H., Crich D., Cowen J.P., Ventura G.T., Brown T.C., Rehbein T. (2002). Alkanes with a quaternary carbon centre: a 2,200 Myr. record of sulfide oxidizing bacteria. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 66(15A), A393–A393.

Kenig F., Simons D.J.H., Crich D., Cowen J.P., Ventura G.T., Rehbein-Khalily T., Brown T.C., Anderson K.B. (2003). Branched aliphatic alkanes with quaternary substituted carbon atoms in modern and ancient geologic samples. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 100(22), pp. 12554–12558. https://doi.org/10.1073/pnas.1735581100

Kenig F., Simons D.J.H., Crich D., Cowen J.P., Ventura G.T., Rehbein-Khalily T. (2005). Structure and distribution of branched aliphatic alkanes with quaternary carbon atoms in Cenomanian and Turonian black shales of Pasquia Hills (Saskatchewan, Canada). *Organic Geochemistry*, 36(1), pp. 117–138. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2004.06.014

Logan G.A., Hinman M.C., Walter M.R., Summons R.E. (2001). Biogeochemistry of the 1640 Ma McArthur River (HYC) lead-zinc ore and host sediments, Northern Territory, Australia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 65(14), pp. 2317–2336. https://doi.org/10.1016/S0016-7037(01)00599-3

Mycke B., Michaelis W., Degens, E. T. (1988). Biomarkers in sedimentary sulfides of Precambrian age. *Organic Geochemistry*, 13(4-6), pp. 619–625. https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90081-2

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Eftor I.V., van Graas G.W., Veklich M.A., Akhmadishin A.T., Lokshin D.A. (2024). Geochemistry of Oils and Gases from the Verkhnechonskoye Field, East Siberian Basin: Application of Analytical Results to Reservoir Characterisation. *Journal of Petroleum Geology*, 47(3), pp. 291–316. DOI: 10.1111/jpg.12865

Peters K.E., Moldowan J.M., McCaffrey M.A., Fago F.J. (1996). Selective biodegradation of extended hopanes to 25-norhopanes in petroleum reservoirs. Insights from molecular mechanics. *Organic Geochemistry*, 24(8-9), pp. 765–783. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00086-1

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The biomarker guide. V. 2. New York: Cambridge University Press, 713 p. https://doi.org/10.1017/CBO9781107326040

Philp R.P. (1983). Correlation of crude oils from the San Jorges Basin, Argentina. *Geochimica et cosmochimica acta*, 47(2), pp. 267–275. https://doi.org/10.1016/0016-7037(83)90139-4

Snowdon L.R., Volkman J.K., Zhang Z., Tao G., Liu P. (2016). The organic geochemistry of asphaltenes and occluded biomarkers. *Organic Geochemistry*, 91, pp. 3–15. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2015.11.005

Tian Y., Zhao J., Yang C., Liao Z., Zhang L., & Zhang H. (2012). Multiple-sourced features of marine oils in the Tarim Basin, NW China–Geochemical evidence from occluded hydrocarbons inside asphaltenes. *Journal of Asian Earth Sciences*, 54, pp. 174–181. http://dx.doi.org/10.1016/j.jseaes.2012.04.010

Van Krevelen D.W. (1950). Graphical-statistical method for the study of the structure and reaction processes of coal. *Fuel*, 29, pp. 269–284.

Xu L., Wang J. (2022). Distribution characteristics of long-chain branched alkanes with quaternary carbon atoms in the Carboniferous shales of the Wuwei Basin, China. *Frontiers in Earth Science*, 9, pp. 1–12. https://doi.org/10.3389/feart.2021.819732

Zhang Y., Su Y., Liu Z., Chen X., Yu J., Di X., Jin M. (2014). Long-chain branched/cyclic alkanes in recent sediment of Lake Fuxian and their environmental implications. *Chinese science bulletin*, 59, pp. 1139–1150. https://doi.org/10.1007/s11434-014-0159-z

Сведения об авторах

Элла Александровна Вторушина – кандидат хим. наук, эксперт управления НИОКР в области исследований керна и пластовых флюидов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: EA_Vtorushina@tnnc.rosneft.ru

Михаил Григорьевич Кульков – заведующий лабораторией хроматографических методов исследования, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана

Россия, Ханты-Мансийск, 628007, ул. Студенческая, д. 2
e-mail: mgk83@bk.ru

Гульмира Темирхановна Салахидинова – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник лаборатории хроматографических методов исследования, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана; доцент Высшей нефтяной школы, Югорский государственный университет

Россия, Ханты-Мансийск, 628007, ул. Студенческая, д. 2
e-mail: g.salakhidinova@gmail.com

Роман Иванович Бутырин – ведущий инженер лаборатории хроматографических методов исследования, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана; аспирант Высшей нефтяной школы, Югорский государственный университет

Россия, Ханты-Мансийск, 628007, ул. Студенческая, д. 2
e-mail: butyrinroman@mail.ru

Азим Энверович Алиев – ведущий инженер лаборатории хроматографических методов исследования, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана

Россия, Ханты-Мансийск, 628007, ул. Студенческая, д. 2
e-mail: xalievx@gmail.com

Виталий Владимирович Марков – главный специалист лаборатории физико-химических исследований, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: vvmarkov4@tnnc.rosneft.ru

Константин Сергеевич Савичев – начальник управления геолого-разведочных работ, ресурсной базы и лицензирования, ООО «АнгараНефть»
Россия, 664056, Иркутск, ул. Академическая, д. 54/4
e-mail: kssavichev1@rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 15.01.2025;
Принята к публикации 08.08.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geochemical Characteristics of Naphthides From the Vendian-Lower Cambrian Carbonate Deposits of the Central Part of the Nepsko-Botuobinskaya Oil and Gas Bearing Area

E.A. Vtorushina[1], M.G. Kulkov[2], G.T. Salakhidinova[2,3], R.I. Butyrin[2,3], A.E. Aliev[2], V.V. Markov[1], K.S. Savichev[4]*

[1]*Tyumen Petroleum Research Centre LLC, Tyumen, Russian Federation*
[2]*V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Khanty-Mansiysk, Russian Federation*
[3]*Yugra University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation*
[4]*AngaraOil LLC, Irkutsk, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Mikhail G. Kulkov, e-mail: mgk83@bk.ru*

Abstract. The paper discusses the peculiarities of group, molecular and elemental compositions of bitumens and oils of Usolskaya and Teter Formations of three fields of the central part of Nepsko-Botuobinskaya oil and gas bearing area. Oil (light and heavy) and bitumens (asphaltites and kerites) were studied. In addition to the standard study of free chloroform bitumoids "A", bound chloroform bitumoids "C", as well as products of 'soft' thermolysis of oil asphaltenes were isolated and analysed at the molecular level. Total ion current chromatograms of saturated fractions of naphthides of all studied samples (except for thermolysate of oil asphaltenes) are characterised by a clear predominance of n-alkane peaks, iso-alkanes, including isoprenoid ones – in subordinate amounts. In all samples of the studied naphthides a number of alkane and terpane facial-genetic molecular parameters indicate the unity of the type of initial bioproducers and reductive conditions of early diagenesis of source rocks. However, in the composition of some samples the increased content of cholestanes and rearranged steranes was registered which are not typical for ancient naphthides of the studied area. Specific HCs – 25-norhopanes C27-C32(C34), adamantanes C10-C14, dialkyl-substituted alkanes (presumably odd C21-C31) and normal α-olefins C14-C29 (in the thermolysate of oil asphaltenes) – were detected in the composition of the studied samples. The data on molecular parameters were processed by the principal component method, which showed differentiation of naphthides in terms of their confinement to the fields, as well as their type, presumably caused by a more intensive impact of thermal and migration factors in the Yuzhno-Danilovskoye and Danilovskoye fields. In general, according to the set of studies performed, it is assumed that the formation of the modern composition of the studied naphthides is also due to recharge of the deposits with new portions of hydrocarbon gases or methane oils. Additional studies of probable source rocks are planned to identify sources of naphthides generation in the studied area.

Keywords: oils, bitumens, bitumoids, thermolysis of asphaltenes, biomarkers, biodegradation, migration, Cambrian, Nepsko-Botuobinskaya oil and gas bearing area

Recommended citation: Vtorushina E.A., Kulkov M.G., Salakhidinova G.T., Butyrin R.I., Aliev A.E., Markov V.V., Savichev K.S. (2025). Geochemical Characteristics of Naphthides From the Vendian-Lower Cambrian Carbonate Deposits of the Central Part of the Nepsko-Botuobinskaya Oil and Gas Bearing Area. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 143–162. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.20

References

Antsiferov A.S., Bakin V.E., Vorobyov V.N. et al. (1986). The Nepsko-Botuobinskaya anteclise is a new promising area of oil and gas production in the East of the USSR. Novosibirsk: Nauka, 245 p. (In Russ.)

Bao J. (1997). 25-Norhopane series in the unbiodegraded oil and the source rocks. *Chinese science bulletin*, 42(16), pp. 1388–1391. https://doi.org/10.1007/BF02882874

Bazhenova O.K., Arefiev O.A. (1998). Compositions of biomarkers of Precambrian organic matter in the East European Platform. *Geochemistry international*, 36(3), pp. 242–249.

Bazhenova O.K., Burlin Y.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2000). Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: MSU, 384 p. (In Russ.)

Brocks J.J., Summons R.E. (2013). Sedimentary hydrocarbons, biomarkers for early life. In: Holland H., Turekian K. (eds.) Treatise on geochemistry. 2nd ed., 10. Elsevier, pp. 61–103. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-095975-7.00803-2

Burdelnaya N.S., Borisova L.S., Bushnev D.A., Il'ichenko A.A. (2023). The importance of the molecular and supramolecular structure of asphaltenes for geochemical studies (review). *Petroleomics*, 3(2), pp. 35–56. (In Russ.) https://doi.org/10.53392/27823857-2023-3-1-35

Cao J., Hu K., Wang K., Bian L., Liu Y., Yang S., Wang L., Chen Y. (2008). Possible origin of 25-norhopanes in Jurassic organic-poor mudstones from the northern Qaidam Basin (NW China). *Organic Geochemistry*, 39(8), pp. 1058–1065. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.01.021

Connan J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(1), pp. 1–23. https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8

Flaviano C., Le Berre F., Derenne S., Largeau C., Connan J. (1994). First indications of the formation of kerogen amorphous fractions by selective

preservation. Role of non-hydrolysable macromolecular constituents of Eubacterial cell walls. *Organic geochemistry*, 22(3-5), pp. 759–771, IN11–IN12. https://doi.org/10.1016/0146-6380(94)90137-6

Fursenko E.A., Borisova L.S., Burukhina A.I., Saitov R.M. (2021). Geochemistry of Crude Oils of the Van-Yeganskoye Oil and Gas Condensate Field. *Pet. Chem.* 61, pp. 588–601. https://doi.org/10.1134/S0965544121060074

Giruts M.V., Gordadze G.N. (2013). Differentiation of crude oils and condensates by distribution of saturated hydrocarbons: 1. Oil types determinable by gas-liquid chromatography. *Petroleum Chemistry*, 53, pp. 209–219. https://doi.org/10.1134/S096554411304004X

Gordadze G.N. (2008). Geochemistry of cage hydrocarbons. *Petroleum Chemistry*, 48, pp. 241–253. https://doi.org/10.1134/S0965544108040014

Gordadze G.N., Giruts M.V., Koshelev V.N. (2013). Organic geochemistry of hydrocarbons. Book 2. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 303 p. (In Russ.)

Gordadze G.N., Giruts M.V., Poshibaeva A.R. (2017). Differentiation of crude oils and condensates by distribution of saturated hydrocarbons: 2. Oil types according to sterane and terpane distributions. *Petroleum Chemistry*, 57(10), pp. 826–837. DOI 10.1134/S0965544117100085

Gordadze G.N., Giruts M.V., Koshelev V.N., Yusupova T.N. (2015). Distribution features of biomarker hydrocarbons in asphaltene thermolysis products of different fractional compositions (using as an example oils from carbonate deposits of Tatarstan oilfields). *Petroleum Chemistry*, 55(1), pp. 22–31. DOI: 10.1134/S0965544115010053

Grantham P.J., Lijmbach G.W.M, Posthuma J., Hughes Clarke M.W., Willink R.J. (1988). Origin of crude oils in Oman. *Journal of Petroleum Geology*, 11(1), pp. 61–80. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1988.tb00801.x

Gürgey K. (2003). Correlation, alteration, and origin of hydrocarbons in the GCA, Bahar, and Gum Adasi fields, western South Caspian Basin: geochemical and multivariate statistical assessments. *Marine and Petroleum Geology*, 20(10), pp. 1119–1139. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.10.002

Hou M., Zha M., Ding X. (2019). Origin Analysis on Anomalies in Enriched 25-Norhopanes in Crude Oil From the Karamay Formation of Santai Oilfield in Junggar Basin, Northwest China. *In 2019 AAPG Annual Convention and Exhibition*. DOI: 10.1306/20478Hou2020

Kashirtsev V.A. (2018). Hydrocarbons occluded by asphaltenes. *Russian Geology and Geophysics*, 59(8), pp. 975–982. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.07.017

Kashirtsev V.A., Dzyuba O.S., Nikitenko B.L., Kostyreva E.A., Ivanova I.K., Shevchenko N. P. (2021). Geochemistry of high-molecular weight dimethylalkanes. *Russian Geology and Geophysics*, 62(8), pp. 866–877. https://doi.org/10.2113/RGG20204319

Kashirtsev V.A., Kontorovich A.E., Philp R.P., Chalaya O.N., Zueva I.N., Ivanova I.K., Memetova N.P. (2001). Biodegradation of saturated cyclic chemofossils. *Russian Geology and Geophysics*, 42(11), pp. 1700–1709.

Kashirtsev V.A., Nesterov I.I., Melenevskii V.N., Fursenko E.A., Kazakov M.O., Lavrenov A.V. (2013). Biomarkers and adamantanes in crude oils from Cenomanian deposits of northern West Siberia. *Russian geology and geophysics*, 54(8), pp. 958–965. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.012

Kenig F., Simons D.J.H., Crich D., Cowen J.P., Ventura G.T., Brown T.C., Rehbein T. (2002). Alkanes with a quaternary carbon centre: a 2,200 Myr. record of sulfide oxidizing bacteria. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 66(15A), A393–A393.

Kenig F., Simons D.J.H., Crich D., Cowen J.P., Ventura G.T., Rehbein-Khalily T., Brown T.C., Anderson K.B. (2003). Branched aliphatic alkanes with quaternary substituted carbon atoms in modern and ancient geologic samples. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 100(22), pp. 12554–12558. https://doi.org/10.1073/pnas.1735581100

Kenig F., Simons D.J.H., Crich D., Cowen J.P., Ventura G.T., Rehbein-Khalily T. (2005). Structure and distribution of branched aliphatic alkanes with quaternary carbon atoms in Cenomanian and Turonian black shales of Pasquia Hills (Saskatchewan, Canada). *Organic Geochemistry*, 36(1), pp. 117–138. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2004.06.014

Kim N.S., Rodchenko A.P. (2016). Hopane hydrocarbons in bitumens of Mesozoic deposits of the western Yenisei–Khatanga regional trough. *Russian Geology and Geophysics*, 57(4), pp. 597–607. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.06.011

Kontorovich A.E., Borisova L.S., Timoshina I.D., Chekanov V.I. Geochemistry of asphaltenes and biomarker hydrocarbons in bitumens of Precambrian and Lower Cambrian of the Nepa-Botuoba anteclise (Siberian platform). *International research journal*, 7-1(14), pp. 92–99. (In Russ.)

Kozhanov D.D. The role of Precambrian organic matter in the formation of oil and gas content of the sedimentary cover in the eastern part of the Volga-Ural oil and gas basin. *Cand. Geol. and Mineral. Sci. Diss*. Moscow: MSU, 186 p. (In Russ.)

Logan G.A., Hinman M.C., Walter M.R., Summons R.E. (2001). Biogeochemistry of the 1640 Ma McArthur River (HYC) lead-zinc ore and host sediments, Northern Territory, Australia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 65(14), pp. 2317–2336. https://doi.org/10.1016/S0016-7037(01)00599-3

Makushina V.M., Arefiev O.A., Zabrodina M.N., Petrov Al.A. (1978). New relict alkanes of oils. *Petroleum chemistry*, 18(6), pp. 847–853. (In Russ.)

Mel'nikov N. V., Vymyatnin A. A., Mel'nikov P.N., & Smirnov E.V. (2014). Predicted new large oil pools in the main petroliferous belt of the Lena-Tunguska province. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5-6), pp. 544–561. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.003

Melnik D.S., Parfenova T.M., Rogov V.I. (2020). Biodegraded bitumens dispersed in Vendian (Neoproterozoic) rocks of the Khatyspyt Formation, Northeastern Siberia. *Georesursy = Georesources*, 22(2), pp. 37–44. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.37-44

Mycke B., Michaelis W., Degens, E.T. (1988). Biomarkers in sedimentary sulfides of Precambrian age. *Organic Geochemistry*, 13(4-6), pp. 619–625. https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90081-2

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Eftor I.V., van Graas G.W., Veklich M.A., Akhmadishin A.T., Lokshin D.A. (2024). Geochemistry of Oils and Gases from the Verkhnechonskoye Field, East Siberian Basin: Application of Analytical Results to Reservoir Characterisation. *Journal of Petroleum Geology*, 47(3), pp. 291–316. DOI: 10.1111/jpg.12865

Parfenova T.M., Melnik D.S., Kashirtsev V.A., Rogov V.I., Kochnev B.B., Nagovitsyn K.E., Grazhdankin D.V. Naphthide shows in the Vendian and Cambrian deposits permafrost (north-east of the East Siberian platform). *Actual Problems of Oil and Gas*, 4 (23), pp. 1–5. (In Russ.) https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art89

Peters K.E., Moldowan J.M., McCaffrey M.A., Fago F.J. (1996). Selective biodegradation of extended hopanes to 25-norhopanes in petroleum reservoirs. Insights from molecular mechanics. *Organic Geochemistry*, 24(8-9), pp. 765–783. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00086-1

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The biomarker guide. V. 2. New York: Cambridge University Press, 713 p. https://doi.org/10.1017/CBO9781107326040

Petrov A.A. (1987). Petroleum hydrocarbons. Berlin, Heidelberg: Springer. DOI 10.1007/ 978-3-642 -71737-6

Philp R.P. (1983). Correlation of crude oils from the San Jorges Basin, Argentina. *Geochimica et cosmochimica acta*, 47(2), pp. 267–275. https://doi.org/10.1016/0016-7037(83)90139-4

Ponomarenko A.S. (2020). Deposits' geology of carbonate reservoirs of the Nepa-Botuobin anteclise. *Bulletin of Eurasian Science*, 12(6), pp. 1–9. (In Russ.)

Shemin G.G. (2007). Geology and prospects of oil and gas potential in the Vendian and Lower Cambrian of the central regions of the Siberian platform (Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya anteclises and Katanga saddle). Novosibirsk: IPGG SB RAS, 467 p. (In Russ.)

Snowdon L.R., Volkman J.K., Zhang Z., Tao G., Liu P. (2016). The organic geochemistry of asphaltenes and occluded biomarkers. *Organic Geochemistry*, 91, pp. 3–15. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2015.11.005

Soboleva E.V., Guseva A.N. (2010). Chemistry of fossil fuels. Moscow: MS, 312 p. (In Russ.)

Tian Y., Zhao, J., Yang C., Liao Z., Zhang L., & Zhang H. (2012). Multiple-sourced features of marine oils in the Tarim Basin, NW China–Geochemical evidence from occluded hydrocarbons inside asphaltenes. *Journal of Asian Earth Sciences*, 54, pp. 174–181. http://dx.doi.org/10.1016/j.jseaes.2012.04.010

Van Krevelen D.W. (1950). Graphical-statistical method for the study of the structure and reaction processes of coal. *Fuel*, 29, pp. 269–284.

Xu L., Wang J. (2022). Distribution characteristics of long-chain branched alkanes with quaternary carbon atoms in the Carboniferous shales of the Wuwei Basin, China. *Frontiers in Earth Science*, 9, pp. 1–12. https://doi.org/10.3389/feart.2021.819732

Zhang Y., Su Y., Liu Z., Chen X., Yu J., Di X., Jin M. (2014). Long-chain branched/cyclic alkanes in recent sediment of Lake Fuxian and their environmental implications. *Chinese science bulletin*, 59, pp. 1139–1150. https://doi.org/10.1007/s11434-014-0159-z

About the Authors

Ella A. Vtorushina – Cand. Sci. (Chemistry), Expert of the Research and Development Department in the Field of Core and Reservoir Fluids Studies, Tyumen Petroleum Research Centre LLC

42 Maksim Gorkiy St., Tyumen, 625048, Russian Federation

e-mail: EA_Vtorushina@tnnc.rosneft.ru

Mikhail G. Kulkov – Head of the Laboratory of Chromatographic Research Methods, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil

2 Studencheskaya St., Khanty-Mansiysk, 628007, Russian Federation

e-mail: mgk83@bk.ru

Gulmira T. Salakhidinova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher at the Laboratory of Chromatographic Research Methods, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil; Associate Professor at Higher School of Oil, Yugra University

2 Studencheskaya St., Khanty-Mansiysk, 628007, Russian Federation

e-mail: g.salakhidinova@gmail.com

Roman I. Butyrin – Leading Engineer of the Laboratory of Chromatographic Research Methods, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil; Postgraduate Student at Higher School of Oil, Yugra University

2 Studencheskaya St., Khanty-Mansiysk, 628007, Russian Federation

e-mail: butyrinroman@mail.ru

Azim E. Aliev – Leading Engineer of the Laboratory of Chromatographic Research Methods, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil

2 Studencheskaya St., Khanty-Mansiysk, 628007, Russian Federation

e-mail: xalievx@gmail.com

Vitaliy V. Markov – Senior Specialist of the Laboratory of Physical and Chemical Research, Tyumen Petroleum Research Centre LLC

42 Maksim Gorkiy St., Tyumen, 625048, Russian Federation

e-mail: vvmarkov4@tnnc.rosneft.ru

Konstantin S. Savichev – Head of the Department of Geological Exploration Work, Resource Base and Licensing, AngaraOil LLC

42 Maksim Gorkiy St., Tyumen, 625048, Russian Federation

e-mail: kssavichev1@rosneft.ru

Manuscript received 15 January 2025;
Accepted 8 August 2025;
Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georс.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.24

УДК 553.983

Особенности молекулярного состава битумоидов в баженовских отложениях в северной части Западно-Сибирской платформы

М.С. Тихонова[1], А.Г. Калмыков[1], О.Н. Видищева[1], Ю.В. Колосова[2], Л.Ю. Сигачева[1], Т.В. Григоренко[1], М.О. Костышина[1], Д.Л. Гендель[2], Е.М. Голь[3], С.Н. Резник[3]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва Россия*

[2]*ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия*

[3]*ООО «Арктик СПГ 1», Новый Уренгой, Россия*

Данная работа является продолжением цикла статей, посвященных исследованию молекулярного состава углеводородных соединений (УВС) в поровом пространстве пород баженовского горизонта. Исследование проводилось на образцах нефтегазоматеринской толщи (НГМТ) с органическим веществом (ОВ) смешанного и континентального состава, отобранных из двух скважин Г5 и Г6, расположенных в северной части Западной Сибири. Биомаркерный анализ битумоидов из открытых, запечатанных и закрытых пор показал существенные различия в составе УВС, что позволило выделить их в две группы. Различия величин биомаркерных параметров, характеризующих условия осадконакопления ОВ, предполагают наличие миграционных УВС в открытых порах исследуемых образцов. Предполагаемые миграционные битумоиды обладают составом, характерным для окислительных обстановок осадконакопления материнского ОВ преимущественно континентального происхождения. Битумоиды из закрытых пор, напротив, формировались из ОВ преимущественно морского генезиса, накапливавшегося в восстановительных условиях. При этом отмечается, что миграционные битумоиды в скважинах имеют разный источник, что дополнительно подтверждается параметрами зрелости. Величины Ts/(Ts+Tm), Ts/C30, 4MDBT/1MDBT,TAI/(I+II) для миграционных битумоидов Г5 и Г6 характеризуют стадии катагенеза МК1 и МК2-3 соответственно, УВС закрытых пор – ПК3-МК1.

Ключевые слова: баженовский горизонт, углеводородные соединения, миграция углеводородов, заполнение порового пространства, хромато-масс-спектрометрические исследования, ступенчатая экстракция, биомаркерные параметры

Для цитирования: Тихонова М.С., Калмыков А.Г., Видищева О.Н., Колосова Ю.В., Сигачева Л.Ю., Григоренко Т.В., Костышина М.О., Гендель Д.Л., Голь Е.М., Резник С.Н. (2025). Особенности молекулярного состава битумоидов в баженовских отложениях в северной части Западно-Сибирской платформы. *Георесурсы,* 27(4), с. 163–176. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.24

Введение

Баженовский горизонт (баженовская свита и её стратиграфические аналоги) – нефтематеринская толща, которая распространена на территории Западной Сибири и характеризуется повышенным содержанием органического вещества (ОВ). После генерации часть углеводородных соединений (УВС) мигрирует по разрезу и насыщает резервуары, другая часть остается в поровом пространстве толщи. Проницаемость баженовских отложений низкая (зачастую не превышает 0,1 мД), а пористость до экстракции большинства пород редко достигает 2%. Сложное строение формации, изменчивость ее характеристик по площади вкупе с низкой пористостью и проницаемостью создает дополнительные сложности при прогнозировании перспектив разработки баженовского горизонта (Калмыков, Балушкина, 2017; Ступакова и др., 2015).

Исследование на микроуровне процессов формирования, выделения и эволюции УВС может стать ключом к пониманию макропроцессов изменения состава нефти при её миграции из материнской породы в коллектор. Для подобных исследований первостепенной задачей является извлечение УВС из порового пространства пород. Основная и наиболее распространённая методика – экстракция образцов органическими растворителями. Работы по изучению состава УВС, приуроченных к открытым и закрытым порам, проводили многие исследователи (Sajgo et al., 1983; Price, Clayton, 1992; Wilhelms et al.,1996; Костенко, 2014; Mohnhoff et al., 2016; Конторович и др., 2018 и другие). В ряде указанных работ удалось

* Ответственный автор: Маргарита Станиславовна Тихонова
e-mail: o.vidishcheva@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

зафиксировать различия в составе УВС в разных частях порового пространства. Эти различия могут свидетельствовать о протекании вторичных процессов, происходивших в породах во время геологической эволюции, запечатывании пор на определенных этапах процессов нефтегенерации, возможных отличиях в скорости преобразования ОВ в разных участках порового пространства. При этом приведенные исследования не характеризуются сходством полученных результатов, что в первую очередь связано с отсутствием единой методики проведения подобных работ.

Коллективом специалистов из МГУ имени М.В. Ломоносова была разработана методика ступенчатой экстракции, подробно описанная в статье (Тихонова и др., 2019). На основании анализа получаемых результатов была предложена следующая последовательность растворителей: гексан, хлороформ, смесь спирта и бензола (1:1). Неполярный гексан позволяет извлекать УВС из открытых пор, состав которых близок к составу добываемой нефти. Применение полярного растворителя хлороформа позволяет растворять смолисто-асфальтеновые пробки, высвобождая запечатанные ими УВС. После этого этапа экстракции в породах все еще остаются запечатанные поры более ранней генерации, а блокирующие их смолисто-асфальтеновые соединения растворяются только в более полярном растворителе – спиртобензоле (Тихонова и др., 2021a). Если проводить исследования последовательно с применением всех трёх растворителей сначала на куске породы или цилиндре, а затем повторно применить на том же образце после его измельчения до размеров, менее размера образующих породу частиц, можно получить битумоиды, приуроченные к открытым, закрытым и запечатанным порам. Показано, что состав битумоидов в открытых и закрытых порах образцов баженовского горизонта может отличаться по молекулярному составу, в первую очередь – по уровню термической зрелости (Тихонова и др., 2019).

В рамках предыдущих работ (Тихонова и др., 2021a, b) были исследованы составы УВС в центральной части Западной Сибири. Полученные результаты позволили сделать вывод о процессах генерации и аккумуляции флюидов в породах, содержащих кероген морского генезиса, а также оценить возможность их миграции из пласта в зависимости от стадии катагенеза (Тихонова и др., 2021a). Однако на окраинных участках бассейна обстановки осадконакопления отличаются от центральных областей увеличенной долей сноса материала с сухопутных территорий, в результате чего состав керогена мог меняться. В настоящей статье исследовались образцы баженовского горизонта из двух скважин с северных территорий Западной Сибири, характеризующиеся ОВ смешанного и иногда континентального типа. Основная цель данной работы – изучение особенностей молекулярного состава УВС в разных участках порового пространства таких пород, а также оценка влияния процессов миграции на насыщение пород. Последнее связано с тем, что отличия могут определяться не только составом материнского ОВ, но и большей глубиной залегания нефтегазоматеринской толщи, что обеспечит другие температуры и давления в пласте. Изучение внутрипоровых процессов генерации и эволюции УВС – это ключ к пониманию динамики заполнения порового пространства, механизмов смешения и миграции, что может существенно улучшить возможности прогноза распространения резервуаров нефти и газа по результатам анализа геохимических данных.

Материалы и методы исследования

Исследованные образцы. В качестве объекта исследования в работе были отобраны 8 образцов из двух скважин Г5 и Г6, которые приурочены к северной части Западно-Сибирского нефтегазового бассейна (рис. 1). Образцы из скважины Г5 относятся к верхней части разреза баженовского горизонта, образцы из скважины Г6 – к нижней, а также к кровле абалакского горизонта (образцы 5Г6 и 11Г6). Литологический состав образцов преимущественно глинистый (табл. 1). Стоит отметить, что для образца из абалакской свиты 11Г6 установлено значительное содержание сидерита (~63 мас.%). По результатам пиролитических исследований ОВ скважины Г5 находится на стадии катагенеза ПК3-МК1, скважины Г6 – МК2 (табл. 2). В отличие от традиционно морского состава керогена баженовской свиты ОВ в данных скважинах характеризуется смешанным (скважина Г5) и преимущественно континентальным (скважина Г6) составом.

Методики исследования. Исследуемые образцы были проэкстрагированы согласно упомянутой выше методике ступенчатой экстракции (Тихонова и др., 2019). Экстракцию выполняли гексаном, хлороформом и спиртобензолом (1:1) последовательно сначала на цилиндрических образцах размером 30×30 мм для извлечения УВС из открытых пор, после чего образец дробили, и ступенчатая экстракция проводилась уже на порошке для получения битумоидов из закрытых пор. После окончания экстракции растворитель удалялся путем выпаривания при комнатной температуре до достижения постоянной массы битумоида. Далее битумоиды были разделены на насыщенную, ароматическую, смолистую и асфальтеновую фракции по методике SARA. Для отделения асфальтенов от мальтеновой фракции добавляли н-гексан 99,5% в массовом соотношении растворителя к битумоиду 40:1. Нерастворимая в гексане фракция относится к асфальтенам. Растворённую часть переносили в стеклянные колонки, заполненные силикагелем марки КСКГ с размером зёрен 0,04–0,1 мм (70–230 mesh ASTM). Насыщенную, ароматическую фракции и смолы выделяли элюированием гексаном, толуолом и спиртобензолом соответственно.

Молекулярный состав основных ациклических и циклических соединений насыщенной и ароматической фракций определяли методом хромато-масс-спектрометрии (ХМС). Анализ выполняли на газовом хроматографе Agilent 8890, соединенным с масс-селективным детектором 5977B с высокоэффективным источником ионизации Inert plus. Газ-носитель – гелий; расход газа-носителя через колонку – 1 $см^3$/мин, объем вводимой пробы – 1 $мм^3$. Температура испарителя – 290 °C, температура интерфейса – 300 °C. Регистрация хроматограмм проводится в режиме сканирования по полному ионному току в диапазоне m/z 35÷600, время регистрации диапазона m/z – 0,2 с (положительно заряженные ионы), температура ионного источника – 230 °C, энергия ионизирующих электронов – 70 эВ. Капиллярная колонка 60 м × 0,25 мкм × 0,25 мкм (HP-5ms).

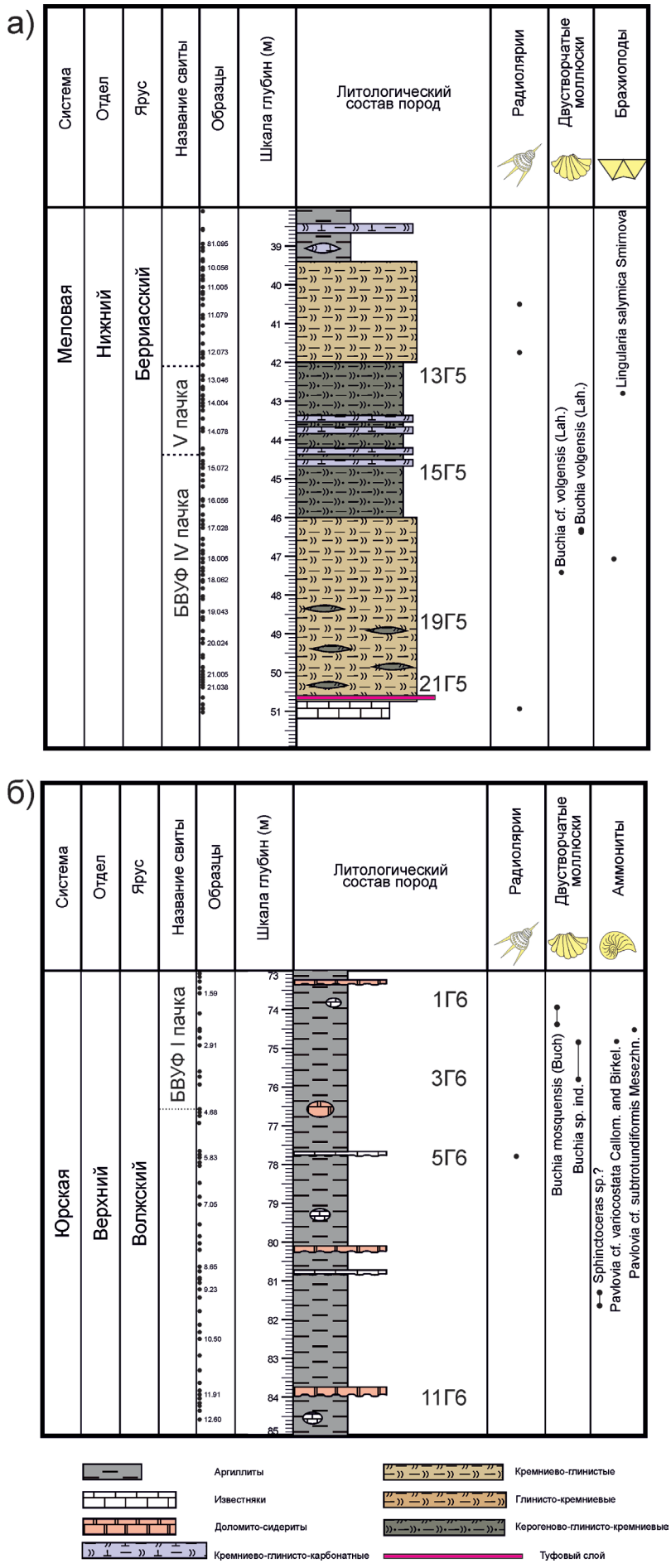


Рис. 1. Литологические колонки скважин Г5 (а) и Г6 (б) с указанием точек отбора образцов на экстракцию. Примечание: БВУФ – Баженовская высокоуглеродистая формация.

№ п/п	№ скв.	Геологический номер образца	Глубина отбора, м	Минеральный состав пород, мас.%								
				Альбит	Глинистые минералы	Кремнезем	Доломит	Кальцит	Сидерит	Пирит	Апатит	ОВ
1	Г5	13Г5	3542	8,3	42,0	2,1	0,0	0,1	4,0	23,0	7,9	12,7
2	Г5	15Г5	3544	17,4	41,2	3,4	1,3	1,7	5,2	13,3	0,0	16,4
3	Г5	19Г5	3548	18,1	60,3	5,3	3,0	0,0	5,4	3,4	0,0	4,6
4	Г5	21Г5	3550	13,2	44,9	6,7	0,9	0,0	5,8	14,0	0,0	14,6
5	Г6	1Г6	3573	17,5	51,3	11,6	3,3	0,0	10,7	1,6	0,0	4,0
6	Г6	3Г6	3575	15,4	52,7	9,8	3,5	0,0	14,3	1,6	0,0	2,7
7	Г6	5Г6	3577	13,8	51,3	12,1	3,2	0,5	16,0	0,5	0,0	2,5
8	Г6	11Г6	3583	2,7	8,5	2,1	11,7	7,7	62,7	0,4	3,0	1,1

Табл. 1. Минерально-компонентный состав исследуемых образцов из скважин Г5 и Г6

№ п/п	№ скв.	Геологический номер образца	Глубина отбора, м	Пиролитические параметры				
				S2	TOC	Tmax	HI	OI
				мг УВ/г породы	мас.%	°C	мг УВ/г TOC	мг CO_2/г TOC
1	Г5	13Г5	3542	32,54	8,02	427	406	14
2	Г5	15Г5	3544	60,95	11,59	433	526	6
3	Г5	19Г5	3548	5,33	2,20	436	242	36
4	Г5	21Г5	3550	35,35	8,37	434	422	8
5	Г6	1Г6	3573	5,70	3,27	441	174	18
6	Г6	3Г6	3575	2,41	2,40	440	100	36
7	Г6	5Г6	3577	2,17	2,24	439	97	37
8	Г6	11Г6	3583	0,21	1,04	433	20	174

Табл. 2. Пиролитические характеристики исследуемых образцов из скважин Г5 и Г6 после экстракции

Условия анализа: начальная температура 60°С в течение 2 минут, затем нагрев со скоростью 15 °С/мин, далее со скоростью 3 °С/мин до 310 °С, конечная температура выдерживается 40 минут. Общее время анализа 104 минуты. Искомые соединения идентифицируются в масс-фрагментограммах m/z 57 (алканы и ациклические изопреноиды), m/z 191 (три- и пентациклические терпаны), m/z 217, 218 и 259 (регулярные стераны и диастераны), m/z 178 и 192 (фенантрен и метилфенантрены), m/z 184 и 198 (дибензотиофен и метилдибензотиофены) и m/z 231 (триароматические стероиды) в программном обеспечении Agilent MassHunter.

Результаты исследования

Анализ суммарных масс экстрактов

Суммарная масса выделившихся на каждом этапе экстракции битумоидов из всех образцов скважин Г5 и Г6 отдельно для открытых, запечатанных и закрытых пор приведены на рис. 2. Как видно из графика, породы скважины Г6 с более зрелым ОВ содержат меньшее количество выделившегося битумоида, чем породы скважины Г5 с менее катагенетически преобразованным керогеном. В целом для пород скважины Г5 установлено, что среди 3 применяемых растворителей наибольшее количество УВС извлекается спиртобензолом (запечатанные части) как в открытых, так и закрытых порах. Это может быть связано с тем, что на первых стадиях генерации формируется большое количество высокомолекулярных смолисто-асфальтеновых соединений с большим содержанием NSO-групп, которые растворимы только в сильных полярных растворителях. Они блокируют часть порового пространства, не позволяя более лёгким УВС перемещаться в открытые поры. Ранее было показано, что в незрелых породах центральной части Западной Сибири в запечатанных порах преимущественно преобладают УВС, растворимые в хлороформе (Тихонова и др., 2021а). Вероятно, различия связаны со строением тяжелых УВ молекул, генерируемых другим типом ОВ.

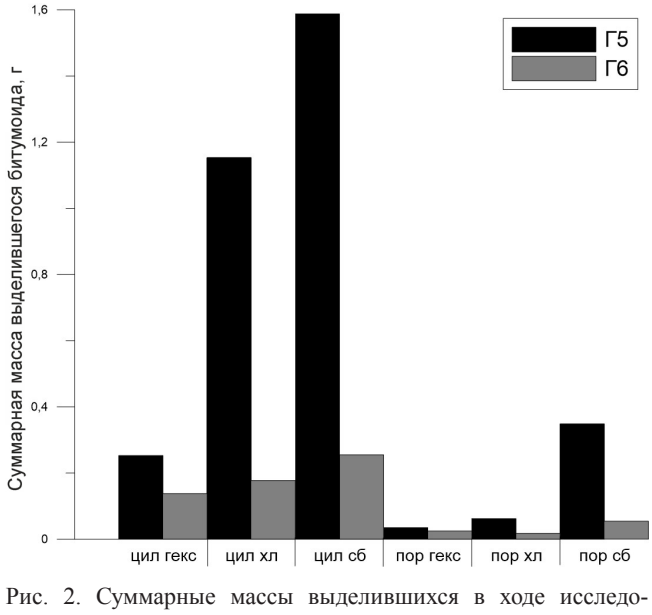


Рис. 2. Суммарные массы выделившихся в ходе исследования битумоидов из образцов скважин Г5 и Г6 на каждом этапе экстракции до разделения на фракции. Примечание: цил – цилиндр, пор – порошок, гекс – гексан, хл – хлороформ, сб – спиртобензол.

При этом на низких стадиях катагенеза не протекают вторичные процессы, изменяющие строение высокомолекулярных УВС и повышающие их подвижность. Масса экстрактов из образцов скважины Г6 в 2–4 раза меньше, чем в скважине Г5. Это, вероятно, объясняется большей степенью преобразованности ОВ и высокомолекулярных УВС, что приводит к повышенной подвижности битумоидов. В сочетании с меньшей удерживающей способностью керогена это вызывает миграцию сгенерированных флюидов из нефтематеринских пород. Другой причиной различия выходов экстрактов может быть разница в природе и структуре материнского ОВ. В таком случае будет различаться и количество, и состав генерируемых продуктов. Для проверки данного предположения необходимо изучить молекулярный состав экстракта, в первую очередь из открытых пор.

Массы полученных фракций мальтенов в результате ступенчатой экстракции приведены на рис. 3А, Б. В скважине Г5 наибольшее количество мальтеновой фракции установлено в битумоидах из хлороформенных экстрактов открытых пор, в скважине Г6 – в гексановых экстрактах открытых пор. Масса мальтеновой фракции экстрактов из закрытых пор значительно меньше массы соответствующих экстрактов из открытых пор в обеих скважинах. Лишь для образца 11Г6 с высоким содержанием сидерита и малым количеством керогена количество мальтенов в открытых и закрытых порах сопоставимо друг с другом, но количество выходов достаточно низкое.

Анализ молекулярного состава битумоидов

Молекулярный состав битумоидов сопоставлялся по ряду ключевых показателей. Помимо анализа распределения н-алканов выполнялось сопоставление биомаркерных параметров для определения природы материнского ОВ, обстановок его накопления и литологического состава нефтегазоматеринской толщи. Так, отношение Pr/Ph, как правило, используют для характеристики окислительно-восстановительной обстановки накопления ОВ (Didyk et al., 1978, Peters et al., 2005). Корреляция параметров Pr/C_{17} и Ph/C_{18} характеризует состав ОВ, в меньшей степени используется для оценки зрелости и окислительно-восстановительной обстановки (Connan, Cassou, 1980). Соотношения соединений группы терпанов, например, t22/t21, t24/t23, t26/t25, C_{29}/C_{30}, $H_{35}S/H_{34}S$, могут характеризовать обстановки осадконакопления и литологический состав (преобладание глинистых минералов, карбонатов и др.) вмещающих пород (Peters et al., 2005). Регулярные стераны и диастераны C_{27}-C_{28}-C_{29} также используются для оценки обстановок осадконакопления и состава первичного ОВ. Таким образом, величины приведенных параметров могут дать подробную характеристику обстановки осадконакопления изучаемых УВС.

Анализ молекулярного состава полученных экстрактов позволил разделить их на две группы: группа А (гексановые и хлороформенные экстракты из открытых пор) и группа Б (спиртобензольные экстракты открытых пор и экстракты закрытых пор). Распределение н-алканов в экстрактах группы А характеризуется преобладанием короткоцепочечных соединений ряда C_{13}-C_{17} в своем составе, в то время как в экстрактах группы Б преобладают н-алканы ряда C_{21}-C_{34} (рис. 4). Связана ли такая разница состава легких УВС с миграционными процессами, сложно установить без анализа биомаркерных параметров.

На графике Кеннона-Кассоу в рамках соотношения параметров Pr/C_{17}-Ph/C_{18} материнское ОВ экстрактов из образцов скважины Г5 характеризуется преимущественно смешанным составом (рис. 5А). При этом, если значения для битумоидов группы А целиком попадают в область, соответствующую смешанному ОВ, то кероген для экстрактов группы Б характеризуется составом как смешанным, близким к морскому, так и морским. В скважине Г6 значения для экстрактов групп А и Б показывают контрастные отличия состава материнского ОВ (рис. 5Б). Так, экстракты группы А формировались из керогена континентальной природы, а экстракты группы Б – морской.

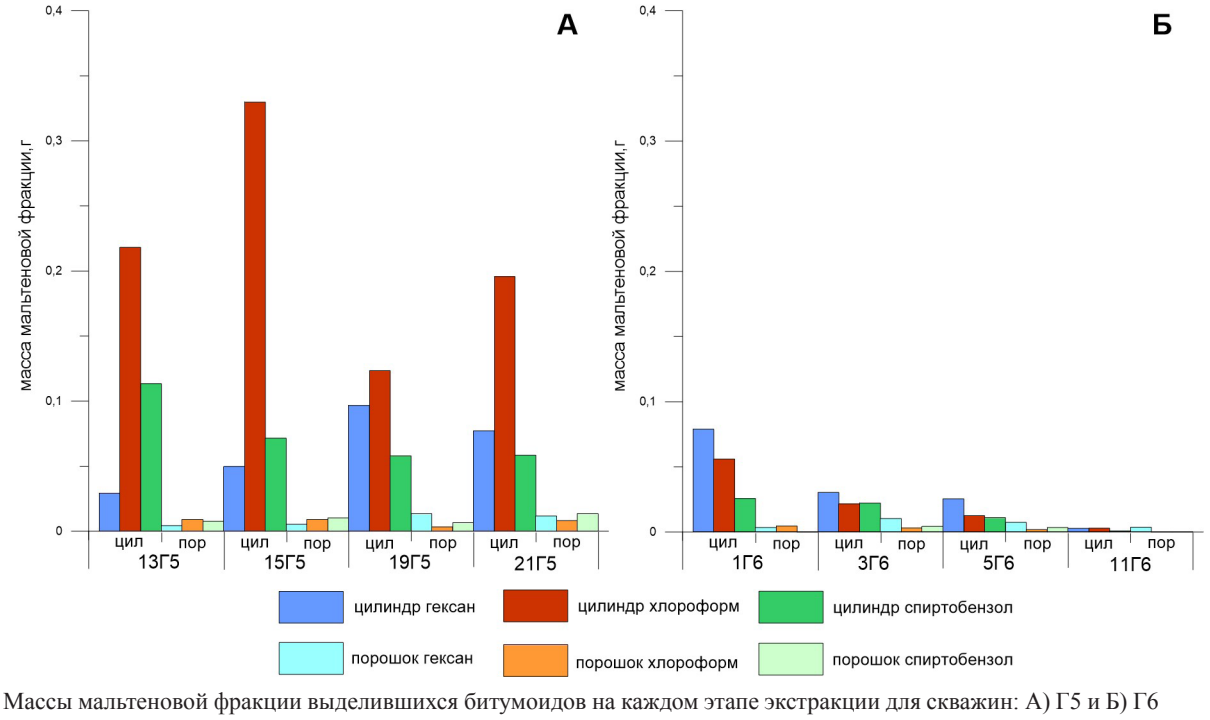


Рис. 3. Массы мальтеновой фракции выделившихся битумоидов на каждом этапе экстракции для скважин: А) Г5 и Б) Г6

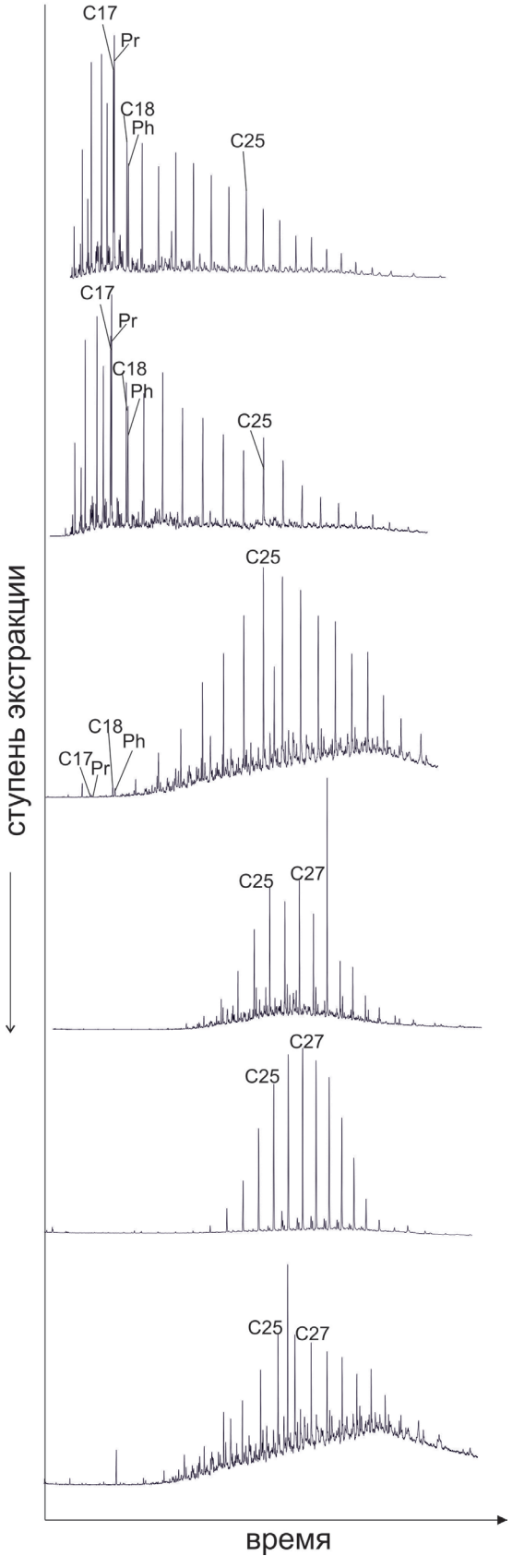


Рис. 4. Масс-фрагментограмма m/z 57 с пиками н-алканов и ациклических изопреноидов для всех ступеней экстракции образца 13Г5

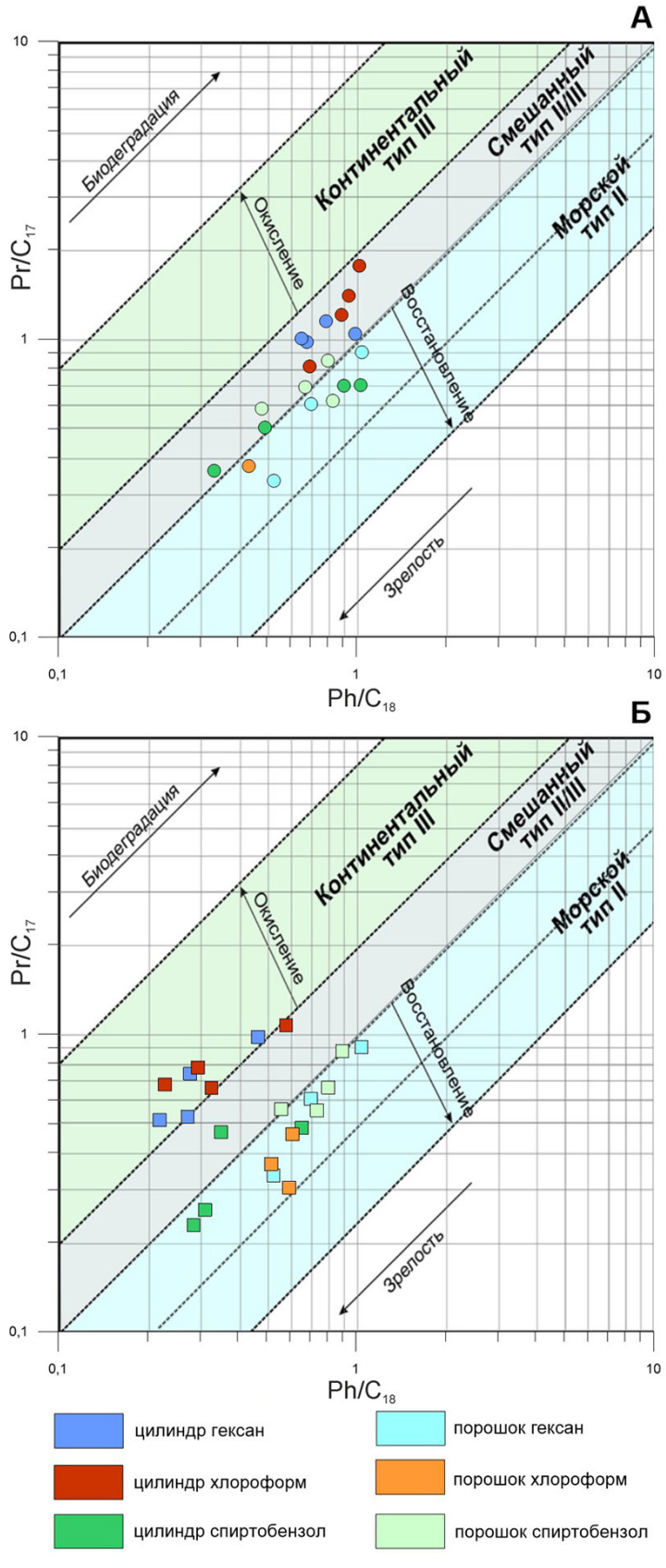


Рис. 5. Диаграмма Кеннона-Кассоу для экстрактов из скважин: А) Г5, Б) Г6

Такая значительная разница природы материнского ОВ может свидетельствовать о протекании процессов миграции УВС по разрезу скважины. При этом разницы в составе УВС из закрытых пор баженовского и абалакского горизонтов не установлено.

Изменение величин основных параметров условий осадконакопления нефтегазоматеринских пород для экстрактов из скважин Г5 и Г6 приведены на рис. 6. Параметры Pr/Ph, Pr/C17, Ph/C18 существенно отличаются между экстрактами групп А и Б. В экстрактах группы А Pr/Ph > 1, группы Б Pr/Ph < 1, что в целом может свидетельствовать о разных обстановках осадконакопления материнского ОВ полученных экстрактов (рис. 6в, г). Такая закономерность отмечается для экстрактов из пород обеих скважин.

Значения параметров C_{29}/C_{30}-$H_{35}S/H_{34}S$ в экстрактах закономерно увеличиваются от группы А к группе Б (рис. 6а, б). В данном случае это также может характеризовать разные обстановки осадконакопления нефтегазоматеринских толщ для экстрактов. Низкие значения данных параметров, как правило, характерны для озерно-болотных обстановок осадконакопления. Повышенные значения параметров ассоциируются с морскими обстановками осадконакопления. При сравнении значений параметров t26/t25-(t28+t29)/C_{29} наблюдается отрицательный тренд изменения величин (рис. 6ж, з). У битумоидов группы А отмечается высокое значение t26/t25 и низкое (t28+t29)/C_{29}, что характерно для прибрежных обстановок осадконакопления с наличием пресноводного источника. В то же время группа Б отличается высокими значениями (t28+t29)/C_{29} на фоне низких t26/t25, что характерно для морского бассейна. Параметр t24/t23 показывает повышенные значения (> 0,6) для экстрактов группы Б относительно группы А (рис. 6д, е), что говорит о большем количестве глинистых минералов в составе нефтегазоматеринских пород.

Величины параметров t22/t21 и dia/regC_{27} не зависят от принадлежности экстракта к той или иной группе (рис. 6в–е). Величины параметра t22/t21 в исследуемых экстрактах указывают на малую долю карбонатных минералов в нефтематеринских породах. Для параметра dia/regC_{27} сложно однозначно выявить причину отсутствия различий для разных групп, так как он зависит и от окислительно-восстановительных условий осадконакопления, и от количества глинистых минералов вмещающих пород, а также от зрелости ОВ в момент генерации.

Величина соотношения стеранов C_{27}/C_{29} напрямую связана с положением экстракта в разных участках порового пространства: отмечается увеличение доли C_{29} относительно C_{27} в ряду гексановый-хлороформенный-спиртобензольный экстракт для битумоидов как из открытых, так и из закрытых пор (рис. 6и, к). В целом стоит отметить, что для битумоидов из образцов скважины Г6 различия в значениях величин приведенных параметров между группами А и Б больше, чем для битумоидов из образцов скважины Г5. Различий между битумоидами из баженовского и абалакского горизонта не установлено.

Полученные величины параметров зрелости не так значительно различаются между двумя группами экстрактов из скважины Г5. Соотношение Ts/(Ts+Tm)-Ts/C_{30} позволяет дифференцировать УВС по градациям степени зрелости битумоидов, приуроченных к разным частям порового пространства в рамках одного образца (Тихонова и др., 2019). Ранее было показано, что чем выше стадия катагенеза керогена, тем больше вероятность миграции УВС из открытых пор и различие в катагенетической зрелости битумоидов в открытых и закрытых порах. Это объясняется менее интенсивными процессами генерации УВС в закрытых порах из-за отсутствия возможности их миграции (Тихонова и др., 2021a, b). В таком случае в исследуемых образцах можно ожидать слабую дифференциацию степени зрелости экстрактов из пород скважины Г5, где ОВ катагенетически слабо преобразовано, и более ярко выраженную – для экстрактов из пород скважины Г6 с более зрелым ОВ.

В результате анализа биомаркерных параметров зрелости в скважине Г5 группы экстрактов А и Б характеризуются примерно одинаковым уровнем зрелости материнского ОВ (рис. 7а). Величина параметра Ts/(Ts+Tm) лежит в диапазоне 0,4–0,6, что характерно для стадии катагенеза МК1 и в целом коррелирует с результатами пиролитических исследований (табл. 2). Для экстрактов из пород скважины Г6 отмечается незначительное уменьшение зрелости в ряду группа А – группа Б (рис. 7б). Стоит отметить, что в данном случае диапазон величин Ts/(Ts+Tm) для экстрактов группы Б также соответствует стадии катагенеза МК1, в то время как экстракты группы А– характеризуются Ts/(Ts+Tm) ~ 0,7, что присуще более высокой стадии катагенеза МК2 согласно данным, полученным для экстрактов из пород баженовской свиты в рамках проведенных ранее исследований (Тихонова и др., 2021a, b).

Отношение параметров 4MDBT/1MDBT – Ts/(Ts+Tm) для экстрактов из пород скважины Г5 показывает, что при изменении значений 4MDBT/1MDBT и более высоких отношениях для хлороформенных экстрактов из открытых пор значения параметра Ts/(Ts+Tm) практически не изменяются (рис. 7в). Возможно, это связано с влиянием вторичных процессов, поскольку соотношение трисноргопанов Ts и Tm чувствительно не только к зрелости (Peters et al., 2005). Соотношение данных параметров у экстрактов из скважины Г6 показывает более высокие значения величин обоих параметров для экстрактов группы А (рис. 7г). Для группы Б наименьшие значения 4MDBT/1MDBT установлены для гексановых экстрактов из закрытых пор.

Дополнительно был использован параметр зрелости TAI(I+II). В экстрактах из пород из обеих скважин он выше для группы А (рис. 7д, е). В целом можно заключить, что экстракты из пород скважины Г5 имеют менее ярко выраженные различия в уровне термической зрелости материнского ОВ между выделенными группами, в то время как у групп А и Б скважины Г6 отмечается более существенная разница.

Стоит отметить, что экстракты из образцов, приуроченных к кровле абалакского горизонта, не отличаются по биомаркерному составу от экстрактов из образцов баженовского горизонта как внутри группы А, так и внутри группы Б.

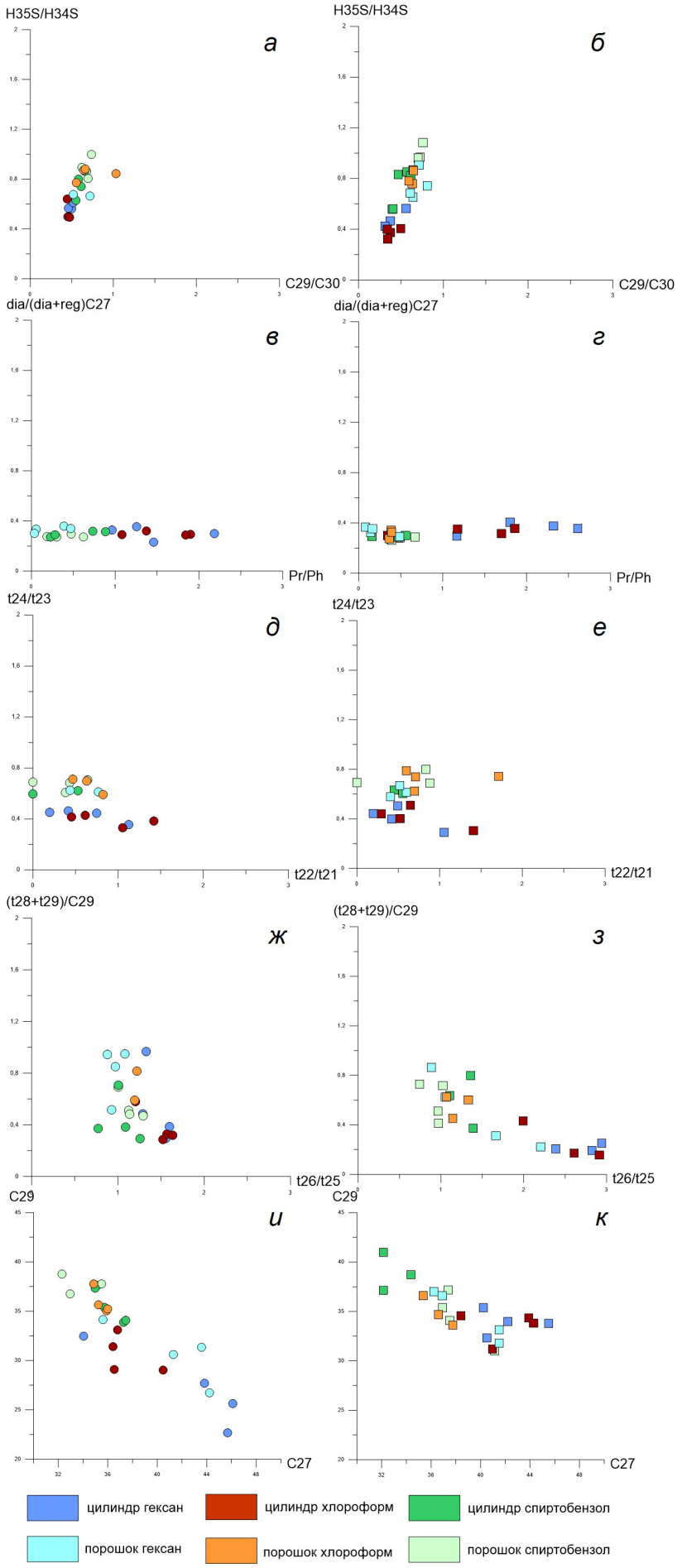


Рис. 6. Графики отношения основных биомаркерных параметров условий осадконакопления нефтегазоматеринских толщ. Круглыми символами маркированы параметры для экстрактов из скважины Г5, квадратными символами – из скважины Г6.

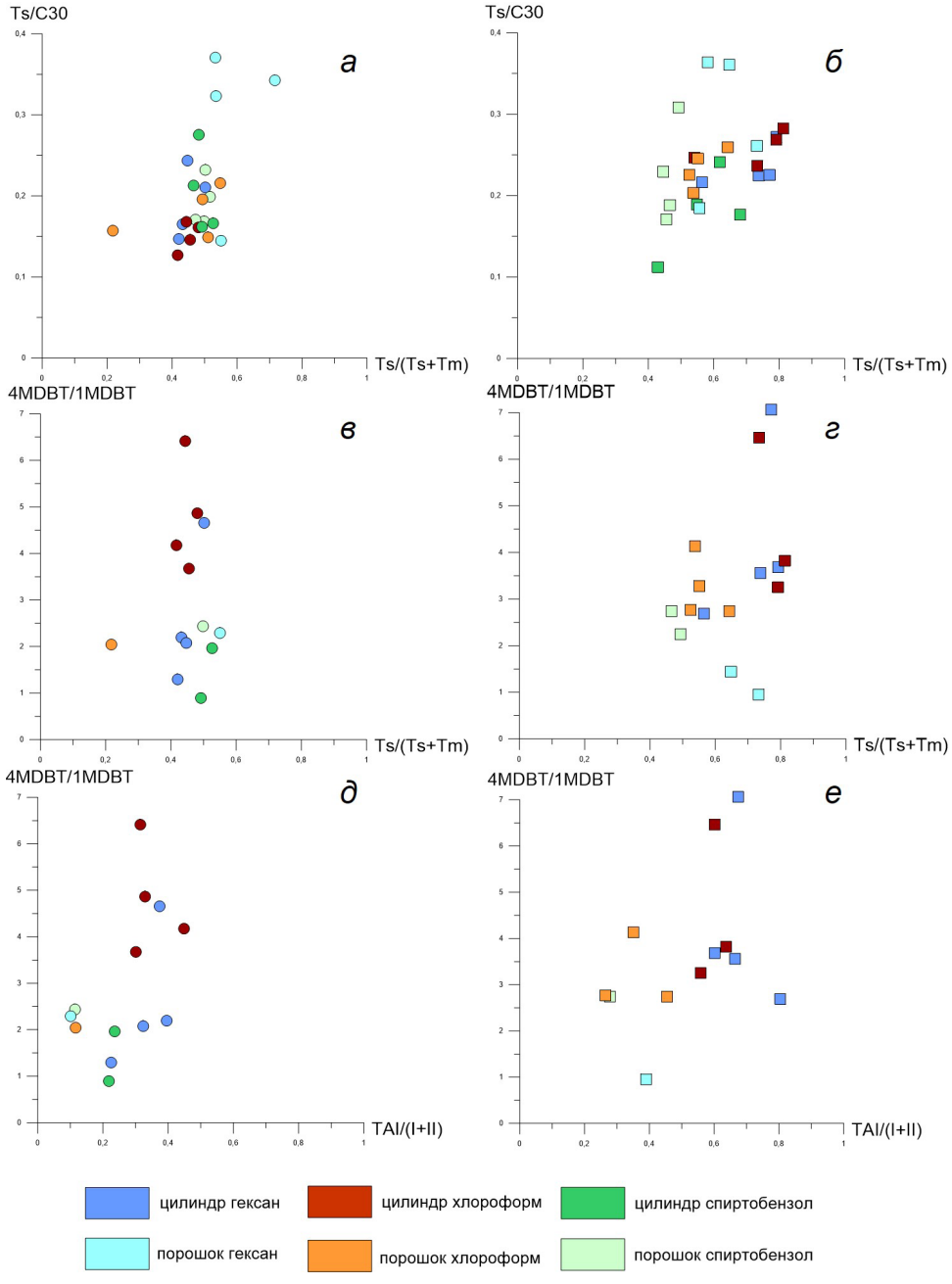


Рис. 7. Графики отношения биомаркерных параметров зрелости материнского ОВ. Круглыми символами маркированы параметры для экстрактов из скважины Г5, квадратными символами – из скважины Г6.

Обсуждение результатов

Полученные результаты показывают, что в каждой скважине выделяются две группы битумоидов контрастного молекулярного состава. Первая группа битумоидов приурочена к открытым порам и затрагивает как потенциально подвижные УВС, так и соединения, блокированные смолисто-асфальтеновыми соединениями, растворимыми в хлороформе. Вторая группа включает преимущественно УВС из закрытых пор, а также битумоиды, блокированные смолисто-асфальтеновыми соединениями, растворимые смесью спирта и бензола. Различия в составе могут объясняться разными причинами.

Результаты предыдущих исследований (Тихонова и др., 2019; 2021a, b) показали, что различия в составе УВС нефтематеринских пород могут быть связаны не только непосредственно с процессами миграции. На отношение биомаркеров существенно может влиять разница в степени зрелости между УВС открытых и закрытых пор. Помимо этого, сами внутрипоровые процессы преобразования УВС изучены слабо. Далее в работе будет рассматриваться возможность влияния отдельных факторов на молекулярные параметры.

Отношение Pr/Ph в первую очередь зависит от окислительно-восстановительных условий осадконакопления (Didyk et al., 1978), но может быть подвержено значительному влиянию зрелости и состава ОВ (Peters et al., 2005). Помимо этого, на значения Pr/Ph могут влиять процессы биодеградации легких УВС, что выражается в отсутствии, либо низкой концентрации н-алканов C_{12}-C_{16} (Peters et al., 2005). На протекание процессов биодеградации также будут указывать повышенные значения Pr/C_{17} и Ph/C_{18} (Winters, Williams, 1969). В изучаемых экстрактах

в группе А, которая может быть наиболее подвержена воздействию микроорганизмов, присутствуют н-алканы C_{14}-C_{16} (рис. 4), а значения параметров Pr/C_{17} и Ph/C_{18} достаточно низкие, что исключает влияние биодеградации. Оценка параметров зрелости показала, что существенная дифференциация между группами А и Б характерна только для экстрактов из пород скважины Г6. При этом отношение Pr/Ph меняется одинаково в экстрактах из образцов обеих скважин. Таким образом, на величину отношений Pr/Ph, Pr/C_{17} и Ph/C_{18}, предположительно, влияют в первую очередь окислительно-восстановительные обстановки и/или состав материнского ОВ.

Изменение параметров C_{29}/C_{30} и $H_{35}S/H_{34}S$ характеризует различия в обстановках осадконакопления и литологическом составе нефтегазоматеринских пород. При этом оба параметра могут также зависеть от степени зрелости. Параметр $H_{35}S/H_{34}S$ тем выше, чем, как правило, ниже зрелость (Peters, Moldowan,1991). Параметр C_{29}/C_{30}, наоборот, должен увеличиваться пропорционально стадии катагенеза (Peters et al., 2005). В экстрактах из пород обеих скважин характер изменения данных параметров практически идентичен. При этом параметр C_{29}/C_{30} показывает самые низкие значения у наиболее зрелых экстрактов. В таком случае можно считать, что указанные параметры не зависят от зрелости и характеризует непосредственно различия в обстановках осадконакопления нефтегазоматеринских пород. Таким образом, экстракты группы А из обеих скважин, предположительно, характеризуются озерно-болотными обстановками осадконакопления, в то время как битумоиды группы Б – морскими. Так, для первых, как правило, характерны пониженные значения параметров $C_{29}/C_{30} < 0,6$ и $H_{35}S/H_{34}S < 0,8$, в то время, как морское ОВ отличается величинами, превышающими указанные значения (Peters et al., 2005).

Помимо увеличения концентрации норгопана C_{29} в экстрактах из закрытых пор также увеличивается и концентрация высокомолекулярных терпанов t28 и t29, отношение $(t28+t29)/C_{29}$ растет в ряду экстрактов группа А – группа Б. Исследователи связывают повышенное количество длинноцепочечных трициклических терпанов с одноклеточными водорослями и относительно высокой соленостью бассейна (Liu et al., 2014). Обратная зависимость данного параметра от t26/t25 подтверждает ранее сделанный вывод о разных условиях осадконакопления для УВС групп А и Б. Высокие значения $t26/t25 > 1,5$ являются одной из важных отличительных характеристик озерных обстановок, что подкрепляется низкими величинами параметра $(t28+t29)/C_{29}$, косвенно указывая на низкую соленость бассейна (Peters et al., 2005, Liu et al., 2014). Значения параметра t_{24}/t_{23} выше для битумоидов группы Б, чем для группы А. Согласно литературным данным, на этот параметр, помимо условий седиментации, может влиять и степень зрелости ОВ (Farrimond et al., 1999; Cassani et al., 1988). Ключевое противоречие между этими работами связано с геологическим контекстом исследований. Farrimond et al. (1988) анализировали экстракты из пород, испытавших стрессовое температурное воздействие (вследствие интрузии даек), тогда как Cassani et al. (1988) изучали породы, не затронутые вторичными процессами.

В нашем случае признаки стрессового воздействия на породы отсутствуют. Это делает выводы Cassani et al. (1988) более релевантными для интерпретации наших данных. Согласно их модели, параметр t_{24}/t_{23} должен возрастать с ростом зрелости, однако наши результаты этой тенденции не следуют.

Таким образом, можно заключить, что степень термической преобразованности либо не оказывала существенного влияния на соотношение терпанов t_{24}/t_{23}, либо её влияние было второстепенным. Полученные значения параметра, скорее всего, отражают различия в фациальных условиях седиментации ОВ и литологическом составе нефтематеринских пород для групп УВС А и Б.

В целом можно отметить дискуссионный характер природы образования и накопления трициклических терпанов (Philp et al., 2021). Предполагается влияние множественных факторов на формирование и накопление терпанов в нефти, в том числе и окислительно-восстановительных условий (Kruge et al., 1990). Несмотря на комплекс факторов, которые могут влиять на значения отношений терпанов, по совокупности полученных данных можно предполагать, что отличие в значениях параметров t24/t23, t26/t25, $(t28+t29)/C_{29}$ между УВС выделенных групп может быть связано именно с различием в обстановках осадконакопления и литологическом составе материнского ОВ для экстрактов групп А и Б.

Увеличение количества стеранов C_{29} по отношению к C_{27} в ряду гексановый – хлороформенный – спиртобензольный битумоид можно связать с лучшей миграционной способностью более легких молекул относительно тяжелых. В случае закрытых пор вместо миграции стоит иметь ввиду дифференциацию молекул по массе в объеме порового пространства. При фракционировании легкие молекулы (в данном случае стераны с длиной цепи C_{27}) скорее всего будут находиться в жидких подвижных УВС закрытых пор, которые извлекаются гексаном, в то время как более тяжелые молекулы стеранов C_{29} будут предпочтительно оставаться в малоподвижной смеси УВС (будущие запечатанные поры). Подобная зависимость описана в статье (Zhusheng et al.,1988). Отмечается, что параметры на основе регулярных стеранов и диастеранов претерпевают малозначительные изменения величин по сравнению с ациклическими изопреноидами, три- и пентациклическими терпанами.

Совокупность полученных данных свидетельствует о том, что термическая зрелость не оказала значимого влияния на значения параметров, отражающих условия седиментации, природу ОВ и литологию материнских пород. При этом динамика изменения параметров не согласуется с моделью их преобразования за счёт неких внутрипоровых процессов. В таком случае можно заключить, что в породах баженовского горизонта фиксируются различающиеся по составу и характеристикам УВС в открытых и закрытых порах. Можно предполагать наличие миграционных процессов в разрезе, в результате которых в открытых порах как скважины Г6, так и скважины Г5 накапливались УВС, мигрировавшие из нижележащих нефтегазоматеринских толщ. Схожий характер изменения большинства параметров в экстрактах из обеих скважин указывает на миграцию углеводородов из единого

источника (вероятнее всего, из одной свиты с несколько различающимися характеристиками). Характер изменения многих параметров схож в экстрактах из обеих скважин, что позволяет предположить миграцию из схожего по природе источника (наиболее вероятно, одна свита с несколько различающимися характеристиками). При этом важно учитывать, что разная преобразованность ОВ в породах баженовского горизонта двух скважин, вскрытого примерно на одинаковой глубине, может свидетельствовать о разных тепловых потоках, которые могут быть связаны с переносом нагретых флюидов и наличием дополнительных путей миграции. Можно предполагать, что более ярко выраженная разница в экстрактах из открытых пор пород скважины Г6 связана с более значительным прогревом нижележащих пород и возможностью более интенсивного переноса УВС.

Выводы

Методика ступенчатой экстракции позволила дифференцировать молекулярный состав битумоидов из пород баженовского горизонта двух скважин с северных территорий Западной Сибири, выделив две группы, существенно отличающиеся друг от друга. Изменение биомаркерных параметров коррелирует с положением битумоидов в поровом пространстве (открытые или закрытые поры) и возможностью участвовать в миграционных процессах. Битумоиды открытых пор (группа А) характеризуются озерно-болотными условиями осадконакопления материнского ОВ смешанного и континентального состава, в то время как битумоиды закрытых пор (группа Б) указывают на морские восстановительные обстановки осадконакопления керогена морского и смешанного состава. Такая разница в величинах биомаркерных параметров между открытыми и закрытыми порами может объясняться миграцией УВС в открытые поры исследуемых образцов из нижележащих отложений и удерживание за счёт низких фильтрационно-емкостных свойств баженовской толщи. При этом данные битумоиды мигрировали из разных источников, но, возможно, одной свиты, так как отмечается разница в составе и зрелости ОВ.

Литература

Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Корост Д.В., Соболева Е.В., Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Шарданова Т.А. (2013). Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти. *Геология нефти и газа*, (3), с. 48–61.

Билибин С.И., Калмыков Г.А., Ганичев Д.И., Балушкина Н.С. (2015). Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты. *Геофизика*, (3). с. 5–14.

Калмыков Г. А., Балушкина Н. С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. М.: ГЕОС.

Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Бурштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е.А., Павлова М.А., Родченко А.П., Ян П.А. (2018). Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь). *Геология и геофизика*, 59(3), с. 357–371.

Костенко О.В. (2014). Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе баженовской свиты (Западно-Сибирский бассейн). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9(1), 12. https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2014

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Фадеева Н.П., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Мальцев В.В., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Суслова А.А., Шарданова Т.А. (2015). К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 3, с. 3–10.

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Суслова А.А, Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А (2017). Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и Перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*, (Спецвыпуск), с. 112–124. http://doi.org/10.18599/grs.19.12

Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г., Борисов Р.С., Калмыков Г.А. (2019). Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров. *Георесурсы*, 21(2), с. 172–182. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182

Тихонова М.С., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Видищева О.Н., Хомячкова И.О., Большакова М.А., Рязанова Т.А., Сауткин Р.С., Калмыков Г.А. (2021a). Изменчивость состава углеводородных соединений в юрских нефтегазоматеринских толщах Каменной вершины Красноленинского свода (Западная Сибирь). *Георесурсы*, 23(2), с. 158–169. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.16

Тихонова М.С., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Видищева О.В., Калмыков Г.А., Борисов Р.С. (2021b). Модель распределения углеводородных соединений в пустотном пространстве баженовского горизонта. *Вестник Московского университета*. *Серия 4. Геология*, (6), с. 98–109.

Cassani F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C., & Ehrmann U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry In Petroleum Exploration*, pp. 73–80, Pergamon. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-037236-5.50013-0

Connan J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(1), pp. 1–23. https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8

Didyk B.M., Simoneit B.R. T., Brassell S.T., Eglinton G. (1978). Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, 272(5650), pp. 216–222. https://doi.org/10.1038/272216a0

Farrimond P., Bevan J.C., Bishop A.N. (1999). Tricyclic terpane maturity parameters: response to heating by an igneous intrusion. *Organic Geochemistry*, 30(8), pp. 1011–1019. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00091-1

Farrimond, P., Eglinton, G., Brassell, S. C., & Jenkyns, H. C. (1988). The Toarcian black shale event in northern Italy. *Organic geochemistry*, 13(4-6), pp. 823–832. https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90106-4

Kruge M.A., Hubert J.F., Akes R.J., Meriney P.E. (1990). Biological markers in Lower Jurassic synrift lacustrine black shales, Hartford basin, Connecticut, USA. *Organic Geochemistry*, 15(3), pp. 281–289. https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90006-L

Liu H., Zhang M., Li X. (2014). Genesis study of high abundant 17α (H)-diahopanes in Lower Cretaceous lacustrine source rocks of the Lishu Fault Depression, Songliao Basin, Northeast China. *Chinese Journal of Geochemistry*, 33, pp. 201–206. https://doi.org/10.1007/s11631-014-0679-x

Mohnhoff D., Littke R., Krooss B.M., Weniger P. (2016). Flow-through extraction of oil and gas shales under controlled stress using organic solvents: Implications for organic matter-related porosity and permeability changes with thermal maturity. *International Journal of Coal Geology*, 157, pp. 84–99. https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.09.010

Peters K.E., Moldowan J.M. (1991). Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic geochemistry*, 17(1), pp. 47–61. https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90039-M

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The biomarker guide. Cambridge university press, Vol 1. https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868

Philp P. et al. (2021). Possible explanations for the predominance of tricyclic terpanes over pentacyclic terpanes in oils and rock extracts. *Organic Geochemistry*, 155, 104220. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2021.104220

Price L.C., Clayton J.L. (1992). Extraction of whole versus ground source rocks: Fundamental petroleum geochemical implications including oil-source rock correlation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 56(3), pp. 1213–1222. https://doi.org/10.1016/0016-7037(92)90057-P

Sajgó C.S., Maxwell J.R., Mackenzie A.S. (1983). Evaluation of fractionation effects during the early stages of primary migration. *Organic Geochemistry*, 5(2), pp. 65–73. https://doi.org/10.1016/0146-6380(83)90004-9

Wilhelms A., Horstad I., Karlsen D. (1996). Sequential extraction—a useful tool for reservoir geochemistry. *Organic Geochemistry*, 24(12), pp. 1157–1172. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00100-3

Winters J.C., Williams J.A. (1969). Microbiological alteration of crude oil in the reservoir. *Symposium on Petroleum Transformation in Geologic Environments, American Chemical Society, Division of Petroleum Chemistry, Paper PETR*, 86, E22-E31.

Zhusheng J., Philp R.P., Lewis C.A. (1988). Fractionation of biological markers in crude oils during migration and the effects on correlation and maturation parameters *Organic Geochemistry In Petroleum Exploration*, pp. 561–571. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-037236-5.50062-2

Сведения об авторах

Маргарита Станиславовна Тихонова – ведущий инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: m.tikhonova@oilmsu.ru

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

Олеся Николаевна Видищева – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник кафедры нефтегазовой седиментологии и морской геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: o.vidishcheva@oilmsu.ru

Юлия Владимировна Колосова – старший эксперт отдела поиска перспективных объектов ШЕЛЬФ, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д.7
e-mail: yuliya.kolosova@novatek.ru

Любовь Юрьевна Сигачева – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: sigacheva_l@list.ru

Татьяна Витальевна Григоренко – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: t.grigorenko@oilmsu.ru

Мария Олеговна Костышина – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: m.kostyshina@oilmsu.ru

Данил Леонидович Гендель – начальник отдела поиска перспективных объектов ШЕЛЬФ, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д.7
e-mail: dlgendel@novatek.ru

Евгения Михайловна Голь – начальник отдела, ООО «АСПГ-1»
Россия, 629309, Новый Уренгой, Славянский мкр, д. 9
e-mail: evgeniya.gol@arcticspg1.ru

Сергей Николаевич Резник – кандидат геол.-минерал. наук, главный геолог, ООО «АСПГ-1»
Россия, 629309, Новый Уренгой, Славянский мкр, д. 9
e-mail: Sergey.Reznik@arcticspg1.ru

Статья поступила в редакцию 20.05.2025;
Принята к публикации 06.08.2025;
Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Peculiarities of Molecular Composition of Bitumoids in Bazhenov Deposits in the Northern Part of the West Siberian Platform

M.S. Tikhonova[1], A.G. Kalmykov[1], O.N. Vidishcheva[1], Yu.V. Kolosova[2], L.Yu. Sigacheva[1], T.V. Grigorenko[1], M.O. Kostyshina[1], D.L. Gendel[2], E.M. Gol[3], S.N. Reznik[3]*

[1]Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
[2]NOVATEK STC LLC, Tyumen, Russian Federation
[3]ASPG-1 LLC, Novy Urengoy, Russian Federation
[*] Corresponding author: Margarita S. Tikhonova, e-mail: m.tikhonova@oilmsu.ru

Abstract. The aim of the investigation is to study the molecular composition of hydrocarbon compounds (HC) in the pore space of the Bazhenov horizon rocks in the northern part of Western Siberia. The oil and gas source rock samples with mixed and continental organic matter from two wells G5 and G6 were investigated. The biomarker analysis of the bitumen from open, blocked, and closed pores showed significant differences in the composition of HC, which allowed to divide them into two groups. The presence of migrated HC in the open pores of the studied samples was determined by the differences in the biomarker parameter values characterizing the conditions of organic matter sedimentary conditions. The composition of migrated bitumen expresses the oxidative conditions of the parent predominantly continental organic matter sedimentation. Bitumen in the closed pores, on the contrary, was formed from predominantly marine OM in the

reducing conditions. The maturity parameters of bitumen confirmed that the migrated HC have a different source. The values of Ts/(Ts+Tm), Ts/C30, 4MDBT/1MDBT, TAI/(I+II) for migrated bitumen from G5 and G6 wells characterize the stages of early-middle oil window respectively, closed pore HC – the stage of immature kerogen to early oil window.

Keywords: bazhenov horizon, hydrocarbon compounds, hydrocarbon migration, pore space filling, gas chromatography-mass-spectrometry, step extraction, biomarker parameters

Recommended citation: Tikhonova M.S., Kalmykov A.G., Vidishcheva O.N., Kolosova Yu.V., Sigacheva L.Yu., Grigorenko T.V., Kostyshina M.O., Gendel D.L., Gol E.M., Reznik S.N. (2025). Peculiarities of Molecular Composition of Bitumoids in Bazhenov Deposits in the Northern Part of the West Siberian Platform. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 163–176. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.24

References

Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Kiryuhina T.A., Korobova N.I., Korost D.V., Soboleva E.V., Stupakova, A.V., Fadeeva N.P., Hamidullin R.A., Shardanova T.A. (2013). Regularities of the structure of the Bazhenov horizon and the top of the Abalak Formation in connection with the prospects of oil production. *Geologiya nefti i gaza = Geology of Oil and Gas*, (3), pp. 48–61. (In Russ.)

Bilibin S.I., Kalmykov G.A., Ganichev D.I., Balushkina N.S. (2015). A model of oil-bearing rocks of the Bazhenov Formation. *Geofizika,* (3). pp. 5–14. (In Russ.)

Cassani F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C., & Ehrmann U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry In Petroleum Exploration*, pp. 73–80. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-037236-5.50013-0

Connan J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(1), pp. 1–23. https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8

Didyk B.M., Simoneit B.R.T., Brassell S.T., Eglinton G. (1978). Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, 272(5650), pp. 216–222. https://doi.org/10.1038/272216a0

Farrimond P., Bevan J.C., Bishop A.N. (1999). Tricyclic terpane maturity parameters: response to heating by an igneous intrusion. *Organic Geochemistry*, 30(8), pp. 1011–1019. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00091-1

Farrimond, P., Eglinton, G., Brassell, S. C., & Jenkyns, H. C. (1988). The Toarcian black shale event in northern Italy. *Organic geochemistry*, 13(4-6), pp. 823–832. https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90106-4

Kalmykov G. A., Balushkina N. S. (2017). Model of oil saturation in the pore space of rocks of the Bazhenov Formation in Western Siberia and its use for assessing resource potential. Moscow: GEOS. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Ponomareva E.V., Burshtein L.M., Glinskikh V.N., Kim N.S., Kostyreva E.A., Pavlova M.A., Rodchenko A.P., Yan P.A. (2018). Distribution of organic matter in rocks of the Bazhenov horizon (West Siberia). *Russ. Geol. Geophys.*, 59(3), pp. 285–298. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.03.007

Kostenko O.V. (2014). Blocking character of distribution of high molecular weight bitumoid compounds in the pore system of the Bazhenov Formation (West Siberian basin). *Oil and Gas Geology. Theory and practice*, 9(1). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2014

Kruge M.A., Hubert J.F., Akes R.J., Meriney P.E. (1990). Biological markers in Lower Jurassic synrift lacustrine black shales, Hartford basin, Connecticut, USA. *Organic Geochemistry*, 15(3), pp. 281–289. https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90006-L

Liu H., Zhang M., Li X. (2014). Genesis study of high abundant 17α (H)-diahopanes in Lower Cretaceous lacustrine source rocks of the Lishu Fault Depression, Songliao Basin, Northeast China. *Chinese Journal of Geochemistry*, 33, pp. 201–206. https://doi.org/10.1007/s11631-014-0679-x

Mohnhoff D., Littke R., Krooss B.M., Weniger P. (2016). Flow-through extraction of oil and gas shales under controlled stress using organic solvents: Implications for organic matter-related porosity and permeability changes with thermal maturity. *International Journal of Coal Geology*, 157, pp. 84–99. https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.09.010

Peters K.E., Moldowan J.M. (1991). Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic geochemistry*, 17(1), pp. 47–61. https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90039-M

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The biomarker guide. Cambridge university press, Vol 1. https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868

Philp P. et al. (2021). Possible explanations for the predominance of tricyclic terpanes over pentacyclic terpanes in oils and rock extracts. *Organic Geochemistry*, 155, 104220. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2021.104220

Price L.C., Clayton J.L. (1992). Extraction of whole versus ground source rocks: Fundamental petroleum geochemical implications including oil-source rock correlation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 56(3), pp. 1213-1222. https://doi.org/10.1016/0016-7037(92)90057-P

Sajgó C.S., Maxwell J.R., Mackenzie A.S. (1983). Evaluation of fractionation effects during the early stages of primary migration. *Organic Geochemistry*, 5(2), pp. 65–73. https://doi.org/10.1016/0146-6380(83)90004-9

Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Fadeeva N.P., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Maltsev V.V., Pronina N.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., Shardanova T.A. (2015). On the assessment of resources and reserves of shale oil. *Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology,* 3, pp. 3–10. (In Russ.)

Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovsky Y.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bolshakova M.A., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. (2017). Domanic sediments of the Volga-Ural basin section types, formation conditions and prospects of oil and gas bearing capacity. *Georesursy = Georesources*, Special Issue, pp. 112–124. (In Russ.) http://doi.org/10.18599/grs.19.12

Tihonova M.S., Kalmykov A.G., Ivanova D.A., Vidishcheva O.V., Kalmykov G.A., Borisov R.S. (2021a). A model of the distribution of hydrocarbon compounds in the void space of the Bazhenov horizon. *Bulletin of the Moscow University. Series 4. Geology*, (6), pp. 98–109. (In Russ.)

Tikhonova M.S., Ivanova D.A., Kalmykov A.G., Borisov R.S., Kalmykov G.A. (2019). Methodology of stepwise extraction of rocks of high-carbon-dist formations for studying the component distribution of bitumoids and variability of their main geochemical parameters. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 172–182. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182

Tikhonova M.S.; Kalmykov A.G.; Ivanova D.A.; Vidischeva O.N.; Khomyachkova I.O.; Bolshakova M.A.; Ryazanova T.A.; Sautkin R.S.; Kalmykov G.A. (2021b). Variability of hydrocarbon compound composition in the Jurassic oil and gas maternal strata of the Kamennaya vertex of the Krasnoleninskiy vault (Western Siberia). *Georesursy = Georesources*, 23(2), 158–169. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.16

Wilhelms A., Horstad I., Karlsen D. (1996). Sequential extraction—a useful tool for reservoir geochemistry. *Organic Geochemistry*, 24(12), pp. 1157–1172. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00100-3

Winters J.C., Williams J.A. (1969). Microbiological alteration of crude oil in the reservoir. *Symposium on Petroleum Transformation in Geologic Environments, American Chemical Society, Division of Petroleum Chemistry, Paper PETR*, 86, E22-E31.

Zhusheng J., Philp R. P., Lewis C. A. (1988). Fractionation of biological markers in crude oils during migration and the effects on correlation and maturation parameters. *Organic Geochemistry In Petroleum Exploration*, pp. 561–571. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-037236-5.50062-2

About the Authors

Margarita S. Tikhonova – Leading Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: m.tikhonova@oilmsu.ru

Anton G. Kalmykov – Cand. Sci. (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

Olesya N. Vidishcheva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Lithology and marine geology, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: o.vidishcheva@oilmsu.ru

Yuliya V. Kolosova – Senior Expert of the Department, NOVATEK STC LLC
7 Pozharnykh i spasateley St., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: yuliya.kolosova@novatek.ru

Lyubov Yu. Sigacheva – Postgraduate student, Petroleum Geology and Geochemistry Department, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: sigacheva_l@list.ru

Tatiana V. Grigorenko – Postgraduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: grigorenko.tanya@gmail.com

Mariia O. Kostyshina – Postgraduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: kostyshina99@mail.ru

Danil L. Gendel – Head of the Department, NOVATEK STC LLC
7 Pozharnykh i spasateley St., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: dlgendel@novatek.ru

Evgeniya M. Gol – Head of the Department, ASPG-1 LLC
9 Slavyansky distric, Novy Urengoy, 629309, Russian Federation
e-mail: evgeniya.gol@arcticspg1.ru

Sergey N. Reznik – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Geologist, ASPG-1 LLC
9 Slavyansky distric, Novy Urengoy, 629309, Russian Federation
e-mail: Sergey.Reznik@arcticspg1.ru

Manuscript received 20 May 2025;
Accepted 6 August 2025;
Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georс.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.21 УДК 550.8.05, 550.849, 550.4.01

Прогноз и оценка генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий

Е.А. Лавренова

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия
e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

В пределах акваторий Восточной Арктики, на основании совместного анализа результатов палеогеографических реконструкций и опубликованных материалов геохимических исследований пород сопредельной суши, выявлены вероятные нефтегазоматеринские толщи в отложениях верхнего мела, палеоцена-эоцена, олигоцена-раннего миоцена, построены прогнозные карты их распространения и геохимических свойств. С использованием методов численного моделирования рассчитаны карты современной зрелости материнских пород, оценен их генерационный и эмиграционный потенциал, установлены вероятные очаги генерации углеводородов в пределах Восточно-Арктического шельфа. Полученные результаты формируют концептуальную основу для дальнейшей оценки перспектив нефтегазоносности, районирования изучаемой территории и эффективного планирования геологоразведочных работ.

Ключевые слова: Восточно-Сибирское море, Чукотское море, море Лаптевых, углеводородный потенциал, нефтегазоматеринские толщи, геохимические характеристики

Для цитирования: Лавренова Е.А. (2025). Прогноз и оценка генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий. *Георесурсы*, 27(4), с. 177–191. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.21

Введение

Недра Восточной Арктики обладают значительным, но сложным для геологического изучения и разведки углеводородным потенциалом. Успешное освоение этой территории возможно только при условии высокой эффективности геологоразведочных работ, которая обеспечивается надежной геологической основой, включая модели генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС).

Нефтегазоматеринские породы относятся к ключевым элементам ГАУС (Magoon, Dow, 1994) и в значительной степени определяют их возможный углеводородный потенциал. Область распространения нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), их исходные геохимические характеристики контролируются обстановками осадконакопления. Реализация генерационного потенциала материнскими породами зависит от тектонического и теплового режимов бассейна.

Присутствие НГМТ в разрезе осадочного чехла акваторий Восточной Арктики допускается многими исследователями, которые, опираясь на геохимические данные по сопредельной суше, оценивают их углеводородный потенциал (Грушевская, Уварова, 2020; Евдокимова и др., 2007; Полякова и др., 2017; Ступакова и др., 2017). Однако в отсутствие пространственно-временной геологической модели осадочного чехла, обеспечивающей обоснованную экстраполяцию геохимических свойств пород, надежность такого прогноза не высокая.

Очевидно, что отсутствие скважин глубокого бурения в пределах акваторий Восточной Арктики существенно затрудняет картирование НГМТ в разрезе осадочного чехла. Однако, опираясь на региональную структурную модель, палеогеографические реконструкции и привлекая данные о геохимических характеристиках пород на сопредельной континентальной и островной суше, можно прогнозировать их распространение и свойства в составе осадочного чехла; затем, используя аппарат численного моделирования, реконструировать их термическую эволюцию и реализацию генерационного потенциала. Описанный методический прием применен в ходе выполнения настоящего исследования, целью которого является прогноз и изучение углеводородного потенциала вероятных НГМТ в разрезе осадочного чехла Восточно-Арктического шельфа. Основные решаемые задачи включали: выделение в разрезе и построение карт геохимических характеристик прогнозируемых нефтегазоматеринских толщ, реконструкцию их термической эволюции, оценку объемов генерированных и эмигрировавших углеводородов, изучение влияния неопределенностей теплового режима

© 2025 Е.А. Лавренова

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

осадочных бассейнов на реализацию генерационного потенциала изучаемых НГМТ, выделение очагов генерации углеводородов.

Характеристика объекта исследования

Область исследования охватывает акватории Восточно-Сибирского, Чукотского морей, а также моря Лаптевых (рис. 1).

Восточно-Арктические акватории принадлежат к шельфовой области Северного Ледовитого океана, которая с севера граничит с Евразийским и Амеразийским бассейнами. Евразийский бассейн представляет собой впадину с океанической корой и является продолжением атлантической рифтовой системы. Вопрос о типе земной коры Амеразийского бассейна остается дискуссионным.

Восточно-Арктические акватории относятся к слабоизученным территориям. Шельфы Российского сектора изучены в основном геофизическими (гравиметрическими, магнитометрическими, сейсмическими) методами. Всего в пределах исследуемого участка шельфа, площадью около 2.7 млн кв. км, за счет средств федерального бюджета сервисными компаниями АО «МАГЭ», АО «Севморнефтегеофизика», АО Дальморнефтегеофизика, АО «Союзморгео», АО «Росгеология» выполнено 166 313 пог. км 2D сейсморазведки, из которых 112 883 пог. км – в море Лаптевых. При этом бо́льшая часть сейсмических данных получена в течение последних 10 лет с применением современных методов и технологий, что обеспечивает высокую надежность собранной геологической информации. В настоящее время основные неопределенности геологической модели связаны с отсутствием скважин глубокого бурения на шельфе, которые, в свою очередь, затрудняют стратиграфическую привязку отражающих горизонтов, прогнозирование вещественного состава осадочных комплексов, изучение теплового режима осадочных бассейнов.

Осадочный (плитный чехол) в пределах исследуемой территории включает четыре крупных осадочных комплекса: аптско-верхнемеловой, палеоцен-эоценовый, олигоценовый и миоцен-четвертичный, разделенных региональными поверхностями несогласия, соотносимыми с глобальными тектоническими событиями: коллизией Сибирской платформы и Аляскинско-Чукотского микроконтинента (предаптское несогласие), рифтогенезом в котловине Макарова-Подводников (на рубеже мела и палеогена), рифтогенезом (на рубеже эоцена и олигоцена) и началом пострифтового погружения (в начале миоцена) в Евразийском бассейне (Лавренова и др., 2024).

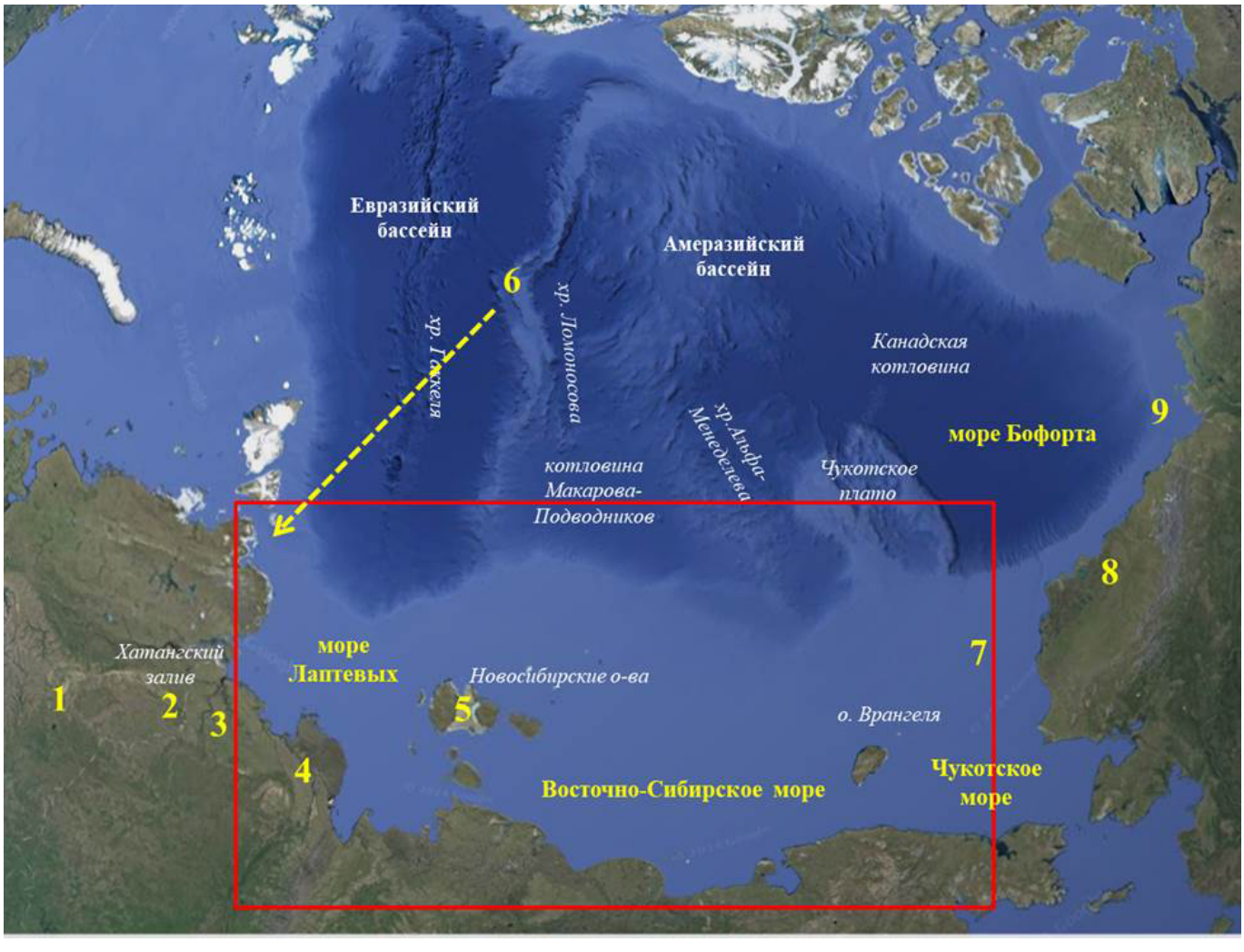


Рис. 1. Схема расположения пунктов изучения геохимических свойств мезозойских и кайнозойских отложений Восточной Арктики: 1 – Енисей-Хатангский прогиб, 2 – Лено-Анабарский прогиб и Анабаро-Хатанская седловина, 3 – Оленекская зона, 4 – дельта р. Лена, 5 – о. Котельный, 6 – скважины АСЕХ, 7 – разведочные скважины американского сектора Чукотского моря, 8 – Северный склон Аляски, 9 – дельта р. Маккензи. Область исследования обозначена на рисунке красным прямоугольником.

Отложения плитного чехла, изученные в обнажениях на островной и континентальной суше, а также в картировочных скважинах, представлены терригенными образованиями мелководно-морского и континентального генезиса.

Материалы и методы

Основу настоящего исследования составила подготовленная ранее (Лавренова и др., 2024) цифровая пространственно-временная модель формирования осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий (рис. 2). Ее структурную основу составляют поверхности несогласия, которые делят плитный чехол на четыре крупных структурно-стратиграфических комплекса (слоя модели): апт-ско-верхнемеловой, палеоцен-эоценовый, олигоценовый и миоцен-четвертичный. Модель охватывает акватории морей Восточно-Сибирского, Чукотского и Лаптевых. Ее структурный каркас формируют гриды поверхностей с размером ячейки 1х1 км. В процессе настоящего исследования модель использовалась для back-stripping анализа[1], выделения, изучения этапов и скоростей погружения депоцентров осадконакопления, расчёта степени зрелости органического вещества потенциальных НГМТ, процессов генерации и эмиграции углеводородов, в том числе с использованием технологии численного моделирования бассейнов и углеводородных систем.

В отсутствие скважин глубокого бурения на акватории региональные палеогеографические реконструкции являются ключевым элементом прогноза условий осадконакопления и вещественного состава отложений. В качестве геологической основы при построении карт обстановок осадконакопления использовались карты мощностей основных осадочных комплексов (Лавренова и др., 2024), материалы геологической съемки на прилегающей островной и континентальной суше, результаты изучения вещественного и фаунистического состава отложений в скважинах и обнажениях, сейсморазведочные данные (профили МОГТ 2D), опубликованные и фондовые материалы, содержащие информацию о палеогеографических условиях в пределах области исследований (Backman, Moran, 2009; Palma et al., 2021; Полякова и др., 2013; Полякова и др., 2017; Morrell et al., 1995; Stein et al., 2006; Stein, 2007; O'Regan et al., 2008; Полякова и др., 2013; Dixon et al., 2019; Houseknecht et al., 2016; Somme et al., 2018; Ступакова и др., 2017).

Использованная методика палеогеографических реконструкций предусматривает предварительное выделение палеогеографических доменов на основе анализа карт толщин. Основу анализа составляет предположение о наличии аккомодационного пространства, сформированного до начала осадконакопления анализируемого стратиграфического комплекса. Это аккомодационное

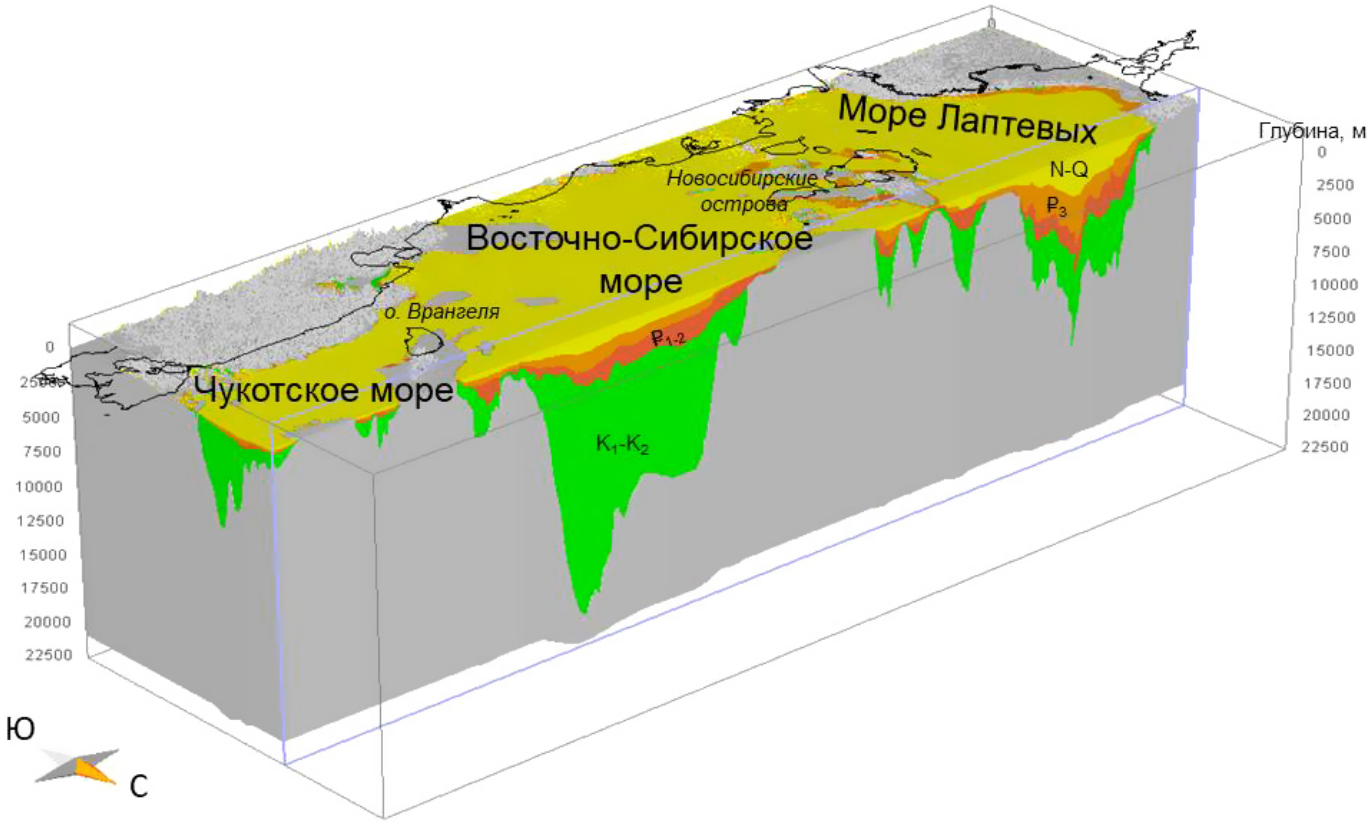


Рис. 2. Цифровая модель геологического строения осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий. Основные осадочные комплексы включают отложения апта-верхнего мела, (K_1-K_2), палеоцена-эоцена (P_{1-2}), олигоцена (P_3) и миоцена-квартера (N-Q) по (Лавренова и др., 2024)

[1]Backstripping-анализ – методика восстановления истории погружения осадочного бассейна, учитывающая временные рамки этапов погружения, уплотнение пород с глубиной, изменение палеобатиметрии бассейнов осадконакопления и предусматривающая определение изостатической и тектонической составляющих погружения.

пространство последовательно уменьшается за счет поступления осадочного материала по мере формирования комплекса.

При этом при условии компенсированного осадконакопления, мощность формируемых отложений прямо пропорциональна размеру исходного аккомодационного пространства. Распределение пространства по площади бассейна определяется вариациями глубин и, таким образом, контролируется палеогеографическими обстановками. Чем больше глубина бассейна, тем больше аккомодационное пространство. Как правило, в бассейне существует дистальная наиболее глубоководная часть, которая включает одну или несколько изометричных котловин. Такие котловины выделяются по замкнутой изолинии увеличенных мощностей. Изогипса с нулевым значением мощности изучаемого стратиграфического комплекса в первом приближении может рассматриваться в качестве береговой линии палеобассейна, отделяющей континентальные обстановки осадконакопления от аквальных. Между глубоководной областью и береговой линией располагаются промежуточные палеогеографические домены. Их глубины на первом этапе устанавливаются условно, из предположения, что мощность накопленных осадков в общем случае контролируется исходной глубиной бассейна. Снижение неопределенности в части установления глубин достигается за счет привлечения дополнительной (в данном исследовании – опубликованной) геологической информации: результатов прямого изучения пород соответствующего возраста в скважинах и обнажениях, включая гранулометрический, фациальный, микрофаунистический, палинологический, минералогический, геохимический и др. анализы. Положение пунктов изучения пород выносится на предварительную палеогеографическую карту, и выполняется анализ соответствия установленной по картам толщин зональности результатам изучения пород и последующая корректировка положения доменов.

Сейсмические данные привлекаются в качестве косвенной характеристики геологического строения осадочного разреза. Одним из наиболее информативных и хорошо идентифицируемых признаков осадконакопления, наблюдаемых на сейсмических разрезах, являются клиноформы, которые представляют собой проградирующий в сторону бассейна клин осадков. В рамках проведенного сейсмофациального анализа клиноформное строение изучаемого комплекса рассматривалось в качестве признака, указывающего на аквальные обстановки осадконакопления. Высота, а также особенности строения клиноформ (сигмовидная, черепицеобразная, косослоистая тангенциальная косослоистая параллельная, наличие или отсутствие несогласия в фондоформной части и др.) использовались для прогноза глубины палеобассейна, его гидродинамического режима, положения источников сноса осадочного материала.

Прогноз наличия нефтегазоматеринских толщ в разрезе осадочного чехла Восточно-арктических морей России выполнен на основании опубликованных (Dixon et al., 2019; Полякова и др., 2013; Moran et al., 2006; Stein et al., 2007; Morrell et al., 1995; Palma et al., 2021; Masterson et al., 2021; Peters et al., 2006 и др.) и фондовых геохимических данных с учетом выполненных в рамках настоящего исследования палеогеографических реконструкций. Расположение районов изучения геохимических свойств отложений изображено на рис.1. Большинство из них располагается за пределами области исследований. Экстраполяция геохимических характеристик проводилась с учетом принадлежности к осадочным бассейнам и палеогеографических условий. Например, в соответствии с современными представлениями о происхождении хребта Ломоносова, он представляет собой отколовшийся в олигоцене блок Баренцевско-Карской континентальной окраины. Это позволяет использовать результаты изучения меловых и палеоцен-эоценовых отложений в скважинах ACEX – The Arctic Coring Expedition (Backman, Moran, 2009; Stein et al., 2006; Stein, 2007) для характеристики геохимических свойств пород притаймырской части моря Лаптевых.

При моделировании в соответствии с прогнозируемыми геохимическими характеристиками органического вещества изучаемых НГМТ использовались кинетические реакции для II и III типа керогена (Burnham, 1989). В отсутствие данных, позволяющих построить карты распределения толщин НГМТ, в модели мощность материнских толщ принята равной 50 м, что представляется приемлемым прогнозом на основании имеющихся эмпирических данных для бассейнов с установленными НГМТ. Например, мощность баженовской свиты составляет 50 м, общая мощность кумской свиты варьирует от 20 до 200 м, однако толщины битуминозных мергелей составляют 25–50 м. В нефтематеринских майкопских отложениях производящей УВ является только хадумская свита мощностью 80–100 или 50–80 м в зависимости от региона и т.д.

Измерения теплового потока непосредственно в пределах изучаемой территории не выполнялись, поэтому этот параметр определялся с учетом особенностей геодинамического режима бассейнов (Лавренова и др., 2024) и типичных для соответствующего режима значений теплового потока. В пределах изучаемой территории выделяются две области, которые могут различаться тепловым режимом: южное замыкание рифтовой системы хребта Гаккеля с относительно повышенным тепловым (70–75 мВт/м^2) потоком, характерным для пассивных континентальных окраин стадии пострифтового погружения, а также остальная территория в пределах молодых платформ Лаптевской и Восточно-Сибирской с тепловым потоком около 60–65 мВт/м^2. С целью изучения влияния неопределенностей теплового режима бассейнов на реализацию генерационного потенциала НГМТ рассчитывались две модели: «модель А» с вариациями теплового потока 60/70 мВт/м^2 и «модель Б» с вариацией теплового потока 65/75 мВт/м^2 для платформ и южного замыкания рифтовой системы, соответственно.

В рамках настоящего исследования, границы очагов генерации углеводородов определялись по карте их удельных плотностей эмиграции, рассчитанных в рамках настоящего исследования. При этом, к очагу относили области с положительными значениями удельной плотности эмиграции углеводородов.

Характеристика условий осадконакопления, вещественного состава и геохимических свойств пород плитного чехла Восточной Арктики по литературным данным

В соответствии с результатами плитотектонических реконструкций (Dore et al., 2015), в середине мела в Арктике произошла крупная регрессия, обусловленная закрытием Южно-Анюйского океана, сопровождавшимся коллизией Сибирского кратона с Колымо-Омолонской и Аляскинско-Чукотской микроплитами (Somme et al., 2018). В связи с этим, во второй половине мела на большей части изучаемой территории были развиты континентальные условия. Крупный глубоководный морской бассейн окраинного типа, имевший связь с Канадской котловиной, располагался в северной части современного шельфа Восточно-Сибирского моря (Somme et al., 2018).

Вещественный состав верхнемеловых отложений, в пределах восточно-арктического региона изучен в обнажениях на сопредельной островной и континентальной суше, в скважинах на южном побережье моря Лаптевых, в американском секторе Чукотского моря, а также в скважинах ACEX, расположенных на подводном хребте Ломоносова.

С позиций палеографии пункты изучения вещественного состава пород характеризуют в основном континентальные и мелководно-морские условия накопления верхнемеловых отложений, где они представлены преимущественно грубозернистыми отложениями: песками, песчаниками, аргиллитами и песчанистыми глинами (Moran et al., 2006). Особый интерес для прогноза обстановок осадконакопления в позднемеловое время представляют результаты изучения кампанских отложений, вскрытых скважиной ACEX, т.к. до раскрытия Евразийского бассейна (53–55 млн лет назад) хребет Ломоносова и входил в состав евразийского континента (Moran et al., 2006). Меловые породы в скважине представлены темными глинами, песчанистыми в основании, которые формировались в прибрежно-морских аноксических обстановках (Stein, 2007).

На региональном уровне палеогеографические условия во второй половине мела не способствовали формированию нефтегазоматеринских отложений с хорошим генерационным потенциалом. Геохимические характеристики верхнемеловых (сантон-коньяк) пород, формировавшихся в континентальных обстановках прибрежной низменности и мелководно-морских условиях изучены в картировочной скважине 3 (Houseknecht et al., 2016), расположенной на шельфе Чукотского моря. Отложения представлены песками, алевритами и туфовыми аргиллитами с прослоями туфов и характеризуются низкими значениями $C_{орг}$ 0.6% и HI 17 мгУВ/г породы. Пиролитические показатели S_1 и S_2 составляют 0.03 и 0.1 мгУВ/г породы соответственно. При этом установлено, что сеноманские породы бассейна Бофорта-Маккензи, составляющего апекс Канадской котловины, являются нефтегазоматеринскими (Dixon et al., 2019). Эти отложения (формации Боундари Крик, Смокинг Хилс и Мэзон Ривер) небольшой мощности, представленные глинами с высоким (до 12%) содержанием органического вещества, сформировались на ранней стадии пострифтового погружения в дистальных обстановках внешнего шельфа и склона с низкими скоростями осадконакопления. И.Д. Полякова с соавторами приводят следующие геохимические характеристики формаций Боундари Крик и Смокинг Хилс ранней ($МК_1$) степени зрелости, содержащие кероген смешанного типа: содержание органического углерода в породах варьирует от 2 до 7.8% при среднем – 4.1%; водородный индекс изменяется от 100 до 460 мг УВ/г породы при среднем – 230; пиролитический показатель S_1 находится в диапазоне от 0.9 до 3.1 мг УВ/г породы (Полякова и др., 2013).

По данным Р. Штайн, изученные пиролитическим методом незрелые меловые породы из скважины ACEX содержат 1–2% $C_{орг}$, водородный индекс не превышает 200 мг УВ/г породы. По совокупности геохимических показателей автор относит породы к потенциально газогенерирущим с низким потенциалом (Stein, 2007).

В конце мела начался рифтогенез в котловине Макарова-Подводников, который обусловил структурную перестройку в регионе и формирование регионального несогласия, установленного, в том числе, в скважинах ACEX. Вскрытые на этой границе отложения представлены песчанистыми глинами, алевритистыми песками с включениями песчаников. Обстановки осадконакопления пород соответствуют мелководно-морским проксимальным. По мнению (Moran et al., 2006; Backman, Moran, 2009) со ссылкой (O'Regan et al., 2008), часть хребта Ломоносова в районе скважин все еще входила в состав Евразийской континентальной окраины в течение раннего эоцена, т.е. уже после начала рифтогенеза в Евразийском бассейне.

На основании изучения видового состава фауны и вещественного состава отложений К. Моран с соавторами характеризуют морской бассейн в раннем палеогене (конец палеоцена до середины эоцена) как теплый, свободный ото льда, солоноватый и биологически продуктивный. В течение раннего эоцена в Арктическом бассейне произошли два гипертермических события: PETM (Paleocene–Eocene Thermal Maximum, 55 млн лет назад) и ETM2 (Eocene Thermal Maximum 2, 53 млн лет назад) Температура поверхности моря в период эоценового термического максимума (PETM) поднялась до 24 °C, тогда как непосредственно до и после климатического события составляла 18 °C. Столь же важным, как и чрезвычайное потепление, являются доказательства географической изолированности палеогенового арктического бассейна с относительно влажным климатическим режимом, которые опираются на результаты плитотектонических реконструкций для этого времени и подтверждаются наличием в отложениях темных, богатых органикой осадков, с обильными включениями остатков рыб, видовым составом динофлагеллят и кремнистых микрофоссилий, а также отсутствием следов роющих организмов и бентоса. Отмеченные факты свидетельствуют о полузамкнутой среде бассейна с устьевой циркуляцией и кратковременными (возможно, сезонными) колебания пресных и солоноватых условий.

Ближе к середине эоцена соленость Арктического бассейна значительно снизилась. Максимум опреснения соотносится с кратковременным (0.8 млн лет) событием «Azolla» (Moran et al., 2006; Backman, Moran, 2009). Это привело к стратификации водной толщи с опресненным верхним слоем и соленым нижним, что, в свою очередь, обусловило сезонную или даже многолетнюю придонную гипоксию и аноксию («эвксинские» условия). Скорости

осадконакопления в это время увеличились, как предполагается, в связи с увеличением речного стока и поставкой терригенного материала, и составляли 1–2 см/млн лет, что на порядок выше современных в центральной части Северного Ледовитого океана (Moran et al., 2006; Backman, Moran, 2009).

Источником органического вещества верхнепалеоценовых осадков, представленных аргиллитами, являются в основном водоросли, тогда как ОВ более молодых отложений раннего и среднего эоцена формировалось с участием высшей растительности. Осадочный материал накапливался в гидродинамически спокойных мелководных обстановках, периодически в условиях дефицита кислорода, о чем свидетельствует наличие тонких (первые миллиметры) прослоев черных сланцев с высоким содержанием пирита (Stein et al., 2006; Stein, 2007).

В начале эоцена (около 49 миллионов лет назад) бассейн, как считается, характеризовался пресными, относительно прохладными (10–14 °С) поверхностными водами. Наличие пресной воды в Арктике в это время могло способствовать образованию морского льда, что увеличило альбедо и способствовало глобальному похолоданию. Особенности осадконакопления в этот период времени способствовали накоплению и сохранению органического углерода в осадках, в том числе, в условиях мелководья (Moran et al., 2006; Backman, Moran, 2009).

С середины эоцена в регионе началось похолодание, однако «эвксинские» условия, обусловленные высокой стратификацией водной толщи, сохранились вплоть до начала миоцена, кода в связи с открытием пролива Фрама, Северный Ледовитый океан перестал быть изолированным (Moran et al., 2006; Backman, Moran, 2009).

По данным Р. Штайна с соавторами (Stein et al., 2006), среднеэоценовые осадки в скважинах ACEX имеют темно-серо-черную окраску из-за повышенного содержания (1–5%) C_{opr}. Наиболее высокие концентрации (до 14%) наблюдаются в нижней части миоценовых отложений, залегающих с перерывом на нижележащих – эоценовых. По соотношению концентраций углерода и серы в отложениях Р. Штайн пришел к выводу, что «эвксинские» условия (вертикальная стратификация солености водной толщи, сопровождающаяся гипоксией, аноксией) в бассейне начались вскоре после события PETM и продолжались на протяжении около 10 млн лет, в период раннего-среднего эоцена. При этом, образцы, проанализированные из нескольких черных прослоев в основании раннего миоцена, также характеризуются «эвксинскими» условиями накопления (Backman, Moran, 2009). Поскольку «эвксинские» условия характеризуют отложения с каждой стороны среднекайнозойского перерыва, охватывающего олигоцен в скважинах ACEX, Дж. Бэкман и К. Моран, предположили, что эти условия существовали также и в течение временного интервала, представленного перерывом, тем самым увеличивая продолжительность этого периода с 10 до 37 млн лет. Результаты пиролитических исследований образцов из скважин ACEX показали, что богатые органическим углеродом отложения среднего эоцена обладают хорошим генерационным потенциалом и являются нефтематеринскими породами. Однако, судя по измеренным значениям T_{max} и отражательной способности витринита, породы являются незрелыми (Stein, 2007).

Четыре интервала в нижней части третичной клиноформы бассейна Бофорта-Маккензи, которые формировались в фациальных обстановках (дельтовой равнины, фронта дельты, продельты), по данным (Morrell et al., 1995), могут рассматриваться в качестве потенциальных НГМТ для одновозрастных залежей в пределах бассейна. В литологическом отношении это глины продельты, которые содержат существенную примесь органического вещества наземного происхождения. Однако в породах также присутствует кероген в форме резинита, способного генерировать жидкие углеводороды, на ранних стадиях зрелости органического вещества. Содержание $C_{орг}$ в этих отложениях редко превышает 2%, однако способность третичных шельфовых глин генерировать значительные объемы нефтяных УВ продемонстрирована на примере месторождения Амаулигак (Amauligak), где генетическая связь нефтяных залежей и третичных НГМТ подтверждена биомаркерным анализом (Morrell et al., 1995).

По данным И.Д. Поляковой с соавторами (Полякова и др., 2013), палеогеновые отложения бассейна Бофорта-Маккензи характеризуются хорошим генерационными свойствами. Так, нижнепалеогеновые отложения формаций Фиш Ривер, Аклак, Таглу, Ричардс ранней (ПК-$МК_1$) стадии зрелости содержат керогen II или смешанного II/III типов. Содержание органического углерода в породах варьирует от 2 до 8.5% и в среднем составляет 3.5%. Водородный индекс достигает 600 мг УВ/г породы при среднем значении – 200 мг УВ/г породы.

Кроме этого, недавние исследования показали, что палеогеновые нефтегазоматеринские породы являются основным источником УВ резервуаров Сагавanиркток (в скв. Кувлум 1), а также резервуаров формаций Каннинг (Canning) и Франклиниан (в скв. Стинсон 1) на Северном склоне Аляски. Также нефтепроявления из обнажений на побережье Арктического национального парка США содержат биомаркеры, указывающие на их третичный источник (Palma et al., 2021). Хотя на Аляске нефтематеринские свойства палеогена не изучены, предполагается, что наиболее вероятной НГМТ является глинистая толща формации Каннинг (Canning Fm), представленная глинами, сформированными в периоды наиболее значительных трансгрессий (Palma et al., 2021). При этом третичные отложения, вскрытые скважиной Клондайк в американском секторе Чукотского моря, характеризуются невысоким содержанием углерода (около 1%) и содержат керогen III типа. По результатам геохимических исследований они отнесены к газогенерерирующим толщам с удовлетворительным и хорошим потенциалом.

В миоцене в связи с открытием пролива Фрама в Северном Ледовитом океане происходит смена восстановительных остановок на окислительные. По данным Бэкман с соавторами (Backman, Moran, 2009) средне-верхнемиоценовые отложения на Хребте Ломоносова формировались в окислительных обстановках и содержат мало органического углерода, что не позволяет рассматривать их в качестве потенциально нефтегазоматеринских пород.

С учетом изложенного, в пределах изучаемой территории потенциальные НГМТ прогнозируются в породах плитного чехла на трех стратиграфических уровнях: в верхнем мелу, палеоцене-эоцене и на рубеже олигоцена и миоцена.

Результаты

Как показали результаты выполненных в рамках настоящего исследования палеогеографических реконструкций, во второй половине мела в пределах изучаемых акваторий Восточной Арктики преобладали континентальные, включая области аккумуляции и денудации, а также литоральные (прибрежные, периодически затапливаемые морем) обстановки осадконакопления (рис. 3А). Небольшие замкнутые мелководные водоемы, вероятно, существовали в центральной части моря Лаптевых. Значительный по размерам морской глубоководный Дремхедско-Северо-Чукотский бассейн располагался в северной части современного шельфа Восточно-Сибирского моря. Он характеризуется высокими скоростями седиментации. Формирующееся аккомодационное пространство компенсировалось значительными объемами осадочного материала, поступающего с юго-запада, что обеспечило быстрое продвижение проградирующего клина осадков в северо-восточном направлении.

С учетом имеющейся геохимической информации (Полякова и др. 2013) и полученных представлений о развитии позднемеловых осадочных бассейнов, можно предполагать развитие НГМТ, содержащих смешанный кероген с хорошим генерационным потенциалом на жидкие углеводороды, в отложениях Восточно-Сибирского моря. Отложения могли формироваться в дистальных относительно глубоководных частях палеобассейна в основании клиноформы. По аналогии с бассейном Бофорта-Маккензи они могут содержать около 4% органического углерода, водородный индекс – 230 мг УВ/г породы. Учитывая результаты изучения пород в скважинах ACEX (Stein, 2007), при наличии аноксических обстановок в замкнутых водоемах, выделяемых в центральной части моря Лаптевых, возможно развитие газопроизводящих НГМТ, содержащих около 1% органического углерода, водородный индекс – 150 (рис. 4А).

В палеоцене-эоцене, по сравнению с предыдущим этапом развития, сократилась площадь суши, и на большей части изучаемой территории формирование осадков происходило в условиях литорали (рис. 3Б). Скорости формирования аккомодационного пространства снизились. При этом объемы поступающего в бассейны осадочного материала, по-видимому, оставались значительными, что привело к постепенному заполнению впадин, унаследованных от позднемелового этапа, и, как следствие, их фрагментации. Вместо единого в позднем мелу, глубоководного Дремхедско-Северо-Чукотского бассейна, сформировались два мелководных водоема. Один из них, сохранивший связь с океаном, располагался в северной части шельфа Восточно-Сибирского моря, другой представлял собой замкнутый водоем, находившийся к западу от Новосибирских островов.

В олигоцене в Лаптевоморском сегменте изучаемой территории произошло углубление бассейна седиментации с формированием вытянутой относительно глубоководной области в его центральной части (рис. 3В). На фоне продолжающегося растяжения в рифтовой зоне хребта Гаккеля произошло углубление водоема и заполнение его клиноформными отложениями, к северу от Новосибирских островов. В пределах Восточно-Сибирского шельфа, вовлеченного в пострифтовое погружение после завершения рифтогенеза в котловине Макарова-Подводников, формируется неглубокое окраинное море.

Как показали исследования К. Моран с соавторами (Moran et al., 2006; Backman, Moran, 2009), в период с конца палеоцена до начала миоцена Северный Ледовитый океан представлял собой изолированный бассейн, что обусловило повсеместное развитие специфических гидрохимических условий: стратификацию водной толщи и аноксические («эвксинские») обстановки. Такие обстановки, в сочетании с высокой биопродуктивностью, обеспечили благоприятные условия для формирования НГМТ с хорошими генерационными характеристиками. Приведённые в предыдущем разделе результаты геохимических исследований показывают, что палеогеновые отложения являются регионально нефтегазоматеринскими. С учетом опубликованных данных, характеризующих генерационные свойства палеогеновых пород, и результатов выполненных палеогеографических реконструкций, в прибрежных и мелководных обстановках прогнозируется развитие НГМТ с содержанием органического углерода 2% и значениями водородного индекса около 200 мг УВ/г породы. В области сублиторали можно ожидать улучшения геохимических характеристик вероятных НГМТ: до 3% $C_{орг}$ и до 400 мг УВ/г породы HI (рис. 4Б, В).

В результате проведенного численного моделирования реконструирована термическая эволюция прогнозируемых нефтегазоматеринских пород, и оценен их генерационный потенциал (рис. 5–8).

ОВ верхнемеловых пород, распространенных в центральной части моря Лаптевых и северной части шельфа Восточно-Сибирского моря, характеризуется высокой современной зрелостью, соответствующей стадии $МК_4$-$МК_5$ (рис. 5А-1, Б-1). Генерация углеводородов в настоящее время возможна в бортовых частях крупных впадин. На большей части территории распространения НГМТ ее генерационный потенциал полностью реализован (рис. 5А-2, Б-2). В пределах изучаемой территории Восточной Арктики прогнозируются два крупных очага генерации углеводородов: «Лаптевский» и «Восточно-Сибирский» (рис. 5А-3, Б-3). Оба очага характеризуются высокой современной зрелостью ОВ пород и степенью реализации генерационного потенциала. Эмиграция углеводородов началась в раннем палеогене. В «Восточно-Сибирском» очаге этот процесс соотносится с началом палеоцена, в «Лаптевском» – с началом эоцена. Критический момент верхнемеловая НГМТ в «Восточно-Сибирском» очаге преодолевала в период с эоцена до конца миоцена, в «Лаптевском» – с олигоцена до конца миоцена. Фациальные вариации геохимических свойств ОВ верхнемеловой НГМТ определили различия в типе флюида и объемах сгенерированных и эмигрировавших углеводородов. Так, в «Лаптевском» очаге генерации, в пределах которого, как предполагается, распространена бедная НГМТ, прогнозируется генерация (и эмиграция) преимущественно газообразных УВ в незначительных объемах – около 10 млрд т УТ (условного топлива) (рис. 8). НГМТ хорошего качества, прогнозируемая в «Восточно-Сибирском» очаге, способна обеспечить около 250 млрд т УТ преимущественно (80%) жидких углеводородов (рис. 8).

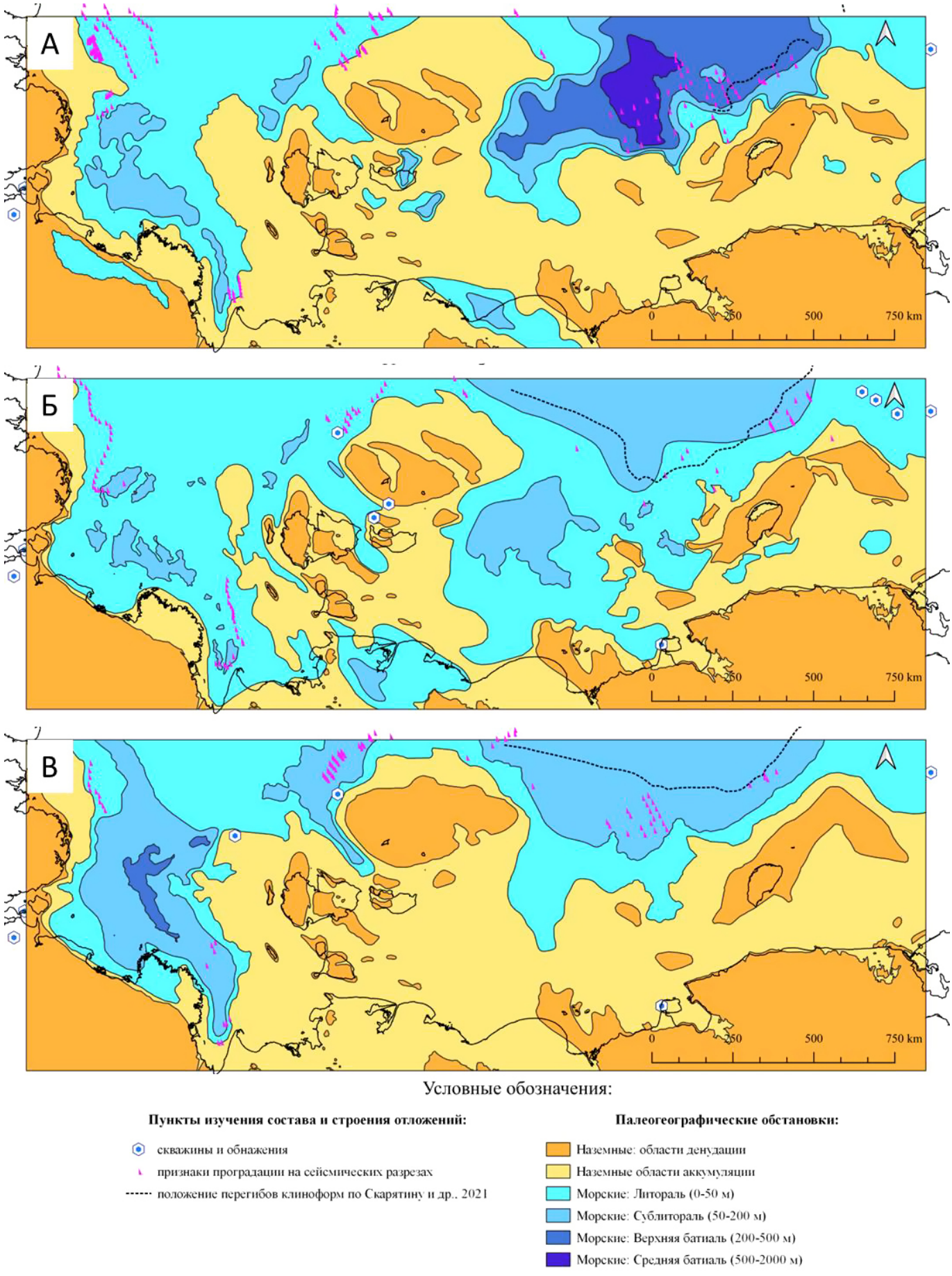


Рис. 3. Палеогеографические схемы на периоды: А – апт-поздний мел, Б – палеоцен-эоцен, В – олигоцен

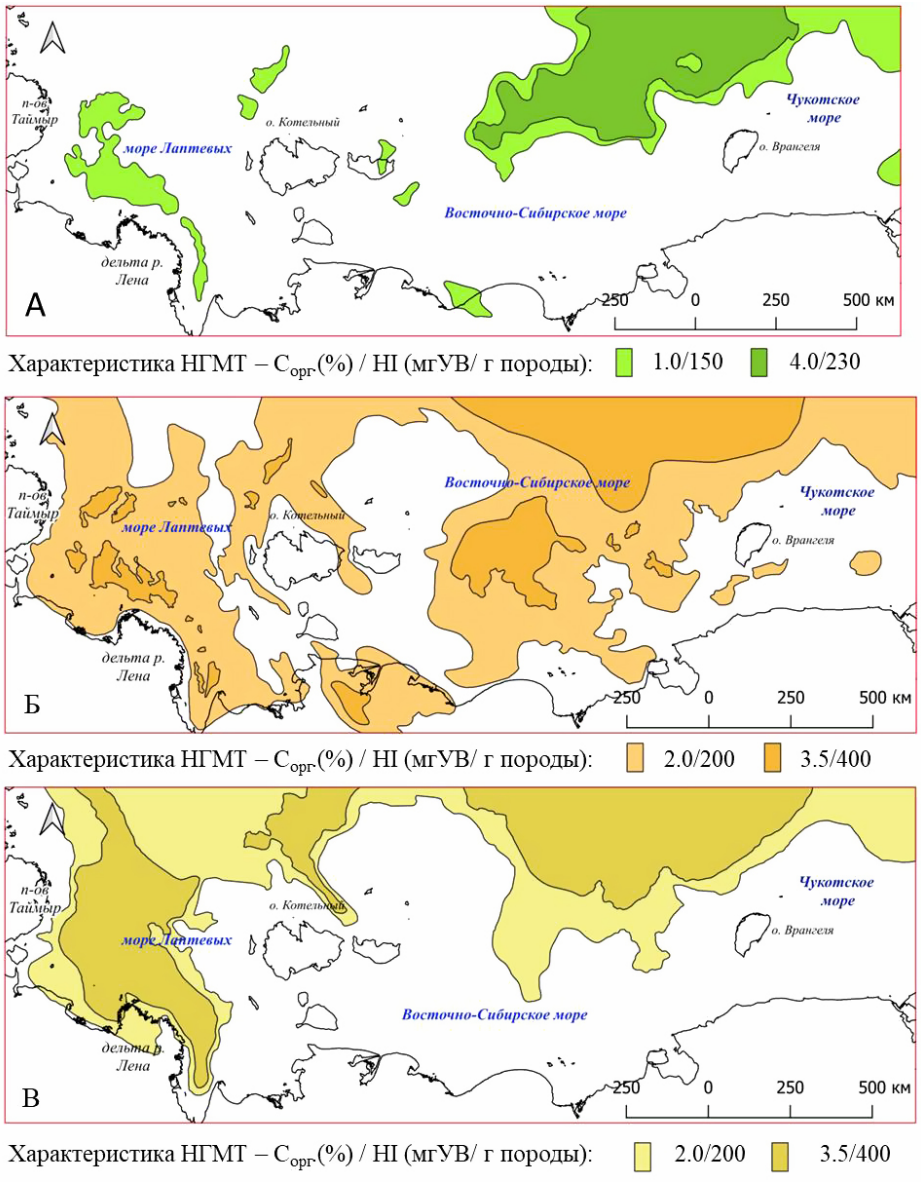


Рис. 4. Схемы нефтегазоматеринских свойств прогнозируемых НГМТ в составе осадочного чехла Восточно-Арктических морей: А – верхнемеловой, Б – палеоцен-эоценовой, В – верхнеолигоценовой-нижнемиоценовой. Цветом показаны области распространения НГМТ различного качества.

Прогнозируемая НГМТ в палеоцен-эоценовой части разреза в настоящее время способна к генерации как жидких, так и газообразных УВ на большей части области распространения (рис. 6А-1, Б-1). При этом она характеризуется высокой степенью реализации исходного генерационного потенциала (рис. 6А-2, Б-2). Процессы генерации и эмиграции УВ начались в олигоцене, критический момент в основном был преодолен во второй половине миоцена.

По результатам моделирования в пределах исследуемой территории в палеоцен-эоценовой части разреза выделяются три вероятных очага генерации углеводородов: «Восточно-Сибирский», «Лаптевский» и «Де Лонга» (рис. 6А-3, Б-3). Начальные геохимические характеристики ОВ пород, а также размеры очагов, определяют прогнозируемые объемы углеводородов (рис. 8). Так в крупных «Восточно-Сибирском» и «Лаптевском» очагах ожидается около 300 и 100 млрд УТ соответственно, в очаге «Де Лонга» – 14 млрд УТ. В составе флюидов всех очагов преобладают жидкие углеводороды.

Прогнозируемая НГМТ в отложениях на границе олигоцена и миоцена характеризуется невысокой современной зрелостью ОВ и степенью реализации потенциала (рис. 7А-1, Б-1 А-2, Б-2). Процессы эмиграции углеводородов начались только в пределах северной части шельфа моря Лаптевых, где выделяется небольшой очаг генерации, из которого, по полученным оценкам, эмигрировало не более 10 млрд УТ (рис. 8).

Изучение влияния неопределенностей входных данных в части теплового потока на результаты моделирования показало, что для высоко зрелых НГМТ увеличение теплового потока не оказывает существенного влияния на результаты моделирования. В частности, разница объемов сгенерированных и эмигрировавших углеводородов в моделях с различными тепловыми потоками не превышает 10%.

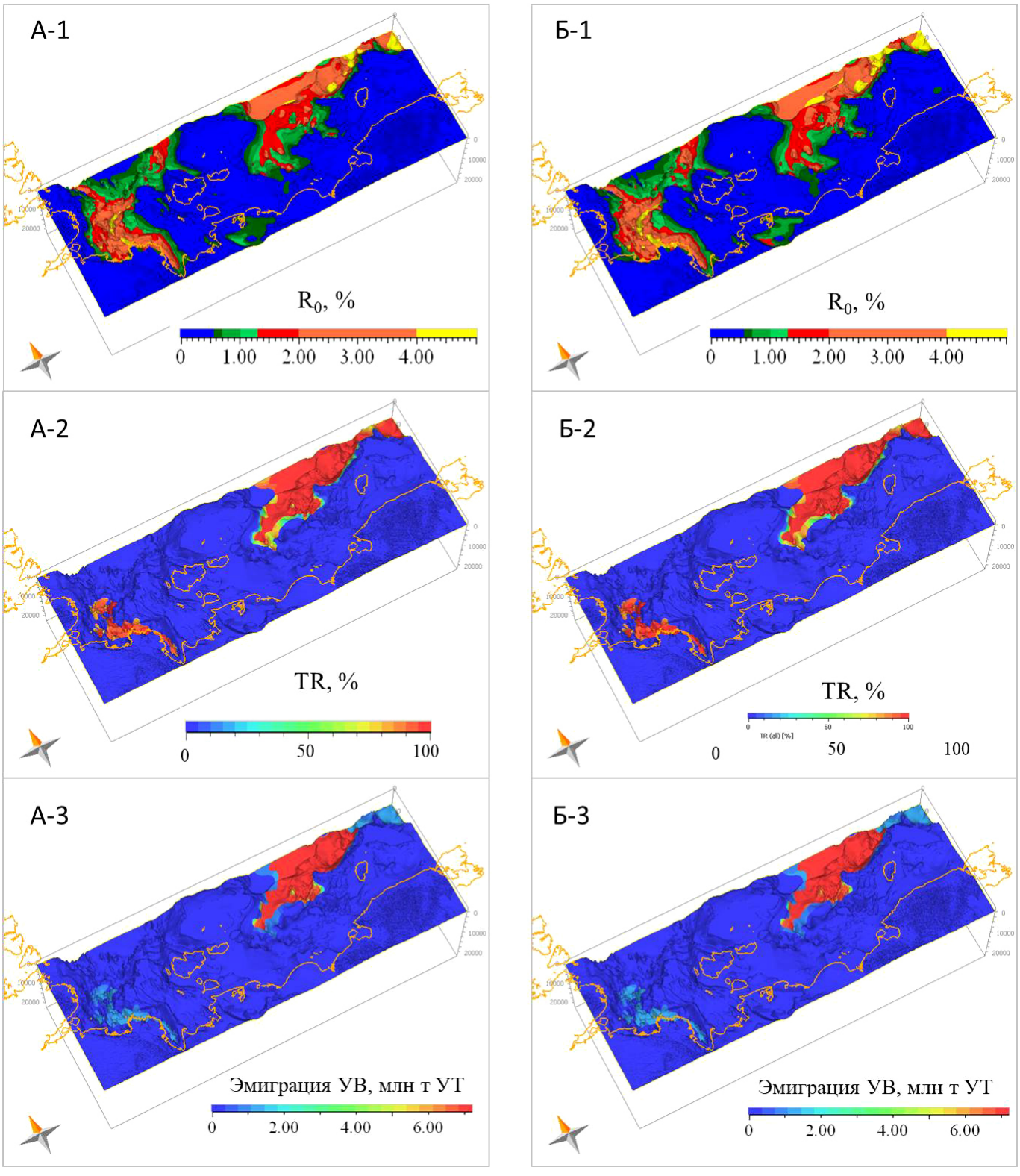


Рис. 5. Результаты моделирования эволюции верхнемеловой НГМТ в двух вариантах теплового режима осадочного бассейна: А – модель с тепловым потоком 60/70 мВт/м^2, Б – модель с тепловым потоком 65/75 мВт/м^2; расчётные параметры: 1 – зрелость ОВ породы (R_0), 2 – степень реализации генерационного потенциала (TR), 3 – удельная плотность эмиграции углеводородов

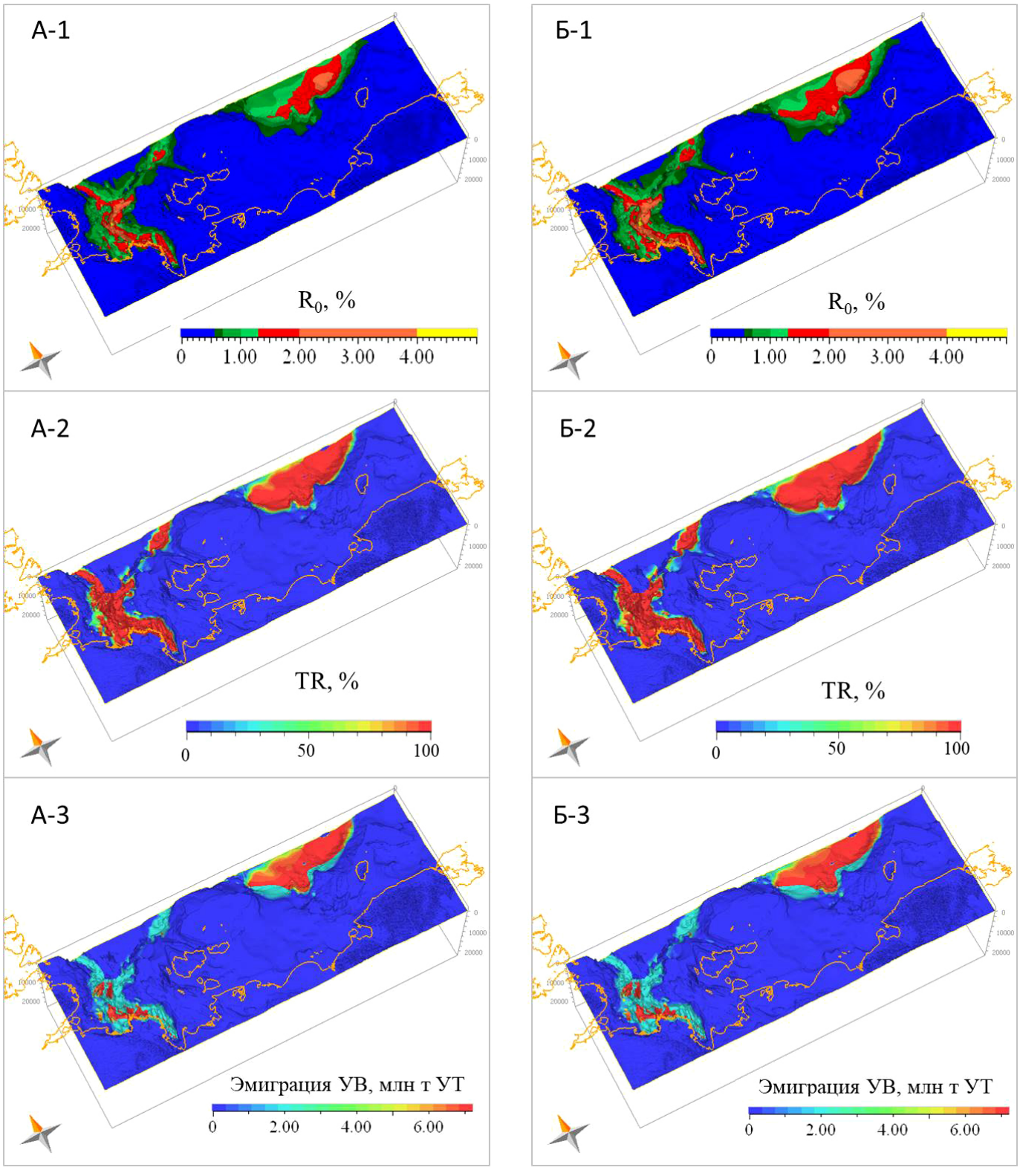


Рис. 6. Результаты моделирования эволюции эоценовой НГМТ в двух вариантах теплового режима осадочного бассейна: А – модель с тепловым потоком 60/70 мВт/м^2, Б – модель с тепловым потоком 65/75 мВт/м^2; расчётные параметры: 1 – зрелость ОВ породы (R_0), 2 – степень реализации генерационного потенциала (TR), 3 – удельная плотность эмиграции углеводородов

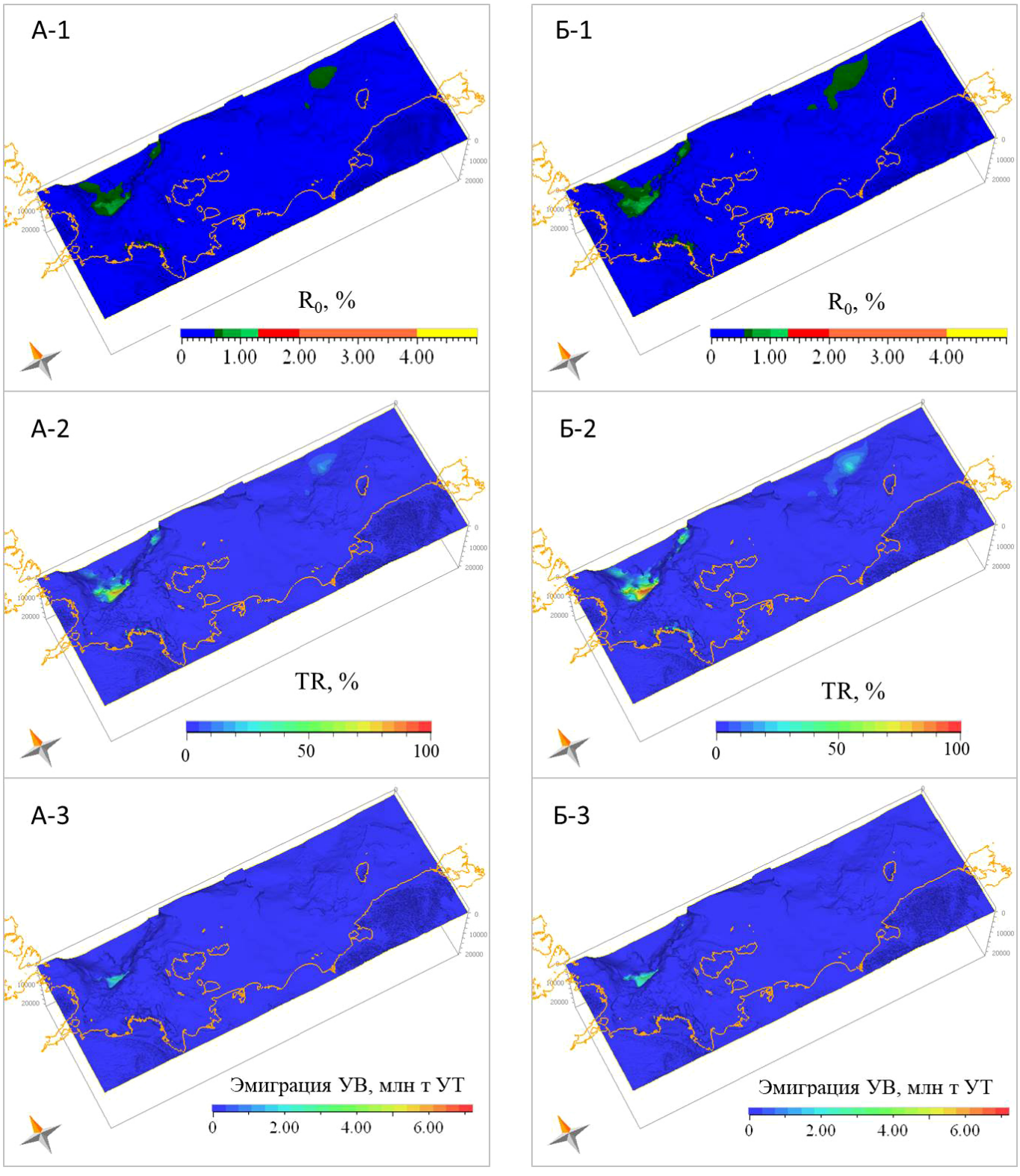


Рис. 7. Результаты моделирования эволюции олигоценовой НГМТ в двух вариантах теплового режима осадочного бассейна: А – модель с тепловым потоком 60/70 мВт/м^2, Б – модель с тепловым потоком 65/75 мВт/м^2; расчётные параметры: 1 – зрелость ОВ породы (R_0), 2 – степень реализации генерационного потенциала (TR), 3 – удельная плотность эмиграции углеводородов

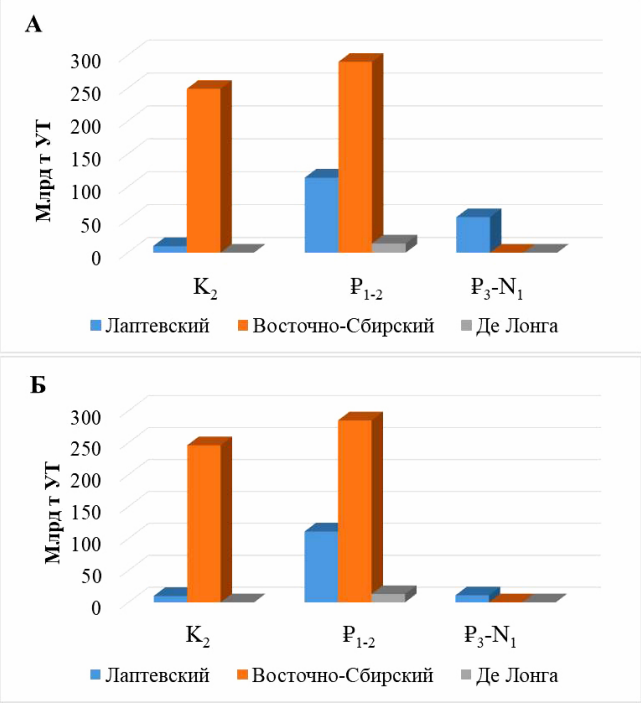


Рис. 8. Расчетные объемы сгенерированных (А) и эмигрировавших (Б) углеводородов из очагов (Лаптевского, Восточно-Сибирского, де Лонга). Буквами указан возраст отложений, включающих НГМТ: K_2 (поздний мел), P_{1-2} (палеоцен-эоцен), P_3-N_1 (олигоцен-ранний миоцен)

В тоже время, олигоцен-миоценовая НГМТ, характеризующаяся невысокой современной зрелостью, очень чувствительна к вариациям этого параметра: количество сгенерированных и эмигрировавших УВ, при увеличении теплового потока, возрастает на 40%.

Выводы

Выполненные региональные палеогеографические реконструкции основных этапов формирования осадочного чехла в комплексе с опубликованными результатами геохимических исследований позволили дать прогноз наличия и распространения вероятных нефтегазоматеринских пород в пределах акваторий Восточной Арктики.

В период с палеоцена до начала миоцена, благодаря изолированности от Мирового океана, и, как следствие, значительной стратификации водной толщи и повсеместному развитию аноксических обстановок, на большей части Северного Ледовитого океана существовали благоприятные условия для формирования нефтегазоматеринских пород хорошего качества.

При этом особенности теплового и тектонического режимов обеспечили эффективную реализацию углеводородного потенциала НГМТ только в палеоцен-эоценовой части осадочного разреза в пределах изучаемой территории Восточной Арктики. В силу низкой зрелости олигоценовые отложения не являются производящими на большей части Восточно-Арктического шельфа.

Палеоцен-эоценовая часть осадочного чехла является, по-видимому, основным нефтегазоносным комплексом, определяющим перспективы территории с точки зрения поисков углеводородов. Вторым по значимости является верхнемеловой комплекс.

Основной углеводородный потенциал сосредоточен в пределах двух крупных очагов нефтегазогенерации. Один из них расположен во внешней части шельфа Восточно-Сибирского моря, второй – в центральной части моря Лаптевых.

Полученные результаты в значительной степени прояснили геологические риски, связанные с наличием нефтегазоматеринских пород в разрезе, и позволили выделить наиболее перспективные осадочные комплексы, где целесообразно сфокусировать дальнейшие нефтегазопоисковые исследования, включая изучение геологических рисков, связанных с остальными ключевыми элементами углеводородных систем.

Финансирование

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации №АААА-А20-120092590017-4.

Литература

Грушевская О.В., Уварова И.В. (2020). Анализ нефтегазоматеринских толщ шельфа моря Лаптевых. *Вестник Пермского университета*, 19(2), с. 166–174. DOI: 10.17072/psu.geol.19.2.166

Евдокимова Н.К., Яшин Д.С., Супруненко О.И., Ким Б.И. (2007). Нефтегазоматеринские толщи в составе осадочного чехла шельфов Восточной Арктики. *Вестник СПбГУ*, Сер. 7, 1, с. 109–110.

Лавренова Е. А., Керимов В. Ю., Горбунов А. А. (2024). Геодинамическое районирование и структурно-формационные комплексы осадочного чехла восточно-арктических морей России. *Горный журнал*, 10, с. 31–40. DOI: 10.17580/gzh.2024.10.04

Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., Сидоренко Св.А. (2017). Потенциальная нефтегазоносность Восточно-Сибирского моря. *Геология нефти и газа*, 1, с. 3–10.

Полякова И.Д., Богоявленский И.В., Данилина А.Н. (2013). Характеристика нефтегазоматеринских толщ Арктики, палеогеографические и геодинамические аспекты их образования. *Арктика: экология и экономика*, 1(9), с. 46–59.

Скарятин М.В., Ставицкая В.Н., Мазаева И.В., Зайцева С.А., Баталова А.А., Моисеева Р.Х., Винниковская Е.В., Булгакова Е.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Обметко В.В., Бородулин А.А. (2021). Применение результатов анализа траектории кромки клиноформ в пространстве для прогноза перспектив нефтегазоносности осадочного чехла Северо-Чукотского мегапрогиба. *Нефтяное хозяйство*, 2, с. 40–45. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-2-40-45

Ступакова А.В., Суслова А.А., Большакова М.А., Сауткин Р.С., Санникова И.А. (2017). Бассейновый анализ для поиска крупных и уникальных месторождений в Арктике. *Георесурсы. Спецвыпуск*, с. 19–35. DOI: http://doi.org/10.18599/grs.19.4

Backman J., Moran K. (2009). Expanding the Cenozoic paleoceanographic record in the Central Arctic Ocean: IODP Expedition 302 Synthesis. Central *European Journal of Geosciences,* 1(2), pp. 157–175. DOI: 10.2478/v10085-009-0015-6

Burnham A. (1989) A Simple kinetic model of petroleum formation and cracking. *Geochimica and Cosmochimica Acta*, 43. pp. 1–11.

Dixon J., Lane, L.S., Dietrich J.R., Mcneil D.H., Chen Z. (2019). Geological History of the Late Cretaceous to Cenozoic Beaufort-Mackenzie Basin, Arctic Canada. DOI: 10.1016/B978-0-444-63895-3.00017-6

Dore A., Lundin E., Gibbons A., Sømme T., Tørudbakken B. (2016). Transform margins of the Arctic: a synthesis and re-evaluation. *Geological Society London Special Publications*, pp. 431–487. DOI: org/10.1144/sp431.8

Houseknecht D., Craddock W., Lease R. (2016). Upper Cretaceous and Lower Jurassic.

Masterson D., Holba, A. (2021). North Alaska Super Basin: Petroleum systems of the central Alaskan North Slope. *United States AAPG Bulletin*, 105, pp. 1233–1291. DOI: 10.1306/01282120057

Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The Petroleum System-From Source to Trap. *AAPG Memoir*, 60, 655 p. https://doi.org/10.1306/M60585

Moran K., Backman J., Brinkhuis H., Clemens S., Cronin T., Dickens G., Eynaud F., Gattacceca J. Jakobsson M., Jordan R., Kaminski M., King J., Koc N., Krylov A., Martinez N., McInroy D., Moore T., Onodera J., Kristoffersen

Y. (2006). The Cenozoic palaeoenvironment of the Arctic Ocean. *Nature*, 441, pp. 601–630. https://doi.org/10.1038/nature04800

Morrell G.R., Fortier M., Price P.R. and Polt R. (1995). Petroleum exploration in Northern Canada. A Guide to Oil and Gas Exploration and Potential. Northern Oil and Gas Directorate Indian and Northern Affairs Canada. https://www.aadnc-aandc.gc.ca/DAM/DAM-INTER-HQ/STAGING/texte-text/nog_pubs_penc_1324579829739_eng.pdf

O'Regan M., Moran K., Backman J., Jakobsson M., Sangiorgi F., Brinkhuis H. et al. (2008). Mid-Cenozoic tectonic and paleoenvironmental setting of the central Arctic Ocean. *Paleoceanography*, 23, pp. 1–15. https://doi.org/10.1029/2007PA001559

Palma J. Botterell, David W. Houseknecht, Paul G. Lillis (2021). Geochemical advances in Arctic Alaska oil typing – North Slope oil correlation and charge history. *Marine and Petroleum Geology*, 127, pp. 1–24. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104878

Peters K. E., Magoon L. B., Bird K. J., Valin Z. C., and M. A. Kelle M. A. (2006). North Slope, Alaska: Source rock distribution, richness, thermal maturity, and petroleum charge. *AAPG Bulletin*, 90(2), pp. 261–292. https://doi.org/10.1306/09210505095

Somme T.O., Dore A.G., Lundin E.R., Torudbakken B.O. (2018). Triassic paleogeography of the Arctic: Implications for sediment routing and basin fill. *AAPG Bulletin*, 102(12), pp. 2481–2517. https://doi.org/10.1306/05111817254

Stein R., Boucsein B., Meyer H. (2006). Anoxia and high primary production in the Paleogene central Arctic Ocean: First detailed records from the Lomonosov Ridge. *Geophysical Research Letters*, 33, pp. 1–6. DOI: 10.1029/2006GL026776

Stein R. (2007). Upper Cretaceous/lower Tertiary black shales near the North Pole: Organiccarbon origin and source-rock potential. *Marine and Petroleum Geology*, 24, pp. 67–73. DOI: 1016/j.marpetgeo.2006.10.002

Strata in Shallow Cores on the Chukchi Shelf. Arctic Alaska. Professional Paper 1814–C. *Studies by the U.S. Geological Survey in Alaska*, 15, pp. 37. https://pubs.usgs.gov/pp/1814/c/pp1814C.pdf

Сведения об авторах

Елена Александровна Лавренова – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе

Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

Статья поступила в редакцию 12.03.2025;
Принята к публикации 03.10.2025;
Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The Forecast and Assessment of Source Rocks Generation Potential in the Sedimentary Cover of the Eastern Arctic

E.A. Lavrenova

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russian Federation
e-mail:lavrenovaelena@mail.ru

Abstract. The sedimentary cover of the Russian Eastern Arctic, which includes the Laptev, East Siberian and partly Chukchi Seas, is considered one of the most prolific oil and gas provinces. However its petroleum potential is difficult to assess due to the lack of wells that can provide data on the presence and quality of the source rocks within the area. To address this issue, the paleogeographic conditions for the development of the main sedimentary complexes have been restored. Investigations based on the paleogeographic reconstruction and available geochemical data from surrounding areas indicate a high probability of source rock presence in the Upper Cretaceous, Paleocene-Eocene, and Oligocene-Early Miocene units of the sedimentary cover. These speculative source rocks have been studied through numerical modeling, to assess their maturity, transformation ratio and generation potential. This results in delineating probable hydrocarbon kitchens within the Eastern Arctic shelf. The findings obtained provide a conceptual basis for further evaluation of oil and gas prospects, zoning of the studied area, and effective planning of geological exploration activities.

Keywords: East Siberian Sea, Chukchi Sea, Laptev Sea, hydrocarbon potential, source rock, geochemical properties

Recommended citation: Lavrenova E.A. (2025). The Forecast and Assessment of Source Rocks Generation Potential in the Sedimentary Cover of the Eastern Arctic. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 177–191. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.21

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. AAAA-A20-120092590017-4.

References

Backman J., Moran K. (2009). Expanding the Cenozoic paleoceanographic record in the Central Arctic Ocean: IODP Expedition 302 Synthesis. Central *European Journal of Geosciences,* 1(2), pp. 157–175. DOI: 10.2478/v10085-009-0015-6

Burnham A. (1989) A Simple kinetic model of petroleum formation and cracking. *Geochimica and Cosmochimica Acta*, 43. pp. 1–11.

Dixon J., Lane, L.S., Dietrich J.R., Mcneil D.H., Chen Z. (2019). Geological History of the Late Cretaceous to Cenozoic Beaufort-Mackenzie Basin, Arctic Canada. DOI: 10.1016/B978-0-444-63895-3.00017-6

Dore A., Lundin E., Gibbons A., Sømme T., Tørudbakken B. (2016). Transform margins of the Arctic: a synthesis and re-evaluation. *Geological Society London Special Publications*, pp. 431–487. DOI: org/10.1144/sp431.8

Grushevskaya O.V., Uvarova I.V. (2020). Analysis of oil and gas source rock formations on the shelf of the Laptev Sea. *Bulletin of Perm University*, 19(2), pp. 166–174. (In Russ.) DOI: 10.17072/psu.geol.19.2.166

Evdokimova N.K., Yashin D.S., Suprunenko O.I., Kim B.I. (2007). Oil and gas source rock formations in the sedimentary cover of the East Arctic shelf. *Bulletin of St. Petersburg University.* Ser. 7, 1, pp. 109–110. (In Russ.)

Houseknecht D., Craddock W., Lease R. (2016). Upper Cretaceous and Lower Jurassic.

Lavrenova E.A., Kerimov V.Yu., Gorbunov A.A. (2024). Geodynamic zoning and structural-formational complexes of the sedimentary cover of the East Arctic seas of Russia. *Mining Journal*, 10, pp. 31–40. DOI: 10.17580/gzh.2024.10.04

Masterson D., Holba, A. (2021). North Alaska Super Basin: Petroleum systems of the central Alaskan North Slope. *United States AAPG Bulletin*, 105, pp. 1233–1291. DOI: 10.1306/01282120057

Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The Petroleum System-From Source to Trap. *AAPG Memoir*, 60, 655 p. https://doi.org/10.1306/M60585

Moran K., Backman J., Brinkhuis H., Clemens S., Cronin T., Dickens G., Eynaud F., Gattacceca J. Jakobsson M., Jordan R., Kaminski M., King J., Koc N., Krylov A., Martinez N., McInroy D., Moore T., Onodera J., Kristoffersen Y. (2006). The Cenozoic palaeoenvironment of the Arctic Ocean. *Nature*, 441, pp. 601–630. https://doi.org/10.1038/nature04800

Morrell G.R., Fortier M., Price P.R. and Polt R. (1995). Petroleum exploration in Northern Canada. A Guide to Oil and Gas Exploration and Potential. Northern Oil and Gas Directorate Indian and Northern Affairs Canada. https://www.aadnc-aandc.gc.ca/DAM/DAM-INTER-HQ/STAGING/texte-text/nog_pubs_penc_1324579829739_eng.pdf

O'Regan M., Moran K., Backman J., Jakobsson M., Sangiorgi F., Brinkhuis H. et al. (2008). Mid-Cenozoic tectonic and paleoenvironmental setting of the central Arctic Ocean. *Paleoceanography*, 23, pp. 1–15. https://doi.org/10.1029/2007PA001559

Palma J. Botterell, David W. Houseknecht, Paul G. Lillis (2021). Geochemical advances in Arctic Alaska oil typing – North Slope oil correlation and charge history. *Marine and Petroleum Geology*, 127, pp. 1–24. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104878

Peters K. E., Magoon L. B., Bird K. J., Valin Z. C., and M. A. Kelle M. A. (2006). North Slope, Alaska: Source rock distribution, richness, thermal maturity, and petroleum charge. *AAPG Bulletin*, 90(2), pp. 261–292. https://doi.org/10.1306/09210505095

Polyakova I.D., Borukaev G.Ch., Sidorenko Sv.A. (2017). Potential oil and gas prospects of the East Siberian Sea. *Geology of Oil and Gas*, 1, pp. 3–10. (In Russ.)

Polyakova, I.D., Bogoyavlensky, I.V., Danilina, A.N. (2013). Characteristics of Arctic gas-and-oil resource strata, paleogeographic and geodynamic aspects of their formation. *Arctic: ecology and economy*, 1(9), pp. 46–59. (In Russ.)

Somme T.O., Dore A.G., Lundin E.R., Torudbakken B.O. (2018). Triassic paleogeography of the Arctic: Implications for sediment routing and basin fill. *AAPG Bulletin*, 102(12), pp. 2481–2517. https://doi.org/10.1306/05111817254

Stein R., Boucsein B., Meyer H. (2006). Anoxia and high primary production in the Paleogene central Arctic Ocean: First detailed records from the Lomonosov Ridge. *Geophysical Research Letters*, 33, pp. 1–6. DOI: 10.1029/2006GL026776

Stein R. (2007). Upper Cretaceous/lower Tertiary black shales near the North Pole: Organiccarbon origin and source-rock potential. *Marine and Petroleum Geology*, 24, pp. 67–73. DOI: 1016/j.marpetgeo.2006.10.002

Stoupakova A.V., Suslova A.A., Bolshakova M.A., Sautkin R.S., Sannikova I.A. (2017).Basin analysis for the search of large and unique fields in the Arctic region. *Georesursy = Georesources, Special issue*, pp. 19–35. DOI: http://doi.org/10.18599/grs.19.4

Strata in Shallow Cores on the Chukchi Shelf. Arctic Alaska. Professional Paper 1814–C. *Studies by the U.S. Geological Survey in Alaska*, 15, pp. 37. https://pubs.usgs.gov/pp/1814/c/pp1814C.pdf

About the Authors

Elena A. Lavrenova — Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russian Federation

Manuscript received 12 March 2025;
Accepted 3 October 2025;
Published 20 December 2025

© 2025 E.A. Lavrenova. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georс.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.13

УДК553.981: 553.982:553.041:552.578

Идентификация очага низкотемпературной генерации углеводородов на южной периферии Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Б. Андреев[1], Е.В. Козлова[1], Т.Д. Булатов[1], Т.И. Карамов[1], Е.А. Леушина[1], В.В. Широкова[1], А.Е. Бажанова[1], А.П. Вайтехович[3], Н. В. Пронина[3], В.В. Дударев[4], В.В. Колесов[2], М.Ю. Спасенных[1]*

[1]*Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия*

[2]*ООО «ОмниТерра Эксплорейшн», Москва, Россия*

[3]*Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва, Россия*

[4]*Независимый консультант, Омск, Россия*

Проведены комплексные литолого-геохимические исследования керна трех скважин, расположенных в пределах южной периферии Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) в северной части Омской области, которые позволили выделить и впервые детально охарактеризовать основные нефтегазоматеринские породы района, а также оценить объемы генерации углеводородов (УВ). В качестве источников УВ в районе исследований были определены высокоуглеродистые кремнистые аргиллиты баженовской свиты, по типу вещества отличающиеся от баженовской свиты Широтного Приобья, а также угли и углистые аргиллиты васюганской и тюменской свит. Детальный анализ разреза показал, что генерационный потенциал баженовской свиты обусловлен наличием керогена II/IIS типа, характеризующегося ранней генерацией и более высоким исходным водородным индексом. Показано, что нефтяной потенциал углей и углистых аргиллитов васюганской и тюменской свит связан с высоким содержанием липтинитовых мацералов. Детальные исследования изотопного состава экстрактов генерирующих и аккумулирующих интервалов в разрезе, а также УВ газа месторождения подтверждают, что флюиды образованы из морского органического вещества баженовской свиты и углистого вещества васюганской и тюменской свит и их смеси. Полученные результаты доказывают присутствие очага низкотемпературной генерации УВ в исследуемом районе, что открывает новые перспективы для поиска и разведки нефтегазовых месторождений и обосновывает необходимость проведения 3D бассейнового моделирования для переоценки объемов УВ и их локализации в пределах отдельных участков южной периферии Западно-Сибирского НГБ.

Ключевые слова: нефтегазоматеринская порода, органическое вещество, баженовская свита, кероген IIS типа, нефтеносность углей, очаг генерации, Западно-Сибирской нефтегазоносный бассейн

Для цитирования: Андреев Б., Козлова Е.В., Булатов Т.Д., Карамов Т.И., Леушина Е.А., Широкова В.В., Бажанова А.Е., Вайтехович А.П., Пронина Н.В., Дударев В.В., Колесов В.В., Спасенных М.Ю. (2025). Идентификация очага низкотемпературной генерации углеводородов на южной периферии Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы,* 27(4), с. 192–215. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.13

Введение

В последнее время в мире растет интерес к изучению периферийных зон осадочных бассейнов в свете крупных открытий в этих областях (Goffey et al., 2018; Muammar, Minarwan, 2024). Ряд исследований последних лет показал, что периферийные участки нефтегазоносных бассейнов могут существенно отличаться по ряду параметров от их центральных районов, где в основном были сосредоточены нефтегазопоисковые работы. Поэтому переоценка перспектив их нефтегазоносности является актуальной задачей, ввиду зачастую более сложной геологии и тектонической истории развития (Chen et al., 2020; Lin et al., 2022), а также иного распределения, типа и зрелости органического вещества (ОВ) нефтегазоматеринских пород (Abdel-Fattah et al., 2024; Zhang et al., 2024a; Zhang et al., 2024b). Это сказывается на изначально некорректной оценке их углеводородного (УВ) потенциала и подчеркивает необходимость проведения исследований по его переоценке различными методами (Dehao et al., 2020; Badejo et al., 2021; Prishchepa et al., 2021; Lister et al., 2022).

В центральных и северных частях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) открыты сотни крупных месторождений нефти и газа. На сегодняшний день,

* Ответственный автор: Богдан Андреев
e-mail: bogdan.andreyev@skoltech.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

в связи с невысокой вероятностью открытия новых месторождений в хорошо изученных частях бассейна и дороговизной извлечения нетрадиционных ресурсов, актуальность поисковых работ связана с исследованием периферийных областей Западной Сибири. Район исследования (рис. 1а), за исключением небольших по площади участков вокруг открытых Прирахтовского, Тайтымского и Тевризского месторождений нефти и газа, считается малоперспективным для поиска углеводородных залежей (Гурари, 1996; Конторович, Моисеев, 2000), а плотность потенциальных ресурсов (рис. 1в) оценивается от 0 до 30 тыс. тонн УВ/км^2 (Конторович, Моисеев, 2000; Карта прогноза нефти и газа…, 2017). В то же время в ранее (до 2000 г.) считавшемся низкоперспективном Уватском нефтегазоносном районе сейчас открыто более 40 месторождений нефти (Соромотин, Солодовников, 2019), а годовая добыча превысила 10 млн т. В настоящей работе район исследований расположен всего на 150 км южнее крупнейших месторождений Увата, строение разреза и глубины залегания продуктивных пластов отличаются незначительно.

Активные нефтегазопоисковые работы в районе Прирахтовской и Восточно-Улугульской площадей проводились в 1970–80-е и были направлены на подготовку и бурение преимущественно антиклинальных структур. В сводовых частях большинства антиклиналей наиболее перспективные коллекторские отложения тюменской и васюганской свит либо отсутствуют, либо сильно сокращены по мощности, поэтому успешность бурения была низкой. При этом нефтегазоносность разреза Омской области установлена от Прирахтовского месторождения на западе до Ягыл-Яхского месторождения на востоке.

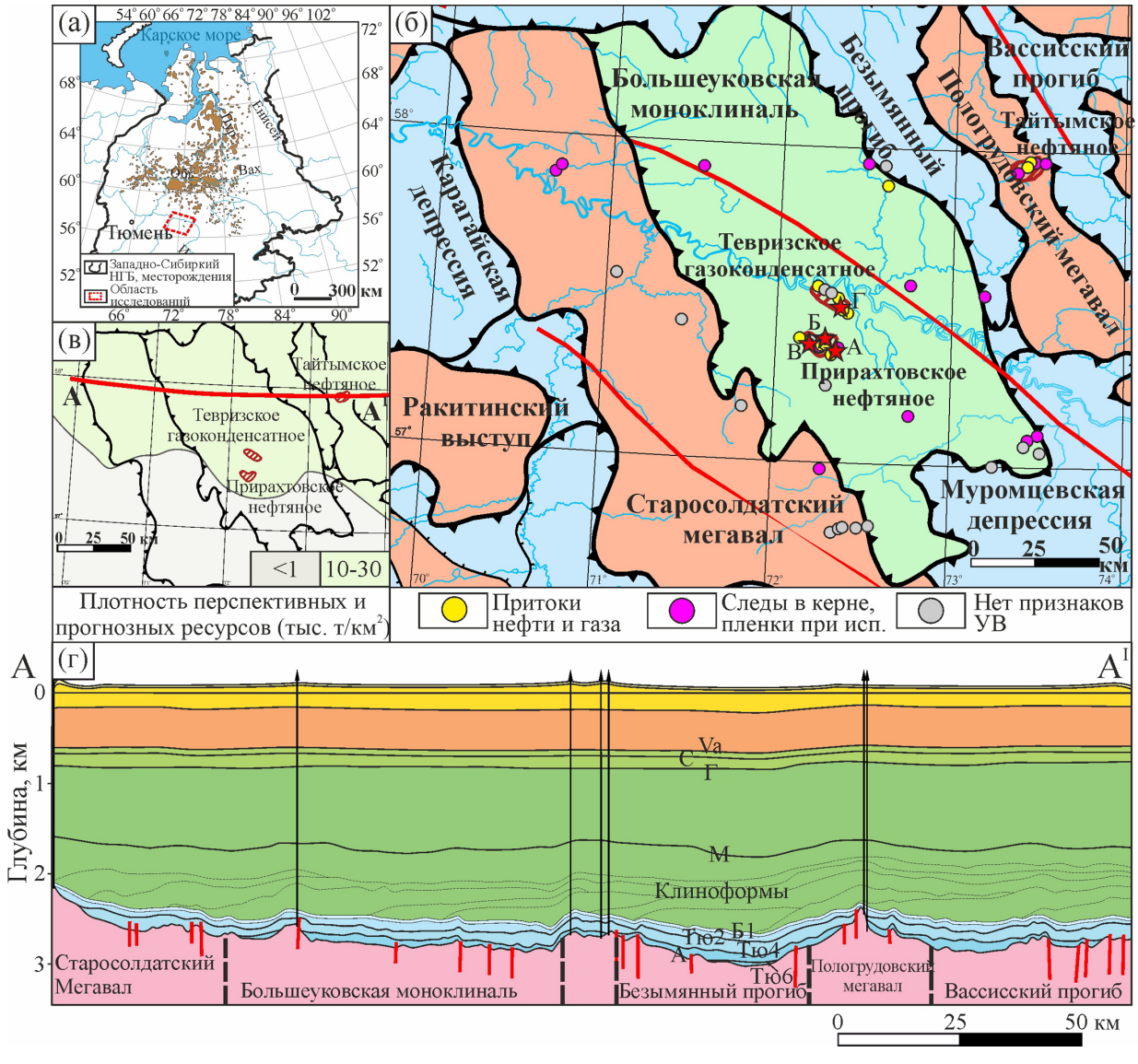


Рис. 1. Область исследования на карте Западной Сибири (а); Тектоническое строение области исследования (Тектоническая карта…, 1998) (б); Карта плотности потенциальных и прогнозных ресурсов в области исследования (Карта прогноза нефти и газа…, 2017) (в); Схематический геологический разрез по линии А-А^1 (построен на основе сейсмического профиля с указанием опорных отражающих горизонтов и пересекающий основные геологические структуры) (г). Звездами указаны скважины, в которых был изучен керн и флюиды. Отражающие горизонты: Va – кровля ганькинской свиты, С – кровля березовской свиты, Г – подошва кузнецовской свиты, М – кровля кошайской пачки алымской свиты и ее стратиграфических аналогов, Б1 – подошва баженовского горизонта, Тю$_2$ – кровля песчаного пласта Ю$_2$ тюменской свиты, Тю$_4$ – кровля песчаного пласта Ю$_4$ тюменской свиты, Тю$_6$ – кровля песчаного пласта Ю$_6$ тюменской свиты, А – кровля доюрского комплекса.

Насыщение УВ подтверждено испытаниями и нефтепроявлениями в керне коллекторских интервалов коры выветривания (пласт М), тюменской (пласты $Ю_2$-$Ю_4$), васюганской (пласт $Ю_1$), баженовской свит (пласт $Ю_0$), а также коллекторов ачимовской пачки (пласт $Б_{16-20}$).

В районе проведенных исследований (рис. 1б) во многих скважинах были обнаружены прямые признаки нефтегазоносности (нефтяные пленки при испытании, следы нефтенасыщения пород керна), а также были получены промышленные и непромышленные притоки нефти и газа. Однако, несмотря на это, район был признан малоперспективным из-за низкой успешности бурения, небольших запасов открытых месторождений, а также низких оценок объемов генерации НМП, обусловленных низкими значениями современных температур и небольшими глубинами залегания (Конторович, Моисеев, 2000; Елишева, 2008).

При этом вопрос об источнике обнаруженных УВ и об их потенциальных ресурсах на исследуемой территории не изучен, поскольку детальные геохимические исследования ОВ в пробуренных скважинах не выполнялись. Основной целью настоящей работы является детальная литолого-геохимическая характеристика НМП на керне скважин законсервированного Прирахтовского месторождения.

Геологическое строение и нефтегазоносность

Объект исследований расположен на южной периферии Западной Сибири (рис. 1а). В тектоническом отношении район приурочен к трем крупным тектоническим элементам – Старосолдатскому мегавалу, Большеуковской моноклинали и Пологрудовскому мегавалу (рис. 1б). Исследованные скважины пробурены в куполах небольших антиклиналей в пределах Большеуковской моноклинали в границах Прирахтовского поднятия (рис. 1б). Абсолютные отметки фундамента на исследуемой площади не превышают –2900 м. По результатам обработки данных 2D сейсморазведки и каротажных диаграмм разрез стратиграфически ограничивается пластами $Ю_5$-$Ю_6$ среднетюменской подсвиты в наиболее погруженных участках, залегающими на породах гетерогенного доюрского комплекса (рис. 1г, рис. 2).

Доюрский комплекс сложен палеозойскими метаморфизованными отложениями, представленными карбонатными породами (в основном девонского, реже каменноугольного возрастов), терригенными отложениями, с нередкими зонами распространения кислых интрузий (например, в пределах Аксеновского поднятия), сформированными и стабилизировавшимися во время герцинской складчатости (Бабушкин и др., 2009; Зылева и др., 2017). Триасовый период связан с активным вулканизмом и накоплением основных и средних по составу вулканических пород, туфопесчаников, аргиллитов и алевролитов (Бабушкин и др., 2009; Зылева и др., 2017).

В позднетриасовое и раннеюрское время фундамент на территории исследования подвергался процессам выветривания, что привело к формированию коры выветривания (пласт М) (Бабушкин и др., 2009; Зылева и др., 2017), имеющей на отдельных участках хорошие фильтрационно-емкостные свойства по данным испытания скважин. Накопление континентальных осадков тюменской свиты происходило неравномерно по площади. Отложения представлены переслаиванием песчаников (пласты $Ю_{2-6}$), алевролитов, аргиллитов и углей. В пределах Старосолдатского мегавала отложения преимущественно отсутствуют вследствие отставания от общего прогибания территории, тогда как в отдельных участках Большеуковской моноклинали и Безымянных прогибов мощность тюменской свиты достигает нескольких сотен метров (Бабушкин и др, 2009; Зылева и др., 2017).

Отложения васюганской свиты представлены переслаиванием песчаников (пласт $Ю_1$), аргиллитов и углей и связаны с началом длительной морской трансгрессии, прерываемой периодами отступления моря. Породы георгиевской и баженовской свит представлены аргиллитами и глинисто-кремнистыми породами и откладывались в максимум трансгрессии в пределах района исследований в титон-берриасское время (Алексеев и др., 1976; Захаров, Сакс, 1983). В берриасс-барремское время бассейн постепенно заполнялся осадочными отложениями конусов выноса, имеющих в настоящее время клиноформенное строение, глубины моря были меньше, однако скорость седиментации резко возросла (Vyssotski et al., 2006).

Глинистый материал накапливался во времена локальных трансгрессий, а обломочный – во времена регрессий. Дальнейший период развития бассейна связан с чередованием трансгрессий и регрессий, выраженных в субгоризонтальном накоплении преимущественно аргиллитов и песчаников в течение позднего мела-палеогена.

В эоцене трансгрессия достигла максимума, а на границе эоцен-олигоцен на фоне масштабной регрессии и общего воздымания территории, осадконакопление сменилось с морского на континентальное (Шацкий и др., 1996; Vyssotski et al., 2006). Отложения представлены, преимущественно, переслаиванием песчаников, аргиллитов, алевролитов с линзами углей.

Основным источником УВ в пределах области исследования считаются морские отложения баженовской свиты титон-берриасского возраста. Мощность свиты на территории исследования изменяется от 0 до 35 м по данным ГИС скважин и сейсморазведочных работ. Для отложений тюменского времени в качестве НМП в Западной Сибири принято считать радомскую и тогурскую пачки (Kontorovich et al., 1997; Лобова, 2008; Лунёва, 2019). Однако в районе исследований они не вскрыты скважинами, и даже в самых погруженных частях соответствующие им отражения на имеющихся сейсмических профилях не наблюдаются (плотность сейсморазведочных работ в среднем около 0,3 км/км^2).

Углеводородные флюиды в опробованных пластах Омской области резко отличаются по фазовому, химическому и групповому составу, что было отмечено многими авторами (Конторович, Моисеев, 2000; Скоробогатов и др., 2017). Так, в пласте $Ю_4$ тюменской свиты Тайтымского месторождения, пласте $Ю_2$ тюменской свиты и М доюрского комплекса Ягыл-Яхского месторождения, а также пласте $Ю_1$ васюганской свиты Баклянского месторождения (восточнее территории исследования) были получены промышленные и непромышленные притоки метановой (> 85 масс.% УВ метанового ряда), высокопарафинистой (до 30 масс.%), малосмолистой (< 8 масс.%) и бессернистой (S < 0,3 масс.%) нефти. А в пределах пласта $Ю_2$

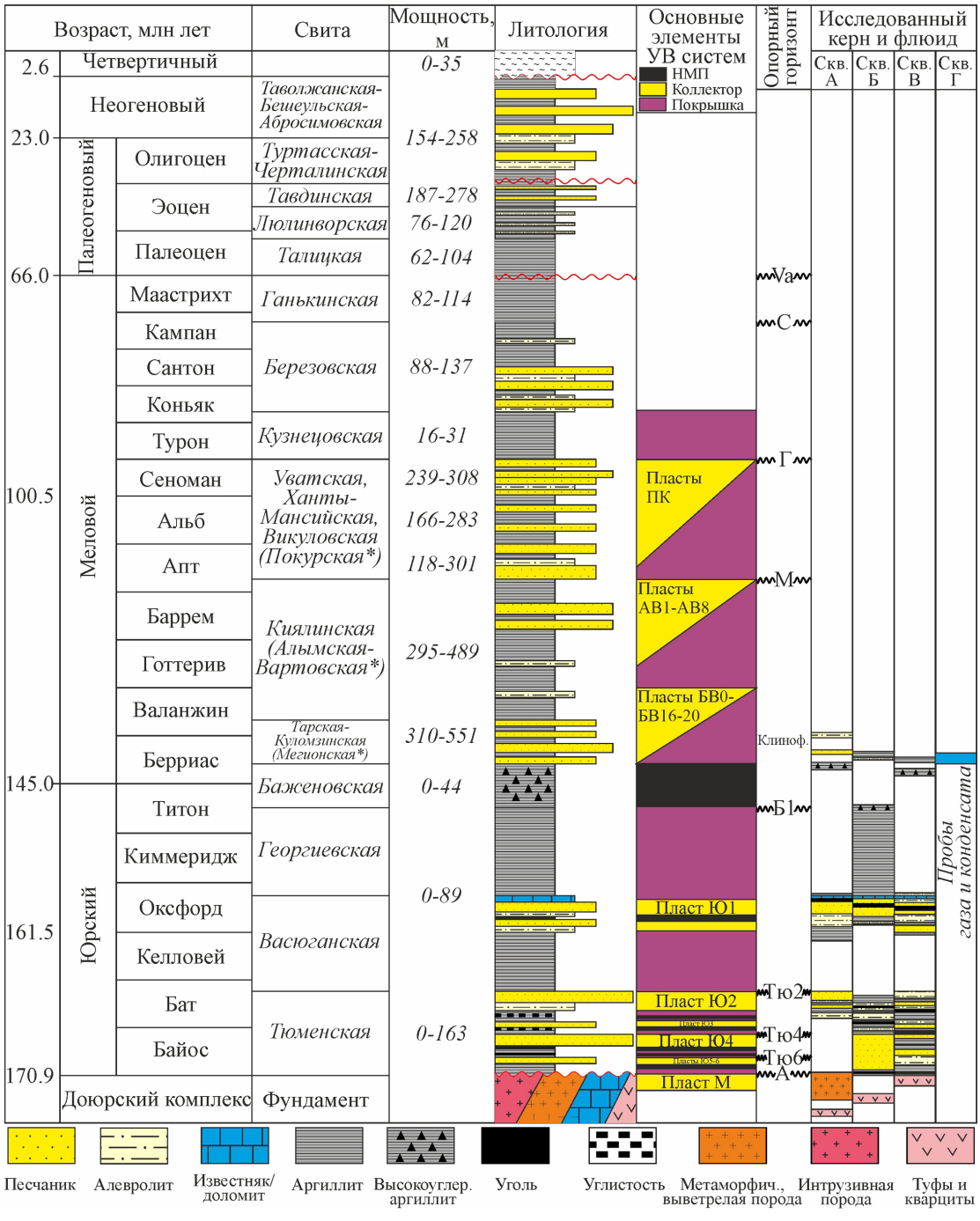


Рис. 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез для области исследования (построенный на основе 51 скважины) с обозначением интервалов изученного керна и флюидов в скважинах данного исследования; * – свиты-стратиграфические аналоги могут иметь различное название в зависимости от территории распространения (Постановление Межведомственного стратиграфического комитета..., 2003)

тюменской свиты Прирахтовского месторождения, пласта $Ю_1$ васюганской свиты Тайтымской и Наталинской площадей, и $Ю_0$ баженовской свиты Баклянского месторождения – промышленные и непромышленные притоки нефти ароматико-нафтено-метанового состава (приблизительно в равных количествах представлена метановой, нафтеновой и ароматической фракциями), низкопарафинистой (< 3 масс.%), смолистой (> 15 масс.%) сернистой (> 1 масс.%, до 4,4 масс.%). На Тевризском месторождении основным флюидом является газ (CH_4 > 95 масс.%), а также конденсат в пласте $Б_{16-20}$ ачимовской пачки. Разнообразие группового и химического состава нефтей в широком стратиграфическом диапазоне пластов-коллекторов предполагает наличие нескольких источников УВ на территории исследования и/или их смешения.

Материалы и методы

В рамках исследований южной периферии Западной Сибири был изучен керн из трех разведочных скважин глубиной 2518–2570 м, пробуренных в середине 2012 года в пределах Прирахтовского поднятия. Керном охарактеризованы меловые и юрские отложения, представленные мегионской, баженовской, васюганской и тюменской свитами, а также породы доюрского комплекса (ДЮК).

Всего из трех скважин было отобрано 737 разноразмерных образцов керна с плотностью отбора не менее 3 образцов на 1 м, в предполагаемых интервалах нефтематеринских пород плотность отбора была увеличена до 5–10 образцов на 1 м. Также были собраны пробы газа и конденсата из добывающей скважины Тевризского газоконденсатного месторождения.

Литологические исследования заключались в проведении макроописания образцов керна в кернохранилище, а также проведении элементного рентгенофлуоресцентного анализа (РФлА) с помощью портативного спектрометра Vanta Olympus C (Olympus, США) для 544 образцов. Микроструктура нефтегазоматеринских пород и их пустотное пространство исследованы методом сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) на установке Quattro S (Thermo Scientific). В образцах точечно изучен элементный состав с помощью микрозонда (energy x-ray spectroscopy), интегрированного в СЭМ Bruker XFlash 6–60, полученные результаты являются относительными (% масс., погрешность не превышает ±2%, результаты нормированы на 100%).

Для определения мацерального состава и отражательной способности витринита были подготовлены и исследованы 22 образца углей и углистых аргиллитов, а также 4 образца глинисто-кремнистых пород баженовской свиты. Анализ мацерального состава проводили на микроспектрофотометре QDI302 Craic (CRAIC Technologies, США) на базе микроскопа Leica DM 2500 P (Leica, Германия) в простом отраженном белом и ультрафиолетовом свете (ISO 7404-3, 2009). Описание мацерального состава углей и рассеянного ОВ проводилось по действующей классификации Международного Комитета по углепетрографии и органической петрологии (ICCP) (Inertinite Classification…, 2001; Pickel et al., 2017).

Качество и количество органического вещества (ТОС) в породах оценивалось с использованием пиролизатора HAWK Resource Workstation (Wildcat Technology, США) по методу Rock-Eval (Espitalié et al., 1977) для 652 неэкстрагированных и 212 экстрагированных образцов керна. Пиролиз проводился в инертной среде с определением следующих параметров: свободных углеводородов, находящихся в образце (S0, S1, мг УВ/г породы); количества образующихся углеводородов (S2, мг УВ/г породы) и CO_2, образующихся при термическом крекинге (пик S3, мг CO_2/г породы) и окислении (пик S4, мг CO_2/г породы) органического вещества; а также количества CO_2, образовавшегося на этапе окисления из минеральных компонентов породы (пик S5). Температура максимального выхода углеводородов (S2) при термическом крекинге соответствует значению Tmax, °C. На основе замеренных параметров были рассчитаны общее содержание органического углерода в породе (TOC, вес.%), водородный индекс (HI, мг УВ/г TOC), кислородный индекс (OI, мг CO_2/г TOC), индекс продуктивности (PI), а также количества углерода, который может быть преобразован (GOC), и остаточный непиролизуемый органический углерод (NGOC), из них рассчитан коэффициент K_{GOC}, отражающий степень выработанности керогена как долю от пиролизуемого ОВ (GOC/TOC (Spasennykh et al., 2021). В тексте результаты пиролитических исследований экстрагированных образцов обозначены как ex.

Кинетические исследования термического разложения ОВ проводили также с использованием пиролизатора HAWK RW для 30 представительных образцов при трех скоростях нагрева (3, 10 и 30 °C/мин). Для определения дискретного распределения энергий активации (Ea, ккал/моль) использовалось программное обеспечение Kinetics 2015 (GeoIsoChem Corporation, США) при фиксированном частотном факторе $A = 1 \cdot 10^{14}$ c^{-1}.

Изотопный анализ углерода, серы и азота для образцов горных пород, их экстрактов (29 образцов) и газа выполнены на масс-спектрометре DELTA V Plus (Thermo, Германия), оснащенном Flash HT элементным анализатором (Thermo, Германия). Для всех экстрактов было проведено удаление элементарной серы путем нагрева с медной стружкой.

Групповой SARA-анализ полученных экстрактов был проведён с выделением четырёх фракций: насыщенных углеводородов, ароматических углеводородов, смол и асфальтенов. Асфальтены предварительно осаждали в избытке гексана. Оставшаяся мальтеновая фракция разделялась методом колоночной жидкостной адсорбционной хроматографии на силикагеле. Фракции различной полярности выделяли при последовательной смене состава растворителя: гексан, толуол, смесь толуол:метанол в соотношении 1:1. Полноту элюирования каждой фракции контролировали под УФ-лампой.

Результаты

Литолого-геохимические исследования разреза и выделение НМП

Доюрский комплекс в исследованных скважинах Прирахтовской площади представлен кварцевыми порфирами (скважина А, Б, В, отмечены на рис. 1), в скважине А над кварцевыми порфирами была изучена кора выветривания, представленная метаморфизованной серпентенитизированной, местами окварцованной и карбонатизированной породой, интенсивно трещиноватой в различных направлениях (рис. 2). Трещины встречаются как открытые, так и залеченные кварцевым и карбонатным материалом. В охарактеризованном керном разрезе доюрского комплекса значения ТОС крайне низкие и составляют менее 1 вес.%. Эти значения обусловлены следами остаточного нефтенасыщения, что фиксируется по относительно повышенным значениям S0+S1.

Разрез трех изученных скважин в интервалах тюменской свиты (J_2b-J_2bt) сильно различается как по мощности, так и по охарактеризованным керном отложениям, что свидетельствует о крайней степени неоднородности развития здесь осадочных фаций (рис. 2). Скважины А и Б представлены преимущественно песчаниками и алевролитами (пласты $Ю_{2\text{-}4}$), часто углистыми с прослоями аргиллитов и углей. Скважина В представлена преимущественно аргиллитами углистыми с прослоями углей и редкими маломощными прослоями алевролитов и песчаников. По данным пиролитических исследований тонкодисперсные породы тюменской свиты, а именно углистые аргиллиты и угли обладают существенным генерационным потенциалом и могут быть нефтегазоматеринскими (рис. 3). По данным ГИС эти породы зачастую не выделяются за счет слабой дифференциации каротажных кривых в разрезе. Так, в скважине В представлено

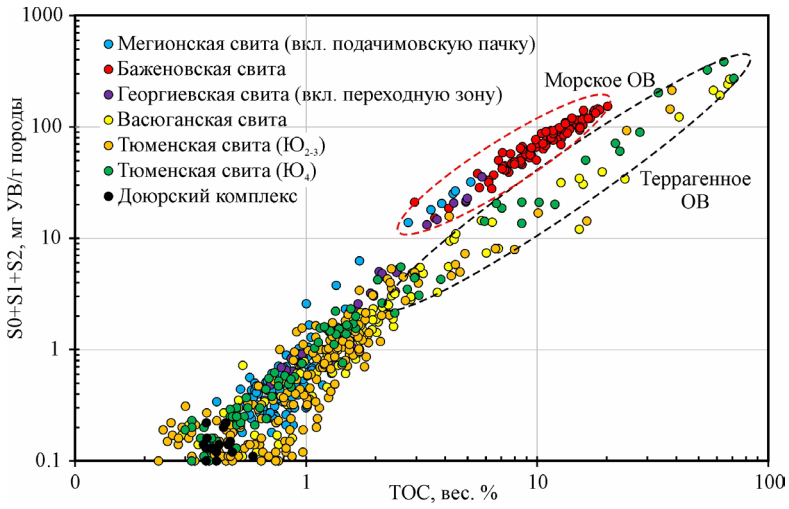


Рис. 3. Характеристика генерационного потенциала пород исследованных скважин

наибольшее количество углей и углистых аргиллитов различного качества суммарной мощностью около 11 м (16% от мощности всей тюменской свиты). В скважинах А и Б мощности НМП меньше, однако составляют 6 и 11% от мощности тюменской свиты. Кроме газового потенциала, углистые породы обладают значительным нефтяным потенциалом, на что указывают высокие значения водородного индекса HI в диапазоне от 250 до 367 мг УВ/г TOC (после экстракции, а до экстракции достигающие 600 мг УВ/г TOC), а также высокая доля экстрагируемого вещества по пиролитическим исследованиям до и после экстракции (S0 + S1 + ΔS2 – нефтяная составляющая) – до 150 мг УВ/г породы.

Васюганская свита (J_2k-J_3o) в нижней части представлена преимущественно аргиллитами. По литологическим и пиролитическим характеристикам она достаточно однородна. Вся толща изученных отложений представлена аргиллитами с редкой примесью песчаного и алевритового материала. Среднее содержание TOCex составляет 2%, средний HIex – 100 мг УВ/г TOC, встречаются прослои, более обогащенные органическим веществом, HIex в них увеличивается до 214 мг УВ/г TOC. Отложения потенциально газоматеринские, однако степень катагенетической преобразованности по ряду параметров низкая (в т.ч. Tmax = 431 °C), поэтому их существенный вклад в газоносность района сомнителен. Верхняя часть васюганской свиты представлена песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов, углей и углистых аргиллитов, в кровле пласта – глинистый известняк. Пропластки угля и углистых аргиллитов в васюганской свите характеризуются TOCex до 61 вес.% и HIex – до 280 мг УВ/г TOC. В углях васюганской свиты доля экстрагируемого флюида доходит до 130 мг УВ/г породы.

Георгиевская свита (J_3o-J_3tt) в пределах области исследования маломощная, представлена аргиллитами. В ее кровле выделена переходная зона (около 3 м) к подошве баженовской свиты за счет хороших и отличных генерационных свойств с TOCex, доходящим до 6 вес.%, а HIex – до 585 мг УВ/г TOC. За пределами этой зоны георгиевская свита обладает пониженным содержанием органического вещества TOCex < 2 вес.%, и низким генерационным потенциалом HIex < 100 мг УВ/г TOC.

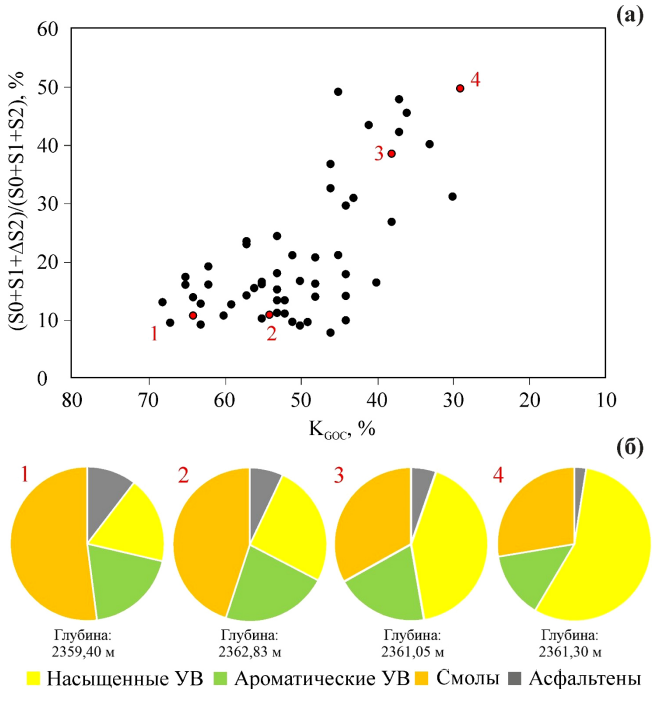


Рис. 4. Зависимость количества экстрагируемого флюида от общего генерационного потенциала (до экстракции) от K_{GOC} и его связь с групповым составом экстрагируемых из этого образца углеводородов на примере скважины В

Выше по разрезу залегает баженовская свита (J_3tt-K_1b), представленная высокоуглеродистыми глинисто-кремнистыми породами с редкими прослоями известняков, а также включениями и линзами пирита. Керном охарактеризованы верхняя часть баженовской свиты из скважин А, С (суммарно 13 м), а также ее нижняя часть из скважины В (1 м). По пиролитическим данным после экстракции породы характеризуются отличным генерационным потенциалом со средним содержанием TOCex = 10 вес.%, средними значениями водородного индекса HIex = 590 мг УВ/г TOC, в отложениях отмечены нетипично низкие Tmax в диапазоне от 410 до 429 °C (среднее значение – 417 °C). Вверх по разрезу баженовская свита переходит в подачимовскую пачку (керном охарактеризован 1 м аргиллитов), ее параметры приведены в табл. 1.

Свита	S0+S1+ΔS2, мг УВ/г породы	TOCex вес. %	T_{max}ex, °C	OIex, мг CO_2/г TOC	HIex, мг УВ/г TOC	K_{GOC}, (GOCex/TOCex) %
Подачимовская пачка	0,8-13,7 5,8	1,1–4,7 3,2	419–426 423	11–39 22	162–510 379	21–45 37
Баженовская	3,3-53,5 18,9	2,8–19,1 9,8	410–429 417	4–25 11	314–790 590	29–68 50
Георгиевская	0,1-5,7 1,6	0,9–5,9 2,5	428–433 430	9–60 31	29–585 170	8–45 20
Васюганская (верхняя)	1,3-136,1 31,8	1,5–61,0 14	426–440 432	8–63 27	95–280 171	7–26 14
Васюганская (нижняя)	0,1-1,7 0,4	0,8–4,2 2,0	426–435 431	7–68 27	43–214 100	10–20 12
Тюменская	0,1-148,4 10,4	1,5–50,0 5,8	428–441 434	9–267 49	40–367 120	8–32 14

Табл. 1. Усредненные геохимические параметры потенциальных НМП в изученных скважинах. Примечание: в числителе – минимальное и максимальное значения, в знаменателе – среднее значение параметра.

Широкие вариации пиролитических параметров для баженовской свиты позволяют условно разбить изученные образцы на две группы: первая характеризуется высокими значениями TOC (более 10%), высокими HI, низкими Tmax; вторая – относительно низкими TOC (менее 10%), HI и еще более низкими Tmax. Такое выделение подтверждается и групповым составом экстрагируемого флюида, количество которого во всех образцах составляет не менее 8% от общего генерационного потенциала породы до экстракции (рис. 4а). Например, можно увидеть, что при снижении K_{GOC} в образцах резко увеличивается доля экстрагируемого флюида, а также меняется его групповой состав – увеличивается доля легких УВ, а доля смол и асфальтенов в общем количестве экстрагируемого флюида снижается (рис. 4б).

Выделенные в изученном разрезе НМП в составе тюменской, васюганской и баженовской свит были исследованы с помощью сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) для характеризации их микроструктуры и точечного элементного анализа ОВ (EDX), результаты валового элементного состава породы по методу РФлА также приведены на рис. 5 на примере скважины В.

НМП тюменской и васюганской свит представлены непосредственно углями с редкими включениями глинистых разностей (рис. 5б,в), встречаются единичные скопления пирита в виде фрамбоидов, также представлены глинистые разности с включениями углистого материала. В углях пласта $Ю_{2-3}$ тюменской свиты отмечены поры в углистом веществе, поры неравномерно распространены по образцу (рис. 5б). По результатам EDX, ОВ содержит существенное количество азота (до 4 масс.%), а также серы (до 1,5 масс.%), что резко отличает их от углей пласта $Ю_1$ и $Ю_4$ (рис. 5в). Угли пласта $Ю_1$ и $Ю_4$ в большей степени трещиноватые, с меньшим количеством пор, практически без серы и азота в элементном составе ОВ.

Отложения баженовской свиты представлены глинисто-кремнистыми породами обогащенными ОВ, в отдельных случаях отмечается карбонатизиция. Породы характеризуются послойным распределением ОВ с частыми включениями фрамбоидального пирита. Содержание общей серы в породах по данным 80 измерений РФлА составляет от 2 до 11 масс.% породы.

Исследования с помощью СЭМ показывают значительную неоднородность ОВ, как и по микроструктуре (в том числе пористости), так и по элементному составу. Элементный состав был изучен на нескольких десятках образцов баженовской свиты микрозондом (EDX) точечно (не менее 10 точек на образец). Результаты показали, что в керогене выделяются участки с повышенным содержанием гетероатомных элементов, таких как сера и азот (рис. 5а). По данным 64 отфильтрованных точечных замеров EDX (где были результаты только по C, O, N, S) содержание органической серы варьирует от 1,5 до 12% от массы ОВ. Согласно литературным данным, результаты EDX сопоставимы с классическими методами элементного анализа углерода, водорода, азота и серы в образцах, такими как CHNS-анализ (Zuber et al., 2021), однако следует учитывать, что микрозонд не идентифицирует водород в силу физических ограничений. Характер полученных данных по элементному составу распределения имеет вид, похожий на бимодальное распределение, наиболее часто встречающиеся значения находятся в диапазоне 1,5–3 масс.% и 6–7 масс.% ОВ в различных по глубине образцах. Распределение пористости в керогене баженовской свиты также неоднородно: от абсолютно непористых участков до ОВ со связанной пористостью, что указывает на неодинаковую степень термической преобразованности ОВ (Karamov et al., 2023).

Углепетрографические исследования керна

Изученные образцы углей и углистых аргиллитов относятся к пластам $Ю_1$ васюганской свиты, а также $Ю_{2-3}$ и $Ю_4$ тюменской свиты (рис. 6д-6к). Угли и углистые аргиллиты пласта $Ю_1$ в трех изученных скважинах характеризуются неоднородным мацеральным составом (табл. 2). Помимо групп инертинита и витринита, слагающего большую часть ОВ, в образцах отмечено высокое содержание мацералов группы липтинита, представленных в большей степени резинитом, споринитом – остатки смолы, спор и пыльцы, в меньшей степени – кутинитом и суберинитом (остатками кутикулы и пробковыми тканями коры).

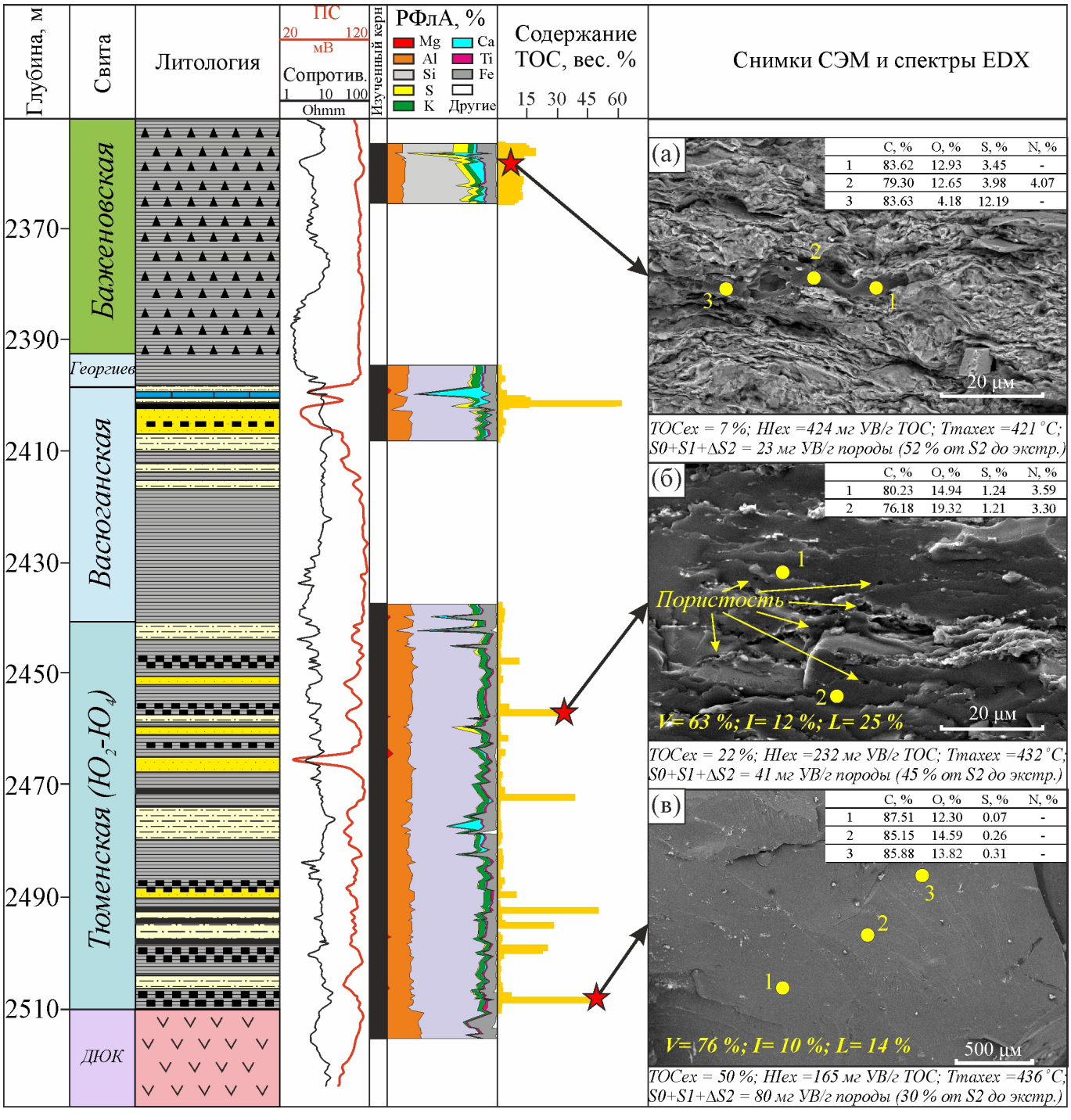


Рис. 5. Пример разреза скважины (скв. В) с выделением нефтематеринских интервалов с результатами съемки СЭМ и элементного анализа керогена баженовской свиты (а); тюменской свиты ($Ю_{2\text{-}3}$) (б); и тюменской свиты ($Ю_4$) (в). Условные обозначения приведены на рис. 2.

Свита / кол-во образцов	L*, об. %	V*, об. %	I*, об. %	Alg*, об. %	Bit*, об. %	Зоокласты, об. %
Баженовская ($Ю_0$) / 4	-	-	-	30–48 / 40	35–70 / 48	0–20 / 12
Васюганская ($Ю_1$) / 10	0–88 / 20	10–100 / 75	0–20 / 5	-	-	-
Тюменская ($Ю_{2\text{-}4}$) / 12	8–60 / 28	33–78 / 62	7–26 / 10	-	-	-

Табл. 2. Мацеральный состав изученных НМП. Примечание: в числителе – минимальное и максимальное значения, в знаменателе – среднее значение параметра. * – расшифровка на рис. 6.

Мацеральный состав, в целом, свидетельствует о формировании отложении в прибрежно-морских (нижняя дельтовая равнина) и континентальных условиях (верхняя дельтовая равнина и условия влажных лесных болот).

Образцы из пластов $Ю_{2-3}$ и $Ю_4$ тюменской свиты также характеризуются более разнообразным мацеральным составом ОВ (табл. 2), а также более высоким содержанием мацералов группы липтинита в среднем до 28 об.%, представленные преимущественно кутинитом, споринитом и резинитом (рис. 6ж-6к). Мацералы в различной степени флюоресцируют, что говорит о процессах генерации УВ.

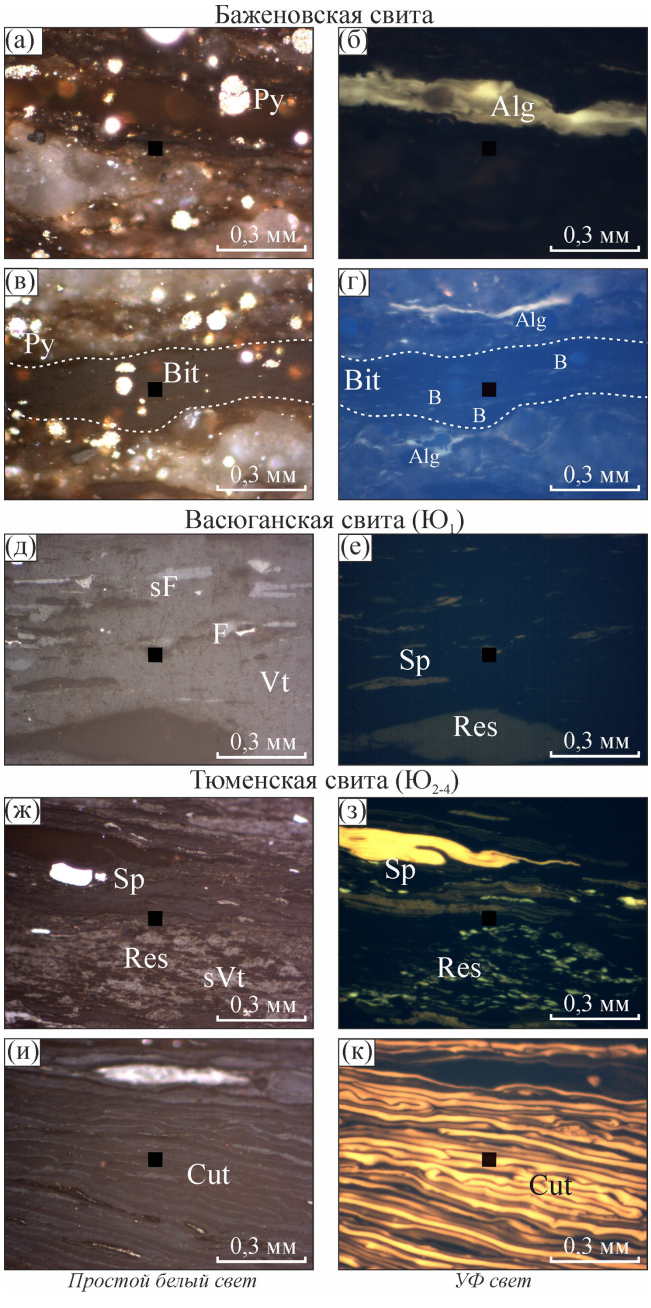


Рис. 6. Микрофотографии пород, иллюстрирующие мацеральный состав НМП баженовской, васюганской и тюменской свит. В иммерсионном масле, увеличение 50х для всех микрофотографий. Образцы в отраженном белом свете (а, в, д, ж, и), образцы в ультрафиолетовом свете (б, г, е, з, к). Alg, альгинит; Bit, битуминит; B, битум (условный углепетрографический термин); Sp, споринит; Res, резинит; Cut, кутинит, Vt, витринит; F, фюзинит; sF, семифюзинит; Py, пирит.

Угли и углистые породы формировались в прибрежно-морских и континентальных условиях (для пластов $Ю_4$ характерны в большей степени заболоченные участки верхней дельтовой равнины, что обнаруживается по увеличению содержания мацералов группы инертинита). Режим осадконакопления – застойный с высоким уровнем воды в бассейне торфонакопления, который иногда понижался.

Углепетрографические исследования баженовской свиты (рис. 6а-6г) показали, что основными органическими мацералами являются битуминит (средн. – 48 об.%), альгинит (средн. – 40 об.%), а также зоокласты – онихиты (средн. – 12 об.%). Альгинит в отраженном свете представлен небольшими отдельными линзами коричневого цвета (телальгинитом), в ультрафиолетовом свете имеет яркое свечение зеленовато-желтого цвета (рис. 6з). Битуминит в отраженном свете встречается серого и коричневого цветов. Во всех образцах баженовской свиты обнаружен новообразованный битум, который представлен темно-коричневыми пленками, окружающими битуминит, а также находящимся внутри него. Эти пленки в ультрафиолетовом свете имеют свечение желтоватого цвета (рис. 6к), что свидетельствует о генерации УВ. Зоокласты в породах представлены преимущественно онихитами – крючками ископаемых головоногих моллюсков, которые имеют серый цвет в отраженном свете.

Измерения показателя отражения витринита (R_V), необходимые для оценки степени термической эволюции бассейна, показали достаточно большой разброс значений за счет повсеместного присутствия липтинита в образцах. По результатам определений, отражательная способность витринита R_V варьирует в диапазоне 0.50–0.60% (рис. 7), что соответствует началу нефтяного окна. Однако, высокие содержания липтинита и растворимого ОВ могут занижать реальные значения R_V витринита (Carr, 2000; Wilkins, George, 2002; Chen et al., 2012; Wang et al., 2022). В исследованных образцах баженовской свиты отсутствуют признаки остатков высшей растительности, по которым можно провести замеры отражательной способности витринита. Поэтому оценка зрелости баженовской свиты

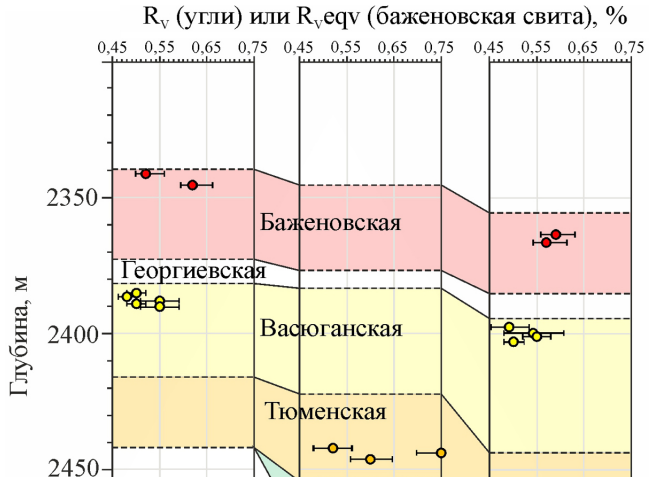


Рис. 7. Результаты измерений отражательной способности витринита RV для трех изученных скважин, для баженовской свиты эквивалент показателя отражательной способности витринита ($R_v$eqv,%) был пересчитан из отражательной способности битуминита (R_B,%)

производилась путем пересчета показателя отражения битуминита (R_B,%) в показатель отражения эквивалента витринита (Марунова и др., 2023). Результаты приведены на рис. 7.

Кинетические исследования термического разложения органического вещества

Для характеристики процессов преобразования ОВ были выполнены однокомпонентные кинетические исследования термического разложения керогена для образцов баженовской, васюганской и тюменской свит (рис. 8). Образцы подвергались экстракции хлороформом (баженовская свита) и смесью хлороформа и спирто-толуола (угли и углистые аргиллиты) для удаления большей части растворимого органического вещества.

Угли и углистые аргиллиты васюганской и тюменской свит имеют более широкий кинетический спектр за счет разнообразного мацерального состава углей, спектры имеют несимметричную форму с максимумом Ea, приходящемся на 53–54 ккал/моль (рис. 8в, г).

Полученные кинетические спектры баженовской свиты с фиксированным частотным фактором $A=1\cdot10^{14}$ $с^{-1}$ характеризуются несимметричным спектром энергий активации (Ea) с максимумом на 52 ккал/моль (рис. 8а,б). Важно отметить, что образцы баженовской свиты имеют максимум Ea на 1–2 ккал/моль меньше, чем образцы из центральной части Западной Сибири (Leushina et al., 2021b, Спасенных и др., 2024).

Дополнительно к кинетическим исследованиям для 10 образцов баженовской свиты были проведены эксперименты по искусственному созреванию керогена. Данные эксперименты (Karamov et al., 2023) позволяют уточнить и сравнить тренды зрелости и созревания по HI-Tmax и оценить исходный генетический потенциал незрелого ОВ, однако кривые следует использовать с осторожностью при переходе к геологическим условиям в осадочном бассейне (Philp; Mansuy, 1997; Romero-Sarmiento et al., 2016). Отобранные образцы подвергались нагреву в пиролитической ячейке пиролизатора HAWK в токе гелия от 350 до 460 °C с шагом в 10 °C и временем прогрева на каждом этапе 30 минут. После каждого нагрева были проведены определения пиролитических параметров и однокомпонентные кинетические исследования «состаренного» до определенной степени образца.

По результатам экспериментов, тренды термического преобразования органического вещества исследованных образцов разделились на две группы, группа №1 включает 3 образца, группа № 2 включает 7 образцов. На рис. 9а в координатах HI-Tmax представлены тренды реализации генерационного потенциала для двух групп образцов, а также для одного из типичных образцов баженовской свиты центральной части Западной Сибири, исследованных ранее. Линия тренда для группы образцов №1 проходит ниже линии для образцов группы №2, демонстрируя значительное уменьшение HI при меньших температурах эксперимента и меньших значениях Tmax. Для образца группы №1 водородный индекс HI уменьшается до значений меньше 100 мг УВ/г TOC на этапе нагрева 400–410 °C, при этом значение Tmax достигает 431 °C. Для образца группы №2 значение HI меньше 100 мг УВ/г TOC достигается на этапе нагрева 420–430 °C, при этом значение Tmax достигает 450 °C.

Таким образом, по результатам данных экспериментов нефтяное окно (TR = 10–90%) для группы образцов №1 находится в диапазоне Tmax от < 417 °C до 432 °C. Для группы образцов №2 – в пределах Tmax = < 416–450 °C. Полученный для группы №2 диапазон Tmax превышает таковой для группы №1, однако остаётся ниже, чем у аналогов из центральной части Западной Сибири (Топчий и др., 2019; Spasennykh et al., 2021). Он также ниже, чем диапазон Tmax у образцов из наших более ранних исследований (от 425–435 °C до 465–470 °C),

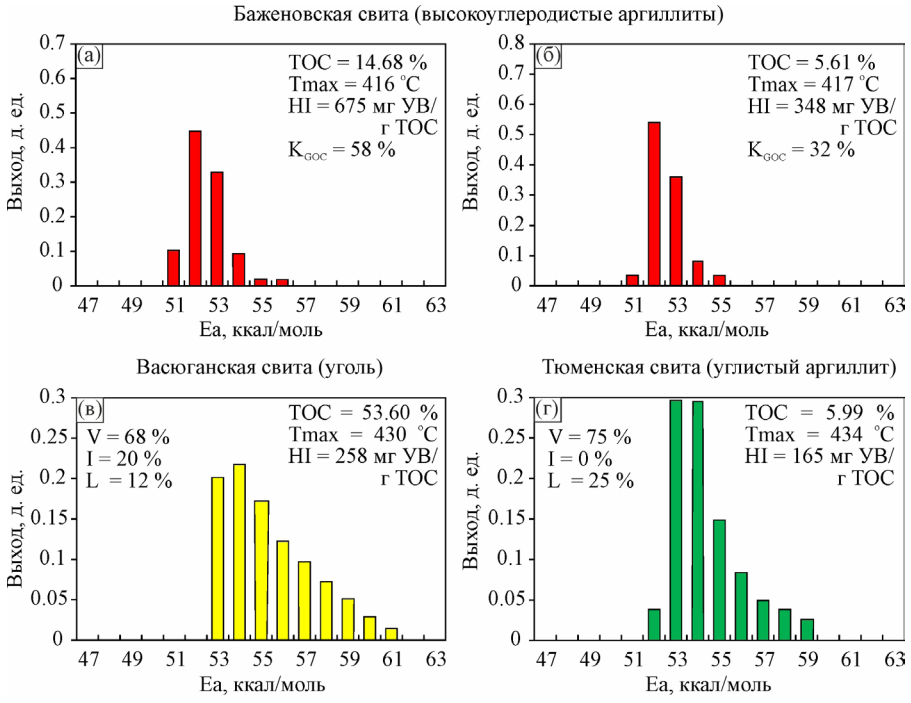


Рис. 8. Однокомпонентные кинетические спектры термической деструкции керогена баженовской (а, б) и васюганской и тюменской свит (в, г). Частотный фактор зафиксирован на $A = 1\cdot10^{14}$ $с^{-1}$

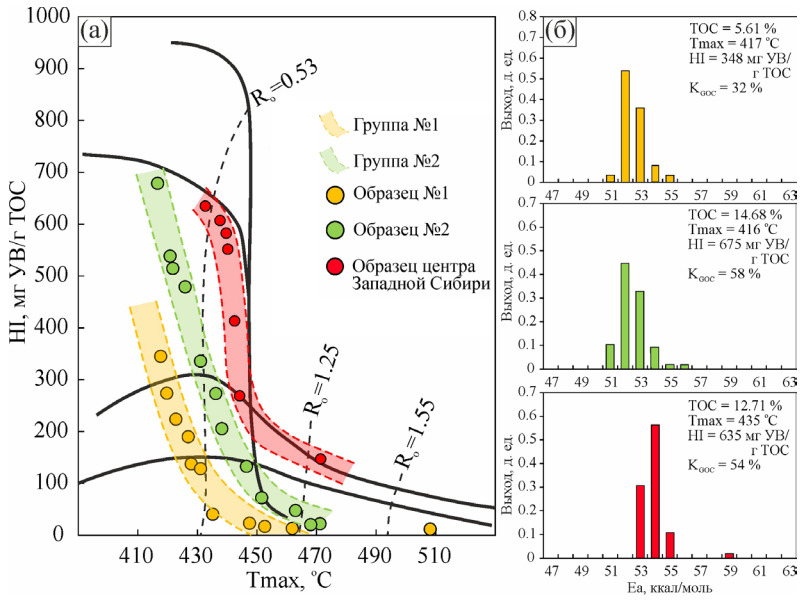


Рис. 9. Результаты экспериментов по искусственному созреванию образцов баженовской свиты (а) и кинетические спектры деструкции керогена в породе для данных образцов (б)

который хорошо соотносится с природной эволюцией керогена II, установленной на основе статистических данных. При этом преобразование керогена для данных групп образцов происходит при значительно меньших температурах, чем для керогена типа II баженовской свиты центральной части Западной Сибири (рис. 11) как по результатам экспериментов по искусственному созреванию, так и согласно широкой базе данных пиролитических исследований образцов различной зрелости (Maglevannaia et al., 2019; Spasennykh et al., 2021).

Выявленные закономерности указывают на значимые отличия в составе органического вещества на исследуемом объекте относительно пород баженовской свиты Широтного Приобья, а также указывают на то, что нефтегазогенерация на южной периферии Западной Сибири происходила при меньших температурах, чем в центральной части бассейна.

Исследования валового изотопного состава органического вещества пород, экстрактов пород и газа

Проведен анализ устьевой пробы газа, отобранной на Тевризском газоконденсатном месторождении, находящемся в изучаемом районе. Отбор свежих проб нефти Прирахтовского и Тайтымского нефтяных месторождений не доступен в связи с их консервацией.

По фракционному составу, газ Тевризского месторождения состоит из метана CH_4 = 98%, этана C_2H_6 = 1,5%, пропана C_3H_8 = 0,5%.

Для определения генезиса флюидов и корреляции нефтегазоматеринская порода – экстракт – флюид были проведены изотопные исследования ОВ нефтегазоматеринских пород, экстрактов данных пород, экстрактов коллекторских интервалов $Ю_1$, $Ю_{2-3}$, $Ю_4$, а также газа из Тевризского газоконденсатного месторождения (табл. 3).

Значение $\delta^{13}C$ метана Тевризского месторождения составило –38.4‰, что показывает его термогенную природу и связь с террагенным ОВ (Whiticar, 1999). Ранее в работе (Гончаров и др., 2016а) было получено значение $\delta^{13}C$ метана на данном месторождении около –64‰ и предложена альтернативная точка зрения о микробиальном или смешанном происхождении газа. Измеренный $\delta^{13}C$ конденсата составляет –35,0‰, что согласуется с ранее опубликованными результатами (Гончаров и др., 2016а).

Значения $\delta^{13}C$ ОВ пород баженовской свиты лежат в пределах от –30,4 до –31,8‰, экстрактов пород от –31,3 до –31,9‰, что подтверждает морской генезис ОВ и сингенетичность отобранных экстрактов (Конторович и др., 1985). Полученные вариации изотопного состава углерода типичны для баженовской свиты в других районах бассейна. Для пород значения $\delta^{13}C$ обычно варьируют в диапазоне от –29 до –33‰, при наиболее часто встречающихся значениях около –31‰ (Kontorovich et al., 1997, 2019; Bulatov et al., 2021; Yurchenko et al., 2021). Для экстрактов баженовской свиты и нефтей баженовского генезиса характерен несколько более широкий диапазон от –29 до –34‰ (Конторович и др., 1986; Peters et al., 1994; Гончаров и др., 2016b). Наиболее распространёнными значениями являются –30,5…–31,5‰. Изотопный состав серы и азота пород баженовской свиты в целом также схож с результатами измерений пород в других районах Западной Сибири (Вышемирский, 1993; Bulatov et al., 2021; Leushina et al., 2021a). Полученные значения $\delta^{34}S$ обессеренных экстрактов составляют от –8,4 до –1,2‰. Среднее содержание серы в экстрактах пород баженовской свиты (S = 1,36 масс.%) аналогично содержанию серы в нефти Прирахтовского месторождения (S = 1,2 масс.%).

Значения $\delta^{13}C$ углей и углистых аргиллитов васюганской и тюменской свит варьируют от –22,5 до –24,1‰, экстрактов от –25,1 до –26,8‰, что согласуется с результатами предыдущих исследований (Конторович и др., 1986 и литература внутри). Более высокие по сравнению с баженовской свитой значения $\delta^{13}C$ ОВ пород указывают на континентальный или прибрежно-морской генезис углистого ОВ (Конторович и др., 1986). Различия в изотопном составе углерода экстрактов позволяют четко идентифицировать флюиды баженовской свиты и пород

Свита	Элемент нефтяной системы	Образец	$\delta^{13}C$, ‰ PDB	$\delta^{34}S$, ‰ CDT	$\delta^{15}N$, ‰ AIR
Мегионская	Коллектор	Газ	-39,5 – -37,5 -38,4 (0,7)	-	-
		Конденсат	-35,1-35,0 -35,0 (0,0)	-	-
Баженовская	НМП	Порода	-31,8 – -30,4 -31,3 (0,3)	-32,2 – -12,0 -22,9 (4,4)	+0,6 – +1,8 +1,2 (0,3)
		Экстракт	-31,9 – -31,3 -31,5 (0,2)	-8,4 – -1,2 -4,9 (2,3)	+1,7 – +4,0 +2,6 (0,9)
Васюганская	НМП	Порода	-23,0	-21,2	+1,6
		Экстракт	-25,4	-22,6	+0,7
Васюганская	Коллектор	Экстракт	-24,5	-8,5	+1,9
Тюменская	НМП	Порода	-24,1 – -22,5 -23,5 (0,5)	-3,2 – +4,8 -0,1 (2,6)	+0,9 – +1,7 +1,3 (0,3)
		Экстракт	-26,8 – -25,0 -25,7 (0,5)	-10,4 – -2,2 -6,0 (2,5)	+0,3 – +1,9 +1,3 (0,4)
Тюменская	Коллектор	Экстракт	-29,3 – -25,0 -26,6 (1,8)	-1,8 – +3,3 +1,4 (2,1)	+1,0 – +1,8 +1,4 (0,4)

Табл. 3. Изотопные исследования пород, их экстрактов, пробы газа. Примечание: в числителе – минимальное и максимальное значения, в знаменателе – среднее значение параметра, в скобках – стандартное отклонение (СКО).

васюганской и тюменской свит. Одна из проб экстракта, отобранная из маломощного песчаника-коллектора пласта $Ю_3$, показала промежуточное значение $\delta^{13}C = –29,3‰$, что указывает на возможность смешения флюидов, сформированных баженовской свитой и юрскими углистыми породами.

Обсуждение результатов

Васюганская и тюменская свиты как источник жидких углеводородов

Проведенные комплексные литолого-геохимические исследования НМП показали, что продуктивность отложений тюменской и васюганской свит отчасти связана с углистым веществом пород. При этом террагенное вещество юрских отложений вносит вклад в нефтегазоносность других районов Западной Сибири, что показано в различных работах, и объединено под общим названием – тогурский тип нефтей (Конторович; Стасова, 1977; Гончаров и др., 2003; Обласов, 2010; Калачева и др., 2023).

Углистое вещество в среднем в васюганской и тюменской свитах содержит более 20% липтинита, что обеспечивает повышенные нефтегенерационные характеристики отложений (Tissot, Welte, 1978; Hunt, 1991). Значения водородного индекса пород после экстракции (HIex > 300 мг УВ/г ТОС) подтверждают способность данных отложений к генерации жидких УВ (Scott, 1992; Norgate et al., 1997). При этом породы, содержащие углистое вещество со значениями HIex в диапазоне от 150 до 300 мг УВ/г ТОС также относятся к нефтегазоматеринским, со способностью к генерации газа и газового конденсата (Pepper, 1991; Pepper, Corvi, 1995).

Еще одним немаловажным фактором является количество сингенетичного экстрагируемого битумоида, который для всех образцов тюменской и васюганской свит составляет более 30 мг УВ/г ТОС. Это свидетельствует не только о нефтегенерационном потенциале пород, но и о достижении ими критического порога для начала миграции (Snowdon, Powell, 1982; Snowdon, 1991). С другой стороны, по параметру OSI (S1/TOC) образцы угля и углистых аргиллитов характеризуются значениями > 10 мг УВ/г ТОС, что указывает на генерацию ими жидких УВ, но породы еще не достигли критического порога для начала миграции УВ из них (Killops et al., 1998). Данное заключение также согласуется с выводами о генерации и миграции УВ из углей и углистых аргиллитов, предложенными в Petersen, 2005.

В образцах углей пласта $Ю_{2-3}$ по данным СЭМ выделено существенное количество пор в ОВ. В образцах пласта $Ю_1$ и $Ю_4$ количество пор в ОВ меньше. Наличие пористости ОВ, согласно ряду исследований, может быть связано с генерацией УВ из них, по результатам последних из них – увеличение пористости происходит при увеличении степени зрелости ОВ (Zhang et al., 2023; Yuan et al., 2024). Ряд работ также показывает возможность ранней генерации УВ из различных углистых мацералов из группы липтинита (при R_V от 0,35–0,4%), все из которых в различных соотношениях представлены в изученных образцах (Khorasani, Michelsen, 1991; Wang, 1993; Hasiah, 1997; Li et al., 2022).

Баженовская свита как источник жидких углеводородов

Значения Tmax для исследованных образцов баженовской свиты южной периферии Западной Сибири находятся в диапазоне от 410 до 429 °C (рис. 11). В классической интерпретации данного параметра (Espitalie et al., 1977; Teichmüller; Durand., 1983; Espitalié, 1986; Peters, 1986) образцы являются незрелыми. При этом широкие вариации в геохимических параметрах ОВ (содержания ТОС и, в большей степени, HI, а в меньшей – OI) в таком случае

являются отражением резко изменяющихся по разрезу палеофациальных обстановок, иногда в пределах 1–2 см, которые влияют на качество керогена (смена восстановительных и окислительных обстановок).

Однако, рассматривая в комплексе ряд геохимических и литологических параметров можно отметить, что вариации в геохимических параметрах ОВ являются отражением различной степени преобразованности керогена в отдельных интервалах баженовской свиты.Эта неоднородность связана с различным соотношением содержания разных типов керогена, накапливающихся в сложных фациальных обстановках. Далее будет приведен комплекс параметров, на который мы опираемся.

Коэффициент K_{GOC} для изученного разреза баженовской свиты, отражающий степень преобразованности керогена как долю пиролизуемого углерода в ТОС, варьирует в пределах от 29 до 68% (табл. 1). Начальные значения K_{GOC} баженовской свиты составляют 62–65% (Spasennykh et al., 2021) и уменьшаются до нескольких процентов для образцов с максимальной катагенетической зрелостью ОВ.

В породах баженовской свиты отмечена высокая относительная доля экстрагируемого вещества (S0 + S1 + ΔS2) до 50% от исходного генерационного потенциала S2 (рис. 4). Большая часть экстрагируемого флюида приходится на ΔS2, которая представлена высокомолекулярными смолисто-асфальтеновыми компонентами. Наиболее высокая суммарная доля экстрагируемого вещества зафиксирована в интервалах с пониженными K_{GOC}.

По результатам измерений элементного состава пород по данным РФлА и данным пиролиза обнаружены статистически значимые корреляции (по t-критерию Стьюдента для линейных зависимостей) между общей массой серы и водородным индексом породы HI и Tmax (рис. 10а,б).

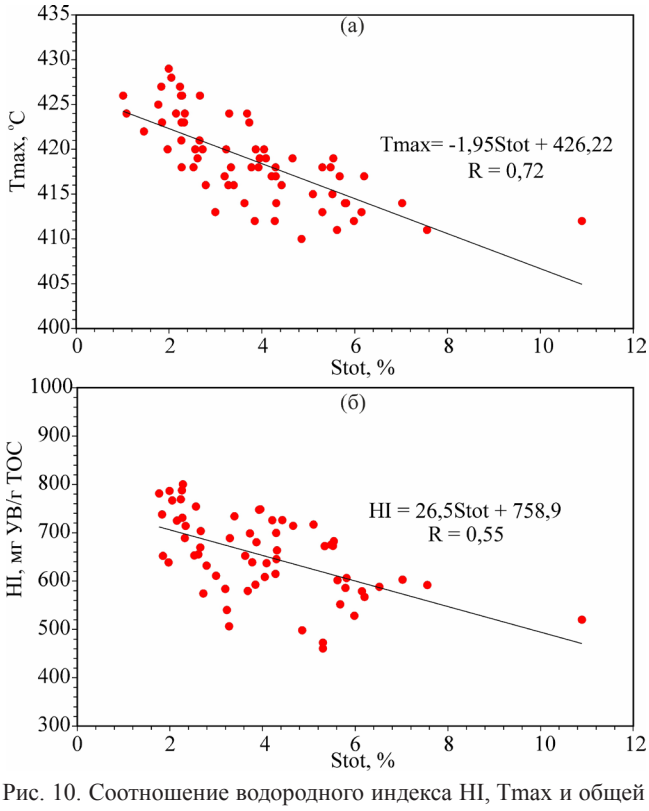


Рис. 10. Соотношение водородного индекса HI, Tmax и общей серы Stot в породах баженовской свиты

Увеличение общей серы (без разделения на пиритную и органическую) и уменьшение Tmax (рис. 10а) в интервалах с более низкими значениями HI противоречит интерпретации более окислительных обстановок в интервалах с низкими значениями HI, так как повышенное содержание серы указывает на восстановительные обстановки осадконакопления. Отмеченная отрицательная корреляция между Tmax и содержанием общей серы в породе говорит об увеличении количества органической серы в керогене при увеличении общей. Нетипично низкие Tmax при пиролизе ОВ свидетельствует о наличии органической серы в керогене (Espitalié, 1986; Yang; Horsfield, 2020).

Вариации в степени преобразованности отдельных интервалов подтверждаются и результатами пиролитических исследований соответствующих интервалов баженовской свиты (см. ромбы и треугольники на рис. 11). Так, в скважине А, находящейся на палеоподнятии, разрез баженовской свиты по комплексу пиролитических параметров в целом менее зрелый, чем разрез баженовской свиты скважины В, находящейся на склоне структуры. Средний Tmax в соответствующих интервалах в скважине А составляет 416 °С, HIех средний = 622 мг УВ/г ТОС, в скважине В – 420 °С, HIех средний = 534 мг УВ/г ТОС.

Эксперименты по искусственному созреванию образцов (рис. 9) также иллюстрируют, что в лабораторных экспериментах созревание образцов в открытой системе проходит раньше, чем для образцов центральной части Западной Сибири. Различия, по нашему мнению, могут быть связаны с составом ОВ, прежде всего, с повышенным содержанием органической серы. При этом, диапазон изменения Tmax в исследованном разрезе составляет 410–429 °С (рис. 11), что существенно ниже, чем значения 425–455 °С, определенные для пород баженовской свиты центральной части бассейна (Костырева, Сотнич, 2017; Топчий и др., 2019; Spasennykh et al., 2021). Изменение пиролитических параметров на диаграмме HI-Tmax

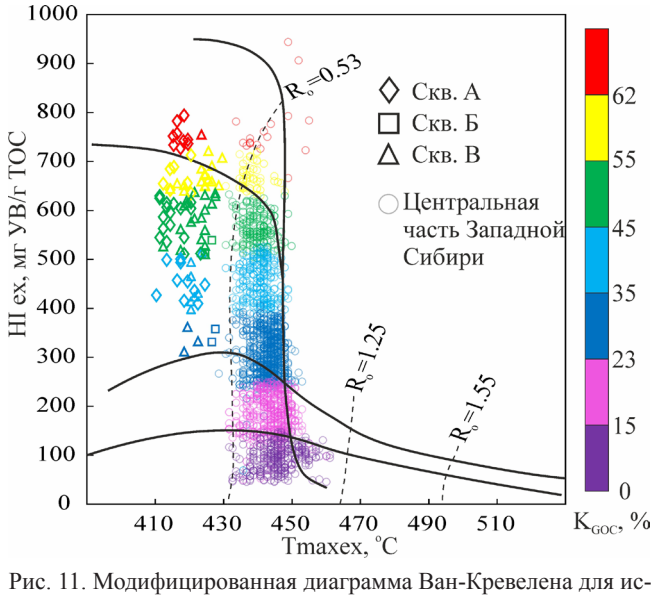


Рис. 11. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена для исследованного разреза южной периферийной части баженовской свиты (ромбы, квадраты, треугольники) в сравнении с данными для образцов баженовской свиты центра Западной Сибири (круглые маркеры) (Spasennykh et al., 2021). Цвета приведены в соответствии со шкалой KGOC для баженовской свиты (справа).

для проб после нагрева в открытой системе происходит аналогично образцам из формации Монтерей (похожи на группу образцов №1) и глинам формации Гареб (похожи на группу образцов №2), где ОВ представлено керогеном IIS типа (Jarvie, Lundell, 2001; Rosenberg, Reznik, 2021).

Таким образом, мы считаем, что существенные вариации по пиролитическим характеристикам изученного разреза могут быть связаны с более высокой степенью преобразования ОВ в отдельных интервалах, в которых содержание серы повышено.

При этом в Jarvie, Lundell, 2001 отмечено, что более быстрой генерации УВ в породах с S/C > 0,04 (кероген IIS типа), способствует также повышенное содержание кислорода и азота в ОВ пород, что требует дополнительного изучения для образцов данного исследования.

На основании изложенного мы предполагаем, что изученный разрез баженовской свиты представлен керогеном смешанного II/IIS типа. Предположение о существовании керогена IIS было также предложено и в других районах Западной Сибири (Оксенойд и др., 2017). Распределение прослоев с предполагаемым смешанным II/IIS типом керогена по разрезу скважин неравномерно и составляет около 11–12% от общей мощности изученных 14 м баженовской свиты по двум скважинам в верхней части баженовской свиты.

Формирование керогена с повышенным содержанием органической серы может быть связано с недостатком железа на этапе осадконакопления, благодаря чему после образования пирита, избыток атомов серы инкорпорировался в структуру керогена на этапе диагенеза (Orr, 1986). В выделенном разрезе высокая концентрация таких смешанных прослоев с II/IIS типом керогена приурочена к интервалам с высоким содержанием общей серы по данным РФлА, а также на некотором удалении (до 50 см по вертикали) от этого интервала как выше, так и ниже по разрезу. В таких интервалах присутствуют все формы серы, включая элементарную, а также серу, содержащуюся в органических соединениях и пирите. Подобное строение строение с различными типами керогена характерно для сложных полифациальных условий осадконакопления. Однако вопрос о начальных пиролитических параметрах выделенного разреза (HI_0, TOC_0, и др.), особенно в интервалах с низкими текущими значениями HIex, остается дискуссионным и не может быть решен без изучения множества скважин с похожими вскрытыми разрезами баженовской свиты.

Более раннюю генерацию УВ керогеном изученного разреза по сравнению с керогеном типа II в центральной части бассейна можно проиллюстрировать с помощью расчета степени преобразования (TR) при одинаковых геологических условиях, используя спектры энергий активации керогена с близкими пиролитическими свойствами. Для расчетов мы выбрали кинетический спектр керогена IIS, показанный на рис. 8а и кинетический спектр керогена типа II баженовской свиты низкой зрелости (приведен на рис. 9). Расчеты проведены в предположении роста температуры в течение 100 млн лет от 0 до 200 °C, со скоростью нагрева 2 °C/млн лет. Результаты показаны на рис. 12. Как указано выше, пониженная температура генерации для керогена изученного разреза может быть

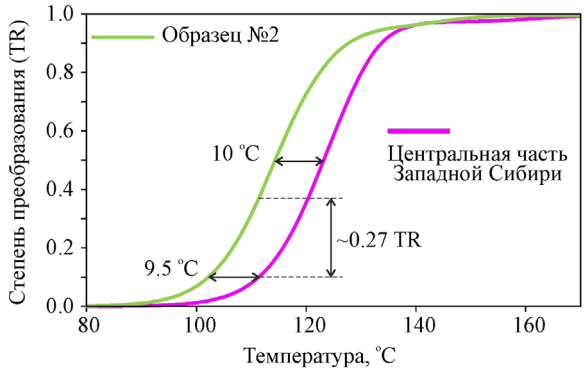


Рис. 12. Моделирование температур главной зоны нефтегазогенерации для образцов баженовской свиты изученного разреза южной периферийной части (зеленая линия) и центральной части (розовая линия) Западно-Сибирского НГБ, параметры пересчета приведены в тексте. Начальные пиролитические параметры образца №2 – TOCex = 14,7 вес.%, HIex = 675 мг УВ/г TOC, Tmax = 416 °C, KGOC = 58 %; образца центральной части Западной Сибири – TOCex = 12,7 вес.%, HIex = 635 мг УВ/г TOC, Tmax = 435 °C, KGOC = 54%.

связана с повышенным содержанием серы в его молекулярной структуре.

Как можно видеть, при заданных условиях расчета разница положения центра нефтяного окна для данных образцов составляет порядка 10 °C. При оценке перспектив нефтегазоносности и без учета геохимических особенностей района, недооценка зрелости НМП может достигать TR = 27% на температуру начала нефтяного окна в сравнении с типичным керогеном II типа центральной части Западной Сибири.

Анализ состава углеводородов месторождений на южной периферии Западной Сибири

В районе исследований в пределах открытых месторождений и по результатам испытаний выделено 2 группы различных по составу нефтей, а также газ и газовый конденсат.

Первая группа нефтей характеризуется повышенными значениями плотности и вязкости, высоким содержанием серы и смолистых соединений, а также смешанным групповым составом (ароматико-нафтено-метанового типа). Вторая группа – метановые нефти (насыщенная фракция > 85 вес.%) – также вязкие и плотные, однако практически бессернистые (S < 0,3%), с высоким содержанием высокомолекулярных парафинов (> 15 вес.%). Третий тип флюида на территории исследования – газ и газовый конденсат.

Для первой группы нефтей предполагаемым источником является баженовская свита, в составе которой на территории исследования выделен кероген смешанного II/IIS типа. Из-за повышенного содержания серы и других гетероатомных элементов в нем наблюдается не только более раннее вступление в нефтяное окно, но более высокая плотность, вязкость и сернистость генерируемого УВ флюида (Orr, 1986; Lewan et al., 2006; French et al., 2020). Похожие нефти были получены из пласта $Ю_2$ тюменской свиты Прирахтовского месторождения (средняя сернистость нефти $S_{ср}$ = 1,2%), пласта $Ю_1$ васюганской свиты Тайтымской ($S_{ср}$ = 1,1%) и Наталинской площадей

($S_{ср}$ = 0,9%), а также $Ю_0$ баженовской свиты Баклянского месторождения ($S_{ср}$ = 4,4%).

Для второй группы нефтей предполагаемым источником УВ в районе исследований является террагенное ОВ. Нефти из континентального ОВ малосернистые, с высоким содержанием высокомолекулярных парафинов и имеют в своем составе преимущественно насыщенную фракцию (Hedberg, 1968; Hunt, 1991). Похожие нефти были получены при испытаниях пласта $Ю_4$ тюменской свиты Тайтымского месторождения (парафины – 27,9%), пластов $Ю_2$ тюменской свиты и М коры выветривания Ягыл-Яхского месторождения (парафины – 15,9%), пласта $Ю_1$ васюганской свиты Баклянского месторождения (парафины – 18%). В работе Peters et al., 1994 нефти Тайтымского и Ягыл-Яхского месторождений отмеченных пластов также были отнесены к нефтям, сгенерированным континентальным ОВ. Однако их изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$ –34,55‰ и –33,3‰, соответственно, а по данным Вышемирского (1993) для пласта $Ю_4$ Тайтымского месторождения – –34,8‰) является более лёгким, чем ожидается для подобных источников. В изученном керне не было обнаружено нефтематеринских пород с сопоставимо легким изотопным составом. Однако облегченные ^{12}C углеродом породы были описаны в Томской области в скважине Пономаревская-2, где породы тогурской свиты на глубинах около 3050 м местами имели схожий изотопный состав углерода $\delta^{13}C$ –33,1…–33,7‰ в одном интервале и –32,4‰ в другом, и в скважине и Колпашевская-10, где $\delta^{13}C$ пород – до –33,8‰ (Конторович и др., 1995; Костырева и др., 2014). Кроме того, значения $\delta^{13}C$ для экстрактов тогурской свиты в скважинах Арчинской и Кулгинской площадей составляют – (–35,2)…(–36,5)‰ (Гончаров и др., 2016с).

Раннее считалось, что источником газа на территории исследования является баженовская свита (Конторович, Моисеев, 2000; Елишева, 2008). Однако анализ изотопного состава углерода метана $\delta^{13}C$ (–38,4‰), полученного из добывающей скважины Тевризского газоконденсатного месторождения в рамках текущего исследования, указывает на то, что он значительно тяжелее газа баженовского генезиса, для которого характерны значения $\delta^{13}C$ = (–45)–(–55)‰ (Гончаров и др., 2023), и не соответствует микробиальному газу, как было предложено ранее (Гончаров и др., 2016а). Полученные результаты позволяют утверждать, что источником газа в данном районе является террагенное ОВ юрских НМП, при этом основное внимание следует уделять их способности к генерации жидких углеводородов.

Оценка объемов генерации углеводородов выделенными нефтегазоматеринскими породами

Для приблизительной оценки объемов генерации НМП баженовской свиты, связанными с керогеном смешанного II/IIS типа, а также углистыми породами васюганской и тюменской свит, был использован объемный метод (Magoon, Dow, 1994):

$$Vген = S \cdot h \cdot \rho \cdot TOC \cdot (HI_0 - HI),$$

где S – закартированная площадь очага ранней генерации, м^2; h – мощность баженовской свиты, м; ρ – плотность пород баженовской свиты, кг/м^3; TOC – среднее содержание органического углерода в породе, д. ед.; HI_0 – исходное значение водородного индекса, г УВ/кг TOC; HI – среднее текущее значение водородного индекса по керну скважин, г УВ/кг TOC.

Для баженовской свиты территория распространения ОВ, содержащего кероген смешанного II/IIS типа, была выделена на основе результатов ГИС по всем пробуренным на территории исследования скважинам, поскольку керн и исследования НМП имеются только по трем описанным выше скважинам (рис. 13в). Охарактеризованные в данном исследовании скважины, как и ряд других скважин Прирахтовского и Тевризского месторождения, а также скважины Прирахтовская 2, Январская 1

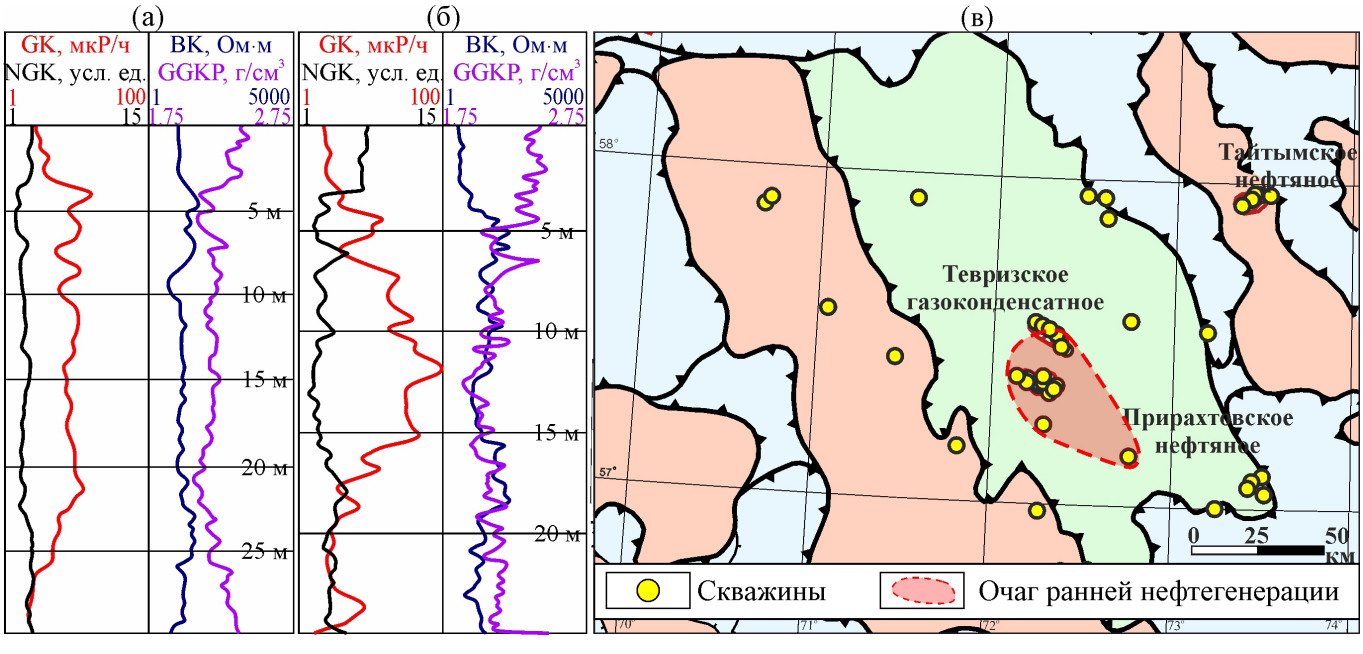


Рис. 13. Типичная каротажная характеристика для образцов баженовской свиты внутри выделенного очага генерации (а), за его пределами (б) и карта, иллюстрирующая минимальную площадь выделенного очага нефтегенерации на основе комплекса геолого-геофизических данных (в)

в пределах области исследования обладают схожими показаниями каротажа: показаниями гамма-каротажа (ГК) в диапазоне 20–35 мкр/час без сильных вариаций, низкими сопротивлениями до 20–25 Ом·м, стабильными показаниями нейтронного каротажа (НГК) (рис. 13а). Скважины, располагающиеся вне очага, локализованного вокруг Прирахтовского и Тевризского месторождений, имеют более дифференцированную кривую ГК с максимумом около 100 мкр/час в середине пласта, сопротивления до 50–70 Ом·м, а также более дифференцированную кривую НГК (рис. 13б).

Для консервативной оценки объемов генерации контур очага проведен по крайним скважинам с каротажной характеристикой баженовской свиты, близкой к трем скважинам, изученным в настоящей работе. Площадь закартированного очага ранней генерации составила ~1373 км^2. Эта площадь была использована и для оценки объемов генерации породами васюганской и тюменской свит в качестве границы расчетной области (рис. 13в).

Расчетные параметры (h, TOC_0, HI_0) и объемы сгенерированных УВ представлены в табл. 4. Текущие средние значения по НМП приведены в табл. 1, начальные значения TOC_0, HI_0 были рассчитаны по методике (Jarvie, 2012, 2014), исходя из типов керогена в выделенных нефтегазоматеринских породах.

Средняя мощность баженовской свиты была оценена по геофизическим данным. Внутри закартированного очага, баженовская свита выдержана по мощности на территории исследования и составляет в среднем 30 м. Васюганские угли также выдержаны в пределах выделенной площади, хорошо выделяются по данным каротажа и имеют среднюю мощность ~1,5 м. Тюменские углистые аргиллиты и угли сильно изменчивы по мощности, как и сама тюменская свита в пределах выделенного очага нефтегенерации, однако по данным описания извлеченного керна из старых скважин Прирахтовского и Тевризского месторождений в районе исследования угли и углистые аргиллиты встречаются повсеместно. В разрезе скважины В суммарная мощность углистых аргиллитов и углей различного качества достигает около 16% от общей мощности разреза тюменской свиты, в скважинах А, Б их мощность составляет 6–11% от общей мощности разреза тюменской свиты, из них ~1,5% с экстремально высокими для углей генерационными характеристиками из-за высокого содержания липтинита. Скважины внутри очага генерации характеризуются современными пластовыми температурами напротив баженовской свиты от 80 до 91 °С, что не противоречит текущим кинетическим спектрам, где начало генерации различных образцов составляет ~95 °С. Более корректно оценить объемы генерации, оценить палеотемпературы НМП, а также время начала и продолжительность работы выделенного очага генерации можно будет с помощью бассейнового моделирования, запланированного в следующей работе.

Заключение

(1) С целью уточнения перспектив нефтегазоносности южной периферии Западной Сибири проведен комплекс литолого-геохимических исследований органического вещества пород юрско-мелового осадочного разреза, направленный на оценку генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород. На изученной территории в районе Прирахтовского нефтяного месторождения (Омская область) выделены 2 группы нефтематеринских пород, обеспечивающих генерацию углеводородов – высокоуглеродистые глинисто-кремнистые породы баженовской свиты, а также угли и углистые аргиллиты васюганской и тюменской свит.

(2) Органическое вещество баженовской свиты изученного района по комплексу параметров существенно отличается от ОВ баженовской свиты центральной части Западной Сибири. Прежде всего отмечено, что уменьшение генерационного потенциала в 1,5–2 раза достигается при меньших значениях пиролитичекого параметра Tmax (415–425 °С) по сравнению с породами в центре Западной Сибири (435–445 °С), предположительно за счет смешанного состава керогена II/IIS типа. Данное предположение подтверждается следующими данными:

- энергии активации термической деструкции керогена исследованного района имеют меньшие на 1–2 ккал/моль значения по сравнению с керогеном II типа в центральной части Западной Сибири;
- линии трендов зрелости по данным экспериментов искусственного созревания керогена на диаграмме Ван-Кревелена смещены в область меньших Tmax по сравнению с породами центральной части;
- расчеты генерации УВ выполненные по кинетическим данным для изученных образцов демонстрируют смещение нефтяного окна на 10 градусов по сравнению с породами центральной части Западной Сибири.

НМП	Литология (тип керогена)	S, км^2	h, м или % от всей мощности свиты	TOC_0, вес. %	HI_0, мг УВ/г ТОС	Сгенерированные УВ, млн т
Баженовская	Высоко углеродистые глинисто-кремнистые породы (II/IIS)	1373	30±2 м	11.8±0.5	700±50	1310±560
Васюганская	Угли и углистые аргиллиты (II–III)	1373	1.5±0.5 м	22±10	300±50	142±55
Тюменская	Угли (II–III)	1373	1.5 %	44±5	500±50	263±95
Тюменская	Углистые аргиллиты (III)	1373	10 %	11±3	200±50	297±212

Табл. 4. Начальные параметры потенциальных нефтегазоматеринских пород и оценка объемов генерации углеводородов

(3) Угли и углистые аргиллиты васюганской и тюменской свит характеризуются аномально высоким содержанием липтинитовой составляющей (до 88 об.%). Присутствие липтинита обеспечивает повышенный генерационный потенциал пород и генерацию углеводородов при температурах, соответствующих стадии катагенеза $МК_1$. Также показано, что углеводороды, образованные из углистого вещества, существенно отличаются от углеводородов баженовской свиты по изотопному составу.

(4) Полученные результаты свидетельствуют о выделении на южной периферии Западной Сибири очага ранней нефтегенерации, связанного с глинисто-кремнистыми аргиллитами баженовской свиты, а также углями и углистыми аргиллитами васюганской и тюменской свит. Минимальная площадь очага ранней генерации по имеющимся в распоряжении авторов геолого-геофизических данных составляет не менее 1300 км^2.

(5) Приблизительная оценка объемов сгенерированных углеводородов на территории выделенного очага ранней генерации (ограниченной имеющимися скважинными данными) составляет всего $V_{ген}$ = 2,01±0,92 млрд тонн УВ (плотность генерации НМП составляет ~ 1,5 млн тонн УВ/км^2), в том числе:

- баженовской свитой $V_{ген}$ = 1,31±0,56 млрд тонн УВ,
- васюганской свитой $V_{ген}$ = 0,15±0,06 млрд тонн УВ,
- тюменской свитой $V_{ген}$ = 0,56±0,31 млрд тонн УВ.

(6) Для полноценной оценки углеводородного потенциала района исследований необходимо проведение 3D бассейнового моделирования с учетом полученных результатов.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по договору № 075-10-2022-011 в рамках программы создания Научного Центра Мирового Уровня.

Авторы благодарят рецензентов за внимательное прочтение рукописи и содержательные замечания, которые позволили улучшить научное содержание и оформление манускрипта. Авторы выражают благодарность Людмиле Торшиной за проведение изотопных исследований.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Литература

Алексеев Е.Я., Бочкарев В.С., Брадучан Ю.В., Волков А.М., Горски А.Т., Зырянов Л.Н., Кулахметов Н.Х., Куликов П.К., Лебедев И.В., Нестеров И.И., Подсосова Л.Л., Прозорович Г.Е., Рудкевич М.Я., Ростовцев Н.Н., Рудкеич М.Я., Рылков А. В. Сидоренков А.И., Смирнов В.Г., Соболовский В.В., Соколовский А.П., Ставицкий Б.П., Стерлин Д.Я., Сторожев А.Д., Тихомиров Ю.П., Ушатинский И.Н., Федорцов В.К., Шпильман В.И., Шпильман А.К., Ясович Г.С. (1976). Атлас и объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5000000. *Труды ЗапСибНИГНИ*, 93, 85 с.

Бабушкин, Л.А., Воронов, В.Н., Зылева, Л.И., Козлов, Е.П., Коркунов, К.В., Провоторова, Н.А., Соколова, А.В., Соколовский, А.П., Черепанов, Ю.П. (2009). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Западно-Сибирская. Лист О-42 – Тобольск. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ (Минприроды России, Роснедра, ФГУП «ВСЕГЕИ», ООО «Геотэкс»), 300 с.

Вышемирский, В.С. (1993). Изотопный состав азота нефтей Западной Сибири, Сериальное издание: *Геология и геофизика*, 34(4), с. 45–49.

Гончаров, И.В., Носова, С.В., Самойленко, В.В. (2003). Генетические типы нефтей Томской области. *V международная конференция*. Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, с. 10–13.

Гончаров, И.В., Веклич, М.А., Мильков, А.В., Самойленко, В.В., Обласов, Н.В., Фадеева, С.В., Жердева, А.В. (2016a). Изотопный состав углерода и водорода флюидов Тевризского газоконденсатного месторождения, *XXI симпозиум по геохимии изотопов имени академика А.П. Виноградова*, с. 184–187.

Гончаров, И.В., Самойленко, В.В., Веклич, М.А., Бахтина, Е.С., Жердева, А.В. (2016b). Изотопный состав углерода экстрактов из пород баженовской свиты различного катагенеза, *XXI симпозиум по геохимии изотопов имени академика А.П. Виноградова*, с. 187–190.

Гончаров, И.В., Фадеева, С.В., Самойленко, В.В., Обласов, Н.В., Веклич, М.А. (2016c). Аномальный изотопный состав углерода экстрактов из пород нижнеюрских отложений Кулгинского и Арчинского месторождений Томской области, *XXI симпозиум по геохимии изотопов имени академика А.П. Виноградова*, с. 191–194.

Гончаров И.В., Веклич М.А., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Кашапов Р.С., Жердева А.В., Смирнова Н.А. (2023). Природа углеводородных флюидов месторождений севера Западной Сибири (геохимический аспект), *Геохимия*, 68(2), с. 115–138. https://doi.org/10.31857/S0016752523020048

Гурари, Ф.Г. (1996) Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция - открытие века. Новосибирск: Новосибирск: СНИИГГиМС, 144 с.

Елишева О.В. (2008). Геология и нефтегазоносность келловей-оксфордских отложений Омского Прииртышья. Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 160 с.

Захаров, В.А., Сакс, В.Н. (1983). Баженовское (волжско-берриасское) море Западной Сибири. В книге: *Палеобиогеография и биостратиграфия юры и мела Сибири*. М.: Наука, 528, с. 5–32.

Зылева, Л.И., Коркунов, К.В., Козырев, В.Е., Пестова, Л.Е., Калашникова, О.С., Макарова, А.Н., Монтонен, Е.В., Новикова, Л.П. (2017). Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000. Третье поколение. Серия Западно-Сибирская. Лист О-43 – Тара. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 235 с.

Калачева Д.Ю., Санникова И.А., Морозов Н.В. (2023). Нефтегазоматеринские породы ранне-среднеюрского возраста центральной части Западной Сибири и их вклад в формирование нефтегазоносности юрско-мелового комплекса. *Георесурсы*, 25(4), с. 29–41. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.2

Карта прогноза нефти и газа: О-43 (Тара). (2017). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Третье поколение. Карта прогноза на нефть и газ. Западно-Сибирская серия, масштаб: 1:1000000 , серия: Западно-Сибирская, составлена: ООО Геотэкс, ФГБУ "ВСЕГЕИ", 1 лист.

Конторович, А.Э., Богородская, Л.И., Голышев, С.И. (1985). Распределение стабильных изотопов углерода в седикахитах различной генетической природы, *Геология и геофизика*, (7), с. 3–11.

Конторович, А.Э., Верховская, Н.А., Тимошина, И.Д., Фомичев, А.С. (1986). Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти, *Геология и геофизика*, (5), с. 3–13.

Конторович, А.Э., Ильина, В.И., Москвин, В.И., Андрусевич, В.Е., Борисова, Л.С., Данилова, В.П., Казанский, Ю.П., Меленевский, В.Н., Солотчина, Э.П., Шурыгин, Б.Н. (1995). Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна. *Геология и геофизика*, 36(6), с. 110–126.

Конторович А.Э., Моисеев С.А. (2000). Разработка программы геологоразведочных работ на 2001–2005 годы с количественной и качественной оценкой перспектив нефтегазоносности палеозойских и мезозойских отложений Омской области. Новосибирск, 257 с.

Конторович, А.Э., Стасова, О.Ф. (1977). Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты, Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. *Тр. СНИИГГиМС*, (255), с. 46–62.

Костырева, Е.А., Москвин, В.И., Ян, П.А. (2014). Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциалнижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири), *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9(1), с. 1–25.

Костырева Е.А., Сотнич И.С. (2017). Геохимия органического вещества баженовской свиты севера Хантейской антеклизы. *Геология и геофизика*, (3), с. 533–543. https://doi.org/10.15372/GiG20170316

Лобова Г.А. (2008). Очаги генерации тогурских нефтей центральной части Югорского свода (Западная Сибирь). *Ученые записки Казанского государственного университета*, 150(3), с. 169–182.

Лунёва Т.Е. (2019). Геотермический режим и реализация генерационного потенциала нефтематеринской тогурской свиты (северо-запад Томской области). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 14(2), с. 1–23. https://doi.org/10.17353/2070-5379/11_2019

Марунова Д.А., Пронина Н.В., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Савостин Г.Г., Вайтехович А.П., Калмыков Г.А. (2023). Эволюция биокластов при катагенезе в породах баженовского горизонта на территории фроловской нефтегазоносной области. *Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология*. (5), с. 87–95. https://doi.org/10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-5-87-95

Обласов, Н.В. (2010). Геохимия углистого органического вещества и его роль в формировании месторождений нефти и газа на территории Томской области, 157 с.

Оксенойд, Е.Е., Волков, В.А., Олейник, Е.В., Мясникова, Г.П. (2017). Типы керогена баженовской свиты по данным пиролиза и их сопоставление с параметрами нефтей. *Известия вузов. Нефть и газ*, (5), с. 34–43.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. (2004). Под ред.: Ю. Е. Батурин, В. С. Бочкарев, Ю. В. Брадучан, Ф. Г. Гурари, О. С. Дзюба, В. И. Ильина, Ю. Н. Карогодин, В. И. Краснов, Н. Х. Кулахметов, С. В. Меледина, Н. К. Могучева, Г. П. Мясникова, А. А. Нежданов, Б. Л. Никитенко, В. М. Подобина, Л. В. Ровнина, В. В. Сапьяник, А. В. Шпильман, Б. Н. Шурыгин, Новосибирск: СНИИГГиМС, 148 с.

Скоробогатов В.А., Давыдова Е.С., Кананыхина О.Г. (2017). Нефтеносность Западно-Сибирской мегапровинции. *Вести газовой науки: научно-технический сборник*, 3(31), с. 13–28.

Соромотин А.М., Солодовников А.Ю. (2019). Экологическое состояние Уватской группы лицензионных участков. *Нефтяное хозяйство*, (2), с. 100–104. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-100-104

Спасенных М.Ю., Широкова В.В., Ильменский А.С., Козлова Е.В., Булатов Т.Д., Гончарова А.В., Леушина Е.А. (2024). Исследование кинетики термического преобразования органического вещества нефтегазоматеринских пород: обзор методов и экспериментальные результаты. *Георесурсы*, 26(4), с. 3–19. https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.2

Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты масштаба 1:2 000 000. (1998). Ред. В.И. Шпильман, Н.И. Змановский, Л.Л. Подсосова, Тюмень: НАЦ РН ХМАО, 1 с.

Топчий М.С., Пронина Н.В., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Фомина М.М., Карпов Ю.А., Козлова Е.В., Фадеева Н.П. (2019). Распределение органического вещества в породах баженовской высокоуглеродистой формации. *Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология*, (2), с. 46–56. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-2-46-56.

Шацкий С.Б., Даргевич В.А., Генералов П.П., Кулькова И.А., Мартынов В.А., Никитин, В.Н., Подобина В.М. (1996). Регион XXII. Западная Сибирь. В книге: *Геологические и биотические события позднего эоцена раннего олигоцена*. Часть I. Москва: ГЕОС, с. 225–236.

Abdel-Fattah M.I., Reda M., Fathy M., Saadawi D.A., Alshehri F., Ahmed M.S. (2024). Oil-source correlation and Paleozoic source rock analysis in the Siwa Basin, Western Desert: Insights from well-logs, Rock-Eval pyrolysis, and biomarker data. *Energy Geoscience*, 5(3), 100298. https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100298

Badejo S.A., Fraser A.J., Neumaier M., Muxworthy A.R., Perkins J.R. (2021). 3D petroleum systems modelling as an exploration tool in mature basins: A study from the Central North Sea UK. *Marine and Petroleum Geology*, 133, 105271. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105271

Bulatov, T., Kozlova, E., Leushina, E., Panchenko, I., Pronina, N., Voropaev, A., Morozov, N. and Spasennykh, M. (2021). Alginite-Rich Layers in the Bazhenov Deposits of Western Siberia. *Geosciences*, 11(6), p. 252. https://doi.org/10.3390/geosciences11060252

Carr A.D. (2000). Supression and retardation of vitrinite reflectance, part 1. Formation and significance for hydrocarbon generation. *Journal of Petroleum Geology*, 23(3), pp. 313–343. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2000.tb01022.x

Chen Y., Caro L.D., Mastalerz M., Schimmelmann,A., Blandón A. (2012). Mapping the chemistry of resinite, funginite and associated vitrinite in coal with micro-FTIR, *Journal of Microscopy*, 249(1), pp. 69–81. https://doi.org/10.1111/j.1365-2818.2012.03685.x

Chen, Z., Wang, L., Yang, G., Zhang, B., Ying, D., Yuan, B., Pei, S. and Li, W. (2020). Geological structures and potential petroleum exploration areas in the southwestern Sichuan fold-thrust belt, SW China, *Petroleum Exploration and Development*, 47(4), pp. 699–713. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60086-6

Dehao F., Chenglin L., Wenli J., Xuan G., Pei L., Bin L., Yongjun L., Wei, Z. (2020). Oil and gas resource assessment of basins with low levels of exploration on the periphery of the Junggar Basin and identification of exploration targets. *China Petroleum Exploration*, 25(6), pp. 26–38. https://doi.org/10.3969/j.issn.1672-7703.2020.06.003

Espitalié J. (1986). Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance, thermal modelling in sedimentary basins. *Editions Technip Paris*, pp. 475–496.

Espitalie J., Madec M., Tissot B., Mennig J.J., Leplat P. (1977). Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration. *Offshore Technology Conference*, pp. 439–448. https://doi.org/10.4043/2935-MS

French K.L., Birdwell J.E., Lewan M.D. (2020). Trends in thermal maturity indicators for the organic sulfur-rich Eagle Ford Shale. *Marine and Petroleum Geology*, 118(3). https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104459

Goffey G., Attree M., Curtis P., Goodfellow F., Lynch J., Mackertich D., Orife T., Tyrrell, W. (2018). New exploration discoveries in a mature basin: offshore Denmark. Geological Society, London, *Petroleum Geology Conference Series*, 8(1), pp. 287–306. https://doi.org/10.1144/PGC8.1.

Hasiah A.W. (1997). Evidence of early generation of liquid hydrocarbon from suberinite as visible under the microscope. *Organic Geochemistry*, 27(7–8), pp. 591–596. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(97)00085-5

Hedberg H.D. (1968). Significance of High-Wax Oils with Respect to Genesis of Petroleum. *AAPG Bulletin*, 52(5), pp. 736–750. https://doi.org/10.1306/5D25C45B-16C1-11D7-8645000102C1865D

Hunt J.M. (1991). Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter. *Organic Geochemistry*, 17(6), pp. 673–680. https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90011-8

Methods for the Petrographic Analysis of Coals—Part 3: Method of Determining Maceral Group Composition ISO 7404-3. (2009). Switzerland.

Jarvie D.M. (2012). Shale Resource Systems for Oil and Gas. Part 1—Shale-gas Resource Systems. In Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. *American Association of Petroleum Geologists*, pp. 69–87. https://doi.org/10.1306/13321446M973489

Jarvie D.M. (2014). Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems. *Geologica Acta*, 12, pp. 307–325. https://doi.org/10.1344/GEOLOGICAACTA2014.12.4.3

Jarvie D.M., Lundell L.L. (2001). Kerogen Type and Thermal Transformation of Organic Matter in the Miocene Monterey Formation. In C.M. Isaacs and J. Rullkötter (eds) *The Monterey Formation: From Rocks to Molecules*. Columbia University Press, New York, pp. 269–295.

Karamov T., Leushina E., Kozlova E., Spasennykh M. (2023). Broad Ion Beam–Scanning Electron Microscopy Characterization of Organic Porosity Evolution During Thermal Treatment of Bazhenov Shale Sample. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 26(01), pp. 64–74. https://doi.org/10.2118/210599-PA

Khorasani G.K., Michelsen J.K. (1991). Geological and laboratory evidence for early generation of large amounts of liquid hydrocarbons from suberinite and subereous components. *Organic Geochemistry*, 17(6), pp. 849–863. https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90025-F

Killops S.D., Funnell R.H., Suggate R.P., Sykes R., Peters K.E., Walters C., Woolhouse A.D., Weston R.J., Boudou J.-P. (1998). Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals. *Organic Geochemistry*, 29(1–3), pp. 1–21. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00087-4

Kontorovich, A.E., Bogorodskaya, L.I., Borisova, L.S., Burshtein, L.M., Ismagilov, Z.R., Efimova, O.S., Kostyreva, E.A., Lemina, N.M., Ryzhkova, S. V., Sozinov, S.A., Fomin, A.N. and Livshits, V.R. (2019). Geochemistry and catagenetic transformation of kerogen from the bazhenov horizon, *Geochemistry*, 64(6), pp. 585–593. https://doi.org/10.31857/S0016-7525646585-593

Kontorovich A.E., Moskvin V.I., Bostrikov O.I., Danilova V.P., Fomin A.N., Fomichev A.S., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N. (1997). Main oil source formations of the West Siberian Basin. *Petroleum Geoscience*, 3(4), pp. 343–358. https://doi.org/10.1144/petgeo.3.4.343

Leushina E., Bulatov T., Kozlova E., Panchenko I., Voropaev A., Karamov T., Yermakov Y., Bogdanovich N., Spasennykh M. (2021a). Upper Jurassic–Lower Cretaceous Source Rocks in the North of Western Siberia: Comprehensive Geochemical Characterization and Reconstruction of Paleo-Sedimentation Conditions. *Geosciences*, 11(8), p. 320. https://doi.org/10.3390/geosciences11080320

Leushina E., Mikhaylova P., Kozlova E., Polyakov V., Morozov N., Spasennykh M. (2021b). The effect of organic matter maturity on kinetics and product distribution during kerogen thermal decomposition: the Bazhenov

Formation case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204, 108751. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108751

Lewan M.D., Kotarba M.J., Curtis J.B., Wiecław D., Kosakowski P. (2006). Oil-generation kinetics for organic facies with Type-II and -IIS kerogen in the Menilite Shales of the Polish Carpathians. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 70(13), pp. 3351–3368. https://doi.org/10.1016/j.gca.2006.04.024

Li S., Shao L., Liu J., Qin L., Kang S., Eriksson K.A., Chen X., Yu Z., Liu J. (2022). Oil generation model of the liptinite-rich coals: Palaeogene in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209, 109844. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109844

Lin H.-M., Liu H., Wang X.-D., Qiu X.-W., Ju Y.-T., Meng J., Li L. (2022). Basin-filling processes and hydrocarbon source rock prediction of low-exploration degree areas in rift lacustrine basins: a case from the Wenchang Formation in low-exploration degree areas, northern Zhu I Depression, Pearl River Mouth Basin, E China. *Journal of Palaeogeography*, 11(2), pp. 286–313. https://doi.org/10.1016/j.jop.2022.03.002

Lister C.J., Atkinson E.A., Dewing K.E., King H.M., Kung L.E., Hadlari T. (2022). High Arctic basins petroleum potential, northern Canada. Geological Survey of Canada, Open File, 8897, 88 p. https://doi.org/10.4095/330203

Maglevannaia P.S., Kozlova E.V., Spasennykh M.Y. (2019). Analysis of Geochemical Trends for the Bazhenov Oil Shale Formation Based on Pyrolysis Data. In 29th International Meeting on Organic Geochemistry. *European Association of Geoscientists & Engineers*, pp. 1–2. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902830

Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The Petroleum System—From Source to Trap. *AAPG Memoir. American Association of Petroleum Geologists*, 655 p. https://doi.org/10.1306/M60585

Muammar R., Minarwan M. (2024). Changing Paradigm and Leveraging Information from Proven Plays: Discoveries in New Play and Overlooked Exploration Potential in the West Natuna Basin. *EAGE/AAPG Workshop on New Discoveries in Mature Basins. European Association of Geoscientists & Engineers*, pp. 1–4. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202471010

Norgate C.M., Boreham C.J., Kamp P.J.J., Newman J. (1997). Relationships between hydrocarbon generation, coal type and rank for Middle Eocene coals, Buller Coalfield, New Zealand. *Journal of Petroleum Geology*, 20(4), pp. 427–458. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1997.tb00925.x

Orr W.L. (1986). Kerogen/asphaltene/sulfur relationships in sulfur-rich Monterey oils, *Organic Geochemistry*, pp. 499–516. https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90049-5

Pepper A.S. (1991). Estimating the petroleum expulsion behaviour of source rocks: a novel quantitative approach. *Geological Society*, London, Special Publications, 59(1), pp. 9–31. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1991.059.01.02

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part III: Modelling an open system. *Marine and Petroleum Geology*, 12(4), pp. 417–452. https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)96904-5

Peters, K.E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis, *AAPG Bulletin*, 73(3), pp. 318–329.

Peters, K.E., Kontorovich, A.E., Huizinga, B.J., Moldowan, J.M. and Lee, C.Y. (1994). Multiple Oil Families in the West Siberian Basin, *AAPG Bulletin*, 78(6), pp. 893–909. https://doi.org/10.1306/A25FE3DD-171B-11D7-8645000102C1865D

Petersen H.I. (2005). Oil generation from coal source rocks: the influence of depositional conditions and stratigraphic age. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*, 7, pp. 9–12. https://doi.org/10.34194/geusb.v7.4822

Philp R.P., Mansuy L. (1997). Petroleum Geochemistry: Concepts, Applications, and Results. *Energy & Fuels*, 11(4), pp. 749–760. https://doi.org/10.1021/ef960174v

Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S., Christanis K., Cardott B.J., Misz-Kennan M., Rodrigues S., Hentschel A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. (2017). Classification of liptinite – ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology*, 169, pp. 40–61. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004

Prishchepa O., Borovikov I., Grokhotov E. (2021). Oil and gas content of the understudied part in the northwest of the Timan-Pechora oil and gas province according to the results of basin modeling. *Journal of Mining Institute*, 247, pp. 66–81. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.1.8

Romero-Sarmiento M.-F., Euzen T., Rohais S., Jiang C., Littke R. (2016). Artificial thermal maturation of source rocks at different thermal maturity levels: Application to the Triassic Montney and Doig formations in the Western Canada Sedimentary Basin. *Organic Geochemistry*, 97, pp. 148–162. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2016.05.002

Rosenberg Y.O., Reznik I.J. (2021). Evaluating transformation of marine kerogens from Rock-Eval measurements: A. Derivation of a scaled thermal maturation path from laboratory maturation data. Organic Geochemistry, 162, 104305. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2021.104305

Scott J. (1992). Accurate recognition of source rock character in the Jurassic of the North West Shelf, Western Australia. *The APPEA Journal*, 32(1), pp. 279–289. https://doi.org/10.1071/AJ91023

Snowdon L.R. (1991). Oil from Type III organic matter: resinite revisited. *Organic Geochemistry*, 17(6), pp. 743–747. https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90018-F

Snowdon L.R., Powell T.G. (1982). Immature Oil and Condensate-Modification of Hydrocarbon Generation Model for Terrestrial Organic Matter. *AAPG Bulletin*, 66(6), pp. 775–788. https://doi.org/10.1306/03B5A313-16D1-11D7-8645000102C1865D

Spasennykh M., Maglevannaia P., Kozlova E., Bulatov T., Leushina E., Morozov N. (2021). Geochemical Trends Reflecting Hydrocarbon Generation, Migration and Accumulation in Unconventional Reservoirs Based on Pyrolysis Data (on the Example of the Bazhenov Formation). *Geosciences*, 11(8), p. 307. https://doi.org/10.3390/geosciences11080307

Teichmuller M., Durand B. (1983). Fluorescence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat, coals, and comparison with results of Rock-Eval pyrolysis. *Int. J. Coal. Geol.*, 2(3), pp. 197–230.

The new inertinite classification (ICCP System 1994). (2001). *Fuel*, 80(4), pp. 459–471. https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00102-2

Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum Formation and Occurrence. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 720 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-96446-6

Vyssotski A.V., Vyssotski V.N., Nezhdanov A.A. (2006). Evolution of the West Siberian Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 23(1), pp. 93–126. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2005.03.002

Wang T.G. (1993). Biomarker assemblages of resin-genetic immature source rocks and their geological significance. *Sci. China (Ser B)*, 36(6), pp. 740–750.

Wang Y., Chen J., Pang X., Zhang T., Zhu X., Liu K. (2022). Hydrocarbon generation and expulsion of tertiary coaly source rocks and hydrocarbon accumulation in the Xihu Sag of the East China Sea Shelf Basin, China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 229, 105170. https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2022.105170

Whiticar M.J. (1999). Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane. *Chemical Geology*, 161(1–3), pp. 291–314. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(99)00092-3

Wilkins R.W.T., George S.C. (2002). Coal as a source rock for oil: a review. *International Journal of Coal Geology*, 50(1–4), pp. 317–361. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9

Yang S., Horsfield B. (2020). Critical review of the uncertainty of Tmax in revealing the thermal maturity of organic matter in sedimentary rocks. *International Journal of Coal Geology*, 225(103500). https://doi.org/10.1016/j.coal.2020.103500

Yuan, Y., Tang, Y., Tong, L., Cao, D., Wei, Y. and Bi, C. (2024). Porosity Characteristics of Coal Seams and the Control Mechanisms of Coal Petrology in the Xishanyao Formation in the Western Part of the Southern Junggar Basin, *Minerals*, 14(6), p. 543. https://doi.org/10.3390/min14060543

Yurchenko A., Voropaev A., Kozlova E., Morozov N. and Spasennykh M. (2021). Application of the Data on δ13C and δ18O of Carbonates for the Study of Unconventional Reservoirs on the Example of the Bazhenov Source Rocks, Western Siberia, Russia, *Geosciences*, 11(7), p. 264. https://doi.org/10.3390/geosciences11070264

Zhang G., Yang Y., Liu T., Xu Y., Chang X., Qu Y., Shi B., Yang B., Song T. (2024a). Hydrocarbon Source Rock Evaluation of the Lucaogou Shale in the Periphery of Bogeda Mountain (SE Junggar Basin, China) and Its Implications for Shale Oil Exploration: Insights from Organic Geochemistry, Petrology, and Kinetics Pyrolysis. *Processes*, 12(2), p. 356. https://doi.org/10.3390/pr12020356

Zhang J., Lin W., Li M., Wang, J., Xiao X., Li Y. and Zhang X. (2023). Evolution Mechanism of Microscopic Pore System in Coal-Bearing Marine–Continental Transitional Shale with Increasing Maturation, *Minerals*, 13, p. 1482. https://doi.org/https://doi.org/10.3390/min13121482

Zhang T., Jiang S., Van der Land C. (2024b). Organic matter enrichment in basin periphery: A case study of Wufeng-Longmaxi shale, Marcellus shale, and Ohio shale. *Sedimentary Geology*, 468, 106668. https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2024.106668

Zuber S., Hashikin N., Yusof M., Fahmi M., Hashim R., Abdul Aziz M. (2021). Effective Atomic Number based on Energy Dispersive X-Ray (EDX) Analysis and Carbon Hydrogen Nitrogen (CHN) Analysis for Phantom Material in Medical Physics Applications. *Malaysian Journal of Medicine and Health Sciences*, 17, pp. 116–121.

Сведения об авторах

Богдан Андреев – аспирант программы «Нефтегазовое дело», младший научный сотрудник, Сколковский институт науки и технологий
Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1
e-mail: bogdan.andreyev@skoltech.ru

Елена Владимировна Козлова – кандидат геол.–мин. наук, ведущий научный сотрудник Центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий
Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11
e-mail: E.Kozlova@skoltech.ru

Тимур Дамирович Булатов – PhD, научный сотрудник Центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий
Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11
e-mail: Timur.Bulatov@skoltech.ru

Тагир Ильгизович Карамов – PhD, научный сотрудник Центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий
Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11
e-mail: T.Karamov@skoltech.ru

Евгения Андреевна Леушина – кандидат хим. наук, ведущий научный сотрудник Центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий
Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11
e-mail: E.Leushina@skoltech.ru

Вероника Вадимовна Широкова – аспирант программы «Нефтегазовое дело», младший научный сотрудник, Сколковский институт науки и технологий
Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1
e-mail: Veronika.Shirokova@skoltech.ru

Алина Евгеньевна Бажанова – аспирант программы «Нефтегазовое дело», младший научный сотрудник, Сколковский институт науки и технологий
Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1
e-mail: Alina.Bazhanova@skoltech.ru

Анастасия Петровна Вайтехович – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: nastyavait@mail.ru

Наталия Владимировна Пронина – кандидат геол.–минерал. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: nvproncl@mail.ru

Валерий Владимирович Дударев – независимый консультант
Россия, 644010, Омск, ул. Маяковского, д. 81
e-mail: dudarevvv@mail.ru

Валентин Валентинович Колесов – кандидат физ.–мат. наук, эксперт ГКЗ РФ, генеральный директор, ООО «Омнитерра Эксплорейшн»
Россия, 121205, Москва, Большой бульвар, д. 42 (тер. Технопарка Сколково)
e-mail: valenteen.kolesov@yandex.ru

Михаил Юрьевич Спасенных – кандидат хим. наук, профессор, директор Центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий
Россия, 121205, Москва, Большой Бульвар, д. 30/1
e-mail: M.Spasennykh@skoltech.ru

Статья поступила в редакцию 28.10.2024;
Принята к публикации 18.08.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

New Petroleum Kitchen Discovery in the Southern Part of the West Siberian Basin

B. Andreyev[1], E.V. Kozlova[1], T.D. Bulatov[1], T.I. Karamov[1], E.A. Leushina[1], V.V. Shirokova[1], A.E Bazhanova[1], A.P. Vaitekhovich[2], N.V. Pronina[2], V.V. Dudarev[3], V.V. Kolesov[4], M.Yu. Spasennykh[1]

[1]Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation
[2]Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
[3]Independent consultant, Omsk, Russian Federation
[4]OmniTerra Exploration LLC, Russian Federation
[*]Corresponding author: Bogdan Andreyev, e-mail: bogdan.andreyev@skoltech.ru

Abstract. Comprehensive lithological and geochemical studies were conducted on the core samples from three wells located in the southern periphery of the West Siberian Petroleum Basin (northern part of the Omsk region). These studies enabled the identification and detailed characterization of the main source rocks in the area, as well as the assessment of potential hydrocarbon generation volumes within the study area. The organic-rich siliceous mudstones of the Bazhenov Formation, along with coals and carbonaceous shales of the Vasyugan and Tyumen Formations, were identified as the main source rocks. A detailed analysis of the well sections revealed that the generation potential of the Bazhenov Formation is associated with the Type II/IIS kerogen, which is characterized by early generation and a higher initial hydrogen index. The coals and carbonaceous shales of the Vasyugan and Tyumen Formations were determined to possess oil-generating

potential due to the anomalously high content of liptinite macerals in the organic matter (OM) composition. The studies of the molecular and isotopic compositions of rock extracts from both source rock and reservoir rock intervals, as well as the gas sample from the field, confirm that the fluids across the area are derived from marine OM of the Bazhenov Formation and the carbonaceous matter of the Vasyugan and Tyumen Formations, as well as their mixtures. The obtained results demonstrate the presence of an early generation petroleum kitchen in the area studied. These findings contribute to a new understanding of the hydrocarbon prospectivity of the region. The study also highlights the necessity for 3D basin modeling to reassess the hydrocarbon resources and their localization within the southern periphery of the West Siberian Petroleum Basin.

Keywords: source rock, TOC, Bazhenov Formation, kerogen Type IIS, oil-generating coals, petroleum kitchen, West Siberian Basin

Recommended citation: Andreyev B., Kozlova E.V., Bulatov T.D., Karamov T.I., Leushina E.A., Shirokova V.V., Bazhanova A.E., Vaitekhovich A.P., Pronina N.V., Dudarev V.V., Kolesov V.V., Spasennykh M.Yu. (2025). New Petroleum Kitchen Discovery in the Southern Part of the West Siberian Basin. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 192–215. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.13

Acknowledgments:

The authors thank the reviewers for their careful reading of the manuscript and for their insightful comments, which helped improve both the scientific content and the presentation of the paper. We also express gratitude to Lyudmila Torshina for conducting the isotopic studies.

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

Conflicts of Interest

The authors declare no conflict of interest.

References

Abdel-Fattah M.I., Reda M., Fathy M., Saadawi D.A., Alshehri F., Ahmed M.S. (2024). Oil-source correlation and Paleozoic source rock analysis in the Siwa Basin, Western Desert: Insights from well-logs, Rock-Eval pyrolysis, and biomarker data. *Energy Geoscience*, 5(3), 100298. https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100298

Alekseev E.Y., Bochkarev V.S., Braduchan Y. V., Volkov A.M., Gorsky A.T., Zyryanov L.N., Kulakhmetov N.K., Kulikov P.K., Lebedev I. V., Nesterov I.I., Podsosova L.L., Prozorovich G.E., Rudkevich M.Y., Rostovtsev N.N., Rudkevich M.Y., Rylkov A. V., Sidorenkov A.I., Smirnov V.G., Sobolovsky V. V., Sokolovsky A.P., Stavitsky B.P., Sterlin D.Y., Storozhev A.D., Tikhomirov Yu. P. Ushatinsky I.N., Fedortsov V.K., Shpilman V.I., Shpilman A.K., Yasovich G.S. (1976). Atlas and Explanatory Memorandum to Atlas of Lithological-Paleogeographical Maps of Jurassic and Cretaceous periods of the West-Siberian plain in scale 1:500 000. *Trudy ZapSibNIGNI*, 93, 85 p. (In Russ.)

Babushkin L.A., Voronov V.N., Zyleva L.I., Kozlov E.P., Korkunov K.V., Provtorova N.A., Sokolova A.V., Sokolovsky A.P., Cherepanov Yu.P. (2009). State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). West Siberian Series. Sheet O-42 – Tobolsk. Explanatory Note. St. Petersburg: Cartographic Factory VSEGEI (Ministry of Natural Resources of Russia, Rosnedra, FGUP "VSEGEI", LLC "Geotex"), 300 p. (In Russ.)

Badejo S.A., Fraser A.J., Neumaier M., Muxworthy A.R., Perkins J.R. (2021). 3D petroleum systems modelling as an exploration tool in mature basins: A study from the Central North Sea UK. *Marine and Petroleum Geology*, 133, 105271. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105271

Bulatov, T., Kozlova, E., Leushina, E., Panchenko, I., Pronina, N., Voropaev, A., Morozov, N. and Spasennykh, M. (2021). Alginite-Rich Layers in the Bazhenov Deposits of Western Siberia. *Geosciences*, 11(6), p. 252. https://doi.org/10.3390/geosciences11060252

Carr A.D. (2000). Supression and retardation of vitrinite reflectance, part 1. Formation and significance for hydrocarbon generation. *Journal of Petroleum Geology*, 23(3), pp. 313–343. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2000.tb01022.x

Chen Y., Caro L.D., Mastalerz M., Schimmelmann,A., Blandón A. (2012). Mapping the chemistry of resinite, funginite and associated vitrinite in coal with micro-FTIR. *Journal of Microscopy*, 249(1), pp. 69–81. https://doi.org/10.1111/j.1365-2818.2012.03685.x

Chen, Z., Wang, L., Yang, G., Zhang, B., Ying, D., Yuan, B., Pei, S. and Li, W. (2020). Geological structures and potential petroleum exploration areas in the southwestern Sichuan fold-thrust belt, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(4), pp. 699–713. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60086-6

Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the consideration and adoption of updated stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia (2004). Ed: Yu. E. Baturin, V. S. Bochkarev, Yu. V. Braduchan, F. G. Gurari, O. S. Dzyuba, V. I. Ilyina, Yu. N. Karogodin, V. I. Krasnov, N. Kh. Kulakhmetov, S. V. Meledina, N. K. Mogucheva, G. P. Myasnikova, A. A. Nezhdanov, B. L. Nikitenko, V. M. Podobina, L. V. Rovnina, V. V. Sapyanik, A. V. Shpilman, B. N. Shurygin, Novosibirsk: Novosibirsk: SBRAS, 148 p. (In Russ.)

Dehao F., Chenglin L., Wenli J., Xuan G., Pei L., Bin L., Yongjun L., Wei, Z. (2020). Oil and gas resource assessment of basins with low levels of exploration on the periphery of the Junggar Basin and identification of exploration targets. *China Petroleum Exploration*, 25(6), pp. 26–38. https://doi.org/10.3969/j.issn.1672-7703.2020.06.003

Elisheva O. V. (2008). Geology and oil and gas potential of the Callovian-Oxfordian deposits of the Omsk Irtysh region. Novosibirsk: Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), 160 p. (In Russ.)

Espitalié J. (1986). Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance, thermal modelling in sedimentary basins. *Editions Technip Paris*, pp. 475–496.

Espitalie J., Madec M., Tissot B., Mennig J.J., Leplat P. (1977). Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration. *Offshore Technology Conference*, pp. 439–448. https://doi.org/10.4043/2935-MS

French K.L., Birdwell J.E., Lewan M.D. (2020). Trends in thermal maturity indicators for the organic sulfur-rich Eagle Ford Shale. *Marine and Petroleum Geology*, 118(3). https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104459

Goffey G., Attree M., Curtis P., Goodfellow F., Lynch J., Mackertich D., Orife T., Tyrrell, W. (2018). New exploration discoveries in a mature basin: offshore Denmark. Geological Society, London, *Petroleum Geology Conference Series*, 8(1), pp. 287–306. https://doi.org/10.1144/PGC8.1

Goncharov I.V., Nosova S.V., Samoylenko V.V. (2003). Genetic types of oils in the Tomsk region. *5th International Conference*. Tomsk: Institute of Atmospheric Optics SB RAS, pp. 10–13. (In Russ.)

Goncharov I.V., Veklich M.A., Milkov A.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Zherdeva A.V. (2016a). Isotopic composition of carbon and hydrogen fluids from the Tevriz gas-condensate field. *XXI Symposium on Isotope Geochemistry*, pp. 184–187. (In Russ.)

Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Veklich M.A., Bakhtina E.S., Zherdeva A.V. (2016b). Isotopic composition of carbon extracts from rocks of the Bazhenov Formation at different catagenesis levels. *XXI Symposium on Isotope Geochemistry*, pp. 187–190. (In Russ.)

Goncharov I.V., Fadeeva S.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Veklich M.A. (2016c). Anomalous isotopic composition of carbon extracts from Lower Jurassic deposits of the Kulgin and Archinsky fields in the Tomsk region. *XXI Symposium on Isotope Geochemistry*, pp. 191–194. (In Russ.)

Goncharov I.V., Veklich M.A., Oblasov N.V., Samoilenko V.V., Fadeeva S.V., Kashapov R.S., Zherdeva A.V., Smirnova N.A. (2023). Nature of Hydrocarbon Fluids at the Fields in the North of Western Siberia: the Geochemical Aspect. *Geochemistry International*, 68(2), pp. 115–138. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S0016752523020048

Gurari F.G. (1996). West Siberian hydrocarbon province - the discovery of the century. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 144 p. (In Russ.)

Hasiah A.W. (1997). Evidence of early generation of liquid hydrocarbon from suberinite as visible under the microscope. *Organic Geochemistry*, 27(7–8), pp. 591–596. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(97)00085-5

Hedberg H.D. (1968). Significance of High-Wax Oils with Respect to Genesis of Petroleum. *AAPG Bulletin*, 52(5), pp. 736–750. https://doi.org/10.1306/5D25C45B-16C1-11D7-8645000102C1865D

Hunt J.M. (1991). Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter. *Organic Geochemistry*, 17(6), pp. 673–680. https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90011-8

Methods for the Petrographic Analysis of Coals—Part 3: Method of Determining Maceral Group Composition ISO 7404-3. (2009). Switzerland.

Jarvie D.M. (2012). Shale Resource Systems for Oil and Gas. Part 1—Shale-gas Resource Systems. In Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. *American Association of Petroleum Geologists*, pp. 69–87. https://doi.org/10.1306/13321446M973489

Jarvie D.M. (2014). Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems. *Geologica Acta*, 12, pp. 307–325. https://doi.org/10.1344/GEOLOGICAACTA2014.12.4.3

Jarvie D.M., Lundell L.L. (2001). Kerogen Type and Thermal Transformation of Organic Matter in the Miocene Monterey Formation. In C.M. Isaacs and J. Rullkötter (eds). The Monterey Formation: From Rocks to Molecules. Columbia University Press, New York, pp. 269–295.

Kalacheva, D.Y., Sannikova, I.A. and Morozov, N. V. (2023). Contribution of the Lower-Middle Jurassic source rocks in petroleum potential of the Jurassic-Cretaceous series within the central part of West Siberia. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 29–41. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.2

Karamov T., Leushina E., Kozlova E., Spasennykh M. (2023). Broad Ion Beam–Scanning Electron Microscopy Characterization of Organic Porosity Evolution During Thermal Treatment of Bazhenov Shale Sample. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 26(01), pp. 64–74. https://doi.org/10.2118/210599-PA

Khorasani G.K., Michelsen J.K. (1991). Geological and laboratory evidence for early generation of large amounts of liquid hydrocarbons from suberinite and subereous components. *Organic Geochemistry*, 17(6), pp. 849–863. https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90025-F

Killops S.D., Funnell R.H., Suggate R.P., Sykes R., Peters K.E., Walters C., Woolhouse A.D., Weston R.J., Boudou J.-P. (1998). Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals. *Organic Geochemistry*, 29(1–3), pp. 1–21. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00087-4

Kontorovich, A.E., Bogorodskaya, L.I., Borisova, L.S., Burshtein, L.M., Ismagilov, Z.R., Efimova, O.S., Kostyreva, E.A., Lemina, N.M., Ryzhkova, S. V., Sozinov, S.A., Fomin, A.N. and Livshits, V.R. (2019). Geochemistry and catagenetic transformation of kerogen from the bazhenov horizon. *Geochemistry International*, 64(6), pp. 585–593. https://doi.org/10.31857/S0016-7525646585-593

Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Golyshev S.I. (1985). Distribution of Stable Carbon Isotopes in Sediments of Various Genetic Origins. *Russian Geology and Geophysics*, 7, pp. 3–11. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Ilyina V.I., Moskvins V.I., Andrusovich V.E., Borisova L.S., Danilova V.P., Kazansky Y.P., Melenevsky V.N., Solotchyna E.P., Shurygin B.N. (1995). Reference section and oil-generating potential of Lower Jurassic deposits of the Nyuril sedimentary subbasin. *Russian Geology and Geophysics*, 36(6), pp. 110–126. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Moiseev S.A. (2000). Development of the Geological Exploration Program for 2001–2005 with a Quantitative and Qualitative Assessment of the Oil and Gas Potential of Paleozoic and Mesozoic Deposits in the Omsk Region. Novosibirsk, 257 p. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Moskvin V.I., Bostrikov O.I., Danilova V.P., Fomin A.N., Fomichev A.S., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N. (1997). Main oil source formations of the West Siberian Basin. *Petroleum Geoscience*, 3(4), pp. 343–358. https://doi.org/10.1144/petgeo.3.4.343

Kontorovich A.E., Stasova O.F. (1977). Geochemistry of Jurassic and Paleozoic oils in the southeastern regions of the West Siberian Plate, Problems of geology and hydrocarbon potential of pre-Jurassic deposits of the West Siberian Plate. *Trudy SNIIGGiMS*, 255, pp. 46–62. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Verhovskaya N.A., Timoshina I.D., Fomichev A.S. (1986). Isotopic Composition of Carbon in Dispersed Organic Matter and Bitumoids and Some Controversial Issues of Oil Formation Theory. *Russian Geology and Geophysics*, 5, pp. 3–13. (In Russ.)

Kostyreva E.A., Moskvin V.I., Yan P.A. (2014). Geochemistry of organic matter and oil-generating potential of the Lower Jurassic Togur Suite (southeastern West Siberia). *Petroleum Geology. Theory and Practice*, 9(1), pp. 1–25. (In Russ.)

Kostyreva E.A., Sotnich I.S. (2017). Geochemistry of organic matter of the Bazhenov Formation in the north of the Khantei Anteclise. *Russian Geology and Geophysics*, 58(3–4), pp. 434–442. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.09.019

Leushina E., Bulatov T., Kozlova E., Panchenko I., Voropaev A., Karamov T., Yermakov Y., Bogdanovich N., Spasennykh M. (2021a). Upper Jurassic–Lower Cretaceous Source Rocks in the North of Western Siberia: Comprehensive Geochemical Characterization and Reconstruction of Paleo-Sedimentation Conditions. *Geosciences*, 11(8), p. 320. https://doi.org/10.3390/geosciences11080320

Leushina E., Mikhaylova P., Kozlova E., Polyakov V., Morozov N., Spasennykh M. (2021b). The effect of organic matter maturity on kinetics and product distribution during kerogen thermal decomposition: the Bazhenov Formation case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204, 108751. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108751

Lewan M.D., Kotarba M.J., Curtis J.B., Wiecław D., Kosakowski P. (2006). Oil-generation kinetics for organic facies with Type-II and -IIS kerogen in the Menilite Shales of the Polish Carpathians. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 70(13), pp. 3351–3368. https://doi.org/10.1016/j.gca.2006.04.024

Li S., Shao L., Liu J., Qin L., Kang S., Eriksson K.A., Chen X., Yu Z., Liu J. (2022). Oil generation model of the liptinite-rich coals: Palaeogene in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209, 109844. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109844

Lin H.-M., Liu H., Wang X.-D., Qiu X.-W., Ju Y.-T., Meng J., Li L. (2022). Basin-filling processes and hydrocarbon source rock prediction of low-exploration degree areas in rift lacustrine basins: a case from the Wenchang Formation in low-exploration degree areas, northern Zhu I Depression, Pearl River Mouth Basin, E China. *Journal of Palaeogeography*, 11(2), pp. 286–313. https://doi.org/10.1016/j.jop.2022.03.002

Lister C.J., Atkinson E.A., Dewing K.E., King H.M., Kung L.E., Hadlari T. (2022). High Arctic basins petroleum potential, northern Canada. Geological Survey of Canada, Open File, 8897, 88 p. https://doi.org/10.4095/330203

Lobova G.A. (2008). Togur Oils Generation Centers in Central Part of Yugorskiy Arch (the Western Siberia). *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*, 150, pp. 169–182. (In Russ.)

Luneva T.E. (2019). Geothermal conditions and maturation of the generation potential of the oil source Togur Formation (north-west of the Tomsk region). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 14(2), pp. 1–23. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/11_2019

Maglevannaia P.S., Kozlova E.V., Spasennykh M.Y. (2019). Analysis of Geochemical Trends for the Bazhenov Oil Shale Formation Based on Pyrolysis Data. *29th International Meeting on Organic Geochemistry. European Association of Geoscientists & Engineers*, pp. 1–2. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902830

Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The Petroleum System—From Source to Trap. *AAPG Memoir. American Association of Petroleum Geologists*, 655 p. https://doi.org/10.1306/M60585

Marunova D.A., Pronina N. V., Kalmykov A.G., Ivanova D.A., Savostin G.G., Vaitechovich A.P., Kalmykov G.A. (2023). The Evolution of Bioclasts during Catagenesis in Rocks of the Bazhenov Formation in the Territory of the Frolov Oil and Gas Region. *Moscow University Geology Bulletin*, 78(6), pp. 796–804. (In Russ.) https://doi.org/10.3103/S014587522306011X

Muammar R., Minarwan M. (2024). Changing Paradigm and Leveraging Information from Proven Plays: Discoveries in New Play and Overlooked Exploration Potential in the West Natuna Basin. EAGE/AAPG Workshop on New Discoveries in Mature Basins. *European Association of Geoscientists & Engineers*, pp. 1–4. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202471010

Norgate C.M., Boreham C.J., Kamp P.J.J., Newman J. (1997). Relationships between hydrocarbon generation, coal type and rank for Middle Eocene coals, Buller Coalfield, New Zealand. *Journal of Petroleum Geology*, 20(4), pp. 427–458. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1997.tb00925.x

Oblasov N.V. (2010). Geochemistry of carbonaceous organic matter and its role in the formation of oil and gas fields in the Tomsk region, 157 p. (In Russ.)

Oil and gas forecast map: O-43 (Tara). (2017). State geological map of the Russian Federation. Third generation. Oil and gas forecast map. West Siberian series, scale: 1:1000000, series: West Siberian, compiled by: LLC Geotex,. Federal State Budgetary Institution 'VSEGEI', 1 p. (In Russ.)

Oksenoyd E.E., Volkov V.A., Oleinik E.V., Myasnikova G.P. (2017). Kerogen types of bazhenov formation based on pyrolysis data and their comparison with oil parameters. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 34–43. (In Russ.) https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-5-34-43

Orr W.L. (1986). Kerogen/asphaltene/sulfur relationships in sulfur-rich Monterey oils. *Organic Geochemistry*, pp. 499–516. https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90049-5

Pepper A.S. (1991). Estimating the petroleum expulsion behaviour of source rocks: a novel quantitative approach. *Geological Society, London, Special Publications*, 59(1), pp. 9–31. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1991.059.01.02

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part III: Modelling an open system. *Marine and Petroleum Geology*, 12(4), pp. 417–452. https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)96904-5

Peters, K.E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 73(3), pp. 318–329.

Peters, K.E., Kontorovich, A.E., Huizinga, B.J., Moldowan, J.M. and Lee, C.Y. (1994). Multiple Oil Families in the West Siberian Basin. *AAPG Bulletin*, 78(6), pp. 893–909. https://doi.org/10.1306/A25FE3DD-171B-11D7-8645000102C1865D

Petersen H.I. (2005). Oil generation from coal source rocks: the influence of depositional conditions and stratigraphic age. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*, 7, pp. 9–12. https://doi.org/10.34194/geusb.v7.4822

Philp R.P., Mansuy L. (1997). Petroleum Geochemistry: Concepts, Applications, and Results. *Energy & Fuels*, 11(4), pp.749–760. https://doi.org/10.1021/ef960174v

Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S., Christanis K., Cardott B.J., Misz-Kennan M., Rodrigues S., Hentschel A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. (2017). Classification of liptinite – ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology*, 169, pp. 40–61. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004

Prishchepa O., Borovikov I., Grokhotov E. (2021). Oil and gas content of the understudied part in the northwest of the Timan-Pechora oil and gas province according to the results of basin modeling. *Journal of Mining Institute*, 247, pp. 66–81. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.1.8

Romero-Sarmiento M.-F., Euzen T., Rohais S., Jiang C., Littke R. (2016). Artificial thermal maturation of source rocks at different thermal maturity levels: Application to the Triassic Montney and Doig formations in the Western Canada Sedimentary Basin. *Organic Geochemistry*, 97, pp. 148–162. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2016.05.002

Rosenberg Y.O., Reznik I.J. (2021). Evaluating transformation of marine kerogens from Rock-Eval measurements: A. Derivation of a scaled thermal maturation path from laboratory maturation data. *Organic Geochemistry*, 162, 104305. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2021.104305

Scott J. (1992). Accurate recognition of source rock character in the Jurassic of the North West Shelf, Western Australia. *The APPEA Journal*, 32(1), pp. 279–289. https://doi.org/10.1071/AJ91023

Shatski S.B., Dargevich V.A., Generalov P.P., Kulkova I.A., Martynov V.A., Nikitin V.N., Podobina V.M. (1996). Region XXII, Western Siberia. In "Late Eocene–Early Oligocene geological and biotical events on the territory of the former Soviet Union, Part I, The regional geology of the Upper Eocene and Lower Oligocene". GEOS, Moscow, pp. 225–235. (In Russ.)

Skorobogatov V.A., Davydova Y.S., Kananykhina O.G. (2017). Oil-bearing capacity of Western-Siberian megaprovince. *Vesti Gazovoy Nauki*, 3(31), pp. 13–28. (In Russ.)

Snowdon L.R. (1991). Oil from Type III organic matter: resinite revisited. *Organic Geochemistry*, 17(6), pp. 743–747. https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90018-F

Snowdon L.R., Powell T.G. (1982). Immature Oil and Condensate-Modification of Hydrocarbon Generation Model for Terrestrial Organic Matter. *AAPG Bulletin*, 66(6), pp. 775–788. https://doi.org/10.1306/03B5A313-16D1-11D7-8645000102C1865D

Soromotin A.M., Solodovnikov A.Y. (2019). The ecological condition of Uvat group of license areas. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (2), pp. 100–104. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-100-104

Spasennykh M., Shirokova V., Ilmenskii A., Kozlova E., Bulatov T., Goncharova A., Leushina E. (2024). Kinetics of Organic Matter thermal transformation in source rocks: Overview of Methods and Experimental results. *Georesursy=Georesources*, 26(4), 3–19. https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.2

Spasennykh M., Maglevannaia P., Kozlova E., Bulatov T., Leushina E., Morozov N. (2021). Geochemical Trends Reflecting Hydrocarbon Generation, Migration and Accumulation in Unconventional Reservoirs Based on Pyrolysis Data (on the Example of the Bazhenov Formation). *Geosciences*, 11(8), p. 307. https://doi.org/10.3390/geosciences11080307

Tectonic Map of the Central Parts of the West Siberian Basin in scale 1:2000000 (1998). Ed.: V.I. Shpilman, N.I. Zmanovsky, L.L. Podsosova. Tyumen: Research and analytical centre for the rational use of the subsoil, 1 p. (In Russ.)

Teichmuller M., Durand B. (1983). Fluorescence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat, coals, and comparison with results of Rock-Eval pyrolysis. *Int. J. Coal. Geol.*, 2(3), pp. 197–230.

The new inertinite classification (ICCP System 1994). (2001). *Fuel*, 80(4), pp. 459–471. https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00102-2

Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum Formation and Occurrence. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 720 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-96446-6

Topchiy M.S., Pronina N.V., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A., Fomina M.M., Karpyov Yu.A., Kozlova E.V., Fadeyeva N.P. (2019). Distribution of organic matter in Bazhenov high-carbon formation. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology,* (2), pp. 46–56. (In Russ.) https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-2-46-56

Vyshemirsky V.S. (1993). Isotopic Composition of Nitrogen in Oils of Western Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 34(4), pp. 45–49. (In Russ.)

Vyssotski A.V., Vyssotski V.N., Nezhdanov A.A. (2006). Evolution of the West Siberian Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 23(1), pp. 93–126. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2005.03.002

Wang T.G. (1993). Biomarker assemblages of resin-genetic immature source rocks and their geological significance. *Sci. China (Ser B)*, 36(6), pp. 740–750.

Wang Y., Chen J., Pang X., Zhang T., Zhu X., Liu K. (2022). Hydrocarbon generation and expulsion of tertiary coaly source rocks and hydrocarbon accumulation in the Xihu Sag of the East China Sea Shelf Basin, China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 229, 105170. https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2022.105170

Whiticar, M.J. (1999). Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane. *Chemical Geology*, 161(1–3), pp. 291–314. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(99)00092-3.

Wilkins R.W.T., George S.C. (2002). Coal as a source rock for oil: a review. *International Journal of Coal Geology*, 50(1–4), pp. 317–361. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9

Yang S., Horsfield B. (2020). Critical review of the uncertainty of Tmax in revealing the thermal maturity of organic matter in sedimentary rocks. *International Journal of Coal Geology*, 225(103500). https://doi.org/10.1016/j.coal.2020.103500

Yuan, Y., Tang, Y., Tong, L., Cao, D., Wei, Y. and Bi, C. (2024). Porosity Characteristics of Coal Seams and the Control Mechanisms of Coal Petrology in the Xishanyao Formation in the Western Part of the Southern Junggar Basin, *Minerals*, 14(6), p. 543. https://doi.org/10.3390/min14060543

Yurchenko, A., Voropaev, A., Kozlova, E., Morozov, N. and Spasennykh, M. (2021). Application of the Data on δ13C and δ18O of Carbonates for the Study of Unconventional Reservoirs on the Example of the Bazhenov Source Rocks, Western Siberia, Russia. *Geosciences*, 11(7), p. 264. https://doi.org/10.3390/geosciences11070264

Zakharov V.A., Saks V. N. (1983). Jurassic and Cretaceous Paleobiogeography and Biostratigraphy of Siberia. Moscow: Nauka, 528, pp. 5–32. (In Russ.)

Zhang G., Yang Y., Liu T., Xu Y., Chang X., Qu Y., Shi B., Yang B., Song T. (20241). Hydrocarbon Source Rock Evaluation of the Lucaogou Shale in the Periphery of Bogeda Mountain (SE Junggar Basin, China) and Its Implications for Shale Oil Exploration: Insights from Organic Geochemistry, Petrology, and Kinetics Pyrolysis. *Processes*, 12(2), p. 356. https://doi.org/10.3390/pr12020356

Zhang, J., Lin, W., Li, M., Wang, J., Xiao, X., Li, Y. and Zhang, X. (2023). Evolution Mechanism of Microscopic Pore System in Coal-Bearing Marine–Continental Transitional Shale with Increasing Maturation. *Minerals*, 13, p. 1482. https://doi.org/https://doi.org/10.3390/min13121482

Zhang T., Jiang S., Van der Land C. (2024b). Organic matter enrichment in basin periphery: A case study of Wufeng-Longmaxi shale, Marcellus shale, and Ohio shale. *Sedimentary Geology*, 468, 106668. https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2024.106668

Zuber S., Hashikin N., Yusof M., Fahmi M., Hashim R., Abdul Aziz M. (2021). Effective Atomic Number based on Energy Dispersive X-Ray (EDX) Analysis and Carbon Hydrogen Nitrogen (CHN) Analysis for Phantom Material in Medical Physics Applications. *Malaysian Journal of Medicine and Health Sciences*, 17, pp. 116–121.

Zyleva L.I., Korkunov K.V., Kozirev V.E., Pestova L.E., Kalashnikova O.S., Makarova A.N., Montonen E.V., Novikova L.P. (2017). State Geological Map of the Russian Federation at Scale 1:1,000,000. Third Generation. West Siberian Series. Sheet O-43 – Tara. Explanatory Note. St. Petersburg: Cartographic Factory VSEGEI, 235 p. (In Russ.)

About the Authors

Bogdan Andreyev – PhD student in the "Petroleum Engineering" program, Junior Research Scientist, Skolkovo Institute of Science and Technology

30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation

e-mail: bogdan.andreyev@skoltech.ru

Elena V. Kozlova – PhD in Geology and Mineralogy, Leading Research Scientist at the Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology
11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: E.Kozlova@skoltech.ru

Timur D. Bulatov – PhD, Researcher at the Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology
11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: Timur.Bulatov@skoltech.ru

Tagir I. Karamov – PhD, Researcher at the Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology
11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: T.Karamov@skoltech.ru

Evgenia A. Leushina – PhD in Chemistry, Leading Research Scientist at the Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology
11 Sikorskogo st., Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: E.Leushina@skoltech.ru

Veronika V. Shirokova – PhD student in the "Petroleum Engineering" program, Junior Research Scientist, Skolkovo Institute of Science and Technology
30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: Veronika.Shirokova@skoltech.ru

Alina E. Bazhanova – PhD student in the "Petroleum Engineering" program, Junior Research Scientist, Skolkovo Institute of Science and Technology.
30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: Alina.Bazhanova@skoltech.ru

Anastasia P. Vaytekhovich – PhD student at the Department of Geology and Geochemistry of Fossil Fuels, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie Gory, Moscow, Russian Federation
e-mail: nastyavait@mail.ru

Natalia V. Pronina – PhD in Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology and Geochemistry of Fossil Fuels, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie Gory, Moscow, Russian Federation
e-mail: nvproncl@mail.ru

Valery V. Dudarev – Independent Consultant
81 Mayakovsky St., Omsk, 644010, Russian Federation
e-mail: dudarevvv@mail.ru

Valentin V. Kolesov – PhD in Physics and Mathematics, Expert of the State Commission on Mineral Reserves of the Russian Federation, General Director, Omniterra Exploration LLC
30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: valenteen.kolesov@yandex.ru

Mikhail Yu. Spasennykh – PhD in Chemistry, Professor, Director of the Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology
30/1 Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: M.Spasennykh@skoltech.ru

Manuscript received 28 October 2024;
Accepted 18 August 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georesurs.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.1 УДК 622.276+532.529

Исследование нестационарности естественной сепарации газа при помощи экспериментального стенда и математического моделирования

В.А. Иванов[1], В.С. Вербицкий[1], Р.А. Хабибуллин[1], К.А. Горидько[2], Е.И. Никонов[3]*

[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

[2]ООО «РН-Технологии», Москва, Россия

[3]Lex, Пафос, Кипр

Естественная сепарация газа является важным процессом в скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), который влияет на эффективность работы системы «скважина – насос – подъемник». В настоящий момент совокупность знаний о данном процессе требует критического анализа и дальнейшего совершенствования. В статье представлены результаты изучения нестационарных особенностей процесса сепарации пузырьков газа в затрубное пространство в околоприемной области модели скважины с условно-радиальным входом. Проанализированы результаты испытаний на экспериментальном стенде, а также результаты численного моделирования в нестационарном многофазном симуляторе. Эксперименты проведены на экспериментальном стенде с внутренним диаметром модели эксплуатационной колонны 80 мм и внешним диаметром модели приемного модуля 64 мм, с учетом возможности измерения расходов жидкости и газа, а также высокоскоростной видеосъемки процессов, происходящих в околоприемной области модели скважины. Показаны нестационарные особенности течения газожидкостных смесей на основе визуализации движения потока в околоприемной области для модельных смесей «Вода-Воздух» и «Вода-ПАВ-Воздух». Выявлено, что на малых отрезках времени (<1 с) режимы с пробково-эмульсионной структурой потока характеризуются значительной нестационарностью. Результаты численного моделирования указывают на то, что подобное нестационарное поведение может приводить к пульсационной работе скважины и УЭЦН.

На основе критического анализа полученных результатов исследований сформулированы перспективные направления: изучение теоретических основ сепарации в околоприемной области насоса; промысловые и стендовые эксперименты; численное моделирование естественной сепарации газа в затрубное пространство скважины, оборудованной УЭЦН.

Ключевые слова: естественная сепарация газа, электроцентробежный насос, добывающая скважина, экспериментальные исследования, многофазный поток, газожидкостная смесь, структура потока, нестационарный процесс

Для цитирования: Иванов В.А., Вербицкий В.С., Хабибуллин Р.А., Горидько К.А., Никонов Е.И. (2025). Исследование нестационарности естественной сепарации газа при помощи экспериментального стенда и математического моделирования. *Георесурсы,* 27(4), с. 216–234. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.1

Введение

Проектирование оптимального режима работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), и решение производственных задач энергосбережения в современном нефтегазовом деле является актуальным трендом развития механизированной добычи нефти не только на российских месторождениях, но и на многих нефтегазовых объектах мира. Ряд научных и исследовательских работ, а также промысловая практика свидетельствуют о необходимости совершенствования методов проведения инженерных расчетов в области механизированной эксплуатации добывающих скважин, в том числе, совершенствования методов определения эффективности сепарации газа в околоприемной области глубинно-насосного оборудования (ГНО) (естественная сепарация и общая сепарация газа, включая работу газосепаратора) (Иванов и др., 2024а; Пашали, Зейгман, 2022).

Целью работы является изучение и описание нестационарных особенностей процесса естественной

*Ответственный автор: Иванов Владимир Анатольевич
e-mail: vladimirivf@yandex.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

сепарации (ЕС) газа на основе стендовых исследований и математического моделирования.

Задачи, поставленные в настоящей статье:

• обзор отечественной и зарубежной научной литературы касательно процессов естественной сепарации газа у приема ГНО с условно-радиальным входом для систематизации фундаментальных знаний о данном физическом явлении;

• выявление неполноты накопленных знаний, необходимости уточнения существующих теоретических представлений о процессе естественной сепарации газа у приема УЭЦН, для формирования рекомендаций к проведению экспериментальных, промысловых и теоретических исследований;

• описание нестационарности процесса естественной сепарации газа на основе визуализации процесса посредством высокоскоростной видеосъемки и верификация полученных эмпирических представлений путем моделирования процесса при постоянных режимах работы скважины и УЭЦН в динамическом симуляторе многофазного потока.

Обобщение существующих знаний о процессе естественной сепарации газа у приема УЭЦН

Эффективность естественной сепарации газа в скважинах, оснащенных УЭЦН, зависит от множества факторов: геометрических характеристик скважины и околоприемного пространства; расположения приемного модуля относительно интервала перфорации; физико-химических свойств добываемых флюидов; технологических параметров работы скважины; структуры потока газожидкостной смеси (ГЖС); режима работы насоса и других параметров (Иванов и др., 2024а). Коэффициент естественной сепарации K_{ec} можно определить при помощи выражения (1):

$$K_{ec} = \frac{q_г^{затр}\left(P_{пр}, T_{пр}\right)}{q_г^{пр}\left(P_{пр}, T_{пр}\right)}, \quad (1)$$

где $q_г^{затр}(P_{пр}, T_{пр})$ – объемный расход свободного газа, поступившего в результате естественной сепарации в затрубное пространство скважины, при термобарических условиях приема УЭЦН, м^3/сут; $q_г^{пр}(P_{пр}, T_{пр})$ – объемный расход свободного газа, поступившего на прием (до сепарации), при термобарических условиях приема УЭЦН, м^3/сут; $P_{пр}$ – давление на приеме УЭЦН, МПа; $T_{пр}$ – температура на приеме УЭЦН, ^{o}C.

Проведенный анализ исследований из открытых литературных источников позволил систематизировать знания о процессе естественной сепарации газа у приема ГНО с условно-радиальным входом, то есть классифицировать их по типам исследований (промысловые работы, стендовые эксперименты или численное гидродинамическое моделирование); а также выявить для каждого исследования отличительные особенности, представленные в табл. 1.

Из табл. 1 видно, что рассмотренные научные исследования затрагивают обширную область знаний о процессе естественной сепарации газа в околоприемной области добывающей скважины, оборудованной УЭЦН, которые были обобщены в виде инфографики на рис. 1. Диапазоны и значения исследованных параметров, оказывающих влияние на эффективность естественной сепарации газа, следующие.

1. Значения диаметров эксплуатационных колонн (ЭК), насосно-компрессорных труб (НКТ) и УЭЦН носят локальный характер для каждого конкретного исследования и не имеют обобщения, то есть обычно авторы не исследуют влияние площади затрубного пространства в рамках одного исследования.

2. Исследовано влияние угла наклона скважины в широком диапазоне значений (5^o, 15^o, 30^o, 45^o, 60^o, 90^o).

3. В широких диапазонах исследованы технологические параметры работы скважины:

• обводненность (0 ÷ 100%);

• давление на приеме насоса (до 8 МПа);

• расход жидкости (до 477 м^3/сут);

• объемно-расходная доля свободного газа в потоке до сепарации (или объемно-расходное содержание свободного газа в потоке до сепарации) $\beta_г$ – формула (2); при этом максимальное значение объемно-расходного содержания свободного газа ограничивается 70.9% (указанное в явном виде), что говорит о возможности изучения режимов при $\beta_г > 70.9\%$.

$$\beta_г = \frac{q_г(P,T)}{q_г(P,T) + q_{ж}(P,T)}, \quad (2)$$

где $q_г(P,T)$ – объемный расход свободного газа при давлении P и температуре T, м^3/сут; $q_{ж}(P,T)$ – объемный расход жидкости при давлении P и температуре T, м^3/сут.

4. Физико-химические свойства флюидов исследованы достаточно широко:

• вязкость жидкости исследована в большом диапазоне значений (1 ÷ 100 мПа·с) (Lackner, 1994; Okafor et al., 2021, 2024);

• исследовано влияние плотности жидкости (870 и 1000 кг/м^3) (Okafor et al., 2021, 2024), при этом в промысловых исследованиях плотность жидкости принимает различные значения;

• проведены исследования при различных значениях поверхностного натяжения на границе раздела «жидкость – газ» (0.032, 0.042, 0.067, 0.072 Н/м) (Okafor et al., 2021, 2024; Иванов и др., 2024а).

Однако все еще остается недостаточно изученным влияние на эффективность ЕС различных параметров: форма и размеры приемных отверстий (Okafor et al., 2021, 2024) и гидравлические характеристики фильтра приемного устройства (Уразаков и др., 2021); площадь затрубного пространства и внешние диаметры насосно-компрессорных труб (НКТ) и УЭЦН (Okafor et al., 2021, 2024; Иванов и др., 2024а); наличие в потоке флюидов твердых взвешенных частиц (ТВЧ) (Nikonov et al., 2024); структура газожидкостного потока; периодический режим работы скважин с УЭЦН; нестандартные компоновки УЭЦН (например, с кожухом и хвостовиком) и нетипичные режимы эксплуатации (например, режим фонтанирования через затрубное пространство (Горидько, 2023)).

1	– Промысловые исследования
2	– Стендовые эксперименты
3	– Численное 3D-моделирование – Computational Fluid Dynamics (CFD)
Э	– Разработана эмпирическая корреляция для расчета K_{ec}
М	– Разработана механистическая корреляция для расчета K_{ec}

Ссылка на публикацию	Тип	Специфика исследования
(Мищенко, Гуревич, 1969)	1	1. Представлены аналитические алгоритмы обработки промысловых исследований скважин, направленных на измерение расходов газа через насосно-компрессорные трубы (НКТ) и затрубное пространство (ЗП). 2. На основе результатов обработки промысловой информации получены промысловые зависимости коэффициента естественной сепарации K_{ec} от дебита жидкости $q_{ж}$ и геометрических характеристик области приема ($f_{ЭЦН}$ – площадь поперечного сечения насоса; $f_{ЭК}$ – площадь полного поперечного сечения эксплуатационной колонны (ЭК)). 3. Диапазоны значений параметров при проведении промысловых испытаний: • обводненность n_B = **(17–90)%**; • давление на приеме $P_{ПР}$ = **(0.8–7.2) МПа**; • дебит жидкости $q_{ж}$ = **(110–352) м^3/сут**; • диаметр эксплуатационных колонн **168 мм**; • диаметр НКТ **51 и 63 мм**. 4. Показано, что K_{ec} снижается при увеличении дебита жидкости и при уменьшении отношения $f_{ЭЦН}/f_{ЭК}$
(Мищенко, Гуревич, 1970)	Э	По данным обработки промысловых данных, разработана аналитическая методика расчета K_{ec} при учете технологических параметров работы скважины: • $q_{ж}$ – дебит жидкости; • $q_{г}$ – дебит свободного газа в условиях приема погружного насосного оборудования; • υ_0 – вертикальная относительная скорость газа в межтрубном пространстве в условиях приема; и геометрии области приема насоса: • $F_{ЗАТР}$ – площадь межтрубного пространства в области приема насоса; • $F_{ПР}$ – площадь приема насоса
(Ляпков, Гуревич, 1973)	1 Э	1. Проведены промысловые исследования на скважинах Ромашкинского, Арланского, Шкаповского, Туймазинского месторождений. 2. Представлена аналитическая зависимость для расчета K_{ec} на основе промысловых исследований. 3. Сделан вывод о том, что υ_0 и K_{ec} зависят от обводненности и пенообразующих свойств жидкости.
(Ghauri, 1980)	1	1. Проведено промысловое сравнение эффективности сепарации для скважин с различными значениями внутреннего диаметра эксплуатационных колонн ($D_{ЭК}$ = **139.7** и **177.8 мм**). 2. Экспериментально определено, что для $D_{ЭК}$ = 177.8 мм характерна большая эффективность сепарации, а также меньшая частота отказов глубинно-насосного оборудования (ГНО), по сравнению с $D_{ЭК}$ = 139.7 мм
(Lea, Bearden, 1982)	2	1. По результатам обработки экспериментальных данных, полученных в ходе проведения стендовых испытаний в вертикальной модели эксплуатационной колонны из органического стекла на модельной смеси Вода-Воздух с внутренним диаметром эксплуатационной колонны $D_{ЭК}$ = **177.8 мм**, диаметром корпуса УЭЦН $D_{УЭЦН}$ = **130 мм**, удалось определить зависимость K_{ec} от технологических параметров в следующих диапазонах значений: • давление на приеме (**0.17–0.2 МПа**); • расход жидкости (**55–340**) **м^3/сут**; • объемно-расходная доля (объемно-расходное содержание) свободного газа перед входом в насос $\beta_г$ = 0–17% 2. Показано, что при увеличении расхода жидкости в условиях приема наблюдается снижение K_{ec}, а при увеличении расхода свободного газа в условиях приема – увеличение K_{ec}.

Табл. 1. Обобщение исследований процесса естественной сепарации газа в скважинах, оборудованных УЭЦН, по данным различных исследователей

(Ляпков, 1987)	Э	Представлена упрощенная аналитическая корреляция для расчета K_{ec}, зависящая от: • приведенной скорости жидкости в условиях приема $\overline{v}_{ж}$; • объемно-расходной доли свободного газа у входа в прием насоса β_c; • скорости дрейфа газа в межтрубном пространстве в области приема насоса $\upsilon_{ДГ}$, которая зависит от обводненности n_B (при $n_B \leq 50\%$ $\upsilon_{ДГ} = 0.02$ м/с; при $n_B > 50\%$ $\upsilon_{ДГ} = 0.17$ м/с).
(Alhanati, 1993)	2 Э	1. Представлены результаты стендовых экспериментов, проведенных при помощи вертикальной лабораторной установки на модельной смеси Вода-Воздух при фиксированных параметрах: диаметр эксплуатационной колонны $D_{ЭК}$ = **177.8 мм**, диаметр корпуса УЭЦН $D_{УЭЦН}$ = **102 мм**, свойства флюидов. Рассматривались режимы с пробково-эмульсионной структурой потока (slug-churn). 2. Получены экспериментальные зависимости K_{ec} от технологических параметров в следующих диапазонах значений: • расход жидкости (**98**–**153**) **м^3/сут**; • давление (**0.74**–**1.59**) **МПа**; • температура (**34**–**39**) **^{o}C**; • газожидкостный фактор (**17.8**–**35.6**) **ст.м^3/ст.м^3**, • объемно-расходная доля свободного газа в потоке β_c = **61**–**70%** 3. Показано, что K_{ec} уменьшается при увеличении расхода жидкости в условиях приема, увеличении давления и уменьшении газожидкостного фактора (результаты согласуются с исследованиями Lea, Bearden, 1982). 4. Представлена упрощенная аналитическая формула для расчета K_{ec}, основанная на модели Drift Flux, зависящая от приведенной скорости жидкости и предельной вертикальной скорости газа υ_{∞}. Допущением формулы является отсутствие проскальзывания газа в радиальном направлении около приема насоса. 5. Сделан вывод о том, что представленная формула нуждается в доработке с точки зрения влияния давления на эффективность естественной сепарации.
(Sambangi, 1994)	2	1. Представлены результаты стендовых экспериментов, проведенных при помощи вертикального модельного стенда на модельной смеси Вода-Воздух. 2. Получены экспериментальные зависимости K_{ec} от технологических параметров в следующих диапазонах значений: • расход жидкости $q_{ж}$ = (**95.4**–**477**) **м^3/сут**; • давление (**0.68**–**2.04**) **МПа**; • газожидкостный фактор (**8.9**–**53.4**) **ст.м^3/ст.м^3**
(Lackner, 1997)	2	1. Представлены результаты стендовых экспериментов, проведенных при помощи вертикального модельного стенда на модельной смеси Масло-Воздух в диапазоне вязкости жидкости $\mu_{ж}$ = (**1**–**50**) **мПа·с** при температуре **37.8 ^{o}C**. 2. Получены экспериментальные зависимости K_{ec} от технологических параметров в следующих диапазонах значений: • расход жидкости $q_{ж}$ = (**95.4**–**429**) **м^3/сут**; • давление (**0.68**–**2.04**) **МПа**; • газожидкостный фактор (**8.9**–**53.4**) **ст.м^3/ст.м^3**. 3. Сделан вывод о том, что использование углеводородной жидкости (масло) приводит к уменьшению предельной вертикальной скорости газа υ_{∞}, используемой в аналитической формуле Alhanati, что приводит к незначительному уменьшению K_{ec} для углеводородной жидкости по сравнению с модельной смесью Вода-Воздух.
(Serrano, 1999)	2 Э	1. Представлены результаты стендовых экспериментов, проведенных при помощи лабораторной установки на модельной смеси Вода-Воздух с различными углами наклона модели скважины относительно горизонта: вертикальное положение (**90^o**), наклонное положение (**30^o, 60^o**); при фиксированных параметрах: внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{ЭК}$ = **127 мм**, диаметр корпуса УЭЦН $D_{УЭЦН}$ = **95 мм**, свойства флюидов. 2. Проведено изучение влияния структуры потока на эффективность естественной сепарации (рассматривались режимы с пузырьковой структурой потока). 3. Получены экспериментальные зависимости K_{ec} от технологических параметров в следующих диапазонах значений: • расход жидкости $q_{ж}$ = (**159**–**318**) **м^3/сут**; • давление (**0.34**–**1.02**) **МПа**; • доля свободного газа в потоке <**20%.** 4. Показано, что K_{ec} снижается при увеличении как расхода жидкости, так и расхода газа. Сделан вывод о том, что изменение давления имеет незначительное влияние на K_{ec}. 5. Представлена модифицирующая формулу Alhanati корреляция для оценки доли свободного газа в потоке у приема насоса, применимая для доли газа <20%. Допущением итоговой формулы для оценки K_{ec} является отсутствие проскальзывания газа в радиальном направлении около приема насоса.

Табл. 1. Продолжение

(Harun et al., 2000, 2001)	М	1. Представлена упрощенная методика расчета K_{ec} в вертикальных скважинах при учете экспериментальных данных Alhanati, Sambangi, Serrano. Модель учитывает проскальзывание фаз в околоприемной области при различных структурах потока (пузырьковая и эмульсионная). Отмечена необходимость в проведении дополнительных экспериментов для настройки модели при малых (<159 м^3/сут) и больших (>477 м^3/сут) расходах жидкости, а также для иной геометрии скважины. 2. Представлена механистическая методика расчета K_{ec} в наклонных скважинах при учете экспериментальных данных Serrano. Модель учитывает проскальзывание фаз в околоприемной области при различных структурах потока (пузырьковая, пробковая и эмульсионная). Отмечена необходимость в проведении дополнительных экспериментов для настройки модели при углах наклона скважины, отличных от экспериментов Serrano, а также для доли свободного газа >20%.
(Лиссук, 2001)	1 Э	1. Представлена аналитическая формула для расчета K_{ec}, зависящая от приведенной скорости жидкости в условиях приема $\overline{v}_ж$ и вертикальной относительной скорости газа в межтрубном пространстве в условиях приема υ_0, на основе промысловых исследований на скважинах Ватинского, Туймазинского и Ярино-Каменноложского месторождений 2. Диапазоны значений промысловых параметров: • обводненность n_B = **(40–90) %**; • давление на приеме $P_{ПР}$ = **(3.8–7.0) МПа**; • дебит жидкости $q_ж$ = **(24–352) м^3/сут**; • диаметры эксплуатационных колонн **168 мм**. 3. Показано, что при увеличении расхода жидкости в условиях приема наблюдается снижение K_{ec}, а при увеличении относительной скорости газа в условиях приема – увеличение K_{ec}. 4. Сделан вывод о том, что K_{ec} не зависит от характера входа газожидкостной смеси (ГЖС) в приемное устройство (условно-осевой или условно-радиальный вход). 5. Сделан вывод о том, что K_{ec} зависит от пенообразующих свойств жидкости и структуры потока ГЖС.
(Liu, Prado, 2001)	М	1. Представлена механистическая методика расчета K_{ec}, учитывающая экспериментальные данные Tulsa University Artificial Lift Projects (TUALP). Модель основана на расчете траекторий газовых пузырьков в околоприемной области при учете траекторий движения жидкости и баланса сил, действующих на газовый пузырек, в двумерной системе координат. Модель учитывает проскальзывание фаз в околоприемной области. 2. Отмечена необходимость разработки уравнения для оценки размеров пузырьков газа для настройки модели расчета K_{ec}.
(Мищенко, 2003)	Э	1. Представлена обобщенная аналитическая формула для расчета K_{ec} на основе исследований различных авторов (на Туймазинском, Арланском, Шкаповском, Ромашкинском месторождениях) зависящая от приведенной скорости жидкости в условиях приема $\overline{v}_ж$, а также от вертикальной относительной скорости газа в межтрубном пространстве в условиях приема υ_0. 2. Диапазоны значений промысловых параметров для настройки модели: • обводненность n_B = **(0–96) %**; • давление на приеме $P_{ПР}$ = **(0.8–7.95) МПа**; • дебит жидкости $q_ж$ = **(3.96–321) м^3/сут**; • диаметры эксплуатационных колонн **146** и **168 мм**.
(Marquez, Prado, 2003; Marquez, 2004)	М	1. Представлена упрощенная методика расчета K_{ec}, учитывающая экспериментальные данные TUALP. Модель учитывает траектории движения жидкости и проскальзывание фаз в вертикальном и радиальном направлениях в околоприемной области. 2. Представлена механистическая методика расчета K_{ec}, учитывающая экспериментальные данные TUALP. Модель основана на расчете траекторий газовых пузырьков в околоприемной области при учете траекторий движения жидкости и баланса сил, действующих на газовый пузырек, в двумерной системе координат. Модель учитывает проскальзывание фаз в вертикальном и радиальном направлениях в околоприемной области. 3. Предложено экспериментальное уравнение (на основе данных TUALP) для оценки размеров пузырьков газа (Interface Characteristic Length) для использования при расчете траекторий газовых пузырьков в механистической корреляции K_{ec}. 4. Отмечена необходимость проведения новых экспериментов (для малых расходов газа и жидкости, а также для различной вязкости жидкости) для настройки представленных моделей. 5. Отмечена необходимость модификации механистической методики расчета K_{ec} для учета: расположения приемного модуля (выше/ниже перфорации); наличия сепаратора; различных углов наклона скважины; эксцентричного расположения приемного модуля УЭЦН в скважине.

Табл. 1. Продолжение

(Elichev et al., 2009)	1	1. Проведены промысловые исследования для оценки применимости механистической методики расчета K_{ec} Marquez R. на реальных скважинах нескольких месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» в Западной Сибири. 2. Сделан вывод о том, что механистическая методика Marquez R. хорошо описывает полученные промысловые данные.
(Shakirov, 2011)	1 Э	1. Представлена аналитическая корреляция для расчета K_{ec}, основанная на модели Ляпкова-Гуревича с учетом промысловых исследований на 6 месторождениях России, зависящая от дебита жидкости $q_{ж}$ и обводненности продукции n_B. 2. Диапазоны значений промысловых параметров: • обводненность n_B = (**0**–**96**) **%**; • давление на приеме $P_{ПР}$ = (**0.8**–**8.0**) **МПа**; • дебит жидкости $q_{ж}$ = (**4**–**320**) **м^3/сут**; • внутренние диаметры эксплуатационных колонн **132** и **155 мм**.
(Пашали, 2011)	З М	1. Представлена механистическая корреляция для расчета K_{ec} в скважинах с УЭЦН, расположенными ниже интервала перфорации, на основе механистической методики Marquez R. 2. Показано влияние объемной доли свободного газа в потоке на величину K_{ec} для УЭЦН ниже перфорации при помощи численного моделирования.
(Волков, 2016)	М	Представлена механистическая корреляция для расчета K_{ec} при выводе скважины на установившийся режим (с учетом потоков жидкости из пласта и затрубного пространства в приемный модуль УЭЦН) на основе механистической методики Marquez R.
(Vieira et al., 2021)	2	1. Представлены результаты стендовых экспериментов, проведенных при помощи модельного стенда (ESP Skid) на модельной смеси Вода-Воздух. Проводилась высокоскоростная съемка видео различных режимов потоков (пузырьковая и пробковая структура) через прозрачную ЭК. 2. Диапазоны значений экспериментальных параметров: • угол наклона модели скважины (**5^o, 15^o, 30^o, 45^o, 60^o**); • приведенная скорость жидкости $\overline{v}_{ж}$ = (**0.1**–**1**) **м/с**; • объемно-расходная доля свободного газа перед входом в насос $\beta_{г}$ = (**10**–**50**)**%**. 3. Показано, что модель Alhanati плохо описывает полученные результаты из-за того, что модель не учитывает проскальзывание фаз в радиальном направлении, а также предназначена для вертикальных скважин.
(Уразаков и др., 2021)	3	1. Проведено численное 3D-моделирование по изучению влияния на эффективность естественной сепарации гидравлических характеристик приемного модуля (без фильтра, с каркасно-проволочным фильтром). 2. Показано, что при уменьшении гидравлического параметра фильтра (**0.24**–**0.06**) происходит уменьшение K_{ec}.
(Иванов и др., 2024а)	2	1. Представлены результаты стендовых экспериментов, проведенных при постоянном режиме работы УЭЦН для оценки влияния на K_{ec} структуры потока ГЖС; эквивалентного диаметра затрубного пространства $d_{ЭКВ}$; пенообразующих свойств жидкости. 2. Диапазоны значений экспериментальных параметров: • расход жидкости $q_{ж}$ = (**13.4**–**68.1**) **м^3/сут**; • объемно-расходная доля газа перед входом в насос $\beta_{г}$ = (**11.1**–**70.9**) **%**. 3. Проводились замеры расходов газа и высокоскоростная съемка видео околоприемной области модели скважины через прозрачную эксплуатационную колонну на вертикальном модельном стенде на модельных смесях Вода-Воздух и Вода-ПАВ-Воздух при фиксированных параметрах: внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{ЭК}$ = **80 мм**, внешний диаметр приемной сетки насоса $D_{УЭЦН}$ = **64 мм**, избыточное давление на приеме (**0.04**–**0.05 МПа**). 4. Представлены эмпирические зависимости-поправки для оценки размеров (Interface Characteristic Length) газовых пузырьков в условиях приема при расчете K_{ec} по механистической методике Marquez R. для пузырьковой и пробково-эмульсионной структур потока ГЖС.

Табл. 1. Продолжение

(Okafor et al., 2021; Okafor, Verdin, 2024)	3	1. Проведено численное 3D-моделирование по изучению влияния на эффективность естественной сепарации различных параметров: • поверхностное натяжение σ (**0.020, 0.032** и **0.067 Н/м**); • плотность жидкости $\rho_{ж}$ (**870** и **1000 кг/м^3**); • вязкость жидкости $\mu_{ж}$ (**1, 10, 100 мПа·с**); • внутренний диаметр ЭК (**161.5** и **228.6 мм**); • внешний диаметр НКТ (**89** и **140 мм**); • число входных отверстий насоса (**6, 9, 12 шт.**); • давление (**1.59** и **2.93 МПа**). 2. За основу был взят стенд из исследований Alhanati. Настройка 3D модели проводилась на экспериментальные точки K_{ec} из работы Alhanati. Большинство изученных режимов характеризовались эмульсионной структурой потока (churn). 3. Сделаны следующие выводы: поверхностное натяжение имеет незначительное влияние на K_{ec}; при уменьшении плотности жидкости наблюдается небольшое снижение K_{ec}; при увеличении вязкости наблюдается снижение K_{ec}; при увеличении внутреннего диаметра ЭК и уменьшении внешнего диаметра НКТ наблюдается увеличение K_{ec}; общая площадь входных отверстий насоса влияет на K_{ec}. 4. Отмечена необходимость проведения дополнительных численных исследований для изучения процесса естественной сепарации при пузырьковой и пробковой структурах потока. Необходимо модифицировать существующие методики расчета K_{ec} для учета влияния вязкости. Необходимо изучить влияние на K_{ec} изменения внешнего диаметра НКТ и УЭЦН, а также геометрии приемных отверстий при помощи физического стенда.

Табл. 1. Продолжение

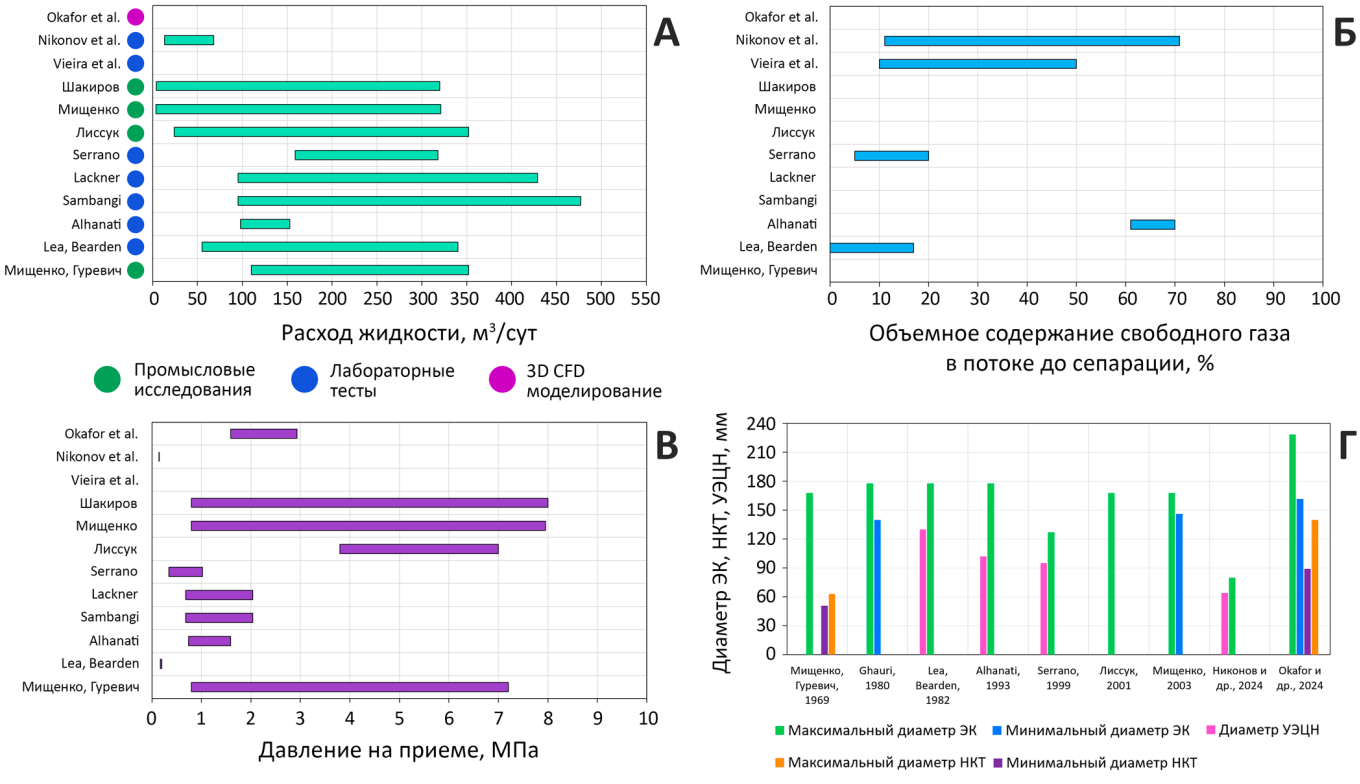


Рис. 1. Инфографика исследованных диапазонов параметров, влияющих на эффективность естественной сепарации, по данным различных авторов: А – расход жидкости; Б – объемно-расходное содержание свободного газа в потоке до сепарации; В – давление на приеме; Г – диаметры ЭК, НКТ, УЭЦН

Для дальнейшего развития знаний о процессе естественной сепарации газа у приема УЭЦН необходимо:

1. проведение новых экспериментов в ранее неизученных диапазонах свойств флюидов, технологических и геометрических параметров;

2. накопление экспериментальных данных по влиянию структур газожидкостного потока на K_{ec};

3. исследование и описание нестационарности процесса ЕС разного временного масштаба:

   a. влияние периодических режимов работы УЭЦН на величину K_{ec};

   b. влияние нестационарных явлений движения, дробления, коалесценции газовой фазы на величину K_{ec}, существующих как при постоянных, так и периодических режимах работы скважины, оборудованной УЭЦН;

4. изучение влияния наличия в многофазном потоке твердых взвешенных частиц (ТВЧ) на эффективность естественной сепарации газа (Nikonov et al., 2024);

5. доработка и настройка различных теоретических моделей расчета K_{ec} путем адаптации и проверки на экспериментальных и промысловых данных.

Многие авторы научных работ оперируют моделями расчета K_{ec}, в которых используется параметр относительной скорости газа в околоприемной области межтрубного пространства υ_0, зависящий от множества физических величин:

$$\upsilon_0 = \upsilon_г - \upsilon_{ж} = f(q_{ж}, q_г, \rho_{ж}, \rho_г, \mu_{ж}, \sigma, D_{ЭК}, d_{УЭЦН}, d_П ...), \quad (3)$$

где $\upsilon_{ж}$ – истинная скорость жидкости, м/с; $\upsilon_г$ – истинная скорость газа, м/с; $q_{ж}$ – расход жидкости перед входом в насос при термобарических условиях приема, м^3/сут; $q_г$ – расход газа перед входом в насос при термобарических условиях приема, м^3/сут; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м^3; $\rho_г$ – плотность газа, кг/м^3; $\mu_{ж}$ – вязкость жидкости, мПа·с; σ – поверхностное натяжение на границе «жидкость-газ», Н/м; $D_{ЭК}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{УЭЦН}$ – внешний диаметр УЭЦН, м; $d_П$ – диаметр пузырька газа при термобарических условиях приема, м.

При помощи υ_0 в аналитических моделях косвенно учитывается влияние свойств флюидов и геометрии скважины на K_{ec}. Однако υ_0 зависит от диаметра газового пузырька, что осложняет процесс расчетов. Детальное изучение существующих эмпирических зависимостей для оценки υ_0 показывает, что они нуждаются в настройке к конкретным геолого-физическим условиям. В текущем виде подход с использованием υ_0 сложно применим в инженерных расчетах и нуждается в модернизации.

Экспериментальные исследования естественной сепарации газа

В работе описаны результаты исследований процесса естественной сепарации газа, проведенных в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина (кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений) при помощи экспериментального стенда (рис. 2), моделирующего постоянный режим работы погружного электроцентробежного насоса с условно-радиальным входом газожидкостного потока в приемное устройство. В рамках экспериментов рассматривались установившиеся сонаправленные режимы потоков газа и жидкости в широких диапазонах технологических параметров. Фиксация исследуемых параметров проводилась следующим образом:

1. инструментальный замер расходов газа через НКТ и затрубное пространство;

2. высокоскоростная видеосъемка околоприемной области модели скважины через прозрачную эксплуатационную колонну при помощи видеокамеры «Phantom Miro eX4» (Vision Research company, США) с частотой кадров до 1800 fps.

Эксперименты проводились при помощи четырех модельных смесей: «Вода-Воздух» (ВВ), «Вода-ПАВ-Воздух» (ВПВ), «Вода-Воздух-ТВЧ» (ВВ ТВЧ) и «Вода-ПАВ-Воздух-ТВЧ» (ВПВ ТВЧ). В качестве жидкости в смесях использовалась техническая вода. Для смесей ВВ поверхностное натяжение на границе раздела жидкой и газовой фаз составляет 0.072 Н/м, для ВПВ – 0.042 Н/м (в качестве поверхностно-активного вещества (ПАВ) использовался деэмульгатор «Дисолван 4411» с объемной концентрацией 0.05%)[1]. В модельных смесях ВВ ТВЧ и ВПВ ТВЧ в качестве твердой фазы использовались частицы кварцевого

[1]Значения поверхностного натяжения модельных смесей «Вода-ПАВ-Воздух» и «Вода-Воздух» приняты на основании кандидатской диссертации Дроздова А.Н. (Дроздов, 1983)

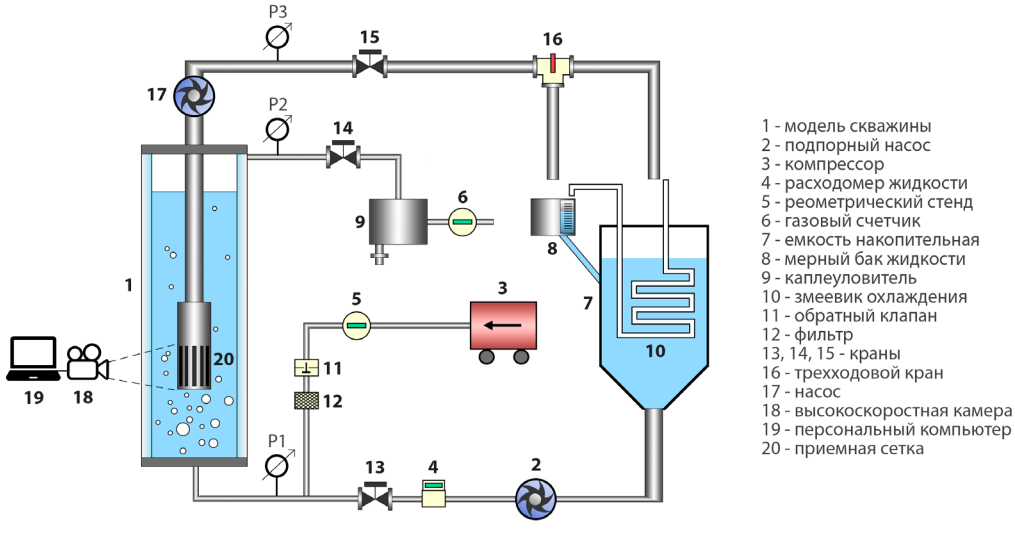


Рис. 2. Схема стенда для проведения экспериментов

песка неправильной формы со средним диаметром 0.2–0.6 мм с концентрацией взвешенных частиц 1000 мг/л.

Экспериментальный стенд обладает следующими геометрическими особенностями: внутренний диаметр модели эксплуатационной колонны $D_{ЭК}$ = 80 мм, внешний диаметр модели приемной сетки $d_{сетки}$ = 64 мм. Во всех экспериментах на входе в приемный модуль поддерживалось одинаковое избыточное давление 0.04-0.05 МПа. Методика проведения экспериментов подробно описана в работах (Иванов и др., 2024а; Nikonov et al., 2024).

Полученные в результате обработки инструментальных замеров расходов газа через НКТ и затрубное пространство зависимости коэффициента естественной сепарации от расхода жидкости представлены на рис. 3 для всех исследованных режимов. Несмотря на то, что аппроксимация фактических замеров квадратичной функцией имеет больший коэффициент детерминации, в данном сравнительном анализе более наглядно и проще использование линейных трендов для каждой из четырех модельных смесей, которые характеризуются достаточно высокими коэффициентами детерминации («Вода-Воздух» → R^2 = 0.956; «Вода-ПАВ-Воздух» → R^2 = 0.969; «Вода-Воздух-ТВЧ» → R^2 = 0.919; «Вода-ПАВ-Воздух-ТВЧ» → R^2 = 0.977).

Из рис. 3 видно, что уменьшение поверхностного натяжения на границе фаз «Жидкость-Газ» приводит к небольшому снижению K_{ec} (до 5%) в исследованных диапазонах технологических параметров. В статье (Nikonov et al., 2024) на основе обработки видеофайлов данных исследований показано, что для режимов модельной смеси «Вода-ПАВ-Воздух» средние диаметры пузырьков газа (0.91 мм) меньше, чем для смеси «Вода-Воздух» (1.89 мм). Ввиду меньших средних размеров пузырьков газа для модельной смеси «Вода-ПАВ-Воздух», для нее характерны меньшие вертикальные относительные скорости пузырьков газа в газожидкостном потоке в околоприемной области затрубного пространства при близких значениях технологических параметров, что приводит к уменьшению значений K_{ec} по сравнению со значениями для модельной смеси «Вода-Воздух». Данное наблюдение и объяснение процесса соответствует исследованиям различных авторов, однако, для его подтверждения в рамках проведенных экспериментов необходима дополнительная оценка значений относительной скорости газа для исследованных режимов при помощи обработки видео.

Представленные линейные тренды K_{ec} для модельных смесей «Вода-Воздух-ТВЧ» и «Вода-ПАВ-Воздух-ТВЧ» требуют дальнейшего детального анализа. Подробный анализ оценки относительных скоростей газа на основе обработки видеозаписей, а также исследование влияния наличия твердой фазы в модельном потоке на эффективность естественной сепарации планируется представить в дальнейшем.

Обработка экспериментальных данных

В ходе обработки видеофайлов визуально были определены структуры двухфазного потока для каждого из режимов исследуемых модельных смесей «Вода-Воздух» и «Вода-ПАВ-Воздух». Отмечены следующие структуры потоков:

1. для смеси ВВ при $\beta_г \leq 30\%$ – пузырьковая; при $\beta_г \geq 35.4\%$ – пробково-эмульсионная;
2. для смеси ВПВ при $\beta_г \leq 33.1\%$ – пузырьковая; при $\beta_г \geq 39.3\%$ – пробково-эмульсионная.

В табл. 2 представлены основные технологические параметры (расход жидкости $q_ж$, расход газа до сепарации $q_г$, объемно-расходная доля свободного газа в потоке

№ режима	$q_ж$, м^3/сут	$q_г$, м^3/сут	$\beta_г$, %	K_{ec}, %
0-ВВ	64.3	12.0	15.8	1.1
1-ВВ	54.3	18.2	25.1	2.7
2-ВВ	53.0	22.8	30.0	25.0
3-ВВ	52.0	28.4	35.4	31.1
4-ВВ	45.8	29.6	39.2	34.5
5-ВВ	39.1	31.6	44.7	50.4
6-ВВ	23.4	32.3	58.0	70.2
7-ВВ	13.4	32.7	70.9	96.9
0-ВПВ	68.1	8.5	11.1	0.6
1-ВПВ	62.5	13.0	17.2	0.9
2-ВПВ	50.6	19.3	27.6	8.3
3-ВПВ	49.4	24.4	33.1	25.9
4-ВПВ	48.7	31.6	39.3	30.9
5-ВПВ	32.4	30.4	48.4	55.9
6-ВПВ	18.3	33.7	64.8	77.2

Табл. 2. Характеристика снятых на видео режимов для модельных смесей ВВ и ВПВ

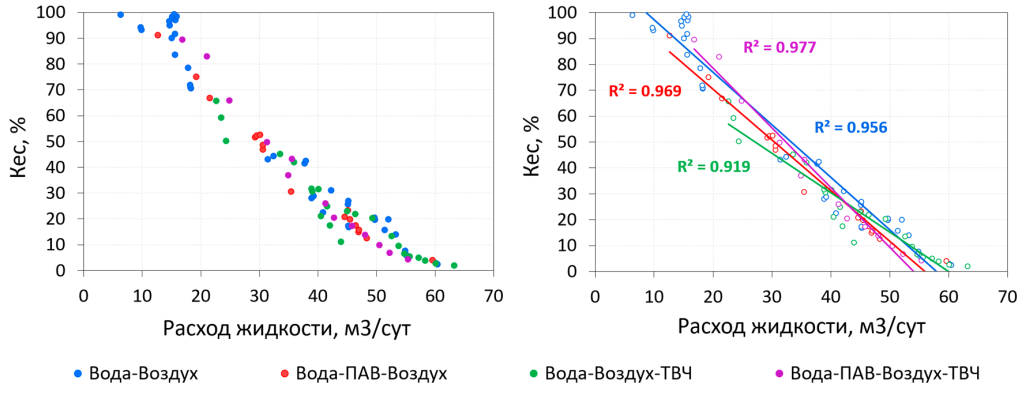


Рис. 3. Замеренные значения K_{ec} для модельных смесей «Вода-Воздух», «Вода-ПАВ-Воздух», «Вода-Воздух-ТВЧ», «Вода-ПАВ-Воздух-ТВЧ»

перед сепарацией β_2 при термобарических условиях приема) и коэффициенты ЕС различных режимов модельных смесей ВВ и ВПВ, снятых на видео.

В ходе изучения видеозаписей режимов потока модельных смесей «Вода-Воздух» и «Вода-ПАВ-Воздух» отмечено, что для режимов 0-ВВ, 0-ВПВ, 1-ВПВ характерны продолжительные интервалы времени, в течение которых наблюдается режим «нулевой сепарации» – когда ввиду достаточно больших расходов жидкости (которым соответствуют большие значения числа Рейнольдса (Иванов и др., 2024а)) весь свободный газ заходит в приемные отверстия. В данном случае захватывание маленьких пузырьков из затрубного пространства связано с малыми размерами пузырьков газа, их равномерным распределением в жидкости (дисперсно-пузырьковая структура потока) и достаточной силой воздействия со стороны потока жидкости, направляемого в насос.

На рис. 4 показано визуальное сравнение разных модельных смесей при пробково-эмульсионной структуре потока для режимов 6-ВВ и 6-ВПВ (при близких значениях технологических параметров). При пробково-эмульсионной структуре модельная смесь «Вода-ПАВ-Воздух» характеризуется более выраженной неоднородностью по размерам пузырьков газа, средний диаметр пузырьков газа (dп.ср.) для режима 6-ВПВ составляет 0.9 мм. Для режима 6-ВВ модельной смеси «Вода-Воздух» средний диаметр пузырьков составляет 2.4 мм.

Одной из отмеченных особенностей пробково-эмульсионных режимов потока являются колебания истинной скорости газовых пузырьков во времени. Покадровая визуализация данной особенности для модельной смеси «Вода-Воздух» с частотой раскадровки один кадр в 10 миллисекунд представлена на рис. 5. В момент, когда в кадре появляется большая пробка газа, маленькие пузырьки вокруг нее замедляются относительно своей средней скорости при равномерном распределении в потоке жидкости. Это можно проследить по положению пузырька, отмеченного розовым кружком (угол наклона прямой линии, проходящей через розовые кружки на трех соседних кадрах, уменьшается до момента разрыва пробки газа – пузырек как будто зависает). Далее после разрыва газовой пробки около приемной сетки насоса наблюдается увеличение скорости больше среднего значения как для пузырьков, находящихся вокруг пробки, так и пузырьков, находящихся под ней. Это можно отметить по положению пузырька, отмеченного оранжевым кружком (угол наклона оранжевой прямой больше, чем у розовой прямой в начале раскадровки). Данную нестационарную особенность можно объяснить тем, что вокруг большой пробки газа возникает нисходящий поток жидкости, который препятствует движению маленьких пузырьков вверх (Брилл, Мукерджи, 2006). При схлопывании пробки газа жидкость около нее стремится занять ее место, что способствует ускорению пузырьков, находящихся вокруг пробки.

Еще одной особенностью, отмеченной в определенных режимах, было возвращение пузырьков газа сверху из затрубного пространства в область приема, в результате чего часть вернувшихся пузырьков заходила в приемную сетку, уменьшая эффективность сепарации, а оставшаяся часть вновь сепарировалась в затрубное пространство. На рис. 6 представлена покадровая динамика движения пузырьков газа, вернувшихся из затрубного

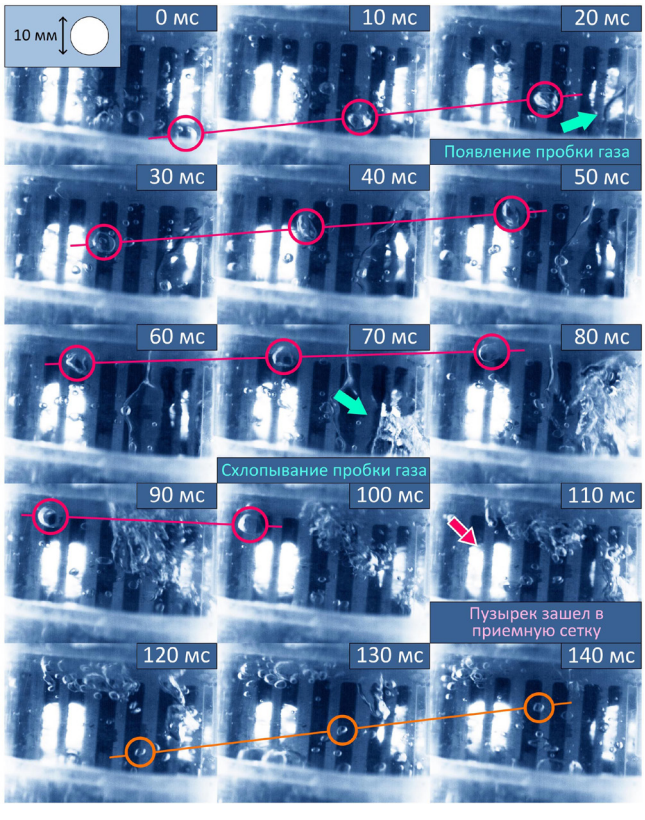


Рис. 5. Покадровая динамика колебания скорости пузырьков газа при появлении в кадре газовой пробки для режима 3-ВВ с шагом 10 мс

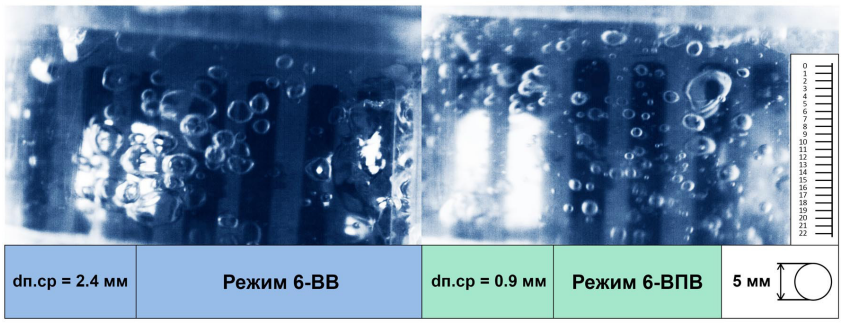


Рис. 4. Визуальное сравнение газожидкостных потоков модельных смесей ВВ и ВПВ на примере режимов со схожими технологическими параметрами при пробково-эмульсионной структуре потока (6-ВВ и 6-ВПВ). dп.ср – средний диаметр пузырьков газа для конкретного режима.

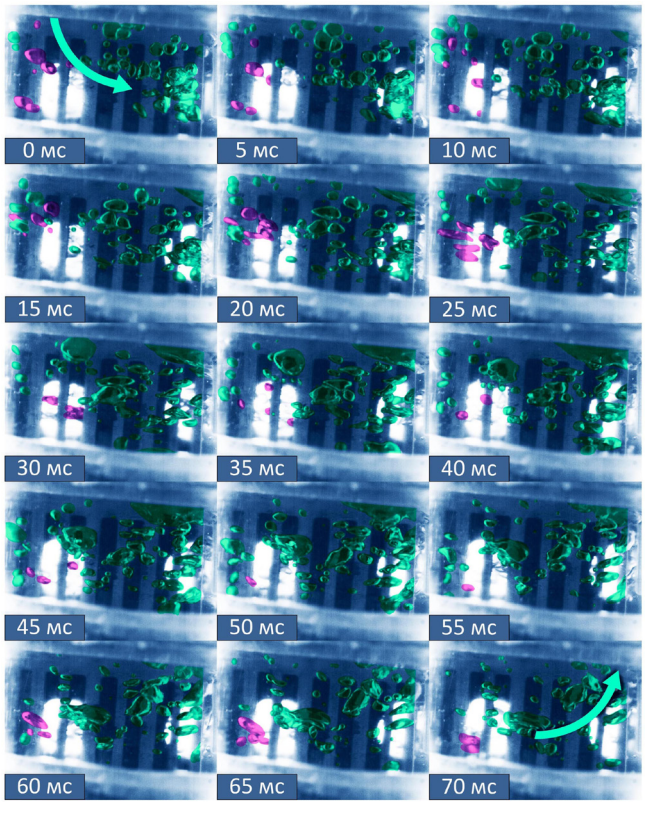


Рис. 6. Покадровая динамика движения пузырьков газа, вернувшихся из затрубного пространства, для режима 6-ВВ с шагом 5 мс

пространства для пробковой структуры модельной смеси «Вода-Воздух» с частотой кадров каждые 5 миллисекунд. Зеленым цветом отмечены пузырьки газа, вернувшиеся из затрубного пространства. Розовым цветом отмечены те вернувшиеся из затрубного пространства пузырьки, которые зайдут в приемную сетку в течение 1–3 кадров. Для смесей «Вода-Воздух» и «Вода-ПАВ-Воздух» данная особенность была отмечена для всех режимов с пробково-эмульсионной структурой потока. Подобное поведение может быть обусловлено нестационарностью процессов, протекающих в различных элементах системы «модель пласта – модель скважины – насос – модель подъемника», в том числе и в части модели скважины над приемной сеткой насоса – в затрубном пространстве. Однако видеофиксации процессов, происходящих в затрубном пространстве над приемным модулем, замеров положения динамического уровня жидкости и замеров мгновенных расходов жидкости через насос не проводилось в рамках данных исследований. Кроме того, возвращение пузырьков газа сверху при пробково-эмульсионных режимах потока может быть связано с наличием в области приема большой газовой пробки, не попавшей в кадр, которая создает вокруг себя нисходящий поток жидкости с распределенными в ней пузырьками газа.

На рис. 7 представлена динамика изменения мгновенных значений эффективности естественной сепарации газа в затрубное пространство для модельных смесей «Вода-Воздух» (режимы 1-ВВ и 3-ВВ) и «Вода-ПАВ-Воздух» (режимы 2-ВПВ и 4-ВПВ). Визуально режимы 1-ВВ и 2-ВПВ характеризуются пузырьковой структурой потока ($\beta_г$ = 25.1% и 27.6%, соответственно), режимы 3-ВВ

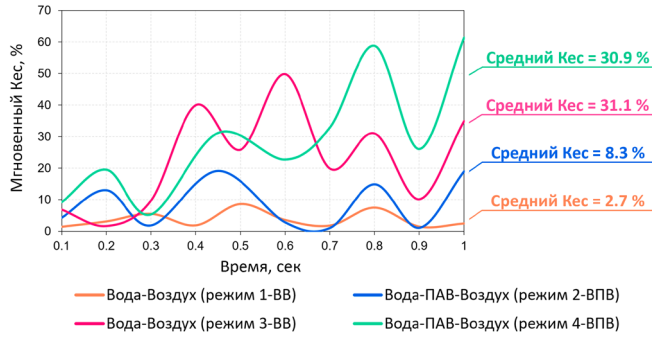


Рис. 7. Динамика изменения мгновенного K_{ec} во времени для модельных смесей «Вода-Воздух» и «Вода-ПАВ-Воздух»

и 4-ВПВ характеризуются пробковой структурой потока ГЖС ($\beta_г$ = 35.4% и 39.3%, соответственно). Средние значения коэффициентов естественной сепарации, расходов жидкости и газа до сепарации, а также объемно-расходного содержания свободного газа в потоке перед сепарацией для данных режимов указаны в табл. 2. Графики, представленные на рис. 7, были получены при помощи обработки видеозаписей указанных режимов. В процессе обработки видео при помощи миллиметровой шкалы проводилось измерение накопленных объемов газовых пузырьков, заходящих в приемный модуль и уходящих в затрубное пространство за временной шаг 0.1 с. Значительных отличий динамики изменения мгновенных значений K_{ec} для разных модельных смесей в рамках одинаковых структур потока не отмечается. Для пузырьковой структуры потока для обеих модельных смесей характерны небольшие абсолютные колебания 5–10% относительно среднего значения K_{ec}. Режимы с пузырьковой структурой потока можно характеризовать как достаточно стабильные во времени. При этом для пробковой структуры потока для обеих модельных смесей наблюдаются значительные абсолютные колебания K_{ec} до 20–30%. Подобное нестабильное поведение режимов с пробковой структурой потока может объяснять нестационарные особенности, описанные ранее. Периодическое мгновенное увеличение содержания свободного газа в потоке, поступающем в приемный модуль, может приводить к нестабильной работе насоса, мгновенной деформации его напорно-расходной характеристики (НРХ), в результате чего могут происходить колебания уровня жидкости над насосом в затрубном пространстве.

Далее будут описаны результаты моделирования экспериментальных режимов в симуляторе OLGA[2], которые помогают объяснить описанные выше визуально наблюдаемые процессы.

Численное моделирование экспериментальных режимов

В рамках исследований процесса ЕС проведено моделирование полученного набора экспериментальных режимов при помощи нестационарного симулятора многофазных потоков OLGA с целью объяснения процессов, происходящих в околоприемной области, которые

[2]Slb.com. OLGA. Dynamic Multiphase Flow Simulator. 2021. https://www.software.slb.com/products/olga

не были изучены при проведении стендовых экспериментов. Для этого в симуляторе были созданы два варианта моделей-аналогов реального физического стенда (рис. 8), отличие которых заключается в различных типах узлов (Internal node – имеет конечный объем, Junction node – имеет нулевой объем), где происходит разделение общего газожидкостного потока в эксплуатационной колонне на два разных потока:

• поток в затрубном пространстве над приемной сеткой;

• поток, направляющийся в насос.

На рис. 8 представлена схема модели физического стенда для исследования естественной сепарации в симуляторе OLGA. Цифрами отмечены характерные элементы модели:

1. Устье модели скважины (насосно-компрессорных труб – Tubing и затрубного пространства – Annulus).

2. УЭЦН: ESP – модель насоса; ESP_CONTROL – модель станции управления.

3. Модуль, отвечающий за расчет накопленного коэффициента естественной сепарации газа, состоящий из двух трансмиттеров, измеряющих накопленную добычу газа ACCQGST через приемное устройство и через затрубное пространство, а также алгебраического контроллера Ksep_accumulated с расчетной формулой. Данный модуль необходим в случаях нестабильной работы системы, когда мгновенный K_{ec} неудобен для анализа.

4. Модуль, отвечающий за расчет мгновенного коэффициента естественной сепарации газа, состоящий из двух трансмиттеров, измеряющих мгновенные дебиты газа QG через приемное устройство и через затрубное пространство, а также алгебраического контроллера Ksep_instant с расчетной формулой.

5. Модуль, отвечающий за расчет объемно-расходной доли свободного газа в газожидкостном потоке перед сепарацией, состоящий из двух трансмиттеров, измеряющих мгновенные дебиты жидкости QL и газа QG перед входом в приемное устройство (в верхней точке линии Wellbore), а также алгебраического контроллера Bg с расчетной формулой.

6. Массовые источники воды и воздуха на забое модели скважины.

7. Два варианта узла разделения газожидкостного потока (Internal node и Junction node).

На рис. 9 и в табл. 3 представлены результаты замеров коэффициентов естественной сепарации, полученные в ходе стендовых экспериментов (замеры K_{ec}), а также результаты трех вариантов расчетов в ПО OLGA:

1. Расчеты с использованием Junction node;

2. Расчеты с использованием Internal node с автоматически рассчитываемым объемом (корректировка объема Internal node не привела к улучшению сходимости расчета и эксперимента);

3. Расчеты с использованием Internal node с автоматически рассчитываемым объемом + Настройка коэффициента естественной сепарации с использованием системы дополнительного перепуска газа.

Результаты расчета довольно сильно зависят от объемно-расходной доли свободного газа $\beta_г$ в газожидкостном потоке в околоприемной области межтрубного пространства расчетной модели, поэтому результаты моделирования также настраивались на соответствие экспериментальных и расчетных значений $\beta_г$ (получены относительные погрешности не более 3.3%). Расчет $\beta_г$ проводился при помощи блока 5, отмеченного на рис. 8.

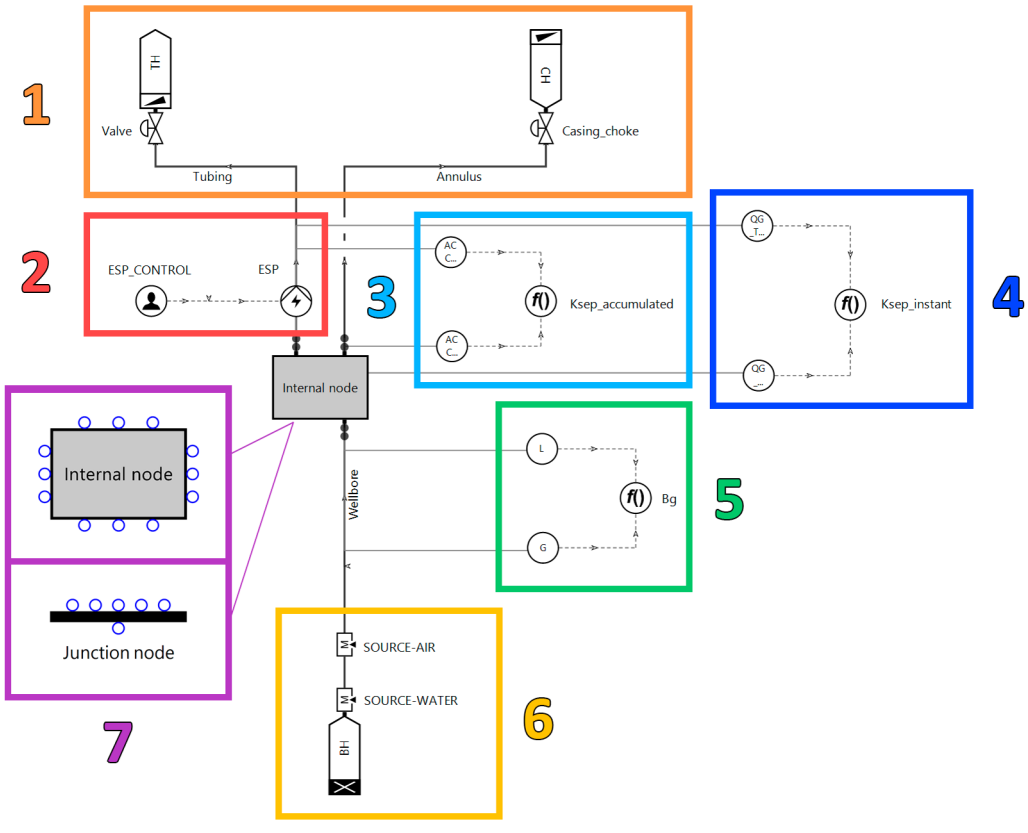


Рис. 8. Модель физического стенда для исследования экспериментальных режимов в симуляторе OLGA (описание цифровых обозначений рисунка представлено в тексте статьи)

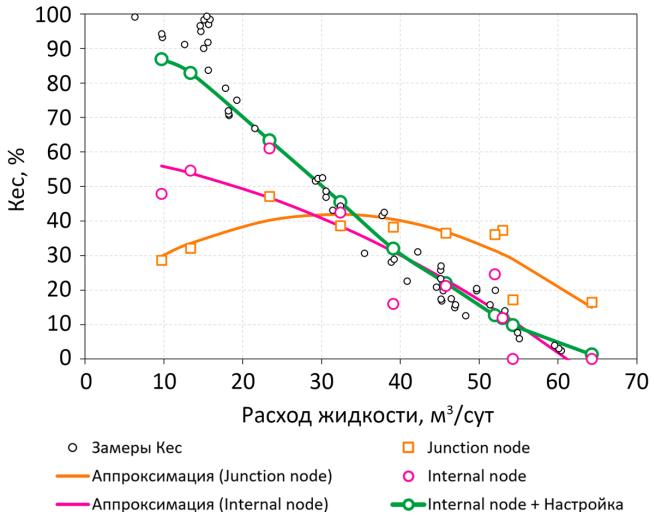


Рис. 9. Различные варианты расчета K_{ec} в симуляторе OLGA

В табл. 3 также представлены расчеты относительных погрешностей для трех наборов расчетных значений K_{ec} (δ_{Kec}, %) и $\beta_г$ ($\delta_{\beta г}$, %) относительно экспериментальных данных (формулы (4) и (5)).

$$\delta^i_{Kec} = \frac{\left|K^{Эi}_{ec} - K^{Pi}_{ec}\right|}{K^{Эi}_{ec}} \cdot 100\%, \quad (4)$$

$$\delta^i_{\beta г} = \frac{\left|\beta^{Эi}_{г} - \beta^{Pi}_{г}\right|}{\beta^{Эi}_{г}} \cdot 100\%, \quad (5)$$

где δ^i_{Kec} – относительная погрешность для коэффициентов естественной сепарации, %; $\delta^i_{\beta г}$ – относительная погрешность для объемно-расходной доли свободного газа до сепарации, %; $K_{ec}^{Эi}$ – коэффициент естественной сепарации из эксперимента для i-ого режима, %; K_{ec}^{Pi} – коэффициент естественной сепарации из расчета OLGA для i-ого режима, %; $\beta_г^{Эi}$ – объемно-расходная доля свободного газа до сепарации из эксперимента для i-ого режима, %; $\beta_г^{Pi}$ – объемно-расходная доля свободного газа до сепарации из расчета OLGA для i-ого режима, %.

Расчеты, полученные на модели с Junction node, имеют худшую сходимость из всех полученных результатов. Расчетные точки, полученные с Internal node без настройки, показывают достаточно хорошую сходимость с экспериментами при расходах жидкости > 20 м³/сут. При уменьшении дебитов жидкости менее 20 м³/сут наблюдаются значительные расхождения расчетных и фактических K_{ec} (35–45%).

В работах (Иванов и др., 2024b; Yushchenko et al., 2024) представлен математический подход, предназначенный для настройки процесса сепарации в нестационарном симуляторе OLGA. Данный подход подразумевает задание на вход расчета значения K_{ec}, которое предварительно должно оцениваться при помощи аналитических методик. Предложенный метод может быть использован как для настройки общей сепарации при наличии в составе УЭЦН газового сепаратора, так и для настройки процесса естественной сепарации газа. На рис. 9 результаты расчетов с использованием данного подхода (Internal node + Настройка) характеризуются лучшей сходимостью с экспериментом. Дальнейшие расчеты проводились при использовании данного способа настройки.

Для понимания физики происходящих в затрубном пространстве нестационарных процессов, в модели OLGA были проведены расчеты с малым шагом вывода графических данных. Для вывода данных в симуляторе был выбран шаг вывода точек 0.1 с, аналогичный шагу обработки видеофайлов, для сопоставления рассчитанной динамики K_{ec} с динамикой, определенной по видео. На рис. 10 представлено сравнение мгновенных коэффициентов естественной сепарации газа, полученных в результате расчета в симуляторе (Internal node + Настройка) и при помощи обработки видеофайлов, для режимов 1-ВВ и 3-ВВ. Рассчитанная динамика коэффициента ЕС на модели близка к динамике, полученной из видеофайлов, что позволяет проводить дальнейший анализ расчетов.

На рис. 11 представлена динамика мгновенной подачи насоса по жидкости (в рабочих условиях) и мгновенных коэффициентов естественной сепарации для режимов 1-ВВ и 3-ВВ. Наблюдаются колебания мгновенных расходов жидкости через насос: для режима 1-ВВ – от 53.9 до 55.7 м³/сут (среднее значение 54.3 м³/сут); для режима 3-ВВ – от 51.2 до 54.2 м³/сут (среднее значение 52 м³/сут).

№ режима	Эксперимент		Internal node				Internal node + Настройка				Junction node			
	$\beta_г$, %	K_{ec}, %	$\beta_г$, %	$\delta_{\beta г}$, %	K_{ec}, %	δ_{Kec}, %	$\beta_г$, %	$\delta_{\beta г}$, %	K_{ec}, %	δ_{Kec}, %	$\beta_г$, %	$\delta_{\beta г}$, %	K_{ec}, %	δ_{Kec}, %
1	15.8	1.0	16.1	1.9	0	-	16.2	2.5	1.2	20.0	16.2	2.5	16.5	1550.0
2	25.1	9.5	24.6	2.0	0	-	25.6	2.0	9.8	3.2	24.7	1.6	17.2	81.1
3	30.0	11.0	31.0	3.3	11.8	7.3	29.6	1.3	11.9	8.2	31.0	3.3	37.3	239.1
4	35.4	12.5	36.3	2.5	24.5	96.0	34.5	2.5	12.7	1.6	36.1	2.0	36.1	188.8
5	39.2	21.5	39.9	1.8	21.2	1.4	38.9	0.8	22.0	2.3	39.2	0.0	36.5	69.8
6	44.7	32.5	45.3	1.3	15.9	51.1	44.4	0.7	32.0	1.5	45.2	1.1	38.2	17.5
7	80.0	45.0	78.8	1.5	42.4	5.8	79.6	0.5	45.5	1.1	78.9	1.4	38.6	14.2
8	58.0	66.0	59.1	1.9	61.0	7.6	57.0	1.7	63.4	3.9	57.6	0.7	47.1	28.6
9	70.9	92.0	70.8	0.1	54.6	40.7	69.5	2.0	82.9	9.9	70.8	0.1	32.1	65.1
10	66.5	99.0	66.0	0.8	47.8	51.7	66.1	0.6	86.9	12.2	65.6	1.4	28.6	71.1
Средняя δ, %				**1.7**		**32.7**		**1.5**		**6.4**		**1.4**		**232.5**

Табл. 3. Сравнение экспериментально-замеренных и расчетных данных

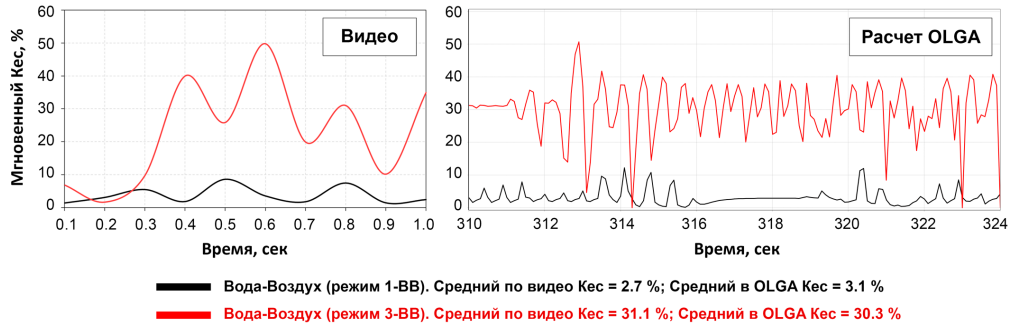


Рис. 10. Сравнение мгновенных K_{ec}, определенных при помощи видео и рассчитанных в OLGA

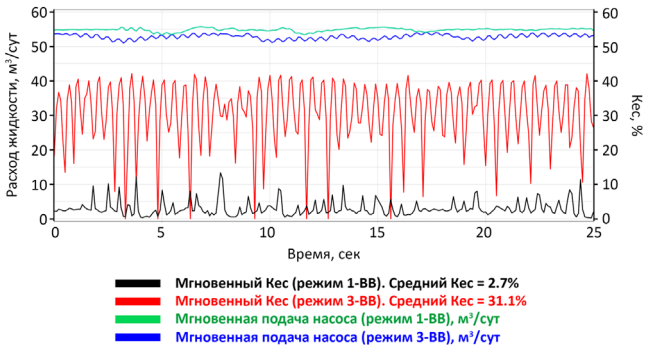


Рис. 11. Динамика мгновенных коэффициентов естественной сепарации и расходов жидкости через насос для режимов 1-ВВ и 3-ВВ, рассчитанных в симуляторе OLGA

Как указывалось ранее, для режима 1-ВВ характерна пузырьковая структура потока, а для режима 3-ВВ – пробковая, что определяет амплитуду колебаний мгновенной доли свободного газа в газожидкостном потоке перед входом в приемный модуль. Ввиду меньших значений остаточной объемно-расходной доли свободного газа в потоке, перекачиваемом насосом, для режима 1-ВВ ($\beta_{г}^{ост} \sim 24.5\%$) по сравнению с режимом 3-ВВ ($\beta_{г}^{ост} \sim 27.5\%$) на 3–4%, а также ввиду более стабильного во времени расхода газа, заходящего в насос, мгновенная подача насоса по жидкости для режима 1-ВВ также более стабильна во времени.

При мгновенном уменьшении подачи насоса по жидкости меньше среднего значения часть жидкости, поступающей в модель скважины, уходит в затрубное пространство, тем самым облегчая процесс сепарации газа. В момент мгновенного увеличения расхода жидкости через насос больше среднего значения происходит откачка части жидкости из затрубного пространства над насосом, что усложняет сепарацию газа. На рис. 12 показаны мгновенные значения приведенной скорости газа в затрубном пространстве над насосом. Для режима 3-ВВ характерны значительные колебания скорости газа, с достижением отрицательных значений (поток газа направлен вниз к приемной сетке), что говорит о периодическом возникновении режима «нулевой сепарации», когда нисходящая скорость жидкости в затрубном пространстве настолько велика, что весь газ увлекается нисходящим потоком в приемный модуль. Это может объяснять отмеченные при обработке видеофрагментов процессы, связанные с периодическим возвратом пузырьков газа сверху из затрубного пространства в околоприемную область.

На рис. 13 представлена динамика колебаний мгновенных значений K_{ec}, расхода жидкости через насос $q_{ж}$ и остаточного объемно-расходного содержания свободного газа в насосе $\beta_{г}^{ост}$ после сепарации для режима 6-ВВ (с пробково-эмульсионной структурой потока), рассчитанного в симуляторе. Наблюдается пульсационный характер работы насоса. Для данного режима характерны значительные колебания K_{ec}, что приводит к изменению во времени остаточного объемно-расходного содержания свободного газа в потоке, заходящем в насос. Периодически наблюдается

Рис. 12. Динамика скоростей газа и жидкости в затрубном пространстве над входом в приемный модуль для режимов 1-ВВ и 3-ВВ, рассчитанных в симуляторе OLGA[3]

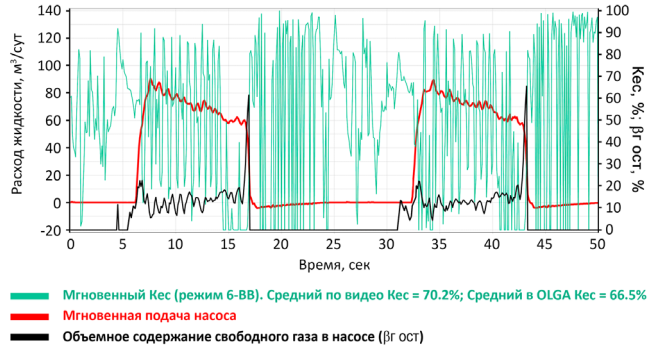


Рис. 13. Динамика колебаний мгновенных значений K_{ec}, расхода жидкости через насос $q_{ж}$ и остаточного объемно-расходного содержания свободного газа в насосе $\beta_{г}^{ост}$ для режима 6-ВВ, рассчитанного в симуляторе OLGA (изменение коэффициента естественной сепарации, рассчитанного в симуляторе OLGA, соответствует допущениям расчетной модели, а также теоретическим основам сепарационных процессов на приеме ГНО для условно-осевого и условно-радиального входа в приемное устройство, изложенным в книге Мищенко И.Т. (2003).)

[3]На рис. 11 и 12 представлены различные временные отрезки для большей наглядности демонстрационных данных

превышение критического значения объемно-расходной доли свободного газа в насосе ($\beta_г^{ост} > \beta_г^{ост.крит}$; $\beta_г^{ост.} \sim 60 \div 65\%$), что приводит к кратковременному режиму «срыва подачи».

Обсуждение результатов

Подобное поведение (рис. 13) может наблюдаться на реальных скважинах с повышенным содержанием свободного газа у приема УЭЦН. В работе (Bedrin et al., 2008) представлен анализ фактической работы скважин с различными технологиями, обеспечивающими работу ЭЦН с избыточным содержанием свободного газа за счет наличия в компоновке специального предвключенного устройства или специальной конструкции рабочих органов насоса. На рис. 14 представлена полученная посредством испытаний с использованием многофазного расходомера фактическая динамика технологических показателей (газовый фактор, дебиты жидкости, нефти и газа) скважины с УЭЦН в одном из исполнений для обеспечения работы при большом содержании свободного газа на приеме насоса. Пример на рис. 14 схож с экспериментальным режимом 6-ВВ по значению параметра объемно-расходное содержание свободного газа в потоке у входа в приемный модуль до сепарации ($\beta_г \approx 60\%$). Наблюдаются значительные колебания технологических показателей скважины за малые периоды времени (< 15 минут). Авторы статьи (Bedrin et al., 2008) также связывают данную нестабильность с кратковременными превышениями критического содержания газа в насосе в процессе работы и со структурой течения многофазной смеси в насосе и скважине (снарядная и эмульсионная структуры потока). Подобные колебания технологических показателей сопровождаются характерными колебаниями тока электродвигателя – «токовой пилой».

Стоит отметить, что большинство существующих аналитических методик расчета $K_{ес}$, представленных в табл. 1, являются стационарными. Это означает, что они способны определять лишь среднее значение коэффициента естественной сепарации газа за достаточно длительный интервал времени, ввиду того, что данные методики настраивались на накопленные значения $K_{ес}$, полученные в ходе различных исследований. При этом для воспроизведения динамики, показанной на рис. 13 и рис. 14, в аналитических методиках расчета $K_{ес}$ необходим учет нестационарных особенностей процесса естественной сепарации газа (рис. 5, рис. 6) и связанных с этим особенностей пульсационной работы насоса, описанных в данной статье.

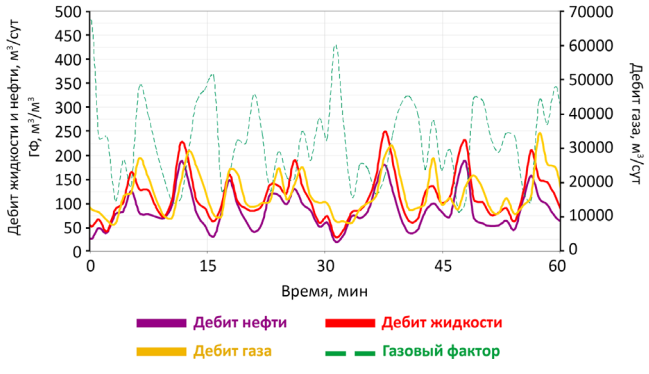


Рис. 14. Пример изменения во времени газового фактора, дебитов нефти, жидкости и газа на скважине при работе погружного оборудования с большим объемно-расходным содержанием свободного газа на приеме насоса (около 60%) по данным (Bedrin et al., 2008)

На основании сравнения результатов стендовых экспериментов и численного моделирования в симуляторе OLGA можно сделать следующие выводы:

1.1 Постоянные режимы работы УЭЦН с пузырьковой или пробковой структурой газожидкостного потока на входе в приемный модуль можно считать «квазистационарными» на длительных интервалах времени.

1.2 При рассмотрении малых временных промежутков (<1 с) работа всей системы является нестационарной. Мгновенные коэффициенты естественной сепарации газа при пробково-эмульсионной структуре потока могут колебаться в значительных диапазонах значений (на примере моделирования режима 6-ВВ), что может влиять на мгновенные характеристики работы УЭЦН и приводить к пульсационному характеру работы насоса.

2.1 Использование Junction node для расчета естественной сепарации в симуляторе OLGA дает значительные расхождения с экспериментальными данными.

2.2 Эффективность естественной сепарации, рассчитываемая в симуляторе OLGA с использованием Internal node без настройки, имеет хорошую сходимость с экспериментальными данными при дебитах жидкости более 20 м³/сут, однако при меньших дебитах жидкости наблюдаются существенные расхождения с экспериментом.

2.3 Для настройки процесса сепарации (естественной или общей с учетом наличия газового сепаратора) в модели скважины с УЭЦН в симуляторе OLGA рекомендовано использовать подход, использованный в настоящей статье и подробно описанный в работах (Иванов и др., 2024b; Yushchenko et al., 2024). Такой подход показывает лучшую сходимость расчетов с экспериментальными данными в исследованных диапазонах технологических параметров, однако требует предварительных расчетов по аналитическим методикам, которые на данный момент нуждаются в настройке на экспериментальные данные в неизученных диапазонах различных параметров.

Заключение

1. На основе обзора и анализа научной литературы систематизирован большой объем знаний о процессе естественной сепарации газа в скважинах, оборудованных УЭЦН. В результате выявлены факторы, которые необходимо дополнительно разносторонне исследовать, во-первых, для детального понимания физики процесса естественной сепарации газа в затрубное пространство у приема ГНО с условно-радиальным входом и, во-вторых, с целью повышения качества инженерных расчетов режима работы скважины, оборудованной УЭЦН.

2. Выявлено, что процесс естественной сепарации газа является нестационарным на малых временных интервалах вне зависимости от режима эксплуатации скважины (постоянный или периодический).

3. Представлено описание нестационарности процесса естественной сепарации газа на основе визуализации процесса при помощи высокоскоростной видеосъемки околоприемной области модели скважины и объяснение

полученных эмпирических представлений путем моделирования процесса при постоянных режимах работы УЭЦН в динамическом симуляторе многофазного потока OLGA. Показаны ограничения и описаны рекомендации моделирования естественной сепарации в данном динамическом симуляторе.

Рекомендации для дальнейшего изучения процесса естественной сепарации газа в скважинах, оборудованных УЭЦН

1. В современных условиях развития отечественной нефтегазовой отрасли требуется создание прогрессивных методов прогнозирования работы скважин, оборудованных УЭЦН, в частности для учета нестационарных особенностей течения газожидкостных смесей при переходных процессах (вывод скважины на режим, периодические режимы эксплуатации, пульсационная работа УЭЦН и другие) необходимо создание нестационарной аналитической корреляции для расчета мгновенного коэффициента естественной сепарации газа, учитывающей наличие выборки пузырьков газа различных размеров и структуру газожидкостной смеси в условном объеме околоприемной области. Результаты исследований, представленные в настоящей работе, могут быть применены в научной среде при определении эффективности процесса сепарации газа в нестационарном режиме работы добывающей системы: «пласт-скважина-насос».

2. Актуальной является задача проведения численного гидродинамического моделирования (Computational Fluid Dynamics – CFD), позволяющего детально изучить процесс естественной сепарации газа, в том числе при периодических режимах работы УЭЦН с учетом структур потока газожидкостных смесей как у приема ГНО, так и непосредственно в рабочих элементах центробежного насоса. Результаты CFD моделирования являются с одной стороны хорошим инструментом для планирования и проведения стендовых и промысловых экспериментов, с другой – могут быть использованы для верификации физических экспериментов и определения влияния на K_{ec} требуемых исследуемых параметров в неохваченных диапазонах.

3. Необходимо проведение промысловых экспериментов в скважинах на различных режимах, с учетом измерений параметров, влияющих на определение коэффициента естественной сепарации газа, а также настройка аналитических корреляций на результаты промысловых исследований и планирование стендовых экспериментов для уточнения аналитических корреляций.

4. Научный интерес представляет задача проведения комплексных стендовых экспериментов в ранее неизученных диапазонах технологических, геометрических и физико-химических параметров системы: «пласт-скважина-насос» для настройки аналитических корреляций расчета относительной скорости газа в газожидкостном потоке; расчета коэффициента естественной сепарации газа; создания базы данных технологических режимов работы околоприемного пространства в модели скважины; фиксации размеров газовых пузырьков, необходимых для настройки аналитической корреляции расчета относительной скорости газа; исследование условий естественной сепарации газа при движении в околоприемном пространстве скважины многокомпонентной газожидкостной смеси с содержанием твердых частиц различной природы.

Дополнительные материалы

В приложении: покадровая динамика колебания скорости пузырьков газа при появлении в кадре газовой пробки для режима 3-ВВ; покадровая динамика движения пузырьков газа, вернувшихся из затрубного пространства, для режима 6-ВВ.

Литература

Брилл Д.П., Мукерджи Х. (2006). Многофазный поток в скважинах. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 384 с.

Волков М.Г. (2016). Методика расчёта коэффициента естественной сепарации в процессе освоения нефтедобывающей скважины. *Нефтегазовое дело*, 14(4). с. 45–49. https://ngdelo.ru/files/ngdelo/2016/4/ngdelo-4-2016-p45-49.pdf

Горидько К.А. (2023). Влияние изменяющихся свойств газожидкостной смеси по длине насоса на характеристики погружной электроцентробежной насосной установки. Диссертация канд. техн. наук. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Дроздов А.Н. (1983). Разработка методики расчета характеристики погружного центробежного насоса при эксплуатации скважин с низкими давлениями у входа в насос. Диссертация канд. техн. наук. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина.

Иванов В.А., Вербицкий В.С., Хабибуллин Р.А., Горидько К.А., Никонов Е.И. (2024a). Экспериментальные исследования естественной сепарации на приеме погружного электроцентробежного насоса. *Neftegaz.RU*, (152), с. 78–84.

Иванов В.А., Хабибуллин Р.А., Ющенко Т.С., Дёмин Е.В., Вербицкий В.С. (2024b). Разработка динамической модели скважины в режиме периодического кратковременного включения погружного электроцентробежного насоса. Москва: РГУ, 89 с.

Лиссук М. (2001). Разработка методики расчета давления на приеме погружного электроцентробежного насоса. Диссертация канд. техн. наук. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Ляпков П.Д., Гуревич А.С. (1973). Об относительной скорости газовой фазы в стволе скважины перед входом в глубинный насос. *Нефтепромысловое дело*, 8. с. 6–10.

Ляпков П.Д. (1987). Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. Москва: МИНГ, 71 с.

Мищенко И.Т., Гуревич А.С. (1969). Сепарация газа у приема погружного центробежного насоса. *Нефтепромысловое дело*, 3, с. 7–10.

Мищенко И.Т., Гуревич А.С. (1970). Сепарация газа у приема погружного оборудования, работающего в нефтяной скважине. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 52–56.

Мищенко И.Т. (2003). Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 816 с.

Пашали А.А. (2011). Алгоритмы и математические модели оптимизации режимов работы скважин в условиях высокого газового фактора: Диссертация канд. техн. наук. Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Пашали А.А., Зейгман Ю.В. (2022). К вопросу повышения эффективности естественной сепарации газа в нефтяных скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 94–97. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-5-94-97

Уразаков К.Р., Тугунов П.М., Алиметов Ш.А. (2021). Моделирование течения газожидкостного потока на приеме электроцентробежных насосных установок с каркасно-проволочным фильтром. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(11), с. 68–77. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/11/2879

Alhanati F.J.S. (1993). Bottomhole Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installation. Ph.D. diss. The University of Tulsa.

Bedrin V.G., Khasanov M.M., Khabibullin R.A., Krasnov V.A., Pashali A.A., Litvinenko K.V., Elichev V.A., Prado M. (2008). High GLR ESP Technologies Comparison, Field Test Results. SPE-117414-MS. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, Moscow, 16 p. https://doi.org/10.2118/117414-MS

Elichev V.A., Khabibullin R.A., Krasnov V.A., Litvinenko K.V., Prado M.G. (2009). Performance Analysis of ESP Systems in High-GLR Wells: From Lab Experiments to Practical Field Applications. SPE-120628-MS. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 9 p. https://doi.org/10.2118/120628-MS

Ghauri W.K. (1980). Production Technology Experience in a Large Carbonate Waterflood, Denver Unit, Wasson San Andres Field. *Journal of Petroleum Technology*, 32(09), pp. 1493–1502. https://doi.org/10.2118/8406-PA

Harun A.F., Prado M.G., Serrano J.C., Doty D.R. (2000). A Simple Model To Predict Natural Gas Separation Efficiency in Pumped Wells. SPE-63045-MS. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, 10 p. https://doi.org/10.2118/63045-MS

Harun A.F., Prado M.G., Serrano J.C., Doty D.R. (2001). A Mechanistic Model to Predict Natural Gas Separation Efficiency in Inclined Pumping Wells. SPE-67184-MS. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 9 p. https://doi.org/10.2118/67184-MS

Lackner G. (1997). The Effect of Viscosity on Downhole Gas Separation in a Rotary Gas Separator. *Ph.D. dissertation*. The University of Tulsa.

Lea J.F., Bearden J.L. (1982). Effect of Gaseous Fluids on Submersible Pump Performance. *Journal of Petroleum Technology*, 34(12), pp. 2922–2930. https://doi.org/10.2118/9218-PA

Liu B., Prado M.G. (2004). Modeling Downhole Natural Separation Using a Bubble Tracking Method. *ASME*, 8 p. https://doi.org/10.1115/PVP2004-2844

Marquez R., Prado M.G. (2003). A New Robust Model for Natural Separation Efficiency. SPE-80922-MS. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 11 p. https://doi.org/10.2118/80922-MS

Marquez R. (2004). Modeling Downhole Natural Separation. *Ph.D. dissertation*. The University of Tulsa.

Nikonov E.I., Verbitsky V.S., Goridko K.A., Shishulin V.A., Suleymanov M.A. (2024). The Study of Solid Particles Effect on the Gas Bubble Dispersion Dynamics of Complex Gas-Liquid Mixtures at the Intake Screen of Submersible Pump. *SOCAR Proceedings*, 2, pp. 61–70. http://dx.doi.org/10.5510/OGP20240200967

Okafor C.C., Verdin P.G., Hart P. (2021). CFD Investigation of Downhole Natural Gas Separation Efficiency in the Churn Flow Regime. SPE-204509-MS. *SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium*, Texas, 21 p. https://doi.org/10.2118/204509-MS

Okafor C.C., Verdin P.G. (2024). 3D computational fluid dynamics analysis of natural gas separation efficiency in multiphase pumping wells with heterogeneous flow regime. *Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics*, 18(1), 22 p. https://doi.org/10.1080/19942060.2024.2395452

Sambangi S.R. (1994). Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installation with Rotary Gas Separator. MSc thesis. The University of Tulsa.

Serrano J.C. (1999). Natural separation efficiency in electric submersible pump systems. MSc thesis. The University of Tulsa.

Shakirov A.M. (2011). An Accurate Model to Predict Natural Separation Efficiency based on Common Data. MEALF-00098. *Middle East Artificial Lift Forum*, Bahrain, 8 p.

Vieira S.C., Custodio D.A.S., Verde W.M., Biazussi J.L., de Castro M.S., Bannwart A.C. (2021). Experimental Investigation of Gas-Liquid Separation for Two-Phase Flow within Annular Duct of an ESP Skid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 29 p. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108130

Yushchenko T.S., Demin E.V., Ivanov V.A., Khabibullin R.A., Volkov A.V. (2024). Case Studies and Operation Features of Transient Multiphase flow in low-flow wells with multistage fracturing and extended horizontal wellbore operated with ESP in PSA mode. *Petroleum Research*, 9(4), pp. 657–672. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.06.005

Сведения об авторах

Владимир Анатольевич Иванов – аспирант кафедры Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект, д. 65, к. 1
e-mail: vladimirivf@yandex.ru

Владимир Сергеевич Вербицкий – кандидат тех. наук. Доцент кафедры Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект, д. 65, к. 1
e-mail: verbitsky_vs@gubkin.ru

Ринат Альфредович Хабибуллин – кандидат тех. наук. Доцент кафедры Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект, д. 65, к. 1
e-mail: khabibullin.ra@gubkin.ru

Кирилл Александрович Горидько – кандидат тех. наук. Эксперт Управления по физико-математическому моделированию в цифровых системах, ООО «РН-Технологии»
Россия, 119607, Москва, Раменский бульвар, д. 1
e-mail: kagoridko2@rn-t.ru

Евгений Игоревич Никонов – старший инженер по подбору оборудования, Lex
Виомичаники Зони Анатоликоу, Агиа Варвара, 8501, Пафос, Кипр
e-mail: nikonov_ei@mail.ru

Статья поступила в редакцию 15.12.2024;
Принята к публикации 21.04.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Investigation of Gas Natural Separation Process Unsteady Features by Means of an Experimental Rig and Mathematical Modeling

V.A. Ivanov[1], V.S. Verbitsky[1], R.A. Khabibullin[1], K.A. Goridko[2], E.I. Nikonov[3]*
[1]National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russian Federation
[2]RN-Technologies LLC, Moscow, Russian Federation
[3]Lex, Paphos, Cyprus
[*]Corresponding author: Vladimir Anatolievich Ivanov, e-mail: vladimirivf@yandex.ru

Abstract. Natural gas separation is an important process in wells equipped with electric submersible pumps (ESP) that affects the efficiency of the «wellbore-pump-tubing» system. Nowadays, the amount of knowledge about this process requires critical analysis and further improvement. The paper presents the results of studying the unsteady features of the process of separation of gas bubbles into the annular space in the near-intake domain of the well model with conditionally radial inlet. The results of the experimental bench tests, as well as the results of numerical simulation in dynamic multiphase flow simulator are analyzed. The experiments were carried out on a test rig with the inner diameter of the casing model 80 mm and the outer diameter of the intake module 64 mm, taking into account the possibility of measuring liquid and

gas flow rates, as well as high-speed video recording of the processes occurring in the near-intake domain of the well model. Unsteady features of gas-liquid mixtures flow with the help of video frames in the near-intake domain for model mixtures "Water-Air" and "Water-Surfactant-Air" are shown. It is revealed that at small time intervals (<1 s) the regimes with slug-churn flow patterns are characterized by significant nonstationarity. The results of numerical simulation indicate that such unsteady behavior can lead to oscillatory operation of the well and ESP.

On the basis of critical analysis of the obtained research results the following promising directions are formulated: a study of theoretical basis of separation in the near-intake domain of a well; field and bench experiments; a numerical modeling of natural gas separation into the annular space of a well equipped with ESP.

Keywords: natural separation of gas, electric submersible pump, oil well, experimental research, multiphase flow, gas-liquid mixture, multiphase flow regime, transient process

Recommended citation: Ivanov V.A., Verbitsky V.S., Khabibullin R.A., Goridko K.A., Nikonov E.I. (2025). Investigation of Gas Natural Separation Process Unsteady Features by Means of an Experimental Rig and Mathematical Modeling. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 216–234. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.1

References

Alhanati F.J.S. (1993). Bottomhole Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installation. Ph.D. dissertation. The University of Tulsa.

Bedrin V.G., Khasanov M.M., Khabibullin R.A., Krasnov V.A., Pashali A.A., Litvinenko K.V., Elichev V.A., Prado M. (2008). High GLR ESP Technologies Comparison, Field Test Results. SPE-117414-MS. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, Moscow, 16 p. https://doi.org/10.2118/117414-MS

Brill J.P., Mukherjee H. (2006). Multiphase Flow in Wells. Moscow-Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy, 384 p. (In Russ.)

Drozdov A.N. (1983). Development of a methodology for calculating the characteristic of a submersible centrifugal pump during operation of wells with low pressures at the pump inlet. Candidate of Technical Sciences dissertation. MINKH i GP im. I.M. Gubkina. (In Russ.)

Elichev V.A., Khabibullin R.A., Krasnov V.A., Litvinenko K.V., Prado M.G. (2009). Performance Analysis of ESP Systems in High-GLR Wells: From Lab Experiments to Practical Field Applications. SPE-120628-MS. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 9 p. https://doi.org/10.2118/120628-MS

Ghauri W.K. (1980). Production Technology Experience in a Large Carbonate Waterflood, Denver Unit, Wasson San Andres Field. *Journal of Petroleum Technology*, 32(09), pp. 1493–1502. https://doi.org/10.2118/8406-PA

Goridko K.A. (2023). Influence of varying properties of gas-liquid mixture along the pump length on the characteristics of electric submersible pump system. Candidate of Technical Sciences dissertation. RGU nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina. 246 p. (In Russ.)

Harun A.F., Prado M.G., Serrano J.C., Doty D.R. (2000). A Simple Model To Predict Natural Gas Separation Efficiency in Pumped Wells. SPE-63045-MS. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, 10 p. https://doi.org/10.2118/63045-MS

Harun A.F., Prado M.G., Serrano J.C., Doty D.R. (2001). A Mechanistic Model to Predict Natural Gas Separation Efficiency in Inclined Pumping Wells. SPE-67184-MS. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 9 p. https://doi.org/10.2118/67184-MS

Ivanov V.A., Khabibullin R.A., Yushchenko T.S., Demin E.V., Verbitsky V.S. (2024b). Development of dynamic well model in short-term periodic mode of electric submersible pump operation. Teaching guide. Moscow: RGU, 89 p. (In Russ.)

Ivanov V.A., Verbitsky V.S., Khabibullin R.A., Goridko K.A., Nikonov E.I. (2024a). Experimental studies of natural separation efficiency at the intake of electric submersible pump. *Neftegaz.RU*, 8(152), pp. 78–84. (In Russ.)

Lackner G. (1997). The Effect of Viscosity on Downhole Gas Separation in a Rotary Gas Separator. *Ph.D. dissertation*. The University of Tulsa.

Lea J.F., Bearden J.L. (1982). Effect of Gaseous Fluids on Submersible Pump Performance. *Journal of Petroleum Technology*, 34(12), pp. 2922–2930. https://doi.org/10.2118/9218-PA

Lissuk M. (2001). Development of a methodology for calculating the pressure at the intake of an electric submersible pump. *Candidate of Technical Sciences dissertation*. RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina (In Russ.)

Liu B., Prado M.G. (2004). Modeling Downhole Natural Separation Using a Bubble Tracking Method. *ASME*, 8 p. https://doi.org/10.1115/PVP2004-2844

Lyapkov P.D. (1987). Selection of submersible centrifugal pump system for well. Teaching guide. Moscow: MING, 71 p. (In Russ.)

Lyapkov P.D., Gurevich A.S. (1973). About the relative velocity of the gas phase in the wellbore before entering the downhole pump. *Neftepromyslovoe delo*, 8. pp. 6–10. (In Russ.)

Marquez R., Prado M.G. (2003). A New Robust Model for Natural Separation Efficiency. SPE-80922-MS. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 11 p. https://doi.org/10.2118/80922-MS

Marquez R. (2004). Modeling Downhole Natural Separation. *Ph.D. dissertation*. The University of Tulsa.

Mischenko I.T. (2003). Borehole oil production: Textbook for universities. Moscow: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 816 p. (In Russ.)

Mischenko I.T., Gurevich A.S. (1969). Gas separation at the intake of a submersible centrifugal pump. *Neftepromyslovoe delo*, 3, pp. 7–10. (In Russ.)

Mischenko I.T., Gurevich A.S. (1970). Gas separation at the intake of submersible equipment operating in an oil well. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 3, pp. 52–56. (In Russ.)

Nikonov E.I., Verbitsky V.S., Goridko K.A., Shishulin V.A., Suleymanov M.A. (2024). The Study of Solid Particles Effect on the Gas Bubble Dispersion Dynamics of Complex Gas-Liquid Mixtures at the Intake Screen of Submersible Pump. *SOCAR Proceedings*, 2, pp. 61–70. http://dx.doi.org/10.5510/OGP20240200967

Okafor C.C., Verdin P.G., Hart P. (2021). CFD Investigation of Downhole Natural Gas Separation Efficiency in the Churn Flow Regime. SPE-204509-MS. *SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium*, Texas, 21 p. https://doi.org/10.2118/204509-MS

Okafor C.C., Verdin P.G. (2024). 3D computational fluid dynamics analysis of natural gas separation efficiency in multiphase pumping wells with heterogeneous flow regime. *Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics*, 18(1), 22 p. https://doi.org/10.1080/19942060.2024.2395452

Pashali A.A. (2011). Algorithms and mathematical models for optimization of well operation modes under high gas-oil ratios. Candidate of Technical Sciences dissertation. Ufimskiy gosudarstvennyy neftyanoy tekhnicheskiy universitet. (In Russ.)

Pashali A.A., Zeygman Yu.V. (2022). Increasing Efficiency of Gas Natural Separation in Oil Production Wells Equipped by Electrical Submersible Pumps. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 5, pp. 94–97. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-5-94-97

Sambangi S.R. (1994). Gas Separation Efficiency in Electrical Submersible Pump Installation with Rotary Gas Separator. MSc thesis. The University of Tulsa.

Serrano J.C. (1999). Natural separation efficiency in electric submersible pump systems. MSc thesis. The University of Tulsa.

Shakirov A.M. (2011). An Accurate Model to Predict Natural Separation Efficiency based on Common Data. MEALF-00098. *Middle East Artificial Lift Forum*, Bahrain, 8 p.

Urazakov K.R., Tugunov P.M., Alimetov Sh.A. (2021). Simulation of Gas-Liquid Flow at the Intake of Electric Centrifugal Pumping Units with Wire-Frame Filter. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 332(11), pp. 68–77. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2021/11/2879

Vieira S.C., Custodio D.A.S., Verde W.M., Biazussi J.L., de Castro M.S., Bannwart A.C. (2021). Experimental Investigation of Gas-Liquid Separation for Two-Phase Flow within Annular Duct of an ESP Skid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 29 p. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108130

Volkov M.G. (2016). The Metodology Calculation Natural Gas Separation Efficiency During Well Startup. *Neftegazovoe delo*, 14(4). pp. 45–49. (In Russ.) https://ngdelo.ru/files/ngdelo/2016/4/ngdelo-4-2016-p45-49.pdf

Yushchenko T.S., Demin E.V., Ivanov V.A., Khabibullin R.A., Volkov A.V. (2024). Case Studies and Operation Features of Transient Multiphase flow in low-flow wells with multistage fracturing and extended horizontal wellbore operated with ESP in PSA mode. *Petroleum Research*, 9(4), pp. 657–672. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.06.005

About the Authors

Vladimir A. Ivanov – Postgraduate Student of Oil Field Development and Operation Department, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65 Leninsky Prospekt, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: vladimirivf@yandex.ru

Vladimir S. Verbitsky – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor of Oil Field Development and Operation Department, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65 Leninsky Prospekt, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: verbitsky_vs@gubkin.ru

Rinat A. Khabibullin – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor of Oil Field Development and Operation Department, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65 Leninsky Prospekt, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: khabibullin.ra@gubkin.ru

Kirill A. Goridko – Cand. Sci. (Engineering), Expert of the Department of Physical and Mathematical Modeling in Digital Systems, RN-Technologies LLC

1 Ramensky Boulevard, Moscow, 119607, Russian Federation

e-mail: kagoridko2@rn-t.ru

Evgenii I. Nikonov – Sr. Application Engineer, Lex Viomichaniki Zoni Anatolikou, Agia Varvara, 8501, Paphos, Cyprus

e-mail: nikonov_ei@mail.ru

Manuscript received 15 December 2024;
Accepted 21 April 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georesurs.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.10 УДК 622.276

Геолого-гидродинамическое моделирование сложнопостроенных карбонатных коллекторов с учетом фациальной зональности

С.Н. Кривощеков, А.А. Кочнев, Е.С. Ожгибесов, Д.О. Ширинкин, А.Л. Южаков*

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Геолого-гидродинамическое моделирование является важным этапом при проектировании рациональной разработки месторождений нефти. Однако процесс создания моделей сопровождается большим количеством трудностей, связанных с неопределенностью свойств пласта. Особенно актуальна данная проблема при моделировании сложнопостроенных карбонатных коллекторов. Одним из ключевых параметров, необходимых для создания геолого-гидродинамической модели, являются зависимости относительных фазовых проницаемостей. Стандартным подходом является создание единых зависимостей относительных фазовых проницаемостей для всего пласта. Однако при таком подходе нивелируются особенности фильтрации в отдельных зонах пласта. В рамках данного исследования выполнено создание геолого-гидродинамической модели месторождения, характеризующегося сложнопострострoенным карбонатным коллектором, с учетом фациальный зональности при определении зависимостей относительных фазовых проницаемостей. В ходе работы выполнена привязка лабораторных исследований к различным фациальным зонам залежи. Для каждой фациальной зоны проведена аппроксимация зависимостей относительных фазовых проницаемостей с использованием LET модели. Проведено распределение выделенных фаций в геолого-гидродинамической модели путем задания различных регионов в трехмерной сетке, также проведена загрузка зависимостей относительных фазовых проницаемостей по фациальным зонам. По результатам моделирования установлено, что использование отдельных зависимостей относительных фазовых проницаемостей для каждой фациальной зоны повышает сходимость технологических показателей разработки с историческим трендом по сравнению со стандартным подходом. Также в рамках исследования проведено проектирование геолого-технологических мероприятий на модифицированной модели с учетом фациальной зональности. Запроектированные мероприятия позволили за 10 лет прогнозных расчетов увеличить добычу нефти на 5551,5 у.е. по сравнению с базовым расчетом, при практически неизменной обводненности – 1,2%.

Ключевые слова: сложнопостроенный карбонатный резервуар, фациальная зональность, относительные фазовые проницаемости, коэффициент вытеснения, геолого-гидродинамическая модель

Для цитирования: Кривощеков С.Н., Кочнев А.А., Ожгибесов Е.С., Ширинкин Д.О., Южаков А.Л. (2025). Геолого-гидродинамическое моделирование сложнопостроенных карбонатных коллекторов с учетом фациальной зональности. *Георесурсы,* 27(4), с. 235–245. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.10

Введение

В настоящее время геолого-гидродинамическое моделирование является неотъемлемой частью рационального проектирования разработки месторождений нефти и газа. Геолого-гидродинамическая модель позволяет воспроизводить процессы разработки месторождения, оценивать эффективность проведения геолого-технологических мероприятий и прогнозировать динамику технологических показателей (Гареева, 2020).

Однако эффективность и прогностические возможности моделей напрямую зависят от качества данных, заложенных в основу моделей (Arnold et al., 2016). Особенно актуальной является проблема моделирования сложнопостроенных карбонатных коллекторов, характеризующихся высокой неопределенностью свойств. К факторам, повышающим неопределенность, относятся смена циклов осадконакопления, фациальная зональность, развитие вторичных преобразований (Рясной, Савельева, 2019; Mahdaviara et al., 2021; Li et al., 2021; Tadayoni et al., 2020). Особенностям строения и геолого-гидродинамическому моделированию карбонатных коллекторов посвящено

* Ответственный автор: Сергей Николаевич Кривощеков
e-mail: krivoshchekov@gmail.com

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

множество работ (Lucia et al., 2003; Masalmeh, Jing, 2007; Martin et al., 1997; Dominguez et al., 1992).

Одними из ключевых параметров, определяемых при создании геолого-гидродинамической модели, являются кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП). ОФП определяют характеристики фильтрации флюидов в пласте и являются основой для расчета коэффициентов вытеснения нефти (Yekta et al., 2018). На основании графиков ОФП определяются зоны фильтрации только нефти, совместной фильтрации нефти с водой и фильтрации только воды (McPhee et al., 2015).

Зависимости ОФП можно получить различными способами. Наиболее широко применяемыми на практике являются прямые исследования керна методами стационарной и нестационарной фильтрации (Губайдуллин и др., 2017; Honarpour, Mahmood, 1988). При отсутствии данных прямых измерений ОФП могут быть оценены аналитическими методами с использованием различных моделей (например, модели Бурдайна) на основе лабораторных исследований кривых капиллярного давления (Honarpour et al., 1986). Одним из недостатков использования лабораторных исследований керна является различие размера образца керна и ячейки гидродинамической модели, что может приводить к значимым проявлениям масштабного эффекта, особенно для сложнопостроенных коллекторов. В исследовании (Михайлов, Гурбатова, 2012) установлено существенное расхождение кривых ОФП, полученных по потоковым исследованиям стандартных и полноразмерных образцов керна сложнопостроенных карбонатных коллекторов. Авторы отмечают, что определяющим фактором в проявлении масштабных эффектов является структура порового пространства. В работе (Степанов и др., 2024) представлен подход определения фильтрационных свойства коллектора на масштабе фаций. Данный подход позволил добиться высокой сходимости расчетной динамики обводненности с фактической без настройки модели.

Другим вариантом учета масштабного эффекта при оценке ОФП является использование подходов на основе обработки промысловых данных, к которым относятся технологические данные по работе скважин, результаты специальным образом организованных гидродинамических и геофизических исследований. Например, в исследовании (Шурунов, 2025) представлен метод определения ОФП, заключающийся в получении кривой общей подвижности флюидов по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС) с последующим разделением этой кривой на ОФП путем численного моделирования в соответствии с реальными данными разработки месторождения. В работе (Закиров и др., 2017) для оценки ОФП применялось комплексирование гидродинамических и геофизических исследований скважин: проводилось несколько циклов закачка-отбор, в процессе которых измерялись динамические устьевые и забойные параметры, и определялась водонасыщенность импульсными нейтронными методами. Однако стоит отметить, что подходы определения ОФП по промысловым данным не получили широкого применения, в связи с чем стандартной практикой является использование результатов прямых потоковых исследований керна.

Для применения в геолого-гидродинамической модели ОФП, полученные при лабораторных исследованиях керна, аппроксимируют. Наиболее распространёнными моделями аппроксимации кривых являются: модель Кори, модель Зигмунда и МакКэффи, модель Кьеричи и модель LET (Дубровин и др., 2022; Lomeland, Orec, 2018).

Стандартным подходом является создание единых кривых ОФП по нефти и по воде для всего пласта на основании аппроксимации всех имеющихся лабораторных исследований керна (Тудвачев, Коносавский, 2013). Однако в таком случае нивелируются особенности фильтрации флюидов отдельных областей пласта, из которых был отобран керн для лабораторных исследований.

Для более детального учета фильтрационных свойств пласта актуальным является использование нескольких зависимостей ОФП для различных его зон. Так, в статье (Степаненко, 2018) автор задает различные зависимости ОФП для разных литологических типов пород. В работе (Shenawi et al., 2007) ОФП распределены на основании гидравлических единиц, определенных по методу FZI (Flow Zone Indicator).

В статье (Коровин, 2021) предложено использование для отдельных латеральных областей месторождения с терригенным типом коллектора различных зависимостей ОФП. Установлено, что при использовании такого подхода удалось приблизить расчетные значения накопленной добычи к фактическим.

Целью настоящей работы является создание геолого-гидродинамической модели месторождения, характеризующегося сложнопостроенным карбонатным коллектором, с учетом фациальный зональности при определении зависимостей ОФП.

Геология

Объектом исследования является месторождение Альфа, расположенное в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Залежи нефти приурочены к сложнопостроенному карбонатному резервуару. Фациальное строение исследовано методами сейсмофациального анализа с использованием инструментов сиквенс-стратиграфии (Ладейщиков и др., 2022). В разрезе месторождения выделены два сиквенса IV порядка, сформированные в задонское и елецкое время. К данным отложениям приурочены залежи нефти. Задонский риф сформирован в рамках одного стратиграфического цикла, елецкий – в рамках трех циклов рифостроения. Основной этап рифостроения проходил во время системного тракта высокого стояния уровня моря, который характеризуется максимальным пространством для аккомодации, достаточным количеством солнечного света и кислорода для жизнедеятельности и развития организмов рифостроителей.

Рифогенные постройки протягиваются относительно узкой полосой с юго-востока на северо-запад. С западной стороны риф переходит в мелководный рифовый шельф. С восточной стороны от рифа расположен передовой склон карбонатной платформы, переходящий в глубоководный шельф. Рифогенные постройки разных циклов рифостроения в плане практически соответствуют друг другу, кроме рифа 2-го цикла рифостроения $D_3fm_1(el)$, который в пределах месторождения имеет незначительное распространение.

Материалы и методы

Материалами для работы послужили результаты исследования относительных фазовых проницаемостей. Всего проанализировано 46 определений ОФП. Для анализа определения ОФП разделены на две принципиально разные группы фаций:

• фациальная группа барьерного рифа (рифогенная постройка, рифовый шлейф);

• фациальная группа зарифового шельфа (мелководный шельф).

Распределение определений по фациальным группам приведено в таблице 1.

Ввиду отсутствия определений ОФП по 2-му циклу рифостроения $D_3fm_1(el)$ и незначительному распространению рифовых построек этого цикла в пределах месторождения, ОФП для таких отложений приняты аналогично фациальной группе барьерного рифа 3-го цикла рифостроения.

Аппроксимация фактических значений относительных фазовых проницаемостей проведена с использованием LET-модели. Для аппроксимации ОФП по воде и по нефти применяются формулы (1) и (2) соответственно:

$$f_{wi}(S_{wni}) = f_w^* \frac{(S_{wni})^{Lw}}{(S_{wni})^{Lw} + E_w \cdot (1 - S_{wni})^{Tw}}, \quad (1)$$

$$f_{oi}(S_{wni}) = f_o^* \frac{(1 - S_{wni})^{Lo}}{(1 - S_{wni})^{Lo} + E_o \cdot (S_{wni})^{To}}, \quad (2)$$

где S_{wni} – нормированная водонасыщенность; $f_{oi}(S_{wni})$ – функция ОФП от нормированной водонасыщенности S_{wni} по нефти; $f_{wi}(S_{wni})$ – функция ОФП от нормированной водонасыщенности S_{wni} по воде; f_o^* – ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности; f_w^* – ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности; L_o, E_o, T_o – параметры корреляции модели LET для ОФП по нефти; L_w, E_w, T_w – параметры корреляции модели LET для ОФП по воде.

Цикл рифостроения	Фациальная группа	Кол-во определений
$D_3fm_1(zd)$	Барьерный риф	1
	Зарифовый шельф	1
$D_3fm_1(el)$ (1-й цикл рифостроения)	Барьерный риф	21
	Зарифовый шельф	3
$D_3fm_1(el)$ (3-й цикл рифостроения)	Барьерный риф	11
	Зарифовый шельф	9

Табл. 1. Распределение определений относительных фазовых проницаемостей по фациальным группам

Расчет нормированной водонасыщенности производится по формуле (3):

$$S_{wni} = \frac{S_{wi} - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr}}, \quad (3)$$

где S_{wi} – водонасыщенность; S_{wr} – остаточная водонасыщенность; S_{or} – остаточная нефтенасыщенность.

Нормирование ОФП по воде проводится согласно формуле (4):

$$f_{wni}(S_{wni}) = \frac{f_{wi}(S_{wi})}{f_w^*}, \quad (4)$$

где $f_{wni}(S_{wni})$ – нормированная функция ОФП по воде; $f_{wi}(S_{wi})$ – функция ОФП от водонасыщенности S_{wi} по воде.

Нормирование ОФП по нефти проводится согласно формуле (5):

$$f_{oni}(S_{wni}) = \frac{f_{oi}(S_{wi})}{f_o^*}, \quad (5)$$

где $f_{oni}(S_{wni})$ – нормированная функция ОФП по нефти; $f_{oi}(S_{wi})$ – функция ОФП от водонасыщенности S_{wni} по нефти.

Результаты

Изучение зависимостей относительных фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения различных типов фаций

Для каждой фациальной группы в каждом цикле рифостроения построены индивидуальные зависимости ОФП. На рисунке 1 представлены кривые ОФП для групп фаций задонских отложений.

При анализе фактических данных определения ОФП группы фаций барьерного рифа 1 цикла рифостроения $D_3fm_1(el)$ установлена значительная неоднородность значений (рис. 2). В связи с этим исходная выборка была разделена на 2 группы по граничному значению абсолютной газопроницаемости (Кпр). Для обоснования оптимальной границы разделения групп выполнен расчет метрики компактности групп для всех возможных граничных значений проницаемости в пространстве признаков: остаточная нефтенасыщенность, остаточная водонасыщенность и пористость. Компактность показывает, насколько близко друг к другу находятся наблюдения в каждой группе (Вашакидзе и др., 2024). Чем меньше данный показатель, тем лучше разделены группы. Компактность рассчитана по формуле (6):

$$K = \sum_{j=1}^{M} \sum_{i=1}^{N} \left\| x_i^{(j)} - c_j \right\|^2, \quad (6)$$

где $\left\| x_i^{(j)} - c_j \right\|$ – расстояние между объектом и центром группы, N – количество элементов в группе, M – количество

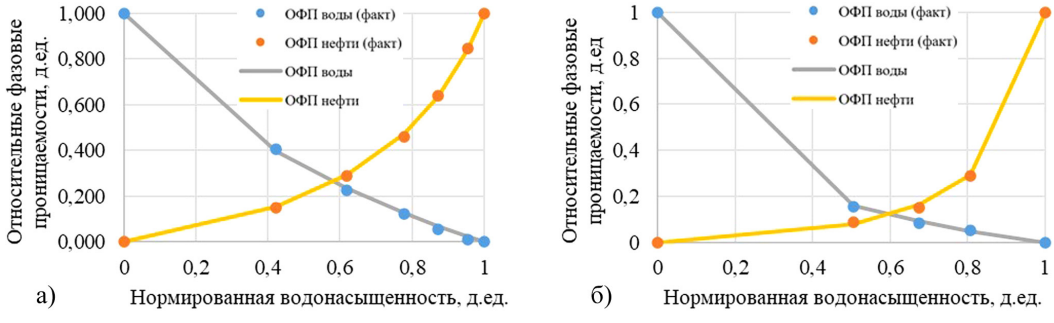


Рис. 1. ОФП по группам фаций задонских отложений: а) рифовая постройка, б) зарифовой шельф

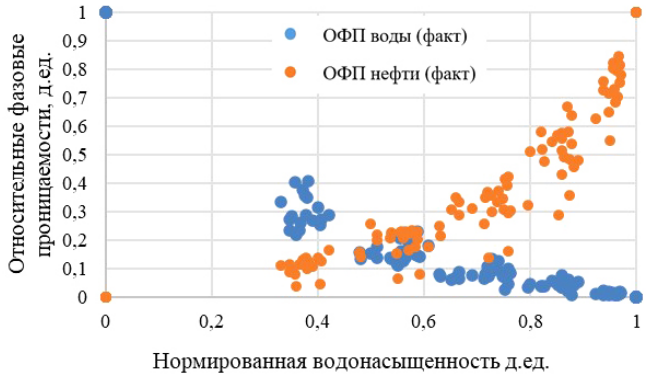


Рис. 2. Фактические данные ОФП группы фаций барьерного рифа 1 цикла рифостроения $D_3fm_1(el)$

групп. Перед расчетом была произведена нормализация признаков. Оптимальная граница, равная 12 мД, определена по наименьшему значению метрики компактности (рис. 3).

Рассчитанные кривые ОФП для групп фаций 1 цикла рифостроения $D_3fm_1(el)$ представлены на рис. 4.

Для 3 цикла рифостроения $D_3fm_1(el)$ относительные фазовые проницаемости представлены на рис. 5.

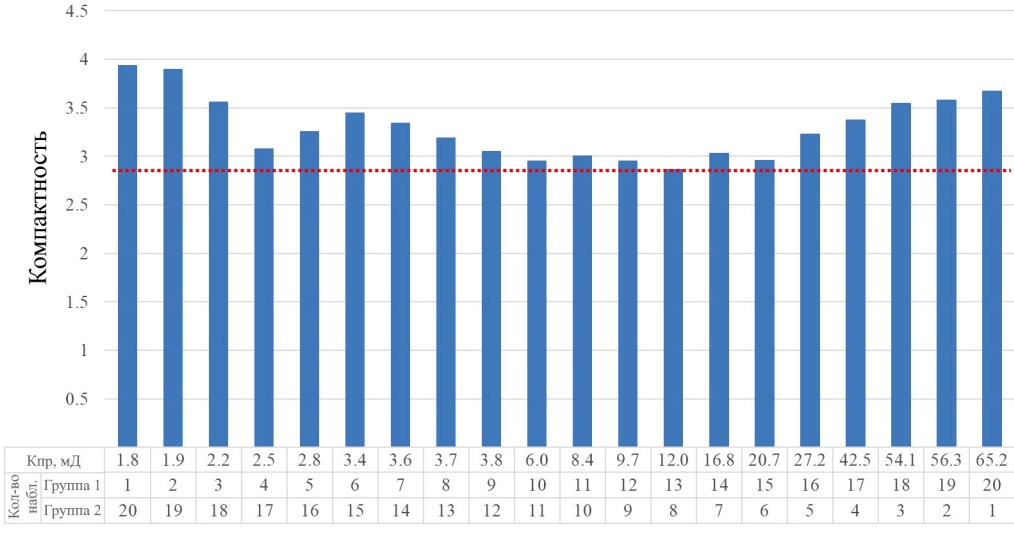
В ходе предыдущих исследований, представленных в работах (Ширинкин, 2021; Ширинкин, 2022), установлено, что скважины, располагающиеся в пределах фациальной группы барьерного рифа, имеют значительно большие дебиты нефти по сравнению с группой зарифового шельфа. Также отмечено, что породы-коллекторы барьерного рифа обладают более высокими значениями фильтрационных свойств относительно зарифового шельфа.

На следующем шаге для каждой группы фаций путем осреднения фактических данных определены концевые точки ОФП – остаточная нефтенасыщенность (Sowcr) и остаточная водонасыщенность (Swcr). На основании этих данных рассчитаны коэффициенты вытеснения (Квыт) по каждой группе фаций. Результаты расчетов представлены в таблице 2.

При анализе таблицы 2 установлено, что фации зарифового шельфа характеризуются большими значениями коэффициента вытеснения относительно фаций барьерного рифа. В задонском и 1-ом елецком цикле рифостроения повышенные коэффициенты вытеснения в группе фаций зарифового шельфа объясняются уменьшением остаточной водонасыщенности, вследствие повышения гидрофобности коллектора. В 3 елецком цикле рифостроения разница в значениях коэффициента вытеснения объясняется повышенным значением остаточной нефтенасыщенности в группе фаций барьерного рифа.

Создание цифровой модели месторождения с учетом фациальной зональности

На следующем этапе создан куб фаций. Для этого трехмерная сетка в гидродинамической модели разделена по выделенным циклам осадконакопления. Далее в каждом цикле осадконакопления, согласно схемам фациальной зональности, распределены группы фаций



Кпр, мД	1.8	1.9	2.2	2.5	2.8	3.4	3.6	3.7	3.8	6.0	8.4	9.7	12.0	16.8	20.7	27.2	42.5	54.1	56.3	65.2
Кол-во набл. Группа 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Кол-во набл. Группа 2	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1

Рис. 3. Определение оптимального граничного значения

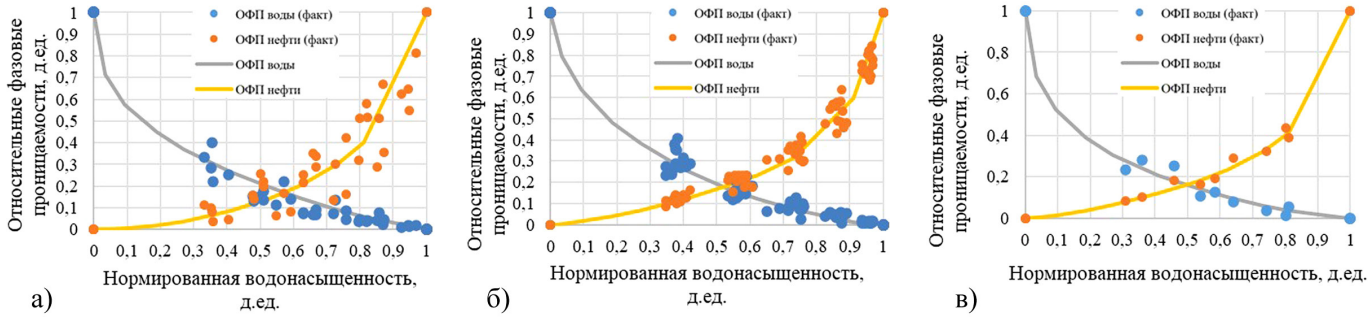


Рис. 4. ОФП для групп фаций 1 цикла рифостроения $D_3fm_1(el)$: а) группа барьерного рифа Кпр>12 мД, б) группа фаций барьерного рифа Кпр<12 мД, в) группа фаций зарифового шельфа

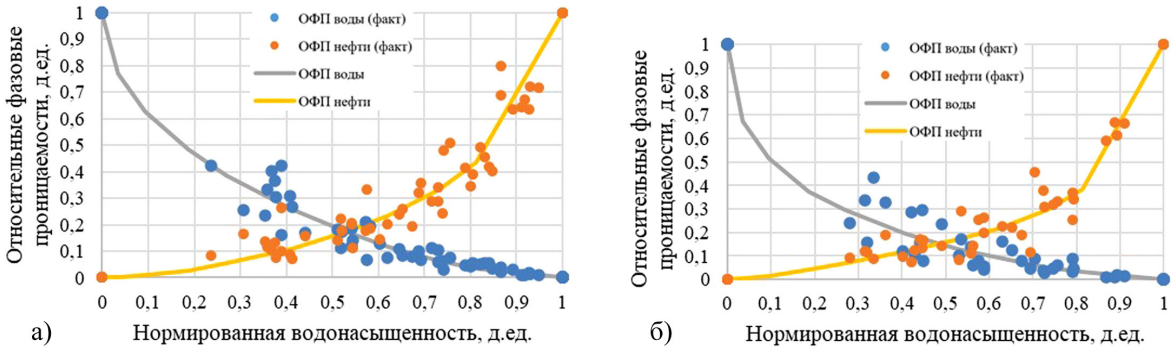


Рис. 5. ОФП для групп фаций 3 цикла рифостроения D_3fm_1(el): а) группа барьерного рифа, б) группа фаций зарифового шельфа

Цикл рифостроения	Фациальная группа	Swcr, д.ед.	Sowcr, д.ед.	Квыт, д.ед.
D_3fm_1(zd)	Барьерный риф	0,309	0,402	0,419
	Зарифовый шельф	0,05	0,41	0,57
D_3fm_1(el) (1-й цикл рифостроения)	Барьерный риф (Кпр>12 мД)	0,14	0,4	0,54
	Барьерный риф (Кпр<12 мД)	0,279	0,393	0,46
	Зарифовый шельф	0,1	0,39	0,56
D_3fm_1(el) (3-й цикл рифостроения)	Барьерный риф	0,12	0,42	0,52
	Зарифовый шельф	0,14	0,39	0,55

Табл. 2. Коэффициенты вытеснения по группам фаций

путем задания различных регионов в модели. Разрез полученного куба фаций представлен на рис. 6.

Таким же образом созданы кубы распределения концевых точек относительных фазовых проницаемостей (Swcr и Sowcr) по группам фаций.

Далее в геолого-гидродинамическую модель для каждой группы фаций загружены полученные зависимости ОФП, и проведено воспроизведение истории разработки объекта. Следует отметить, что разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления методом внутриконтурного заводнения.

Для проверки качества сходимости параметров разработки месторождения Альфа проведено сравнение расчетных показателей модели с ОФП по фациям, модели со стандартными ОФП, а также фактических показателей разработки (рис. 7, 8 и табл. 3). Для корректного сравнения результаты расчетов представлены после одной итерации.

Установлено, что при использовании отдельных зависимостей ОФП для каждой группы фаций сходимость с историческим трендом годовой добычи нефти и жидкости лучше, чем при использовании стандартных ОФП. Динамика обводненности с использованием стандартных ОФП превышает фактическую, при этом наблюдается недостаточный накопленный отбор жидкости (меньше на 18,2% относительно исторических показателей). При использовании отдельных ОФП по фациям отсутствует преждевременный рост обводненности, а значения наколенной добычи жидкости и нефти характеризуются более высокой сходимостью с фактическими данными.

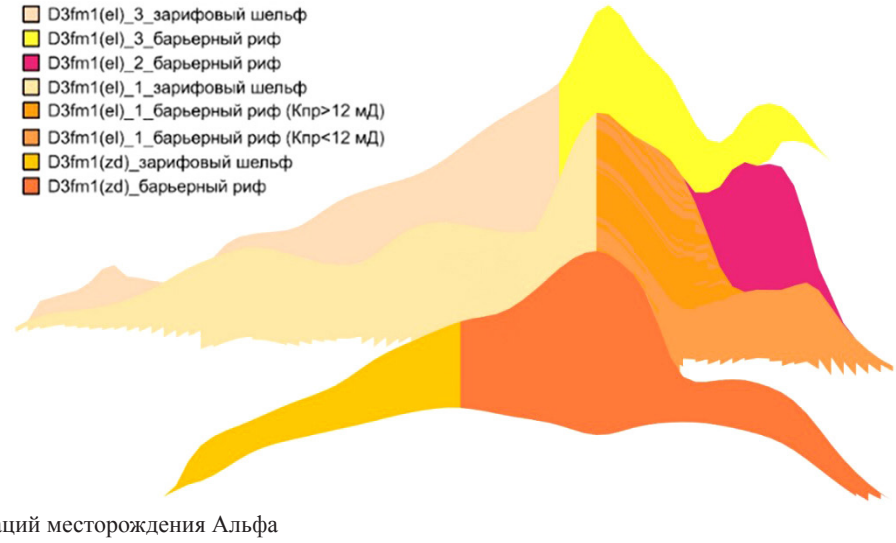


Рис. 6. Разрез куба фаций месторождения Альфа

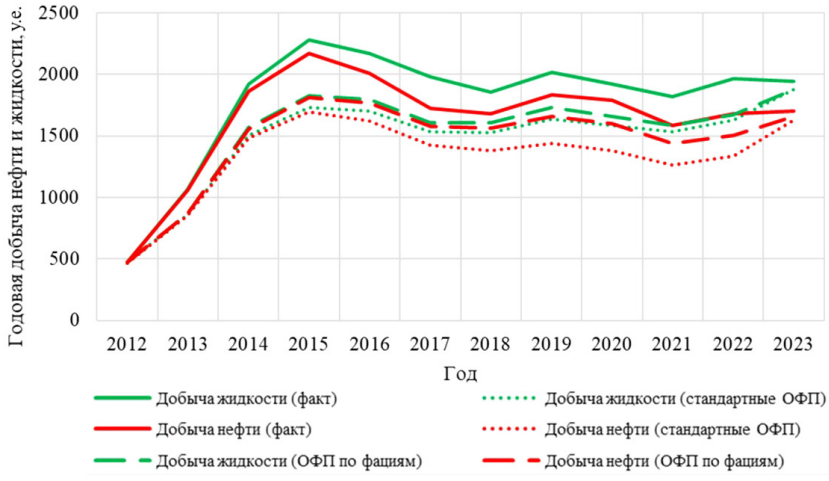


Рис. 7. Сравнение динамики добычи нефти и жидкости при воспроизведении истории разработки в гидродинамической модели

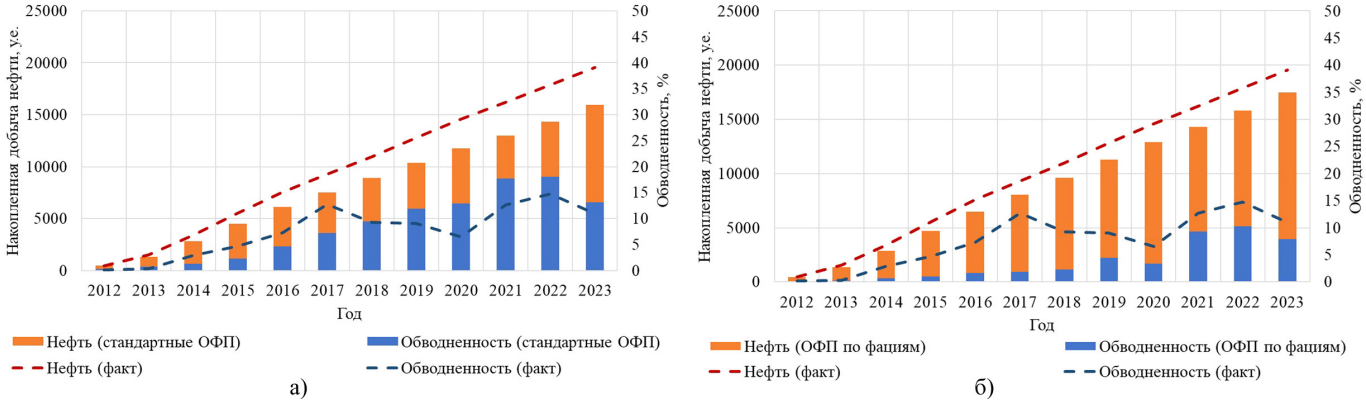


Рис. 8. Сравнение динамики изменения накопленной добычи нефти и обводненности при воспроизведении истории разработки в гидродинамической модели: а) при стандартных ОФП, б) при ОФП по фациям

Метод задания ОФП	Накопленная добыча жидкости, у.е.	Накопленная добыча нефти, у.е.	Отклонение накопленной добычи жидкости от факта, %	Отклонение накопленной добычи нефти от факта, %
ОФП по фациям	18267,6	17466,0	-15,1	-11,7
Стандартные ОФП	17591,1	15975,9	-18,2	-19,2
Факт	21516,3	19773,1		

Табл. 3. Сравнение накопленных показателей при воспроизведении истории разработки в гидродинамической модели

Планирования эксплуатационного бурения и зарезки боковых стволов

Перед началом прогнозных расчетов модель с использованием ОФП раздельно по фациям, показавшая лучшую сходимость с историческими данными, была доадаптирована для повышения прогнозной способности.

На следующем этапе на основе адаптированной геолого-гидродинамической модели месторождения составлена карта плотности остаточных запасов нефти. Полученная карта сопоставлена со схемами фациальной зональности месторождения. Далее на основе сопоставленных карт (рис. 9) выбраны наиболее благоприятные зоны заложения эксплуатационных скважин и зарезки боковых стволов: зоны повышенных плотностей остаточных запасов нефти, находящиеся в пределах фаций, характеризующихся лучшими фильтрационными свойствами коллекторов (группа фаций барьерного рифа).

С учётом данной методики заложения эксплуатационных скважин и зарезки боковых стволов выполнен прогнозный расчет геолого-гидродинамической модели месторождения Альфа. На рис. 10, 11 и в табл. 4 представлены результаты прогнозных расчетов.

В результате проектирования эксплуатационного бурения и геолого-технических мероприятий (ГТМ) по предложенной методике за 10 лет прогнозных расчетов удалось увеличить добычу нефти на 5551,5 у.е. по сравнению с базовым расчетом, при этом обводненность осталась практически неизменной – 1,2%.

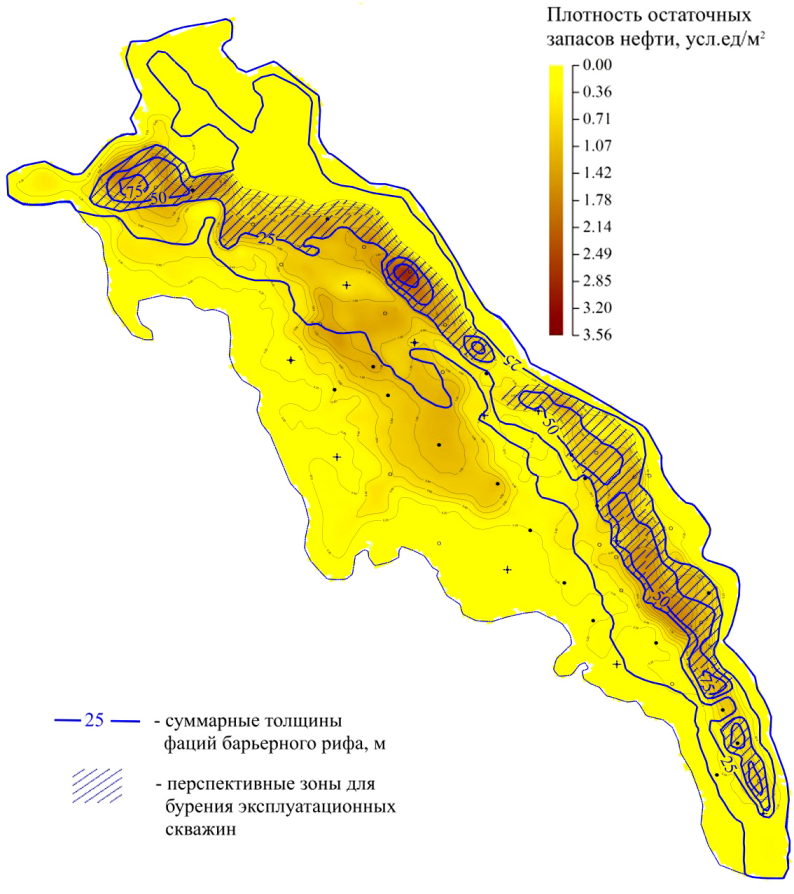


Рис. 9. Сопоставление карты плотности остаточных запасов с суммарными толщинами фаций барьерного рифа

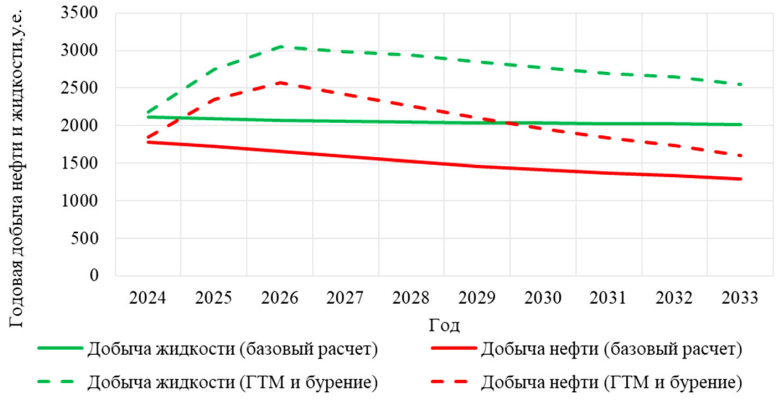


Рис. 10. Сравнение динамики добычи жидкости и нефти на прогнозе при базовой системе разработки и с учетом дополнительных мероприятий

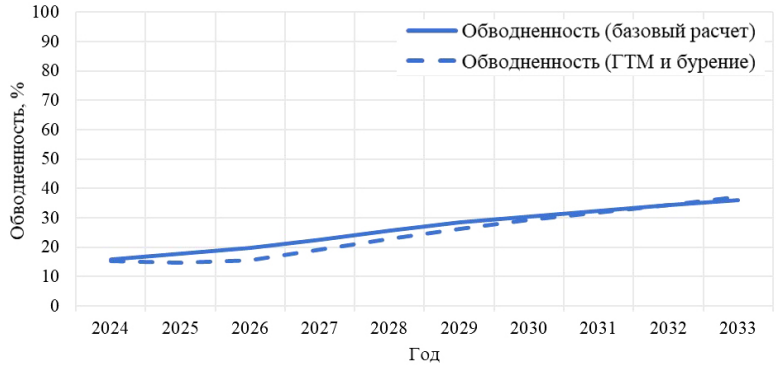


Рис. 11. Сравнение динамики обводненности на прогнозе при базовой системе разработки и с учетом дополнительных мероприятий

Тип прогнозного расчета	Накопленная добыча жидкости, у.е.	Накопленная добыча нефти, у.е.	Обводненность, %
Базовый расчет	20521,1	15140,8	35,9
Расчет с предложенными мероприятиями	27419,2	20692,3	37,1
Дополнительная добыча флюида/изменение обводненности	+6898,1	+5551,5	+1,2

Табл. 4. Сравнение накопленных показателей за 10 лет прогноза при базовой системе разработки и с учетом дополнительных мероприятий

Заключение

В работе показано применение методики моделирования месторождений с трудноизвлекаемыми запасами с учетом фациальной зональности на примере месторождения Альфа.

Поведен анализ фациальной зональности месторождения, в рамках которого выделены две различные группы фаций в каждом цикле рифостроения: фациальная группа барьерного рифа и фациальная группа зарифового шельфа. Выполнена привязка определений ОФП по группам фаций, после чего для каждой группы фаций проведена аппроксимация фактических значений относительных фазовых проницаемостей с использованием LET-модели.

Проведено распределение выделенных групп фаций в геолого-гидродинамической модели путем задания различных регионов в трехмерной сетке, также проведена загрузка зависимостей ОФП по фациям. После этого выполнено воспроизведение истории разработки месторождения. Установлено, что при использовании отдельных зависимостей ОФП для каждой группы фаций сходимость с историческим трендом лучше, чем при использовании стандартных ОФП. Отклонение по накопленной добыче жидкости и нефти уменьшилось с –18,2% до –15,1% и с 19,1% до –11,7% соответственно.

На основе адаптированной геолого-гидродинамической модели месторождения составлена карта плотности остаточных запасов нефти, которая совместно с картами фациальной зональности использована для проектирования эксплуатационного бурения и ГТМ. Запроектированные по предложенной методике мероприятия позволили за 10 лет прогнозных расчетов увеличить добычу нефти на 5551,5 у.е. по сравнению с базовым расчетом, при практически низменной обводненности – 1,2%.

Финансирование

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Литература

Вашакидзе Н.С., Филиппова Г.В., Рауш Н.Л., Осипов Г.С. (2024). Введение в оценку качества кластерного анализа. *Международный журнал гуманитарных и естественных наук*, 10-2(97), с. 86–89. https://doi.org/10.24412/2500-1000-2024-10-2-86-89

Гареева А.А. (2020). Значение геолого-гидродинамического моделирования при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. *Актуальные исследования*, 22, с. 68–70.

Губайдуллин М.Г., Юрьев А.В., Белозеров И.П. (2017). Экспериментальные исследования относительных фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения нефти водой в сложно построенных коллекторах. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2, с. 49–52.

Дубровин М.Г., Вокина В.Р., Ядрышникова О.А. (2022). О применении LET-модели для аппроксимации керновых относительных фазовых проницаемостей. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. *Нефть, газ, энергетика*, 8(4), с. 144–162. https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-4-144-162

Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н. Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А. (2017). Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 2). *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 90–93. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93

Коровин М.О. (2021). Учёт влияния относительных фазовых проницаемостей на адаптацию месторождения с терригенным типом коллектора. Известия Томского политехнического университета. *Инжиниринг георесурсов*, 332(4), с. 173–180. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3161

Ладейщиков С.В., Фадеев А.П., Дорофеев Н.В., Сабельников И.С., Жемчугова Т.А., Южаков А.Л. (2022). Комплексный подход к созданию трехмерных геологических моделей на примере месторождений Тимано-Печорского региона. *Бурение и нефть*, 12, с. 14–21.

Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П. (2012). Экспериментальное изучение влияния масштабных эффектов на характеристики двухфазной фильтрации. *Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика*, 1(5), с. 1–3.

Овчаров В.В. (2014). Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов. *Вестник кибернетики*, 1(13), с. 10–16.

Поздняков А.А., Корешков Р. В. (2011). Определение характеристик двухфазной фильтрации по промысловым данным. *Известия вузов. Нефть и газ*, 4, с. 60–65.

Рясной А.А., Савельева Е.Н. (2019). Влияние вторичных процессов на коллекторские свойства карбонатных пород верейского нефтегазоносного комплекса (Северо-Запад Республики Башкортостан). *Региональная геология и металлогения*, 77, с. 27–39.

Степаненко А.А. (2018). Практические методики гидродинамического моделирования. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 9, с. 41–45. https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-9-41-45

Степанов С.В., Лопатина Е.С., Загоровский М.А., Зубарева И.А. (2024). Многомасштабное моделирование добычи высоковязкой нефти при закачке воды и раствора полимера. *Автоматизация и информатизация ТЭК*, 7(612), с. 51–60.

Тудвачев А.В., Коносавский П.К. (2013). Анализ и прогнозирование зависимостей функции фазовой проницаемости нефтенасыщенных коллекторов на примере месторождений Сургутского и Вартовского сводов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Вестник Санкт-Петербургского университета. Науки о Земле*, 1, с. 31–41.

Ширинкин Д.О. (2021) Анализ влияния фациального строения на разработку и эксплуатацию Восточно-Ламбейшорского месторождения Тимано-Печорской провинции. *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых*, 1, с. 67–71.

Ширинкин Д.О. (2022) Анализ неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств пласта елецкой залежи Восточно-Ламбейшорского месторождения. *Материалы конференции «Нефть и газ – 2022»*, Москва, 25–29 апреля 2022.

Шурунов А.В. (2025). Определение параметров зависимостей относительных фазовых проницаемостей с помощью гидродинамических исследований скважин и численного моделирования

для низкопроницаемого терригенного коллектора. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 16(1), с. 24-35. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05

Arnold D., Demyanov V., Christie M., Bakay A., Gopa K. (2016). Optimisation of decision making under uncertainty throughout field lifetime: A fractured reservoir example. *Computers & Geosciences*, 95, pp. 123–139. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2016.07.011

Dominguez G. C., Fernando S. V., Chilingarian G. V. (1992). Simulation of carbonate reservoirs. *Developments in petroleum science*, 30, pp. 543–588. https://doi.org/10.1016/S0376-7361(09)70135-9

Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H. (1986). Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Boca Raton: CRC Press., 152 p. https://doi.org/10.1201/9781351076326

Honarpour M., Mahmood S.M. (1988). Relative-permeability measurements: An overview. *Journal of petroleum technology*, 40(8), pp. 963-966. https://doi.org/10.2118/18565-PA

Li R., Chen Q., Deng H., Fu M., Hu L., Xie X., Zhang L., Guo X., Fan H., Xiang Z. (2021). Quantitative evaluation of the carbonate reservoir heterogeneity based on production dynamic data: A case study from Cretaceous Mishrif formation in Halfaya oilfield, Iraq. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 206, pp. 109007. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109007

Lomeland F., Orec A. S. (2018). Overview of the LET family of versatile correlations for flow functions. *In proceedings of the International Symposium of the Society of Core Analysts*, 27-30 August 2018, Trondheim, Norway. https://www.jgmaas.com/SCA/2018/SCA2018-056.pdf

Lucia F. J., Kerans C., Jennings J. W. (2003). Carbonate reservoir characterization. *Journal of Petroleum Technology*, 55, pp. 70–72. https://doi.org/10.2118/82071-JPT

Mahdaviara M., Rostami A., Keivanimehr F., Shahbazi K. (2021). Accurate determination of permeability in carbonate reservoirs using Gaussian Process Regression. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, pp. 107807. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107807

Martin A. J., Solomon S. T., Hartmann D. J. (1997). Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs. *AAPG Bulletin*, 81, pp. 734–759. https://doi.org/10.1306/522B482F-1727-11D7-8645000102C1865D

Masalmeh S. K., Jing X. D. (2007). Improved characterisation and modelling of carbonate reservoirs for predicting waterflood performance. *Proceedings of the International Petroleum Technology Conference*, Dubai, U.A.E., 4–6 December 2007. https://doi.org/10.2523/IPTC-11722-MS

McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. (2015). Core analysis: a best practice guide. Elsevier, 540 p.

Shenawi S.H., White J.P., Elrafie E.A., El-Kilany K.A. (2007). Permeability and Water Saturation Distribution by Lithologic Facies and Hydraulic Units: A Reservoir Simulation Case Study". *In proceedings of the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama, Bahrain, 11–14 March 2007. https://doi.org/10.2118/105273-MS

Tadayoni M., Khalilbeyg M., Bin Junin R. (2020). A new approach to heterogeneity analysis in a highly complex carbonate reservoir by using borehole image and conventional log data. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, pp. 2613–2629. https://doi.org/10.1007/s13202-020-00930-4

Yekta A.E., Manceau J., Gaboreau S., Pichavant M., Audigane P. (2018). Determination of hydrogen–water relative permeability and capillary pressure in sandstone: application to underground hydrogen injection in sedimentary formations. *Transport in Porous Media*, 122(2), pp. 333–356. https://doi.org/10.1007/s11242-018-1004-7

Сведения об авторах

Сергей Николаевич Кривощеков – кандидат техн. наук, доцент, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: krivoshchekov@gmail.com

Александр Александрович Кочнев – кандидат техн. наук, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: sashakoch93@gmail.com

Евгений Сергеевич Ожгибесов – ассистент, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: ozhgibesov2015@yandex.ru

Дмитрий Олегович Ширинкин – младший научный сотрудник, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: shirinkindo.40@mail.ru

Алексей Леонидович Южаков – кандидат техн. наук, доцент, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., 29,
e-mail: uzual94@gmail.com

Статья поступила в редакцию 01.04.2025;
Принята к публикации 03.09.2025;
Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Hydrodynamic Modeling of Complex Carbonate Reservoirs Considering Facies Zonality

S.N. Krivoshchekov[*], *A.A. Kochnev, E.S. Ozhgibesov, D.O. Shirinkin, A.L. Yuzhakov*
Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation
[*]*Corresponding author: Sergey N. Krivoshchekov, e-mail: krivoshchekov@gmail.com*

Abstract. Hydrodynamic modeling is an important stage in the design of rational development of oil fields. However, the process of model creation is accompanied by a large number of difficulties associated with the uncertainty of reservoir properties. This problem is especially relevant when modeling complex carbonate reservoirs. One of the key parameters required to create a hydrodynamic model are the dependences of relative phase permeabilities. The standard approach is to create single dependences of relative phase permeabilities for the whole reservoir. However, at such an approach the peculiarities of filtration in separate zones of the formation are minimized. Within the framework of this study we have created a hydrodynamic model of the field characterized by a complexly constructed carbonate reservoir, taking into account the facies zonality in determining the dependences of relative phase permeabilities. In the course of the work the

laboratory studies were linked to different facies zones of the deposit. For each facies zone, approximation of relative phase permeability dependences was carried out using LET model. The distribution of selected facies in the hydrodynamic model by specifying different regions in a three-dimensional grid was carried out, and the loading of dependences of relative phase permeabilities by facies zones was also carried out. According to the modeling results, it was found that the use of separate dependencies of relative phase permeabilities for each facies zone increases the convergence of technological indicators of development with the historical trend compared to the standard approach. The study also included the design of geological and technological measures on the modified model taking into account facies zonality. The designed measures allowed for 10 years of forecast calculations to increase oil production by 5551.5 c.u. in comparison with the basic calculation, with practically unchanged watercut – 1.2%.

Keywords: complex carbonate reservoir, facies zonality, relative phase permeabilities, displacement coefficient, hydrodynamic model

Acknowledgements

The research was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Project No. FSNM-2023-0005).

Recommended citation: Krivoshchekov S.N., Kochnev A.A., Ozhgibesov E.S., Shirinkin D.O., Yuzhakov A.L. (2025). Hydrodynamic Modeling of Complex Carbonate Reservoirs Considering Facies Zonality. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 235–245. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.10

References

Arnold D., Demyanov V., Christie M., Bakay A., Gopa K. (2016). Optimisation of decision making under uncertainty throughout field lifetime: A fractured reservoir example. *Computers & Geosciences*, 95, pp. 123–139. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2016.07.011

Dominguez G. C., Fernando S. V., Chilingarian G. V. (1992). Simulation of carbonate reservoirs. *Developments in petroleum science*, 30, pp. 543–588. https://doi.org/10.1016/S0376-7361(09)70135-9

Dubrovin M. G., Vokina V. R., Yadryshnikova O. A. (2022). On the application of LET-model for approximation of core relative phase permeabilities. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 8(4), pp. 144–162. (In Russ.) https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-4-144-162

Gareeva A.A. (2020). Significance of geological and hydrodynamic modeling in the development and operation of oil and gas fields. *Actual researches*, 22, pp. 68–70. (In Russ.)

Gubaidullin, M. G., Yuryev A. V., Belozerov I. P. (2017). Experimental studies of relative phase permeabilities and oil-water displacement coefficients in complexly constructed reservoirs. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2, pp. 49–52. (In Russ.)

Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H. (1986). Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Boca Raton: CRC Press., 152 p. https://doi.org/10.1201/9781351076326

Honarpour M., Mahmood S.M. (1988). Relative-permeability measurements: An overview. *Journal of petroleum technology*, 40(8), pp. 963–966. https://doi.org/10.2118/18565-PA

Korovin, M.O. (2021). Accounting for the influence of relative phase permeabilities on the adaptation of a field with terrigenous reservoir type. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332(4), pp. 173–180. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3161

Ladeyshchikov S.V., Fadeev A.P., Dorofeev N.V., Sabelnikov I.S., Zhemchugova T.A., Yuzhakov A.L. (2022). An integrated approach to creating three-dimensional geological models using the example of Timan-Pechora region fields. *Drilling and Oil*, 12, pp. 14–21. (In Russ.)

Li R., Chen Q., Deng H., Fu M., Hu L., Xie X., Zhang L., Guo X., Fan H., Xiang Z. (2021). Quantitative evaluation of the carbonate reservoir heterogeneity based on production dynamic data: A case study from Cretaceous Mishrif formation in Halfaya oilfield, Iraq. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 206, 109007. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109007

Lomeland F., Orec A. S. (2018). Overview of the LET family of versatile correlations for flow functions. *Proceedings of the International Symposium of the Society of Core Analysts*, 27–30 August 2018, Trondheim, Norway. https://www.jgmaas.com/SCA/2018/SCA2018-056.pdf

Lucia F. J., Kerans C., Jennings J. W. (2003). Carbonate reservoir characterization. *Journal of Petroleum Technology*, 55, pp. 70–72. https://doi.org/10.2118/82071-JPT

Mahdaviara M., Rostami A., Keivanimehr F., Shahbazi K. (2021). Accurate determination of permeability in carbonate reservoirs using Gaussian Process Regression. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107807. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107807

Martin A. J., Solomon S. T., Hartmann D. J. (1997). Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs. *AAPG Bulletin*, 81, pp. 734–759. https://doi.org/10.1306/522B482F-1727-11D7-8645000102C1865D

Masalmeh S. K., Jing X. D. (2007). Improved characterisation and modelling of carbonate reservoirs for predicting waterflood performance. *Proceedings of the International Petroleum Technology Conference*, Dubai, U.A.E., 4–6 December 2007. https://doi.org/10.2523/IPTC-11722-MS

McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. (2015). Core analysis: a best practice guide. Elsevier, 540 p.

Mikhailov N.N., Gurbatova I.P. (2012). Experimental study of the influence of scale effects on the characteristics of two-phase filtration. *Georesources. Geoenergetics. Geopolitics*, 1(5), pp. 1–3. (In Russ.)

Ovcharov V.V. (2014). Review of calculation methods and correction procedures of relative phase permeability curves for hydrodynamic modeling of hydrocarbon deposits. *Vestnik cybernetiki*, 1(13), pp. 10–16. (In Russ.)

Pozdnyakov A.A., Koreshkov R. B. (2011). Determination of two-phase filtration characteristics from field data. *Izvestiya vuzov. Neft i gas*, 4, pp. 60–65. (In Russ.)

Ryasnoy A.A., Savelyeva E.N. (2019). Influence of secondary processes on the reservoir properties of carbonate rocks of the Vereisky oil and gas bearing complex (North-West of the Republic of Bashkortostan). *Regional Geology and Metallogeny*, 77, pp. 27–39. (In Russ.)

Shenawi S.H., White J.P., Elrafie E.A., El-Kilany K.A. (2007). Permeability and Water Saturation Distribution by Lithologic Facies and Hydraulic Units: A Reservoir Simulation Case Study». *Proceedings of the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama, Bahrain, 11–14 March 2007. https://doi.org/10.2118/105273-MS

Shirinkin D.O. (2021) Analysis of the influence of facies structure on the development and operation of the East Lambeyshor field of the Timan-Pechora province. *Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits*, 1, pp. 67–71. (In Russ.)

Shirinkin D.O. (2022) Analysis of heterogeneity of filtration-capacitive properties of the formation of the Yelets deposit of the East-Lambeyshorskoye field. *Proc. Oil and Gas Conference*, Moscow, 25–29April 2022. (In Russ.)

Shurunov A.V. (2025). Determination of parameters of dependences of relative phase permeabilities using hydrodynamic studies of wells and numerical modeling for a low-permeability terrigenous reservoir. *Actual problems of oil and gas*, 16(1), pp. 24–35. (In Russ.) https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05

Stepanenko, A.A. (2018). Practical techniques of hydrodynamic modeling. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 9, pp. 41–45. (In Russ.) https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-9-41-45

Stepanov S.V., Lopatina E.S., Zagorovsky M.A., Zubareva I.A. (2024). Multiscale modeling of high-viscosity oil production with water and polymer solution injection. *Automation and informatization of the fuel and energy complex*, 7(612), pp. 51–60. (In Russ.)

Tadayoni M., Khalilbeyg M., Bin Junin R. (2020). A new approach to heterogeneity analysis in a highly complex carbonate reservoir by using borehole image and conventional log data. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, pp. 2613–2629. https://doi.org/10.1007/s13202-020-00930-4

Tudvachev A.V., Konosavsky P.K. (2013). Analysis and forecasting of phase permeability function dependencies of oil-saturated reservoirs on the example of fields of Surgut and Vartovskiy vaults of West Siberian oil and gas province. *Bulletin of St. Petersburg University. Earth Sciences*, 1, pp. 31–41. (In Russ.)

Vashakidze N.S., Filippova G.V., Raush N.L., Osipov G.S. (2024). Introduction to the assessment of the quality of cluster analysis. International *Journal of Humanities and Natural Sciences*, 10–2(97), pp. 86–89. (In Russ.) https://doi.org/10.24412/2500-1000-2024-10-2-86-89

Yekta A.E., Manceau J., Gaboreau S., Pichavant M., Audigane P. (2018). Determination of hydrogen–water relative permeability and capillary pressure

in sandstone: application to underground hydrogen injection in sedimentary formations. *Transport in Porous Media*, 122(2), pp. 333–356. https://doi.org/10.1007/s11242-018-1004-7

Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Vasiliev I.V., Anikeev D.P., Tsagan-Mandzhiev T.N. Rodionov A.E., Lachugin D.S., Afanasyev V.S., Afanasyev S.V., Antonovich A.A. (2017). Conducting comprehensive studies to assess the relative phase permeabilities for oil and water and the displacement efficiency under conditions of abnormally low reservoir injectivity (part 2). *Oil Industry*, 10, pp. 90–93. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93

About the Authors

Sergey N. Krivoschekov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: krivoshchekov@gmail.com

Alexander A. Kochnev – Cand. Sci. (Engineering), Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: sashakoch93@gmail.com

Evgeny S. Ozhgibesov – Assistant, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: ozhgibesov2015@yandex.ru

Dmitry O. Shirinkin – Junior Researcher, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: shirinkindo.40@mail.ru

Aleksey L. Yuzhakov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Perm National Research Polytechnic University,
29 Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: uzual94@gmail.com

Manuscript received 1 April 2025;
Accepted 3 September 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.22 УДК 532.5:622.276

Влияние характерного расстояния между скважинами на эффективность выработки запасов в условиях трещиновато-пористого коллектора

Д.Ю. Легостаев[1,2], С.П. Родионов[1,2], О.Н. Пичугин[2], А.С. Ильин[1,2]*

[1]*Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия*

[2]*Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*

Коллекторы трещиновато-пористого типа имеют широкое распространение и содержат значительную долю запасов углеводородов. При этом трещиноватость горных пород оказывает значительное влияние на процессы разработки нефтяных месторождений. В частности, заводнение трещиноватых коллекторов может приводить к быстрым прорывам воды к добывающим скважинам. В связи с этим представляется важным исследование влияния характерного расстояния между скважинами (плотность сетки скважин) на эффективность выработки запасов в условиях трещиноватого коллектора.

В работе рассмотрена двумерная двухфазная фильтрация несжимаемых жидкостей в трещиновато-пористом коллекторе. Исследование проведено на примере трех вариантов систем трещин с одинаковой плотностью, характеризуемых при этом разной степенью связности. Данные варианты системы трещин получены путем случайной генерации: каждая трещина в системе имела случайную длину, положение и ориентацию. Распределение трещин по длинам подчинялось степенному закону. Моделирование фильтрации в трещиновато-пористой среде проведено с помощью модели дискретных трещин. Исследовано влияние характерного расстояния между скважинами на эффективность выработки запасов.

Исследование зависимости эквивалентной проницаемости и коэффициента извлечения нефти от характерного расстояния между скважинами показало, что в условиях трещиноватого коллектора размещение добывающих и нагнетательных скважин на малом расстоянии друг от друга в зависимости от структуры системы трещин может быть либо неэффективным, либо связано с повышенным риском.

Ключевые слова: трещиновато-пористый коллектор, модель дискретных трещин, коэффициент извлечения нефти, эквивалентная проницаемость, заводнение

Для цитирования: Легостаев Д.Ю., Родионов С.П., Пичугин О.Н., Ильин А.С. (2025). Влияние характерного расстояния между скважинами на эффективность выработки запасов в условиях трещиновато-пористого коллектора. *Георесурсы,* 27(4), с. 246–253. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.22

Введение

В последнее время в разработку все больше вводятся трудноизвлекаемые запасы, приуроченные к естественно трещиноватым коллекторам (Жуков, Моторыгин, 2022; Лушпеев и др., 2023). Разработка трещиноватых коллекторов сопряжена с низкой прогнозируемостью показателей разработки, которая связана с высокой неопределенностью параметров трещиноватости (Nelson, 2001; Щекин и др., 2021; Kharrat, Ott, 2023). Поскольку наличие системы пластовых трещин может приводить к быстрым прорывам закачиваемой воды в область добычи, то становится актуальной проблема планирования и организации системы поддержания пластового давления в трещиновато-пористых коллекторах (Пичугин и др., 2015). В частности, в этом случае одной из задач, связанной с организацией системы разработки, является определение оптимальной плотности сетки скважин (Закиров, 2002). Известно, что в общем случае в условиях порового коллектора увеличение плотности сетки скважин приводит к увеличению нефтеотдачи, однако для трещиноватых коллекторов данный вопрос остается открытым. В ряде работ на основе численного моделирования исследован вопрос оптимального размещения скважин и влияния расстояния между скважинами на коэффициент извлечения нефти для пористых коллекторов (Владимиров, Надыров, 2016; Bakhtizin et al., 2023).

Существенная степень неопределенности параметров системы трещин является ключевым фактором при решении задач разработки и моделирования трещиноватых коллекторов. Так как истинное расположение трещин в пласте достоверно неизвестно, становится необходимым

* Ответственный автор: Дмитрий Юрьевич Легостаев
e-mail: legostaevdy@yandex.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

использование вероятностного описания, которое предполагает задание законов распределения трещин по длине, ориентации и расположению (Gutierrez, Youn, 2015; Liu et al., 2016). Также трещиноватость характеризуется существенной разномасштабностью: от микротрещин, составляющих десятые и сотые доли метра (масштаб керна), до макротрещин протяженностью в сотни и тысячи метров (масштаб месторождения). Данное свойство системы трещин выражается в виде степенного закона распределения трещин по длинам (Захаров, 2008; Bonnet et al., 2001). Степенной закон распределения трещин по длинам допускает появление протяженных «магистральных» каналов, которые могут оказывать определяющее влияние на фильтрационные потоки.

Важным вопросом при моделировании фильтрационных процессов в трещиноватых средах является выбор подхода к моделированию трещин, который должен учитывать особенности строения системы трещин. Ряд исследователей отмечают, что наиболее влияющим на фильтрационные процессы параметром является связность систем трещин (Пергамент, Томин, 2011; Блонский и др., 2017; Легостаев, Родионов, 2021). Широко известна модель двойной пористости (Баренблатт и др., 1960; Warren, Root, 1963). Однако, ключевыми допущениями данной модели являются связность системы трещин и наличие представительного объема, что не всегда выполняется на практике. Альтернативным вариантом является использование модели дискретных трещин (Karimi-Fard et al., 2004), которая предполагает непосредственное моделирование течения в каждой трещине. Данная модель не имеет ограничений на геометрическое строение системы трещин, но при этом ее использование связано с высокими вычислительными затратами.

Целью настоящей работы является исследование влияния характерного расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами на величину нефтеотдачи в трещиновато-пористых коллекторах для систем трещин с различной степенью связности (от слабо- до сильносвязных). В связи с этим для моделирования фильтрационных процессов в трещиновато-пористых коллекторах необходимо использовать модели дискретных трещин. Исследование проведено на примере трех вариантов систем трещин с различной связностью, полученных с помощью случайной генерации. Исследовано влияние характерного расстояния между областями добычи и закачки на эквивалентную проницаемость трещиновато-пористого коллектора и коэффициента извлечения нефти. Для анализа результатов использовались расчетные кривые обводнения.

Математическая модель фильтрации в трещиновато-пористой среде

Рассматривается двумерная двухфазная фильтрация воды и нефти в трещиновато-пористой среде (Легостаев, Родионов, 2021). Приняты следующие допущения: фазы являются несжимаемыми и несмешивающимися, скелет горной породы и трещины недеформируемые, гравитационные эффекты не учитываются. Величины, относящиеся к матрице горной породы и системе трещин, обозначены с помощью верхних индексов m и f соответственно. В рамках принятых допущений уравнения двухфазной фильтрации в поровом пространстве принимают следующий вид:

$$\varphi \frac{\partial S_n^m}{\partial t} + \mathrm{div}(\vec{w}_n^m) = 0,$$

где нижний индекс $n = w$ соответствует воде, $n = o$ – нефти, S_n^m – насыщенность n-ой фазой, φ – пористость горной породы, $\vec{w}_n^m$ – скорость фильтрации в пористой среде.

Скорость фильтрации каждой фазы в пористой среде определяется из обобщенного закона Дарси:

$$\vec{w}_n^m = -\frac{k^m k_{rn}^m}{\mu_n} \mathrm{grad}(P_n^m),$$

где k^m – абсолютная проницаемость пористой среды, k_{rn}^m – относительная фазовая проницаемость, μ_n – вязкость n-ой фазы, P_n^m – давление фазы в пористой среде.

Поскольку продольные размеры трещины существенно преобладают над ее поперечными размерами, то в двумерном случае трещины рассматриваются как одномерные объекты. При рассмотрении процессов фильтрации трещина представляется как узкая щель, окруженная матрицей горной породы. Квазиодномерные уравнения фильтрации воды и нефти в трещине имеют вид:

$$\delta \frac{\partial S_n^f}{\partial t} + \frac{\partial q_n^f}{\partial x^f} = -q_n^+ - q_n^-,$$

где q_n^f – поток фазы вдоль трещины, x^f – координата, изменяющаяся вдоль трещины, $q_n^\pm$ – удельный расход фазы на границе трещина-матрица, δ – раскрытость трещины.

Величина потока вдоль трещины определяется в соответствии с кубическим законом:

$$q_n^f = -\frac{\delta^3 k_{rn}^f}{12\mu_n} \frac{\partial P_n^f}{\partial x^f}.$$

На границах трещины, обозначенных индексами ±, должны выполняться условия непрерывности давления и потоков. При этом величина $q_n^\pm$ по нормали к границе матрица-трещина пропорциональна градиенту давления и определяется как

$$q_n^\pm = -\frac{k^m k_{rn}^m}{\mu_n} \frac{\partial P_n^m}{\partial \vec{n}^\pm},$$

где $\vec{n}^\pm$ – вектор нормали к границам трещины.

При рассмотрении системы трещин две трещины либо не пересекаются, либо имеют одну общую точку. При этом в точке пересечения трещин также должны выполняться условия непрерывности давления и потоков.

При совместном течении нефти и воды в поровом пространстве и системе трещин справедливо соотношение

$$\sum_{n=o,w} S_n^\gamma = 1, \gamma = m, f.$$

Рассматривается случай гидрофильной горной породы, тогда капиллярное давление в системе нефть-вода определяется как $P_{cow}^\gamma = P_o^\gamma - P_w^\gamma$. В работе рассматриваются трещины с раскрытостью порядка сотен микрометров, что позволяет пренебречь капиллярным давлением в них. Тогда выражения для капиллярных давлений в пористой среде и трещинах имеют вид:

$$P_{cow}^m = \sigma \cos(\theta) \sqrt{\frac{\phi^m}{k^m}} J(S_w^m), P_{cow}^f = 0,$$

где σ – коэффициент межфазного натяжения, θ – краевой угол смачивания, $J(S_w^m)$ – безразмерная J-функция Леверетта.

Методика численного моделирования

Для моделирования фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах используется модель дискретных трещин (Karimi-Fard et al., 2004). Данный подход требует явного описания структуры системы трещин с помощью построения неструктурированных расчетных сеток. Для построения неструктурированных сеток используется открытый пакет Gmsh (Geuzaine, Remacle, 2009). Численное решение уравнений двухфазной фильтрации реализовано с помощью IMPES-метода (Каневская, 2002).

Постановка задачи

Рассматривается элемент трещиновато-пористого коллектора, в котором имеется система трещин, образованная из трещин со случайным положением и ориентацией. При этом для распределения трещин по длинам используется степенной закон (Bonnet et al., 2001):

$$n(l) = Al^{-a},$$

где $l \in [l_{min}, l_{max}]$ – длина трещины, $n(l)dl$ – количество трещин с размером l попадающих в интервал $[l,\ l+dl]$, A – нормировочная константа, a – показатель степени. Степенной закон позволяет описать присущую системе пластовых трещин разномасштабность.

Для описания особенностей геометрического строения трещиноватой среды используется плотность системы трещин γ и параметр перколяции p, выражения для которых имеют вид:

$$\gamma = \frac{\sum_{i=1}^{n_f} l_i}{L^2},$$

$$p = \frac{\sum_{i=1}^{n_f} l_i^2}{L^2},$$

где l_i – длина i-ой трещины, L – размер рассматриваемой области, n_f – количество трещин в системе.

Плотность системы трещин γ характеризует степень трещиноватости горных пород и представляет собой отношение суммарной длины трещин к площади рассматриваемой области. Параметр перколяции p используется для характеристики связности системы трещин (Bour, Davy, 1997). При малых значениях p система трещин слабосвязная и состоит преимущественно из изолированных друг от друга трещин. При больших значениях параметра перколяции система трещин является связной, большинство трещин в данном случае включено в один кластер. Важной характеристикой системы трещин является пороговое (критическое) значение параметра перколяции p_c, при котором в системе образуется перколяционный кластер, то есть возникает связь между источником и стоком по системе трещин. Так, при рассмотрении бесконечной двумерной области значение порога перколяции p_c равно 5.6 (Bour, Davy, 1997; Lei, Wang, 2016). При рассмотрении трещиноватых сред в области конечного размера (например, порядка расстояния между скважинами) существование перколяционного кластера вблизи порога перколяции носит вероятностный характер, поэтому строго определенного значения p_c в этом случае не существует. Известно, что фильтрационные свойства трещиновато-пористых сред и влияние трещиноватости на процесс извлечения нефти существенным образом зависят от связности системы трещин (Пергамент, Томин, 2011; Легостаев, Родионов, 2021). При этом наиболее сильные изменения фильтрационных свойств пласта наблюдаются вблизи порога перколяции (Легостаев, Родионов, 2023).

Как отмечено выше, связность системы трещин оказывает определяющее влияние на фильтрационные свойства трещиновато-пористых коллекторов и, как следствие, на эффективность вытеснения нефти. В связи с этим исследование проведено для систем трещин с различной характерной связностью. В данной работе рассматривался трещиновато-пористый коллектор, находящийся внутри квадратной области с размером стороны L = 1000 м. Для проведения исследования с помощью случайной генерации было создано три варианта систем трещин с различными показателями степени a в законе распределения трещин по длинам. Данные варианты приведены на рис. 1, откуда видно, что при увеличении значения a уменьшается характерная длина трещин и связность системы трещин. Для всех вариантов использованы значения l_{min} = 20 м, l_{max} = 750 м. Количество трещин для каждого варианта было выбрано таким образом, чтобы рассматриваемые варианты имели близкие значения плотности системы трещин $\gamma \approx 0.056$ м$^{-1}$. В первом варианте (a = 3.5) система трещин характеризуется слабой степенью связности p = 2.4 < p_c (рис. 1а). Во втором варианте (a = 2.5) значение параметра перколяции близко к пороговому значению p = 5.9 ~ p_c (рис. 1б). Для третьего варианта (a = 1.5) параметр перколяции p = 13.1, что свидетельствует о сильной связности системы трещин (рис. 1в). Для этого варианта особенностью геометрического строения системы трещин является наличие блоков пористой среды, изолированных друг от друга трещинами.

На примере представленных вариантов систем трещин проведено исследование влияния характерного расстояния между областями добычи и закачки на эффективность выработки запасов в условиях трещиновато-пористого коллектора. Для этого в исходной области с размером L последовательно были рассмотрены подобласти трещиновато-пористого коллектора различного размера L'. Начиная из нижнего левого угла (минимальное значение L'=100 м) с шагом 50 м происходило увеличение значения L' до достижения условия $L'=L$. Общая схема данного исследования представлена на рис. 2.

Ранее в работе (Legostaev, Rodionov, 2024) рассматривалась задача о расчете эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой среды при фильтрации несжимаемой жидкости между границами расчетной области (линейный источник и сток) и вертикальными скважинами (точечный источник и сток). Было показано, что для представительной оценки влияния трещиноватости на проницаемость среды, без влияния конкретной схемы расстановки скважин, удобно рассматривать граничные условия в виде линейного источника и стока. В связи с этим в настоящей работе рассмотрены фильтрационные потоки между противоположными границами пласта (рис. 3), а размер подобластей L' соответствует характерному расстоянию между скважинами. Для каждого значения L' была решена задача о вытеснении нефти водой: в изначально нефтенасыщенный пласт происходит закачка воды с постоянным давлением P_1, на противоположной границе осуществляется отбор водонефтяной

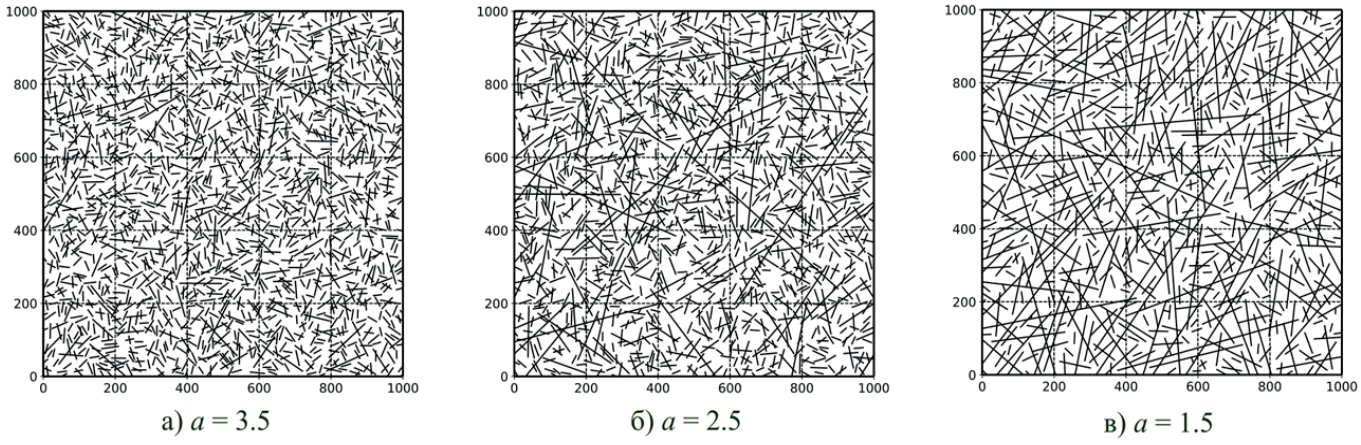


Рис. 1. Первый (а), второй (б) и третий (в) варианты системы трещин

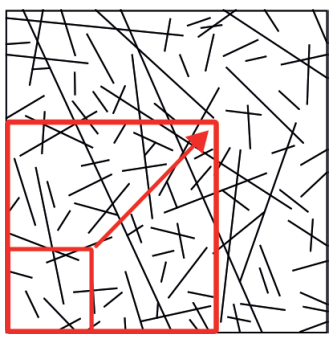


Рис. 2. Общая схема исследования

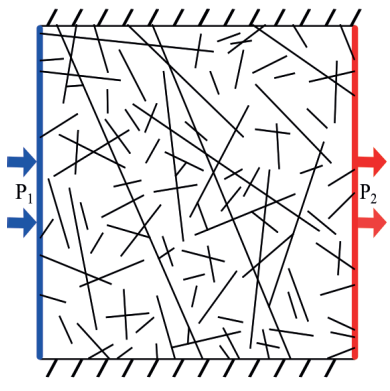


Рис. 3. Схематическое представление постановки задачи

смеси при постоянном давлении P_2. На остальных границах задано граничное условие непротекания. Значения P_1 и P_2 для каждого значения L' выбирались таким образом, чтобы величина градиента давления $(P_1 - P_2)/L'$ сохранялась неизменной и была равна 0.02 МПа/м.

Параметры горной породы и насыщающих ее флюидов имели следующие значения: пористость матрицы $\varphi = 0.1$, проницаемость матрицы $k_m = 1 \cdot 10^{-15}$ м^2, раскрытие трещин $\delta = 250$ мкм, вязкость нефти $\mu_o = 10$ мПа·с, вязкость воды $\mu_w = 1$ мПа·с, коэффициент поверхностного натяжения $\sigma =$ 0.03 Н/м, краевой угол смачивания $\theta = 60°$. Относительные фазовые проницаемости для пористой среды и системы трещин приняты в следующем виде: $k_{rn}^m = (S_n^m)^2$, $k_{rn}^f = S_n^f$. J-функция Леверетта имела вид: $J(S_w^m) = (1 - S_w^m)^2$.

Результаты и обсуждение

Одной из важных характеристик трещиновато-пористого коллектора является его эквивалентная проницаемость. Величину эквивалентной проницаемости для подобласти с размером L' при установившейся однофазной фильтрации жидкости можно определить из следующего выражения:

$$k_{eq} = \frac{q\mu L'}{\Delta P},$$

где q – расход жидкости, μ – вязкость жидкости, $\Delta P = P_1 - P_2$ –перепад давления.

На примере трех вариантов системы трещин проведено исследование величины эквивалентной проницаемости для различных значений характерного расстояния между областями закачки и добычи L'. На рис. 4 приведена зависимость отношения эквивалентной проницаемости к проницаемости матрицы горной породы k_{eq}/k_m от L'. Видно, что для первого варианта системы трещин эквивалентная проницаемость слабо зависит от L' при этом $k_{eq}/k_m \approx 2$. Так как данная система трещин слабо связная, то определяющее влияние на величину эквивалентной проницаемости оказывает проницаемость матрицы горной породы. Для второго варианта системы трещин при $L' > 400$ м наблюдаются устойчивые значения $k_{eq}/k_m \approx 7$. В то же время при $L' \leq 400$ м имеют место относительно большие значения эквивалентной проницаемости, связанные с тем, что расстояние L' между областями закачки и добычи оказывается меньше размеров связного кластера трещин (характерный масштаб неоднородности). Для третьего варианта характерно определяющее

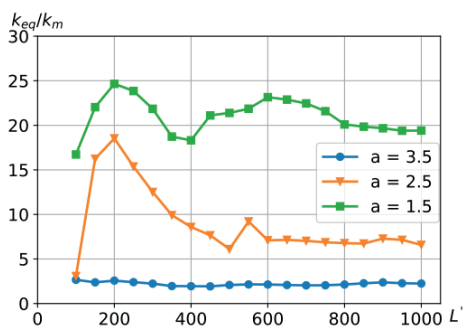


Рис. 4. Зависимость отношения k_{eq}/k_m от характерного расстояния между областями добычи и закачки L' для первого ($a = 3.5$), второго ($a = 2.5$) и третьего ($a = 1.5$) вариантов системы трещин

влияние системы трещин на эквивалентную проницаемость $k_{eq}/k_m \approx 20$. При этом значения эквивалентной проницаемости имеют относительно устойчивый характер для всех значений L', что объясняется достаточной развитостью системы трещин.

Аналогичным образом исследовано влияние характерного расстояния между скважинами на эффективность выработки запасов трещиновато-пористого коллектора. Для представления результатов использованы интегральные безразмерные характеристики процесса извлечения нефти: коэффициент извлечения нефти и количество закачанных поровых объемов. Коэффициент извлечения нефти представляет собой отношение объема вытесненной из пласта нефти V_{prod} к начальному объему нефти в пласте V_{init}:

$$\eta = \frac{V_{prod}}{V_{init}}$$

Количество закачанных в область поровых объемов является отношением объема закачанной в расчетную область воды V_{inj} к суммарному объему пустот в расчетной области V_p:

$$\chi = \frac{V_{inj}}{V_p}$$

Отношение η/χ характеризует объем вытесненной нефти за счет объема закачанной в пласт воды и является мерой эффективности вытеснения нефти. Для всех вариантов систем трещин и всех размеров подобластей расчеты проведены до моментов времени, соответствующих $\chi = 3$, т.е. пока в пласт не будет закачано 3 поровых объема воды.

На рисунке 5 приведена зависимость коэффициента извлечения нефти η от величины L' для трех вариантов систем трещин. Для первого варианта наблюдаются наибольшие значения коэффициента извлечения нефти, что объясняется слабой связностью системы трещин. При этом величина η слабо зависит от L'. При увеличении параметра перколяции p увеличиваются характерные размеры локально связных кластеров трещин, которые могут оказаться сопоставимыми с характерными расстояниями между областями добычи и закачки. Так, для второго варианта системы трещин при $L' \leq 400$ м наблюдаются низкие значения η, связанные с прорывом воды по связному кластеру трещин. Отметим, что размер связного кластера трещин является случайной величиной. По этой причине при значениях L' меньше характерного размера неоднородности существует определенный риск преждевременного обводнения. Случайность связи между областями добычи и закачки по системе трещин подтверждается наличием точки $L' = 100$ м, где данная связь отсутствует. Резкий рост величины η при $L' > 400$ м связан с «разрывом» прямой связи по системе трещин между областями закачки и добычи, здесь величина L' становится больше характерного размера связных кластеров трещин. При этом видна связь между величиной эквивалентной проницаемости и коэффициентом извлечения нефти: большим значениям k_{eq} соответствуют меньшие значения η. Для третьего варианта связь по системе трещин наблюдается при всех L', при этом имеет место монотонный рост величины η с увеличением L'. Так как для третьего

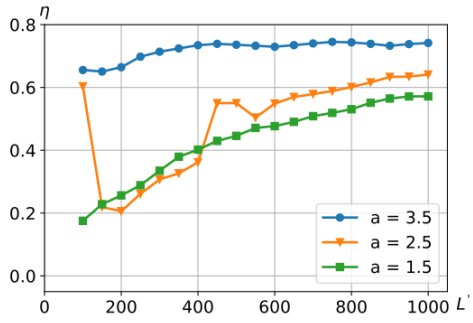


Рис. 5. Зависимость коэффициента извлечения нефти η от характерного расстояния между областями добычи и закачки L' для первого ($a = 3.5$), второго ($a = 2.5$) и третьего ($a = 1.5$) вариантов системы трещин

варианта система трещин разделяет коллектор на матричные блоки, то в данном случае извлечение нефти из блоков пористой среды происходит как за счет градиента давления в системе трещин, так и за счет капиллярной пропитки (Желтов, 1986). При этом существуют два характерных времени процесса вытеснения нефти водой: τ_1, характеризующее интенсивность массообмена между пористой средой и системой трещиной, и τ_2 – характерное время протекания воды через трещиновато-пористый коллектор. Эффективность вытеснения зависит от отношения этих времен τ_2/τ_1. Анализ показывает, что величина τ_2 возрастает с увеличением L', в то время как величина τ_1 изменяется относительно слабо, что приводит к увеличению η. Для второго варианта аналогичное поведение η наблюдается при $L' > 400$ м.

Для наглядной демонстрации основных закономерностей процесса вытеснения нефти водой рассмотрены зависимости коэффициента извлечения нефти η от обводненности добываемой продукции f (кривые обводнения), которые приведены на рис. 6. Из рис. 6а видно, что для первого варианта системы трещин для всех значений L' имеет место безводный период добычи. При этом продолжительность безводного периода может изменяться в зависимости от L', что связано с появлением в расчетной области локально связных кластеров трещин. Для второго варианта системы трещин (рис. 6б) безводный период или является непродолжительным, или вообще отсутствует (за исключением $L' = 100$ м). При этом наибольшие значения обводненности наблюдаются при $L' \leq 400$ м, поскольку здесь величина L' оказывается меньше размеров связного кластера трещин. В то же время при $L' > 400$ м обводненность добываемой продукции существенно снижается, что приводит к увеличению значений коэффициента извлечения нефти. В третьем варианте (рис. 6в) из-за наличия сильно связной системы трещин при всех значениях L' имеет место быстрое обводнение добываемой продукции. Из рис. 6в также видно, что по мере увеличения L' происходит постепенное уменьшение величины f, что положительным образом сказывается на значении коэффициента извлечения нефти. Таким образом, в условиях сильно развитой системы трещин при малых значениях L' наблюдается низкая эффективность извлечения нефти.

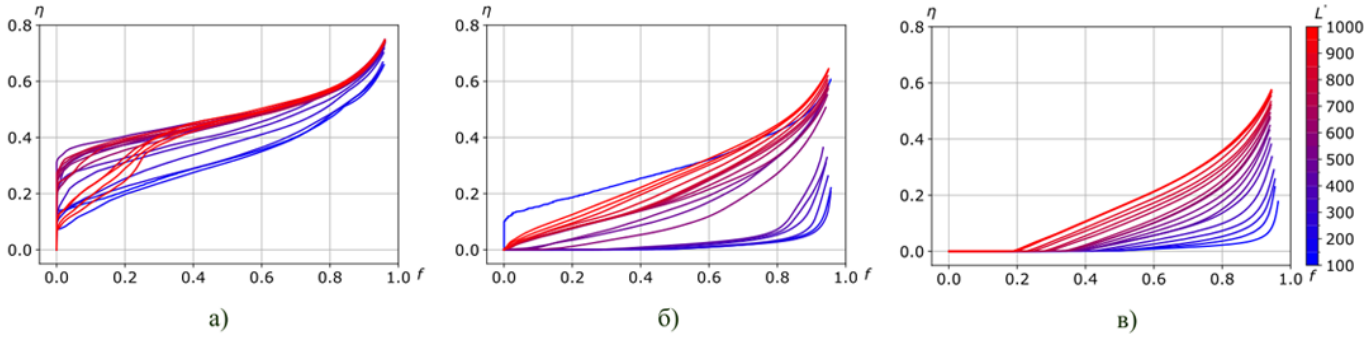


Рис. 6. Зависимости коэффициента извлечения нефти η от обводненности f для слабо- (а), средне- (б) и сильносвязной (в) системы трещин

Заключение

Исследовано влияние характерного расстояния между областями закачки и добычи на эффективность извлечения нефти из трещиновато-пористых коллекторов для систем трещин различной степени связности. В условиях достаточно развитой системы трещин малые расстояния между скважинами могут приводить к существенному снижению величины коэффициента извлечения нефти, которое обусловлено наличием связи между областями закачки и добычи по системе трещин. При этом для всех рассмотренных случаев увеличение расстояния между зонами нагнетания и отбора приводит к повышению эффективности извлечения нефти.

Прогнозируемое поведение фильтрационных свойств среды наблюдается как для достаточно больших значений параметра перколяции p (развитая система трещин), так и для слабосвязных систем трещин. При значениях параметра перколяции, близких к критическому ($p \sim p_c$), наблюдается слабо предсказуемое поведение как эквивалентной проницаемости, так и коэффициента извлечения нефти, которое связано с влиянием локально связных кластеров трещин. Установлено, что в отличие от порового коллектора, в условиях достаточно развитой трещиноватости размещение добывающих и нагнетательных скважин на малом расстоянии друг от друга в зависимости от структуры системы трещин является либо неэффективным, либо связано с повышенным риском.

Финансирование

Вычислительные эксперименты проведены в рамках государственного задания (№ госрегистрации 124021500017-5). Постановка задачи и анализ результатов выполнены при финансовой поддержке АГТУ ВШН.

Литература

Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина И.Н. (1960). Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. *Прикладная математика и механика*, 24(5), с. 852–864.

Блонский А.В., Митрушкин Д.А., Савенков Е.Б. (2017). Моделирование течений в дискретной системе трещин: физико-математическая модель. *Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша,* 65, 28 с. https://doi.org/10.20948/prepr-2017-65

Владимиров И.В., Надыров А.И. (2016). Влияние расстояния между стволами горизонтальных скважин на коэффициент извлечения нефти. *Sciences of Europe*, 7–2(7), с. 18–23.

Желтов Ю.П. (1986). Разработка нефтяных месторождении. М: Недра, 333 с.

Жуков В.С., Моторыгин В.В. (2022). Распространение трещинных коллекторов на Чаяндинском месторождении (Восточная Сибирь). *Георесурсы*, 24(3), с. 84–89. https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.7

Захаров В.С. (2008). Характеристики самоподобия сейсмичности и сетей активных разломов Евразии. *Электронное научное издание «ГЕОразрез»*, 1(1), с 1–20.

Закиров С.Н. (2002). Анализ проблемы «плотность сетки скважин-нефтеотдача». М: Издательский Дом «Грааль», 314 с.

Каневская Р. Д. (2002). Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 140 с.

Легостаев Д. Ю., Родионов С. П. (2021). Численное исследование двухфазной фильтрации в трещиновато-пористой среде на основе моделей пороупругости и дискретных трещин. *Прикладная механика и техническая физика*, 62(3), с. 126–136. https://doi.org/10.15372/PMTF20210312

Легостаев Д. Ю., Родионов С. П. (2023). Численное исследование влияния структуры системы трещин на фильтрацию жидкости в пороупругой среде. *Известия РАН. Механика жидкости и газа*, 4, с. 93–107. https://doi.org/10.31857/S1024708422600543

Лушпеев В.А., Соколов А.Н., Гальцева О.А., Салимгареева Э.М. (2023). Методические основы для обоснования трудноизвлекаемых запасов карбонатного коллектора. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 2(41), с. 201–215. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art14

Пергамент А. Х., Томин П. Ю. (2011). Об исследовании функций относительных фазовых проницаемостей для анизотропных сред. *Матем. моделирование,* 23(5), с. 3–15.

Пичугин О. Н., Родионов С. П., Соляной П. Н., Гаврись А. С., Косяков В. П., Кошеверов Г. Г. (2015). Принципы оптимизации систем заводнения месторождений, осложненных малоамплитудными тектоническими нарушениями. *Российская нефтегазовая техническая конференции SPE,* SPE-176697-MS. https://doi.org/10.2118/176697-MS

Щекин А.И., Васильев В.А., Николайченко А.С., Коломийцев А.В. (2021). Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента. *Георесурсы*, 23(3), с. 90–98. https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.12

Bakhtizin R. N., Nurgaliev R. Z., Fattakhov I. G., Semanov A. S., Semanova A. I. (2023). Designing horizontal wells in carbonate reservoirs using geological and hydrodynamic modeling tools. *SOCAR Proceedings*, Special Issue, pp. 46–51. https://doi.org/10.5510/ogp2023si100829

Bonnet E., Bour O., Odling N.E., Davy P., Main I., Cowie P., Berkowitz B. (2001). Scaling of fracture systems in geological media. *Reviews of Geophysics*, 39, pp. 347–383. https://doi.org/10.1029/1999RG000074

Bour O., Davy P. (1997) Connectivity of random fault networks following a power law fault length distribution. *Water resources research*, 33(7), pp. 1567–1583. https://doi.org/10.1029/96WR00433

Geuzaine C., Remacle J.-F. (2009). Gmsh: A 3-D finite element mesh generator with built-in pre- and post-processing facilities. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 79(11), pp. 1309–1331. https://doi.org/10.1002/nme.2579

Gutierrez M., Youn D. (2015). Effects of fracture distribution and length scale on the equivalent continuum elastic compliance of fractured rock masses. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 7(6), pp. 626–637. https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2015.07.006

Karimi-Fard M., Durlofsky L.J., Aziz.K. (2004). An Efficient DiscreteFracture Model Applicable for General-Purpose Reservoir Simulators. *SPE Journal* (SPE 88812), pp. 227–236. https://doi.org/10.2118/88812-PA

Kharrat R., Ott H. (2023). A Comprehensive Review of Fracture Characterization and Its Impact on Oil Production in Naturally Fractured Reservoirs. *Energies*, 16(8), 3437. https://doi.org/10.3390/en16083437

Legostaev D. Yu., Rodionov S. P. (2024). Numerical Investigation of the Structure of Fracture Network Impact on Interwell Conductivity. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 45(5), pp. 2076–2084. https://doi.org/10.1134/S1995080224602261

Lei Q., Wang X. (2016). Tectonic interpretation of the connectivity of a multiscale fracture system in limestone. *Geophysical Research Letters,* 43, pp. 1551–1558. https://doi.org//10.1002/2015GL067277

Liu R., Li B., Jiang Y., Huang N. (2016). Review: Mathematical expressions for estimating equivalent permeability of rock fracture networks. *Hydrogeology Journal*, 24(7), pp. 1623–1649 https://doi.org/10.1007/s10040-016-1441-8

Nelson R.A. (2001). Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd ed. Gulf Professional Publishing, 352 p. https://doi.org/10.1016/B978-088415317-7/50004-X

Warren J.E., Root P.J. (1963). The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(03), pp. 245–255. https://doi.org/10.2118/426-PA

Сведения об авторах

Дмитрий Юрьевич Легостаев – младший научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН
Россия, 625026, Тюмень, ул. Таймырская, д. 74
e-mail: legostaevdy@yandex.ru

Сергей Павлович Родионов – доктор физ.-мат. наук, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН
Россия, 625026, Тюмень, ул. Таймырская, д 74
e-mail: rodionovsp@bk.ru

Олег Николаевич Пичугин – кандидат физ.-мат. наук, Заместитель директора ПИНШ – руководитель департамента нефтегазового инжиниринга, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186а
e-mail: o.pichugin@agni-rt.ru

Антон Сергеевич Ильин – инженер-исследователь, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН
Россия, 625026, Тюмень, ул. Таймырская, д. 74
e-mail: antonilyin7@gmail.com

Статья поступила в редакцию 10.03.2025;
Принята к публикации 07.07.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Influence of Characteristic Distance Between Wells on the Efficiency of Reserves Production in a Fractured Reservoir

D.Yu. Legostaev[1,2], S.P. Rodionov[1,2], O.N. Pichugin[2], A.S. Ilyin[1,2]*
[1]Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russian Federation
[2]Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum, Almetyevsk, Russian Federation
[*]Corresponding author: Dmitry Yu. Legostaev, e-mail: legostaevdy@yandex.ru

Abstract. Fractured reservoirs are widespread and contain a significant share of hydrocarbon reserves. At the same time, the fracturing of rocks has a significant impact on the processes of oil field development. In particular, the use of flooding of fractured reservoirs can lead to rapid water breakthroughs to production wells. In this regard, it is important to study the characteristic distance between wells (well grid density) on the efficiency of reserve development in a fractured reservoir.

The paper considers two-dimensional two-phase fluid flow of incompressible fluids in a fractured-porous reservoir. The study was carried out using the example of three variants of fracture systems with the same density, characterized by different degrees of connectivity. These fracture systems were obtained by random generation, with each fracture having a random position and orientation. The distribution of fracture length follows a power law. Simulation of fluid flow in a fractured-porous medium was carried out using a discrete fracture model. The influence of the characteristic distance between wells on the efficiency of reserve development was studied.

The study of equivalent permeability and oil recovery factor on the characteristic distance between wells showed that in a fractured reservoir, the placement of production and injection wells at small distances from each other, depending on the structure of the fracture system, can be either ineffective or associated with an increased risk.

Keywords: fractured-porous reservoir, discrete fracture model, oil recovery factor, equivalent permeability, waterflooding

Acknowledgements

The numerical simulations were carried out within the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. 124021500017-5). The problem statement and analysis of the results were carried out with the financial support of ASTU HPS.

Recommended citation: Legostaev D.Yu., Rodionov S.P., Pichugin O.N., Ilyin A.S. (2025). Influence of Characteristic Distance Between Wells on the Efficiency of Reserves Production in a Fractured Reservoir. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 246–253. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.22

References

Bakhtizin R.N., Nurgaliev R.Z., Fattakhov I.G., Semanov A.S., Semanova A.I. (2023). Designing horizontal wells in carbonate reservoirs using geological and hydrodynamic modeling tools. *SOCAR Proceedings*, Special Issue, pp. 46–51. https://doi.org/10.5510/ogp2023si100829

Barenblatt G.I., Zheltov Yu.P., Kochina I.N. (1960). On the basic concepts of the theory of filtration of homogeneous liquids in fractured rocks. *Applied Mathematics and Mechanic*s, 24(5), pp. 852–864. (In Russ.)

Blonskiy A.V., Mitrushkin D.A., Savenkov E.B. (2017). Modeling of flows in a discrete system of fracture: a physical and mathematical model. *Preprints of the Keldysh Institute of Applied Mathematics*, 65, 28 p. (In Russ.) https://doi.org/10.20948/prepr-2017-65

Bonnet E., Bour O., Odling N.E., Davy P., Main I., Cowie P., Berkowitz B. (2001). Scaling of fracture systems in geological media. *Reviews of Geophysics*, 39, pp. 347–383. https://doi.org/10.1029/1999RG000074

Bour O., Davy P. (1997). Connectivity of random fault networks following a power law fault length distribution. *Water resources research*, 33(7), pp. 1567–1583. https://doi.org/10.1029/96WR00433

Geuzaine C., Remacle J.-F. (2009). Gmsh: A 3-D finite element mesh generator with built-in pre- and post-processing facilities. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 79(11), pp. 1309–1331. https://doi.org/10.1002/nme.2579

Gutierrez M., Youn D. (2015). Effects of fracture distribution and length scale on the equivalent continuum elastic compliance of fractured rock masses. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 7(6), pp. 626–637. https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2015.07.006

Kanevskaya R. D. (2002). Mathematical modeling of hydrodynamic processes of hydrocarbon deposit development. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Research, 140 p. (In Russ.)

Karimi-Fard M., Durlofsky L.J., Aziz.K. (2004). An Efficient DiscreteFracture Model Applicable for General-Purpose Reservoir Simulators. *SPE Journal* (SPE 88812), pp. 227–236. https://doi.org/10.2118/88812-PA

Kharrat R., Ott H. (2023). A Comprehensive Review of Fracture Characterization and Its Impact on Oil Production in Naturally Fractured Reservoirs. *Energies*, 16(8), 3437. https://doi.org/10.3390/en16083437

Legostaev D.Yu., Rodionov S.P. (2021). Numerical study of two-phase filtration in a fractured porous medium based on poroelasticity and discrete fractures models. *Applied Mechanics and Technical Physics*, 62(3), pp. 126–136. (In Russ.) https://doi.org/10.15372/PMTF20210312

Legostaev D.Yu., Rodionov S.P. (2023). Numerical study of the influence of the structure of the crack system on fluid filtration in a poroelastic medium. *Izvestiya ran. Mechanics of Liquids and Gases*, 4, pp. 93–107. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S1024708422600543

Legostaev D.Yu., Rodionov S.P. (2024). Numerical Investigation of the Structure of Fracture Network Impact on Interwell Conductivity. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 45(5), pp. 2076–2084. https://doi.org/10.1134/S1995080224602261

Lei Q., Wang X. (2016). Tectonic interpretation of the connectivity of a multiscale fracture system in limestone. *Geophysical Research Letters,* 43, pp. 1551–1558. https://doi.org//10.1002/2015GL067277

Liu R., Li B., Jiang Y., Huang N. (2016). Review: Mathematical expressions for estimating equivalent permeability of rock fracture networks. *Hydrogeology Journal*, 24(7), pp.1623–1649. https://doi.org/10.1007/s10040-016-1441–8

Lushpeev V.A., Sokolov A.N., Galtseva O.A., Salimgareeva E.M. (2023). Methodological framework for tight reserve provement for a carbonate reservoir. *Actual Problems of Oil and Gas*, 2(41), pp. 201–215. (In Russ.) https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art14

Nelson R.A. (2001). Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd ed. Gulf Professional Publishing, 352 p. https://doi.org/10.1016/B978-088415317-7/50004-X

Pergament A.Kh., Tomin P.Yu. (2011). On study of relative phase permeabilities for anisotropic media. *Matem. modeling,* 23(5), pp. 3–15. (In Russ.)

Pichugin O. N., Rodionov S.P., Solyanoy P.N., Gavris A.S., Kosyakov V.P., Kosheverov G.G. (2015). Waterflood optimization principles for fields with low-amplitude tectonic faults. *SPE Russian Petroleum Technical Conference*, SPE-176697-MS. (In Russ.) https://doi.org/10.2118/176697-MS

Shchekin A.I., Vasiliev V.A., Nikolaychenko A.S., Kolomiytsev A.V. (2021). Field classification of fractured reservoirs of crystalline basement. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 90–98. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.12

Vladimirov I.V., Nadyrov A.I. (2016). Influence of the distance between gorizontal wells trunks on oil recovery coefficient. *Sciences of Europe*, 7–2(7), pp. 18–23. (In Russ.)

Warren J.E., Root P.J. (1963). The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(03), pp. 245–255. https://doi.org/10.2118/426-PA

Zakharov V.S. (2008). Characteristics of self-similarity of seismicity and active fault networks in Eurasia. *Electronic scientific publication "GEOrazrez"*, 1(1), pp. 1–20. (In Russ.)

Zakirov S.N. (2002). Analysis of the problem "well grid density - oil recovery". Moscow: Graal, 314 p. (In Russ.)

Zheltov Yu.P. (1986). Development of oil fields. Moscow: Nedra, 333 p. (In Russ.)

Zhukov V.S., Motorygin V.V. (2022). Distribution of fractured reservoirs in the Chayanda field (Eastern Siberia). *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp 84–89. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.7

About the Authors

Dmitry Yu. Legostaev – Junior Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

74 Taimyrskaya St., Tyumen, 625026, Russian Federation

e-mail: legostaevdy@yandex.ru

Sergey P. Rodionov – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Chief Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

74 Taimyrskaya St., Tyumen, 625026, Russian Federation

e-mail: rodionovsp@bk.ru

Oleg N. Pichugin – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Deputy Director of PINSH – Head of the Department of Oil and Gas Engineering, Almetyevsk State Technological University "Higher School of Petroleum"

186a Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: o.pichugin@agni-rt.ru

Anton S. Ilyin – Research Engineer, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

74 Taimyrskaya St., Tyumen, 625026, Russian Federation

e-mail: antonilyin7@gmail.com

Manuscript received 10 March 2025;
Accepted 7 July 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.25 УДК 622.276.7

Анализ причин обводнения и обоснование технологии ограничения водопритока на скважинах карбонатной залежи

В.А. Шайдуллин[1], Д.С. Михайлов[1], Т.Э. Нигматуллин[1], Р.Ф. Якупов[2,3], Р.Р. Хаертдинов[2]*

[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

[2]ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

[3]Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия

Современное состояние разработки нефтяных месторождений на поздней стадии характеризуется увеличением обводненности и необходимостью добычи и перекачки больших объемов попутной воды, что существенно снижает рентабельность эксплуатации таких месторождений. В контексте таких тенденций ремонтно-изоляционные работы занимают особое место среди мероприятий, направленных на оптимизацию операционных затрат на добычу нефти. В статье представлены результаты испытания и внедрения комплексной технологии водоизоляции с применением осадкогелеобразующих составов на Ташлы-Кульском месторождении Республики Башкортостан. Работы проводились в сложных геологических условиях пласта C1ksl турнейского яруса, представленного монолитными карбонатными коллекторами. Проведенные мероприятия показали высокую эффективность – около 95%.

Ключевые слова: водоизоляция, полиакриламид, полиакрилонитрил, добывающая скважина, турнейский ярус, кислотная обработка, карбонатный коллектор

Для цитирования: Шайдуллин В.А., Михайлов Д.С., Нигматуллин Т.Э., Якупов Р.Ф., Хаертдинов Р.Р. (2025). Анализ причин обводнения и обоснование технологии ограничения водопритока на скважинах карбонатной залежи. *Георесурсы,* 27(4), с. 254–262. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.25

Введение

Ряд месторождений Урало-Поволжья, введенных в промышленную эксплуатацию в середине XX века, в настоящее время перешли в позднюю стадию разработки. При этом по мере увеличения выработки запасов растет обводненность добываемой продукции. Рост добычи попутной воды приводит к увеличению затрат на её подъём, последующую транспортировку и закачку под высоким давлением в скважины. Одним из направлений в широком спектре геолого-технических мероприятий, применяемых на нефтяном добывающем фонде скважин, являются работы по ограничению водопритока (ОВП). Таким образом, решение задачи снижения объема попутно-добываемой воды является актуальным и востребованным на современном этапе разработки нефтяных месторождений.

Источниками обводнения нефтяной скважины могут быть: негерметичность эксплуатационной колонны (НЭК), вскрытие перфорацией водоносного интервала пласта, подъем водонефтяного контакта к нижним отверстиям перфорации, образование конуса подошвенной воды в призабойной зоне пласта (ПЗП), нарушение целостности цементного камня за эксплуатационной колонной, приводящее к формированию заколонных перетоков воды, прорыв к скважине закачиваемой воды по высокопроницаемым пропласткам. В ряде исследований в области разработки водоплавающих залежей нефти терригенного (Шайдуллин и др., 2021; Якупов, 2021; Якупов, 2017) и карбонатного (Шайдуллин и др., 2024) коллекторов авторами предлагаются различные методы ОВП, обосновываются критерии их применимости, а также аналитические методики оценки их эффективности (Антонов и др., 2019; Якупов и др., 2018).

Целью настоящего исследования является совершенствование методов поддержания базовой добычи нефти на скважинах нефтяных месторождений для достижения проектного коэффициента нефтеизвлечения путем подбора технологий ОВП, оценки их эффективности и выявления факторов, обеспечивающих максимальный эффект.

В задачи исследования входило: изучение пласта C1ksl карбонатной залежи Ташлы-Кульского месторождения (в том числе его геолого-физических характеристик, свойств насыщающих флюидов, текущего состояния выработки), аналитическая диагностика источников обводнения, оценка работы скважин и поиск кандидатов с аномально высокой обводненностью, первичная оценка водопритока в проблемных скважинах с использованием геофизических исследований, поиск и подбор соответствующих характеристикам объекта технологий ремонтно-изоляционных работ (РИР), исследование составов и материалов, промысловые испытания способа ОВП, оценка технологической эффективности.

* Ответственный автор: Вадим Александрович Шайдуллин
e-mail: shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Материалы и методы

Изучение особенностей геолого-физических характеристик и текущего состояния разработки турнейских залежей

Объектом исследования в работе являются скважины Ташлы-Кульского нефтяного месторождения, находящегося в юго-западной части Республики Башкортостан в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Месторождение введено в промышленную разработку в 1976 году.

На месторождении выделено семь объектов разработки: объект C1rd-C1bb (бобриковский); объект C1ksl (турнейский); объект C1ml-C1up (турнейский); объект D3zv (заволжский); объект D3fm2 (фаменский); объект D3tm (кыновский); объект D2ps (пашийский). Средняя обводненность добываемой продукции составляет 78%.

В данной работе рассмотрен продуктивный пласт C1ksl кизеловского горизонта турнейского яруса (Стур) – один из ключевых объектов разработки на Ташлы-Кульском месторождении, на который приходится 68% геологических запасов месторождения промышленной категории и 80% годовой добычи нефти.

Породы турнейского яруса приурочены к порово-кавернозным разностям известняков и выделены в единый продуктивный пласт с карбонатным типом коллектора, который характеризуется распространенностью по площади месторождения. По минералогическому составу содержание кальцита изменяется от 98 до 99%. Доля кварца достигает 0,5%, полевых шпатов до 0,3%.

Пласт имеет монолитное строение, представлен четырьмя залежами и характеризуется высокой гетерогенностью пористой структуры, в связи с прерывистым залеганием пористых прослоев и сравнительно низкими фильтрационно-емкостными свойствами, воздействие краевых вод проявляется слабо. По принятым классификациям нефть пластов месторождения в поверхностных условиях тяжелая по плотности (882–893 кг/м^3), сернистая (2,15–3,0%), парафинистая (3,06–5,40%), смолистая (9,55–14,83%) и маловязкая (10 мПа·с). Средняя пористость коллектора варьируется в пределах от 10 до 20%. Коллектор характеризуется наличием развитой системы трещин.

Текущее состояние разработки турнейского яруса. Графоаналитические методы оценки изменения обводненности скважин нефтяной залежи

На данный момент фонд скважин, эксплуатирующих турнейский ярус, составляет 80 скважин, из них 60 добывающих и 20 нагнетательных. Среднегодовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составляет 2%. Текущая обводненность добываемой продукции – 89%, при этом в 40% скважин отмечается обводненность продукции выше 90% (рис. 1). Средний дебит скважин по нефти – 0,8 т/сут., по жидкости – 6,8 т/сут., с компенсацией отборов закачкой – 157%.

На поздней стадии разработки Ташлы-Кульского месторождения в отдельных скважинах отмечается преждевременный рост обводненности до 99%, который связан, прежде всего, с геологическими особенностями коллектора и последствиями проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) по интенсификации притока и форсированию отбора. Развитая система естественных трещин в монолитном карбонатном пласте C1ksl создает каналы для ускоренного прорыва воды, а отсутствие перемычек (рис. 2) между пропластками способствует продвижению водонефтяного контакта к зонам перфорации.

Наиболее распространенным методом поддержания базовой добычи и интенсификации притока нефти на Ташлы-Кульском месторождении являются кислотные обработки, в том числе кислотный гидроразрыв пласта (КГРП). Проведение 11 операций КГРП с закачкой больших объемов соляной кислоты (40–50 м^3) привело к увеличению протяженности трещин вплоть до водонасыщенных зон и формированию искусственных каналов связи с обводненными интервалами. После проведения КГРП отмечается увеличение дебита по жидкости (табл. 1) сопровождающееся существенным ростом обводненности (в среднем на 20%).

В ходе анализа ГТМ установлено, что проведение кислотных обработок с потокоотклонением, в том числе с нефтяной эмульсией, не приводит к значительному росту обводненности добываемой продукции и в некоторых случаях даже способствует ее снижению. В работах (Вахрушев и др., 2022; Folomeev et al., 2021) подробно описываются преимущества применения данных технологий по обработке ПЗП.

Дополнительным фактором обводнения также выступает постепенное повышения уровня пластовых вод по залежи, связанное с высокой степенью выработки запасов, превышающей 80% (рис. 3).

Таким образом, основными факторами преждевременного обводнения являются техногенное воздействие КГРП на трещиноватую структуру пласта с образованием внутрипластовых перетоков, увеличение депрессии (превышение допустимой депрессии) и подъем водонефтяного контакта в процессе выработки запасов (Лейбензон, 1947;

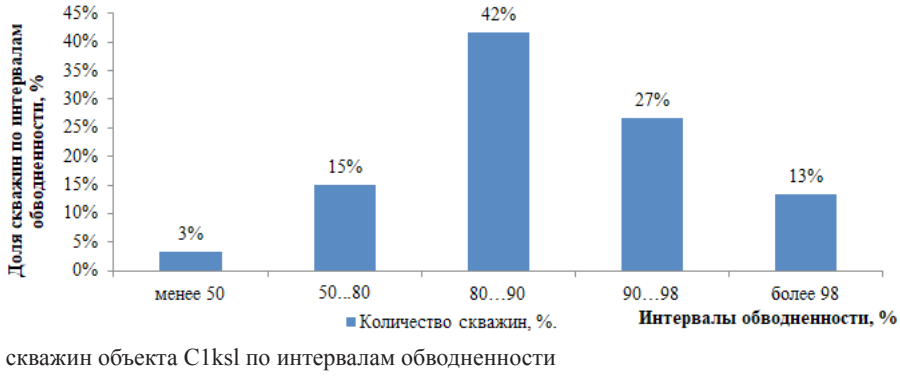


Рис. 1. Распределение скважин объекта C1ksl по интервалам обводненности

Якупов, 2021). При этом отмечается наличие существенных остаточных запасов нефти в продуктивном пласте. В подобных условиях актуальной задачей является поиск и подбор селективных технологий ограничения водопритока, способных изолировать трещины без нарушения продуктивности нефтенасыщенных зон.

Подбор технологии водоизоляции для условий карбонатного пласта Ташлы-Кульского месторождения

Рассмотрим опыт применения технологий и составов для ОВП в карбонатных пластах выдержанной толщины при отсутствии перемычек между пропластками.

Одним из перспективных методов изоляции водопритока является применение комбинированных систем на основе микрогелей и сшитых полимерных систем. Как показано в исследовании (Shaohua, Hongzhi, 2025) на примере карбонатного месторождения Северного Омана, стратегия последовательной закачки составов «Микрогель-Гель-Микрогель» демонстрирует комплексный механизм воздействия на высокопроницаемые пропластки и трещины. Микрогель (частицы которого размером ~2 мкм) действует как модификатор фазовой проницаемости, изменяя смачиваемость породы и создавая барьер для фильтрации воды, в то время как последующий гель на основе сшитого полиакриламида формирует объемную эластичную структуру, обеспечивая изоляцию наиболее обводненных каналов. Закачка данной системы реагентов в объеме около 250 м³ позволила сократить обводненность продукции на 5% и обеспечить прирост добычи нефти на 40% с продолжительностью эффекта от 6 до 12 месяцев.

Начиная с 2000-х годов технология PPG (preformed particle gel, гранулированный гель) успешно используется для снижения обводненности на месторождениях Китая и США, в 2013 г. было проведено более 4000 скважинных операций (Кетова и др., 2020). Суть технологии заключается в закачке в скважину суспензии с частицами предварительно сшитого полиакриламида (ПАА). Частицы абсорбента впитывают воду, увеличиваются в объеме и становятся эластичными, что позволяет им сжиматься и рваться в узких фильтрационных каналах. Данный состав применим в условиях высокотемпературных пластов с низкой минерализацией пластовой воды, однако в условиях низкотемпературных коллекторов ввиду отсутствия гидролитических процессов в ПАА состав покажет значительно меньшую степень набухаемости (абсорбционной емкости). Дополнительно процесс набухания будет ингибироваться повышенным содержанием солей в пластовой воде.

Значительный интерес представляет термочувствительный обратимый гель, который при температурах ниже 80 °С сохраняет свойства низковязкой жидкости, что обеспечивает его глубокое проникновение, а при достижении

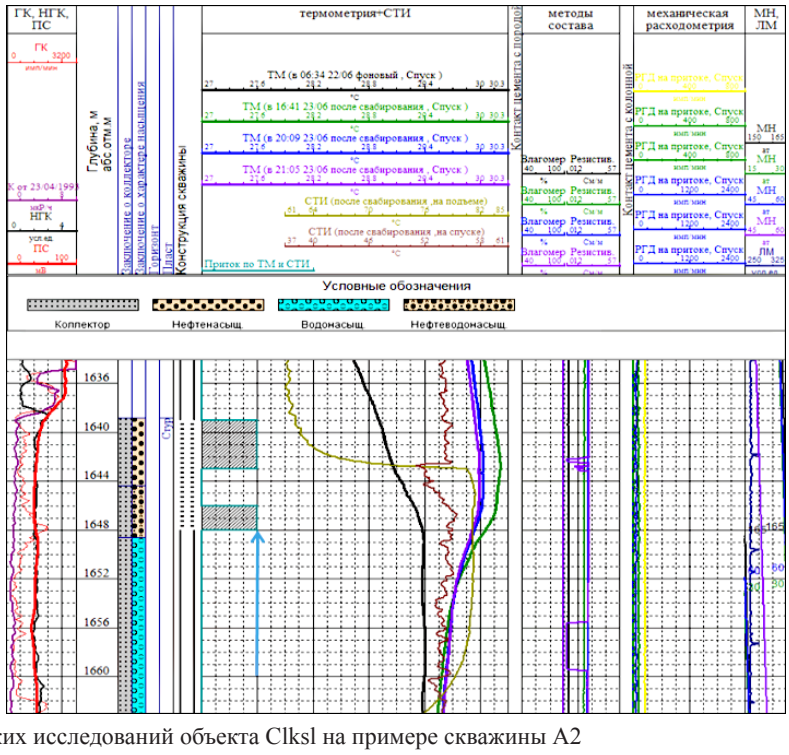


Рис. 2. Данные геофизических исследований объекта Clksl на примере скважины А2

Вид СКО	Количество операций, шт.	Среднее значение обводненности,%		Среднее значение дебита по жидкости, м³/сут.	
		до	после	до	после
КГРП	12	45	66	5	23
НКО	17	68	65	4	10
Стандартная СКО	20	53	61	6	15

Табл. 1. Средние изменения показателей дебита и обводненности на объекте C1ksl за 2018–2024 гг. по операциям соляно-кислотных обработок (СКО), НКО – нефтекислотная обработка

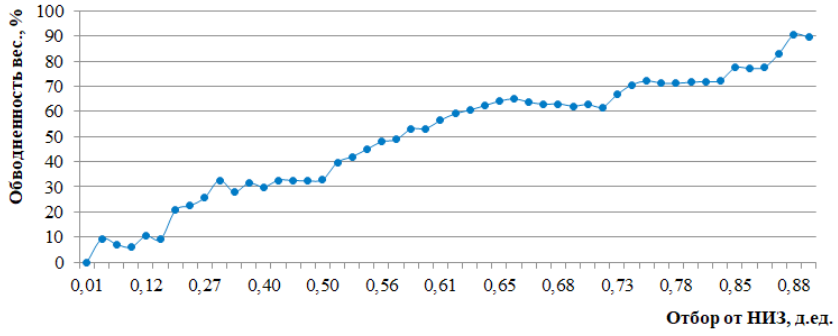


Рис. 3. Зависимость обводненности от отбора НИЗ объекта C1ksl

температурного порога формирует высокопрочную коллоидную систему (вязкость >30 000 мПа·с) с эффективностью изоляции, превышающей 99,7%. Применение термочувствительного геля на одной из скважин позволило снизить обводненность с 74% до 5% и обеспечить суммарный прирост добычи нефти на 4100 м (Al Ruqaishi et al., 2025).

Одним из эффективных методов борьбы с конусообразованием подошвенной воды в карбонатных коллекторах, характеризующихся высокой вертикальной проницаемостью, являются большеобъемные ремонтно-изоляционные работы (БРИР). Механизм технологии основан на создании в призабойной зоне пласта барьера для продвижения конуса подошвенной воды путем закачки термогелирующихся составов. Закачиваемый состав «РВ-3П-1» формирует в пластовых условиях гель, который обладает остаточным сопротивлением при фильтрации воды, при этом не препятствуя движению нефти. Опыт применения БРИР на Западно-Хоседаюском месторождении в период с 2019 по 2022 год продемонстрировал высокую успешность обработок. Из 26 реализованных операций в 25 случаях был достигнут положительный эффект, выраженный в устойчивом снижении обводненности продукции и значительном приросте дебита нефти. Дополнительная добыча нефти превысила 150 тысяч тонн, что подтверждает технологическую и экономическую эффективность применения технологии БРИР для снижения обводненности (Степанов и др., 2023).

Анализируя практический опыт применения технологий ОВП в карбонатных пластах на скважинах Республики Башкортостан, можно отметить следующие методы с технологической успешностью более 80%.

Латексно-кислотные обработки (ЛКО). С начала 2000-х гг. на месторождениях Башкортостана применялись ЛКО, проводимые в две стадии. Суть технологии проведения ЛКО состоит в изоляции промытых водой высокопроницаемых пропластков раствором синтетического латекса, который коагулировал после взаимодействия с минерализованной пластовой водой, после чего в низкопроницаемую матрицу нефтенасыщенного коллектора закачивалась соляная кислота (Якубов, 2017). Прирост дебита нефти и снижение притока воды на скважинах Туймазинской группы месторождений свидетельствует об успешном применении данных операций.

Полимер-кислотные обработки (ПКО). Для ограничения притока воды и снижения обводненности продукции нефтяных скважин во время двухстадийных ПКО первоначально использовался реагент гипан. В качестве коагулянтов для образования осадка были задействованы хлорид алюминия или кальция, либо высокоминерализованные хлоркальциевые пластовые воды. Первые опыты по применению таких обработок скважин были проведены в 1989 году на Серафимовском, Копей-Кубовском и Михайловском месторождениях. Исследования показали значительную технологическую эффективность данного подхода, и ПКО широко распространились в последующие годы.

Ранее применявшиеся в отечественной практике технологии водоизоляции были достаточно эффективны, но сегодня их использование ограничено в связи с недоступностью или высокой ценой химических компонентов.

На данный момент из вышеперечисленных методов на территории Российской Федерации используются только составы на основе полиакрилонитрила (ПАН). Вместе с тем, по результатам анализа применения данной технологии на высокодебитном (более 40 м^3/сут.) фонде месторождения выявлены недостатки, заключающиеся в частичном выносе образовавшегося осадка с продукцией скважин при росте депрессии на пласт более 4,0 МПа.

Наиболее эффективная изоляция трещин может быть достигнута при использовании составов, обладающих хорошей проникающей способностью, достаточной прочностью и устойчивостью к выносу из пласта. Одним из таких составов является ПАА, однако его применение, в случае закачки через существующий интервал перфорации, приводит к необратимой кольматации продуктивной части (Ядрин и др., 2023). Стандартная закачка данного состава через специальные отверстия ниже уровня интервала перфорации оказывается непригодной ввиду наличия прямого канала сообщения с вышележащим участком перфорации и недостижением изоляционными составами зон обводненных трещин.

В связи с этим была поставлена задача подбора оптимальных составов для водоизоляции, которые не должны вызывать существенной необратимой кольматации продуктивной части пласта и обладать устойчивостью к выносу, поскольку их закачка производится через существующий интервал перфорации.

Исходя их проведенных ранее работ, авторами была предложена оптимизация существующей отечественной технологии с применением полиакрилонитрила (ПАН), которая заключается в последовательной закачке в пласт ряда изоляционных композиций – ПАА, полимерно-силикатного состава, ПАН и тампонажного материала для докрепления и восстановления целостности цементного кольца.

Полимерная смесь на основе низкомолекулярного ПАА в концентрации 1,5–2,0% с ацетатом хрома в качестве сшивателя (рис. 4) создает гелевый экран в зоне изоляции, который обладает регулируемым временем гелеобразования и высокими прочностными свойствами, а также устойчив к солевой деструкции пластовыми водами. Состав также выполняет функцию изоляционного буферного экрана, защищая от преждевременной коагуляции закачиваемую следом полимерно-силикатную композицию. Во избежание необратимой кольматации пласта рекомендуется использовать данный состав в малых объемах (2 м^3 на скважину).

Следующий состав, предназначенный для селективной изоляции водопритока и глубокого проникновения в удаленные водонасыщенные зоны пласта, состоит из ПАА, силикатного наполнителя и ацетата хрома, последовательно растворенных в воде (рис. 5). В пласт закачивается раствор вязкостью 10–30 мПа·с. В пластовых условиях, при взаимодействии компонентов состава, образуется упругий гель, при этом дополнительно происходит образование осадка при контакте с пластовой минерализованной водой с последующим упрочнением гелевой массы. В случае необходимости образовавшийся изоляционный экран разрушается под воздействием щелочных составов.

Закачиваемый следом состав на основе ПАН применяется для избирательной изоляции обводненных интервалов в ПЗП трещиноватого пласта. Механизм селективности состава заключается в химической реакции с пластовой водой в водонасыщенном интервале с образованием прочного резиноподобного тампона, надежно оттесняющего воду и необратимо кольматирующего водонасыщенный интервал, с минимальным негативным воздействием на нефтенасыщенную часть коллектора (рис. 6).

Докрепление полимерных составов производится специальным облегчённым тампонажным материалом, плотностью около 1350 кг/м^3. Сформированный камень характеризуется достаточной прочностью (2,1 МПа на сжатие через 24 часа) и небольшим расширением (до 0,5%). Необходимость докрепления также обусловлена частичным отсутствием, либо разрушением (в процессе эксплуатации) цементного камня.

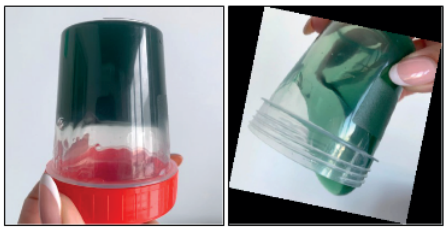


Рис. 4. Композиция на основе ПАА со сшивателем ацетатом хрома

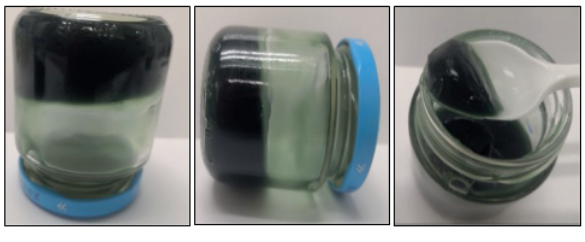


Рис. 5. Композитный селективный материал, состоящий из силикатного наполнителя, ПАА и ацетата хрома

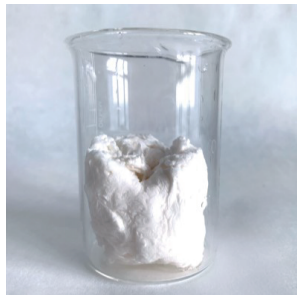


Рис. 6. Полимерная композиция на основе ПАН после смешивания с осадкообразователем в виде водного раствора хлористого кальция

Результаты

Опыт проведения работ с применением комплексной технологии водоизоляции

Опытные изоляционные работы с применением указанных составов выполнены на 5 скважинах Ташлы-Кульского месторождения, эксплуатирующих пласты турнейского яруса кизеловского горизонта (табл. 2). Критерии подбора кандидатов для испытаний были следующие: дебит жидкости – не менее 40 м^3/сут., обводненность – более 95%, наличие остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти – не менее 10% от НИЗ, отсутствие НЭК, ФНВ не должен достигнуть зоны ПЗП добывающей скважины.

Средний расход применяемых реагентов на одну скважину составил: ПАА со сшивателем – 2,2 м^3, полимерно-силикатного состава – 6,8 м^3, ПАН – 6,4 м^3, облегченного тампонажного состава – 1,5 м^3. Средняя толщина обрабатываемого интервала пласта – 10,7 м.

Анализируя значения параметров, полученных в ходе проведения изоляционных работ на Ташлы-Кульском месторождении, можно выделить некоторые критерии, обеспечивающие успешность проводимых РИР в карбонатном монолитном пласте:

1. рост конечного давления закачки (свидетельствует о том, что состав успешно изолировал интервал обработки);
2. снижение коэффициента продуктивности (свидетельствует об уменьшении дебита жидкости, что указывает на качество изоляции);
3. снижение обводненности продукции скважин;
4. величина депрессии на пласт (косвенно указывает на стабильность составов в пласте и сохранение изолирующей способности).

По результатам испытания комплексной технологии проведено её тиражирование в 21 скважине на аналогичных объектах турнейского яруса месторождений Южно-Татарского свода.

Обсуждение результатов

В ходе анализа проведенных работ скважины сгруппированы по применяемым методам для ОВП:

- комбинация 1 – ПАН;
- комбинация 2 – сшиваемый ПАА + ПАН;
- комбинация 3 – сшиваемый ПАА + полимерно-силикатный состав + ПАН.

Параметры обработки	№ скважины				
	A1	A2	A3	A4	A5
Расход ПАА со сшивателем, м^3	3	2	2	2	2
Расход ПАА с наполнителем в виде жидкого стекла, м^3	8	4	4	8	10
Расход ПАН, м^3	4	6	6	8	8
Расход тампонажного состава, м^3	1,5	1,5	1,2	1,2	2,4
Давление закачки, начальное/конечное, МПа	1 / 5	5 / 8	2 / 4	0 / 3	5 / 7
Перфорированная толщина, м	9,0	7,0	7,4	15,0	15,0
Коэффициент продуктивности до/после РИР, м^3/сут./атм.	3,6/0,3	0,3/0,1	0,7/0,6	1,1 / 0,2	0,3/0,2
Депрессия до/после РИР, МПа	8,4 / 13,4	11,5/12,3	5,7/10,2	3,1/3,6	5,7 / 9,9
Изменение обводненности, %	-13,0	-11,0	-10,0	-12,5	-18,0
Изменение дебита жидкости, м^3/сут.	-138,7	-34,5	-9,0	-34,6	-48,4

Табл. 2. Результаты испытания комплексной технологии ОВП

Анализируя статистику по их применению (рис. 7), можно выделить некоторые особенности.

1. Применение только состава на основе ПАН (комбинация 1) показало высокую селективность по отношению к водонасыщенным участкам пласта, прирост дебита по нефти и снижение обводненности. Однако эффективен он только в низкодебитных скважинах ввиду преждевременной коагуляции в ПЗП при высокой минерализации пластовой воды (изоляция только прискважинной области) и частичного выноса при последующем освоении скважины. В связи с чем в высокодебитных скважинах при наличии поглощений (исследования представлены в работе (Шайдуллин и др., 2024)) рекомендуется использовать данный состав в комбинации 3.

2. Результаты применения комбинации 2 демонстрируют эффективное снижение обводненности, однако комбинация 3 обеспечивает более выраженный эффект за счёт усиленной блокировки водопроводящих каналов, особенно в высокодебитных скважинах (свыше 100 м^3/сут.). Это обусловлено её улучшенной реологией и устойчивостью к выносу при освоении даже при условии увеличения депрессии после РИР.

Таким образом, комбинация 3 является предпочтительной для высокодебитных скважин, обеспечивая не только селективную изоляцию, но и долговременный эффект за счёт формирования стабильного изоляционного барьера в трещиноватых коллекторах и, как следствие, наибольшее снижение дебита жидкости.

С учетом области и критериев применения проанализированных составов разработана матрица применимости технологии ОВП (табл. 3) для условий высокообводненных (более 95%) монолитных карбонатных коллекторов.

Заключение

1. Проведенные исследования позволили установить, что преждевременная обводненность пластов турнейского яруса скважин Ташлы-Кульского месторождения обусловлена наличием развитой системы естественных трещин в монолитном карбонатном коллекторе в сочетании с проведением кислотных ГРП, что создает условия

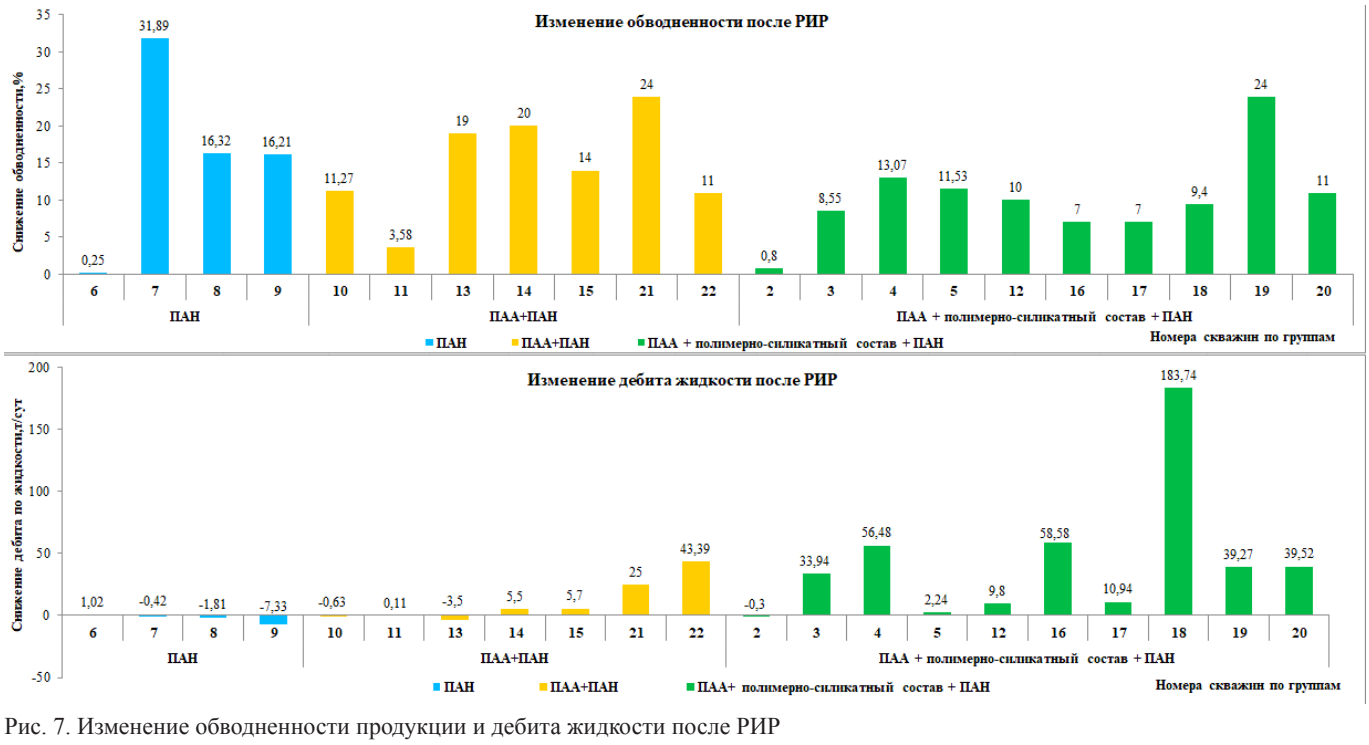


Рис. 7. Изменение обводненности продукции и дебита жидкости после РИР

Критерий		Технология		
		ПАН	сшиваемый ПАА + ПАН	сшиваемый ПАА + полимерно-силикатный состав + ПАН
1	Дебит по жидкости, $м^3$/сут.	до 40	40-60	от 100 и более
2	Ожидаемая депрессия на пласт, МПа	до 4	до 6	до 13
3	Приемистость пласта ($м^3$/сут.) при 6,0 МПа	150-300	250-350	более 350, в т.ч. полное поглощение
4	Перфорированная толщина пласта, м	до 10	до 15	до 20
5	Минерализация, г/л	более 100		
6	Пластовая температура, °С	не регламент.	до 70	от 10 до 80
7	Селективность	да	частичная	да
8	Наличие ФНВ	отсутствует		

Табл. 3. Матрица применимости технологии РИР по ОВП для условий монолитных карбонатных коллекторов

для формирования устойчивых каналов фильтрации, способствующих прорыву пластовых вод.

2. Анализ мирового опыта применения технологий ограничения водопритока в карбонатных коллекторах выявил ряд недостатков у распространенных осадко-гелеобразующих составов на основе полиакриламида и полиакрилонитрила. Они связаны с необратимой кольматацией продуктивных пропластков (составы на основе полиакриламида), а также недостижением интервалов изоляции и неустойчивостью к выносу в процессе эксплуатации (составы на основе полиакрилонитрила).

3. Авторами предложена оптимизация существующей отечественной технологии ограничения водопритока, которая заключается в последовательной закачке в пласт изоляционных композиций – раствора полиакриламида со сшивателем, полимерно-силикатного состава, раствора полиакрилонитрила и тампонажного материала для докрепления и восстановления целостности цементного кольца. Применение комплексной технологии позволяет использовать преимущества и нивелировать недостатки применяемых составов.

4. Разработанная технология водоизоляции показала высокую эффективность в условиях карбонатного коллектора Ташлы-Кульского месторождения – снижение обводненности на 10–18% и, как следствие, сокращение дебита жидкости, что свидетельствует о её селективности и устойчивости составов в пласте. Установлены основные критерии применимости технологии. Дальнейшие исследования могут быть направлены на оптимизацию составов для различных типов коллекторов и условий эксплуатации.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Антонов М.С., Гумерова Г.Р., Рафикова Ю.И., Салиенко Н.Н., Кевлич Р.В., Чермянин П.И. (2019). Повышение эффективности процесса мониторинга разработки месторождений на основе построения эталонных характеристик вытеснения. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 44–48.

Вахрушев С.А., Литвиненко К.В., Фоломеев А.Е., Никулин В.Ю., Шайдуллин В.А., Таипов И.А., Хадимуллин Р.Р. (2022). Испытание новых технологий обработки призабойной зоны и ремонтно-изоляционных работ в ПАО «НК «Роснефть». *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 31–37. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-6-31-37

Кетова Ю.А., Бай Б., Хижняк Г.П., Гладких Е.А., Галкин С.В. (2020). Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного геля для ограничения водопритоков на фильтрационных керновых моделях. *Записки Горного института*, 241, с. 91–96. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.91

Лейбензон Л. С. (1947). Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. Москва; Ленинград: Гостехиздат, 244 с.

Степанов А.Н., Фурсов Г.А., Пономаренко Д.М. (2023). Большеобъёмные ремонтно-изоляционные работы как эффективный способ борьбы с конусообразованием. *PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, 8(2), с. 105–111. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-105-111

Харисов М.Н., Мухаметшин В.Ш., Малов А.Г., Якупов Р.Ф., Кулешова Л.С. (2024). Об определении коэффициента эффективности закачки в карбонатных коллекторах месторождений Республики Башкортостан. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 116–120. DOI 10.24887/0028-2448-2024-5-116-120

Шайдуллин В.А, Камалетдинова Р.М., Якупов Р.Ф., Ахмеров И.А., Турдыматов А.Н., Мухаметшин В.Ш. (2021). Подбор технологии ограничения водопритока в теригенных пластах с монолитным строением. *Нефть. Газ. Новации*, 7, с. 34–38.

Шайдуллин В.А., Никулин В.Ю., Вахрушев С.А., Ахмеров Р.И., Якупов Р.Ф., Даутов Р.З. (2024). Особенности глушения скважин в условиях карбонатного коллектора и высокого газового фактора. *Нефтегазовое дело*, 22(3), с. 69–80.

Ядрин В.В., Линд Ю.Б., Галиев А.Ф. (2023). Применение современных информационных технологий прогнозирования поглощений с целью их предупреждения при проектировании строительства скважин и эффективной ликвидации в процессе бурения. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 1(141), с. 79–87. http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-1-79-87

Якубов Р.Н. (2015). Совершенствование технологии полимер-кислотных обработок скважин для интенсификации добычи нефти из обводненных карбонатных пластов. Дис. канд. тех. наук. Уфа: Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т, 111 с.

Якупов Р.Ф. (2017). Особенности выработки запасов нефти в контактных зонах пласта D2ml Туймазинского нефтяного месторождения. *Нефтепромысловое дело*, 3, с. 15–21.

Якупов Р.Ф. (2021). Совершенствование выработки запасов прикровельной нефти водоплавающих залежей Туймазинского месторождения. Дис. канд. тех. наук. Уфа: Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т, 132 с.

Якупов Р.Ф., Гимазов А.А., Мухаметшин В.Ш., Макаев Р.И. (2018). Аналитическая методика оценки эффективности технологии отбора прикровельной нефти из водоплавающих залежей, верифицированная на гидродинамической модели. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 66–69. DOI 10.24887/0028-2448-2018-6-66-69

Al Ruqaishi A.S., Al Wahaybi M.A., Al Harthi N., Al Ghafri H.M., Sibani K, Ferdiansyah E., Al Saqri S.A., Al Habsi F.S., AL Kindi A., Al Lawati S., Alhadhrami Y. (2025). Enhancing Sweep Efficiency in Mature Waterflooded Carbonate Reservoirs in North Oman Through Advanced Chemical Water Shutoff Treatments. *SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show*, Muscat, Oman. DOI 10.2118/224962-MS

Folomeev A.E., Taipov I.A., Khatmullin A.R., Mukhametov F.K., Vakhrushev S.A., Mingalishev F. K., Abrarov V. F., Akimkin A.V. (2021). Gelled acid vs. Self-diverting systems for carbonate matrix stimulation: An experimental and field study. *SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021*, RPTC 2021. DOI 10.2118/SPE-206647-MS

Shaohua T. L., Hongzhi W. S. (2025). Customized Plugging Strength: An Advanced Technique for Chemical Water Shut-Off in Viscous Crude Reservoirs. *Middle East Oil, Gas and Geosciences Show*, Manama, Bahrain. DOI 10.2118/227441-MS

Сведения об авторах

Вадим Александрович Шайдуллин – руководитель сектора технологий ремонтно-изоляционных работ отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1

e-mail: ShaydullinVA@bnipi.rosneft.ru

Данил Сергеевич Михайлов – техник сектора технологий ремонтно-изоляционных работ отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1

e-mail: DS_Mikhaylov4@bnipi.rosneft.ru

Тимур Эдуардович Нигматуллин – начальник отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86/1

e-mail: NigmatullinTE@bnipi.rosneft.ru

Рустем Фазылович Якупов – кандидат тех. наук, доцент, кафедра «разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском; заместитель начальника управления, управление по разработке месторождений, ООО «Башнефть-Добыча»

Россия, 450511, Республика Башкортостан, деревня Мударисово, Уфимский район, Курасково промзона, д. 1, к. 5

e-mail: YakupovRF3@bn.rosneft.ru

Руслан Рашитович Хаертдинов – руководитель сектора анализа и планирования ГТМ Туймазинской группы месторождений, ООО «Башнефть-Добыча»

Россия, 450511, Республика Башкортостан, деревня Мударисово, Уфимский район, Курасково промзона, д. 1, к. 5

e-mail: KhaertdinovRR@bn.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 15.08.2025;
Принята к публикации 25.11.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Evaluation of Water Breakthrough Mechanisms and Selection of Water Shut-off Techniques for Carbonate Formation Wells

V.A. Shaidullin[1], D.S. Mikhailov[1], T.E. Nigmatullin[1], R.F. Yakupov[2], R.R. Khaertdinov[2]*

[1]RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

[2]Bashneft-Dobycha LLC, Ufa, Russian Federation

[3]Ufa State Petroleum Technological University, Branch in the City of Oktyabrsky, Oktyabrsky, Russian Federation

[*]Corresponding author: Vadim A. Shaidullin, e-mail: Shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Abstract. The current state of late stage oil field development is characterized by increasing water cut, the need to extract and transport large volumes of produced water, which significantly reduces the profitability of operating such fields. In this context, water shutoff operations hold a unique position among measures aimed at optimizing oil production operating costs. The paper presents the results of testing and implementation of a comprehensive waterproofing technology using sedimentary gel-forming compounds at the Tashly-Kulskoye field (the Republic of Bashkortostan, Russian Federation). The work was carried out in difficult geological conditions of the C1ksl formation of the Tournaisian stage, represented by monolithic carbonate reservoirs. The measures carried out have shown high efficiency about 95%.

Keywords: water shutoff, polyacrylamide, polyacrylonitrile, producing well, Tournaisian stage, acid treatment, carbonate reservoir

Recommended citation: Shaidullin V.A., Mikhailov D.S., Nigmatullin T.E., Yakupov R.F., Khaertdinov R.R. (2025). Evaluation of Water Breakthrough Mechanisms and Selection of Water Shut-off Techniques for Carbonate Formation Wells. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 254–262. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.25

Acknowledgements

The authors would like to thank the reviewers for their valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

References

Al Ruqaishi A.S., Al Wahaybi M.A., Al Harthi N., Al Ghafri H.M., Sibani K, Ferdiansyah E., Al Saqri S.A., Al Habsi F.S., AL Kindi A., Al Lawati S., Alhadhrami Y. (2025). Enhancing Sweep Efficiency in Mature Waterflooded Carbonate Reservoirs in North Oman Through Advanced Chemical Water Shutoff Treatments. *SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show*, Muscat, Oman. https://doi.org/10.2118/224962-MS

Antonov M.S., Gumerova G.R., Rafikova Yu.I., Saliyenko N.N., Kevlich R.V., Chermyanin P.I. (2019). Increasing the efficiency of the monitoring process of field development on the basis of the construction of reference characteristics of displacement. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 4. pp. 44–48. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-4-44-48

Folomeev A.E., Taipov I.A., Khatmullin A.R., Mukhametov F.K., Vakhrushev S.A., Mingalishev F. K., Abrarov V. F., Akimkin A.V. (2021). Gelled acid vs. Self-diverting systems for carbonate matrix stimulation: An experimental and field study. *SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021*, RPTC 2021. DOI 10.2118/SPE-206647-MS

Ketova Yu. A., Bai B., Khizhnyak G. P., Gladkikh E. A., Galkin S.V. (2020). Testing of preformed particles polymer gel technology on core filtration models to limit water inflows. *Journal of Mining Institute*, 241. pp. 91–96. (In Russ.) DOI 10.31897/PMI.2020.1.91

Kharisov M.N., Mukhametshin V.Sh., Malov A.G., Yakupov R.F., Kuleshova L.S. (2024). Estimation of the injected water loss in the

carbonate reservoirs of the oilfields of the Republic of Bashkortostan. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry,* 5. pp. 116–120. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-5-116-120

Leibenzon L.S. (1947). The movement of natural liquids and gases in a porous medium. Moscow; Leningrad: Gostekhizdat, 244 p. (In Russ.)

Shaidullin V.A., Kamaletdinova R.M., Yakupov R.F., Akhmerov I.A., Turdymatov A.N., Mukhametshin V.Sh. (2021). Selecting the Water Shut-off Technology for Monolithic Terrigenous Formations. *Neft.Gaz.Novatsii,* 7, pp. 34–38. (In Russ.)

Shaidullin V.A., Nikulin V.Yu., Vakhrushev S.A., Akhmerov R.I., Yakupov R.F., Dautov R.Z. (2024). Features of well killing in conditions of carbonate reservoir and high GOR. *Neftepromyslovoe delo*, 22(3), pp. 69–80. (In Russ.) https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-3-69-80

Shaohua T. L., Hongzhi W. S. (2025). Customized Plugging Strength: An Advanced Technique for Chemical Water Shut-Off in Viscous Crude Reservoirs. *Middle East Oil, Gas and Geosciences Show*, Manama, Bahrain. DOI 10.2118/227441-MS

Stepanov A.N., Fursov G. A., Ponomarenko D.M. (2023). High volume repair and insulation treatments as effective water coning prevention method. PRONEFT'. Professionalno o nefti, 8(2), pp. 105–111. (In Russ.) https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-105-111

Vakhrushev S.A., Litvinenko K.V., Folomeev A.E., Nikulin V.Yu., Shaidullin V.A., Taipov I.A., Khadimullin R.R. (2022). Testing of new technologies for bottom-hole treatment and water shutoff jobs in Rosneft Oil Company. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry,* 6, pp. 31–37. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-6-31-37

Yadrin V.V., Lind Yu.B., Galiev A.F. (2023). The use of modern information technologies for predicting takeovers in order to prevent them during the design of well construction and effective elimination during drilling. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 1(141), pp. 79–87. (In Russ.) http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-1-79-87

Yakubov R. N. (2015). Improvement of technology of polymer-acid well treatments for intensification of oil production from watered carbonate formations. Dis. kand. tekh. nauk. Ufa: Ufim. gos. neftyanoy tekhn. un-t, 111 p. (In Russ.)

Yakupov R.F. (2017). Peculiarities of oil reserves production in the contact zones of the D2ml formation of the Tuymazinsky oil field. *Neftepromyslovoe delo*, 3, pp. 15–21. (In Russ.)

Yakupov R.F. (2021). Improvement of the development of the reserves of the near-crust oil of the water-floating deposits of the Tuimazinskoye field. Dis. kand. tekh. nauk. Ufa: Ufim. gos. neftyanoy tekhn. un-t, 132 pp. (In Russ.)

Yakupov R.F., Gimazov A.A., Mukhametshin V.Sh., Makaev R.I. (2018). Analytical method for estimating efficiency of oil recovery technology in case of bottom water-drive reservoir, verified on the hydrodynamic model. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry,* 6, pp. 66–69. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-66-69

About the Authors

Vadim A. Shaidullin – Head of the Sector of Water Shutoff and Remedial Cementing Technologies, Department of Well Workover and Repair Technologies, RN-BashNIPIneft LLC
86/1 Lenin st., Ufa, 450066, Russian Federation
e-mail: ShaydullinVA@bnipi.rosneft.ru

Danil S. Mikhailov – Technician of the Sector of Water Shutoff and Remedial Cementing Technologies, Department of Well Workover and Repair Technologies, RN-BashNIPIneft LLC
86/1 Lenin st., Ufa, 450066, Russian Federation
e-mail: DS_Mikhaylov4@bnipi.rosneft.ru

Timur E. Nigmatullin – Head of the Department of Well Workover and Repair Technologies, RN-BashNIPIneft LLC
86/1 Lenin st., Ufa, 450066, Russian Federation
e-mail: NigmatullinTE@bnipi.rosneft.ru

Rustem F. Yakupov – Cand. Sci. (Technical Sciences), Associate Professor, Department for the Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Branch in the City of Oktyabrsky; Deputy Head of the Field Development Management, Bashneft-Dobycha LLC
Build 5, 1, Kuraskovo industrial zone, Mudarisovo village, Ufa district, the Republic of Bashkortostan, 450511, Russian Federation
e-mail: YakupovRF3@bn.rosneft.ru

Ruslan R. Khaertdinov – Head of the Sector of Well Intervention Analysis and Planning on Tuimazinskaya Field Group, Bashneft-Dobycha LLC
Build 5, 1, Kuraskovo industrial zone, Mudarisovo village, Ufa district, the Republic of Bashkortostan, 450511, Russian Federation
e-mail: KhaertdinovRR@bn.rosneft.ru

Manuscript received 15 August 2025;
Accepted 25 November 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georс.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.6

УДК [519.6+53.023]:[532.546::553.98]

Продуктивность горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом пласта и способы ее расчета

М.Р. Хамидуллин[1,2], К.А. Поташев[2,3], А.Б. Мазо[2]*

[1]*Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт», Москва, Россия*

[2]*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия*

[3]*Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия*

Выполнен многопараметрический количественный анализ продуктивности горизонтальных скважин с многозонным гидравлическим разрывом пласта в режиме установившегося притока на основе высокоточного численного решения трехмерной задачи на подробной конечно-объемной сетке. Выявлены условия целесообразности выполнения многозонного гидроразрыва пласта и взаимосвязь основных параметров системы для достижения заданного уровня продуктивности скважины. Предложена аналитическая запись приближенного критерия, когда приток к стволу скважины пренебрежимо мал по сравнению с притоком к трещинам гидроразрыва. Оценена точность и определены пределы применимости наиболее обоснованных упрощенных аналитических моделей расчета продуктивности.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, многозонный гидроразрыв пласта, установившаяся фильтрация, продуктивность скважин, аналитические модели, численное моделирование, эмпирические формулы

Для цитирования: Хамидуллин М.Р., Поташев К.А., Мазо А.Б. (2025). Продуктивность горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом пласта и способы ее расчета. *Георесурсы,* 27(4), с. 263–275. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.6

Введение

Многозонный гидроразрыв пласта (МГРП) на горизонтальных скважинах (ГС) – один из распространенных методов интенсификации добычи нефти, в том числе в низкопроницаемых коллекторах (Gidley et al., 1989; Butler, Suprunowicz, 1996; Каневская, 1999; Economides et al., 2001; Wei, Economides, 2005; Ozkan et al., 2009). Для создания трещин гидроразрыва в скважину под высоким давлением закачивается жидкость вместе с проппантом – расклинивающим агентом, препятствующим смыканию трещин после снятия высокого давления.

Моделирование и оценка эффективности МГРП широко изучаются, однако важной задачей остается надежная оценка прироста дебита скважины после применения данной технологии. Представленные в литературе модели можно разделить на аналитические, полуаналитические и полностью численные. Численное моделирование является одновременно наиболее приспособленным к учету таких факторов, как форма области дренирования, геометрия и проницаемость трещин, геологическое строение пласта, но и наиболее ресурсоемким при своей программной реализации, подготовке модели и построении решения. Аналитические и полуаналитические модели более просты в использовании, но заложенные в их основу упрощения могут оказаться недопустимыми. Поэтому наряду с разработкой специализированных эффективных численных моделей продуктивности скважин с МГРП актуален вопрос определения условий применимости упрощенных моделей.

Рассматриваемые далее аналитические модели ограничиваются случаем установившегося притока пластового флюида к скважине и трещинам гидроразрыва. Одна из первых подобных моделей для анализа продуктивности ГС, пересеченной естественными трещинами, была предложена в работе (Giger et al., 1984). Данная модель учитывает течения в пласте и в трещинах и позволяет оценить продуктивность ГС в несжимаемом пласте с учетом анизотропии. Авторы работы (Mukherjee, Economides, 1991) разработали упрощенную модель, основанную на модели (Joshi, 1988) и корреляции безразмерного радиуса скважины (Prats, 1961). В работе (Raghavan, Joshi, 1993) рассматривается круговой участок пласта, содержащий горизонтальную скважину с трансверсальными трещинами МГРП. Расстояние между трещинами считается одинаковым и превосходящим максимальную длину трещин. Течение внутри трещин не учитывается. В работе (Li et al., 1996) рассматривается упрощенная модель притока жидкости к ГС с МГРП и с учетом перфорации на скважине. Расстояние между трещинами произвольное.

* Ответственный автор: Марсель Рашитович Хамидуллин
e-mail: marseille.ksu@gmail.com

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Авторы (Guo, Schechter, 1997) представили математическую модель, учитывающую стационарное линейное течение в пласте и в трещинах. Радиальное течение в трещинах вблизи скважины не учитывается. В исследовании (Guo et al., 2009) рассматривается ГС с МГРП с заданным забойным давлением. При решении задачи отыскивается давление на границе призабойной зоны скважины, отделяющей ее от некоторой произвольной области пласта, в которой задано среднее давление. Продуктивность скважины определяется по расчёту притока из этой области в ствол и трещины МГРП. Авторы (Yuan, 2010) представили метод оценки дебита ГС с МГРП, в котором учитывается поток из пласта в скважину и из трещин в скважину. Модель применяется к скважинам с МГРП и без него. Рассматривается область пласта в виде окружности, внутри которой выделена призабойная область в виде эллипса, содержащего ГС с трещинами МГРП. Позднее модификация данной модели была представлена в работе (Zhang et al., 2012), однако в обеих моделях делается довольно грубое предположение о пропорциональности дебита трещин их проницаемости и независимости от проницаемости пласта.

В качестве примера численно-аналитической модели можно привести представленную в работах (Мазо и др., 2015; Mazo et al., 2019) модель, учитывающую приток из пласта в трещины и в скважину, а также из трещины в скважину. Трещины имеют конечную проницаемость. В предположении о близких значениях длины и высоты трещин модель имеет хорошее согласование с численным решением.

Численные модели продуктивности скважин с МГРП можно разделить по вариантам их реализации: в закрытых коммерческих симуляторах или в виде программного обеспечения с открытым исходным кодом. Последнее является наиболее перспективным и надежным для решения научно-исследовательских задач. Одной из таких программ является пакет MRST (MATLAB Reservoir Simulation Toolbox) (Lie, 2019), которая дает хорошо согласующееся решение с зарекомендовавшими себя коммерческими пакетами Eclipse 300, AD-GRPS.

Одним из наиболее общих подходов к решению задач фильтрации в нефтяном пласте, содержащем множество трещин, является метод сети дискретных трещин (Discrete Fracture Network – DFN) (Long et al., 1982; Robinson, 1984). Реализация такого подхода сопряжена с известными трудностями. Во-первых, DFN требует значительных вычислительных ресурсов, так как рассматриваются задачи в трехмерной постановке (Hyman et al., 2015; Xing et al., 2017). Во-вторых, возникает необходимость решения дополнительной задачи о сопряжении решений на расчетных сетках в пласте и в трещинах (Frih et al., 2012; Tan et al., 2018).

В работе (Симонов, Рощектаев, 2017) рассматривается модель ГС с МГРП с учетом естественной трещиноватости пласта. Трещины имеют одинаковую длину и проницаемость, при этом проницаемость пласта много меньше проницаемости трещин. Модель не учитывает гравитационные силы, течение считается изотермическим. Задача решается численно с помощью метода конечных разностей, расчетная сетка строится с измельчением к скважине и к трещинам ГРП.

Методика численного моделирования притока жидкости к горизонтальной скважине с многостадийным гидроразрывом пласта в гидродинамических симуляторах газоконденсатных низкопроницаемых коллекторов рассмотрена в работе (Присмотров и др., 2023). Выделяются несколько способов: корректировка соединений скважина-пласт, применение виртуальной перфорации, локальное сгущение сетки и использование неструктурированных сеток. Авторы делают заключение, что наиболее точная оценка может быть получена только при численном моделировании на детальной сетке.

Целью настоящей работы является выполнение многопараметрического анализа продуктивности ГС с МГРП, исследование условий, при которых приток к стволу скважины становится пренебрежимо малым по сравнению с притоком к трещинам гидроразрыва, а также определение условий применимости наиболее физически обоснованных аналитических моделей расчета продуктивности скважин с МГРП. Для достижения поставленной цели в качестве эталонного численного решения о продуктивности скважины с МГРП использована авторская трехмерная конечно-объемная модель (Мазо и др., 2015; Хамидуллин, 2016; Mazo et al., 2017; Мазо, Хамидуллин, 2017; Мазо и др., 2024), достоверность которой подтверждена сравнением со специализированным модулем пакета MRST.

1. Постановка и метод решения задачи

1.1 Математическая постановка

Рассматривается задача однофазной фильтрации в области дренирования Ω горизонтальной скважины с МГРП (рис. 1) в виде прямоугольного параллелепипеда высоты $2H$ с закругленными краями Γ равноудаленными от скважины на расстоянии r_c, ограниченного сверху и снизу соответственно кровлей T и подошвой B. Горизонтальная скважина γ является вырезом цилиндрической формы радиуса r_w и длины L вдоль оси Oy.

Каждая трещина МГРП под номером $i = 1..N$ располагается в плоскости $y = y_i$ и ограничена двумя параллельными вертикальными плоскостями F_i^-, F_i^+, находящимися на расстоянии $\pm\delta_i$ от y_i, что задает ее раскрытие $2\delta_i$. Длина трещины в горизонтальной плоскости равна $2h_i$, а ее высота – $2H_i$. Плоскости F_i^-, F_i^+ имеют внешнюю нормаль n в направлениях $\pm y$.

Нормированные уравнения задачи для несжимаемых флюида и пласта при выполнении закона фильтрации Дарси имеют вид (Баренблатт и др., 1984):

$$-\nabla\cdot\left(k\nabla p\right)=0, \tag{1}$$

$$\mathbf{u}=-k\nabla p, \tag{2}$$

где p – давление насыщающего поры флюида; $\mathbf{u}$ – скорость фильтрации; $k(\mathbf{x})$ – абсолютная проницаемость пористой среды; $\mathbf{x}$ – вектор пространственных координат.

Уравнения (1), (2) эквивалентны случаю установившейся фильтрации сжимаемой жидкости в упругом пласте при замене в них давления p на функцию Лейбензона (Христианович и др., 1938):

$$P=\int\rho(p)\frac{æ(p)}{\mu(p)}\mathrm{d}p,$$

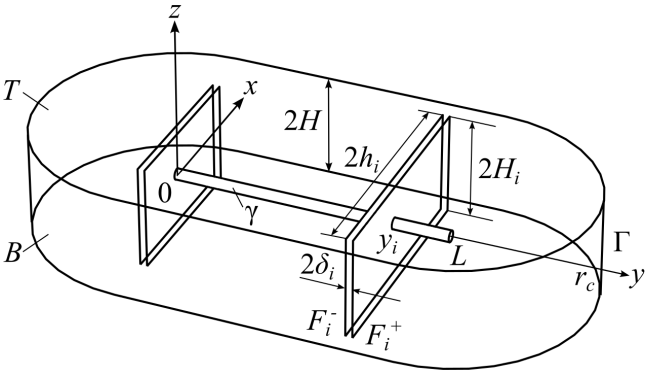


Рис. 1. Схема расположения трещин многозонного гидроразрыва вдоль горизонтальной скважины

а скорость объемного потока **u** – на скорость массового потока ρ**u**. Здесь ρ(p), μ(p) – функции относительного изменения плотности и вязкости флюида; æ(p) – функция относительного изменения проницаемости пористой среды. Поэтому все приведенные ниже рассуждения о течении несжимаемой жидкости в несжимаемой среде переносятся на случай стационарного потока при наличии сжимаемости с соблюдением указанных аналогий.

В уравнениях (1), (2) линейные величины нормированы на параметр r_c, эквивалентный половине расстояния до ближайших скважин, где устанавливается некоторое среднее пластовое давление p_c. Давление, в свою очередь, отсчитывается от давления p_w на скважине и нормируется на перепад давления $\Delta p = p_c - p_w$. Скорость фильтрации нормируется на характерную величину $u^0 = (k^0/\mu^0)(\Delta p/r_c)$ рассматриваемого флюида с вязкостью μ^0 и с проницаемостью k^0 пласта при перепаде давления Δp на расстоянии r_c.

Уравнения (1), (2) действуют как в пласте, так и в каждой трещине ГРП, различаясь лишь величинами нормированной проницаемости – $k = 1$ и k_i соответственно, которые в пределах каждой подобласти будем полагать постоянными.

Уравнение для осредненного по раскрытию трещины i давления p_i получается интегрированием (1) (Мазо и др., 2015):

$$-\Delta_{xz} p_i + \frac{1}{2M_i} u_y \Big|_{F_i^-}^{F_i^+} = 0, \quad M_i = \frac{C_{fd}^i \cdot I_x^i}{2}, \tag{3}$$

Величина u_y в уравнении (3) вычисляется по формуле (2) и обеспечивает непрерывность массового потока флюида между пластом и трещинами гидроразрыва, $C_{fd}^i = 2k_i\,\delta_i / k\,h_i$ – безразмерная проводимость трещины, $I_x^i = h_i / r_c$ – коэффициент вскрытия (Economides et al., 2001).

Обратимся к граничным условиям. Кровля и подошва пласта непроницаемы:

$$\mathbf{x} \in T, B: \frac{\partial p}{\partial n} = 0. \tag{4}$$

На внешней границе Γ поддерживается постоянное давление:

$$\mathbf{x} \in \Gamma: \; p \equiv p_c = 1. \tag{5}$$

Падение давления вдоль ствола скважины γ не учитывается:

$$\mathbf{x} \in \gamma: \; p \equiv p_w = 0. \tag{6}$$

В силу малой изменчивости давления по толщине трещин и его непрерывности на границе раздела трещина – пласт предполагается, что на берегах $F_i^{\pm}$ давление в пласте совпадает со средним давлением в трещине:

$$\mathbf{x} \in F_i^{\pm}: \; p = p_i, \; i = 1..N. \tag{7}$$

Торцы трещин непроницаемы:

$$x = \pm h_i, z = \pm H_i: \frac{\partial p_i}{\partial n} = 0, \; i = 1..N. \tag{8}$$

Система (1)–(8) определяет поле давления в области дренирования скважины с МГРП и в самих трещинах гидроразрыва, а также притоки пластового флюида q_i, q_γ – к отдельным трещинам и к стволу скважины соответственно, сумма которых составляет общий дебит q скважины:

$$q_\gamma = \int\limits_{\gamma \setminus \bigcup \gamma_i} u_n \, d\Sigma, \quad q_i = \int\limits_{F_i^- \bigcup F_i^+} u_n \, d\Sigma, \quad q_f = \sum_{i=1}^{N} q_i, \quad q = q_\gamma + q_f. \tag{9}$$

Здесь γ_i – участки ствола скважины, расположенные внутри трещины i при $y_i - \delta_i < y < y_i + \delta_i$, q_f – суммарный приток к трещинам.

В условиях нормировки уравнений задачи, введенные дебиты выполняют роль продуктивности – отношения расхода отбираемой жидкости к приложенному перепаду давления. Требуется исследовать влияние различных условий выполнения МГРП на общую продуктивность скважины и по-отдельности ее ствола и трещин гидроразрыва.

1.2 Метод численного решения и его апробация

Задача (1)–(9) решается численно методом конечных объемов с помощью авторского симулятора на конечно-объемной сетке со сгущением вблизи скважины (Хамидуллин, 2016). Трещины размыкают трехмерную сетку в пласте инцидентной к ней двумерной конечно-объемной сеткой.

В качестве верификации численного решения выполнено сравнение с численным решением в пакете MRST для одной и трех трещин (рис. 2). Отметим, что в отличие от ПО MRST используемый симулятор дает детализацию и полный доступ к анализу всех гидродинамических параметров течения, в частности, с возможностью построения профилей притока к каждому из берегов трещин.

2. Результаты

2.1 Доля притока к стволу в общем дебите скважины

Проведение многостадийного гидроразрыва пласта с образованием длинных трансверсальных трещин способствует увеличению зоны дренирования и притока к трещинам МГРП. При этом вблизи ствола скважины увеличивается область пониженного давления, и приток q_γ к стволу скважины снижается по сравнению с ее общим дебитом q. Особого внимания заслуживает оценка величин соответствующей доли $\eta = q_\gamma / q$. Условия, при которых наблюдаются малые значения η, означают возможность пренебрежения дебитом ствола скважины и применения более простых моделей притока только к трещинам МГРП.

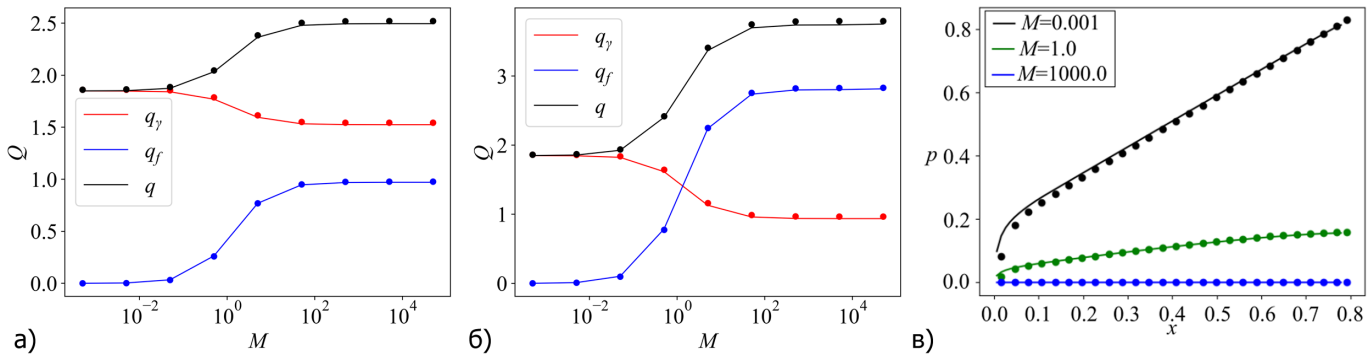


Рис. 2. Дебит горизонтальной скважины Q с разделением на приток к стволу q_γ и к трещинам ГРП q_f для одной (а) и трех (б) трещин и распределение давления p (в) вдоль трещины ГРП: линия – собственное решение, маркеры – решение MRST

Для получения более наглядных качественных оценок продуктивности число независимых параметров задачи можно сократить за счет следующих допущений: 1) скважина проходит посередине пласта, 2) все трещины имеют одинаковые значения ширины раскрытия $\delta_i = \delta$ и полудлины $h_i = h$, 3) их высота совпадает с высотой пласта $2H_i = 2H$, 4) проницаемость трещин одинакова $k_i = k_f$, 5) трещины равноудалены друг от друга, начиная с торцов скважины при $N > 1$, а в случае одной трещины ($N = 1$) она расположена в центре ствола скважины, 6) пласт однородный и изотропный по проницаемости.

В качестве варьируемых выбраны те параметры, которыми проще руководствоваться при проектировании скважины и МГРП – это полувысота пласта H, длина скважины L, а также полудлина h, проводимость M и количество N трещин. Все расчеты выполняются при фиксированной нормировке линейных параметров на расстоянии r_c от горизонтальной скважины до контура с заданным пластовым давлением. Это расстояние можно интерпретировать, например, как половину среднего шага сетки скважин. Так, при типичном значении $r_c \sim 10^2$ м характерные значения нормированных величин высоты пласта, длины скважины, полудлин трещин лежат в следующих интервалах:

$$2H = 0.1..1,\ L = 1..10,\ h = 0.1..1.$$

В свою очередь проницаемость трещин ГРП $10^{-10}..10^{-8}$ м^2, проницаемость пласта $10^{-15}..10^{-12}$ м^2 и раскрытие трещин порядка 0.01 м определяют интервал значений проводимости трещин $M = 10^{-2}..10^3$.

Критерий учета притока к стволу скважины

В работе (Yuan et al., 2010) приведен критерий, при котором, как утверждают авторы, можно пренебречь притоком к стволу скважины:

$$\sum_{i=1}^{N_f} \frac{k_f^i}{k} \cdot \frac{2\delta^i}{L} \cdot \frac{h^i}{r_c} \geq 1. \qquad (10)$$

Данная оценка (10) получена на основе упрощенной схемы вычисления эффективной проницаемости области дренирования скважины с МГРП, когда скорректированная проницаемость пласта вокруг скважины с учетом наличия трещин становится отрицательной. Такой критерий формально можно считать полученным аналитически, однако заложенные в рассуждения предпосылки являются весьма приближенными.

В настоящей работе реализован эмпирический подход для вывода условия, при выполнении которого можно пренебречь притоком к стволу скважины. На основании проведенной серии расчетов приближенно установлено, что при одновременном выполнении условий:

$$h \geq 0.8(2d - H),\ N \geq 5,\ M \geq 10,\ d \leq 0.7, \qquad (11)$$

доля притока к стволу скважины принимает значения $\eta \leq 0.1$. Здесь d – половина расстояния между трещинами:

$$d = L/2(N - 1). \qquad (12)$$

На приведенных ниже полях параметра η (рис. 4, 6, 7, 8) для сравнения указаны границы, разделяющие области значимого и пренебрежимо малого притока к стволу скважины, полученные по предложенному критерию (11) (синяя штриховая линия) и по критерию (10) (зеленая штриховая линия). Видно, что критерий из работы (Yuan et al., 2010) в большинстве случаев выполняется на интервале довольно значительных величин $0.1 < \eta < 0.4$, иногда достигая и уровня 0.8. В то же время предложенный эмпирический критерий (11) с довольно высокой точностью попадает в интервал значений $0.05 < \eta < 0.1$ (рис. 3).

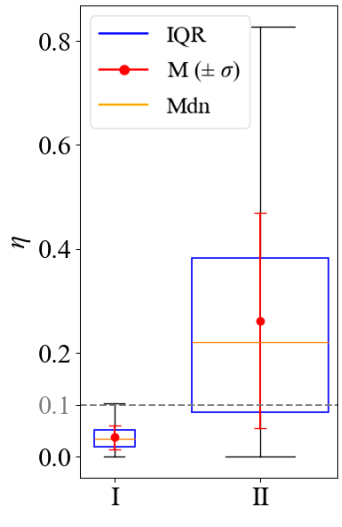


Рис. 3. Распределение расчетной доли притока к стволу скважины с МГРП при выполнении критериев пренебрежения данным притоком (I – из данной работы, II – из работы (Yuan et al., 2010)): M – среднее значение, σ – среднеквадратическое отклонение, Mdn – медиана; IQR – диапазон значений между Q1 и Q3 (первым и третьим квартилями); черные отсечки – границы минимального и максимального значений в диапазоне [Q1−1.5·IQR, Q3+1.5·IQR]

Характерное влияние параметра M на приток к скважине можно оценить на примере рис. 4. При величинах $M = 0.01$ и менее, что эквивалентно случаям, когда проницаемость трещин превосходит проницаемость пласта не более чем на 2 порядка, практически весь дебит скважины обеспечивается притоком к ее стволу. Очевидно, рост проводимости трещин приводит к снижению доли η. При этом случаи $M = 100$ и $M = 1000$ практически неотличимы, то есть при $M \geq 100$ можно утверждать, что система ведет себя аналогично случаю трещин бесконечной проводимости. Для оценочных расчетов, допускающих незначительную погрешность, приближением трещин бесконечной проницаемости можно считать значения $M \geq 10$. При характерных линейных параметрах системы это соответствует превосходству проницаемости трещин над проницаемостью пласта в 10^5 и более раз. При достижении таких условий потери давления в трещинах сокращаются до 10% от общего перепада давления (рис. 5), в связи с чем наблюдается снижение доли притока к стволу скважины с увеличением высоты пласта.

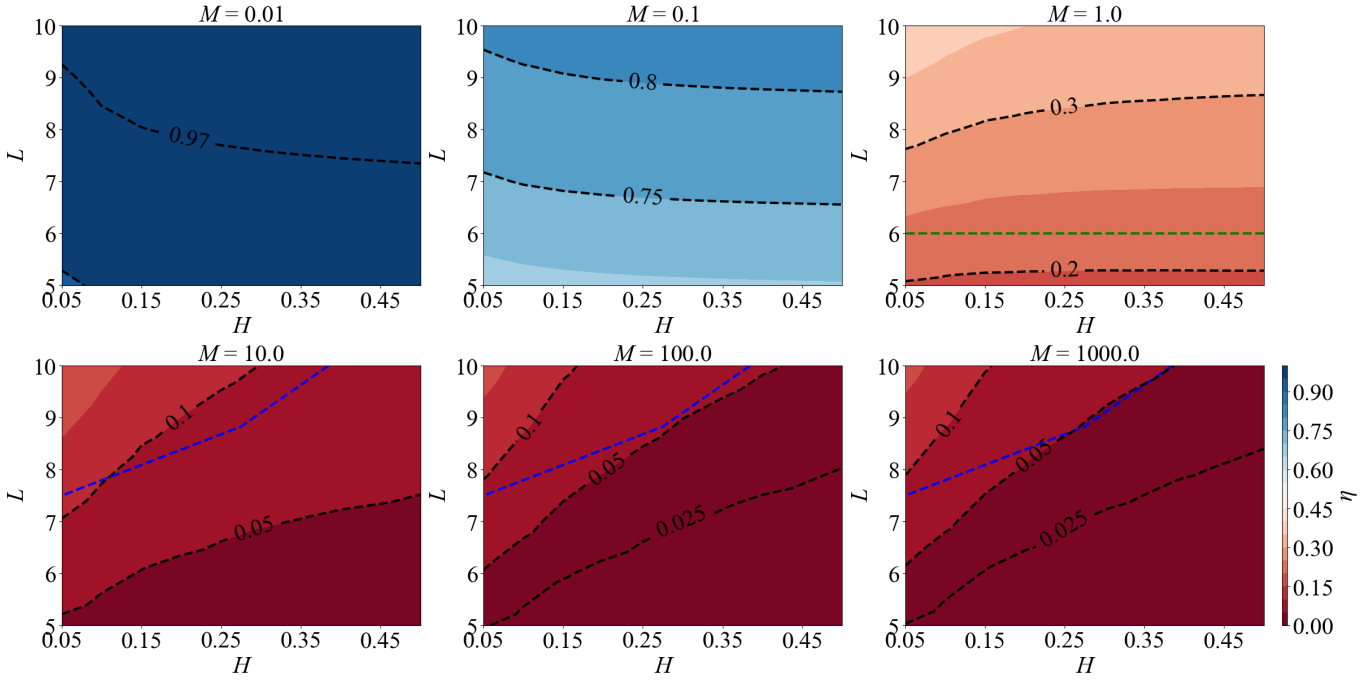


Рис. 4. Зависимость доли притока к стволу скважины η от высоты пласта H и длины скважины L для разных проводимостей трещин M при $N = 10$, $h = 0.6$; цветной пунктир – критерии пренебрежения притоком к стволу скважины – из работы (Yuan et al., 2010) (зеленый) и из настоящей работы (синий)

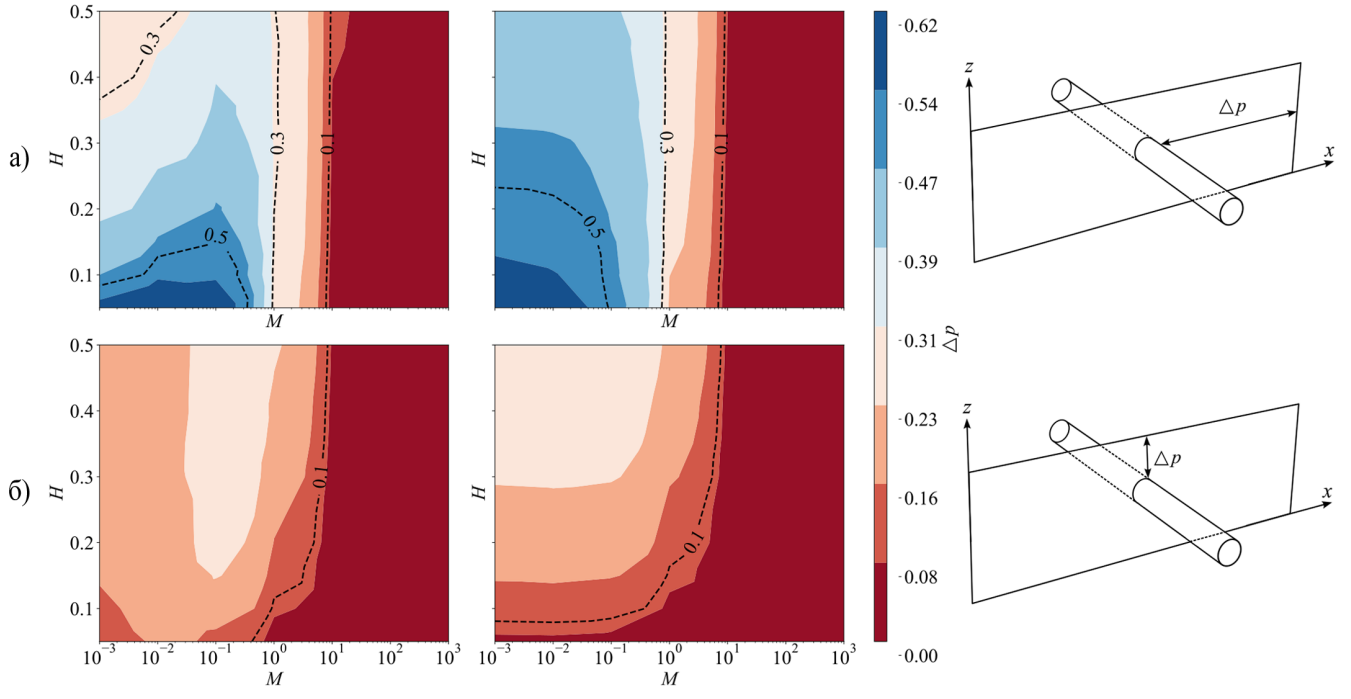


Рис. 5. Зависимость потерь давления Δp по всей трещине (а) и по ее высоте (б) от проводимости трещин M и высоты пласта H при $N = 10$, $h = 0.6$; слева – внешняя трещина, справа – внутренняя

В то же время увеличение расстояния между трещинами с ростом длины скважины L приводит к увеличению относительного притока к стволу скважины при любой проводимости M, что обусловлено сокращением области малых скоростей фильтрации вблизи ствола скважины, вызванной интерференцией трещин.

Увеличение числа трещин N при фиксированной длине скважины ожидаемо приводит к сокращению доли притока к стволу скважины при любых значениях остальных параметров задачи (рис. 6). Падение функции $\eta(N)$ происходит нелинейно, замедляясь с ростом числа трещин.

Более сложное поведение величины η наблюдается в координатах (M, h) (рис. 7). Пренебрежение притоком к стволу скважины оказывается возможным при одновременном сочетании больших значений длины h трещин и их проводимости M. Причем при малой проводимости $M < 1$ доля притока к стволу скважины практически не зависит от длины трещин и монотонно возрастает при дальнейшем понижении M, приближаясь к 90% уже при $M \approx 0.1$.

В ряде случаев сохранение половины расстояния d между трещинами МГРП, связывающего параметры (L, N) по формуле (12), приводит к схожему отношению продуктивности ствола скважины и трещин гидроразрыва (рис. 8). Это может упростить прогноз продуктивности скважины с МГРП за счет сокращения на единицу числа независимых параметров.

2.2 Относительный прирост продуктивности скважины

Эффективность МГРП на горизонтальной скважине будем вычислять как отношение суммарного дебита q скважины с трещинами МГРП к дебиту q_0 скважины без трещин и оценим ее зависимость от всех параметров задачи.

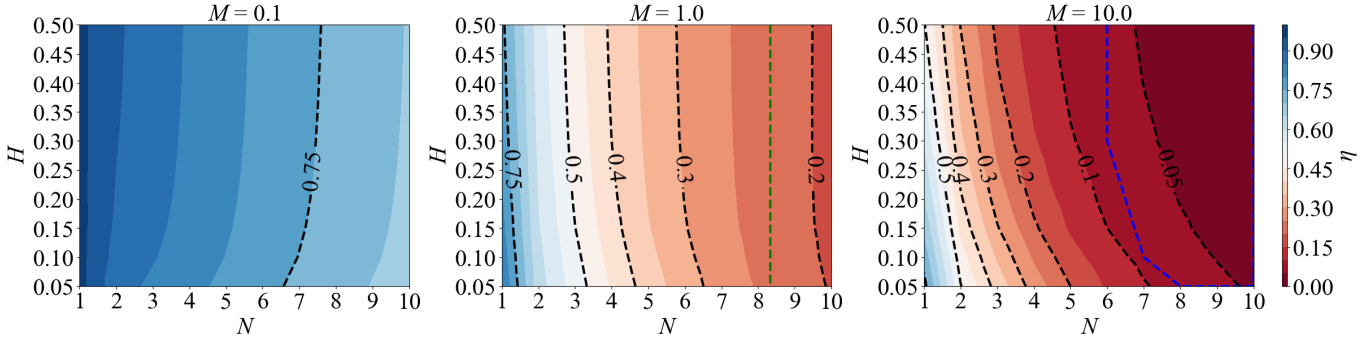


Рис. 6. Зависимость доли притока к стволу скважины η от числа трещин N и высоты пласта H для разных проводимостей трещин M при $h = 0.6$, $L = 5$

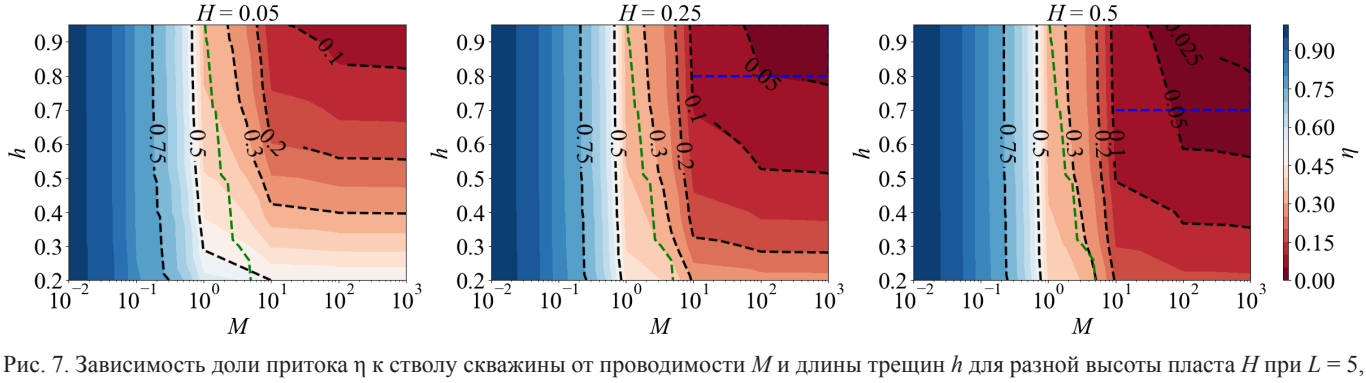


Рис. 7. Зависимость доли притока η к стволу скважины от проводимости M и длины трещин h для разной высоты пласта H при $L = 5$, $N = 5$

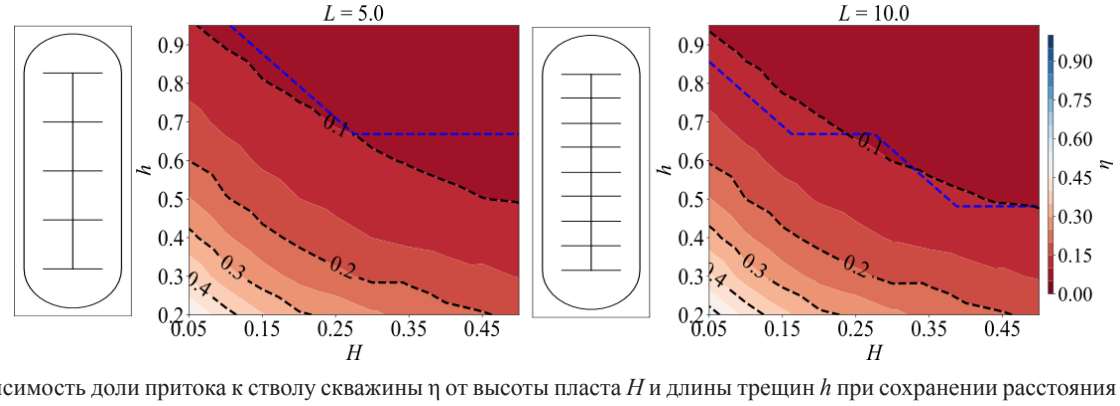


Рис. 8. Зависимость доли притока к стволу скважины η от высоты пласта H и длины трещин h при сохранении расстояния между ними d и их проводимости $M = 10$: слева – $L = 5$, $N = 5$; справа – $L = 10$, $N = 10$

Рассмотрим влияние на эффективность МГРП его проектных параметров, которыми можно управлять – M, N, h, при фиксированной полувысоте H пласта и длине L горизонтальной скважины. На рис. 9а показан затухающий рост эффективности МГРП с увеличением числа трещин. В зависимости от проводимости трещин и их длины можно достигать прироста продуктивности скважины от двукратного до десятикратного размера при увеличении числа трещин от 1 до 10. Целесообразное количество трещин, дальнейшее увеличение которого не приводит к значимому приросту продуктивности скважины, увеличивается с ростом длины трещин. Увеличение длины трещин приводит к нелинейному росту эффективности МГРП (рис. 9б). Этот эффект усиливается с ростом проводимости M, когда снижаются потери давления в трещинах (рис. 5).

Рис. 9в подтверждает, что увеличение проводимости трещин выше $M = 100$ практически не приводит к дополнительному приросту эффективности, и трещины ведут себя как бесконечно проницаемые. Основной прирост эффективности МГРП происходит на интервале значений $1 < M < 10$. При малой проводимости трещин $M < 0.1$ проведение МГРП нецелесообразно.

Карты эффективности, представленные на рис. 10, могут быть использованы для определения условий взаимной компенсации длины и количества трещин МГРП для достижения заданной продуктивности скважины. С точки зрения интенсификации отбора увеличение полудлины трещин оказывается эффективнее, чем увеличение их количества, при сохранении суммарной длины всех трещин. Такой эффект объясняется приближением торцов трещин к фиксированному контуру питания заданного давления.

Зависимость эффективности МГРП от высоты пласта при значительной проводимости трещин ($M = 10$) оказывается близка к линейной при любых значениях длины и количества трещин (рис. 11).

Увеличение длины скважины при фиксированных параметрах и числе трещин приводит к снижению относительного прироста продуктивности скважины (рис. 12) от МГРП. Двукратное увеличение длины скважины, а вместе с ней и расстояния между трещинами, приводит к сокращению эффективности МГРП примерно в 1.5 раза.

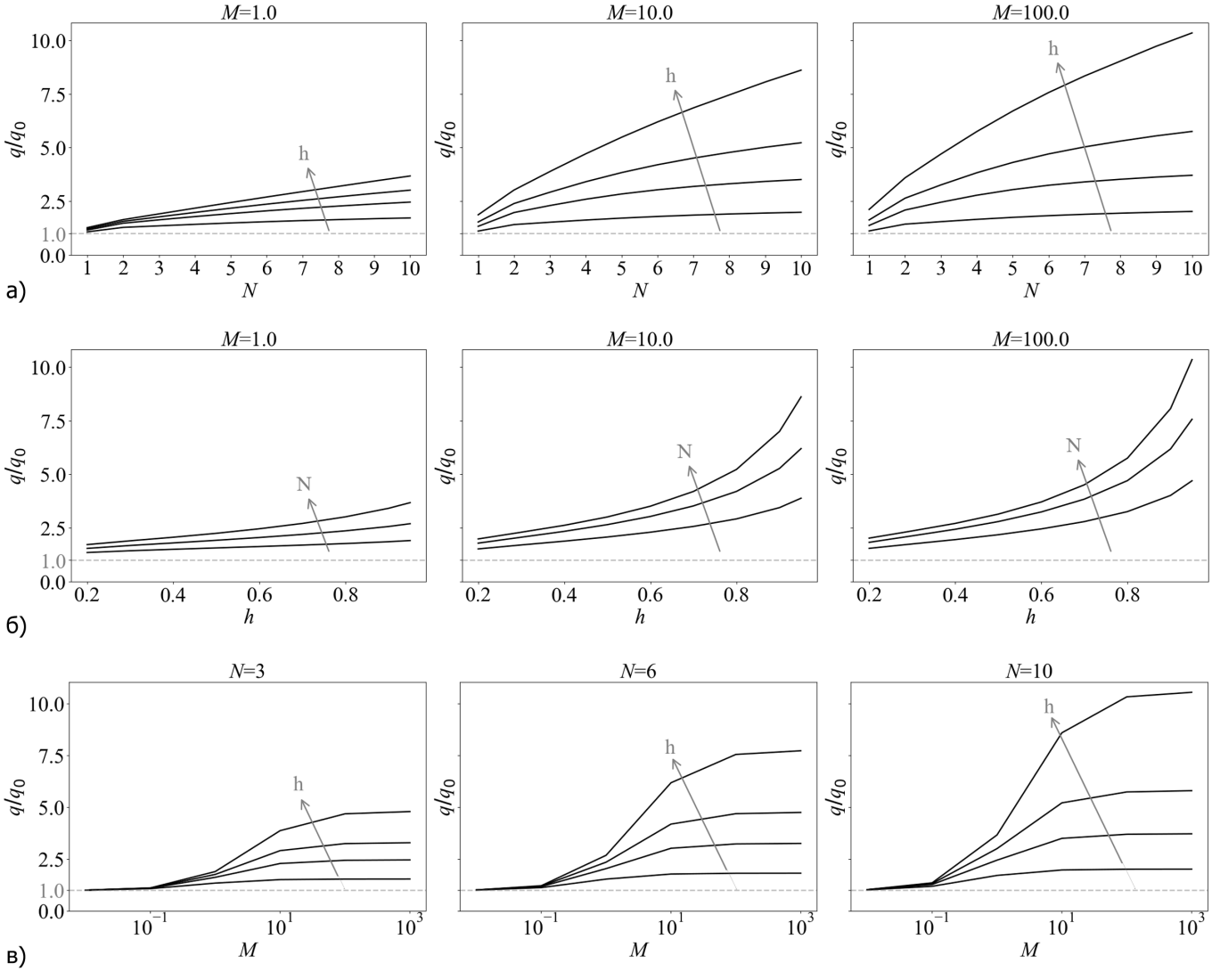


Рис. 9. Эффективность МГРП в зависимости от управляемых параметров M, N, h при $L = 5$, $H = 0.25$: а), в) $h = 0.2, 0.4, 0.8, 0.95$; б) $N = 3,6,10$

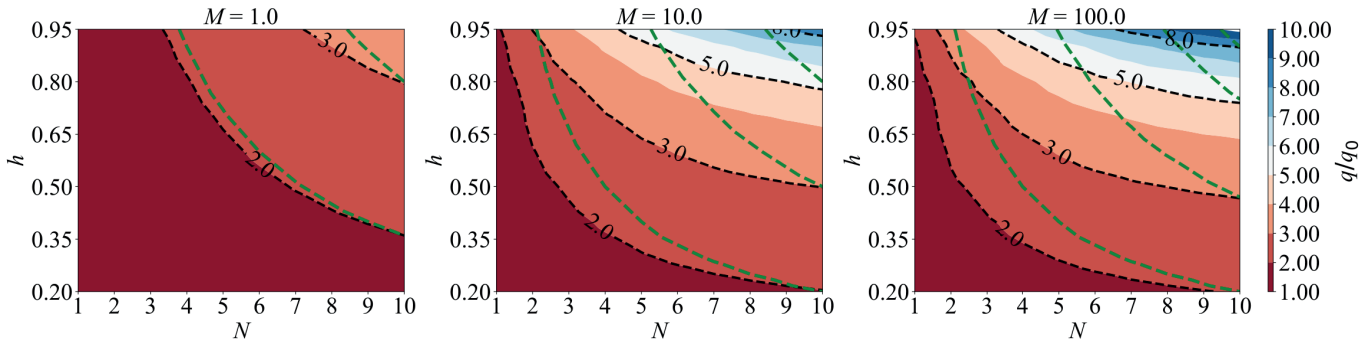


Рис. 10. Карты эффективности МГРП в зависимости от длины h и числа трещин N при $L = 5$, $H = 0.25$; зеленым – изолинии суммарной длины трещин $Nh = c$

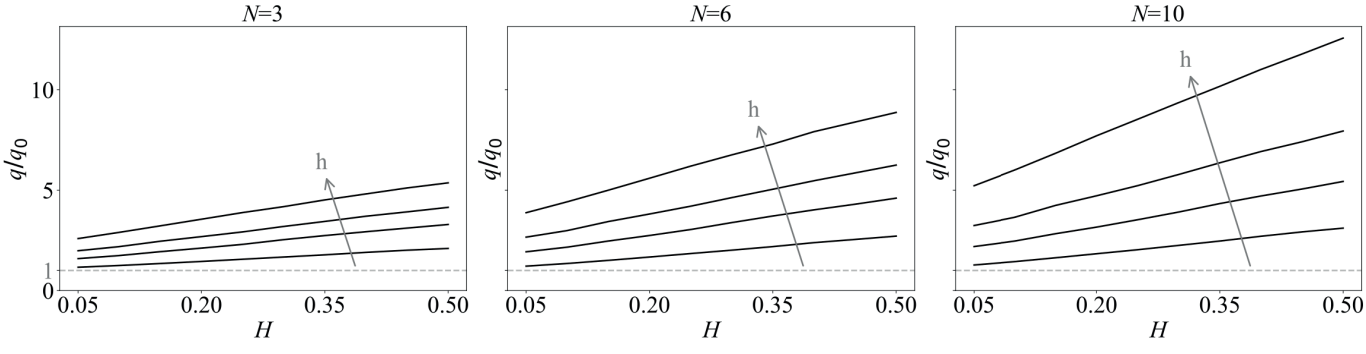


Рис. 11. Эффективность МГРП в зависимости от высоты пласта H при $L = 5$, $M = 10$, $h = 0.2, 0.4, 0.8, 0.95$

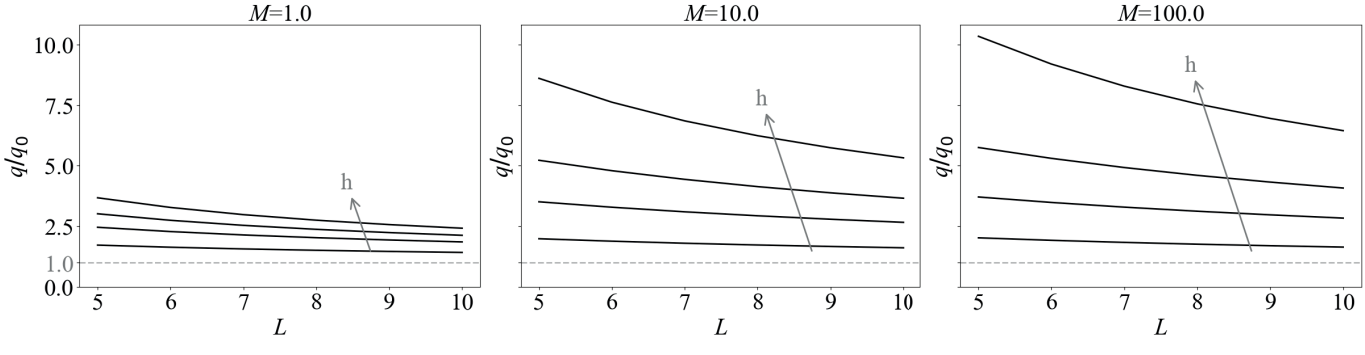


Рис. 12. Эффективность МГРП в зависимости от длины скважины L при $N = 10$, $H = 0.25$, $h = 0.2, 0.4, 0.8, 0.95$

2.3 Применимость упрощенных формул эффективности МГРП

Все модели расчета продуктивности горизонтальных скважин с МГРП можно разделить на 3 типа: численные, аналитические и численно-аналитические. Каждая из них, в свою очередь, может учитывать такие факторы, как приток к стволу горизонтальной скважины, проницаемость трещин МГРП, их форму. В зависимости от цели исследования использование ресурсоемкой полномасштабной численной модели может быть либо невозможным, либо нецелесообразным. В таких случаях предпочтение отдается приближенным (упрощенным) аналитическим моделям. Однако не все они обеспечивают достаточную точность для решения конкретных задач. Напомним, что в данной работе рассматриваются модели только для установившегося притока к трещинам ГРП.

Оценка области применимости моделей (Mukherjee, Economides, 1991) и (Li et al., 1996) для скважин с трещинами МГРП бесконечной проницаемости была представлена в работе (Potashev et al., 2024). Там же предложена новая более надежная модель расчета продуктивности таких скважин, основанная на аналитических решениях для двух типов зон дренирования трещинами пласта и учитывающая их произвольное количество N, размеры и расстояния между ними.

Обратим внимание на аналитические методы оценки продуктивности горизонтальной скважины с трещинами МГРП конечной проницаемости. Основными недостатками ряда подобных моделей являются либо значительное упрощение характера фильтрационных потоков, либо сложность реализации расчетного алгоритма. Например, в работе (Yuan et al., 2010) дается простая в использовании, но чрезмерно упрощенная модель – расчетный дебит скважины линейно зависит от проницаемости трещин и не зависит от проницаемости пласта. Применимость подобных моделей в настоящей работе не оценивается.

В работе (Wei, Economides, 2005) областью решения задачи является пласт бесконечной протяженности.

Приток к трансверсальной трещине рассматривается на участке радиуса половины высоты пласта вокруг скважины. Течение из пласта в трещины считается линейным, внутри трещин вблизи горизонтальной скважины поток переходит в радиальный (Economides et al., 1994). Поток происходит из пласта в трещину и из трещины в скважину. Приток к остальной части ствола скважины пренебрежимо мал. Такая комбинация потоков ведет к дополнительному падению давления, которое может быть учтено с помощью скин-эффекта (Mukherjee, Economides, 1991), вычисляемого через проницаемость и высоту пласта, радиус скважины, проницаемость и ширину раскрытия трещины. Продуктивность трансверсальной трещины на горизонтальной скважине с учетом скин-эффекта вычисляется через продуктивность вертикальной скважины с ГРП. Для случая нескольких трещин МГРП авторы определяют эквивалентное количество вертикальных скважин с одной трещиной, которые дают такую же продуктивность как МГРП. Такая модель не учитывает интерференцию соседних трещин, а продуктивность скважины не зависит от расстояния между ними.

В работе (Raghavan, Joshi, 1993) представлен способ применения метода суперпозиции для расчета продуктивности ГС с МГРП. Для этого суммарный дебит такой скважины вычисляется как сумма элементарных решений для отдельных вертикальных трещин с заданным давлением на трещинах и на круговом контуре питания вокруг каждой из них. Ограничениями подхода являются предположение о бесконечной проницаемости трещин, требование, чтобы расстояние между трещинами было значительно больше их максимальной длины для существования круговых контуров питания, и необходимость задания их радиусов и соответствующей величины давления.

Модель из работы (Li et al., 1996) учитывает наличие перфорации скважины на участках между трещинами и конечную проницаемость пласта. Отдельно учитывается приток к торцевым трещинам и различное расстояние между каждой парой трещин. Область дренирования полагается в виде прямоугольника, границы которого равноудалены от скважины. Выделяются две области течения: в пласте от контура дренирования к трещинам и в трещинах к скважине. Область дренирования может быть поделена на N подобластей вдоль ствола скважины с трещиной в центре. Суммарный дебит скважины складывается из притоков в каждой подобласти.

Модель, предложенная в (Guo et al., 2009), не учитывает перфорацию ствола скважины вне соприкосновения с трещинами. Контур питания с постоянным давлением задается радиусом дренирования, который зависит от числа трещин, их средней длины и среднего расстояния между ними. Модель учитывает радиальное течение вне зоны расположения трещин, линейный приток к берегам трещин, линейный поток в трещинах вдали от скважины и радиальный вблизи нее. При расчете дебита для каждой отдельной трещины задается длина, ширина, проницаемость и расстояние до соседних трещин.

Предложенная в работе (Мазо и др., 2015) модель основывается на различных видах симметрии фильтрационного течения в отдельных зонах прискважинной области с трещинами конечной проводимости. Модель является численно-аналитической и сводится к одномерному уравнению для давления в трещине ГРП и набору аналитических формул для расчета притока из пласта в скважину и из пласта в трещину ГРП. Трещины ГРП моделируются независимыми друг от друга, а их геометрия ограничена квадратом. Если предположить, что трещина бесконечной проводимости, то модель становится аналитической. Данная модель хорошо согласуется с трехмерной численной моделью.

Для оценки точности аналитических моделей введём невязку E дебита q_a, полученного с их помощью, относительно дебита q_n, полученного из численного решения задачи и считающегося «точным»:

$$E = (q_a - q_n)/q_n. \quad (13)$$

Оценивать погрешность моделей будем при значениях параметров задачи, соответствующих типичным условиям: скважина длиной 1 км и пласт с половиной высоты 10 м. При расстояниях между скважинами 300..500 м такие условия приводят к нормированным параметрам $L \approx 5$, $H \approx 0.05$.

На рис. 13 приведены карты невязки (13) $E(M, h)$ дебита по формуле (Li et al., 1996) при фиксированных N, L, H в отсутствие перфорации скважины. Область применимости данной формулы в пределах 20% ограничена значениями проводимости трещин $M > 0.1$ и образует полосу, вдоль которой происходит 2..3 кратное сокращение полудлины трещин с ростом их проводимости. Увеличение числа трещин N приводит к более значительному снижению их длины, обеспечивающей низкую погрешность формулы (Li et al., 1996). Так, при $M > 1$ и $N = 3..5$ формула применима для $h \approx 0.5$, а при $N = 10$ – уже для $h \approx 0.2$, что при указанных масштабах эквивалентно полудлине трещин 100 м и 40 м соответственно.

На рис. 14 приведена зависимость нормированного дебита (продуктивности) скважины с МГРП, вычисленного различными способами при фиксированных размерных величинах $L = 1000$ м, $R = 200$ м, $h = 100$ м, $2H = 10$ м, $\Delta p = 20$ атм, $k = 0.1$ Д, $r_w = 8$ см, $\mu = 1$ сП, что соответствует безразмерным параметрам $L = 5$, $h = 0.5$, $2H = 0.05$, $r_w = 0.0004$.

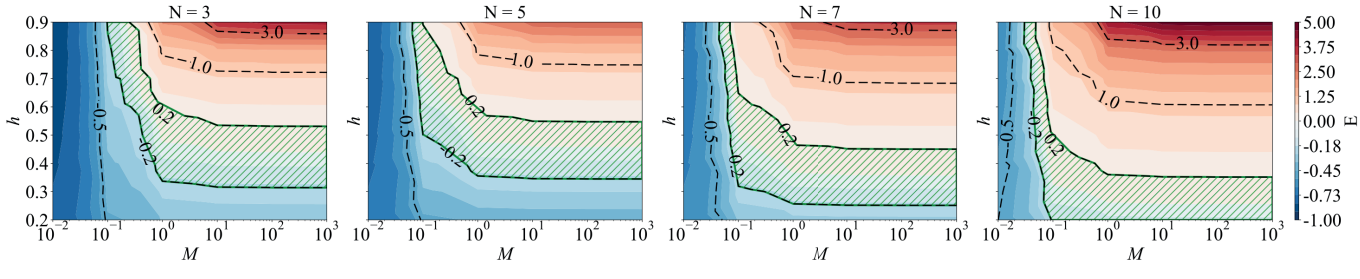


Рис. 13. Относительная погрешность формулы из работы (Li et al., 1996), $H = 0.05$, $L = 5$

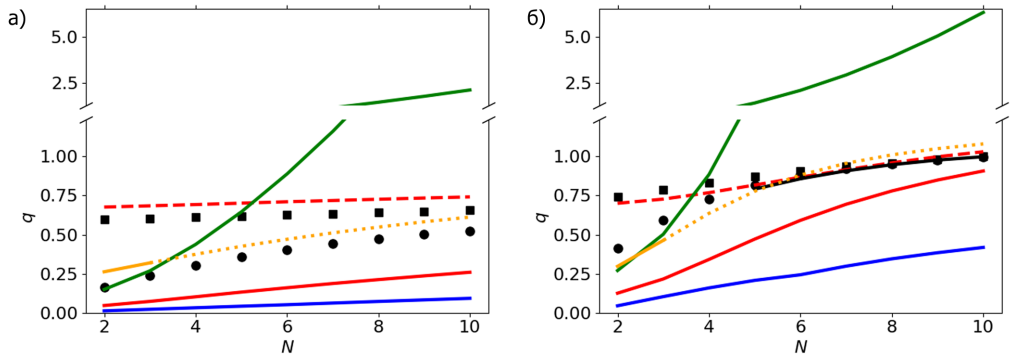


Рис. 14. Расчетный нормированный дебит скважины q с МГРП: а) M = 0.1, б) M=100; маркеры ●, ■ – численное решение для изолированной и вскрытой скважины; линии – аналитические модели: черный – (Potashev et al., 2024); синий – (Guo et al., 2009); зеленый – (Guo, Schechter, 1997); красный – (Li et al., 1996) (пунктиром для перфорированной скважины); оранжевый – (Елкин и др, 2016) (пунктиром в области пересечения радиусов дренирования)

Применение модели (Potashev et al., 2024) ограничено лишь случаем трещин бесконечной проводимости, когда $M > 10$, и на этом интервале показывает наилучшее совпадение с численным решением задачи. Ввиду ограничения на минимальное значение радиуса дренирования $R = h + 0.75d$ дебит по данной модели вычислен для значений $N \geq 5$.

Модель (Guo et al., 2009) (рис. 14) стабильно дает многократное занижение дебита. Однако важно отметить, что интерпретация параметров, необходимых для оснащения модели, согласно (Guo et al., 2009), не является очевидной, что может служить дополнительным источником погрешности вычислений. При вычислениях, представленных в настоящей работе, была произведена попытка интерпретации параметров, приводящей к наилучшему совпадению с численным решением.

Модель (Guo, Schechter, 1997) лучше согласуется с численным решением при малом числе трещин, когда среднее расстояние между ними довольно велико. По-видимому, это связано с предположением о линейности притока из пласта к трещинам, которое нарушается при сближении трещин и искривлении линий тока.

Среди перечисленных физически обоснованных моделей наиболее надежной выглядит модель (Li et al., 1996): для случая перфорированного ствола скважины ее погрешность в широком диапазоне параметров N, M не превосходит 15%, однако для изолированного ствола скважины она возрастает, принимая значения от 9 до 72%.

Существуют и другие методы приближенной оценки продуктивности скважин с МГРП. Например, можно рассмотреть модель, представленную в работе (Елкин и др., 2016). Полученная авторами формула накладывает ограничения на половину расстояния между трещинами d, требуя, чтобы области дренирования каждой трещины значительно не пересекались. Отметим, что область применимости данной модели, обеспечивающая условие непересечения радиусов дренирования соседних трещин, в противоположность модели из (Potashev et al., 2024), ограничена условием довольно больших расстояний между ними. В рассмотренном случае это не более 3–4 трещин с полудлиной 100 м на скважину длиной 1 км. Расчет по данной модели для бóльшего числа трещин был выполнен в пренебрежение указанными авторами условиями применимости модели (рис. 14) и тем не менее дал хорошие результаты на всем рассмотренном интервале значений N при данной конфигурации параметров. Однако, поскольку такие расчеты не имеют строгого физического обоснования – например, при N = 10 в радиус дренирования каждой трещины попадают по две соседние трещины с каждой стороны, – то они не могут рассматриваться в качестве подходящей аппроксимация продуктивности скважин. Вопрос применимости подобных формул должен рассматриваться с более тщательным расширенным варьированием исходных параметров задачи.

Несмотря на кажущуюся простоту представленных в аналитическом виде моделей, все они требуют внимательной интерпретации определяющих параметров, что не всегда оказывается очевидной задачей. В связи с этим, для упрощения использования всех перечисленных в настоящей работе методов оценки продуктивности ГС с МГРП была разработана расчетная программа (Хамидуллин и др., 2025), исходный код которой доступен по ссылке https://github.com/FlowPorousMedia/MSHF.Productivity. С ее помощью по заданным параметрам пласта, скважины и трещин МГРП можно получить все варианты оценки дебита скважины.

Заключение

В настоящей работе выполнен многопараметрический анализ эффективности МГРП с точки зрения повышения продуктивности горизонтальной скважины в широком интервале значений всех параметров задачи. Указаны условия целесообразности выполнения МГРП. Построены все базовые номограммы эффективности для проектирования МГРП, в том числе для достижения заданной эффективности за счет выбора между длиной трещин и их количеством.

Анализ выполнен на основе результатов численного моделирования, полученных с использованием разработанной математической модели установившегося притока к горизонтальной скважине с многозонным гидроразрывом. Показано, что данная модель обеспечивает высокую точность, подтвержденную сравнением с независимым специализированным программным обеспечением.

На основе вычислительного эксперимента выполнена оценка вклада притока пластового флюида к стволу скважины в общий дебит скважины с МГРП, и получены соотношения всех основных параметров задачи,

когда притоком к стволу скважины можно пренебречь по сравнению с притоком к трещинам гидроразрыва и использовать упрощенные модели течений. С этой целью сформулирован критерий пренебрежимости притоком к стволу скважины. Он задает пороговые значения длины, числа и проводимости трещин, а также расстояний между ними, при которых вклад притока к стволу в общий дебит становится несущественным. Показано значительное превосходство надежности данного критерия по сравнению с известным аналогом.

Проведена оценка точности упрощенных наиболее физически обоснованных моделей продуктивности горизонтальной скважины с МГРП. Установлены условия их применимости при заданном допустимом уровне погрешности.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в Научно-исследовательском центре «Курчатовский институт» в рамках государственного задания.

Авторы благодарят рецензентов за внимание к рукописи и ценные замечания, которые, несомненно, способствовали улучшению работы.

Литература

Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. (1984). Движение жидкостей и газов в природных пластах. Москва: Недра, 211 с.

Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. (2016). Учет влияния безразмерной проводимости на экспресс-расчет дебита жидкости после многозонного гидроразрыва пласта. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 110–113.

Каневская Р.Д. (1999). Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. Москва: Недра, 204 с.

Мазо А.Б., Поташев К.А., Хамидуллин М.Р. (2015). Фильтрационная модель притока жидкости к горизонтальной скважине с многостадийным гидравлическим разрывом пласта. *Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки*, 157(4), с. 133–148.

Мазо А.Б., Хамидуллин М.Р. (2017). Явно-неявные алгоритмы ускорения расчета двухфазного притока к горизонтальной скважине с многостадийным гидроразрывом пласта. *Выч. мет. программирование*, 18(3), с. 204–213. https://doi.org/10.26089/NumMet.v18r318

Мазо А.Б., Хамидуллин М.Р., Поташев К.А., Ураимов А.А. (2024). Математическая модель переноса водо- и нефтерастворимых трассеров при исследовании многозонного гидроразрыва пласта. *Известия РАН. Механика жидкости и газа*, 59(3), с. 57–74.

Присмотров К.В., Вараввa А.И., Воронинская Я.Г. (2023). Особенности методики моделирования многостадийного гидроразрыва пласта на скважинах газоконденсатного месторождения Х. *Георесурсы*, 25(4), с. 82–91. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.5

Симонов М.В., Рощектаев А.П. (2017). Модель притока к горизонтальной скважине с многостадийным гидроразрывом пласта для расчета дебита сланцевого газа и нефти. PROНЕФТЬ. *Профессионально о нефти*, с. 25–30.

Хамидуллин М.Р. (2016). Численное моделирование притока однофазной жидкости к горизонтальной скважине с трещинами многостадийного гидроразрыва пласта. *Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки*, 158(2), с. 287–301.

Хамидуллин М.Р., Поташев К.А., Мазо А.Б. (2025). FlowPorousMedia. MSHF. Productivity. Расчет продуктивности горизонтальной скважины с многозонным гидроразрывом пласта. Программа для ЭВМ. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025685868 от 26.09.2025 г.

Христианович С.А., Михлин С.Г., Девисон Б.Б. (1938). Некоторые новые вопросы механики сплошной среды. Москва: Издательство АН СССР, 407 с.

Butler R., Suprunowicz R. (1996). The effect of vertical fractures upon the performance of horizontal wells when coning can occur. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 35(2), pp. 45–54. https://doi.org/10.2118/96-05-05

Economides M., Oligney R., Valkó P. (2001). Unified Fracture Design: Bridging the Gap Between Theory and Practice. Orsa Press, 262 p.

Economides M., Hill, A. Ehlig-Economides C. (1994). Petroleum Production System. New Jercy: Prentice Hall. 624 p.

Frih N., Martin V., Roberts J.E, Saâda A. (2012). Modeling fractures as interfaces with nonmatching grids. *Computer Geosciences*, 16, pp. 1043–1060. https://doi.org/10.1007/s10596-012-9302-6

Gidley J., Holditch S, Nierode D., Veatch R. (1989). Recent Advances in Hydraulic Fracturing. *Society of Petroleum Engineers*, 318 p.

Giger F., Reiss L., Jourdan A. (1984). The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling. *Paper SPE 13024 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston. https://doi.org/10.2118/13024-MS

Guo B. Schechter D. (1997). A Simple and Rigorous Mathematical Model for Estimating Inflow Performance of Wells Intersecting Long Fractures. *Paper SPE 38104 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, Kuala Lumpur. https://doi.org/10.2118/38104-MS

Guo B., Yu X., Khoshgahdam M. (2009). Simple Analytical Model for Predicting Productivity of Multifractured Horizontal Wells. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering,* 12(06), pp. 879–885. https://doi.org/10.2118/114452-PA

Hyman J., Karra S., Makedonska N., Gabel C., Painter S., Viswanathan H. (2015). dfnWorks: A discrete Fracture network framework for modeling subsurface flow and transport. *Computers & Geoscience*, 84, pp. 10–19. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2015.08.001

Joshi S. (1988). Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells, *Journal of Petroleum Technology*, 75, pp. 729–739. https://doi.org/10.2118/15375-PA

Li H., Jia Zh., Wei Zh. (1996). A New Method to Predict Performance of Fractured Horizontal Wells. *International Conference on Horizontal Well Technology*, Calgary, Alberta, Canada. https://doi.org/10.2118/37051-MS

Lie K.-A. (2019). An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST). Cambridge University Press, 678 p. https://doi.org/10.1017/9781108591416

Long J., Remer J., Wilson C., Witherspoon P. (1982). Porous Media Equivalents for Networks of Discontinuous Fractures. *Water Resources Research*, 18, pp. 645–658. https://doi.org/10.1029/WR018i003p00645

Mazo A., Khamidullin M., Potashev K. (2017). Numerical simulation of a one-phase steady flow towards a multistage fractured horizontal well. *Lobachevskii journal of mathematics*, 38, pp. 818–826. https://doi.org/10.1134/S1995080217050183

Mazo A., Potashev K., Khamidullin M. (2019). Simplified Model to Estimate Productivity of Horizontal Well with Multistage Hydraulic Fracturing. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 40(8), pp. 1186–1193. https://doi.org/10.1134/S199508021908016X

Mukherjee H., Economides M. (1991). A Parametric Comparison of Horizontal and Vertical Well Performance. *SPE Formation Evaluation*, 6(02), pp. 209–216. https://doi.org/10.2118/18303-pa

Ozkan E., Brown M., Raghavan R., Kazemi H. (2009). Comparison of fractured horizontal-well performance in conventional and unconventional reservoirs. *Paper presented at the SPE Western Regional Meeting*, San Jose, California, pp. 345–360. https://doi.org/10.2118/121290-MS

Potashev K., Mazo A., Mukhina M., Uraimov A., Maklakov D., Khamidullin M. (2024). High-speed algorithm for computing the inflow to multiple-fractured horizontal wells using stream tubes. *Comput Geosci*, 28, pp. 1389–1411. https://doi.org/10.1007/s10596-024-10322-w

Prats M. (1961). Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior Incompressible Fluid Case, *Society of Petroleum Engineers Journal*, pp. 105–118. https://doi.org/10.2118/1575-G

Raghavan R., Joshi S. (1993). Productivity of Multiple Drainholes or Fractured Horizontal Wells. *SPE Formation Evaluation,* 8(01), pp. 11–16. https://doi.org/10.2118/21263-PA

Robinson P. (1984). Connectivity, flow and transport in network models of fractured media. PhD thesis. University of Oxford.

Tan X.-H., Jiang L., Li X.-P., Zhang B.-J., Li X.-C. (2018). Flow model of a multi-stage hydraulic fractured horizontal well based on tree-shaped fractal fracture networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 169, pp. 494–503. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.008

Wei Y., Economides, M.J. (2005). Transverse hydraulic fractures from a horizontal well. *Proceedings. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, https://doi.org/10.2118/94671-MS

Xing F., Masson R., Lopez S. (2017). Parallel vertex approximate gradient discretization of hybrid dimensional Darcy flow and transport in discrete fracture networks. *Computer Geoscience*, v.21, pp. 595–617. https://doi.org/10.1007/s10596-016-9606-z

Yuan H., Zhou D. (2010). A New Model for Predicting Inflow Performance of Fractured Horizontal Wells. *SPE Western Regional Meeting*, Anaheim, California, USA. https://doi.org/10.2118/133610-MS

Zhang H., Han G., Houeto F., Lessard R., Wang W., Li J. (2012). New Methods to Predict Inflow Performance of Multiply Fractured Horizontal Wells under Two-Phase Condition and Optimize Number of Fracture Stages. *North Africa Technical Conference and Exhibition*, Cairo, Egypt. https://doi.org/10.2118/152837-MS

Сведения об авторах

Марсель Рашитович Хамидуллин – младший научный сотрудник, лаборатория суперкомпьютерного моделирования, Научно-исследовательский центр «Курчатовский институт»; сотрудник, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

e-mail: marseille.ksu@gmail.com

Константин Андреевич Поташев – доктор физ.-мат. наук, зав. кафедрой аэрогидромеханики, Институт математики и механики им. Н. И. Лобачевского, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

e-mail: kpotashev@mail.ru

Александр Бенцианович Мазо – доктор физ.-мат. наук, профессор, Институт математики и механики им. Н. И. Лобачевского, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

e-mail: abmazo1956@mail.ru

Статья поступила в редакцию 15.01.2025;
Принята к публикации 02.09.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Productivity of Multi-Stage Hydraulic Fractured Horizontal Wells and Methods for Its Estimation

M.R. Khamidullin[1,2], K.A. Potashev[2,3], A.B. Mazo[2]*

[1]National Research Centre "Kurchatov Institute", Moscow, Russian Federation

[2]Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russian Federation

[3]Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russian Federation

[*]Corresponding author: Marsel R. Khamidullin, e-mail: marseille.ksu@gmail.ru

Abstract. A multi-parameter quantitative analysis of horizontal well productivity with multistage hydraulic fracturing under steady-state flow conditions was performed, based on a high-precision numerical solution of the 3D problem on a detailed finite-volume grid. The conditions justifying the application of multistage fracturing were identified along with the interrelationship of the main system parameters to achieve a target well productivity level. An analytical expression for an approximate criterion was proposed for the case when the inflow to the wellbore is negligible compared to that to the hydraulic fractures. The accuracy and limits of applicability of the most substantiated simplified analytical models for productivity calculation were evaluated.

Keywords: horizontal wells, multistage hydraulic fracturing, steady-state flow, well productivity, analytical models, numerical simulation, empirical formulas

Recommended citation: Khamidullin M.R., Potashev K.A., Mazo A.B. (2025). Productivity of Multi-Stage Hydraulic Fractured Horizontal Wells and Methods for Its Estimation. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 263–275. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.6

Acknowledgements

The work was carried out with financial support from the Scientific Research Center "Kurchatov Institute" within the framework of the government assignment.

References

Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. (1984). Movement of Liquids and Gases in Natural Reservoirs. Moscow: Nedra, 211 p. (In Russ.)

Butler R., Suprunowicz R. (1996). The effect of vertical fractures upon the performance of horizontal wells when coning can occur. Journal of Canadian *Petroleum Technology*, 35(2), pp. 45–54. https://doi.org/10.2118/96-05-05

Economides M., Oligney R., Valkó P. (2001). Unified Fracture Design: Bridging the Gap Between Theory and Practice. Orsa Press, 262 p.

Economides M., Hill, A. Ehlig-Economides C. (1994). Petroleum Production System. New Jercy: Prentice Hall, 624 p.

Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertenkov M. V. (2016). Accounting for dimensionless conductivity in express calculation of flow-rate in a well after multi-stage hydraulic fracturing. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 12, pp. 110–113. (In Russ.)

Frih N., Martin V., Roberts J.E, Saâda A. (2012). Modeling fractures as interfaces with nonmatching grids. *Computer Geosciences*, 16, pp. 1043–1060. https://doi.org/10.1007/s10596-012-9302-6

Gidley J., Holditch S, Nierode D., Veatch R. (1989). Recent Advances in Hydraulic Fracturing. *Society of Petroleum Engineers*, 318 p.

Giger F., Reiss L., Jourdan A. (1984). The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling. *Paper SPE 13024 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston. https://doi.org/10.2118/13024-MS

Guo B. Schechter D. (1997). A Simple and Rigorous Mathematical Model for Estimating Inflow Performance of Wells Intersecting Long Fractures. *Paper SPE 38104 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, Kuala Lumpur. https://doi.org/10.2118/38104-MS

Guo B., Yu X., Khoshgahdam M. (2009). Simple Analytical Model for Predicting Productivity of Multifractured Horizontal Wells. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 12(06), pp. 879–885. https://doi.org/10.2118/114452-PA

Hyman J., Karra S., Makedonska N., Gabel C., Painter S., Viswanathan H. (2015). dfnWorks: A discrete Fracture network framework for modeling subsurface flow and transport. *Computers & Geoscience*, 84, pp. 10–19. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2015.08.001

Joshi S. (1988). Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 75, pp. 729–739. https://doi.org/10.2118/15375-PA

Kanevskaya R.D. (1999). Mathematical Modeling of Oil and Gas Field Development Using Hydraulic Fracturing. Moscow: Nedra, 204 p. (In Russ.)

Khamidullin M.R. (2016). Numerical simulation of one-phase flow to multi-stage hydraulically fractured horizontal well. *Uchenye Zapiski*

Kazanskogo Universiteta. Seriya Fiziko-Matematicheskie Nauki, 158(2), pp. 287–301. (In Russ.)

Khamidullin M.R., Potashev K.A., Mazo A.B. (2025). FlowPorousMedia. MSHF. Productivity. Calculation of Horizontal Well Productivity with Multistage Hydraulic Fracturing. Computer software. Certificate of State Registration of Computer Program No. 2025685868. (In Russ.)

Khristianovich S.A., Mikhlina S.G., Devison B.B. (1938). Some new problems of continuum mechanics. Moscow: Publishing House of the USSR Academy of Sciences, 407 p. (In Russ.)

Li H., Jia Zh., Wei Zh. (1996). A New Method to Predict Performance of Fractured Horizontal Wells. *International Conference on Horizontal Well Technology*, Calgary, Alberta, Canada. https://doi.org/10.2118/37051-MS

Lie K.-A. (2019). An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST). Cambridge University Press, 678 p. https://doi.org/10.1017/9781108591416

Long J., Remer J., Wilson C., Witherspoon P. (1982). Porous Media Equivalents for Networks of Discontinuous Fractures. *Water Resources Research*, 18, pp. 645–658. https://doi.org/10.1029/WR018i003p00645

Mazo A.B., Potashev K.A., Khamidullin M.R. (2015). Filtration model of fluid inflow to a horizontal well with multi-stage hydraulic fracturing. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*, 157(4), pp. 133–148. (In Russ.)

Mazo, A.B., Khamidullin, M.R. (2017). Explicit-implicit algorithms for accelerating the calculation of two-phase inflow to a horizontal well with multi-stage hydraulic fracturing. *Vychislitel'nye Metody i Programmirovanie*, 18(3), pp. 204–213. (In Russ.) https://doi.org/10.26089/NumMet.v18r318

Mazo A., Khamidullin M., Potashev K. (2017). Numerical simulation of a one-phase steady flow towards a multistage fractured horizontal well. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 38, pp. 818–826. https://doi.org/10.1134/S1995080217050183

Mazo A., Potashev K., Khamidullin M. (2019). Simplified Model to Estimate Productivity of Horizontal Well with Multistage Hydraulic Fracturing. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 40(8), pp. 1186–1193. https://doi.org/10.1134/S199508021908016X

Mazo A., Khamidullin M., Potashev K., Uraimov A. (2024). Mathematical Model of Water- and Oil-Soluble Tracers Transfer in Studying Multistage Hydraulic Fracturing. *Fluid Dynamics*, 59(3), pp. 427–443. https://doi.org/10.1134/S0015462824600287

Mukherjee H., Economides M. (1991). A Parametric Comparison of Horizontal and Vertical Well Performance. *SPE Formation Evaluation*, 6(02), pp. 209–216. https://doi.org/10.2118/18303-pa

Ozkan E., Brown M., Raghavan R., Kazemi H. (2009). Comparison of fractured horizontal-well performance in conventional and unconventional reservoirs. *Paper presented at the SPE Western Regional Meeting*, San Jose, California, pp. 345–360. https://doi.org/10.2118/121290-MS

Potashev K., Mazo A., Mukhina M., Uraimov A., Maklakov D., Khamidullin M. (2024). High-speed algorithm for computing the inflow to multiple-fractured horizontal wells using stream tubes. *Comput Geosci*, 28, pp. 1389–1411. https://doi.org/10.1007/s10596-024-10322-w

Prats M. (1961). Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior Incompressible Fluid Case. *Society of Petroleum Engineers Journal*, pp. 105–118. https://doi.org/10.2118/1575-G

Prismotrov K.V., Varavva A.I., Voroninskaya Ya.G. (2023) Multi-stage hydraulic fracturing simulation methodology at the wells of the gas condensate field X. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 82–91. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.5

Raghavan R., Joshi S. (1993). Productivity of Multiple Drainholes or Fractured Horizontal Wells. *SPE Formation Evaluation*, 8(01), pp. 11–16. https://doi.org/10.2118/21263-PA

Robinson P. (1984). Connectivity, flow and transport in network models of fractured media. PhD thesis. University of Oxford.

Simonov M.V., Roshchktaev A.P. (2017). Model pritochka k gorizontal'noy skvazhine s mnogostadiynym gidrorazryvom plasta dlya rascheta debita slantsevogo gaza i nefti. *PRONEFT'. Professional'no o nefti*, pp. 25–30. (In Russ.)

Tan X.-H., Jiang L., Li X.-P., Zhang B.-J., Li X.-C. (2018). Flow model of a multi-stage hydraulic fractured horizontal well based on tree-shaped fractal fracture networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 169, pp. 494–503. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.008

Wei Y., Economides, M.J. (2005). Transverse hydraulic fractures from a horizontal well. Proceedings. *Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, https://doi.org/10.2118/94671-MS

Xing F., Masson R., Lopez S. (2017). Parallel vertex approximate gradient discretization of hybrid dimensional Darcy flow and transport in discrete fracture networks. *Computer Geoscience*, 21, pp. 595–617. https://doi.org/10.1007/s10596-016-9606-z

Yuan H., Zhou D. (2010). A New Model for Predicting Inflow Performance of Fractured Horizontal Wells. *SPE Western Regional Meeting*, Anaheim, California, USA. https://doi.org/10.2118/133610-MS

Zhang H., Han G., Houeto F., Lessard R., Wang W., Li J. (2012). New Methods to Predict Inflow Performance of Multiply Fractured Horizontal Wells under Two-Phase Condition and Optimize Number of Fracture Stages. *North Africa Technical Conference and Exhibition*, Cairo, Egypt. https://doi.org/10.2118/152837-MS

About the Authors

Marsel R. Khamidullin – Junior Research Assistant, National Research Centre "Kurchatov Institute"; Researcher, Kazan (Volga Region) Federal University

35 Kremlevskya st., Kazan, 420008, Russian Federation

e-mail: marseille.ksu@gmail.com

Konstantin A. Potashev – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Associate Professor, Head of the Fluid Mechanics Department at the Lobachevsky Institute of Mathematics and Mechanics, Kazan (Volga Region) Federal University

35 Kremlevskya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Alexander B. Mazo – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Professor, Kazan (Volga Region) Federal University

18 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 15 January 2025;
Accepted 2 September 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.8 УДК 553.98

Моделирование процесса закачки полимера в пласт с учетом скорости сдвига

М.Г. Персова[1], Ю.Г. Соловейчик[1], Д.А. Леонович[1], А.В. Насыбуллин[2], Е.В. Орехов[2]*

[1]*Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия*

[2]*Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*

Работа посвящена анализу влияния скорости сдвига на результаты гидродинамического моделирования в пластовых системах при планировании и оптимизации технологий полимерного заводнения в задачах нефтедобычи. Трехмерное гидродинамическое моделирование выполняется с учетом того, что вязкость вытесняющего агента в пласте вычисляется по таблично заданной зависимости ее от концентрации полимера и скорости сдвига. В работе представлены результаты вычислительных экспериментов при проведении полимерного заводнения для трехмерной модели пласта с учетом и без учета скорости сдвига для двух типов нефти и полимеров. Даны оценки эффективности полимерного заводнения. Показано, что от скорости сдвига существенно зависит забойное давление. Поэтому неучет скорости сдвига при планировании может повлечь неправильные выводы о возможных суточных объемах и концентрациях закачки полимера, неверные прогнозы забойных давлений, а также приводить к существенным искажениям оценки эффективности полимерного заводнения в целом.

Ключевые слова: полимерное заводнение, гидродинамическое 3D-моделирование, скорость сдвига, многофазный многокомпонентный поток

Для цитирования: Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Леонович Д.А., Насыбуллин А.В., Орехов Е.В. (2025). Моделирование процесса закачки полимера в пласт с учетом скорости сдвига. *Георесурсы,* 27(4), с. 276–285. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.8

Введение

Среди химических методов увеличения нефтеотдачи довольно часто рассматриваются технологии полимерного заводнения (Тома и др., 2017; Rock et al., 2020; Мазаев и др., 2023; Подопригора и др., 2022). Увеличение нефтеотдачи достигается за счет повышения вязкости вытесняющего агента в зависимости от концентрации полимера в воде, а для маловязких нефтей отмечают также снижение остаточной нефти под воздействием полимера (Mirzaie et al., 2022). Для анализа эффективности этих технологий и непосредственного планирования закачки на объектах разработки применяют гидродинамическое моделирование в пластовой системе (Castro et al., 2016; Wang, 2023; Morelato Assunção et al., 2011; Насыбуллин и др., 2022; Муратова и др., 2023; Александров и др., 2024).

Многочисленные лабораторные эксперименты, проводимые как в России (Онегов и др., 2024; Насыбуллин и др., 2024), так и за рубежом (Rock et al., 2020; Mirzaie et al., 2022; Joshi et al., 2022; Hernandez et al., 2018; Lopes et al., 2014), показывают, что вязкость полимерного раствора зависит не только от его концентрации, но и от скорости сдвига. Однако при моделировании технологии полимерного заводнения в масштабе пластовой системы зависимостью от скорости сдвига часто пренебрегают. Так, например, авторы работы (Александров и др., 2024) приводят достаточно подробный анализ вариантов разработки для Среднеобской нефтегазоносной области Западной Сибири с использованием полимеров и отвергают один из вариантов только по причине высокого забойного давления, которое будет приводить, по их мнению, к самопроизвольно развивающимся трещинам гидроразрыва пласта (автоГРП), а авторы работы (Муратова и др., 2023) непосредственно добавляют в модель автоГРП при высоких давлениях на скважинах.

Целью данной работы является исследование влияния на прогнозные показатели разработки зависимости вязкости полимера от скорости сдвига при гидродинамическом моделировании в пластовой системе с учетом ее существенного изменения в окрестности скважины. Приводится краткое описание подхода к моделированию, в котором вязкость воды в пласте вычисляется с использованием таблично заданной двумерной зависимости от концентрации полимера и скорости сдвига (т.е. в виде, который получается непосредственно из лабораторных экспериментов), и результаты вычислительных экспериментов. Делаются выводы о влиянии этих зависимостей на забойные давления.

* Ответственный автор: Арслан Валерьевич Насыбуллин
e-mail: arsval@bk.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Подход к гидродинамическому моделированию полимерного заводнения с учетом двумерной зависимости вязкости от концентрации и скорости сдвига

Используемый в данной работе подход основан на методе конечноэлементного 3D-моделирования многофазного многокомпонентного потока в поровой среде, который был предложен в работе (Soloveichik et al., 2022). Ниже мы кратко опишем основные составляющие этого метода, уделив внимание учету зависимости вязкости вытесняющего агента от концентрации полимера в воде и скорости сдвига.

В процессе гидродинамического моделирования на каждом временном шаге Δt выполняется расчет давления путем решения нелинейной краевой задачи методом конечных элементов, расчет потоков смеси, их балансировка и расчет потоков фаз, осуществляется перенос фаз и обновление состояния ячеек, включающее пересчет компонентно-фазового состава и фазовых свойств.

В начале очередного временного шага на конечноэлементной сетке определено распределение давления $P^{j-1}(x,y,z)$, где j – номер текущего временного шага. Кроме того, в ячейках сетки Ω_e определены массы фаз $M_{ph}^{\Omega_e,j-1}$ ($ph = 1\ldots NP$, ph – номер фазы, NP – количество фаз) и массовые доли $\chi_{l,ph}^{\Omega_e,j-1}$ компонент в каждой фазе ($l = 1\ldots L_{ph}$, L_{ph} – количество компонент, которые могут находиться в фазе ph).

Поскольку свойства фаз зависят от давления, для его расчета организуется итерационный процесс. На первой итерации в качестве давления на текущем шаге P^j берется давление P^{j-1}, полученное в конце итерационного процесса предыдущего временного шага. Далее давление на очередной итерации с номером r будем обозначать $P^{j,r}$ (j – номер текущего временного шага).

По распределению давления (взятому с предыдущей итерации нелинейного процесса расчета поля давления) определяются средние на элементах значения $P^{\Omega_e,j}$. В свою очередь, по значениям давления $P^{\Omega_e,j}$ и массам фаз $M_{ph}^{\Omega_e,j-1}$ на ячейках сетки вычисляются значения плотностей фаз $\rho_{ph}^{\Omega_e}\left(P^{\Omega_e,j}\right)$, пористости Φ^{Ω_e} (с учетом ее возможного изменения за счет сжимаемости) и объемов фаз $V_{ph}^{\Omega_e} = M_{ph}^{\Omega_e,j-1} / \rho_{ph}^{\Omega_e}$. Значения плотностей вычисляются на основе зависимостей, заданных таблично или формулами.

По значениям объемов фаз в каждой ячейке вычисляется дефицит/профицит объема смеси $\Delta V^{\Omega_e}\left(P^{\Omega_e,j}\right)$ как сумма объемов всех фаз минус объем порового пространства, а также значения насыщенностей фаз $S_{ph}^{\Omega_e}$ как долей фаз в общем объеме смеси. На основе значений насыщенностей и соответствующих табличных зависимостей вычисляются значения фазовых проницаемостей $\kappa_{ph}^{\Omega_e}$.

Для вычисления вязкости фазы «вода» η_w (w – фаза воды, содержащая полимер) используется двумерная таблица, отражающая зависимость этой вязкости от концентрации полимера $\chi_{p,w}$ (p – компонента полимера) и от скорости сдвига в поровой среде γ_w. Скорость сдвига $\gamma_w^{\Omega_e,j,r}$ на конечном элементе Ω_e на r-й итерации текущего (j-го) временного слоя может быть определена с помощью следующего соотношения:

$$\gamma_w^{\Omega_e,j,r} = \sqrt{\frac{2\tilde{k}^{\Omega_e}}{\Phi^{\Omega_e}}} \cdot \frac{1}{\eta_w^{\Omega_e}\left(\chi_{p,w}^{\Omega_e,j-1}, \gamma_w^{\Omega_e,j,r-1}\right)} \cdot \frac{\left|\int\limits_{\Omega_e} \mathrm{grad}P^{j,r-1} d\Omega\right|}{\mathrm{mes}\left(\Omega_e\right)}, \quad (1)$$

где $\tilde{k}^{\Omega_e}$ – проницаемость на конечном элементе Ω_e, а $\mathrm{mes}(\Omega_e)$ – объем конечного элемента. На первой итерации по нелинейности в качестве значения $\eta_w^{\Omega_e}$ берется текущее значение вязкости на элементе (полученное после последнего обновления компонентно-фазового состава на элементе и соответствующего пересчета свойств; соответствующий алгоритм и соотношения будут приведены ниже).

Расчет поля давления на r-й итерации выполняется путем решения уравнения:

$$-\mathrm{div}\left(\sum_{ph=1}^{NP} \frac{\kappa_{ph}(S_{i=1\ldots NP}\left(P^{j,r-1}\right))}{\eta_{ph}(\chi_{l=1\ldots L_{ph}}, \gamma\left(P^{j,r-1}\right))} \mathbf{K}\left(\mathrm{grad}P^{j,r} + \left(0,0,\rho_{ph}(P^{j,r-1})g\right)^{\mathrm{T}}\right)\right) = f^{\Omega}\left(\Delta V\left(P^{j,r-1}\right)\right) \quad (2)$$

с краевыми условиями

$$P^j\Big|_{\Gamma^1} = P^{\Gamma^1},$$
$$\sum_{m=1}^{NP} \frac{\kappa_{ph}}{\eta_{ph}} \mathbf{K}\left(\mathrm{grad}P^{j,r} + \left(0,0,\rho_{ph}g\right)^{\mathrm{T}}\right)\Big|_{\Gamma^2} \cdot \vec{n} = f^{\Gamma^2}, \quad (3)$$

где $\mathbf{K}$ – тензор абсолютной проницаемости, Γ^1 и Γ^2 – границы расчетной области (включая зоны перфорации), на которых задано давление P^{Γ^1} или поток смеси f^{Γ^2}.

Расчет поля давления выполняется методом конечных элементов. Описание вариационной постановки и конечноэлементной аппроксимации, а также особенность учета краевых условий (3) детально представлены в работе (Soloveichik et al., 2022).

После расчета поля давления вычисляются новые значения фазовых свойств, объемов фаз, пористости и дефицитов/профицитов объемов смеси на ячейках, а затем осуществляется переход на следующую итерацию по нелинейности.

Условием выхода из итерационного процесса является совпадение на всех ячейках сетки значений давлений и дефицитов/профицитов объемов смеси на соседних итерациях по нелинейности (конечно, с учетом заданных уровней погрешности). Как правило, делается 2-3 итерации по нелинейности.

После расчета поля давления выполняется расчет потоков смеси, их балансировка и расчет объемов фаз $V_{ph}^{\Gamma_i}$, перетекающих через грани конечных элементов (Soloveichik et al., 2022). После этого осуществляется перенос фаз и обновление состояния ячеек, в ходе которого осуществляется пересчет компонентно-фазового состава и фазовых свойств. Отметим, что при переносе фаз мы используем дробные временные шаги, чтобы обеспечить выполнение условия, что за один шаг из ячейки не может вытекать фазы больше, чем количество (или некоторая доля) ее подвижной составляющей на этой ячейке (Soloveichik et al., 2022). Так, на каждом локальном временном шаге $\tilde{j}$ компонентно-фазовый состав на ячейках Ω_e пересчитывается по формулам:

$$S_{ph}^{\Omega_e,\tilde{j}} = \frac{V_{ph}^{\Omega_e} + \sum\limits_{i\in I_{\text{in},ph}^{\Omega_e}} V_{ph}^{\Gamma_i} - \sum\limits_{i\in I_{\text{out},ph}^{\Omega_e}} V_{ph}^{\Gamma_i}}{\text{mes}(\Omega_e)\Phi^{\Omega_e}}, \quad (4)$$

$$M_{l,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}} = \sum_{i\in I_{\text{in},ph}^{\Omega_e}} \rho_{ph}^{\Omega_{k_i}} \chi_{l,ph}^{\Omega_{k_i},\tilde{j}-1} V_{ph}^{\Gamma_i} + \rho_{ph}^{\Omega_e} \chi_{l,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}-1} \left(V_{ph}^{\Omega_e} - \sum_{i\in I_{\text{out},ph}^{\Omega_e}} V_{ph}^{\Gamma_i} \right),$$

$$M_{ph}^{\Omega_e,\tilde{j}} = \sum_{l=1}^{L_{ph}} M_{l,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}, \quad (5)$$

$$\chi_{l,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}} = M_{l,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}} \Big/ M_{ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}, \quad (6)$$

где $I_{\text{out},ph}^{\Omega_e}$, $I_{\text{in},ph}^{\Omega_e}$ – множества номеров граней конечного элемента Ω_e, через которые фаза *ph* вытекает из этого элемента и втекает в него, соответственно; Ω_{k_i} – элемент, соседний с Ω_e по грани с номером *i*; $V_{ph}^{\Omega_e}$ – объем *ph*-й фазы в ячейке Ω_e; $S_{ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}$ – значение насыщенности фазы *ph* в ячейке Ω_e; $\chi_{l,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}$ – значение массовой доли *l*-й компоненты в фазе *ph* в ячейке Ω_e в момент времени $\tilde{j}$, при $\tilde{j} = 1$ в качестве $\chi_{l,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}-1}$ берется $\chi_{l,ph}^{\Omega_e,j-1}$; $M_{l,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}$ – значение массы *l*-й компоненты в фазе *ph* в ячейке Ω_e в момент времени $\tilde{j}$; $M_{ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}$ – значение массы фазы *ph* в ячейке Ω_e в момент времени $\tilde{j}$, при $\tilde{j} = 1$ в качестве $M_{ph}^{\Omega_e,\tilde{j}-1}$ берется $M_{ph}^{\Omega_e,j-1}$.

С использованием обновленных значений насыщенности $S_{ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}$, массовых долей $\chi_{l,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}$ и соответствующих табличных зависимостей в каждой ячейке вычисляются новые значения вязкостей $\eta_{ph}^{\Omega_e,\tilde{j}} = \eta_{ph}\left(\chi_{l,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}, \gamma_w^{\Omega_e,j}\right)$ и фазовых проницаемостей $\kappa_{ph}^{\Omega_e,\tilde{j}} = \kappa_{ph}\left(S_{ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}, S_{res,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}\left(\chi_{l,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}\right)\right)$, где $S_{res,ph}^{\Omega_e,\tilde{j}}$ – остаточная насыщенность *ph*-й фазы в ячейке Ω_e.

Результаты расчетов

Для проведения вычислительных экспериментов был рассмотрен участок одного из месторождений Республики Татарстан. Характеристики пластовой системы были получены в результате автоадаптации, подход к которой представлен в работе (Persova et al., 2021). На рис. 1 представлено распределение проницаемости на моделируемом участке и распределение нефтенасыщенности на начало прогнозного периода (периода, для которого в данной работе будет проведено моделирование закачки полимера).

При проведении вычислительных экспериментов мы задали, что прогнозный период начнется после 30 лет разработки месторождения. На рис. 2 показаны расчетный и фактический дебиты нефти, а также среднесуточные объемы отбираемой и закачиваемой жидкости на период адаптации (30 лет добычи – с мая 1988 г. по май 2018 г.). Отметим, что поскольку мы проводили исследования в ретроспективе, у нас была возможность проанализировать качество построенной геолого-гидродинамической

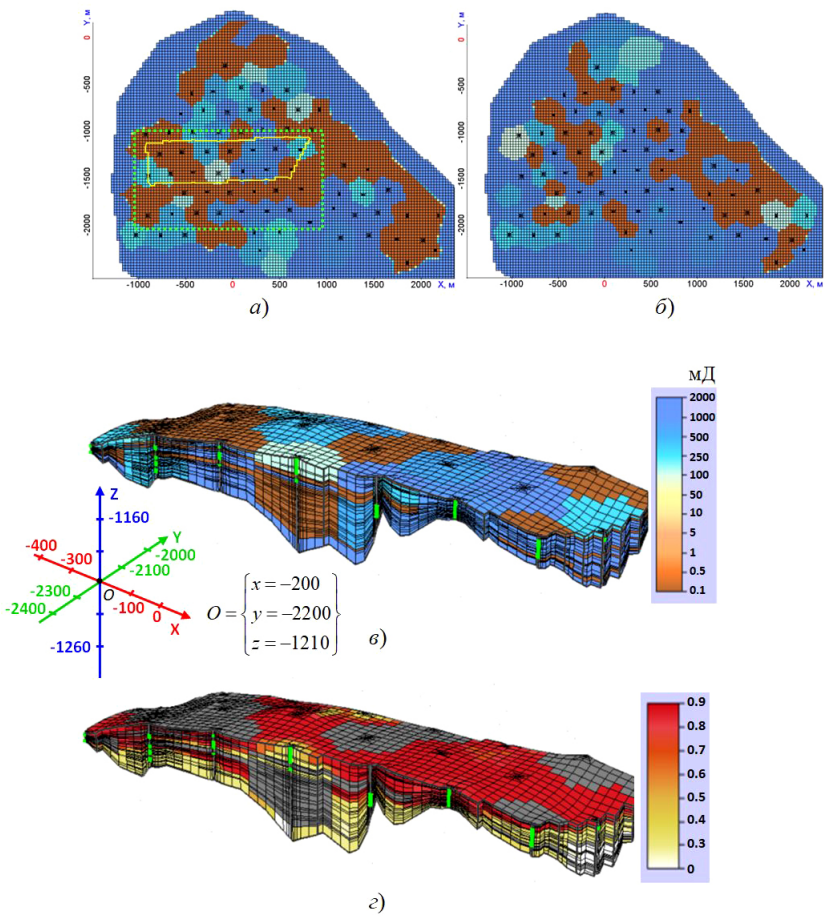
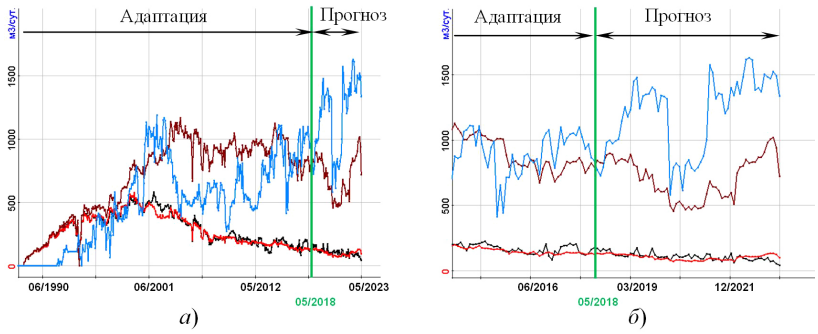


Рис. 1. Распределение проницаемости на моделируемом участке (фрагмент ГГДМ): (а), (б) срезы по пласту на разной глубине; (в) рассеченный 3D-вид (отсечение выполнено по желтому контуру); (г) распределение нефтенасыщенности на начало прогнозного периода; серым цветом на рис. 1г показаны слабопроницаемые зоны (неколлектор); зеленым цветом показаны зоны перфорации



а) *б*)

Рис. 2. Среднесуточные объемы закачки (синяя кривая) и добычи (коричневая кривая) жидкости, фактические (черная кривая) и расчетные (красная кривая) дебиты нефти в период адаптации (30 лет) и прогноза (5 лет); на рис. 2б дебиты показаны в укрупненном масштабе на период прогноза

модели (ГГДМ) путем сравнения прогнозных данных и фактических в период после мая 2018 г. Эти данные также приведены на рис. 2 (на рис. 2б – в укрупненном масштабе). Из представленных результатов видно, что расчетный и фактический дебиты нефти в период прогноза соответствуют друг другу практически также хорошо, как в период адаптации, поэтому полученную в результате автоадаптации модель (параметры пластовой системы) можно признать адекватной реальной пластовой системе. Среднее пластовое давление в период разработки месторождения составляло 120–140 атм.

Для описанной выше пластовой системы было рассмотрено два набора свойств флюидов и фазовых проницаемостей. В первом случае вязкость нефти была взята равной 0.08 Па·с (это реальное значение для рассмотренного месторождения, и далее этот случай будем называть «*высоковязкая нефть*»), а во втором случае равной 0.008 Па·с (это значение было взято для теоретического анализа, и далее этот случай будем называть «*маловязкая нефть*»). Вязкость воды (без полимера) в обоих случаях была взята равной 0.00133 Па·с. Значения фазовых проницаемостей определялись соотношениями:

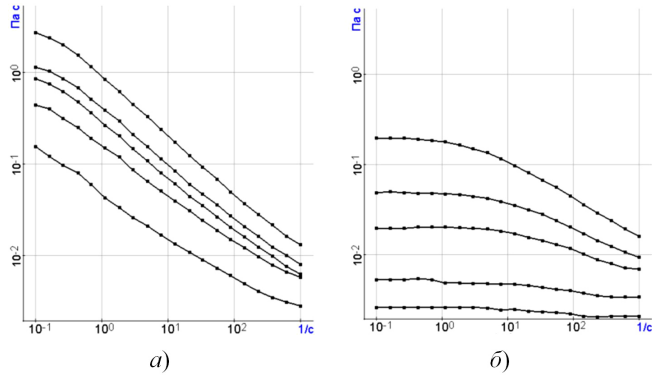
$$\kappa_w = k_w^{\max} \cdot \left(S^*\right)^{\alpha_w}, \quad \kappa_{oil} = k_{oil}^{\max} \cdot \left(1 - S^*\right)^{\alpha_{oil}},$$

$$S^* = \frac{S_w - S_w^{\min}}{S_w^{\max} - S_w^{\min}},$$

где S_w – водонасыщенность, S_w^{min} – остаточная водонасыщенность, $S_w^{max} = 1 - S_{oil}^{min}$, S_{oil}^{min} – остаточная нефтенасыщенность. Значения параметров фазовых проницаемостей приведены в табл. 1 (они были взяты близкими к полученным в результате автоадаптаций).

Для обоих типов нефти было рассмотрено применение двух полимеров с разными характеристиками. Характеристики полимера Flopaam AN110 SH (далее – *полимер 1*) были взяты из работы (Lopes et al., 2014), а характеристики полимера Flopaam 3230S (далее – *полимер 2*) были взяты из работы (Hernandez et al., 2018). На рис. 3а приведены графики зависимостей вязкости от скорости сдвига для 5-и концентраций от 0.02% до 0.2% для полимера 1, а на рис. 3б – графики зависимостей вязкости от скорости сдвига для 5-и концентраций от 0.04% до 0.5% для менее вязкого полимера 2. Отметим, что в настоящей работе мы будем рассматривать только вытесняющие свойства полимера (без учета возможного вымывания остаточной нефти).

На рис. 4а приведен план расположения скважин, которые работали в прогнозный период (этот участок показан светлозеленым контуром на рис. 1а). Нагнетательные скважины показаны прямоугольниками, добывающие – кружками. Полимер закачивался в течение 180 суток в 6 скважин, отмеченных красными прямоугольниками, в остальные нагнетательные скважины закачивалась вода. После закачки полимера во все нагнетательные скважины закачивалась вода. Цифрами на рис. 4а показаны суточные объемы закачки для нагнетательных скважин и дебиты добывающих скважин, используемые

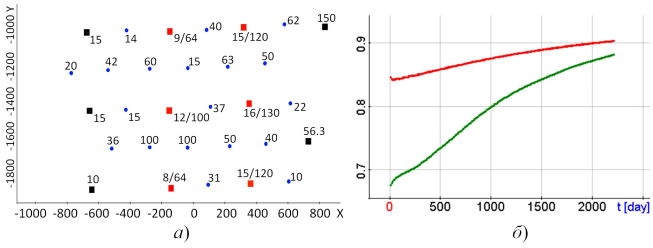


а) *б*)

Рис. 3. Графики зависимости вязкости раствора полимера от скорости сдвига для концентраций 0.02 % (нижняя кривая), 0.05 %, 0.075%, 0.1%, 0.2% (верхняя кривая) для полимера 1 (а) и для концентраций 0.04 % (нижняя кривая), 0.08 %, 0.2 %, 0.3%, 0.5% (верхняя кривая) для полимера 2 (б)

	$k_{oil}^{\max}$	α_{oil}	$S_{\min}^{oil}$	$k_w^{\max}$	α_w	$S_{\min}^{w}$
Высоковязкая нефть	0.5	3.5	0.3	0.045	1.6	0.15
Маловязкая нефть	0.85	1.05	0.3	0.3	2.5	0.15

Табл.1. Значения параметров фазовых проницаемостей



а) *б)*

Рис. 4. План расположения скважин и суточные объемы добычи и закачки жидкости, используемые в период моделирования (а); графики обводненности при нагнетании водой (б) для случая высоковязкой нефти (красный цвет) и маловязкой нефти (зеленый цвет). У нагнетательных скважин, в которые закачивался полимер (показаны красными квадратиками), через слеш указаны среднесуточные объемы жидкости в период закачки полимера (180 суток) и в период закачки воды.

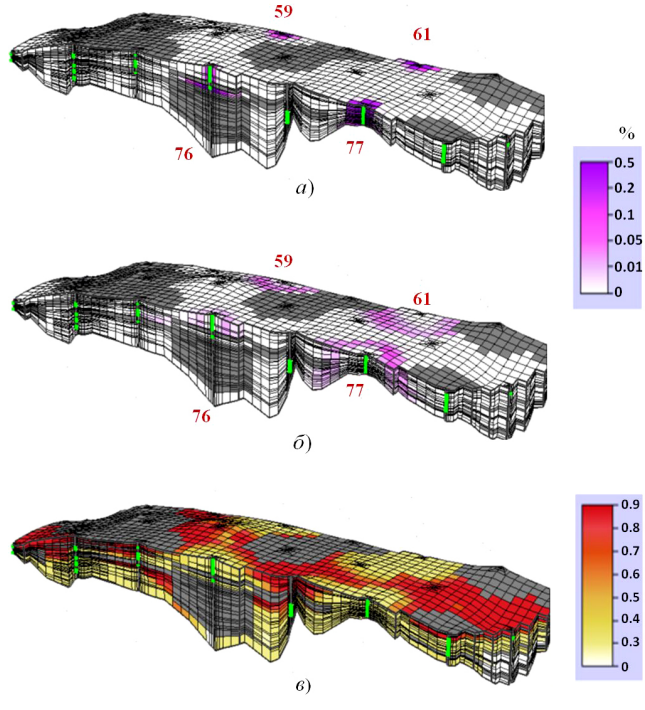
при моделировании для варианта с высоковязкой нефтью при закачке полимера 1.

Для скважин, в которые первые 180 суток закачивается полимер, через слеш приведены среднесуточные объемы закачки раствора полимера и среднесуточные объемы закачки воды. В вариантах с маловязкой нефтью суточные объемы добычи жидкости и закачки воды были увеличены в два раза (за исключением скважин, в которые закачивается только вода), а в варианте, когда в маловязкую нефть закачивается полимер 2, были примерно вдвое увеличены и суточные объемы закачки полимерного раствора. При этом на нагнетательных скважинах было установлено ограничение на максимальное давление 25.3 МПа.

Для прогнозного периода в качестве базового был взят сценарий, когда в течение всего этого периода в нагнетательные скважины закачивалась только вода. На рис. 4б приведены графики обводненности (от начала прогнозного периода) для базового сценария для случая высоковязкой нефти (красный цвет) и маловязкой нефти (зеленый цвет).

Концентрации и массы закаченного полимера для всех ситуаций (определяемых парой вязкость нефти – тип полимера) приведены в табл. 2. Для каждой из ситуаций расчет проводился в трех вариантах. В первом варианте расчет проводился с учетом зависимости вязкости раствора полимера от скорости сдвига и от концентрации полимера. Во втором и третьем вариантах расчет проводился при условии, что вязкость раствора полимера зависела только от концентрации полимера (эта зависимость была взята при скорости сдвига 1 c^{-1}). При этом в третьем варианте мы не учитывали ограничение давления на нагнетательных скважинах, а нагнетали раствор полимера в том же объеме, что и в первом варианте (в котором влияние скорости сдвига учитывалось).

На рис. 5 приведены распределения концентрации полимера в момент времени 180 суток и 720 суток, а также распределение нефтенасыщенности на конец прогнозного периода для модели маловязкой нефти при закачке полимера 2. На рис. 6 представлены распределения давления и скорости сдвига в окрестности нагнетательных скважин (номера нагнетательных скважин приведены на рис. 5а, б). Видно, что значения скорости сдвига непосредственно около скважины и на удалении 30 м от нее отличаются более чем на полтора порядка.



а) *б)* *в)*

Рис. 5. Распределение концентрации полимера (в %) в момент времени 180 суток (а) и 720 суток (б) после начала закачки полимера и (в) распределение нефтенасыщенности на конец прогнозного периода (5 лет) для модели маловязкой нефти при закачке полимера 2; серым цветом показаны слабопроницаемые зоны (неколлектор); зеленым цветом показаны зоны перфорации

Тип нефти и полимера	Параметры закачиваемого раствора полимера			Объемы дополнительно добытой нефти для различных вариантов расчета, $м^3$		
	Конц., %	Масса, т		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
		Вар. 1 и 3	Вар. 2			
Высоковязкая нефть, полимер 1	0.075	10.5	3.8	15560	1500	8300
Высоковязкая нефть, полимер 2	0.5	50.5	32.9	370	нет эффекта	нет эффекта
Маловязкая нефть, полимер 1	0.2	30.8	16.3	46550	20650	37350
Маловязкая нефть, полимер 2	0.5	208	147	15150	12050	14850

Табл.2. Массы закаченного полимера и объемы дополнительно добытой нефти через 5 лет после начала закачки полимера для различных вариантов расчета

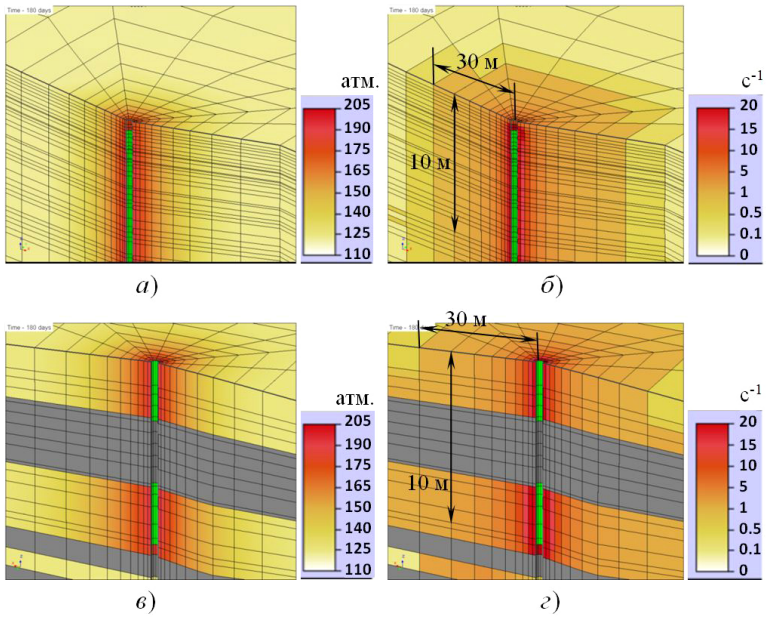


Рис. 6. Распределения давления (а,в) и скорости сдвига (б,г) в окрестности нагнетательных скважин 77 (а,б) и 59 (в,г) для модели маловязкой нефти при закачке полимера 2 (номера скважин показаны на рис. 5); серым цветом показаны слабопроницаемые зоны (неколлектор); зеленым цветом показаны зоны перфорации

Приведенные в табл. 2 объемы дополнительно добытой нефти были получены через 5 лет после начала закачки полимера для всех упомянутых выше трех вариантов. Дополнительно добытая нефть вычислялась относительно базового сценария, когда во все скважины нагнеталась только вода. В прогнозном периоде среднее пластовое давление составляет примерно 130 атм. Объемы добытой жидкости за пять лет составляют 1450 тыс.м^3 для моделей с высоковязкой нефтью и 2800 тыс.м^3 для моделей с маловязкой нефти (поскольку, как было указано выше при описании рис. 4, суточные объемы добываемой жидкости для моделей с маловязкой нефтью были увеличены примерно в 2 раза). Для высоковязкой нефти объемы закаченной жидкости за пять лет составляют 1440 тыс.м^3 как в варианте с использованием полимера 1, так и в варианте с полимером 2. Массы полимера при этом достаточно существенно различаются из-за разной концентрации полимерного раствора. Для маловязкой нефти суточная закачка полимера 2 была увеличена по сравнению с полимером 1, но общие объемы закаченной жидкости различаются не слишком сильно (2400 тыс.м^3 и 2430 тыс.м^3, соответственно), поскольку объем закаченного полимерного раствора очень мал по сравнению с общим объемом закаченной жидкости.

На рис. 7 приведены графики дополнительно добытой нефти в течение прогнозного периода для вариантов 1 и 2, а на рис. 8 и 9 – для вариантов 1 и 3. Помимо этого на рис. 8а приведены графики забойных давлений для вариантов 1 и 3 для расчета, когда в пласт с маловязкой нефтью закачивался раствор полимера 2.

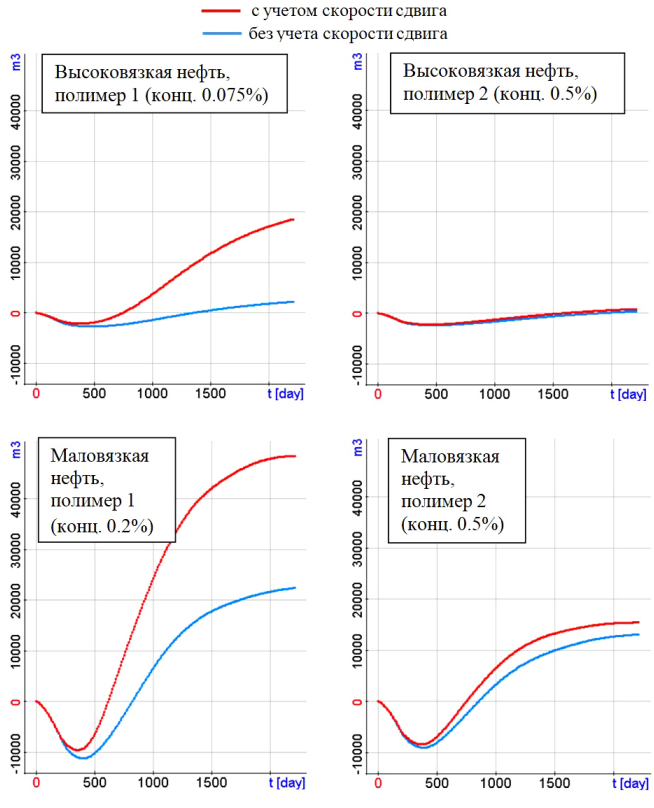
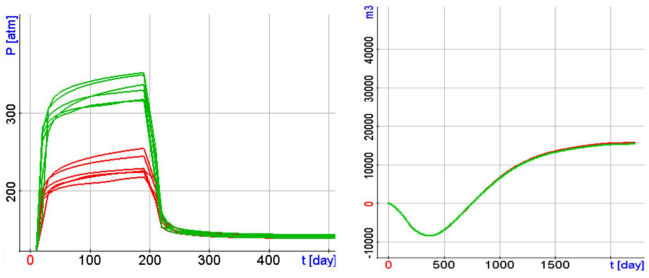
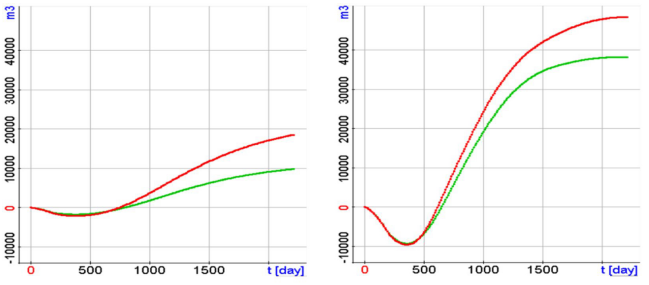


Рис. 7. Графики дополнительно добытой накопленной нефти с момента начала закачки полимера, рассчитанные для двух вязкостей нефти и различных растворов полимера при учете и без учета влияния скорости сдвига. Время закачки полимера – 180 суток.



а) *б*)

Рис. 8. Графики забойных давлений на скважинах, через которые нагнетается раствор полимера (а) и графики дополнительно добытой накопленной нефти (б), рассчитанные как при учете скорости сдвига (красный цвет), так и без учета скорости сдвига и без ограничения давления на нагнетательных скважинах (зеленый цвет) для маловязкой нефти и полимера 2



а) *б*)

Рис. 9. Графики дополнительно добытой накопленной нефти, рассчитанные как при учете скорости сдвига (красный цвет), так и без учета скорости сдвига и без ограничения давления на нагнетательных скважинах (зеленый цвет) для высоковязкой (а) и маловязкой (б) нефти при закачке полимера 1

Обсуждение результатов

Из результатов, представленных на рис. 7 и в табл. 2, видно, что неучет влияния скорости сдвига на вязкость раствора полимера при гидродинамическом моделировании в пластовой системе приводит к существенному искажению оценки эффективности технологии полимерного заводнения, особенно, для месторождений с высоковязкой нефтью (см. сравнение кривых, показанных на рис. 7 красным и синим цветами). Это связано с тем, что возле скважины скорости сдвига существенно (на порядок и более) выше, чем в пласте, что приводит к снижению вязкости полимерного раствора и обеспечению возможности его закачки в больших объемах. Если скорость сдвига не учитывать, а учитывать зависимость вязкости раствора полимера только от его концентрации (например, при средней скорости в пласте), то, чтобы не превысить допустимый уровень забойного давления на нагнетательных скважинах, при моделировании (планировании) приходится снижать объемы закачки, что, в свою очередь, резко снижает эффективность технологии полимерного заводнения.

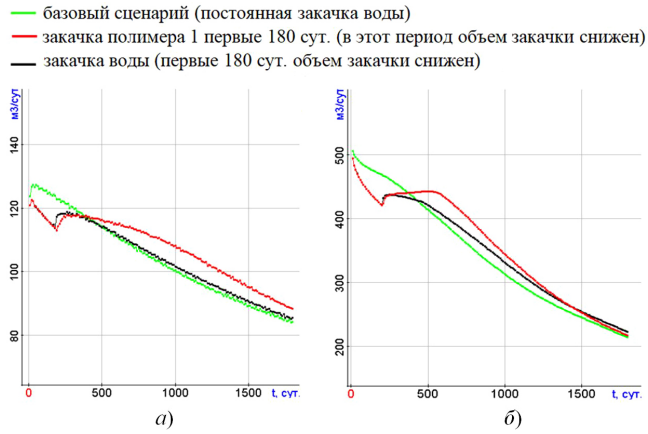
При этом если, зная этот факт, не ставить при моделировании ограничение на забойные давления на нагнетательных скважинах, то для маловязких нефтей и полимеров можно получить адекватную оценку дополнительной добытой нефти (см. сравнение зеленой и красной кривых на рис. 8б и соответствующие данные в табл. 2). Однако, для высоковязких нефтей эта оценка все равно оказывается существенно искаженной и заниженной (см. сравнение зеленой и красной кривых на рис. 9 и соответствующие данные в табл. 2).

Таким образом, при планировании применения технологий полимерного заводнения на основе гидродинамического моделирования в пластовой системе необходимо учитывать зависимость вязкости раствора полимера не только от его концентрации, но и от скорости сдвига. В противном случае можно получить существенно искаженные оценки эффективности технологии и отсечь наиболее перспективные сценарии.

Из представленных в табл. 2 результатов также видно, что использование вязких полимерных растворов в качестве вытесняющих агентов может быть достаточно эффективным как при разработке маловязких, так и высоковязких нефтей. Применение полимеров, растворы которых имеют относительно невысокую вязкость, может быть эффективным при разработке маловязких нефтей, тем более, что действие полимера может еще усилиться за счет дополнительного отмыва остаточной нефти (такие свойства полимера для маловязких нефтей отмечаются (Mirzaie et al., 2022)). При этом заметим, что эффективность применения технологии полимерного заводнения может быть существенно повышена, если при планировании использовать оптимизационные процедуры, предложенные, например, в работе (Насыбуллин и др., 2022).

Отметим, что эффективность технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров следует рассматривать, как минимум, на среднесрочный горизонт планирования (5 лет).

На рис. 10 представлены графики дебитов нефти при базовом сценарии с постоянной закачкой воды и при закачке полимера, когда первые 180 суток объем закачки был снижен. Отметим, что объем добычи жидкости не снижается, поскольку участок имеет проницаемые границы (это подтверждается историческими данными, приведенными на рис. 2, где объемы закачки в разные временные периоды как существенно превышали закачку, так и были существенно ниже). Из рис. 10 видно, что первый год дебиты нефти, получаемые при использовании технологии закачки полимера, ниже дебитов, получаемых при базовом сценарии, и только через год закачка полимера позволяет увеличить дебиты



а) *б*)

Рис. 10. Дебиты нефти для различных сценариев для вязкой нефти (а) и маловязкой нефти (б) при закачке полимера 1

нефти по сравнению с базовым сценарием. Эффект в накопленных значениях добытой нефти начинает проявляться примерно через 2 года.

Авторы работы (Подопригора и др., 2022) представляют обзор результатов использования технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров на участках различных месторождений, где время закачки полимера составляет от 1.5 до 4 лет и более. На Восточно-Мессояхском месторождении (рис. 7 из работы (Подопригора и др., 2022)) в первые 9 месяцев дебиты нефти (также как и в наших расчетах) ниже прогнозных при базовом сценарии, но затем начинается превышение дебитов (и, очевидно, положительный эффект в накопленной добытой нефти будет наблюдаться еще позже – через 1.5–2 года). Таким образом, результаты моделирования вполне коррелируют с данными практических экспериментов по времени начала эффекта при применении технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров.

Отметим, что снижение текущей добычи нефти во время закачки полимера может наблюдаться не всегда. Например, если приемистость нагнетательных скважин будет выше, то объемы нагнетания в период закачки полимерного раствора можно не уменьшать, и тогда текущая добыча может не только не снизиться, но даже и увеличиться. При этом неучет скорости сдвига при планировании и в этом случае может повлечь за собой неверный прогноз: при моделировании без учета скорости сдвига может потребоваться снижение закачки (из-за ошибочно завышенного забойного давления) – в результате будут сделаны неверные выводы об эффективности технологии, и приняты неверные решения. С другой стороны, даже если на рассматриваемом участке необходимо будет временно снизить закачку, и это повлечет за собой временное снижение добычи нефти, возможность достичь более высокого КИН благодаря полимерному заводнению может быть важнее. В этом случае можно временно повысить добычу на других участках, выбор которых может быть осуществлен с использованием оптимизационных процедур, или подстроиться под конъюнктуру рынка, когда требуется снижение добычи по ряду экономических или политических факторов.

В целом, по результатам нашего моделирования выявлено, что для полимера 2 для маловязкой нефти эффект составляет 72 м^3 на тонну полимера при дополнительной добыче 15150 т за пять лет, а для полимера 1 эффект достигает уже 1500 м^3 на тонну полимера как для высоковязкой (при дополнительной добыче 15560 т), так и для маловязкой (при дополнительной добыче 46550 т). Но из этого не следует делать обобщающих выводов, поскольку все будет зависеть от характеристик конкретного исследуемого месторождения (т.е. такой анализ нужно проводить «по месту»).

Заключение

Предложен подход к учету влияния скорости сдвига на вязкость раствора полимера при гидродинамическом моделировании в пластовых системах. Использование этого подхода и учет зависимости вязкости раствора полимера как от его концентрации, так и от скорости сдвига (т.е. полноценный учет результатов лабораторных экспериментов) позволит повысить качество планирования технологий полимерного заводнения и достоверность прогнозов.

Отметим также, что в дальнейшем рассмотренный подход может быть расширен для моделирования технологий с использованием термополимера, где вязкость раствора полимера будет вычисляться уже по трехмерной таблице, т.е. в зависимости от концентрации полимера, скорости сдвига и температуры.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России (код проекта FSUN-2024-0003; разработка вычислительной схемы расчета потоков и переноса фаз с учетом гравитации) и за счет гранта Российского научного фонда № 24-11-00204, https://rscf.ru/project/24-11-00204/ (разработка метода учета скорости сдвига на вязкость флюидов в схеме численного гидродинамического моделирования в пластовой системе).

Авторы выражают благодарность рецензентам за уделенное время и важные замечания и комментарии.

Литература

Александров В.М., Закиров Н.Н., Телегин И.Г., Закиров Р.Н. (2024). Гидродинамическое моделирование процессов комплексного нестационарного и полимерного заводнения на неоднородных породах-коллекторов. *Нефтегазовое дело*, 22(6), с. 102–109. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-6-102-109

Мазаев, В.В., Толстолыткин, Д.В., Земцов, Ю.В. (2023). Разработка неоднородных по проницаемости коллекторов с использованием нестационарного полимерного заводнения. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 71–75. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-4-71-75

Муратова З.М., Туяков Н.К., Таджибаев М.О. (2023). О подходах к решению проблем при моделировании полимерного заводнения на месторождении Каламкас. *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*, 5(4), с. 24–36. https://doi.org/10.54859/kjogi108668

Насыбуллин А.В., Бурлуцкий Е.А., Хаярова Д.Р., Садреева Р.Х., Орехов Е.В., Пименов А.А. (2024). Исследование нелинейных эффектов фильтрации полимерных растворов через пористые среды. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 67–69. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-3-67-69

Насыбуллин А.В., Персова М.Г., Орехов Е.В., Шайдуллин Л.К., Соловейчик Ю.Г., Патрушев И.И. (2022). Моделирование ПАВ-полимерного заводнения на участке Бурейкинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, (7), с. 38–42. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-7-38-42

Онегов Н.А., Подопригора Д.Г., Бязров Р.Р., Шамсутдинова Г.Т., Галимов В.В. (2024). Полимерное заводнение: лабораторные исследования образцов частично гидролизованных полимеров в свободных объемах при проектировании внедрения технологии. *Деловой журнал Neftegaz.RU*, 1(145), с. 60–66.

Подопригора Д.Г., Бязров Р.Р., Христич Е.А. (2022). Текущий уровень и перспективы развития технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров для повышения нефтеотдачи. *Вестник евразийской науки*, 14(2), 37. https://doi.org/10.15862/37NZVN222

Тома А., Саюк Б., Абиров Ж., Мазбаев Е. (2017). Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти. *Территория Нефтегаз*, 7–8, с. 58–68.

Castro R., Pérez R., Maya G., Quintero H., Jimenez R., García H., Quintero L. (2016). Polymer Flooding Process to Increase Recovery Factor. *Georesursy = Georesources*, 18(4-1), pp. 271–280. https://doi.org/10.18599/grs.18.4.4

Hernandez F.A.T., Niño, J.C.L., Moreno R.L. (2018). Effects of salts and temperature on rheological and viscoelastic behavior of low molecular weight HPAM solutions. *Revista Fuentes*, 16(1), pp. 19–35. https://doi.org/10.18273/revfue.v16n1-2018002

Joshi, D., Maurya, N. K., Kumar, N., Mandal, A. (2022). Experimental investigation of silica nanoparticle assisted Surfactant and polymer systems for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 216, 110791. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110791

Lopes L.F., Silveira B.M.O., Moreno R.B.Z.L. (2014). Rheological Evaluation of HPAM fluids for EOR Applications. *International Journal of Engineering & Technology*, 14(3), pp. 35–41.

Mirzaie Yegane M., Boukany P. E., Zitha P. (2022). Fundamentals and recent progress in the flow of water-soluble polymers in porous media for enhanced oil recovery. *Energies*, 15(22), 8575. https://doi.org/10.3390/en15228575

Morelato Assunção, P., Rodrigues, L. M., & Romero, O. J. (2011). Effect of polymer injection on the mobility ratio and oil recovery. *SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition* (pp. SPE-148875). https://doi.org/10.2118/148875-MS

Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Grif A.M., Kiselev D.S., Patrushev I.I., Nasybullin A.V., Ganiev B.G. (2021). The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 199, 108245. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108245

Rock A., Hincapie R.E., Tahir M., Langanke N., Ganzer L. (2020). On the role of polymer viscoelasticity in enhanced oil recovery: Extensive laboratory data and review. *Polymers*, 12(10), 2276. https://doi.org/10.3390/polym12102276

Soloveichik Y.G., Persova M.G., Grif A.M., Ovchinnikova A.S., Patrushev I.I., Vagin D.V., Kiselev D.S. (2022). A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 390, 114468. https://doi.org/10.1016/j.cma.2021.114468

Wang H. (2023). Numerical Simulation of High Concentration Polymer Flooding in Oilfield Development. *International Journal of Geosciences*, *14*(4), pp. 329–336. https://10.4236/ijg.2023.144018

Сведения об авторах

Марина Геннадьевна Персова – доктор тех. наук, профессор, заведующий научно-исследовательской лабораторией моделирования и обработки данных наукоемких технологий, Новосибирский государственный технический университет

Россия, 630073, Новосибирск, пр. К. Маркса, д. 20
e-mail: mpersova@mail.ru

Юрий Григорьевич Соловейчик – доктор тех. наук, профессор, заведующий кафедрой прикладной математики, Новосибирский государственный технический университет

Россия, 630073, Новосибирск, пр. К. Маркса, д. 20
e-mail: soloveychik@ami.nstu.ru

Дарьяна Александровна Леонович – младший научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории моделирования и обработки данных наукоемких технологий, Новосибирский государственный технический университет

Россия, 630073, Новосибирск, пр. К. Маркса, д. 20
e-mail: Leonovich.D.A@yandex.ru

Арслан Валерьевич Насыбуллин – доктор тех. наук, профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А
e-mail: arsval@bk.ru

Евгений Валерьевич Орехов – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А
e-mail: opexov@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 02.04.2025;
Принята к публикации 09.09.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Modeling the Process of Polymer Injection Into the Reservoir Taking Into Account the Shear Rate

M.G. Persova[1], Yu.G. Soloveichik[1], D.A. Leonovich[1], A.V. Nasybullin[2], E.V. Orekhov[2]*
[1]Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation
[2]Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation
[*]Corresponding author: Arslan V. Nasybullin, e-mail: arsval@bk.ru

Abstract. The paper is devoted to the analysis of the influence of the shear rate on the results of hydrodynamic modeling in reservoirs when planning and optimizing polymer flooding technologies in oil production problems. Three-dimensional hydrodynamic modeling is performed taking into account that the viscosity of the displacing agent in the reservoir is calculated according to a tabularly specified dependence on the polymer concentration and shear rate. The paper presents the results of computational experiments for polymer flooding for a three-dimensional reservoir model with and without taking into account the shear rate for two types of oil and polymers. Evaluations of the polymer flooding efficiency are given. It is shown that the bottomhole pressure significantly depends on the shear rate. Therefore, failure to take into account the shear rate during planning may lead to incorrect conclusions about possible daily volumes and concentrations of polymer injection, incorrect predictions of bottomhole pressures, and also lead to significant distortions in the assessment of the effectiveness of polymer flooding as a whole.

Keywords: polymer flooding, 3D hydrodynamic modeling, shear rate, multiphase multicomponent flow

Recommended citation: Persova M.G., Soloveichik Yu.G., Leonovich D.A., Nasybullin A.V., Orekhov E.V. (2025). Modeling the Process of Polymer Injection Into the Reservoir Taking Into Account the Shear Rate. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 276–285. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.8

Acknowledgements

The work was carried out with the financial support of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation (project code FSUN-2024-0003; development of a computational scheme for calculating flows and phase transfer taking into account gravity) and at the expense of the grant of the Russian Science Foundation No. 24-11-00204, https://rscf.ru/project/24-11-00204/ (development of a method for taking into account the shear rate on the viscosity of fluids in the scheme of numerical hydrodynamic modeling in a reservoir system).

References

Alexandrov V.M., Zakirov N.N., Telegin I.G., Zakirov R.N. (2024). Simulation of complex transient and polymer waterflooding processes on heterogeneous reservoir rocks. *Neftegazovoe delo,* 22(6), pp. 102–109. (In Russ.) https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-6-102-109

Castro R., Pérez R., Maya G., Quintero H., Jimenez R., García H., Quintero L. (2016). Polymer Flooding Process to Increase Recovery Factor. *Georesursy = Georesources*, 18(4-1), pp. 271–280. https://doi.org/10.18599/grs.18.4.4

Hernandez F.A.T., Niño, J.C.L., Moreno R.L. (2018). Effects of salts and temperature on rheological and viscoelastic behavior of low molecular weight HPAM solutions. *Revista Fuentes*, 16(1), pp. 19–35. https://doi.org/10.18273/revfue.v16n1-2018002

Joshi, D., Maurya, N. K., Kumar, N., Mandal, A. (2022). Experimental investigation of silica nanoparticle assisted Surfactant and polymer systems for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 216, 110791. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110791

Lopes L.F., Silveira B.M.O., Moreno R.B.Z.L. (2014). Rheological Evaluation of HPAM fluids for EOR Applications. *International Journal of Engineering & Technology*, 14(3), pp. 35–41.

Mazaev V.V., Tolstolytkin D.V., Zemtsov Yu.V. (2023). Applying unsteady-state polymer flooding to develop reservoirs with heterogeneous permeability. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 4, pp. 71–75. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-4-71-75

Mirzaie Yegane M., Boukany P. E., Zitha P. (2022). Fundamentals and recent progress in the flow of water-soluble polymers in porous media for enhanced oil recovery. *Energies*, 15(22), 8575. https://doi.org/10.3390/en15228575

Morelato Assunção, P., Rodrigues, L. M., & Romero, O. J. (2011). Effect of polymer injection on the mobility ratio and oil recovery. *SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition* (pp. SPE-148875). https://doi.org/10.2118/148875-MS

Muratova Z.M, Tuyakov N.K., Tajibayev M.O. (2023). On approaches to solving problems when modeling polymer flooding at the Kalamkas oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*, 5(4), pp. 24–36. (In Russ.) https://doi.org/10.54859/kjogi108668

Nasybullin A.V., Burlutsky E.A., Khayarova D.R., Sadreeva R.Kh., Orekhov E.V., Pimenov A.A. (2024). Investigation of nonlinear effects of the flow of polymer solutions through porous media. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 3, pp. 67–69. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-3-67-69

Nasybullin, A.V., Persova, M.G., Orekhov, E.V., Shaidullin, L.K., Soloveichik, Yu.G., Patrushev, I.I. (2022) Modeling of surfactant-polymer flooding on Bureikinskoye field block. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 38–42. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-7-38-42

Onegov N.A., Podoprigora D.G., Byazrov R.R., Shamsutdinova G.T., Galimov V.V. (2024). Polymer flooding: laboratory studies of partially hydrolyzed polymer samples in free volumes in the design of technology implementation. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*, 1(145), pp. 60–66. (In Russ.)

Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Grif A.M., Kiselev D.S., Patrushev I.I., Nasybullin A.V., Ganiev B.G. (2021). The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 199, 108245. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108245

Podoprigora D.G., Bjazrov R.R., Hristich E.A. (2022). The current level and prospects for the development of large-volume injection technologies using polymers to increase oil recovery. *Vestnik evrazijskoj nauki*, 14(2), 37. (In Russ.) https://doi.org/10.15862/37NZVN222

Rock A., Hincapie R.E., Tahir M., Langanke N., Ganzer L. (2020). On the role of polymer viscoelasticity in enhanced oil recovery: Extensive laboratory data and review. *Polymers*, 12(10), 2276. https://doi.org/10.3390/polym12102276

Soloveichik Y.G., Persova M.G., Grif A.M., Ovchinnikova A.S., Patrushev I.I., Vagin D.V., Kiselev D.S. (2022). A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 390, 114468. https://doi.org/10.1016/j.cma.2021.114468

Thomas, A., Sahuc, B., Abirov, Zh., Mazbayev, Ye. (2017). Polymer Flooding to Increase Oil Recovery at Light and Heavy Oil Fields. *Territorija NEFTEGAZ*, 7–8, pp. 58–67. (In Russ.)

Wang H. (2023). Numerical Simulation of High Concentration Polymer Flooding in Oilfield Development. *International Journal of Geosciences*, *14*(4), pp. 329–336. https://10.4236/ijg.2023.144018

About the Authors

Marina G. Persova – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Head of the Laboratory of Modeling and Data Processing of High Technologies, Novosibirsk State Technical University

20 Prospekt K. Marksa, Novosibirsk,630073, Russian Federation

e-mail: mpersova@mail.ru

Yuri G. Soloveichik – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Head of Department of Applied Mathematics, Novosibirsk State Technical University

20 Prospekt K. Marksa, Novosibirsk,630073, Russian Federation

e-mail: soloveychik@ami.nstu.ru

Daryana A. Leonovich – Junior Researcher at Laboratory of Modeling and Data Processing of High Technologies, Novosibirsk State Technical University

20 Prospekt K. Marksa, Novosibirsk,630073, Russian Federation

e-mail: Leonovich.D.A@yandex.ru

Arslan V. Nasybullin – Dr. Sci. (Engineering), Head of Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almetyevsk State Oil Institute

186A Sovetskaya St., Almetyevsk 423450, Russian Federation

e-mail: arsval@bk.ru

Eugene V. Orekhov – Senior Lecturer of Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almetyevsk State Oil Institute

186A Sovetskaya St., Almetyevsk 423450, Russian Federation

e-mail: opexov@yandex.ru

Manuscript received 2 April 2025;
Accepted 9 September 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.18 УДК 622.276.72

Экспериментальные исследования для прогнозирования рисков осаждения асфальтенов в процессе добычи трудноизвлекаемых запасов нефти

И.А. Гуськова[*], *Т.Л. Гайфуллин, Д.Т. Ахметшина, И.М. Храмушина*

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

Флокуляция и осаждение асфальтенов являются причиной снижения фильтрационно-емкостных характеристик нефтяного пласта и призабойной зоны скважины, образования высоковязких эмульсий, формирования высокомолекулярных органических и комплексных отложений, недостижения запланированной технологической эффективности при применении физико-химических методов добычи. В работе представлены результаты экспериментальных лабораторных исследований параметров, которые характеризуют устойчивость коллоидной структуры образцов нефти из скважин различных залежей. Несмотря на достаточно высокую однородность структурно-группового состава исследованных образцов, выявлены отличия спектральных характеристик нефти отдельных залежей. Для показателей ароматичности и парафинистости установлено наличие прямолинейной связи с высоким коэффициентом корреляции. Выявлен высокий коэффициент корреляции оптических характеристик нефти и ее структурно-группового состава. Методологические подходы, изложенные в работе, могут быть использованы при выборе объектов и минимизации технологических рисков, связанных с осаждением асфальтенов.

Ключевые слова: коллоидная устойчивость, инфракрасная спектроскопия, спектральные коэффициенты, коэффициент ароматичности, спектрофотометрия, структурно-групповой состав нефти, технологические риски

Для цитирования: Гуськова И.А., Гайфуллин Т.Л., Ахметшина Д.Т., Храмушина И.М. (2025). Экспериментальные исследования для прогнозирования рисков осаждения асфальтенов в процессе добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. *Георесурсы,* 27(4), с. 286–294. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.18

Введение

Значительная часть нефтяных месторождений в мире относится к категории залежей с трудноизвлекаемыми (нетрадиционными) запасами нефти (Хисамов, 2012; Крюков, Токарев, 2022). Согласно (Eveloy, Elsheikh, 2022), нетрадиционная нефть, к которой обычно относят легкую трудноизвлекаемую нефть, тяжелую нефть и природный битум, а также глубоководную и керогенную нефть, составляют до 80% от запасов углеводородов. В этих условиях одним из направлений стабилизации и увеличения добычи трудноизвлекаемых запасов является повышение эффективности применения физико-химических технологий стимуляции скважин и методов увеличения нефтеизвлечения с минимальными технологическими рисками.

Применение физико-химических технологий для добычи нефти эффективно используется в широком спектре геолого-физических характеристик залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Однако из-за различий в закономерностях поведения и физико-химических свойствах нефтяной системы в пределах одного месторождения даже при одинаковом химическом составе нефти возможно снижение эффективности технологий и появление осложнений. Агрегация и осаждение асфальтенов могут оказывать отрицательное влияние на различных этапах нефтедобычи: от бурения скважин до переработки нефти. При этом исследования в области прогнозирования технологических рисков, связанных с осаждением асфальтенов, носят достаточно частный характер. Вопрос возможности экстраполяции уже имеющихся результатов на потенциальные объекты внедрения технологий остается открытым. Поэтому получение информации о структурно-групповом составе нефти, оптических свойствах и коллоидной устойчивости нефтяных дисперсных систем отдельных объектов (залежей, скважин) для прогнозирования на ее основе рисков осаждения асфальтенов является актуальной задачей.

[*] Ответственный автор: Ирина Алексеевна Гуськова
e-mail: guskovaagni1@rambler.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

В процессе разработки происходят существенные изменения термодинамических, геолого-физических характеристик, состава и свойств нефти отдельных залежей (Романов и др., 2015; Якубов и др., 2010; Якубов и др., 2013; Романов, 2007). Наиболее сложными и наименее изученными нефтяными компонентами, которые могут входить в состав высокомолекулярных отложений (Тронов, 1970; Ибрагимов 2010) или шлама (Azizian, Khosravi, 2019; Корнелисс, 2002), являются асфальтены и смолы. Риски выпадения асфальтенов достаточно высоки, поэтому изучению причин снижения устойчивости нефти к выпадению асфальтенов посвящено большое число исследований, но механизмы этих процессов до конца все еще не раскрыты. Согласно (Романов и др., 2015), одним из наиболее важных факторов, влияющих на устойчивость нефти к выпадению асфальтенов, является их природа. Асфальтены из неустойчивых нефтей характеризуются высокой ароматичностью, низким содержанием водорода, высокой конденсированностью ароматических колец. Есть также точка зрения, что уменьшение содержания асфальтенов в добываемой нефти может свидетельствовать об их осаждении (Hussein, 2022).

На дестабилизацию асфальтенов оказывают влияние термодинамические параметры технологических процессов (http://www.neftelib.ru/), тип используемых в них жидкостей (Якубов, 2019; Якубов и др., 2010; Ноздреев, 1935.) и газов (Ahmadi et al., 2015; Novosad, Costain, 1990; Deo, Parra, 2012; Elturki, Imqam, 2023; Соромотин и др., 2022).

Существуют различные методы оценки склонности нефти к осаждению асфальтенов, в том числе гравиметрический (Струк, 2022), флокуляционный (Hammami, Raines, 1999), с использованием ядерного магнитного резонанса (Николин и др., 2006) график De Boer (Ahmed, 2007; Rodrigues, 2008; de Boer et al., 1995), критериальный график индекса стабильности асфальтенов (ASI) компании Schlumberger (Jamaluddin et al., 2001), инфракрасной спектроскопии (ИК-спектроскопии) и спектрофотометрии (Барская и др., 2012; Михайлова и др., 2017; Якубов и др., 2013; Милордов, 2016).

Учитывая, что агрегация и выпадение асфальтенов зависят от состава нефти, термодинамических условий, предыстории разработки и технологий, применяемых на залежи, технологические риски их осаждения определяются конкретными характеристиками объекта. Для прогнозирования и снижения рисков, а также затрат на добычу трудноизвлекаемых запасов нефти необходим анализ характеристик нефтяной дисперсной системы для отдельных залежей и скважин.

Экспериментальная часть

Программа исследований предусматривала отбор проб нефти из 23 скважин 3 месторождений: X1, X2, X3, их подготовку, проведение ИК-спектроскопических и динамических спектрофотометрических исследований, анализ экспериментальных результатов. Данные месторождения длительное время разрабатывались методом заводнения с температурой закачиваемой воды ниже температуры в пласте. Продуктивные отложения в разрезе месторождений (Муслимов, 2007) отличаются неоднородностью по площади и разрезу. Залежи по своему строению в терригенных коллекторах относятся к пластово-сводовым и в карбонатных – к массивным. Коллекторы отложений кыновского, пашийского, тульского и бобриковского горизонта сложены песчано-алевролитовыми породами (поровый тип), башкирско-серпуховского и турнейского яруса – преимущественно известняками с прослоями доломитов, характеризующихся микро- и макротрещиноватостью хаотичного и субвертикального направления.

Структурно-групповой состав образцов нефти определяли методом инфракрасной спектроскопии с применением ИК Фурье спектрометра «IRAffinity-1S» в области от 350 до 7800 $см^{-1}$. Согласно (Иванова и др., 2008) для средней молекулы оценивалось содержание метиленовых групп (CH_2) по полосе поглощения 720 $см^{-1}$ метильных групп (CH_3) по полосе поглощения 1380 $см^{-1}$, сульфоксильных групп (SO) по 1030 $см^{-1}$ и карбонильных групп (CO) в области 1720–1700 $см^{-1}$. Учитывая сложность состава нефти, определение структурно-группового состава образцов проводилось на основании спектральных коэффициентов, представляющих собой характеристические полосы поглощения различных типов связей, характерных для парафиновых и ароматических структур, карбонильных и гидроксильных групп кислородсодержащих и других соединений. Результаты исследований представлены в виде спектральных коэффициентов: ароматичности, алифатичности, окисленности и осерненности (Иванова и др., 2008; Каюкова и др., 2009).

Коэффициент ароматичности:

$$К_{ар} = \frac{D_{1600}}{D_{720}}. \quad (1)$$

Коэффициент парафинистости:

$$К_{пар} = \frac{D_{720} + D_{1380}}{D_{1600}}. \quad (2)$$

Коэффициент окисленности:

$$К_{ок} = \frac{D_{1710}}{D_{1465}}. \quad (3)$$

Коэффициент разветвленности:

$$К_{р} = \frac{D_{1380}}{D_{1465}}. \quad (4)$$

Коэффициент осерненности:

$$К_{ос} = \frac{D_{1030}}{D_{1465}}; \quad (5)$$

где D_{720}, D_{1030}, D_{1380}, D_{1465}, D_{1600}, D_{1710} – поглощение на длинах волн 720, 1030, 1380, 1465, 1600, 1710 $см^{-1}$ соответственно.

Результаты определения спектральных характеристик исследованных флюидов месторождений X1, X2 и X3 приведены в табл. 1.

Как видно из табл. 1, для всех исследованных флюидов отмечаются достаточно близкие значения средних значений спектральных коэффициентов, что свидетельствует об общих чертах и сходстве структурно-группового состава средней молекулы исследованных образцов нефти. По структурно-групповому составу нефти месторождений X1, X2 и X3 можно считать достаточно однородными. Коэффициенты вариации спектральных показателей по скважинам X1 месторождения находятся в пределах 1,97–33,45%, по скважинам X2 месторождения – 0,98–20,15%, по скважинам X3 месторождения – 1,00–13,07%.

Месторождение /скважина	Спектральные показатели				
	$К_{ар}$	$К_{ок}$	$К_{р}$	$К_{пар}$	$К_{ос}$
Месторождение X1					
1	0,313	0,049	0,609	7,84	0,152
2	0,283	0,041	0,606	9,375	0,128
3	0,279	0,039	0,596	9,277	0,121
4	0,291	0,077	0,652	9,576	0,126
5	0,296	0,028	0,599	8,970	0,128
6	0,301	0,054	0,591	8,566	0,127
7	0,254	0,011	0,596	10,371	0,127
8	0,268	0,034	0,606	10,142	0,113
Минимальное значение	0,254	0,011	0,591	7,84	0,113
Максимальное значение	0,313	0,077	0,652	10,371	0,152
Среднее значение	0,286	0,041	0,607	9,264	0,128
Среднеквадратичное отклонение	0,015	0,014	0,012	0,604	0,006
Коэф. вариации	5,103	33,445	1,969	6,525	4,935
Размах	0,059	0,066	0,061	2,531	0,039
Месторождение X2					
9	0,333	0,048	0,612	7,913	0,148
10	0,271	0,038	0,588	9,629	0,117
11	0,284	0,029	0,602	9,136	0,13
12	0,247	0,029	0,598	10,727	0,117
13	0,241	0,028	0,601	10,944	0,121
Минимальное значение	0,241	0,028	0,588	7,913	0,117
Максимальное значение	0,333	0,048	0,612	10,944	0,148
Среднее значение	0,275	0,035	0,6	9,67	0,127
Среднеквадратичное отклонение	0,027	0,007	0,006	0,933	0,010
Коэф. вариации	9,781	20,153	0,979	9,646	7,810
Размах	0,092	0,020	0,024	3,031	0,031
Месторождение X3					
14	0,265	0,048	0,588	9,925	0,120
15	0,252	0,041	0,600	10,368	0,118
16	0,240	0,043	0,602	11,316	0,114
17	0,249	0,042	0,587	10,333	0,111
18	0,251	0,041	0,591	10,030	0,118
19	0,239	0,035	0,589	10,459	0,115
20	0,223	0,029	0,592	11,753	0,113
21	0,246	0,040	0,597	10,669	0,113
22	0,259	0,050	0,610	10,186	0,122
23	0,237	0,058	0,595	9,089	0,134
Минимальное значение	0,223	0,029	0,587	9,089	0,111
Максимальное значение	0,265	0,058	0,610	11,753	0,134
Среднее значение	0,246	0,043	0,595	10,413	0,118
Среднеквадратичное отклонение	0,009	0,006	0,006	0,509	0,005
Коэф. вариации	3,726	13,075	0,997	4,89	3,905
Размах	0,042	0,029	0,023	2,664	0,023

Табл. 1. Характеристика образцов нефти месторождений X1, X2 и X3 по данным ИК-Фурье спектроскопии

При этом образцы нефти, отобранные из скважин месторождений X1 и X2, выделяются более высоким содержанием ароматических структур, что может свидетельствовать о более значительном преобразовании нефти в процессе разработки. Нефть месторождения X3 характеризуется минимальным средним коэффициентом ароматичности и наиболее однородными параметрами структурно-группового состава нефти (минимальным коэффициентом вариации).

Согласно методическим подходам (Каюкова Г.П. и др., 2009), построены зависимости между спектральными показателями $К_{ар}$ и $К_{пар}$ (рис. 1), а также зависимость между спектральными показателями $К_{ар}$ и $К_{ок}$ (рис. 2).

Как видно из рис. 1, практически для всех залежей для исследованных проб наблюдается прямолинейная связь с высоким коэффициентом корреляции между показателями ароматичности и парафинистости (рис. 1).

Из рис. 2 также видно достаточно четкое разделение нефти из скважин месторождений X3, X2 и X1 по спектральным показателям окисленности и ароматичности. В работе (Каюкова и др., 2009) отмечается, что коэффициент окисленности позволяет в некоторой степени судить об особенностях состава кислородосодержащих соединений в исследуемых флюидах. В частности, кислородосодержащие соединения в разных химических формах проявляются в ИК-спектрах по поглощению в области колебаний 1710 $см^{-1}$.

Как известно, асфальтены имеют тенденцию к осаждению при внешнем воздействии. Согласно (Каюкова и др., 2015), между частицами дисперсной фазы (в межслоевом пространстве асфальтенов) может находиться часть дисперсионной среды, которая под воздействием растворителей может удаляться из межчастичного пространства асфальтенов. Следовательно, под воздействием химических реагентов, применяемых в технологических процессах добычи нефти, возможно разрушение надмолекулярных структур асфальтенов и изменение структуры нефтяной дисперсной системы в целом. Для исследований устойчивости нефтяной дисперсной системы к осаждению асфальтенов использовался метод спектрофотометрии. Согласно (Ибатуллин и др., 2004), данный метод является наиболее чувствительным, быстро и точно определяемым параметром нефти. Этот метод анализа заключается в определении степени поглощения раствором света с определенной длиной волны, при этом используют понятие оптической плотности. Интенсивность окраски нефти зависит в основном от содержания в них смол и асфальтенов, в которых сосредоточена наибольшая часть хромофорных (определяющих цвет) структурных групп. С использованием спектрофотометра UV-1800 регистрировалась оптическая плотность контрольных образцов нефти и оптическая плотность верхнего слоя нефти при добавлении дестабилизатора (н-гептан). Результаты обрабатывались при помощи стандартного программного обеспечения UVProbe. По полученным значениям оптической плотности при длине волны 410 нм определялся коэффициент светопоглощения на основании закона Бугера-Ламберта-Бера. Результаты определения коэффициентов светопоглощения исходной и дестабилизированной нефти приведены в табл. 2

Как видно из таблицы 2, нефти из скважин одной площади неоднородны по величине коэффициента светопоглощения, который коррелирует с содержанием асфальтенов. По всем скважинам в результате дестабилизация нефти и осаждения асфальтенов коэффициент светопоглощения верхнего слоя нефти уменьшился на 55–70%. Результаты статистического оценивания влияния растворителя на дестабилизацию нефтяной дисперсной системы показывает, что средние значения коэффициентов светопоглощения контрольных проб нефти месторождений X1 и X2 различаются незначительно, для месторождения X3 коэффициент светопоглощения почти в 1,5 раза меньше.

На основе полученных данных спектрофотометрических исследований построены графики зависимости коэффициентов светопоглощения образцов нефти для отдельных залежей от соответствующих спектральных коэффициентов.

Обсуждение результатов

Результаты комплексного ИК-спектроскопического и спектрофотометрического анализа показали, что для исследованных образцов отмечаются достаточно близкие средние значения спектральных коэффициентов.

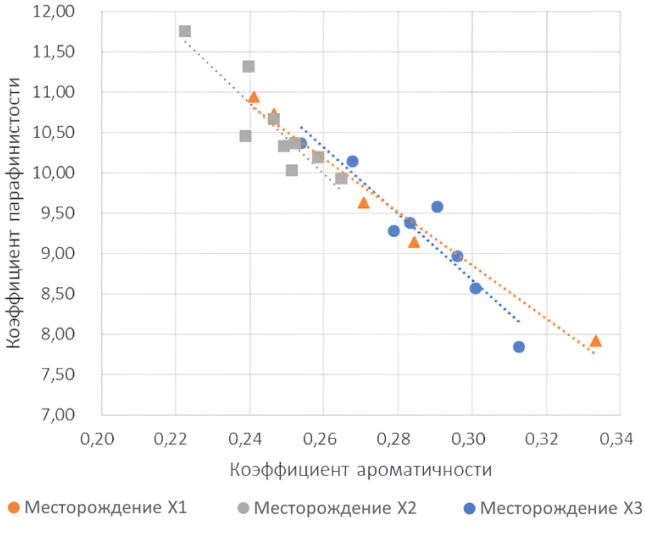


Рис. 1. Зависимость между спектральными показателями ароматичности и парафинистости

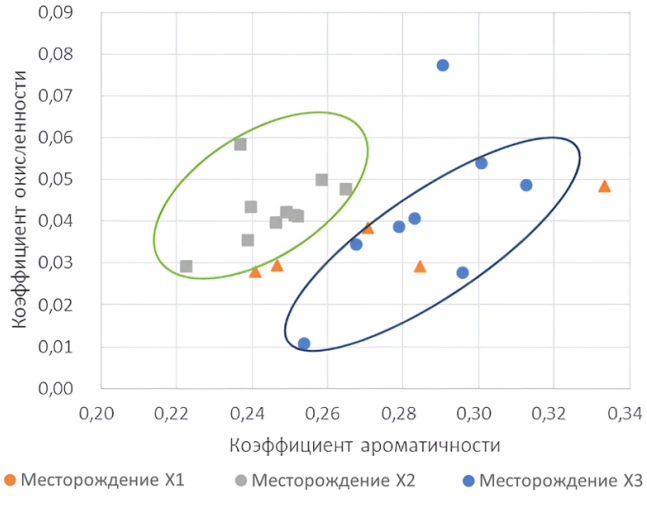


Рис. 2. Зависимость между спектральными показателями ароматичности и окисленности

Месторождение	Скважина	Коэффициент светопоглощения		Изменение коэффициента светопоглощения после дестабилизации	
		Исходной нефти, $см^{-1}$	Дестабилизированной нефти, $см^{-1}$	$см^{-1}$	%
X1	1	4212,09	1559,75	2652,34	62,97
X1	2	4470,76	1494,11	2976,65	66,58
X1	3	4582,72	1698,73	2883,99	62,93
X1	4	4547,97	1613,8	2934,17	64,52
X1	5	4497,78	1648,54	2849,24	63,35
Минимальное значение		4212,09	1494,11	2652,34	62,93
Максимальное значение		4582,72	1698,73	2976,65	66,58
Среднее значение		4462,26	1602,99	2859,28	64,07
Среднеквадратичное отклонение		146,44	79,19	125,42	1,54
Коэф. вариации		3,28	4,94	4,39	2,41
Размах		370,63	204,62	324,31	3,65
X2	6	5262,21	2158,16	3104,05	58,99
X2	7	4520,95	1575,19	2945,76	65,16
X2	8	4528,67	1752,78	2775,89	61,3
X2	9	4100,12	1814,56	2285,56	55,74
X2	10	4069,24	1679,43	2389,81	58,73
Минимальное значение		4069,24	1575,19	2285,56	55,74
Максимальное значение		5262,21	2158,16	3104,05	65,16
Среднее значение		4496,24	1796,02	2700,21	59,98
Среднеквадратичное отклонение		481,56	221,20	352,63	3,50
Коэф. вариации		10,71	12,32	13,06	5,84
Размах		1192,97	582,97	818,49	9,42
X3	11	2988,22	1038,54	1949,68	65,25
X3	12	2733,42	969,05	1764,37	64,55
X3	13	3216,01	1146,65	2069,36	64,35
X3	14	2775,89	980,63	1795,26	64,67
X3	15	3246,9	988,35	2258,55	69,56
Минимальное значение		2733,42	969,05	1764,37	64,35
Максимальное значение		3246,9	1146,65	2258,55	69,56
Среднее значение		2992,09	1024,64	1967,44	65,68
Среднеквадратичное отклонение		239,13	73,18	203,92	2,20
Коэф. вариации		7,99	7,14	10,36	3,35
Размах		513,48	177,6	494,18	5,21

Табл. 2. Результаты исследования коэффициентов светопоглощения образцов нефти

По структурно-групповому составу нефти месторождений X1, X2 и X3 можно считать достаточно однородными. Исследование взаимосвязи между коэффициентом светопоглощения нефти и спектральными коэффициентами показало, что для месторождения X2 выявляется достаточно высокая прямая корреляционная связь между коэффициентом светопоглощения и спектральными коэффициентами ароматичности, окисленности, осерненности. Для нефтей месторождений X2 и X3 существует высокая обратная корреляционная связь между коэффициентом светопоглощения и коэффициентом парафинистости (–0,96 и –0,73 соответственно). Результаты исследований свидетельствуют, что по величине показателей ароматичности, окисленности, осерненности может быть определено содержание в нефти асфальтено-смолистых компонентов. Необходимо отметить, что аналогичная зависимость для образцов нефти месторождения X1 отсутствует. Для данного месторождения также выявлены зависимости, но с меньшим коэффициентом аппроксимации. Это может быть результатом взаимодействия нефти с водой, закачиваемой для системы ППД, о чем свидетельствует высокое значение вариации спектрального коэффициента

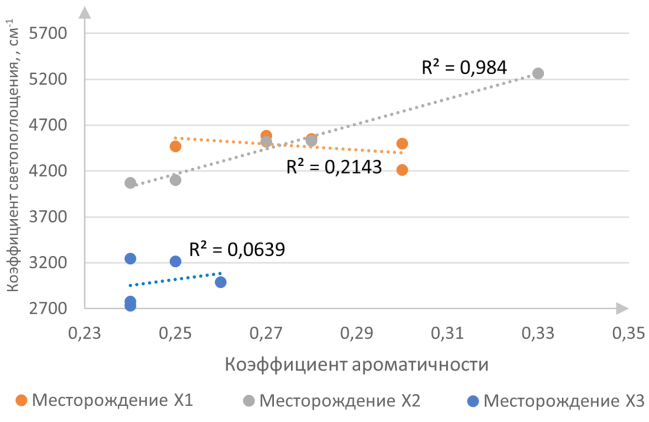


Рис. 3. Зависимость между коэффициентом светопоглощения и коэффициентом ароматичности

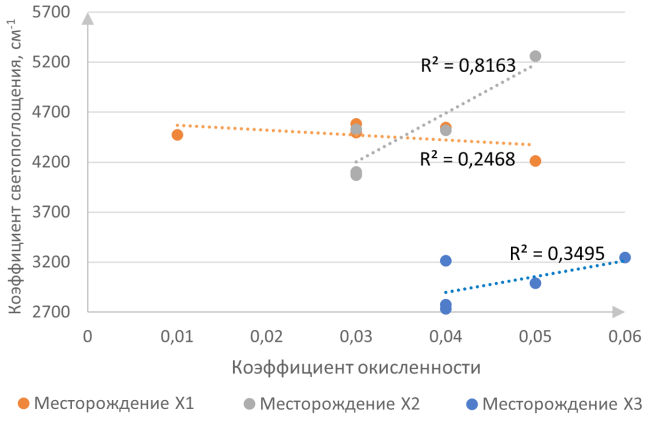


Рис. 4. Зависимость между коэффициентом светопоглощения и коэффициентом окисленности

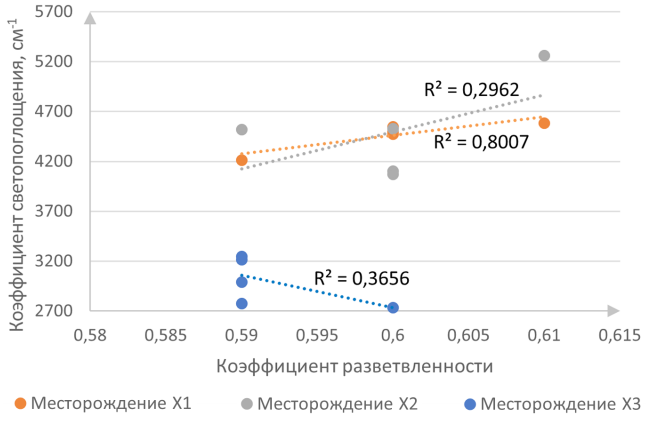


Рис. 5. Зависимость между коэффициентом светопоглощения и коэффициентом разветвленности

окисленности (33,445). Таким образом, поскольку нефтяная дисперсная система является чувствительной к внешнему воздействию, можно говорить о возможности прогнозирования и предупреждения техногенных осложнений, связанных с осаждением асфальтенов, на основе проведения большого количества исследований и получении статистически значимых данных с использованием в качестве дестабилизаторов планируемых к применению в технологических процессах химических реагентов. Для решения этой задачи предложен комплекс параметров и свойств.

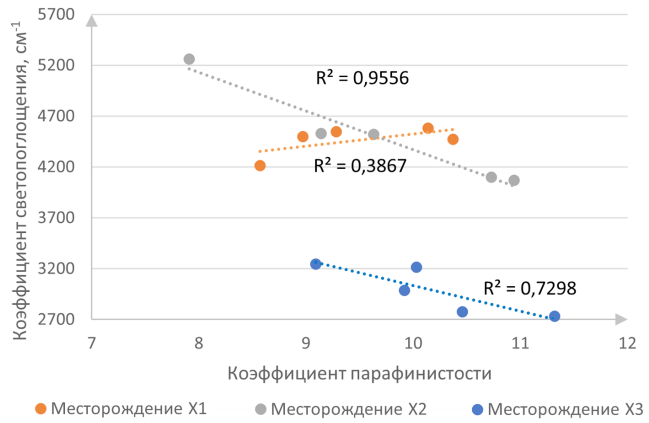


Рис. 6. Зависимость между коэффициентом светопоглощения и коэффициентом парафинистости

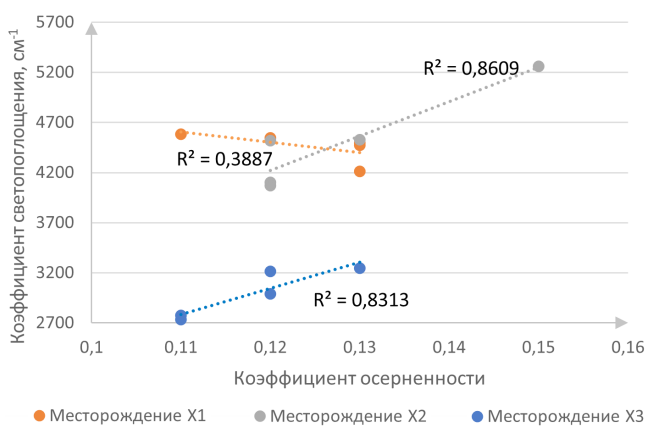


Рис. 7. Зависимость между коэффициентом светопоглощения и коэффициентом осерненности

Заключение

Как правило, успешность технологии добычи нефти с применением химических реагентов принято связывать с составом реагента и геолого-физическими характеристиками коллектора. Однако при проектировании внедрения новых технологий необходимо также учитывать неоднородность отклика нефтяной дисперсной системы на внешнее воздействие. Результаты исследований показывают, что перед выбором объекта для реализации технологии необходимо проведение скрининговых исследований нефти по скважинам залежи с целью прогнозирования рисков осаждения асфальтенов. В качестве обязательных элементов программы скрининговых исследований предлагается комплексное проведение ИК-спектроскопических и спектрофотометрических исследований проб нефти. Для реализации технологии, предусматривающей физико-химическое воздействие, в качестве приоритетного может быть выбран объект (залежь), нефть которой характеризуется минимальными изменениями оптической плотности нефти после взаимодействия с планируемым к использованию реагентом и более высокой однородностью коэффициентов, характеризующих спектрально-групповой состав нефти. Расширение исследований в данной области имеет высокую научную и практическую значимость для дальнейшего развития и повышения эффективности технологий добычи трудноизвлекаемых запасов.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Барская Е.Е., Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н., Даянова Д.И. (2012). Прогнозирование проблем при добыче нефтей на основе анализа их химического состава и физико-химических свойств. *Вестник Казанского технологического университета*, с. 166–170.

Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. (2004). Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 292 с.

Иванова Л.В., Сафиева Р.З., Кошелев В.Н. (2008). Ик-спектрометрия в анализе нефти и нефтепродуктов. *Вестник Башкирского университета*, 13(4), с. 869–874.

Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. (2015). Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. М.: ГЕОС, 343 с.

Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г. и др. (2009). Органическая геохимия осадочной тощи и фундамента территории Татарстана. М.: ГЕОС, 487 с.

Крюков В.А., Токарев А.Н. (2022). Формирование условий для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти: необходимость учета региональных аспектов. *Экономика региона*, 18(3), с. 755–769. https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2022-3-10

Милордов Д.В. (2016). Состав и свойства порфиринов тяжелых нефтей и нефтяных остатков с повышенным содержанием ванадия и никеля. Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КНЦ РАН, Казань.

Михайлова А.Н., Габдрахманов Д.Т., Каюкова Г.П., Бабаев В.М., Вандюкова И.И. (2017). Сравнительное исследование структурно - группового состава асфальтенов из продуктов гидротермальных превращений органического вещества пород доманиковых и пермских отложений с применением метода ИК-спектроскопии. *Вестник Казанского технологического университета*, с. 45–50.

Муслимов Р.Х. (2007). Нефтегазоносность Республики Татарстан. *Геология и разработка нефтяных месторождений*, 2, с. 524.

Николин И.В., Сафонов С.С., Скирда В.Д., Шкаликов Н.В. (2006). Способ определения молекулярно-массового распределения парафинов в смеси углеводородов с помощью метода ядерного магнитного резонанса. Описание изобретения к патенту. https://patents.google.com/patent/RU2423686C1/ru

Ноздреев В.А. (1935). Способ осаждения асфальтенов из смолы. Описание изобретения к патенту. https://findpatent.ru/patent/4/44290.html.

Корнелисс П.М.В. (2002). Способ солюбилизации асфальтенов в углеводородной смеси и смесь для осуществления способа. Описание изобретения к патенту. https://patentimages.storage.googleapis.com/cb/2d/1a/ef2cf8006e15da/RU2280672C2.pdf

Романов А.Г. (2007). Основные типы нефтей остаточных запасов и успешность методов увеличения нефтеотдачи пластов: на примере Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. *Диссертация кандидата технических наук*. Казанский государственный технологический университет, Казань.

Романов Г.В., Юсупова Т.Н., Ганеева Ю.М., Барская Е.Е. (2015). Физико-химические процессы в продуктивных нефтяных пластах. М.: Наука, с. 412.

Соромотин А.В., Лекомцев А.В., Илюшин П.Ю. (2022). Анализ особенностей применения технологии CO_2 huff-n-puff . *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, с. 178–190.

Струк Д.А. (2022). Гравиметрическое определение содержания асфальтенов в нефти, нефтепродуктах и асфальтосмолопарафиновых отложениях. *Вестник ДВО РАН*, 6, с. 135–143.

Хисамов Р.С. (2012). Проблемы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки и инновационные технологии их решения. *Георесурсы*, 3(45), с. 8–13. https://old.georesursy.ru/archive/article/99/

Якубов М. Р., Миникаева С. Н., Борисов Д. Н., Грязнов П.И., Романов Г. В. (2010). Состав и свойства продуктов взаимодействия асфальтенов тяжелых нефтей с серной кислотой. *Вестник Казанского технологического университета*, с. 227–234.

Якубов М.Р. (2019). Состав и свойства асфальтенов тяжелых нефтей с повышенным содержанием ванадия. *Диссертации доктора химических наук*. Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа.

Якубов М.Р., Якубова С.Г., Борисов Д.Н., Усманова Г.Ш. Грязнов П.И. (2013). Изменение состава и свойств асфальтенов при физическом моделировании процесса вытеснения тяжелых нефтей растворителями на основе н-алканов. *Вестник Казанского технологического университета*, с. 277–281.

Ahmadi Y. et al. (2015). Comprehensive Water–Alternating-Gas (WAG) injection study to evaluate the most effective method based on heavy oil recovery and asphaltene precipitation tests, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133, pp. 123–129. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.05.003

Ahmed T. (2007). Equations of state and PVT analysis. Houston: Gulf Publishing Company, с. 562.

Azizian S., Khosravi M. (2019). Advanced oil spill decontamination techniques. Advanced Low-Cost Separation Techniques in Interface Science. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814178-6.00012-1

de Boer, R. B., Leerlooyer, Klaas, Eigner, M. R. P., and A. R. D. van Bergen (1995). Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors. *SPE Prod & Fac,* 10, pp. 55–61. https://doi.org/10.2118/24987-PA

Deo M., Parra M. (2012). Characterization of Carbon-Dioxide-Induced Asphaltene Precipitation. *Energy & Fuels*, 26(5), pp. 2672–2679. https://doi.org/10.1021/ef201402v

Elturki M., Imqam A. (2023). Experimental Investigation of Asphaltene Deposition and Its Impact on Oil Recovery in Eagle Ford Shale during Miscible and Immiscible CO_2 Huff-n-Puff Gas Injection. *Energy & Fuels*, 37(4), pp. 2993–3010. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c0335

Eveloy V., Elsheikh H. (2022). Unconventional oil prospects and challenges in the Covid-19 era. *Frontiers in Energy Research*, 10. https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.829398

Hammami Ahmed, Raines M. A. (1999). Paraffin Deposition From Crude Oils: Comparison of Laboratory Results With Field Data. *SPE J.*, 4, pp. 9–18. https://doi.org/10.2118/54021-PA

Hussein A. (2022). Essentials of Flow Assurance Solids in Oil and Gas Operations. Elsevier Science. https://doi.org/10.1016/C2021-0-00361-8

Jamaluddin A. K. M., Nighswander J., Joshi N. (2001). A Systematic Approach in Deepwater Flow Assurance Fluid Characterization. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, September. https://doi.org/10.2118/71546-MS

Novosad Z., Costain T.G. (1990). Experimental and Modeling Studies of Asphaltene Equilibria for a Reservoir Under CO2 Injection. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, September. https://doi.org/10.2118/20530-MS

Rodrigues D.L.G. (2008). Modeling of Asphaltene Precipitation and Deposition Tendency using the PC-SAFT Equation of State. Doctor of Philosophy, Chemical and Biomolecular Engineering, Rice University, HOUSTON, TEXAS, USA, 3309879.

Сведения об авторах

Ирина Алексеевна Гуськова – профессор, доктор тех. наук, профессор кафедры РиЭНГМ, руководитель Центра компетенций по исследованию осложнений и взаимовлияния технологий в процессах нефтедобычи, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А
e-mail: guskovaagni1@rambler.ru

Тимур Ленарович Гайфуллин – аспирант кафедры РиЭНГМ, заместитель руководителя Центра компетенций по исследованию осложнений и взаимовлияния технологий в процессах нефтедобычи, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А
e-mail: gayfullin@agni-rt.ru

Диана Тимеряновна Ахметшина – аспирант кафедры РиЭНГМ, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А
e-mail: dianka.ismagilova.2015@mail.ru

Ирина Михайловна Храмушина – заведующий экспертно-аналитической лабораторией Центра компетенций по исследованию осложнений и взаимовлияния технологий в процессах нефтедобычи, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А
e-mail: hramushina@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 02.04.2025;
Принята к публикации 28.07.2025;
Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Experimental Studies to Predict the Risks of Asphaltene Precipitation During the Extraction of Hard-To-Recover Oil Reserves

I.A. Guskova, T.L. Gaifullin, D.T. Akhmetshina, I.M. Khramushina*
Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum, Almetyevsk, Russian Federation
**Corresponding author: Irina A. Guskova, e-mail: guskovaagni1@rambler.ru*

Abstract. Asphaltene flocculation and precipitation are the cause of a number of complications in oil production, including a decrease in the filtration-capacitive properties of the reservoir and bottomhole zone, the formation of highly viscous emulsions, and the formation of high-molecular organic and complex deposits. When designing physicochemical technologies for oil production, it is necessary to take into account the phase behavior of the oil dispersed system, including predicting the effect of process parameters and reagents on the stability of asphaltenes in oil. In the process of long-term development of a deposit, the heterogeneity of the reservoir system increases and, accordingly, obtaining experimental data on the stability of asphaltenes in oil is an urgent task for preventing technological risks at the stage of designing technologies for long-term developed deposits. Experimental studies on the analysis of asphaltene stability were carried out using oil samples taken from 23 wells of 3 fields. All fields have been developed for a long time and are characterized by heterogeneity of deposits in area and section. The obtained data are summarized in the form of graphs and diagrams reflecting the heterogeneity of the response of the oil dispersed system to external influences. Interpretation of the obtained results revealed the dependence of the colloidal stability of oil on its structural-group composition. The research results can be used in the design of physical and chemical technologies, minimization of technological risks associated with asphaltene precipitation and selection of wells objects for implementation.

Keywords: asphaltene precipitation, aromaticity coefficient, infrared spectrometric studies, spectrophotometric studies, structural-group composition of oil, inhibitor efficiency, high-molecular hydrocarbon deposits

Recommended citation: Guskova I.A., Gaifullin T.L., Akhmetshina D.T., Khramushina I.M. (2025). Experimental Studies to Predict the Risks of Asphaltene Precipitation During the Extraction of Hard-To-Recover Oil Reserves. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 286–294. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.18

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the research agreement concluded by the State Autonomous Educational Institution of Higher Education Agrarian University Higher School of Science with PJSC Tatneft, financed by PJSC Tatneft.

The authors express their gratitude to the reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

References

Ahmadi Y. et al. (2015). Comprehensive Water–Alternating-Gas (WAG) injection study to evaluate the most effective method based on heavy oil recovery and asphaltene precipitation tests, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133, pp. 123–129. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.05.003

Ahmed T. (2007). Equations of state and PVT analysis. Houston: Gulf Publishing Company, c. 562.

Azizian S., Khosravi M. (2019). Advanced oil spill decontamination techniques. Advanced Low-Cost Separation Techniques in Interface Science. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814178-6.00012-1

Barskaya E.E., Ganeeva Yu.M., Yusupova T.N., Dayanova D.I. (2012). Forecasting Oil Production Problems Based on Analysis of Their Chemical Composition and Physicochemical Properties. *Bulletin of the Kazan Technological University*, pp. 166–170. (In Russ.)

Corneliss P.M.V. (2002). Method for solubilizing asphaltenes in a hydrocarbon mixture and a mixture for implementing the method. Description of the invention to the patent. https://patentimages.storage.googleapis.com/cb/2d/1a/ef2cf8006e15da/RU2280672C2.pdf

de Boer, R. B., Leerlooyer, Klaas, Eigner, M. R. P., and A. R. D. van Bergen (1995). Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors. *SPE Prod & Fac,* 10, pp. 55–61. https://doi.org/10.2118/24987-PA

Deo M., Parra M. (2012). Characterization of Carbon-Dioxide-Induced Asphaltene Hammami A., Raines M.A. (1999). Paraffin deposition from crude oils: comparison of laboratory results with field data. *SPE Journ*, Vol. 4, N 1, p. 9–18.

Elturki M., Imqam A. (2023). Experimental Investigation of Asphaltene Deposition and Its Impact on Oil Recovery in Eagle Ford Shale during Miscible and Immiscible CO_2 Huff-n-Puff Gas Injection. *Energy & Fuels*, 37(4), pp. 2993–3010. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c0335

Eveloy V., Elsheikh H. (2022). Unconventional oil prospects and challenges in the Covid-19 era. *Frontiers in Energy Research*, 10. https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.829398

Hammami Ahmed, Raines M. A. (1999). Paraffin Deposition From Crude Oils: Comparison of Laboratory Results With Field Data. *SPE J.*, 4, pp. 9–18. https://doi.org/10.2118/54021-PA

Hussein A. (2022). Essentials of Flow Assurance Solids in Oil and Gas Operations. Elsevier Science. https://doi.org/10.1016/C2021-0-00361-8

Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Takhautdinov Sh.F., Khisamov R.S. (2004). Increased oil recovery at a late stage of field development. Theory. Methods. Practice. Moscow: OOO Nedra-Business Center, 292 p. (In Russ.)

Ivanova L.V., Safieva R.Z., Koshelev V.N. (2008). IR Spectrometry in Oil and Oil Product Analysis. *Bulletin of the Bashkir University*, 13(4), pp. 869–874. (In Russ.)

Jamaluddin A. K. M., Nighswander J., Joshi N. (2001). A Systematic Approach in Deepwater Flow Assurance Fluid Characterization. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, September. https://doi.org/10.2118/71546-MS

Kayukova G.P., Petrov S.M., Uspensky B.V. (2015). Properties of heavy oils and bitumens of the Permian deposits of Tatarstan in natural and technogenic processes. Moscow: GEOS, 343 p. (In Russ.)

Kayukova G.P., Romanov G.V., Lukyanova R.G. et al. (2009). Organic geochemistry of sedimentary thickness and basement of the territory of Tatarstan. Moscow: GEOS, 487 p. (In Russ.)

Khisamov R.S. (2012). Production of oil reserves difficult to recover issues on the late stage of development and innovative technologies of their solution. *Georesursy = Georesources,* 3(45), pp. 8–13. (In Russ.) https://old.georsrus/archive/article/99/

Kryukov V.A., Tokarev A.N. (2022). Formation of conditions for the development of hard-to-recover oil reserves: the need to take into account regional aspects. *Economy of the region*, 18(3), pp. 755–769. (In Russ.) https://doi. org/10.17059/ekon.reg.2022-3-10

Mikhailova A.N., Gabdrakhmanov D.T., Kayukova G.P., Babaev V.M., Vandyukova I.I. (2017). Comparative study of the structural and group composition of asphaltenes from the products of hydrothermal transformations of organic matter of Domanik and Permian rocks using the IR spectroscopy method. *Bulletin of the Kazan Technological University*, pp. 45–50. (In Russ.)

Milordov D.V. (2016). Composition and properties of porphyrins of heavy oils and oil residues with increased content of vanadium and nickel. A.E. Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry, Kazan Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Kazan. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2007). Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. *Geology and development of oil fields*, 2, 524 p. (In Russ.)

Nikolin I.V., Safonov S.S., Skirda V.D., Shkalikov N.V. (2006). Method for determining the molecular weight distribution of paraffins in a hydrocarbon mixture using the nuclear magnetic resonance method. Description of the invention to the patent. (In Russ.) https://patents.google.com/patent/RU2423686C1/ru

Novosad Z., Costain T.G. (1990). Experimental and Modeling Studies of Asphaltene Equilibria for a Reservoir Under CO2 Injection. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, September. https://doi.org/10.2118/20530-MS

Nozdreev V.A. (1935). Method for precipitation of asphaltenes from resin. Description of the invention to the patent. (In Russ.) https://findpatent.ru/patent/4/44290.html

Rodrigues D.L.G. (2008). Modeling of Asphaltene Precipitation and Deposition Tendency using the PC-SAFT Equation of State. Doctor of Philosophy, Chemical and Biomolecular Engineering, Rice University, HOUSTON, TEXAS, USA, 3309879.

Romanov A.G. (2007). The main types of residual oils and the success of enhanced oil recovery methods: on the example of the Abdrakhmanovskaya area of the Romashkinskoye field. *Cand. tech. sci. diss*. Kazan State Technological University, Kazan. (In Russ.)

Romanov G.V., Yusupova T.N., Ganeeva Yu.M., Barskaya E.E. (2015). Physicochemical processes in productive oil reservoirs. Moscow: Nauka, 412 p. (In Russ.)

Soromotin A.V., Lekomtsev A.V., Ilyushin P.Yu. (2022). Analysis of the features of the application of CO2 huff-n-puff technology. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Engineering of Georesources*, pp. 178–190. (In Russ.)

Struk D. A. (2022). Gravimetric determination of asphaltene content in oil, oil products and asphaltene-resin-paraffin deposits. *Bulletin of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences*, 6, pp. 135–143. (In Russ.)

Yakubov M.R. (2019). Composition and properties of asphaltenes of heavy oils with increased vanadium content. *Dr. chem. sci. diss*. Ufa State Petroleum Technological University, Ufa. (In Russ.)

Yakubov M.R., Minikaeva S.N., Borisov D.N., Gryaznov P.I., Romanov G.V. (2010). Composition and properties of the products of interaction of asphaltenes of heavy oils with sulfuric acid. *Bulletin of the Kazan Technological University*, pp. 227–234. (In Russ.)

Yakubov M.R., Yakubova S.G., Borisov D.N., Usmanova G.Sh. Gryaznov P.I. (2013). Changes in the composition and properties of asphaltenes in physical modeling of the process of displacement of heavy oils by solvents based on n-alkanes. *Bulletin of the Kazan Technological University*, pp. 277–281. (In Russ.)

About the Authors

Irina A. Guskova – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Head of the Competence Center for the Study of Complications and Interaction of Technologies in Oil Production Processes, Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum

186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: guskovaagni1@rambler.ru

Timur L. Gaifullin – Postgraduate student, Deputy Head of the Competence Center for the Study of Complications and Interaction of Technologies in Oil Production Processes, Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum

186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: gayfullin@agni-rt.ru

Diana T. Akhmetshina – Postgraduate Student, Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum

186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: dianka.ismagilova.2015@mail.ru

Irina M. Khramushina – Head of the Expert-Analytical Laboratory of the Competence Center for the Study of Complications and Interaction of Technologies in Oil Production Processes, Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum

186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

Manuscript received 2 April 2025;
Accepted 28 July 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georesurs.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.17 УДК 552.578.2

О размещении промышленных стоков в глубокозалегающие нефтегазоводоносные комплексы на территории Соликамской депрессии (Пермский край)

А.Н. Башков[1], С.Е. Башкова[2], Е.Е. Кожевникова[2]*

[1]ООО «Пермская геолого-геофизическая компания», Пермь, Россия

[2]Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия

В настоящее время для предприятий, осуществляющих добычу полезных ископаемых на территории Соликамской депрессии весьма актуальна проблема размещения промышленных стоков, включающих подтоварные воды, сопутствующие нефтедобыче, и рассолы, образующиеся при добыче и переработке калийных солей. Наиболее экологически безопасным методом их сброса считается закачка в глубокие водоносные горизонты. В статье проанализированы правовые аспекты организации и эксплуатации полигонов глубинного захоронения, включающие как использование существующих лицензионных участков, так и процедуру получения новых лицензий для закачки промышленных стоков в глубокие водоносные горизонты. Изложены методические подходы к подземной закачке промышленных стоков, а также критерии выбора эксплуатационных объектов для этих целей. Проведен анализ геологического строения осадочных толщ северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с оценкой их пространственного распространения, фильтрационно-емкостных свойств и совместимости содержащихся в них подземных вод с закачиваемыми стоками. Установлено, что наиболее перспективным для захоронения промышленных стоков является турнейско-фаменский карбонатный комплекс. Применение комплексного подхода к оценке геологических и технологических факторов позволит выработать эффективные решения по снижению экологической нагрузки на природные системы.

Ключевые слова: нефтегазоводоносные комплексы, глубозалегающие горизонты, промышленные стоки, подтоварные воды, избыточные рассолы, Соликамская депрессия

Для цитирования: Башков А.Н., Башкова С.Е., Кожевникова Е.Е. (2025). О размещении промышленных стоков в глубокозалегающие нефтегазоводоносные комплексы на территории Соликамской депрессии (Пермский край). *Георесурсы,* 27(4), с. 295–305. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.17

Введение

Соликамская депрессия, расположенная в северо-восточной части Пермского края, характеризуется совмещением на одной территории соляных толщ (в том числе калийных залежей) и газонефтяных месторождений. Подобная сопряженность является причиной возникновения проблемы совместной разработки соляных (калийных) и нефтяных залежей, однозначного решения которой пока не найдено.

Верхнекамское месторождение калийно-магниевых солей расположено в центральной части Соликамской депрессии и сложено солями галогенной формации нижнепермского возраста. На месторождении ведется добыча сильвинитов, карналлита, каменной соли и рассолов (рис. 1).

Впервые вопрос совмещения разработки залежей солей и углеводородов (УВ) остро встал в 1976 г., когда был получен промышленный приток нефти из глубокой скважины 17-ОГН, вскрывшей ясненполянскую нефтяную залежь на Юрчукском месторождении, большая часть которого расположена под калийной толщей. Впоследствии на площади развития калийной залежи открыт еще ряд месторождений и перспективных на нефть и газ структур. На сегодня частично эта проблема решена бурением наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большими проложениями (до нескольких километров) от устья до забоя.

Однако с ростом и расширением производства, помимо совмещения процессов добычи возникла необходимость изоляции подтоварных вод, образующихся при разведке и разработке месторождений углеводородного сырья (УВС), а также рассолов, получаемых в результате добычи и первичной переработки калийных и магниевых солей. Изучение проблем, связанных с размещением

* Ответственный автор: Елена Евгеньевна Кожевникова
e-mail: eekozhevnikova@bk.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

промышленных стоков в Пермском Приуралье, также ведется с конца 60-х годов прошлого века (Быков, Полинская, 1967; Покровский и др., 1971; Гаев, 1978; Шестов, Шурубор, 1969; Гольдберг, 1968), а в 80–90-х годах этот вопрос встал особо остро (Богатырева, 1980; Зуева и др., 1983; Бахтин и др., 1985; Зуева, 1988).

Следует отметить, что минеральные рассолы не подвергаются биологической очистке, а хлорид ионы из растворов вообще не поддаются химической и биологической деструкции или осаждению. Опыт поверхностного размещения стоков показывает, что сброс избыточных рассолов в водные объекты требует значительного их разбавления,

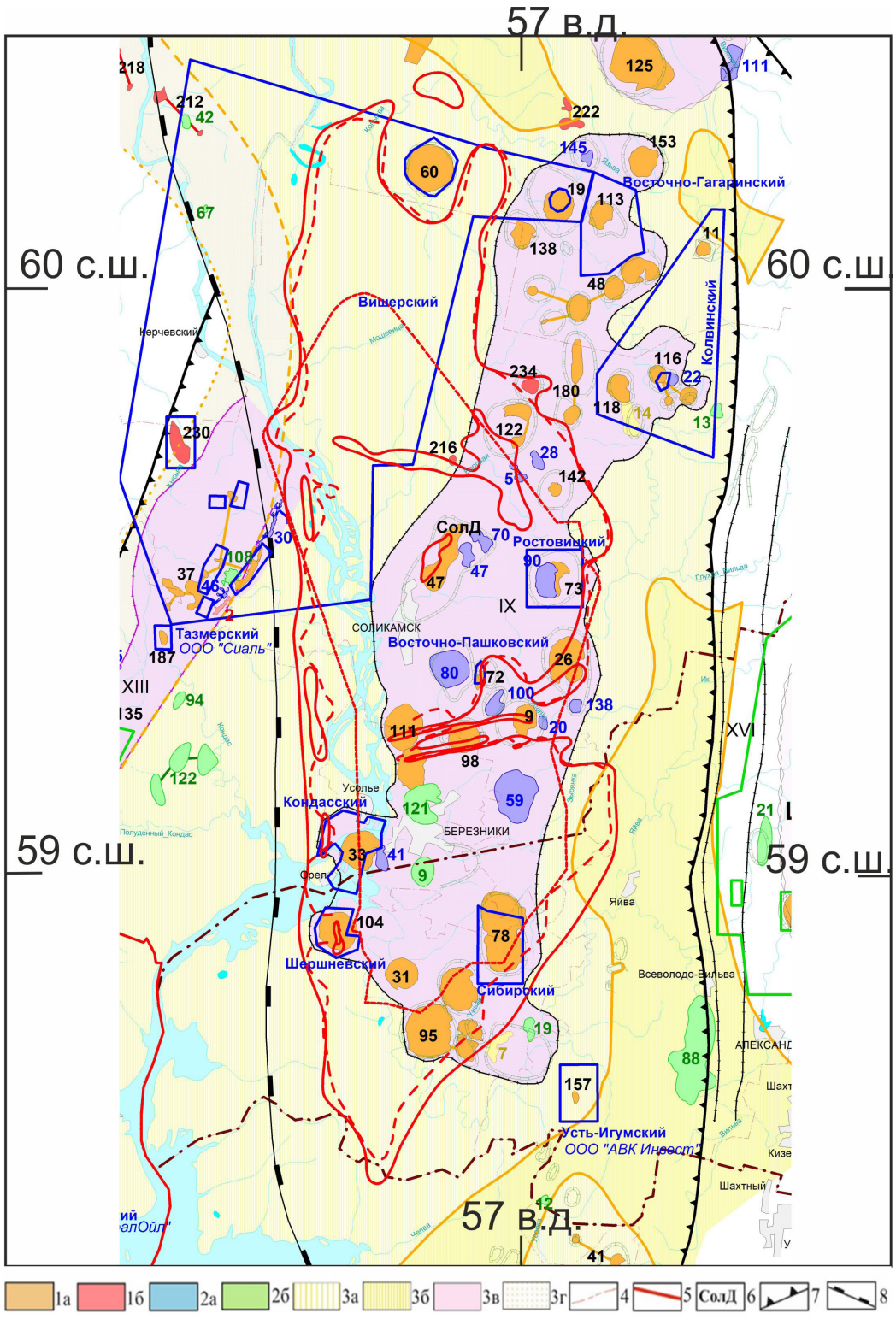


Рис. 1. Фрагмент карты фонда месторождений и структур Пермского края (по материалам ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2023 г.). Месторождения углеводородов: 1а – распределенного фонда, 1б – нераспределенного фонда; структуры 2а – выявленные, 2б – подготовленные; Камско-Кинельская система прогибов: 3а – осевая зона, 3б – внутренняя прибортовая зона, 3в – бортовая зона, 3г – внешняя прибортовая зона; 4 – границы административных округов Пермского края; 5 – граница Верхнекамского месторождения калийных солей; 6 – Соликамская Депрессия; 7 – границы крупных тектонических структур; 8 – граница Предуральского прогиба.

а также приводит к засолению и деградации огромных территорий, а попутные воды, получаемые при добыче нефти, загрязнены ее компонентами и требуют соответствующей очистки. Стоимость очистки или утилизации таких стоков может превышать стоимость производимой целевой продукции, поэтому весьма актуальным является размещение подтоварных вод в глубокозалегающих толщах (Кадыров, 2017; Igunnu et al., 2012; Hayes, Arthur, 2004).

Подземный сброс промышленных стоков от нефтедобычи и калийного производства в изолированные водоносные горизонты рассматривается во всем мире как наиболее перспективный способ захоронения техногенных рассолов, снижающий экологическую напряженность и направленный, прежде всего, на охрану подземных и поверхностных вод (Aust, Kreysing, 1985; Lehr Gay H., 1986; Veil John F., 1997). Однако, несмотря на достаточно большой объем накопленных знаний, полностью устраняющих эту проблему решений пока не выработано, и тема размещения по-прежнему весьма актуальна.

Согласно п. 19 ст. 1 Водного кодекса Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ, сточные воды – дождевые, талые, инфильтрационные, поливомоечные, дренажные воды, сточные воды централизованной системы водоотведения и другие воды, отведение (сброс) которых в водные объекты осуществляется после их использования. Рассматриваемые в настоящей статье стоки по своей сути подходят под определение сточных вод и не являются отходами.

Целью настоящей статьи является обоснование возможности экологически безопасного размещения промышленных стоков (подтоварных вод и техногенных рассолов) в глубокозалегающие нефтегазоводоносные комплексы на основе системного подхода. Для достижения поставленной цели в исследовании проанализированы правовые и нормативные аспекты организации и эксплуатации объектов глубинного захоронения промышленных стоков, рассмотрены критерии выбора эксплуатационных объектов для подземной закачки стоков, оценены особенности пространственного распространения и гидродинамическая изоляция глубоких водоносных горизонтов, рассмотрена совместимость химического состава закачиваемых промышленных стоков с пластовыми водами, и выявлены наиболее перспективные нефтегазоводоносные комплексы для размещения стоков.

Материалы и методы

В отличие от рассолов калийно-магниевого производства, которые образуются непосредственно в ходе технологического процесса, подтоварные воды, получаемые при добыче нефти, по своей природе представляют собой пластовые воды.

Хотя по составу и свойствам эти жидкости во многом схожи, возможность их размещения необходимо оценивать отдельно, как продуктов двух различных производств (рис. 2), учитывая их физико-химические особенности.

В Российской Федерации размещение в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, при разведке и добыче углеводородного сырья, а также вод, образующихся в результате разведки и добычи, а также первичной переработки калийных и магниевых солей регулируется Федеральным законом «О недрах» (ФЗ №2395-1).

Закачка попутно извлекаемых при добыче углеводородов вод, представленных высокоминерализованными рассолами, в пласты горных пород достаточно широко применяется в мировой практике (Mantell, 2011; Arthur et al., 2010; Clark et al., 2005; Nazih et al., 2009).

Порядок закачки попутных и производственных сточных вод описан в Приказе Минприроды России от 02.12.2015 N 522 «Об утверждении Положения о порядке размещения в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья». Захоронение в данном случае осуществляется в соответствии с утвержденной проектной документацией на разработку месторождения углеводородного сырья, предусматривающей размещение указанных стоков в пластах горных пород.

Практически все месторождения УВС Соликамской депрессии находятся на второй-третьей стадиях разработки. Анализ действующей системы поддержания пластового давления показывает, что все объемы подтоварных вод могут быть задействованы для закачки, поскольку объём производственных сточных вод не превышает объёмов, установленных техническими проектами разработки. При этом размещение может осуществляться в границах действующей лицензии на разведку и добычу УВС.

Рис. 2. Классификация стоков, подвергающихся закачке на территории РФ

Захоронение в пластах горных пород вод, образующихся в результате разведки и добычи, а также первичной переработки калийных и магниевых солей также возможно в толщи горных пород, предоставленных в пользование для размещения стоков. Для этого требуется получение самостоятельной лицензии на геологическое изучение, оценку, строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

В пределах Соликамской депрессии калийно-магниевая соленосная толща иренского горизонта нижнепермских отложений залегает на глубинах порядка 300–400 м и перекрыта сверху и снизу галитовыми пачками (Зуева, 1990). То есть, при получении соответствующей лицензии, возможна закачка рассолов в надсолевые толщи.

Верхний надсолевой комплекс пород включает в себя (снизу вверх):

• нижнюю подтолщу соликамского горизонта, залегающую непосредственно над породами соляной залежи и сложенную глинистыми мергелями с прослоями гипса, глинисто-гипсо-карбонатных слоев с желваками ангидрита, глинистых известняков и известковых глин;

• верхнюю подтолщу соляно-мергельной толщи соликамского горизонта;

• терригенно-карбонатную толщу соликамского горизонта, в нижней части разреза (~50 м) сложенную глинистыми известняками с линзами и прослоями песчаников, алевролитов и мергелей, а в верхней части (~50 м) – преимущественно песчаниками с линзами и прослоями алевролита, известняка и аргиллита;

• пестроцветную толщу шешминского горизонта, представленную переслаивающимися глинистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами с редкими маломощными прослоями известняков. В зонах прогибов мощность их достигает 120 м, а на участках поднятий отложения толщи часто полностью выклиниваются;

• четвертичные отложения, представленные болотными, аллювиальными, аллювиально-делювиальными и элювиально-делювиальными образованиями мощностью от 5 до 15–25 м.

На сегодня имеется опыт закачки избыточных рассолов в горизонты надсолевой толщи. В частности, ПАО «Уралкалий» владеет несколькими патентами на изобретения, касающимися методов размещения указанных флюидов (Кадыров, 2017). Однако значительные объемы закачки в будущем с большой долей вероятности могут привести к переходу рассолов в водоносные слои соликамского горизонта, являющиеся основными источниками пресного водоснабжения в регионе, либо к размыву соленосной толщи с развитием весьма негативных последствий (Константинова, 2001). Таким образом, захоронение рационально рассматривать в подсолевых водоносных горизонтах с привязкой к нефтегазоводоносным комплексам (НГК) и исходя из особенностей их геологического строения на рассматриваемой территории (Яковлев, 2023).

Лицензия на право пользования недрами для разведки и добычи УВС на территории Соликамской депрессии, как правило, включает в себя толщу горных пород от подошвы подстилающей каменной соли до глубин на 100 метров ниже подошвы последнего продуктивного пласта. В этих условиях получение лицензии на размещение стоков калийного производства возможно только для более глубокозалегающих отложений.

Исходя из этого, подземное размещение образующихся рассолов возможно путем их закачки в глубокие скважины. Однако с учетом геологических условий Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей (ВКМКС), подземное захоронение технологических рассолов методом глубинной закачки сталкивается с существенными ограничениями. Хотя закачка в глубокие горизонты технически осуществима, бурение новых поглощающих скважин осложнено следующими факторами:

• запрещено строительство глубоких скважин на территории ВКМКС в границах горных отводов действующих калийных рудников и участков детальной разведки (отрабатываемых и резервных запасов категорий А, В, C_1)[1];

• требуется создание предохранительного целика нетронутой породы радиусом не менее 200 м вокруг ствола, что приводит к выводу из эксплуатации значительных запасов калийных солей в этой охранной зоне;

• необходимо получение дополнительных разрешительных документов для устранения противоречий при размещении скважины в пределах лицензионного участка (и горного отвода) нефтедобывающего предприятия;

• весьма существенные затраты на строительство новой скважины.

Эти ограничения делают указанную схему глубинной закачки экономически нецелесообразной и технически сложно реализуемой.

С точки зрения существенного сокращения капитальных расходов по размещению стоков, логичным представляется использование глубоких скважин, уже пробуренных для целей разведки и разработки залежей углеводородного сырья. Такими могут быть скважины, выведенные из добычи, законтурные или иные, отвечающие требованиям закачки и не подлежащих дальнейшей эксплуатации по целевому назначению (Кадыров, 2017). В сложившихся условиях, пожалуй, единственным приемлемым вариантом является заключение соглашений о сотрудничестве между соле- и нефтедобывающими предприятиями, предусматривающих выкуп таких скважин или их долгосрочную аренду и последующую их реконструкцию.

Несмотря на то, что подавляющее большинство глубоких скважин в пределах Соликамской депрессии пробурены в границах открытых месторождений УВ, исключить или минимизировать риски негативного воздействия закачиваемых стоков на нефтегазовые залежи возможно при использовании для закачки скважин, расположенных в краевых частях месторождений, либо за пределами внешнего контура нефтеносности. Кроме того, требуется проведение специальных мероприятий по защите устьевого и скважинного оборудования от коррозионного воздействия.

Важным этапом в подготовке размещения подтоварных вод является выбор и обоснование эксплуатационного объекта (ЭО) под закачку, которые должны производиться на основе оценки геолого-гидрогеологических условий

[1]РД 07-205-98. Инструкция по безопасному проведению работ по поискам, разведке и разработке залежей нефти на территории Верхнекамского месторождения калийных солей.

территории, а также с учетом технологических, экономических и экологических факторов (Яковлев, Шардаков, 1999; Яковлев, 1995).

Критерии выбора объекта размещения:

• отсутствие негативного воздействия на окружающую среду и залежи полезных ископаемых;

• технически и экономически приемлемые глубины залегания объекта и рентабельная удаленность от объекта образования промышленных стоков;

• достаточные толщины эксплуатационного объекта;

• удовлетворительные фильтрационно-емкостные свойства ЭО;

• совместимость закачиваемых и пластовых вод;

• отсутствие гидродинамической связи с зоной активного водообмена;

• возможность получения лицензии на пользование недрами для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых (размещение стоков).

Нормативы допустимого воздействия устанавливаются для устойчивого функционирования естественных экосистем с одновременным соблюдением качества окружающей среды. Для глубокозалегающих пластов, с точки зрения экологического влияния, норматив воздействия может быть установлен только для подземной гидросферы, поскольку нагрузка на воздух, почву, поверхностные воды отсутствует.

Исходя из определений Федерального закона № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» глубокие пласты недр, содержащие рассолы, токсичные для биоты, не могут рассматриваться ни как экосистемы, ни как природная среда. До определенных глубин (в зависимости от пластовых температур) в отложениях могут присутствовать бактерии, но это в основном организмы, потребляющие остаточные органические вещества, бедные по видовому составу, с низкой плотностью (Кадыров, 2017).

С учетом прогнозируемых объемов размещения промышленных стоков (несколько миллионов м^3 в год), эксплуатационный объект, в который планируется закачка, должен обладать достаточной емкостью, обеспечиваемой выдержанностью пласта-коллектора как по толщине, так и по протяженности, высокими пустотными и фильтрационными характеристиками. Кроме того, важное значение имеет степень совместимости закачиваемых и пластовых вод, обеспечивающая недопущение выпадения осадка минеральных солей и ухудшения коллекторских свойств (Mantell, 2011).

Обсуждение результатов

Для анализа возможности размещения промышленных стоков рассмотрены характеристики основных нефтегазоводоносных комплексов, выделяемых в северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (снизу-вверх) (Лядова и др., 2010), а также совместимость вод.

Девонский (эйфельско-нижнефранский) терригенный НГК представлен отложениями эйфельского и живетского ярусов и нижнефранского подъяруса.

Толщины и стратиграфическая полнота терригенной толщи девона характеризуются значительной изменчивостью – от 200 м в центральной части Пермского края до полного отсутствия в серной и южной частях.

Эйфельский ярус сложен песчаниками светло-серыми, микрозернистыми, кварцевыми, крепкими, плотными, частью слабо трещиноватыми, и алевролитами. Толщины пласта в южной части Соликамской впадины изменяются от 24 до 47 м, при этом эффективные толщины составляют от 1,1 до 5,6 м. Пористость пород-коллекторов по данным ГИС изменяется от 8,6 до 11,3%.

Живетский ярус сложен аргиллитами, алевролитами и песчаниками с битуминозно-глинистыми примазками. На некоторых участках яруса породы частично уничтожены предпашийским размывом. Суммарная мощность отложений яруса составляет от 7 до 25 м.

Нижнефранский подъярус, включающий пашийский и тиманский горизонты, сложен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и кварцевых песчаников. Пласты по толщине и физическим свойствам пород не выдержаны. Суммарная мощность отложений яруса составляет от 11 до 36 м. Эффективные толщины колеблются от 3,4 до 6,1 м. Пористость проницаемых пропластков изменяется от 7 до 11%.

В кровле тиманского горизонта залегает глинистая пачка, которая рассматривается для всей территории Прикамья как региональный флюидоупор (Лядова и др., 2010).

Учитывая геологические особенности строения девонского НГК (большие глубины залегания, высокая расчлененность разреза, невыдержанность распространения коллекторов по площади и невысокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС)), следует признать, что использование этой толщи в качестве эксплуатационного объекта размещения стоков сомнительно, как с технологической, так и с экономической точек зрения. Однако, стоит отметить, что хорошая изолированность указанных объектов от вышележащих толщ, является благоприятным фактором для захоронения в них газообразных продуктов, в частности углекислого газа (в рамках мероприятий по снижению карбоновых выбросов) (Риази Масуд и др., 2024). К плюсам можно отнести и минимальное экологическое влияние применения здесь методов повышения приемистости, в частности гидроразрыва пласта (Hsu-Peng Loh, Nancy Loh, 2016).

Верхнедевонско-турнейский карбонатный НГК охватывает стратиграфический интервал от саргаевского (франский ярус верхнего девона) до кизеловского (турнейский ярус нижнего карбона) горизонта. Для верхнедевонской части комплекса характерны отложения доманиковых фаций толщиной до 100 м и рифогенные образования толщиной до 550 м, предопределившие формирование Камско-Кинельской системы прогибов.

Саргаевские и доманиковые отложения среднефранского подъяруса, согласно залегающие на тиманских маломощных известняках, представлены крепкими глинистыми битуминозными известняками с прослоями кремней и битуминозных сланцев. Суммарная мощность отложений 11–20 м. Нерасчлененные верхнефранские отложения (мендымский, воронежский, евлановский, ливенский горизонты) представлены депрессионными фациями и сложены битуминозными известняками, доломитизированными, в разной степени окремнелыми, с прослоями аргиллитов общей мощностью до 55 м.

Суммарная мощность франских отложений изменяется от 160 м до 379 м в районе Уньвинского рифогенного массива, где верхнефранские отложения сложены рифогенными массивными известняками. Диапазон изменения пористости по ГИС от 4,3 до 16,5%.

Фаменский ярус сложен рифогенными известняками, неравномерно доломитизированными, окремнелыми, с прослоями битуминозных сланцев, доломитов, кремней, с многочисленными кавернами и трещинами. Мощность отложений изменяется от 50–110 м в депрессионной части до 183–250 м в районах развития рифовых массивов. Пласты-коллекторы представлены преимущественно известняками. Эффективная толщина фаменских отложений изменяется от 6,2 м до 51,4 м. Средневзвешенное значение пористости – 6,8% при диапазоне изменения от 3,5 до 12,1%.

Следует отметить, что имеется положительный опыт размещения попутных вод в рифогенных фациях на Чашкинском, Гагаринском, Уньвинском, Шершнёвском, им.Архангельского газонефтяных месторождениях (Яковлев, 1997, 2004; Kostarev et al., 2023*)*. В частности, пробные закачки на Уньвинском месторождении, показали, что приемистость данных отложений может превышать 1000 м^3/сут. Значительные эффективные толщины коллектора (до сотен метров) и трещинно-каверновая структура пустотного пространства позволяют планировать в них размещение весьма существенных объемов стоков (300–350 тыс м^3/год/скв.). Поскольку залежи нефти локализованы, как правило, в кровельной части свода рифогенного массива (высота залежей 50–90 метров), создаются предпосылки для безопасного использования нижележащих карбонатных толщ в качестве резервуара для захоронения избыточных рассолов калийного производства при условии получения соответствующей лицензии.

К условно неблагоприятным факторам можно отнести ограничение полезного объема рифогенного массива его геометрическими размерами, поскольку в кровле и основании формации залегают слабопроницаемые породы. Кроме того, для обеспечения промышленных объемов закачки, с учетом ежегодного образования рассолов, требуется использование нескольких поглощающих скважин и создание соответствующей инфраструктуры (трубопроводы, насосные станции, системы контроля).

Турнейские отложения на большей части территории представляют собой клиноформные образования, сложенные слоистыми карбонатными (зернистые известняки) и карбонатно-глинистыми породами (глинистые известняки, аргиллиты). Мощность отложений в депрессионной зоне достигает 250–320 м. На склонах структур турнейские отложения сложены крепкими известняками, участками кавернозными, прослоями глинистыми, мощностью 60 м и более. На территории Сибирского месторождения и им.Архангельского турнейские отложения плотные, на Уньвинском месторождении эффективная толщина изменяется от 0,4 до 3,3 м. Средневзвешенное значение пористости по ГИС равно 7,0% диапазон изменения от 4,7 до 10,8%. Учитывая приведенные характеристики, рассматривать отложения турнейского яруса для размещения стоков не рационально.

Нижне-средневизейский терригенный НГК охватывает стратиграфический интервал терригенных отложений визейского яруса от радаевского до тульского горизонта.

Мощность терригенной толщи изменяется от 32 м (скв.79 Белопашниская) до 69 м (скв. 441/1 Нижнебалахонцевская). Увеличение мощности объясняется присутствием в разрезе скважины 441/1 Нижнебалахонцевская бобриковских песчаников большей мощности, чем в сопоставляемых разрезах. Мощность яруса изменяется от 167 м (скв. 441/1 Нижнебалахонцевская) до 241 м (скв.44 Сибирская).

Радаевский горизонт сложен переслаиванием аргиллитов, прослоями битуминозных, известковистых, алевролитов и мелкозернистых глинистых песчаников. Толщина отложений радаевского горизонта колеблется от 4 до 23 м, и характеризуется низкими коллекторскими свойствами.

В бобриковском горизонте терригенные коллекторы сложены в основном песчаниками мелкозернистыми, реже средне- и крупнозернистыми с подчиненными прослоями аргиллитов и алевролитов. В разрезах скважин выделяется от одного до трех проницаемых прослоев толщиной от 0,5 до 22,7 м. Эффективная толщина бобриковских отложений изменяется от 3,2 м до 34,5 м при мощности горизонта 7,5–37,4 м. Средневзвешенное значение пористости пластов-коллекторов составляет 15,7% при диапазоне изменения от 12,0 до 18,1%.

Тульские терригенные отложения мощностью 15,6–26,3 м имеют аргиллито-алевролитовый состав при подчиненной роли песчаников. Пористость проницаемых разностей колеблется в интервале 7,3–10,7%, проницаемость в среднем составляет 4,02 мД.

Следует констатировать, что так же, как и описанная выше девонская, визейская терригенная толща не обладает характеристиками, необходимыми для эффективного использования в качестве эксплуатационного объекта закачки.

Визейско-башкирский карбонатный НГК выделен в составе верхневизейского подъяруса, серпуховского и башкирского ярусов.

Верхневизейский подъярус включает верхнюю часть тульского, алексинский, михайловский, веневский горизонты и сложен преимущественно органогенно-детритовыми глинистыми доломитизированными известняками и доломитами. Эффективная толщина изменяется от 3,6 м до 11,9 м при толщине подъяруса 130–204 м. Средневзвешенное значение пористости пластов-коллекторов по ГИС составляет 7,3%, изменяясь от 6 до 13,6%. Проницаемость колеблется в диапазоне 0,1–5,6 мД.

Разрез серпуховского яруса представлен известняками и доломитами, местами известковистыми. Плотная часть разреза сложена преимущественно детритово-биоморфными, детритово-сгустковыми и детритово-комковатыми известняками, реже известняковыми раковинными песчаниками и другими типами известняков. Породы в редких случаях доломитизированные и кавернозные. Пласты-коллекторы сложены в большинстве случаев детритово-биоморфными, детритово-сгустковыми и детритово-комковатыми известняками, в меньшей степени – известняками других типов, в том числе известняковыми раковинными песчаниками и оолитовыми

известняками. Известняки участками доломитизированные, кавернозные. Эффективная толщина отложений изменяется от 5,8 м до 34,6 м при толщине яруса около 100 м. Средневзвешенное значение пористости по ГИС составляет 12,0%, диапазон изменения от 6,0 до 17,0%.

Башкирские отложения представлены карбонатными породами, преимущественно известняками, реже доломитами. Эффективные толщины изменяются от 4,0 м до 12,2 м при толщине яруса 33–84 м. Средневзвешенное значение пористости по ГИС составляет 11,2%, диапазон изменения от 5,6 до 12,9%.

Попытки использования отложений комплекса для закачки подтоварных вод на Логовском и Озерном месторождениях оказались малоэффективными, в силу невысоких ФЕС и, соответственно, низкой водопроводимости (Яковлев, 1997).

Верейский терригенно-карбонатный НГК представлен известняками, аргиллитами, редкими маломощными прослоями доломитов и алевролитов. Очень редко встречаются прослойки мергеля. Среди известняков преобладают органогенные, реже микрокристаллические, встречаются известняки неравномерно-глинистые и алевритистые, иногда доломитизированные.

Общая толщина пласта изменяется от 56,4 до 68,9 м. Маломощные проницаемые прослои не выдержаны по площади и часто бывают замещены плотными разностями. Средневзвешенное значение пористости по ГИС составляет 12,8%, диапазон изменения от 7,3% до 20,1%.

Каширско-гжельский карбонатный НГК сложен известняками и доломитами, с преобладанием известняков. Известняки плотные в отдельных участках доломитизированные, сульфатизированные. Доломиты известковистые, иногда слабо глинистые. Терригенные прослои приурочены к нижней части горизонта.

Общая толщина каширского горизонта изменяется от 29,4 м до 77,5 м. Эффективная толщина проницаемых прослоев изменяется от 0,8 до 1,8 м. Отмечается невыдержанность проницаемых слоев. Средневзвешенное значение пористости по ГИС равно 18,8%, диапазон изменения – от 9,5% до 24,0%.

Отложения подольского и мячковского горизонтов представлены известняками и доломитами в равных соотношениях. В виде очень тонких прослоев встречаются аргиллиты. Особенностью известняков подольского горизонта являются редкие включения, а иногда и целые линзы кремня. Толщина подольско-мячковских отложений изменяется от 150 до 200 м. Коллекторские свойства невысокие в большинстве скважин пласт плотный.

Верейский и каширо-гжельский комплексы при относительно неплохих коллекторских свойствах, характеризуются значительной неоднородностью и небольшими эффективными толщинами, что не позволяет рассматривать их в качестве эффективного эксплуатационного объекта размещения стоков.

Преимущественно карбонатные отложения нижнепермского НГК залегают на глубинах около 850 м, перекрыты сверху иренским региональным флюидоупором и ограничены снизу мячковским водоупором.

Общая толщина ассельско-сакмарских отложений изменяется от 319 м (Сибирское месторождение) до 360 м (Шершнёвское месторождение).

Верхне-сакмарские отложения представлены карбонатами с вероятным развитием карстового субэндогенного типа геофильтрационных сред. По разрезу толщи вскрыты немногочисленные водонасыщенные пласты небольшой мощности (суммарно 4–9 м). Средневзвешенное значение пористости по ГИС равно 13,3%, диапазон изменения от 9,3% до 16,3%. Проницаемость в среднем составляет 0,003 мкм^2.

Подстилающая толща включает нижнюю часть сакмарских и ассельские карбонатные отложения. При достаточно большой общей толщине, эффективная составляющая не превышает 4 м. По результатам интерпретации материалов ГИС коэффициент пористости водонасыщенных пропластков обычно не превышает 11%, а коэффициент проницаемости – 0,002 мкм^2, однако в пределах Шершнёвского месторождения эти параметры достигают значений 16,3% и 0,034 мкм^2, соответственно.

Породы артинского возраста представлены известняками и доломитами светло-серыми и серыми, неравномерно глинистыми, часто окремнелыми. В средней части разреза артинского яруса отдельными скважинами вскрыты рифогенные отложения, представленные доломитами реликтово-органогенными и известняками органогенными, массивными. Общая толщина яруса по данным ГИС изменяется от 210,6 до 254 м, а эффективная – от 78,6 до 82 м.

Артинские органогенные постройки выявлены, в основном, по материалам сейсморазведки, на всей рассматриваемой территории и представлены разноразмерными образованиями изометричной, чаще овальной формы, имеющими различную пространственную ориентацию. Их размеры колеблются от 0,7–0,9 км до 3,5–5,0 км в поперечнике, амплитуда колеблется от 5 до 106 м. Толщина карбонатно-органогенных осадков, подтвержденных бурением, изменяется от 10 м до 82 м (Яковлев, 1997, 2004*)*. Интерпретация ГИС показала, что средняя пористость эффективных прослоев изменяется от 9,2 до 16,3%, в среднем составляя 10,3%, средняя проницаемость – 0,007 мкм^2.

Нижнепермские карбонатные отложения могут рассматриваться в качестве дополнительного объекта размещения. При сходных с верхнедевонско-турнейской толщей положительных характеристиках (и те, и другие представлены рифогенными образованиями с большими эффективными толщинами и неплохими ФЕС) и даже меньших глубинах залегания, следует все-таки отметить более низкую степень «попадания» скважин непосредственно в тело рифа, что в первую очередь связано с несоответствием структурных планов позднедевонско-среднекаменноугольных и нижнепермских тектонических форм. Кроме того, пробные закачки в артинские рифогенные постройки выявили довольно локальное развитие высокопроницаемых участков и слабую гидродинамическую связь с зарифовой зоной (Потапов, 2016).

Совместимость вод

Совместимость закачиваемых стоков с водами, содержащимися в пласте, является не менее важным фактором, чем геометрические размеры эксплуатационного объекта и его фильтрационно-емкостные характеристики. Взаимодействие указанных флюидов в силу химических реакций или физических процессов не должно приводить к образованию минеральных осадков.

Поскольку попутно добываемые с нефтью воды являются собственно пластовыми, их совместимость не ставится под сомнение. В данном случае требуется лишь приведение параметров подтоварных вод к необходимым значениям (Keister, 2010). Рассолы, получаемые в результате переработки солей, при довольно близком минеральном составе все же имеют определенные особенности, то есть возможность их закачки должна быть подтверждена соответствующими исследованиями (Bachu Stefan et al., 1988; Roy et al., 1989).

В природных водах могут выпадать две основные группы осадков. Первая – кальций и магний, содержащие соединения (кальциты, доломиты, гипсы, галиты и т.д.), склонность к выпадению которых определяется такими гидрогеохимическими параметрами воды, как pH, содержание HCO_3-, CO_{32}-. Вторая группа осадков связана с окислительно-восстановительными процессами образования различных форм сульфидов (пириты и пр.) и различных гидроксо-форм железа. Влияние оказывает окислительно-восстановительная обстановка: наличие растворенного H_2S и/или растворенного кислорода; в целом окислительно-восстановительная обстановка характеризуется величиной редокс-потенциала воды (Eh) (Keely, 1982).

Данные об исследованиях совместимости вод, к сожалению, охватывают не все рассмотренные выше нефтегазоводоносные комплексы. Тем не менее, по результатам моделирования составов смеси пластовых вод различных НГК и рассолов установлены определенные закономерности.

Оценка совместимости пластовых вод визейского терригенного НГК показала, что при добавлении рассолов (насыщенных кальцитом, доломитом и галитом) не происходит образования гипса и галита, но возможно образование карбонатных осадков (особенно, доломита и кальцита) при доле закачиваемого рассола более 40%. Однако количество образующегося осадка крайне мало (не более 0,007 г/кг смеси). При доле рассола более 80% возможное осадкообразование кальцита и доломита не превышает 0,003 г/кг смеси. Учитывая непосредственное соседство этого комплекса с верхнедевонско-турнейским НГК, стоит предполагать близость характеристик пластовых вод этих толщ.

В отношении башкирско-серпуховского объекта расчетный прогноз весьма неоптимистичен: рассолы фактически непригодны для закачки, особенно в малоемкий коллектор. Пластовые воды при нормальных условиях (25 °C, 1 атм) являются пересыщенными кальцитом и доломитом и ненасыщенными в отношении гипса и галита. При смешении с рассолами при невысоких давлениях, возможно образование кальцита и доломита. При этом в смеси рассола при любой температуре вне зависимости от давления в осадок возможно выпадение сульфатных минералов (гипс). При доле рассола более 50% в осадок выпадает галит, содержание которого возрастает по мере увеличения доли рассола и величины его минерализации. То есть, при закачке рассола в пласт вероятно выпадение осадка во всем контуре распространения закачиваемых рассолов и, следовательно, падение приемистости скважины.

При закачке избыточных рассолов в поглощающие горизонты нижнепермских карбонатных отложений растворы совместимы, выпадение сульфата кальция не прогнозируется.

Заключение

Проведенное исследование показало, что проблема размещения промышленных стоков в условиях одновременной разработки калийных и нефтяных месторождений в Соликамской депрессии весьма актуальна и требует комплексного решения.

С точки зрения недропользования, несмотря на схожесть составов и свойств стоков, их подземное размещение предусматривает наличие самостоятельных лицензий. Захоронение стоков нефтедобычи возможно в рамках существующего лицензионного участка в соответствии с технологическими документами на разработку месторождения. Для размещения рассолов калийного производства в подсолевых горизонтах необходимо оформление отдельной лицензии на геологическое изучение и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

Размещение подтоварных вод и рассолов в надсолевых горизонтах связано с серьезными рисками, включая возможное загрязнение пресных водоносных слоев и негативное воздействие на соленосные толщи. В качестве альтернативы рассмотрены подсолевые водоносные комплексы с точки зрения обладания достаточной емкостью, удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами и надежной гидродинамической изоляцией.

Наибольший потенциал для закачки стоков установлен для рифогенных карбонатных толщ франского и фаменского ярусов, демонстрирующих высокую приемистость и значительные эффективные толщины. Дополнительным резервом могут служить нижнепермские карбонатные отложения, хотя их неоднородность и локальная проницаемость ограничивают масштабы применения.

Для обеспечения промышленных объемов закачки потребуется строительство соответствующей инфраструктуры. Стоить отметить, что бурение новых поглощающих скважин экономически невыгодно, а в ряде случаев невозможно. Наиболее рациональным решением представляется использование законсервированных или неэксплуатируемых нефтяных скважин, расположенных в краевых частях месторождений. Это позволит снизить капитальные затраты и минимизировать экологические риски.

Метод глубинного захоронения промышленных стоков продолжает оставаться оптимальным решением с точки зрения экологии, обеспечивая надежную изоляцию вредных веществ от поверхностных экосистем. Для успешной реализации системы размещения стоков в условиях Соликамской депрессии важное значение приобретает комплексный подход, включающий как научные изыскания, так и практические инженерные разработки. Для его реализации необходимо проведение детальных исследований геологического строения и гидрогеологических особенностей территории, создание специализированных технологических решений, учитывающих специфику региона, тщательный подбор эксплуатационных объектов, сочетающий экономическую эффективность и экологическую безопасность.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ проект FSNF-2025-0011.

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Бахтин В.В., Липницкий В.К., Михайлов Г.К., Ваганов А.А. (1985). О Перспективах сброса рассолов калийных предприятий в подземные горизонты Верхнекамского района. В сб.: *Охрана геологической среды на калийных месторождениях*. Л.:Недра, с. 130–146.

Богатырева О.А. (1980). К оценке перспектив подземного захоронения промстоков в карбонатные комплексы Соликамской впадины (район Соликамско-Березниковского промузла). В кн.: *Прогноз состояния и управление качеством окружающей среды в районах промышленных узлов*. Пермь, с. 56–63.

Быков В.Н., Полинская Р.Е. (1967). О возможности сброса сточных вод нефтепромыслов Пермской области в поглощающие скважины. В сб: *Сбор, транспорт и подготовка нефти. Тр. ПФ Гипровостокнефть*, 3, с. 117–130.

Гаев А.Я. (1978). Промышленные стоки в подземные горизонты. Челябинск: Южно-Уральское книжное издательство, 108 с.

Гольдберг В.М. (1968). Подземное захоронение промстоков химической промышленности. М.: ВСЕГИНГЕО, 162 с.

Зуева А.С., Зуев А.С., Толкачев Г.М. (1983). К вопросу захоронения рассолов калийной промышленности на территории Соликамской впадины. В сб.: *Геология, поиски и разведка горючих полезных ископаемых*. Пермь: ППИ, с. 110–118.

Зуева А.С. (1988). Геологическое строение поглощающих горизонтов визейско-башкирских отложений Соликамской впадины. В сб.: *Геология нефтяных и газовых месторождений, их поиски и разведка*. Пермь: ППИ, с.117–125.

Зуева А.С. (1990). О мощности калийных солей в связи со структурным положением подсолевых горизонтов. Условия образования месторождений калийных солей. Новосибирск: Наука, СО АН СССР, 192 с.

Кадыров О.Р. (2017). Принципы наилучших доступных технологий применительно к глубинной закачке избыточных рассолов. *Химическая техника*, 3, с. 36–41.

Константинова С.А. (2001). Проблемы геодинамической безопасности недр и земной поверхности на территории Верхнекамского месторождения калийных и калийно-магниевых солей. *Безопасность труда в промышленности*, 4, с. 45–47.

Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. (2010). Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. М.: «ВНИИОЭНГ», 335 с.

Покровский В.А. Смирнова М.Я. Полинская Р.Е. (1971). Опыт закачки и сброса сточных вод в продуктивные и поглощающие пласты на промыслах Пермской области. В сб.: *Геология и разработка нефтяных месторождений. Тр. ПермНИПИнефть*, 6, с. 222–232.

Потапов А.А. (2016). Региональная численная геофильтрационная модель южной части Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей. *Вестник Санкт-Петербургского университета. Сер.7*, 3, с. 4–23.

Риази Масуд, Илюшин П.Ю., Балдина Т.Р., Санникова Н.С., Козлов А.В., Равелев К.А. (2024). Анализ оценки перспективности захоронения CO2 в неизученных водоносных комплексах на примере объекта Пермского края. *Записки Горного института*, 270, с. 931–940.

Шестов И.Н., Шурубор А.В. (1975). Геолого-гидрогеологические условия захоронения промстоков в палеозойские отложения на территории Пермской области. В сб.: *Вопросы подземного захоронения промышленных стоков в глубокие поглощающие горизонты Приуралья. Труды ППИ*, 169, с. 159–167.

Яковлев Ю.А. (1995). О выборе эксплуатационных горизонтов для подземного захоронения стоков на нефтяных месторождениях. *Современные проблемы геологии Западного Урала. Тезисы докл. науч. конфер.*, Пермь, с. 82–87.

Яковлев Ю.А. (1997). Геофильтрационная схематизация и особенности гидродинамического прогноза закачки стоков в локальный рифогенный массив. В сб.: *Гидрогеология и карстоведение*, 12, с. 72–83.

Яковлев Ю.А., Шардаков В.А. (1999). Критерии гидрогеологического обоснования глубокого подземного захоронения нефтепромысловых стоков в Пермском Приуралье В сб.: *Геология, разработка, бурение и эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Прикамья*, 2, с. 228–234.

Яковлев Ю.А. (2004). Палеокарстовые геофильтрационные среды – эксплуатационные объекты закачки нефтепромысловых стоков. *Карстоведение XXI век: теоретическое и практическое значение. Материалы международного симпозиума*. Пермь, с. 158–163.

Яковлев Ю.А., Башкова С.Е. (2018). Гидрогеологические условия додевонских отложений в северо-восточных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и сопредельных территориях. *Нефть Газ Экспозиция*, 2(62), с. 11–16.

Яковлев Ю.А. (2023). Газонефтеводоносные комплексы Среднего Предуралья. Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 216 с.

Arthur, D., Bohm, B., Bobb, P., Coughlin, J. (2010). Summary of environmental issues, mitigation strategies, and regulatory challenges associated with shale gas development in the United States and applicability to development and operations in Canada. *Canadian Unconventional Resources an International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta, Canada, pp. 78–81. https://doi.org/10.2118/138977-MS

Aust H., Kreysing K. (1985). Hydrological principles for the deep-well disposal of liq-uid wastes fnd wasterwater. Hannover, pp. 423–429.

Bachu Stefan, Perkins Ernie, Sauveplane Caude M., Hitchon Brian (1988). Modelling of flow and geochemical processes related to subsurface injection of liquid wastes in the Cold Lake Area, Alberta (Canada). Doc. BRGM, N160, pp. 49–61.

Clark E., Bonura J.D.K., Van Voorhees R.F. (2005). An overview of injection well history in the United States of America. Underground Injection Science and Technology. Berkeley National Laboratory, USA, ELSEVIER, 42 p. https://doi.org/10.1016/S0167-5648(05)52001-X

Hayes T., Arthur D. (2004). Overview of emerging produced water treatment technologies. *The 11th Annual International Petroleum Environmental Conference*, Albuquerque, NM, pp. 535–541.

Hsu-Peng Loh, Nancy Loh. (2016). Hydraulic fracturing and shale gas: Environmental and health impacts. *Advances in water resources management*, pp. 293–337. https://doi.org/10.1007/978-3-319-22924-9_4

Igunnu E., Chen G. (2012). Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, pp. 1–21.

Keely Joseph F (1982). Chemical time-series sampling. *Groundwater Monitoring & Remediation*, 2(4), pp. 29–38. https://doi.org/10.1111/j.1745-6592.1982.tb00843.x

Keister T. Marcellus (2010). Hydrofracture flowback and produced wastewater treatment, recycle, and disposal technology. The Science of Marcellus Shale, hosted by Lycoming College in Williamsport, PA, pp. 55–59.

Kostarev S.M, Yakovlev Yu.A., Shatov V.A, Yakovlev M.Yu., Yakovlev A.Y., Kostarev G.S. (2023). Disposition of Industrial Effluent in Paleokarst Earth Enterior. Lecture Notes in Net-works and Systems. *Science and Global Challenges of the 21st Century – Inno-vations and Technologies in Interdisciplinary Applications*, pp. 302–317. DOI: 10.1007/978-3-031-28086-3

Lehr Gay H. (1986). Undeground injection: a positive advocate. *Ground Water Rev.,* 6(3), pp. 4–6. https://doi.org/10.1111/j.1745-6592.1986.tb00943.x

Mantell M. (2011). Produced water reuse and recycling challenges and opportunities across major shale plays. Chesapeake Energy Corporation. *EPA Hydraulic Fracturing Study Technical Workshop Water Resources Management*, March 29–30, N4, pp. 35–39.

Nazih K Shammas, Charles W Sever, Lawrence K Wang (2009). Deep-well injection for waste management. *Advanced biological treatment processes*, pp. 521–582. https://doi.org/10.1007/978-1-60327-170-7_14

Roy W.R., Mravik S.C., Krapac L.G., Dickerson D.R., Guffin R.A. (1989). Geochemical interactions of hasardous wastes with geological in deep-well systems. *Environ. Geol. Nones. III. State Geol. Surv.*, N130, pp. 1–52.

Veil John F. (1997). Offisite oil field waste disposal varies across US. *Oil and Gas J.,* N46, pp. 95–99.

Сведения об авторах

Андрей Николаевич Башков – канд. геол.-минерал. наук, заместитель директора по науке, ООО «Пермская геолого-геофизическая компания»

Россия, 614090, Пермь, ул. Лодыгина, д. 9

e-mail: bashkov41@yandex.ru

Светлана Евгеньевна Башкова – канд. геол.-минерал. наук, доцент, Пермский государственный национальный исследовательский университет

Россия, 614990, Пермь, ул.Букирева, д. 15

e-mail: sbashkova@mail.ru

Елена Евгеньевна Коженикова – канд. геол.-минерал. наук, доцент, заведующий кафедрой, Пермский государственный национальный исследовательский университет
Россия, 614990, Пермь, ул.Букирева, д. 15
e-mail: eekozhevnikova@bk.ru

Статья поступила в редакцию 22.05.2025;
Принята к публикации 05.09.2025;
Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

On the Placement of Industrial Effluents in Deeplying Oil and Gas Complexes in the Territory of the Solikamsk Depression (Perm Region, Russia)

A.N. Bashkov[1], S.E. Bashkova[2], E. E. Kozhevnikova[2]*
[1]Perm Geological and Geophysical Company LLC, Perm, Russian Federation
[2]Perm State University, Perm, Russian Federation
[*]Corresponding author: Elena E. Kozhevnikova, e-mail: eekozhevnikova@bk.ru

Abstract. Currently, for enterprises engaged in mineral extraction in the Solikamsk Depression, the issue of disposing of industrial wastewater – including produced water associated with oil extraction and brines generated during the mining and processing of potash salts – is highly relevant. The most environmentally safe method of disposal is considered to be deep-well injection into deep aquifers. The article analyzes the legal aspects of organizing and operating deep-well injection sites, including the use of existing licensed areas and the procedure for obtaining new licenses for injecting industrial wastewater into deep aquifers. Methodological approaches to underground wastewater injection, as well as criteria for selecting suitable injection sites, are outlined. An analysis of the geological structure of sedimentary strata in the northeastern part of the Volga-Ural oil and gas province is conducted, assessing their spatial distribution, filtration-capacity properties, and the compatibility of native groundwater with the injected wastewater. It has been established that the Tournaisian-Famennian carbonate complex is the most promising for industrial wastewater disposal. Applying an integrated approach to evaluating geological and technological factors will help develop effective solutions to reduce the environmental impact on natural systems.

Keywords: oil and gas-bearing complexes, deeplying horizons, industrial effluents, produced water, excess brines, Solikamsk Depression

Acknowledgements

The research was supported by the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, project FSNF-2025-0011

Recommended citation: Bashkov A.N., Bashkova S.E., Kozhevnikova E.E. (2025). On the Placement of Industrial Effluents in Deeplying Oil and Gas Complexes in the Territory of the Solikamsk Depression (Perm Region, Russia). *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 295–305. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.17

References

Arthur, D., Bohm, B., Bobb, P., Coughlin, J. (2010). Summary of environmental issues, mitigation strategies, and regulatory challenges associated with shale gas development in the United States and applicability to development and operations in Canada. *Canadian Unconventional Resources an International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta, Canada, pp. 78–81. https://doi.org/10.2118/138977-MS

Aust H., Kreysing K. (1985). Hydrological principles for the deep-well disposal of liq-uid wastes fnd wasterwater. Hannover, pp. 423–429.

Bachu Stefan, Perkins Ernie, Sauveplane Caude M., Hitchon Brian (1988). Modelling of flow and geochemical processes related to subsurface injection of liquid wastes in the Cold Lake Area, Alberta (Canada). *Doc. BRGM*, N160, pp. 49–61.

Bakhtin V.V., Lipnitsky V.K., Mikhailov G.K., Vaganov A.A. (1985). On the Prospects for Discharging Potash Enterprise Brine Solutions into Underground Horizons of the Verkhnekamsk District. In: *Protection of the Geological Environment at Potash Deposits*. Leningrad: Nedra, pp. 130–146. (In Russ.)

Bogatyreva O.A. (1980). On Assessing the Prospects for Underground Disposal of Industrial Wastewater in Carbonate Complexes of the Solikamsk Depression (Solikamsk-Bereznikovsky Industrial Hub Area). In: *Forecasting the State and Managing Environmental Quality in Industrial Hub Areas*. Perm, pp. 56–63. (In Russ.)

Bykov V.N., Polinskaya R.E. (1967). On the Feasibility of Discharging Oil Field Wastewater into Absorption Wells in the Perm Region. *Coll. papers: Collection, transport and preparation of oil. Tr. PF Giprovostokneft*, 3, pp. 117–130. (In Russ.)

Clark E., Bonura J.D.K., Van Voorhees R.F. (2005). An overview of injection well history in the United States of America. Underground Injection Science and Technology. Berkeley National Laboratory, USA, ELSEVIER, 42 p. https://doi.org/10.1016/S0167-5648(05)52001-X

Gaev, A. Ya. (1978). Industrial wastewater into underground horizons. Chelyabinsk: South Ural Book Publishing House, 108 p. (In Russ.)

Goldberg, V. M. (1968). Underground disposal of industrial wastewater from the chemical industry. Moscow: VSEGINGEO, 162 p. (In Russ.)

Hayes T., Arthur D. (2004). Overview of emerging produced water treatment technologies. *The 11th Annual International Petroleum Environmental Conference*, Albuquerque, NM, pp. 535–541.

Hsu-Peng Loh, Nancy Loh. (2016). Hydraulic fracturing and shale gas: Environmental and health impacts. *Advances in water resources management*, pp. 293–337. https://doi.org/10.1007/978-3-319-22924-9_4

Igunnu E., Chen G. (2012). Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, pp. 1–21.

Kadyrov O.R. (2017). Principles of Best Available Techniques (BAT) applied to deep injection of excess brines. *Khimicheskaya tekhnika*, 3, pp. 36–41. (In Russ.)

Keely Joseph F (1982). Chemical time-series sampling. *Groundwater Monitoring & Remediation*, 2(4), pp. 29–38. https://doi.org/10.1111/j.1745-6592.1982.tb00843.x

Keister T. Marcellus (2010). Hydrofracture flowback and produced wastewater treatment, recycle, and disposal technology. The Science of Marcellus Shale, hosted by Lycoming College in Williamsport, PA, pp. 55–59.

Konstantinova, S.A. (2001). Problems of geodynamic safety of the subsoil and the earth's surface in the territory of the Verkhnekamskoye deposit of potassium and potassium-magnesium salts. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti*, 4, pp. 45–47. (In Russ.)

Kostarev S.M, Yakovlev Yu.A., Shatov V.A, Yakovlev M.Yu., Yakovlev A.Y., Kostarev G.S. (2023). Disposition of Industrial Effluent in Paleokarst Earth Enterior. Lecture Notes in Net-works and Systems. *Science and Global Challenges of the 21st Century – Inno-vations and Technologies in Interdisciplinary Applications*, pp. 302–317. DOI: 10.1007/978-3-031-28086-3

Lehr Gay H. (1986). Undeground injection: a positive advocate. Ground *Water Rev*., 6(3), pp. 4–6. https://doi.org/10.1111/j.1745-6592.1986.tb00943.x

Lyadova N.A., Yakovlev Yu.A., Raspopov A.V. (2010). Geology and Development of Oil Fields of Perm Krai. Moscow: VNIIOENG, 335 p. (In Russ.)

Mantell M. (2011). Produced water reuse and recycling challenges and opportunities across major shale plays. Chesapeake Energy Corporation. *EPA Hydraulic Fracturing Study Technical Workshop Water Resources Management*, March 29–30, N4, pp. 35–39.

Nazih K Shammas, Charles W Sever, Lawrence K Wang (2009). Deep-well injection for waste management. *Advanced biological treatment processes*, pp. 521–582. https://doi.org/10.1007/978-1-60327-170-7_14

Pokrovsky V.A., Smirnova M.Ya., Polinskaya R.E. (1971). Experience in Injecting and Discharging Wastewater into Productive and Absorbing Formations at Oil Fields in Perm Oblast. In: *Geology and Development of Oil Fields. Tr. PermNIPIneft,* 6, pp. 222–232. (In Russ.)

Potapov A.A. (2016). Regional Numerical Geofiltration Model of the Southern Part of the Verkhnekamskoye Potassium-Magnesium Salt Deposit. *Bulletin of St. Petersburg University*. Ser. 7, 3, pp. 4–23. (In Russ.)

Masoud R., Ilyushin P.Y., Baldina T.R., Sannikova N.S., Kozlov A.V., Ravelev K.A. (2024). Analysis of the assessment of the prospects for the burial of CO2 in unexplored aquifer complexes on the example of a facility in the Perm Region. *Journal of Mining Institute*, 270, pp. 931-940.

Roy W.R., Mravik S.C., Krapac L.G., Dickerson D.R., Guffin R.A. (1989). Geochemical interactions of hasardous wastes with geological in deep-well systems. *Environ. Geol. Nones. III. State Geol. Surv.*, N130, pp. 1–52.

Shestov I.N., Shurubor A.V. (1975). Geological and Hydrogeological Conditions of Industrial Wastewater Disposal in Paleozoic Deposits in the Perm Region. In: *Issues of Underground Disposal of Industrial Wastewater in Deep Absorption Horizons of the Cis-Urals. Trudy PPI*, 169, pp. 159–167. (In Russ.)

Veil John F. (1997). Offisite oil field waste disposal varies across US. *Oil and Gas J.*, N46, pp. 95–99.

Yakovlev Yu. A. (1997). Geofiltration Schematics and Features of Hydrodynamic Forecasting of Wastewater Injection into a Local Reef Massif. In: *Hydrogeology and Karst Science,* 12, pp. 72–83. (In Russ.)

Yakovlev Yu. A. (2004). Paleokarst geofiltration environments – operational objects for the injection of oilfield wastewater. Karstology in the 21st century: theoretical and practical significance. *Proceedings of the international symposium*. Perm, pp. 158–163. (In Russ.)

Yakovlev Yu. A. (2023). Gas and oil-water complexes of the Middle Urals. Perm: Perm State National Research University, 216 p. (In Russ.)

Yakovlev Yu. A., Bashkova S. E. (2018). Hydrogeological conditions of pre-Devonian deposits in the northeastern regions of the Volga-Ural oil and gas province and adjacent territories. *Neft' Gaz Ekspozitsiya*, 2(62), pp. 11–16. (In Russ.)

Yakovlev Yu. A., Shardakov V. A. (1999). Criteria for Hydrogeological Justification of Deep Underground Disposal of Oilfield Wastewater in the Perm Urals. In: *Geology, Development, Drilling, and Operation of Oil Fields in the Perm Kama Region*, 2, pp. 228–234. (In Russ.)

Yakovlev Yu.A. (1995). On the Selection of Operational Horizons for Underground Disposal of Wastewater at Oil Fields. *Current Problems in Geology of the Western Urals. Abstracts of the Scientific Conference*, Perm, pp. 82–87. (In Russ.)

Zueva, A. S. (1988). Geological structure of absorbing horizons of the Visean-Bashkirian deposits of the Solikamsk Depression. In: G*eology of oil and gas fields, their prospects and exploration*. Perm: PPI, pp. 117–125. (In Russ.)

Zueva, A. S., Zuev, A. S., Tolkachev, G. M. (1983). On the disposal of brines from the potash industry in the Solikamsk Depression. *Coll. papers: Geology, prospecting and exploration of combustible minerals*. Perm: PPI, pp. 110–118. (In Russ.)

Zueva, A.S. (1990). On the thickness of potassium salts in relation to the structural position of subsalt horizons. Conditions of formation of potassium salt deposits. Novosibirsk: Nauka, Siberian Branch of the USSR Academy of Sciences, 192 p. (In Russ.)

About the Authors

Andrey N. Bashkov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Scientific Director, Perm Geological and Geophysical Company LLC

9 Lodygina Str., Perm, 614090, Russian Federation

e-mail: bashkov41@yandex.ru

Svetlana E. Bashkova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Perm State University

15 Bukirev Str., Perm, 614990, Russian Federation

Elena E. Kozhevnikova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Head of the Department, Perm State University

15 Bukirev Str., Perm, 614990, Russian Federation

Manuscript received 22 May 2025;
Accepted 5 September 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.2 УДК 546.791 (795)

Радиологическая опасность природных вод восточных районов Новосибирской области

Ф.Ф. Дульцев[1], Д.А. Новиков[1,2]*

[1]*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия*

[2]*Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*

В настоящей работе впервые приводятся данные по оценке радиологической опасности природных вод восточных районов Новосибирской области. Выявлено, что на территории исследования развиты пресные и ультрапресные воды с величиной общей минерализации от 127 до 1848 мг/дм^3, преимущественно HCO_3 Mg-Ca, HCO_3 Na-Mg-Ca и SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca состава. Геохимическая обстановка как восстановительная, так и окислительная (Eh (–332)–(+313) мВ), pH 6,1–9,5, содержание растворенного кислорода 0,51–16,59 мг/дм^3. Установлено, что наибольший вклад в природную радиоактивность вносят изотопы калий-40 и члены ряда радия (уран-238 и его продукты распада: уран-234, радий-226, радон-222 и др.). Установленная активность калия-40, урана-238, радия-226, радона-222 варьирует в диапазоне от 0 до 85,5, от 0 до 4,3, от 0 до 25,2, от 1 до 1161 Бк/дм^3 соответственно. Активность тория-232 на большей части территории исследования не превышает кларковые значения, за исключением вод, приуроченных к западной и северо-западной части Новосибирского гранитоидного массива (пгт. Колывань, с. Скала и сопредельные территории).

Для оценки радиологической опасности природных вод, с использованием активности калия-40, радия-226 и тория-232, были рассчитаны: радиевый эквивалент (Ra_{eq}), мощность поглощенной из воздуха дозы (гамма-излучения) (D_γ), годовая эффективная эквивалентная доза (AEDE), индекс опасности внешнего и внутреннего облучения (H_{ex} и H_{int}), пожизненный риск онкологического заболевания (ELCR). Установлено, что природные воды восточных районов Новосибирской области в целом характеризуются низкими значениями всех радиологических параметров относительно норм, принятых международными организациями, находятся на одном уровне с природными водами Ирака, Намибии, Йемена, Испании, Китая и др. регионов мира и могут быть отнесены к категории безопасных вод для технического использования населением. В то же время использование природных вод для целей питьевого водоснабжения имеет существенные ограничения из-за повышенных и высоких концентраций радона-222, установленных как в зонах распространения гранитных массивов, так и в зонах распространения осадочных отложений.

Природа радиоактивности природных вод восточных районов Новосибирской области и уровень радиологического загрязнения окружающей среды контролируются геологическим строением, за исключением озерных вод около с. Шилово и около завода по производству кирпича в Дзержинском районе г. Новосибирска, где повышенная активность калия-40, вероятно, связана с использованием калийных удобрений в сельском хозяйстве и с использованием карбоната калия в процессе производства кирпича.

Ключевые слова: радиоактивность природных вод, оценка радиологической опасности, радиевый ряд, калий, торий, восточные районы Новосибирской области, Западная Сибирь

Для цитирования: Дульцев Ф.Ф., Новиков Д.А. (2025). Радиологическая опасность природных вод восточных районов Новосибирской области. *Георесурсы*, 27(4), с. 306–320. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.2

Введение

Человек получает дозу ионизирующего излучения за счет радионуклидов из двух источников: 1) встречающихся в естественной среде обитания или 2) возникающих в результате его технологической деятельности. На протяжении всей жизни люди подвергаются ионизирующему излучению, исходящему как из природных, так и из антропогенных источников (Alaamer, 2008). Учитывая опасность такого излучения, знание распределения радионуклидов и уровней радиации в окружающей среде

* Ответственный автор: Федор Федорович Дульцев
e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

важно для оценки радиационного воздействия как от наземных, так и от космогенных источников. По оценкам, естественные источники радиации составляют около 80% коллективного радиационного облучения населения мира (Sources and Effects of Ionizing Radiation, 2000).

Основным внешним источником облучения организма человека является радиационный фон. К другим важным источникам естественного внешнего облучения относятся космические лучи и источники гамма-излучения в почве, строительных материалах, воде, продуктах питания и воздухе (Alaamer, 2008). В районах, где произошли аварии на атомных электростанциях (например, Чернобыльская авария или катастрофа на японской атомной электростанции «Фукусима-1»), в атмосфере могут присутствовать значительные количества техногенных радионуклидов, таких как ^{90}Sr, ^{131}I и ^{137}Cs. Еще одним источником радиации являются регулярные сбросы радионуклидов с ядерных установок (Kabir et al., 2009).

В административном плане территория исследования расположена в восточной части Новосибирской области (рис. 1). В ее пределах располагается город Новосибирск – единственный крупный город России, в окрестностях которого открыто урановое месторождение «Пригородное», и поэтому присутствие радионуклидов в водах носит природный характер (Novikov et al., 2021a, b). В 1980–90-е годы в Новосибирской области были выявлены более десяти месторождений радоновых вод, которые использовались в лечебных целях (самые известные: санаторий «Заельцовский Бор», «Горводолечебница», профилакторий завода Химконцентратов). В настоящее время радоновые воды в городе практически не используются. Повышенные содержания природных радионуклидов обусловлены наличием рассеянных радиоактивных минералов в гранитах и гранодиоритах крупного Новосибирского массива (Сухоруков и др., 2024).

Природные радионуклиды находятся в земной коре с момента образования Земли. Распад ядер оказывает огромное влияние на жизнедеятельность человека и приводит к изменениям в молекулах ДНК, вызывает повреждения в хромосомах клеток костного мозга человека, что увеличивает вероятность развития лейкозов и онкологических заболеваний (WHO handbook on indoor radon..., 2009; Guidelines for drinking water quality, 2011). В окружающей среде наиболее распространены калий-40, радий-226 и радон-222 (дочерние изотопы урана-238), а также торий-232. Они содержатся в породах, почвах, растениях и подземных водах в достаточном количестве, чтобы оказывать влияние на жизнедеятельность человека. В ходе взаимодействия в системе вода-горная порода проходит перераспределение изотопов, вследствие чего равновесное состояние может смещаться в одну или другую сторону. К наиболее важным процессам относятся изотопный обмен в химических соединениях, распределение радиоактивных изотопов между двумя фазами (например, соосаждение или сокристаллизация), адсорбция и др. (Несмеянов, 1978). Вследствие этих процессов происходит накопление радиоактивных элементов в природных водах, которые используются для целей питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения.

В настоящее время в пределах восточных районов Новосибирской области в различных гидрогеологических условиях эксплуатируется множество частных скважин и колодцев со слабо изученным химическим и радиохимическим составом. В сложившейся ситуации возникает опасность использования населением в питьевых целях вод, несоответствующего современным требованиям качества.

В рамках настоящей работы впервые получены данные по суммарной ά- и β-активности природных вод, а также по распределению в них урана-238, тория-232, радия-226, радона-222 и калия-40. Основной целью исследования было оценить радиологическую опасность природных вод восточных районов Новосибирской области по ряду параметров, принятых в международном научном сообществе (Ra_{eq}, Dγ, AEDE, H_{ex}, H_{in}, Iγ и AGDE) и риск заболевания населения раком (ELCR).

Методика и объект исследований

Основой настоящей работы послужили материалы собственных полевых и последующих химико-аналитических исследований, проведенных в период 2018–2024 годов (рис. 1). В пределах северной части Обь-Зайсанской складчатой области было отобрано и изучено 835 проб, помимо этого выполнено обобщение материалов геологических фондов с 1960-х годов (800 проб) (рис. 1).

В ходе экспедиционных работ непосредственно на водопунктах выполнялось измерение нестабильных параметров (pH, Eh, температура, содержание растворенного кислорода $O_{2раств}$) с помощью мультипараметрового измерителя Hanna HI98195 (pH/ОВП/проводимость) и оксиметра Hanna HI98198. Для определения общей минерализации вод использовались кондуктометр S3-Field kit Seven2Go, Mettler Toledo. Предварительный химический анализ природных вод выполнялся с помощью мини-лаборатории ЭКОТЭСТ-120-ИП (16 электродов). Радиационная обстановка на месте отбора проб оценивалась с помощью дозиметра ДКГ-07Д Дрозд. Измерение содержаний радона в природных водах проводилось в день отбора пробы с помощью комплекса «Альфарад плюс».

Пробы для анализа катионов и анионов отфильтровывались через целлюлозный фильтр (0,45 мкм) на месте отбора для удаления взвеси с помощью системы вакуумной фильтрации, собирались в полиэтиленовые бутыли и консервировались (для анализа катионов проба подкисляется азотной кислотой, для анионов – нет). Дальнейшее изучение проводилось сотрудниками Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Национального исследовательского Томского политехнического университета. Для определения макро- и микрокомпонентного состава вод применялись химические и физико-химические методы анализа. Определение анионов (фторид-, хлорид-, сульфат-, бромид-, нитрит-, нитрат-, фосфат-ионов) и катионов (кальций, магний, натрий, калий) проводится методом ионной хроматографии. Содержание микрокомпонентов, в том числе редкоземельных элементов, определяется методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS). Название химического типа дано по классификации С.А. Щукарева (в формулу добавлены макрокомпоненты с содержанием > 10%-экв) по оттеночному принципу от меньшего к большему.

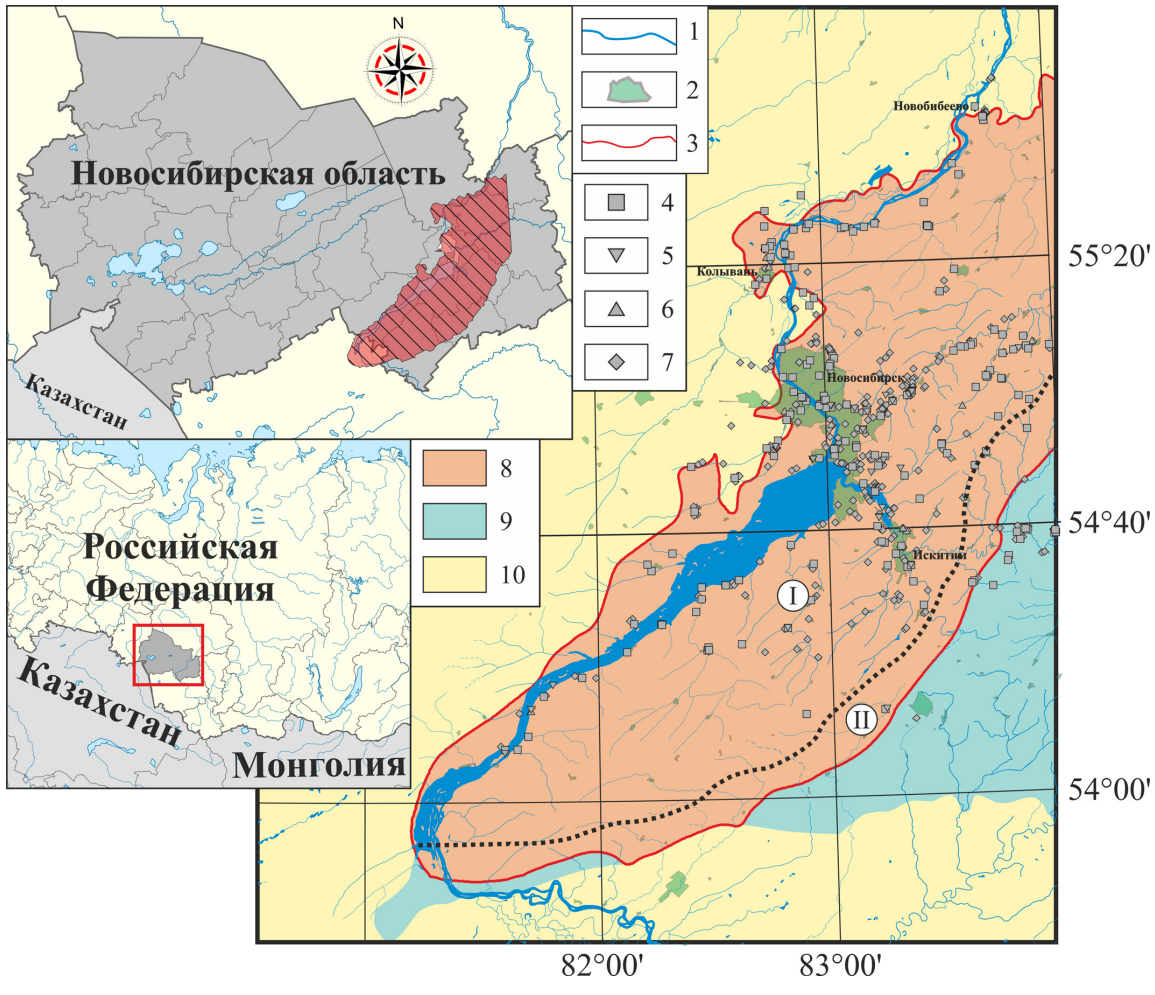


Рис. 1. Местоположение района исследований: 1 – реки и озера; 2 – населённые пункты; 3 – территория исследования; природные воды: 4 – поверхностные; подземные: 5 – родниковые; 6 – дренажные (карьеры); 7 – из водозаборных скважин; 8 – Обь-Зайсанская складчатая область (в ее составе складчатые зоны: I – Новосибирская; II – Горловская); 9 – Алтае-Саянская складчатая область; 10 – Западно-Сибирская плита

Для изучения суммарной ά- и β- активности природных вод, а также изотопов урана-238, урана-234, радия-228, радия-226 отбирались пробы объемом 15 литров и подкислялись сверхчистой азотной кислотой. Исследования были выполнены с помощью гамма-спектрометрии и альфа-спектрометрии (после предварительной радиохимической пробоподготовки) в лаборатории геохимии радиоактивных элементов и экогеохимии Института геологии и минералогии СО РАН.

Результатом проведенных полевых и лабораторных исследования является уникальный изотопно-гидрогеохимический и радиохимический массив данных, являющийся надежной основой для оценки радиологической опасности природных вод северной части Обь-Зайсанской складчатой области. Наибольший вклад в природную радиоактивность вносят такие изотопы как калий-40, уран-238 и его продукты распада (уран-234, радий-226, радон-222 и др.) и торий-232.

Калий широко распространен в земной коре, его среднее содержание составляет 2,4% (масс.) (Mason, Moore, 1982), но ввиду своей высокой химической активности в свободной форме не встречается. Его содержание в водах мирового океана значительно ниже и составляет примерно 380 мг/л (Webb, 1939). Огромную роль калий играет в растительном мире и из-за наличия нестабильного изотопа калия-40 с распространенностью 0,012% и периодом полураспада $1{,}248\times10^{9}$ лет вносит существенный вклад в общий радиационный фон, обладая активностью $2{,}652\times10^{9}$ Бк/г чистого изотопа.

Уран достаточно широко распространен в природе, основная его масса содержится в изверженных породах и составляет приблизительно 4×10^{-4} % (масс.), в то время как в почвах его содержание снижается до 1×10^{-5}–9×10^{-4}% (масс.) (Chung, 1981; Thomas et al., 1993). При выветривании уран переходит в растворенное состояние, и его содержание снижается до 5×10^{-6}–2×10^{-8}% (масс.) в водах рек и до 1×10^{-7}% (масс.) в водах мирового океана. Природный уран состоит из трех изотопов: уран-238 и его продукт полураспада уран-234, а также уран-235 с периодом полураспада $4{,}47\times10^{9}$, $2{,}46\times10^{5}$ и $7{,}13\times10^{8}$ лет и распространенностью 99,2739%, 2,0057% и 0,7204% соответственно. Уран содержится более чем в 100 минералах и различных соединениях, образуя вторичные осадочные рудные месторождения (Основные черты геохимии урана, 2013). Природная радиоактивность урана обусловлена изотопами уран-238 и уран-234, удельные активности которых в состоянии равновесия равны. Несмотря на слабую радиоактивность урана (примерно $1{,}68\times10^{6}$ Бк/г), его продукты полураспада (особенно радий-226 и радон-222) вносят существенный вклад в общий радиационный фон.

Радий-226, являющийся продуктом распада урана, содержится во всех его рудах, но в результате выщелачивания (растворения), образования вторичных минералов и соосаждения его содержание практически во всех породах ниже равновесного (на 1 г урана приходится $3{,}4\times10^{-7}$ радия) и не превышает 2×10^{-11} г/т, в то время как в донных остатках оно превышает равновесное и составляет 5×10^{-11} г/т. В водах мирового океана содержание радия не превышает 5×10^{-14}% г/л, а содержание в поверхностных водоемах в большей степени зависит от геологического строения территории (Chung, 1981; Гудзенко, Дубинчук, 1987; Thomas et al., 1993). Радий-226 является наиболее долгоживущим изотопом, период полураспада которого составляет 1600 лет с активностью $3{,}66\times10^{10}$ Бк/г. В результате его распада образуется радон-222, вносящий набольший вклад в среднегодовую дозу облучения (до 50–75%) (1990 Recommendations of the International Commission on Radiological Protection, 1991; Green et al., 1992). Период полураспада радона-222 составляет 3,8 суток, при активности $5{,}69\times10^{15}$ Бк/г.

Торий практически полностью (98,3–99,9%) и очень прочно сорбируется почвами из растворов (Рачкова, Шуктомова, 2010). Кларк тория в земной коре составляет 8×10^{-4}% (масс), в осадочных породах – 8,5 г/т, в грунтовых водах содержание тория изменяется от 1×10^{-8} до 1×10^{-4} г/л. Торий образует большое количество комплексных соединений с альдегидами, кетонами, аминами и рядом других органических соединений (Несмеянов, 1978; Шварцев, 1998). Максимальный коэффициент водной миграции наблюдается в кислых и щелочных водах. Торий-232 является родоначальником семейства тория, с природным распространением среди изотопов почти 100% и периодом полураспада $1{,}41\times10^{10}$ лет (Audi et al., 2003).

Для оценки радиологической опасности природных вод были рассчитаны: радиевый эквивалент (Ra_{eq}), мощность поглощенной из воздуха дозы (гамма-излучения) (D_γ), годовая эффективная эквивалентная доза (AEDE), индексы опасности (H_{ex} и H_{int}), пожизненный риск онкологического заболевания (ELCR) (Exposure to radiation..., 1979; Sources and Effects of Ionizing Radiation..., 1996; Sources and Effects of Ionizing Radiation..., 2000; Report of the United Nations Scientific Committee..., 1998; Effects of Ionizing Radiation, 2006; Clarke, Bines, 2011; Martin et al., 2018).

Радиевый эквивалент (Ra_{eq}) используется последние 40 лет для определения радиологической опасности материалов окружающей среды (в основном с учетом активностей радионуклидов радия-226, тория-232 и калия-40) и рассчитывается по формуле (1) (Hamilton, 1971; Beretka, Mathew, 1985):

$$Ra_{eq}\left(\frac{Бк}{л}\right) = A_{Ra^{226}} + 1{,}43 \times A_{Th^{232}} + 0{,}77 \times A_{K^{40}}, \quad (1)$$

где $A_{Ra^{226}}$ – удельная активность радия-226, Бк/дм^3, $A_{Th^{232}}$ – удельная активность тория-232, Бк/дм^3, $A_{K^{40}}$ – удельная активность калия-40, Бк/дм^3, коэффициенты (1,43 и 0,77) отражают относительную эффективность гамма-излучения этих нуклидов по сравнению с радием-226 при одинаковой удельной активности.

Мощность поглощенной из воздуха дозы (D_γ) – это величина, характеризующая скорость накопления поглощённой дозы гамма-излучения, исходящего от природных радионуклидов в почве (в основном ^{22}Ra, ^{232}Th, K) на высоте около 1 м над поверхностью земли. Среднее мировое значение не превышает 0,06 и рассчитывается по формуле (2) (Sources and Effects of Ionizing Radiation..., 2000; Report of the United Nations Scientific Committee..., 1998):

$$D_\gamma\left(\frac{нГр}{ч}\right) = 0{,}462 \times A_{Ra^{226}} + 0{,}604 \times A_{Th^{232}} + 0{,}0417 \times A_{K^{40}} \quad (2)$$

где коэффициенты (0,462 и 0,604) учитывают вклад каждого радионуклида.

Годовая эффективная доза (AEDE) — это показатель, отражающий влияние поглощённой радиационной дозы на здоровье с учётом характеристик излучения; он выражается в миллизивертах в год (мЗв/год) и расчитывается по уравнению для пребывания вне помещений (3):

$$AEDE_{out}\left(\frac{мЗв}{ч}\right) = D_\gamma\left(\frac{нГр}{ч}\right) \times 10^{-6} \times 8760\left(\frac{ч}{г}\right) \times F_{out} \times 0.7\left(\frac{Зв}{Гр}\right) \quad (3)$$

где F_{out} – доли времени пребывания вне помещений: 0.2 для городского населения и 0.3 для сельского населения.

Годовая эффективная доза и для пребывания внутри (4):

$$AEDE_{in}\left(\frac{мЗв}{ч}\right) = D_\gamma\left(\frac{нГр}{ч}\right) \times 10^{-6} \times 8760\left(\frac{ч}{г}\right) \times F_{in} \times 0.7\left(\frac{Зв}{Гр}\right) \quad (4)$$

где F_{in} – доли времени пребывания внутри помещений: 0.8 для городского населения и 0.7 для сельского населения. Значения приняты Научным комитетом ООН по действию атомной радиации (НКДАР) (Sajo et al., 1997).

Индексы опасности (H_{ex} и H_{int}) – безразмерные параметр, используемые для выявления и оценки внешних и внутренних радиационных опасностей. Индекс внешней опасности (H_{ex}) и индекс внутренней опасности (H_{int}) не должны превышать 1 ед. и рассчитываются по следующим уравнениям (UNSCEAR, 2008):

$$H_{ext} = \frac{A_{Ra^{226}}}{370} + \frac{A_{Th^{232}}}{259} + \frac{A_{K^{40}}}{4810} \quad (5)$$

$$H_{int} = \frac{A_{Ra^{226}}}{185} + \frac{A_{Th^{232}}}{259} + \frac{A_{K^{40}}}{4810} \quad (6)$$

Гамма-индекс (Iγ) — это один из радиологических индексов, используемых для оценки потенциального радиационного риска, связанного с естественными радионуклидами, содержащимися в строительных материалах, почвах или природных водах (значения индекса меньше единицы принято считать безопасными для населения). Для его расчета использовалось уравнение (7):

$$I_\gamma = \frac{A_{Ra^{226}}}{150} + \frac{A_{Th^{232}}}{100} + \frac{A_{K^{40}}}{1500} \quad (7)$$

Пожизненный риск развития онкологического заболевания (ELCR) – это вероятностная оценка риска возникновения злокачественных новообразований у человека в течение всей жизни в результате хронического воздействия ионизирующего излучения от природных источников. Рассчитывается на основе годовой эффективной дозы (AEDE) по формуле (8) (Clarke, Bines, 2011):

$$ELCR_{out} = AEDE_{out} \times DL \times RF \quad (8)$$

где DL –средняя продолжительность жизни (принятая за 70 лет), RF – фактор риска, выражающий вероятность развития смертельного рака на единицу эффективной дозы (принят международным сообществом равным 0,055).

Эквивалент годовой гонадной дозы (AGDE) учитывает радиационную нагрузку на наиболее радиочувствительные ткани организма. Согласно данным Научного комитета ООН по действию атомной радиации (Sources and Effects of Ionizing Radiation..., 2000), к таким тканям относятся яичники, костный мозг и поверхностные клетки костей. Известно, что повышение годовой гонадной эквивалентной дозы может негативно влиять на костный мозг, вызывая разрушение эритроцитов (красных кровяных клеток), которые в ответ замещаются лейкоцитами (белыми кровяными клетками). Такой дисбаланс может способствовать развитию лейкемии – рака крови. Расчёт AGDE осуществляется по формуле (9):

$$AGDE(мкрЗв/г) = 3{,}09 \times A_{Ra^{226}} + 4{,}18 \times A_{Th^{232}} + 0{,}314 \times A_{K^{40}} \quad (9)$$

где коэффициенты (3,09, 4,18 и 0,314) – усредненные значения вклада радионуклидов, позволяющие оценить поглощённую дозу в теле человека.

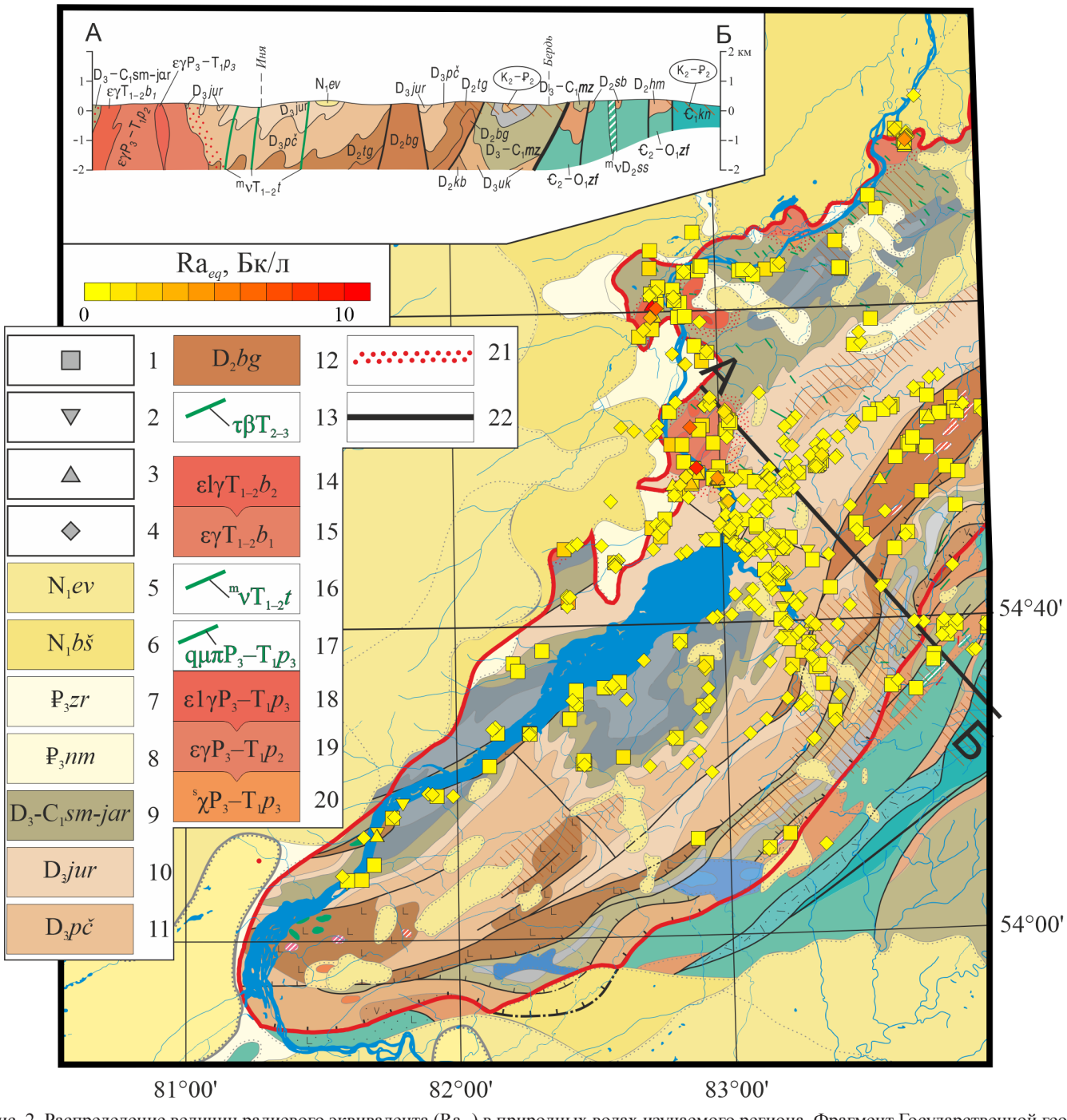


Рис. 2. Распределение величин радиевого эквивалента (Ra$_{eq}$) в природных водах изучаемого региона. Фрагмент Государственной геологической карты и схематический разрез Обь-Зайсанской складчатой области (с упрощением) (Бабин и др., 2015). Природные воды: 1 – поверхностные; подземные: 2 – родниковые; 3 – дренажные (карьеры); 4 – из водозаборных скважин. Свиты: 5 – евсинская; 6 – бешеульская; 7 – журавская; 8 – новомихайловская; 9 – саламатовская и ярская толщи нерасчлененные; 10 – юргинская; 11 – пачинская; 12 – буготакская; 13 – дайки буготакско-тогучинского риодацит-базальтового комплекса; позднепалеозойские-раннемезозойские интрузии: 14–17 барлакский гранит-лейкогранитовый мезоабисальный комплекс; 18–20 приобский монцодиорит-граносиенит-гранитовый мезоабисальный комплекс; 21 – контактовые роговики и ороговикованные породы; 22 – линия геологического разреза.

Результаты и их обсуждение

Геолого-гидрогеологическая характеристика

С геологической точки зрения территория исследования приурочена к Обь-Зайсанской складчатой области. Она сложена средне- и позднепалеозойскими отложениями, интрудированными позднепалеозойскими гранитоидами и раннемезозойскими базитовыми ассоциациями (рис. 2). С юго-востока ограничена Алтае-Саянской складчатой областью, а на юге и западе – Западно-Сибирской плитой (рис. 1).

В составе Обь-Зайсанской складчатой области выделяются Новосибирская и Горловская складчатые зоны, с сильно различающимся геологическим строением (рис. 1, 2) (Бабин и др., 2015). Горловская зона простирается узкой полосой в восточной части территории исследования. Она характеризуется двухъярусным строением, в нижней ее части установлены вулканогенно-осадочные отложения среднего и позднего девона и терригенно-карбонатные отложения верхнего девона – нижнего карбона. Верхний ярус залегает на размытой поверхности турнейско-визейского яруса и выполнен угленосной молассой нижнекарбонового-среднепермского возраста с мощностью от 350 метров на северо-востоке территории до 5 км в наиболее погруженных частях бассейна. В пределах Горловской зоны установлены единичные тела долеритов. Складчатые структуры осложнены большим количеством разрывных нарушений с надвиговой и сбросо-надвиговой кинематикой. Новосибирская зона расположена в центральной и западной частях территории исследования и сложена преимущественно среднепалеозойскими вулканогенно-осадочными и осадочными образованиями, характеризующимися сильной рассланцованностью. В северной части распространены позднепалеозойские-раннемезозойские гранитоиды приобского (P_3-T_1) и барлакского комплексов (T_{1-2}). В северо-восточной части наблюдается появление раннемезозойских базитовых даек ташаринского (T_{1-2}) габбро-долеритового комплекса. В южном и юго-восточном направлении количество магматических тел резко снижается. В целом для Новосибирской зоны характерно большое количество мелкоамплитудных разломов, формирование которых происходило на рубеже среднего и позднего палеозоя вследствие коллизии Сибирского и Казахского палеоконтинентов, и в позднем палеозое – раннем мезозое во время окончательного закрытия Уральской ветви Палеоазиатского океана. Наблюдается процесс активизации разрывных нарушений в послеюрское время, затрагивающий угленосные отложения нижней-средней юры, расположенные в наиболее прогнутых участках герцинид (Казеннов и др., 1982; Буслов и др., 2010).

С гидрогеологической точки зрения территория исследования относится к Салаиро-Кузнецкому гидрогеологическому району, характеризующемуся неглубоким залеганием палеозойского фундамента, который перекрывается спорадически обводненными нижне-среднечетвертичными отложениями краснодубровской, таганской, безменовской и других свит. На отдельных участках отмечаются глинистые отложения болотнинской, евсинской и лебяжинской свит неогенового возраста. Ниже залегает водоносная зона кор выветривания и экзогенной трещиноватости пород палеозоя.

Радиохимические особенности природных вод

Изученные природные воды пресные и ультрапресные с величиной общей минерализации от 127 до 1848 мг/л, преимущественно HCO_3 Mg-Ca, HCO_3 Na-Mg-Ca и SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca состава. Отмечается закономерный рост содержания основных солеобразующих компонентов (Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^+, K^+, HCO_3^-, Cl^-, NO_3^- и SO_4^{2-}) с увеличением общей минерализации природных вод в четкой корреляции с их химическим типом (Новиков и др., 2021; Novikov et al., 2021a, b; Novikov et al., 2023). Изученные природные воды были разделены на 4 группы: поверхностные (I) и подземные: родниковые (II), дренажные воды карьеров (III) и воды из водозаборных скважин (IV) (табл. 1).

Поверхностные воды (группа I) в основном характеризуются HCO_3 Mg-Ca и HCO_3 Na-Mg-Ca составом с величиной общей минерализации 57–1087 мг/л (рис. 3). Геохимические параметры среды изменяются от восстановительных (Eh –74 мВ) до окислительных (Eh +344 мВ), pH варьирует от нейтрального до щелочного (6,6–9,5), а содержание растворенного кислорода ($O_{2раств}$) находится в диапазоне от 1,26 до 20,28 мг/л. Наиболее низкие значения (менее 60 мг/л) величины общей минерализации отмечаются для искусственных озер, а высокие – рек Махалиха, Ирмень и Малая Ирмень (852–1087 мг/л). Отрицательные значения окислительно-восстановительного потенциала установлены в реках Барлак (–74 мВ), Обь (–35 мВ) и в озере Сенчанка (–31 мВ).

ГР	М*	pH	Eh,	активность, Бк/дм^3				
	мг/дм^3		мВ	K^{40}	Rn^{222}	Ra^{226}	$Th^{232}\times10^3$	$U^{238}\times10^2$
I	57–1087 445(205)	6,6–9,5 8(205)	–74–311 155(205)	1–47 6(205)	0–86 4(205)	0–0,7 0,03(205)	0–0,3 0,03(205)	0–67,7 3,6(205)
II	320–1049 561(53)	7,1–8,3 8(52)	–92–286 151(52)	0–27 3(63)	0–130 24(63)	0–0,6 0,1(63)	0–0,36 0,02(63)	0–56,3 5,5(63)
III	93–789 512(42)	6,2–8,8 8(41)	8–302 179(41)	1–27 10(42)	1–474 68(35)	0–25,2 2,7(42)	0–8,7 0,47(35)	0,1–2390,6 251,8(42)
IV	171–1568 636(417)	6,1–8,4 8(411)	–332–313 93(411)	0–85,5 7(427)	0–1161 67(427)	0–4,5 0,3 (427)	0–5,85 0,07(282)	0–430 24,9(395)

Табл. 1. Содержание радиоактивных элементов и физико-химические параметры природных вод восточных районов Новосибирской области. Примечание: ГР – группа природных вод; М* – минерализация; I – поверхностные; подземные: II – родник/колодец; III – дренажные (карьеры); IV – из водозаборных скважин.

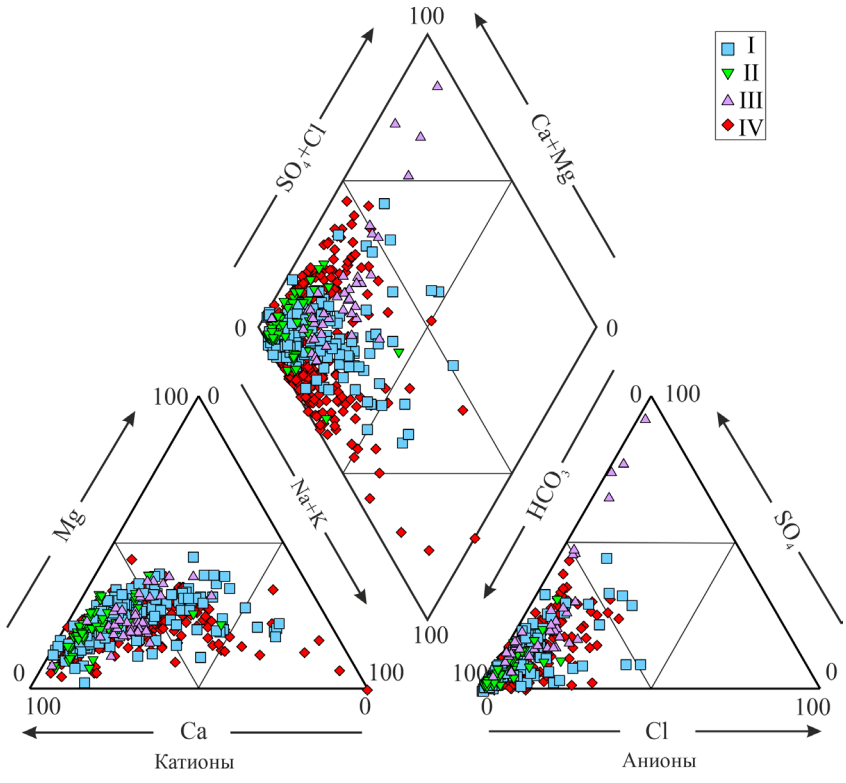


Рис. 3. Диаграмма Пайпера химического состава природных вод восточных районов Новосибирской области: I – поверхностные; подземные: II – родниковые; III – дренажные (карьеры); IV – из водозаборных скважин

Родниковые воды (группа II) в основном HCO_3 Mg-Ca состава с величиной общей минерализации, изменяющейся от 320 до 1049 мг/л (рис. 3). Геохимические параметры среды варьируют от восстановительных (Eh –92 мВ) до окислительных (Eh +286 мВ), по водородному показателю воды относятся к нейтральным и слабощелочным (pH 7,1–8,3). Отмечается, что в черте г. Новосибирск концентрации сульфат-иона и хлорид-иона выше относительно всех изученных родниковых вод и составляют 118–121 мг/л и 39–46 мг/л соответственно. Восстановительные условия характеризуют воды из родников преимущественно Новосибирского района.

Дренажные воды (группа III) карьеров преимущественно SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca состава с величиной общей минерализации 93–789 мг/л. Геохимические параметры среды характеризуются окислительными условиями (Eh от +8 до +302 мВ), pH варьирует от нейтрального до щелочного (6,2–9,1), а содержание растворенного кислорода ($O_{2раств}$) находится в диапазоне от 2,07 до 16,59 мг/л. Относительно всех изученных дренажных вод по составу отличаются воды из карьера Борок, где среди анионов появляется хлорид-ион (11–14 %-экв.), и их можно отнести к Cl-SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca химическому типу.

Подземные воды из водозаборных скважин (группа IV) в основном характеризуются HCO_3 Mg-Ca и HCO_3 Na-Mg-Ca составом с величиной общей минерализации 171–1492 мг/л (рис. 3). Геохимические параметры среды восстановительные с Eh (–2,7)–(–332) мВ, pH 6,9–8,0 и содержанием растворенного кислорода 0,29–10,66 мг/л. В подземных водах Новосибирского и Искитимского районов Новосибирской области установлены повышенные концентрации сульфат-иона (51–332 мг/л и 51–246 мг/л соответственно) и хлорид-иона (43–128 мг/л и 43–211 мг/л соответственно) (Новиков и др., 2021; Novikov et al., 2021a, b; Novikov et al., 2023).

Фоновые содержания урана в изученных поверхностных водах (озера и реки) не превышают предельно допустимой концентрации и в среднем составляют 0,002 мг/дм^3. Концентрации выше предельно допустимых концентрация (ПДК) для вод питьевого назначения (0,015 мг/дм^3) приурочены к зоне распространения сенчанского (с. Сенчанка) и колыванского (с. Колывань) массивов, относящихся к белокурихинскому гранит-лейкогранитовому комплексу. Активность урана-238 изменяется в широком диапазоне от 4×10^{-4} до 0,67 Бк/дм^3, составляя в среднем 0,03 Бк/дм^3 (рис. 4, табл. 1). Отношение четных изотопов урана (U^{234} к U^{238}) значительно выше равновесного и достигает 1,65. Активность радия-226 изменяется в диапазоне от 1×10^{-4} до 0,7 Бк/дм^3 и в среднем не превышает 0,028 Бк/дм^3. Аномально высокие значения (от 0,1 до 0,7 Бк/дм^3) приурочены к западной границе Обь-Зайсанской складчатой области и, вероятнее всего, связаны с повышенными содержания радия в глинистых отложениях палеогеново-неогенового возраста (бешеульская и новомихайловские свиты). Активность радона в изученных поверхностных водах практически на всей территории исследования изменяется в диапазоне от следовых до 42 Бк/дм^3 составляя в среднем 3,6 Бк/дм^3. Значения, превышающие санитарно-гигиенические нормы, установленные в Российской Федерации (более 60 Бк/дм^3), выявлены только в зоне развития Колыванского гранитоидного массива и достигают 86 Бк/дм^3. Содержание калия изменяется в диапазоне от 0,32 до 7,7 мг/дм^3, со средним значением 1,71 мг/дм^3.

Природный изотоп калия-40 вносит существенный вклад в общую радиоактивность поверхностных вод, его фоновые значения активности не превышают 5,7 Бк/дм^3

(рис. 4, табл. 1). Повышенные значения активности установлены в водах озера в с. Шилово (до 47 Бк/дм^3) и могут быть связаны с использованием удобрений сельским хозяйством, а также в озере около завода по производству кирпича (до 24 Бк/дм^3) в Дзержинском районе г. Новосибирска, где повышенные значения калия в поверхностных водах могут быть связаны с использованием карбоната калия. Содержание тория в поверхностных водах Обь-Зайсанской складчатой области изменяется в пределах 5×10^{-10} до 8×10^{-8} г/дм^3, что связано с образованием окислов тория и их осаждением из раствора при действии щелочей или аммиака. Активность изотопа тория-232 не превышает 0,3 мБк/дм^3 при среднем значении 0,03 мБк/дм^3.

Дренажные воды карьеров в пределах восточных районов Новосибирской области изучены в Абрашинском и Маслянинском мраморных карьерах, новосибирском (карьеры Борок и Горский) и обском (Новобибеевский карьер) массивах барлакского гранит-лейкогранитового комплекса, колыванском (карьер Скала) массиве белокурихинского гранит-лейкогранитового комплекса, в карьере р.п. Горный, где разрабатывается буготакскотогучинский риодацит-базальтовый комплекс, а также в некоторых угольных карьерах Искитимского района. Среди изученных карьеров наибольшими активностями всех природных изотопов характеризуется колыванский массив. Активность родоначальника радиевого ряда – урана-238 – изменяется в пределах от 11,6 до 23,9 Бк/дм^3, а активность его дочерних продуктов полураспада радия-226 и радона-222 варьирует от 12,1 до 25,2 Бк/дм^3 и от 315 до 500 Бк/дм^3 соответственно. Активность тория-232 изменяется от 0,02 до 8 м Бк/дм^3, составляя в среднем 1 м Бк/дм^3 в пределах карьера. Активность изотопа калий-40 варьирует от 1,4 до 20,7 Бк/дм^3 (рис. 4, табл. 1). Остальные карьеры характеризуются меньшими показателями радиоактивности за исключением некоторых повышенных значений по урану-238 (до 1,5 Бк/дм^3, при среднем 0,26 Бк/дм^3) в карьере Борок и по калию-40 (до 27 Бк/дм^3, при среднем 8,4 Бк/дм^3) в карьере Тулинский. Воды характеризуются повышенным соотношением изотопов урана (234 к 238) от 2,2 до 2,9 в пределах колыванского массива и от 1,6 до 4,6 в карьере р.п. Горный.

Родниковые воды Обь-Зайсанской складчатой области в целом характеризуются самыми низкими значения радиоактивности. В изученных пробах активность урана-238, радия-226, радона-222 не превышает 0,5, 0,6 и 56 Бк/дм^3 соответственно (рис. 4, табл. 1). Исключение составляют воды Инских источников, разгрузка которых происходит из юргинской свиты, в водах которого концентрации радона достигают 149 Бк/дм^3 (Новиков и др., 2022). Активность калия-40 и тория-232 в пределах территории исследования сохраняется на одном уровне и не превышает 27 Бк/дм^3 и 0,4 м Бк/дм^3 соответственно. Воды характеризуются повышенным отношением четных изотопов урана (U^{234} к U^{238}), изменяющимся в диапазоне 1,3–4,6.

Подземные воды из водозаборных скважин изучены в разных геологических обстановках – как в зоне распространения магматических тел, так и в зоне распространения осадочных отложений широкого стратиграфического

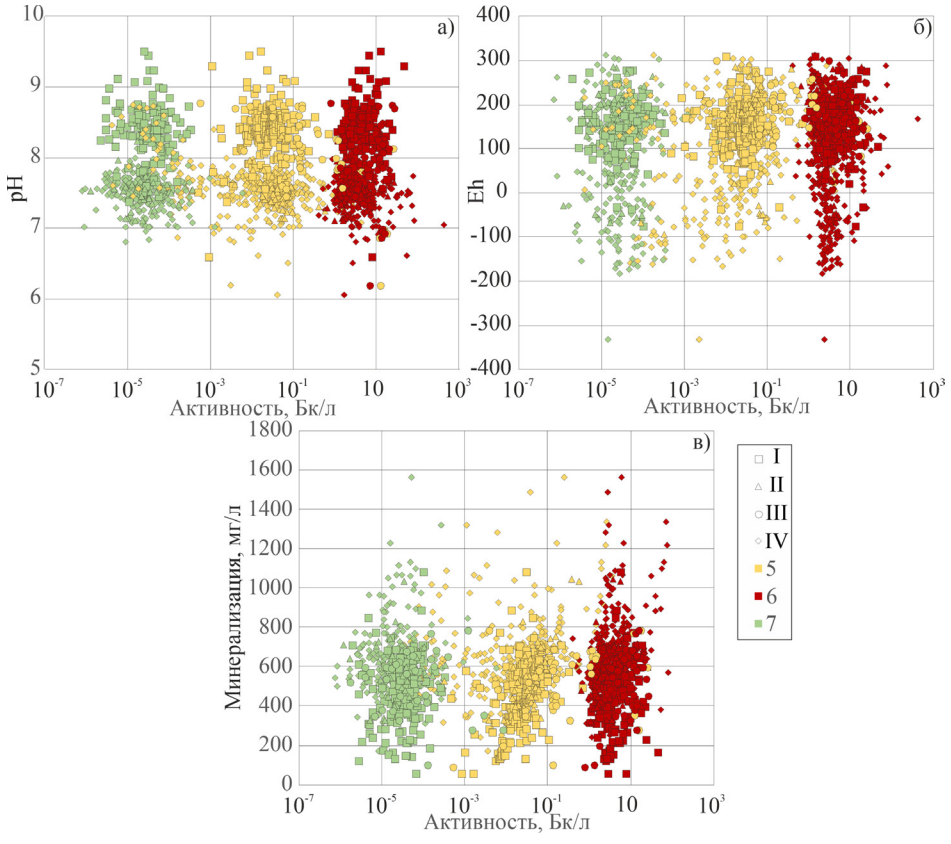


Рис. 4. Изменение активности изотопов от pH (а), Eh (б) и величины общей минерализации природных вод (в). Природные воды: 1 – поверхностные; подземные: 2 – родниковые; 3 – дренажные (карьеры); 4 – из водозаборных скважин. Изотопы: 5 – радий-226; 6 – калий-40; 7 – торий-232.

диапазона от каменноугольных до четвертичных. Выборку составили 420 проб, отобранных как в частных скважинах, так и в скважинах централизованного водоснабжения населения. Содержание природных радионуклидов изменяется в широком интервале. Наибольшие значения их активности приурочены к зоне развития Новосибирского, Колыванского и Барклакского массивов (СНТ Аэрофлот-1, СНТ Иня-НАПО, ДНТ Чкаловские просторы, р.п. Колывань), где активность урана-238, радия-226, радона-222 многократно превышает предельно допустимые значения и достигает 4,3, 4,52 и 1161 Бк/дм^3 соответственно. Несмотря на близкий химический и радионуклидный состав пород Новосибирского и Обского массивов (опробован в районе с. Новобибеево), подземные воды второго характеризуется более низкими значениями активности урана-238, радия-226, радона-222 и не превышают 0,2, 1,6 и 249 Бк/дм^3 соответственно. Изотопное отношение урана-234 к урану-238 во всех пробах превышает 4 ед. Поведение тория в подземных водах зоны распространения интрузивных образований более сложное – в пределах барлакского гранит-лейкогранитового комплекса активность изотопа торий-232 изменяется от $3{,}8\times10^{-6}$ в зоне распространения Новосибирского массива до $2{,}2\times10^{-4}$ Бк/дм^3 Обского и до $5{,}85\times10^{-3}$ Бк/дм^3 в зоне влияния Колыванского массива. Характерным отличием зоны контакта Новосибирского массива является повышенная активность тория-232, достигающая $1{,}2\times10^{-3}$ Бк/дм^3. Зоны контакта Колыванского, Обского и Барлакского массивов (СНТ Обской Садовод, п. Садовый и др.) характеризуются закономерным снижением содержаний урана-238, радия-226, радона-222 природных радионуклидов до значений 0,05, 0,04 и 40 Бк/дм^3 соответственно. Активность изотопов урана-238, радия-226 и радона-222 в подземных водах зоны распространения осадочных комплексов девонского и каменноугольного возрастов варьирует в диапазонах $3{,}3\times10^{-5}$–0,2, $3{,}5\times10^{-5}$–0,2 и 0–120 Бк/дм^3 соответственно. Повышенные содержания урана-238 (до 0,2 Бк/дм^3), радия-226 (до 0,2 Бк/дм^3) и радона-222 (до 203 Бк/дм^3) приурочены к зонам разломов в южной части г. Новосибирска, Искитимского, Болотнинского и Мошковского районов Новосибирской области. Активность изотопа калия-40 в пределах Обь-Зайсанской складчатой области изменяется в широком диапазоне от 0,4 до 84,5 Бк/дм^3. Наибольшие значения от 10 до 84,5 Бк/дм^3 получены в зоне распространения Новосибирского и Колыванского массивов. В подземных водах Обского массива среднее значение активности калия-40 составляет 9,4 Бк/дм^3, а для зоны распространения осадочных пород снижается до 3,47 Бк/дм^3.

Радиологические параметры природных вод

Рассмотрим распределение радиологических параметров, применяемых в мировой практике для оценки опасности природных вод для населения. Фоновое значение радиевого эквивалента (Ra_{eq}) для поверхностных вод составляет 0,5 ед (диапазон от 0,1 до 0,90), более высокие значения от 0,85 до 1,97 установлены в зоне влияния Колыванского массива (табл. 2). Максимальные значения установлены в озере рядом с с. Шилово, которые приурочены к повышенному содержанию калия. Дренажные воды карьеров Новосибирского, Барлакского и Обского массивов характеризуются повышенными значениями и варьируют в диапазоне 1,0 до 2,6, при среднем значении 1,6, а в водах Колыванского массива от 13,2 до 26,8, при среднем значении 17,6 (рис. 5, табл. 2). Родниковые воды Обь-Зайсанской складчатой области характеризуются низкими значениями радиевого эквивалента и изменяются в пределах от 0,08 до 0,8, при среднем значении 0,4. Для подземных вод Ra_{eq} изменяется в диапазоне от 0 до 1,1 для зоны распространения осадочных отложений, и от 1,7 до 8,8 в зоне распространения Новосибирского массива. В пределах Обь-Зайсанской складчатой области все выявленные значения Ra_{eq} ниже предельно допустимого значения в 370 Бк/дм^3 (Beretka, Mathew, 1985).

Фоновые значения мощности поглощенной из воздуха дозы (гамма-излучения) (D_γ) для поверхностных и родниковых вод не превышают 0,3 нГр/ч, значения более 1,0 приурочены к зонам развития интрузивных тел (г. Новосибирск и сопредельные территории, р.п. Колывань, р.п. Горный, с. Абрашино), для поверхностных

ГР	Ra_{eq}	Dγ, нГр/ч	$AEDE_{in}$	$AEDE_{out}$	H_{ex}	H_{int}	Iγ $\times10^2$	ELCR	AGDE мкрЗв/год
			мкрЗв/ч		$\times10^3$	$\times10^2$		$\times10^3$, мкрЗв	
I	0,1–3,6 0,5(202)	0,1–2,0 0,3(205)	0,3–9,7 1,2(202)	0,1–1,3 0,4(42)	0,3–9,8 1,3(202)	0,1–1,0 0,1(202)	0,2–3,1 0,4(202)	0,2–8,4 1,1(202)	0,4–14,8 1,9(202)
II	0,1–2,1 0,4(54)	0,1–1,1 0,2(54)	0,2–5,5 1,0(54)	0,1–1,4 0,2(54)	0,2–5,6 1,0(54)	0,2–0,6 0,1(54)	0,1–1,8 0,3(54)	0,1–2,4 0,7(54)	0,3–8,4 1,4(54)
III	0,1–26,8 3,4(42)	0–12,5 1,6(42)	0,2–61,3 8,1(42)	0–15,3 2(42)	0,2–72,4 9,3(42)	0–13,4 1,6(42)	0,1–18,2 2,4(42)	0,1–53,7 7,1(42)	0,3–80,4 11(42)
IV	0–8,8 0,7(418)	0–4,5 0,4(418)	0,1–100 2,1(418)	0–5,5 0,4(418)	0,1–92 2,1(418)	0–9,2 0,3(418)	0–7,0 0,6(418)	0–15,9 1,5(418)	0,2–32,9 2,9(418)
Предельно допустимые значения (согласно World Health Organization (WHO), United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR))									
	Бк/л	нГр/ч	мкрЗв/год				мкрЗв/год		мкрЗв/год
	370	55	460	510	1	1	0,1	0,29	300

Табл. 2. Значения показателей радиологической опасности. Примечание: ГР – группа природных вод; I – поверхностные; подземные: II – родник/колодец; III – дренажные (карьеры); IV – из водозаборных скважин.

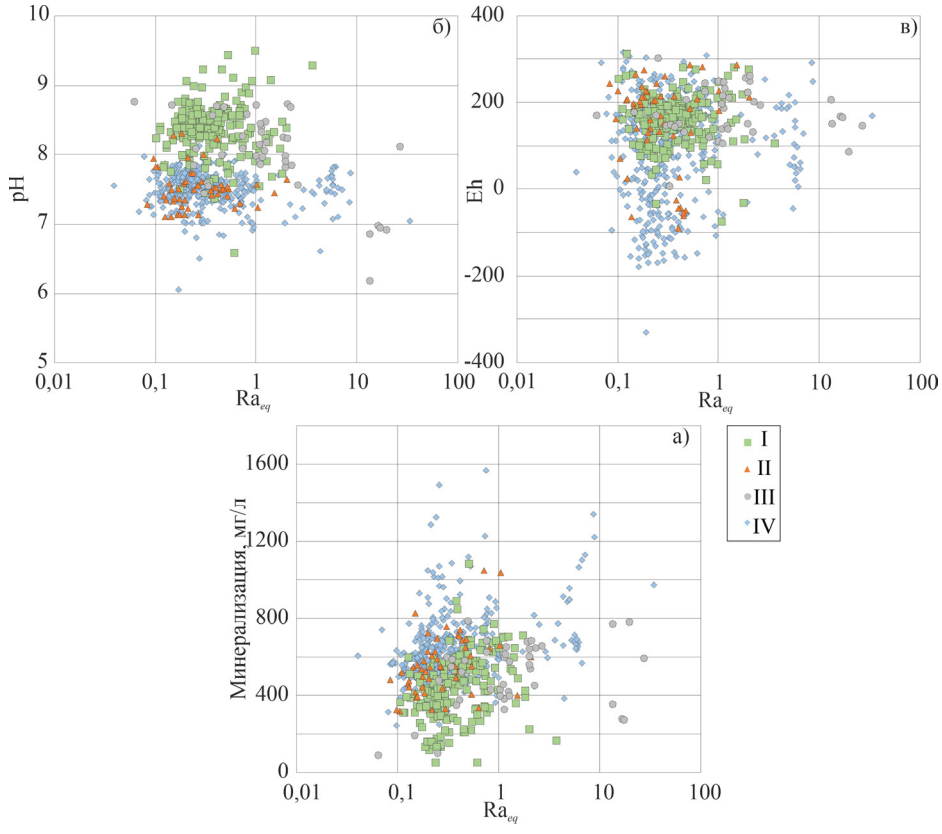


Рис. 5. Зависимость радиевого эквивалента (Ra_{eq}) от pH (а), Eh (б) и величины общей минерализации (в) природных вод. Природные воды: 1 – поверхностные; подземные: 2 – родниковые; 3 – дренажные (карьеры); 4 – из водозаборных скважин.

вод (табл. 2). В водах карьеров установлены повышенные значения, изменяющиеся в диапазоне от 1,0 до 2,6 нГр/ч для Новосибирского и от 6,2 до 12,5 нГр/ч в пределах Колыванского массивов. Подземные воды в зоне распространения осадочных комплексов характеризуются значениями 0,02–0,81 нГр/ч (со средним 0,18), 1,0–2,0 для Обского массива (в районе с. Новобибеево), и 2,1–4,5 в зоне влияния Новосибирского и Колыванского массивов, что значительно ниже общепринятой нормы в 55 нГр/ч (Kurnaz et al., 2007; Ravisankar et al., 2012).

Годовая эффективная эквивалентная доза (AEDE) не должна превышать 0,46 мЗв/год (Sources and Effects of Ionizing Radiation..., 2000). В пределах Обь-Зайсанской складчатой области показатели для всех изученных вод не превышают допустимые нормы (табл. 2). Повышенные относительно фона значения всех изученных групп приучены к Колыванскому массиву.

Индекс опасности (H_{ex} и H_{int}) используется для оценки радиологической опасности зданий, при использовании определенных строительных материалов. Природные воды часто используются для изготовления растворов и вносят вклад в общую радиоактивность строений. Согласно принятым нормам, предельно допустимое значение не должно превышать единицы (Krieger, 1981). В пределах Обь-Зайсанской складчатой области фоновые значения H_{ex} и H_{int} составляют $0{,}13\times10^{-3}$ мЗв/год для поверхностных вод, 15×10^{-3} для дренажных вод карьеров, $0{,}1\times10^{-3}$ для родниковых вод и $2{,}2\times10^{-3}$ для подземных вод (табл. 2). Повышенные значения установлены в дренажных и подземных водах карьера Скала и д. Чаус (Колыванский массив) и достигают 113×10^{-3} мЗв/год и до 29×10^{-3} мЗв/год в зоне развития Новосибирского массива.

Пожизненный риск онкологического заболевания (ELCR) на территории исследования изменяется в диапазоне от $0{,}2\times10^{-3}$ до 8×10^{-3} мкрЗв/год для поверхностных, от $0{,}1\times10^{-3}$ до 53×10^{-3} для дренажных вод карьеров, от $0{,}1\times10^{-3}$ до 2×10^{-3} мкрЗв/год для вод источников и $0{,}1\times10^{-4}$ до 19×10^{-3} мкрЗв/год для подземных вод. Наибольшие значения для всех типов вод приурочены к зоне развития Новосибирского и Колыванского массивов.

Фоновые значения эквивалента годовой гонадной дозы не превышают 2,86 мкрЗв/год. Для поверхностных вод максимальные значения до 14,8 мкЗв/год установлены в западной части Обь-Зайсанской складчатой области (от с. Верх-Тула до с. Ярково), и в основном связаны с повышенным содержанием калия в природных водах. В зоне развития Новосибирского, Колыванского и Обского массивов максимальные значения достигают 7,93 мкрЗв/год и обусловлены повышенными содержаниями урана. Дренажные воды карьеров, разрабатывающих осадочные отложения, характеризуются значениями эквивалента годовой гонадной дозы, не превышающими 3,9 мкрЗв/год, для Новосибирского массива характерны значения от 3,9 до 8,9, и максимальные значения установлены в пределах Колыванского массива – от 39,4 до 80,38 мкрЗв/год, что объясняется повышенной активностью урана и тория.

Природные воды Обь-Зайсанской складчатой области в целом характеризуются низкими значениями всех радиологических параметров относительно норм, принятых международными организациями (WHO handbook on

Местоположение	Максимальные значение активности, Бк/дм^3					источник
	K^{40}	Rn^{222}	Ra^{226}	Th^{232}	U^{238}	
Ирак	447,1	-	75,7	68,7	-	Salih, 2022
Ирак	25,1	-	0,65	25,1	0,69	al-Sofy et al., 2023
Намибия	0,002	-	-	0,46	233,4	Mathuthu et al., 2021
Йемен	15,05	-	3,47	2,02	0,41	Abd El-Mageed et al., 2013
Испания	<1	-	0,17	-	0,16	Borrego-Alonso et al., 2023
Китай	-	-	4	0,3	-	Ziqiang et al., 1988
Восточные районы Новосибирской области	6,34	43,7	0,31	0,002	0,29	

Табл. 3. Сравнение содержания радиоактивных элементов с другими исследованиями

indoor radon..., 2009; Guidelines for drinking water quality, 2011). В международной практике нормы установлены для пород, строительных материалов, почв и др., а вклад природных вод в общую радиоактивность окружающей нас среды практически не учитывается. Сравнение с результатами схожих исследований по природным водами России (Shvarts et al., 2023), Саудовской Аравии (Alotaibi et al., 2024), Индии (Satyanarayana et al., 2023), Ирака (al-Sofy et al., 2023), Намибии (Mathuthu et al., 2021), Йемена (Abd El-Mageed et al., 2013), Европы (Gómez et al., 2022; Borrego-Alonso et al., 2023), Египта (Salahel et al., 2021; Salih, 2022), Китая (Ziqiang et al., 1988; Zhuo et al., 2001; Wang, 2002) (табл. 3) позволяет сделать вывод, что значения радиологических параметров изученных вод зоны распространения осадочных отложений в пределах Обь-Зайсанской складчатой области могут считаться безопасными для технического использования населением. Природные воды, приуроченные к интрузивным телам, характеризуются более высокими концентрациями урана-238, радия-226, радона-222, тория-232 и калия-40. Значения радиологических параметров находятся на одном уровне с природными водами Нигерии (Nwankwo et al., 2012; Ibrahim et al., 2014; Avwiri et al., 2014) и Ирака (Alaboodi et al., 2020), где на состав природных вод большое влияние также оказывают интрузивные тела. В пределах Новосибирского, Обского и Барлакского массивов основой вклад в радиоактивность природных вод вносит уран и продукты его распада. Для Колыванского массива характерно увеличение активности тория-232, поскольку в нем проявлена ториевая минерализация. В единичных пробах поверхностных вод установлена повышенная активность калия-40, происхождение которой может быть обусловлена техногенными факторами.

Заключение

Исходя из вышеописанного, в восточной части Новосибирской области развиты пресные и ультрапресные природные воды с величиной общей минерализации от 127 до 1848 мг/дм^3, преимущественно HCO_3 Mg-Ca, HCO_3 Na-Mg-Ca и SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca состава. Изученные природные воды были разделены на 4 группы: поверхностные (I) и подземные, разделенные на родниковые (II), дренажные воды карьеров (III), и воды из водозаборных скважин (IV). Окислительно-восстановительный потенциал (Eh) изменяется от –74 мВ до +344 мВ для поверхностных вод, от –92 мВ до +286 мВ для родниковых, от +8 до +302 мВ для дренажных вод карьеров и от –2,7 до –332 мВ для подземных. Водородный показатель (pH) изменяется от 6,6 до 9,5 для поверхностных вод, от 6,2 до 9,1 для дренажных вод карьеров, от 7,1 до 8,3 для родниковых и от 6,9 до 8,0 для подземных. Содержание растворенного кислорода ($O_{2раств}$) находится в диапазоне от 1,26 до 20,28 мг/дм^3 в поверхностных водах, 2,07–16,59 мг/дм^3 в дренажных водах карьеров, 0,51–10,75 мг/дм^3 в родниковых и 0,29–10,66 мг/дм^3 в подземных.

Содержание природных радионуклидов изменяется в широком интервале. Наибольшие значения их активности приурочены к зоне развития Новосибирского, Колыванского и Барклакского массивов. Несмотря на близкий химический и радионуклидный состав пород Новосибирского и Обского массивов, подземные воды второго характеризуется более низкими значениями активности урана-238, радия-226, радона-222. Поведение тория в подземных водах зоны распространения интрузивных образований более сложное, его повышенная активность приурочена к зоне распространения Новосибирского массива. Зоны контакта Колыванского, Обского и Барлакского массивов характеризуются закономерным снижением активностей урана-238, радия-226, радона-222 до одного уровня с активностью в подземных водах зоны распространения осадочных комплексов девонского и каменноугольного возрастов. Повышенные содержания приурочены к зонам разломов в южной части г. Новосибирска, Искитимского, Болотнинского и Мошковского районов Новосибирской области. Наибольшие значения активности изотопа калия-40 приурочены к зоне распространения Новосибирского и Колыванского массивов.

В целом природные воды восточной части Новосибирской области характеризуются низкими значениями всех радиологических параметров относительно норм, принятых международными организациями. Анализ радиологических параметров изученных вод зоны распространения осадочных отложений в пределах Обь-Зайсанской складчатой области показывает, что природные воды могут считаться безопасными для населения, а повышенные значения, приуроченные к зонам развития интрузивных тел, находятся на одном уровне с другими регионами мира, имеющими похожее геологическое строение. Резюмируя вышесказанное, следует отметить, что на территории Обь-Зайсанской складчатой области уровень радиологического загрязнения окружающей среды контролируется геологическим строением.

Финансирование

Исследования выполнены при финансовой поддержке проекта № 25-17-20024 Российского научного фонда и Правительства Новосибирской области (№ 30-2025-000896).

Литература

Бабин Г.А., Черных А.И., Головина А.Г., Жигалов С.В., Долгушин С.С., Ветров Е.В., Кораблева Т.В., Бодина Н.А., Светлова Н.А., Федосеев Г.С., Хилько А.П., Епифанов В.А., Лоскутов Ю.И., Лоскутов И.Ю., Михаревич М.В., Пихутин Е.А. (2015). Государственная геологическая карта Российской Федерации. М-б 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Алтае-Саянская. Лист N-44 – Новосибирск. Объяснительная записка. СПб: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 392 с.

Буслов М.М., Сафонова И.Ю., Федосеев Г.С., Рейчоу М., Дэвис К., Бабин Г.А. (2010). Пермо-триасовый плюмовый магматизм Кузнецкого бассейна (Центральная Азия): геология, геохронология и геохимия. *Геология и геофизика*, 51(9), с. 1310–1328.

Гудзенко В.В., Дубинчук В.Т. (1987). Изотопы радия и радон в природных водах. М: Наука, с. 158.

Казеннов А.И., Исайкина Н.С., Неволько А.И. (1982). Стратиграфия и литология отложений верхнего девона и карбона Колывань-Томской складчатой зоны. Новосибирск: ФБУ ТФГИ по СФО.

Несмеянов А.Н. (1978). Радиохимия. М: Химия. 560 с.

Новиков Д.А., Копылова Ю.Г., Сухорукова А.Ф., Вакуленко Л.Г., Пыряев А.Н., Максимова А.А., Деркачев А.С., Фаге А.Н., Хващевская А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Мельгунов М.С., Калинкин П.Н., Растигеев С.А. (2022а). Об открытии слаборадоновых вод - Инские источники. *Геология и геофизика*, 63(12), с. 1714–1732. http://dx.doi.org/10.15372/gig2021181

Новиков Д.А., Сухорукова А.Ф., Корнеева Т.В., Каменова-Тоцева Р.М., Максимова А.А., Деркачев А.С., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. (2021). Гидрогеология и гидрогеохимия месторождения радоновых вод «Каменское» (г. Новосибирск). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(4), с. 192–208. http://dx.doi.org/10.18799/24131830/2021/04/3162

Основные черты геохимии урана (2013). Под ред. ак. А.П. Виноградова. Издание 2-е, испр. Томск, с. 352.

Рачкова Н.Г., Шуктомова И.И. (2010). Распределение урана и тория в подзолистой почве, загрязненной их растворимыми соединениями. *Геохимия*, 2, с. 187.

Сухоруков В.П., Новиков Д.А., Сухорукова А.Ф., Максимова А.А., Яндола Н.И. (2024). Петрографические особенности гранитоидов и минералы-концентраторы радиоактивных и редкоземельных элементов Обь-Зайсанской складчатой области. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 2(58), с. 86–99. https://doi.org/10.20403/2078-0575-2024-2-86-99

Шварцев С.Л. (1998). Гидрогеохимия зоны гипергенеза. 2-е изд. исправл. и доп. М.: Недра, 366 с.

1990 Recommendations of the International Commission on Radiological Protection (1991). ICRP Publication 60. Ann. ICRP 21 (1-3). https://www.icrp.org/publication.asp?id=ICRP%20Publication%2060

Abd El-Mageed A.I., El-Kamel A.E., Abbady A.E., Harb S., Saleh I.I. (2013). Natural radioactivity of ground and hotspring water in some areas in Yemen. *Desalination*, 321, pp. 28–31. https://doi.org/10.1016/j.desal.2011.11.022

Alaamer A.S. (2008). Assessment of human exposures to natural sources of radiation in soil of Riyadh, Saudi Arabia. *Turkish J. Eng. Env. Sci.*, 32, pp. 229–234.

Alaboodi A.S., Kadhim N.A., Abojassim A.A., Baqir Hassan A. (2020). Radiological hazards due to natural radioactivity and radon concentrations in water samples at Al-Hurrah city, Iraq. *International Journal of Radiation Research*, 18(1), pp. 1–11. https://doi.org/10.18869/acadpub.ijrr.18.1.1

Alotaibi M.F., Alharbi K.N., Alosime E.M., Alhawali L.H., Albarqi M.M., Alsulami R.A. (2024). Natural radioactivity in soil and water of Saudi Arabia: A mixed-studies review. *Journal of Radiation Research and Applied Sciences*, 17(2), 100897. https://doi.org/10.1016/j.jrras.2024.100897

al-Sofy D.S.M., Al-Jomaily F.M.A. (2023). Heat Production Rate and Radiation Hazard Indices from Radioactive Elements in Different Types of Natural Water in Nineveh Governorate, Iraq. *Baghdad Science Journal*, 20(6), pp. 2307–2321. https://dx.doi.org/10.21123/bsj.2023.7544

Audi G., Bersillon O., Blachot J., Wapstra A.H. (2003). The Nubase evaluation of nuclear and decay properties. *Nuclear Physics A*, 729(1), pp. 3–128. https://doi.org/10.1016/j.nuclphysa.2003.11.001

Avwiri G.O., Ononugbo C.P., Nwokeoji I.E. (2014). Radiation Hazard Indices and Excess Lifetime cancer risk insoil, sediment and water around mini-okoro/oginigbacreek, Port Harcourt, Rivers State, Nigeria. Environ. *Earth Sci*., 3(1), pp. 38–50.

Beretka J., Mathew P.J. (1985). Natural Radioactivity of Australian Building Materials, Industrial Wastes and By-Products. *Health Physics*, 48, pp. 87–95. http://dx.doi.org/10.1097/00004032-198501000-00007

Borrego-Alonso D., Quintana-Arnés B., Lozano J.C. (2023). Natural radionuclides behaviour in drinking groundwaters from Castilla y León (Spain); radiological implications. *Water Research*, 245, 120616. https://doi.org/10.1016/j.watres.2023.120616

Chung Y.C. (1981). Radium-226 and Radon-222 in southern California groundwaters: spatial variations and correlations. *Geophysical Research Letters*, 8(5), pp. 457–460. https://doi.org/10.1029/GL008i005p00457

Clarke H., Bines W. (2011). Evolution of ICRP Recommendations-1977, 1990, and 2007. Changes in Underlying Science and Protection Policy and Case Study of Their Impact on European and UK Domestic Regulation, p. 114.

Effects of Ionizing Radiation, United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR) 2006 Report (2008). Volume I. https://doi.org/10.18356/7fb405cb-en

Exposure to radiation from the natural radioactivity in building materials. Nuclear Energy Agency, 75 - Paris (France). (1979). https://inis.iaea.org/records/xm0ed-se339/files/11513845.pdf?download=1

Gómez M., Suursoo S., Martin-Sanchez N., Vaasma T., Leier M. (2022). Natural radioactivity in European drinkingwater: A review. *Crit Rev Environ Sci Tec*, 26, pp. 1–8. https://doi.org/10.1080/10643389.2022.2041975

Green B.M.R., Lomas P.R., O'Riordan M.C. (1992). Radon in Dwellings in England. Radon in Dwellings in England. *National Radiological Protection Board*, Chilton (UK), 72 p.

Guidelines for drinking water quality (2011). Fourth ed., vol. 1, Recommendations. https://www.who.int/publications/i/item/9789241549950

Hamilton E.I. (1971). The relative radioactivity of building materials. *American Industrial Hygiene Assessment Journal*, 32, pp. 398–403. https://doi.org/10.1080/0002889718506480

Ibrahim M., Shalabiea O., Diab H. (2014). Measurement of some radioactive elements in drinking water in Arar city, Saudi Arabia. *American journal of life sciences*, 2(1). pp. 24–28. https://doi.org/10.11648/j.ajls.20140201.13

Kabir K.A., Islam S.A.M., Rahman M.M. (2009). Distribution of radionuclides in surface soil and bottom sediment in the district of Jessore, Bangladesh and evaluation of radiation hazard. *J. Bangladesh Acad. Sci*., 33(1), pp. 117–130. https://doi.org/10.3329/jbas.v33i1.2956

Krieger R. (1981). Radioactivity of Construction Materials. Betonwerk und Fertigteil-Technik. *Concrete Precasting Plant and Technology*, 47, pp. 468–446.

Kurnaz A., Küçükömeroğlu B., Keser R., Okumusoglu N.T., Korkmaz F., Karahan G., Çevik U. (2007). Determination of radioactivity levels and hazards of soil and sediment samples in Fırtına Valley (Rize, Turkey). *Applied Radiation and Isotopes*, 65(11), pp. 1281–1289. https://doi.org/10.1016/j.apradiso.2007.06.001

Martin A., Harbison S., Beach K., Cole P. (2018). Anintroduction to radiation protection. 7th Edition. Boca Raton. CRC Press, p. 246. https://doi.org/10.1201/9780429444104

Mason B.H., Moore C.B. (1982). Principles of Geochemistry. Wiley, 344 p.

Mathuthu M., Uushona V., Indongo V. (2021). Radiological safety of groundwater around a uranium mine in Namibia. *Physics and Chemistry of the Earth. Parts A/B/C*, 122, 102915 https://doi.org/10.1016/j.pce.2020.102915

Novikov D.A., Dultsev F.F., Kamenova-Totzeva R., Korneeva T.V. (2021a). Hydrogeological conditions and hydrogeochemistry of radon waters in the ZaeltsovskyMochishche zone of Novosibirsk, Russia. *Environmental Earth Sciences*, pp. 1–11. http://dx.doi.org/10.1007/s12665-021-09486-w

Novikov D.A., Dultsev F.F., Sukhorukova A.F., Maksimova A.A., Chernykh A.V., Derkachyov A.S. (2021b). Monitoring of radionuclides in the natural waters of Novosibirsk, Russia. *Groundwater for Sustainable Development*, 15, pp. 1–8. http://dx.doi.org/10.1016/j.gsd.2021.100674

Novikov D.A., Kopylova Yu.G., Pyryaev A.N., Maksimova A.A., Derkachev A.S., Sukhorukova A.F., Dultsev F.F., Chernykh A.V., Khvashchevskaya A.A., Kalinkin P.N., Petrozhitsky A.V. (2023). Radon-rich waters of the Tulinka aquifers, Novosibirsk, Russia. *Groundwater for Sustainable Development*, 20, pp. 1–11. http://dx.doi.org/10.1016/j.gsd.2022.100886

Nwankwo L.I. (2012). Study of natural radioactivity of groundwater in Sango-Ilorin, Nigeria. *Journal of Physical Science and Application*, 2(8), pp. 289–295.

Ravisankar R., Vanasundari K., Chandrasekaran A., Raja-lakshmi A., Suganya M., Vijayagopal P., Meenak-shisundaram V. (2012). Measurement of natural radioactivity in building materials of Namakkal, Tamil Nadu, India using gamma-ray spectrometry. *Applied Radiation and Isotopes*, 70(4), pp. 699–704. https://doi.org/10.1016/j.apradiso.2011.12.001

Report of the United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR). (1998). https://doi.org/10.18356/5cb35a0a-en

Sajo L., Gomez J., Capote T., Greaves E. D., Herrera O., Salazar V., Smith A. (1997). Gross alpha radioactivity of drinking water in Venezuela. *Journal of Environmental Radioactivity*, 35(3), pp. 305–312. https://doi.org/10.1016/S0265-931X(96)00056-2

Salahel Din K., Ali K., Harb S., Abbady A.B. (2021). Natural radionuclides in groundwater from Qena governorate, Egypt. *Environ Forensics*, 22(1–2), pp. 48–55. https://doi.org/10.1080/15275922.2020.1834026

Salih, N.F. (2022). Measurement of natural radioactivity levels in drinking water by gamma spectrometry. Arab. *J. Geosci*., 15, p. 1157. https://doi.org/10.1007/s12517-022-10425-7

Satyanarayana G.V.V., Sivakumar N.S., Vidya Sagar D., Murali N, Rao A.D.P., Lakshmi Narayana P.V. (2023). Measurement of natural radioactivity and radiation hazard assessment in the soil samples of Visakhapatnam, Andhra Pradesh, India. *Journal of the Indian Chemical Society*, 100(1), 100856. https://doi.org/10.1016/j.jics.2022.100856

Shvarts A.A., Kaplan E.M., Rumynin V.G., Borovitskaya E. Yu, Erzova V.A. (2023). Natural radioactivity of groundwater in Vendian deposits in St. Petersburg Region. *Journal of Environmental Radioactivity*, 264, 107189. https://doi.org/10.1016/j.jenvrad.2023.107189

Sources and Effects of Ionizing Radiation, United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR). (2000). Report, Volume II. https://doi.org/10.18356/47a75909-en

Sources and Effects of Ionizing Radiation, United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR). (1996). Report. https://doi.org/10.18356/136a8613-en

Thomas J.M., Welch A.H., Lico M.S., Hughes J.L., Whitney R. (1993). Radionuclides in ground water of the Carson River Basin, western Nevada and eastern California, U.S.A. *Applied Geochemistry*, 8, pp. 447–471. https://doi.org/10.1016/0883-2927(93)90075-R

Wang Z. (2002). Natural radiation environment in China. *International Congress Series*, 1225, pp. 39–46. https://doi.org/10.1016/S0531-5131(01)00548-9

Webb D.A. (1939). The Sodium and Potassium Content of Sea Water. *The Journal of Experimental Biology*, pp. 178–183. https://doi.org/10.1242/jeb.16.2.178

WHO handbook on indoor radon: a public health perspective. Geneva: World Health Organization. (2009). https://www.who.int/publications/i/item/9789241547673

Zhuo W., Ida T., Yang X. (2001). Occurrence of ^{222}Rn, ^{226}Ra, ^{228}Ra and U in ground water in Fujian province, Chine. *J. Environ. Radioact*., 53, pp. 111–120. https://doi.org/10.1016/S0265-931X(00)00108-9

Ziqiang P., Yin Y., Mingqiang G. (1988). Natural radiation and radioactivity in China. *Radiation Protection Dosimetry*, 24(1–4), pp. 29–38. https://doi.org/10.1093/rpd/24.1-4.29

Сведения об авторах

Федор Федорович Дульцев – кандидат геол.-минерал. наук, научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д, 3

e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Дмитрий Анатольевич Новиков – доктор геол.-минерал. наук, зав. лабораторией, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; научный консультант, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 630090, Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д, 3

e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Статья поступила в редакцию 22.05.2025;
Принята к публикации 10.08.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Radiological Hazard of Natural Waters in the Eastern part of the Novosibirsk Oblast

F.F. Dultsev[1], D.A. Novikov[1,2]*
[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
[2] Almetyevsk State Technological University "Petroleum Higher School", Almetyevsk, Russian Federation
[*]Corresponding author: Fedor F. Dultsev, e-mail: DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Abstract. This paper presents an assessment of the radiological hazard associated with natural waters in the eastern part of Novosibirsk Oblast. The study area is characterized by fresh and ultra-fresh groundwater with total dissolved solids ranging from 127 to 1,848 mg/dm³, predominantly of HCO_3 Mg-Ca, HCO_3 Na-Mg-Ca and SO_4-HCO_3 Na-Mg-Ca composition. The geochemical conditions vary from reducing to oxidizing (Eh from –332 to +313 mV), with pH values between 6.1 and 9.5 and dissolved oxygen concentrations ranging from 0.51 to 16.59 mg/dm³.

The primary contributors to natural radioactivity in these waters are ^{40}K and members of the ^{238}U decay series, including ^{234}U, ^{226}Ra, ^{222}Rn, and other decay products. Measured activities were as follows: ^{40}K – 0 to 85.5 Bq/dm³; ^{238}U – 0 to 4.3 Bq/dm³; ^{226}Ra – 0 to 25.2 Bq/dm³; and ^{222}Rn – 1 to 1,161 Bq/dm³. Activity levels of thorium-232 generally clarke values, except in waters associated with the western and northwestern parts of the Novosibirsk granitoid massif (Kolyvan, Skala and adjacent areas).

To evaluate the radiological risk, several parameters were calculated based on the activities of ^{40}K, ^{226}Ra, and ^{232}Th: radium equivalent activity (Raeq), absorbed gamma dose rate in air (Dγ), annual effective dose equivalent (AEDE), external and internal hazard indices (Hex and Hint), and excess lifetime cancer risk (ELCR). The results indicate that natural waters of the the eastern part of Novosibirsk Oblast generally exhibit low radiological parameter values – well within international safety standards – and are comparable to those reported for natural waters in Iraq, Namibia, Yemen, Spain, China, and other regions. Consequently, these waters can be classified as safe for domestic (non-potable) use.

However, their use for drinking water supply is significantly restricted due to elevated and high concentrations of ^{222}Rn, observed both in areas underlain by granitic bedrock and in regions with sedimentary deposits.

The natural radioactivity of waters in the the eastern part of Novosibirsk Oblast and the overall radiological background of the environment are primarily controlled by local geological settings. Exceptions include lake waters near Shilovo village and near a brick-manufacturing plant in the Dzerzhinsky District of Novosibirsk, where elevated ^{40}K activity is likely attributable to agricultural application of potassium fertilizers and the use of potassium carbonate in brick production, respectively.

Keywords: radioactivity of natural waters, radiological hazard assessment, radium series, potassium, thorium, eastern districts of Novosibirsk Oblast, Western Siberia

Acknowledgments

This research was supported by the Russian Science Foundation (Project No. 25-17-20024) and the Government of Novosibirsk Oblast (Grant No. 30-2025-000896).

Recommended citation: Dultsev F.F., Novikov D.A. (2025). Radiological Hazard of Natural Waters in the Eastern part of the Novosibirsk Oblast. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 306–320. https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.2

References

1990 Recommendations of the International Commission on Radiological Protection (1991). ICRP Publication 60. Ann. ICRP 21 (1-3). https://www.icrp.org/publication.asp?id=ICRP%20Publication%2060

Abd El-Mageed A.I., El-Kamel A.E., Abbady A.E., Harb S., Saleh I.I. (2013). Natural radioactivity of ground and hotspring water in some areas in Yemen. *Desalination*, 321, pp. 28–31. https://doi.org/10.1016/j.desal.2011.11.022

Alaamer A.S. (2008). Assessment of human exposures to natural sources of radiation in soil of Riyadh, Saudi Arabia. *Turkish J. Eng. Env. Sci.*, 32, pp. 229–234.

Alaboodi A.S., Kadhim N.A., Abojassim A.A., Baqir Hassan A. (2020). Radiological hazards due to natural radioactivity and radon concentrations in water samples at Al-Hurrah city, Iraq. *International Journal of Radiation Research*, 18(1), pp. 1–11. https://doi.org/10.18869/acadpub.ijrr.18.1.1

Alotaibi M.F., Alharbi K.N., Alosime E.M., Alhawali L.H., Albarqi M.M., Alsulami R.A. (2024). Natural radioactivity in soil and water of Saudi Arabia: A mixed-studies review. *Journal of Radiation Research and Applied Sciences*, 17(2), 100897. https://doi.org/10.1016/j.jrras.2024.100897

al-Sofy D.S.M., Al-Jomaily F.M.A. (2023). Heat Production Rate and Radiation Hazard Indices from Radioactive Elements in Different Types of Natural Water in Nineveh Governorate, Iraq. *Baghdad Science Journal*, 20(6), pp. 2307–2321. https://dx.doi.org/10.21123/bsj.2023.7544

Audi G., Bersillon O., Blachot J., Wapstra A.H. (2003). The Nubase evaluation of nuclear and decay properties. *Nuclear Physics A*, 729(1), pp. 3–128. https://doi.org/10.1016/j.nuclphysa.2003.11.001

Avwiri G.O., Ononugbo C.P., Nwokeoji I.E. (2014). Radiation Hazard Indices and Excess Lifetime cancer risk insoil, sediment and water around mini-okoro/oginigbacreek, Port Harcourt, Rivers State, Nigeria. *Environ. Earth Sci.*, 3(1), pp. 38–50.

Babin G.A., Chernykh A.I., Golovina A.G., Zhigalov S.V., Dolgushin S.S., Vetrov E.V., Korableva T.V., Bodina N.A., Svetlova N.A., Fedoseev G.S., Khilko A.P., Epifanov V.A., Loskutov Yu.I., Loskutov I.Yu., Mikharevich M.V., Pikhutin E.A. (2015). State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). Altai-Sayan series. Sheet N-44 – Novosibirsk. Explanatory note. St. Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory, 392 p. (In Russ.)

Basic features of uranium geochemistry (2013). Ed. ak. A.P. Vinogradova. 2nd edition. Tomsk, 352 p. (In Russ.)

Beretka J., Mathew P.J. (1985). Natural Radioactivity of Australian Building Materials, Industrial Wastes and By-Products. *Health Physics*, 48, pp. 87–95. http://dx.doi.org/10.1097/00004032-198501000-00007

Borrego-Alonso D., Quintana-Arnés B., Lozano J.C. (2023). Natural radionuclides behaviour in drinking groundwaters from Castilla y León (Spain); radiological implications. *Water Research*, 245, 120616. https://doi.org/10.1016/j.watres.2023.120616

Buslov, M. M., Safonova, I. Yu., Fedoseyev, G. S., Reichow, M., Davis, K., Babin, G. A. (2010). Permo-Triassic plume magmatism of the Kuznetsk Basin, Central Asia: geology, geochronology, and geochemistry. *Russian Geology and Geophysics*, 51(9), pp. 1021-1036. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2010.08.010

Chung Y.C. (1981). Radium-226 and Radon-222 in southern California groundwaters: spatial variations and correlations. *Geophysical Research Letters*, 8(5), pp. 457–460. https://doi.org/10.1029/GL008i005p00457

Clarke H., Bines W. (2011). Evolution of ICRP Recommendations-1977, 1990, and 2007. Changes in Underlying Science and Protection Policy and Case Study of Their Impact on European and UK Domestic Regulation, p. 114.

Effects of Ionizing Radiation, United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR) 2006 Report (2008). Volume I. https://doi.org/10.18356/7fb405cb-en

Exposure to radiation from the natural radioactivity in building materials. Nuclear Energy Agency, 75 - Paris (France). (1979). https://inis.iaea.org/records/xm0ed-se339/files/11513845.pdf?download=1

Gómez M., Suursoo S., Martin-Sanchez N., Vaasma T., Leier M. (2022). Natural radioactivity in European drinkingwater: A review. *Crit Rev Environ Sci Tec*, 26, pp. 1–8. https://doi.org/10.1080/10643389.2022.2041975

Green B.M.R., Lomas P.R., O'Riordan M.C. (1992). Radon in Dwellings in England. Radon in Dwellings in England. National Radiological Protection Board, Chilton (UK), 72 p.

Gudzenko V. V., Dubinchuk V. T. (1987). Radium isotopes and radon in natural waters. Moscow: Nauka, 158 p. (In Russ.)

Guidelines for drinking water quality (2011). Fourth ed., vol. 1, Recommendations. https://www.who.int/publications/i/item/9789241549950

Hamilton E.I. (1971). The relative radioactivity of building materials. *American Industrial Hygiene Assessment Journal*, 32, pp. 398–403. https://doi.org/10.1080/0002889718506480

Ibrahim M., Shalabiea O., Diab H. (2014). Measurement of some radioactive elements in drinking water in Arar city, Saudi Arabia. *American journal of life sciences*, 2(1). pp. 24–28. https://doi.org/10.11648/j.ajls.20140201.13

Kabir K.A., Islam S.A.M., Rahman M.M. (2009). Distribution of radionuclides in surface soil and bottom sediment in the district of Jessore, Bangladesh and evaluation of radiation hazard. *J. Bangladesh Acad. Sci.*, 33(1), pp. 117–130. https://doi.org/10.3329/jbas.v33i1.2956

Kazennov A. I., Isaykina N. S., Nevolko A. I. (1982). Stratigraphy and lithology of the Upper Devonian and Carboniferous deposits of the Kolyvan-Tomsk folded zone. Novosibirsk: FBU TFGI po SFO. (In Russ.)

Krieger R. (1981). Radioactivity of Construction Materials. Betonwerk und Fertigteil-Technik. *Concrete Precasting Plant and Technology*, 47, pp. 468–446.

Kurnaz A., Küçükömeroğlu B., Keser R., Okumusoglu N.T., Korkmaz F., Karahan G., Çevik U. (2007). Determination of radioactivity levels and hazards of soil and sediment samples in Fırtına Valley (Rize, Turkey). *Applied Radiation and Isotopes*, 65(11), pp. 1281–1289. https://doi.org/10.1016/j.apradiso.2007.06.001

Martin A., Harbison S., Beach K., Cole P. (2018). Anintroduction to radiation protection. 7th Edition. Boca Raton. CRC Press, p. 246. https://doi.org/10.1201/9780429444104

Mason B.H., Moore C.B. (1982). Principles of Geochemistry. Wiley, 344 p.

Mathuthu M., Uushona V., Indongo V. (2021). Radiological safety of groundwater around a uranium mine in Namibia. *Physics and Chemistry of the Earth. Parts A/B/C*, 122, 102915. https://doi.org/10.1016/j.pce.2020.102915

Nesmeyanov A. N. (1978). Radiochemistry. Moscow: Chemistry, 560 p. (In Russ.)

Novikov D.A., Dultsev F.F., Kamenova-Totzeva R., Korneeva T.V. (2021a). Hydrogeological conditions and hydrogeochemistry of radon waters in the ZaeltsovskyMochishche zone of Novosibirsk, Russia. *Environmental Earth Sciences*, pp. 1–11. http://dx.doi.org/10.1007/s12665-021-09486-w

Novikov D.A., Dultsev F.F., Sukhorukova A.F., Maksimova A.A., Chernykh A.V., Derkachyov A.S. (2021b). Monitoring of radionuclides in the natural waters of Novosibirsk, Russia. *Groundwater for Sustainable Development*, 15, pp. 1–8. http://dx.doi.org/10.1016/j.gsd.2021.100674

Novikov D.A., Kopylova Yu.G., Pyryaev A.N., Maksimova A.A., Derkachev A.S., Sukhorukova A.F., Dultsev F.F., Chernykh A.V., Khvashchevskaya A.A., Kalinkin P.N., Petrozhitsky A.V. (2023). Radon-rich waters of the Tulinka aquifers, Novosibirsk, Russia. *Groundwater*

for Sustainable Development, 20, pp. 1–11. http://dx.doi.org/10.1016/j.gsd.2022.100886

Novikov D.A., Kopylova Yu.G., Sukhorukova A.F., Vakulenko L.G., Pyryaev A.N., Maksimova A.A., Derkachev A.S., Fage A.N., Khvashchevskaya A.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V., Melgunov M.S., Kalinkin P.N., Rastigeev S.A. (2022a). The Inskie Springs: New Insights into Low-Radon Waters. *Russ. Geol. Geophys.*, 63(12), pp. 1424–1441. https://doi.org/10.2113/RGG20214337

Novikov D.A., Sukhorukova A.F., Korneeva T.V., Kamenova-Totseva R.M., Maksimova A.A., Derkachev A.S., Dultsev F.F., Chernykh A.V. (2021). Hydrogeology and hydrogeochemistry of the Kamenskoye radon water deposit (Novosibirsk). *Bulletin of Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 332(4), pp. 192–208. (In Russ.) http://dx.doi.org/10.18799/24131830/2021/04/3162

Nwankwo L.I. (2012). Study of natural radioactivity of groundwater in Sango-Ilorin, Nigeria. *Journal of Physical Science and Application*, 2(8), pp. 289–295.

Rachkova N.G., Shuktomova I.I. (2010). U and Th distribution in podzolic soil contaminated with soluble compounds of these elements. *Geochem. Int.*, 53, pp. 182–189 (2015). https://doi.org/10.1134/S0016702915020068

Ravisankar R., Vanasundari K., Chandrasekaran A., Raja-lakshmi A., Suganya M., Vijayagopal P., Meenak-shisundaram V. (2012). Measurement of natural radioactivity in building materials of Namakkal, Tamil Nadu, India using gamma-ray spectrometry. *Applied Radiation and Isotopes*, 70(4), pp. 699–704. https://doi.org/10.1016/j.apradiso.2011.12.001

Report of the United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR). (1998). https://doi.org/10.18356/5cb35a0a-en

Sajo L., Gomez J., Capote T., Greaves E. D., Herrera O., Salazar V., Smith A. (1997). Gross alpha radioactivity of drinking water inVenezuela. *Journal of Environmental Radioactivity*, 35(3), pp. 305–312. https://doi.org/10.1016/S0265-931X(96)00056-2

Salahel Din K., Ali K., Harb S., Abbady A.B. (2021). Natural radionuclides in groundwater from Qena governorate, Egypt. *Environ Forensics*, 22(1–2), pp. 48–55. https://doi.org/10.1080/15275922.2020.1834026

Salih, N.F. (2022). Measurement of natural radioactivity levels in drinking water by gamma spectrometry. *Arab. J. Geosci.*, 15, p. 1157. https://doi.org/10.1007/s12517-022-10425-7

Satyanarayana G.V.V., Sivakumar N.S., Vidya Sagar D., Murali N, Rao A.D.P., Lakshmi Narayana P.V. (2023). Measurement of natural radioactivity and radiation hazard assessment in the soil samples of Visakhapatnam, Andhra Pradesh, India. *Journal of the Indian Chemical Society*, 100(1), 100856. https://doi.org/10.1016/j.jics.2022.100856

Shvarts A.A., Kaplan E.M., Rumynin V.G., Borovitskaya E. Yu, Erzova V.A. (2023). Natural radioactivity of groundwater in Vendian deposits in St. Petersburg Region. *Journal of Environmental Radioactivity*, 264, 107189. https://doi.org/10.1016/j.jenvrad.2023.107189

Shvartsev S.L. (1998). Hydrogeochemistry of the hypergenesis zone. 2nd ed. corrected and enlarged. Moscow: Nedra, 366 p. (In Russ.)

Sources and Effects of Ionizing Radiation, United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR). (2000). Report, Volume II. https://doi.org/10.18356/47a75909-en

Sources and Effects of Ionizing Radiation, United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (UNSCEAR). (1996). Report. https://doi.org/10.18356/136a8613-en

Sukhorukov V.P., Novikov D.A., Sukhorukova A.F., Maksimova A.A., Yandola N.I. (2024). Petrographic features of granitoids and minerals-concentrators of radioactive and rare earth elements in the Ob-Zaisan folded region. *Geology and mineral resources of Siberia*, 2(58), pp. 86–99. (In Russ.) https://doi.org/10.20403/2078-0575-2024-2-86-99

Thomas J.M., Welch A.H., Lico M.S., Hughes J.L., Whitney R. (1993). Radionuclides in ground water of the Carson River Basin, western Nevada and eastern California, U.S.A. *Applied Geochemistry*, 8, pp. 447–471. https://doi.org/10.1016/0883-2927(93)90075-R

Wang Z. (2002). Natural radiation environment in China. *International Congress Series*, 1225, pp. 39–46. https://doi.org/10.1016/S0531-5131(01)00548-9

Webb D.A. (1939). The Sodium and Potassium Content of Sea Water. *The Journal of Experimental Biology*, pp. 178–183. https://doi.org/10.1242/jeb.16.2.178

WHO handbook on indoor radon: a public health perspective. Geneva: World Health Organization. (2009). https://www.who.int/publications/i/item/9789241547673

Zhuo W., Ida T., Yang X. (2001). Occurrence of 222Rn, 226Ra, 228Ra and U in ground water in Fujian province, Chine. *J. Environ. Radioact.*, 53, pp. 111–120. https://doi.org/10.1016/S0265-931X(00)00108-9

Ziqiang P., Yin Y., Mingqiang G. (1988). Natural radiation and radioactivity in China. *Radiation Protection Dosimetry*, 24(1–4), pp. 29–38. https://doi.org/10.1093/rpd/24.1-4.29

About the Authors

Fedor F. Dultsev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher of Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary Basins of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

e-mail: Dultsevff@ipgg.sbras.ru

Dmitry A. Novikov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary Basins of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Scientific Advisor, Almetyevsk State Technological University “Petroleum Higher School”

3 Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Manuscript received 22 May 2025;
Accepted 10 August 2025;
Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)