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

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

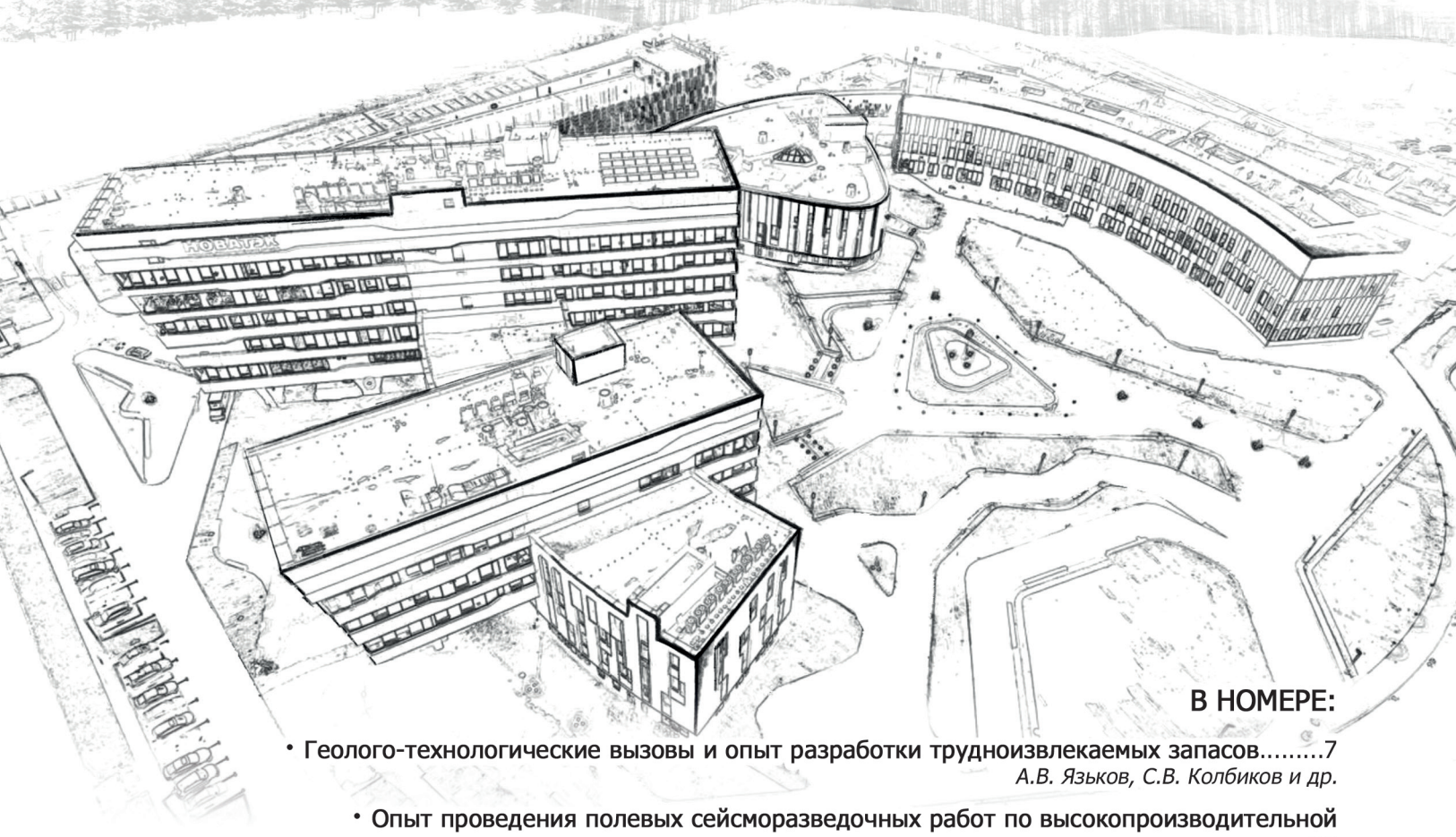
ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 26. № 3. 2024

www.georesjournal.ru

НОВАТЭК

ИЗУЧЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ



В НОМЕРЕ:

• Геолого-технологические вызовы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов.....7
А.В. Языков, С.В. Колбиков и др.

• Опыт проведения полевых сейсморазведочных работ по высокопроизводительной технологии «слип-свип».....20
В.И. Кузнецов, Ю.Н. Долгих и др.

• Использование соотношений стабильных изотопов $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$ в задачах нефтяной геологии.....126
Е.А. Краснова, А.В. Ступакова и др.

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. 26. № 3. 2024

Содержание

Слово Главного редактора:
Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен
А.В. Соколов

Статьи

Геолого-технологические вызовы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов 7
А.В. Языков, С.В. Колбиков, Н.А. Шадчнев, О.В. Любимова, П.Г. Ибадуллаев

Комплексный анализ пластов прибрежно-континентального генезиса с целью уточнения геологической модели 13
Г.В. Казанцев

Опыт проведения полевых сейсморазведочных работ по высокопроизводительной технологии «слип-свип» 20
В.И. Кузнецов, Ю.Н. Долгих, Д.В. Скачков, В.В. Соколовский, С.В. Писарчук, А.А. Глебов

Обработка виброграмм как способ повышения качества результатов высокопроизводительной вибросейсморазведки 27
Ю.Н. Долгих, Д.В. Гуляев, В.В. Соколовский, В.И. Кузнецов

Интегрированный подход к построению геологических моделей на основе фациального анализа 33
О.С. Генераленко, И.В. Шелепов, О.Э. Ермакова, И.В. Моторин, Г.Н. Воробьева, Д.Д. Парамошина

Создание секвенс-стратиграфической модели с целью уточнения геологического строения прибрежно-континентальных отложений танопчинской свиты 43
Е.А. Потапова, Р.Р. Шакиров, А.А. Евдощук, Т.В. Леванюк, О.С. Леонтьева

Особенности геометризации залежи в дельтовых песчаниках меловых отложений севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции 51
В.А. Кузнецова, К.А. Костеневич, Е.В. Ширикова

Структурно-тектоническое районирование палеозойских отложений Западного Таймыра 60
Е.А. Зыза, Е.Е. Полек, И.С. Игонин

Решение обратной задачи определения начального компонентного состава углеводородов газоконденсатного месторождения по известным промысловым данным 73
А.А. Гимазов, Б.Х. Имомназаров, Б.Н. Старовойтова, А.Н. Байкин, В.М. Бабин, Д.Ф. Хамидуллин, Д.Н. Купоросов

Эволюция геометрии песчаных тел прибрежной равнины в условиях трансгрессии (на примере пластов группы ТП Танопчинской свиты) 87
А.С. Потапова, В.А. Кузнецова

Влияние песчаников с высокой концентрацией тяжелых минералов на распределение углеводородов в залежи на примере месторождения Западной Сибири 96
В.А. Кузнецова, К.А. Костеневич, А.Д. Алимгафарова, Е.В. Панев, А.Г. Сафронова

Анализ PVT-свойств пластовых газов Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления Байкитской нефтегазоносной области на основании региональных трендов 109
М.В. Гагина, В.Г. Волков, О.А. Гогебашвили

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

Журнал включен/индексируется в:
- **Scopus**
- **Web of Science (ESCI)**
- **RSCI**
- **Ядро РИНЦ**

- **Второй квартиль Q2** по данным SCImago (SJR) (в 2023 г. по направлениям «Геология» и «Геофизика»)
- Журнал включен в **Перечень ВАК** (категория К1)

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

Редакционная коллегия
С.Г. Кузьменков, Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия
А.В. Лаломов, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, 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»
T. Koning, Independent Consultant, Calgary, Canada

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

Редакция
Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь: **Д.А. Христофорова**
Научный редактор: Г.И. Мухамадуллина; специалист по компьютерной 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 30.09.2024. 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

© 2024 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/)

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

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

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 26. № 3. 2024

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Информация от Издателя

Журнал «Георесурсы» включен в Russian Science Citation Index (RSCI)

RSCI – авторитетный национальный рейтинг научных журналов, который формируется Российской академией наук и Научной электронной библиотекой.

Чтобы журнал попал в список RSCI, эксперты проверяют его по многим критериям. Самое важное – это проведение качественного рецензирования, позволяющего достичь высокого уровня научных статей, а также то, насколько журнал является авторитетным в своей научной области. Оценку проводят эксперты, которые хорошо разбираются в тематике.

Включенные в RSCI журналы приобретают определенные преимущества. Например, автоматически приравниваются к К1 ВАК. Также журналы RSCI получают дополнительные баллы при определении уровня «Белого списка», оператором которого является Российский центр научной информации (РЦНИ).

Содержание

Статьи

Интегрированное моделирование многозонного гидроразрыва низкопроницаемых коллекторов 116
В.Н. Астафьев, Г.М. Митрофанов

Использование соотношений стабильных изотопов $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$ в задачах нефтяной геологии 126
Е.А. Краснова, А.В. Ступакова, Р.С. Сауткин, А.В. Корзун, М.А. Большакова, А.А. Суслова

Георесурсы и филателия

Георесурсы и филателия: Сказ про сжиженный природный газ 138
В.В. Соколов

Статьи

Морфометрический подход к количественной оценке мощности отложений меандрирующих палеорусел тюменской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна 143
Т.В. Ольнева, М.Ю. Орешкова, А.В. Буторин, А.С. Егоров

Определение удельного электрического сопротивления керна с помощью тороидальных катушек: математическое моделирование 151
М.И. Эпов, В.Г. Мамяшев, И.В. Михайлов, И.В. Суродина, М.Н. Никитенко

Модель взаимодействия скважин при заводнении слоисто-неоднородного нефтяного пласта в рамках концепции CRM-моделирования 162
А.А. Глушаков, А.И. Архипов, И.В. Афанаскин

Оценка пространственного распределения петрофизических свойств осадочных толщ многомерными сплайнами 175
В.В. Лапковский, В.А. Конторович, К.И. Канакова, С.Е. Пономарева, Б.В. Лунёв

Литологическая характеристика и условия формирования отложений викуловской свиты центральной части Красноленинского свода Западной Сибири 184
А.В. Постников, О.В. Постникова, Е.С. Изъюрова, О.В. Сивальнева, А.Д. Изъюров, О.А. Зуева, Р.Р. Юнусов

Генетические коэффициенты Cl/Br, B/Br и Na/K: принципы их использования для уточнения генезиса природных вод 198
Т.А. Киреева

Изменение характеристик керогена и минеральной матрицы пород баженовских отложений при лабораторном моделировании гидротермальных процессов 206
Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков, А.П. Вайтехович, Н.В. Пронина, Д.А. Грязнова, Д.А. Марунова, Г.А. Калмыков

Применение циклической закачки раствора ксантана с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти из неоднородных терригенных пластов 220
А.В. Деньгаев, А.Ф. Максименко, Л.В. Иванова, В.В. Дуркин, Д.Ю. Саврей, Б.В. Саргин

Прогнозирование вязкостно-температурной зависимости смеси нефтей по информации об их плотности, содержании парафина, смол, асфальтенов и фракционном составе 232
А.Р. Валеев, Р.Р. Ташбулатов, Я. Чэнь, Р.М. Каримов

Добыча нефти и газа из сланцевых формаций в США – текущее состояние и прогнозы 240
Н.А. Иванов, Н.Н. Пусенкова, А.В. Соколов

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

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

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEORESURSY

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

V. 26. Is. 3. 2024

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

Editorial Board
Tako Koning, Independent Consultant, Calgary, Canada
Alexander V. Lalomov, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of Russian Academy of Science, 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;**
- **Ulrich's Periodicals Directory.**

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

Table of Contents

Editor-in-chief's column

Georesources of Russia against the background of external and internal changes
A.V. Sokolov

Articles

Geological and Technological Challenges and Experience in Developing Hard-to-Recover Reserves 7
A.V. Yazkov, S.V. Kolbikov, N.A. Shadchnev, O.V. Luybimova, P.G. Ibadullaev

Complex Analysis of Coastal-Continental Geological Formations for the Clarification of Geological Model 13
G.V. Kazantsev

Experience in Conducting Field Seismic Surveys Using High-Performance "Slip-Sweep" Technology 20
V.I. Kuznetsov, Yu.N. Dolgikh, D.V. Scachkov, V.V. Sokolovsky, S.V. Pisarchuk, A.A. Globov

Processing Vibrograms as a Way to Improve the Quality of High-Performance Vibroseismic Survey Results 27
Yu.N. Dolgikh, D.V. Gulyaev, V.V. Sokolovsky, V.I. Kuznetsov

Integrated Approach to the Construction of Geological Models Based on Facies Analysis 33
O.S. Generalenko, I.V. Shelepov, O.E. Ermakova, I.V. Motorin, G.N. Vorobyova, D.D. Paramoshina

Creation of a Sequence-Stratigraphic Model to Clarify the Geological Structure of Coastal-Continental Sediments of the Tanopchinskaya Suite 43
E.A. Potapova, R.R. Shakirov, A.A. Evdoshchuk, T.V. Levanyuk, O.S. Leontieva

Features of Geometrization of Deposits in Deltaic Sandstones of Cretaceous Sediments in the North of the West Siberian Oil and Gas Province 51
K.A. Kostenevich, E.V. Shirikova, V.A. Kuznetsova

Structural and Tectonic Zoning of Paleozoic Deposits of Western Taimyr 60
E.A. Zyza, E.E. Polek, I.S. Igonin

Solution of the Inverse Problem of Determining the Initial Hydrocarbons Composition in a Gas-Condensate Reservoir Using Field Data 73
A.A. Gimazov, B.Kh. Imomnazarov, B.N. Starovoytova, A.N. Baykin, V.M. Babin, D.F. Khamidullin, D.N. Kuporosov

Evolution of the Geometry of Coastal Plain Sand Bodies During Transgression (on the Example of Formations of the TP Group of the Tanopchinskaya Suite) 87
A.S. Potapova, V.A. Kuznetsova

The Influence of Sandstones with a High Concentration of Heavy Minerals on the Distribution of Hydrocarbons in a Reservoir Using the Example of a Field in Western Siberia 96
V.A. Kuznetsova, K.A. Kostenevich, A.D. Alimgafarova, Y.V. Panev, A.G. Safronova

PVT-Properties Analysis of Reservoir Gases of the Yurubcheno-Tokhom Oil and Gas Accumulation Zone of the Baikit Oil and Gas Region Based on Regional Trends 109
M.V. Gagina, V.G. Volkov, O.A. Gogebashvili

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

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

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEORESURSY

V. 26. Is. 3. 2024

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: September 30, 2024

© 2024 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)

Published by Georesursy LLC

Table of Contents

Articles

Integrated Modeling of Multi-Stage Hydraulic Fracturing of Low-Permeable Reservoirs 116
V.N. Astafyev, G.M. Mitrofanov

Stable Isotope Ratios $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$ in Petroleum Geology Application 126
E.A. Krasnova, A.V. Stoupakova, R.S. Sautkin, A.V. Korzun, M.A. Bolshakova, A.A. Suslova

Georesources and philately

Liquified Natural Gas 138
V.V. Sokolov

Articles

Morphometric Approach to Quantitative Assessment of Thickness of Sediments Meandering Paleochannels of the Tyumen Formation of the West Siberian Oil and Gas Basin 143
T.V. Olneva, M.Yu. Oreshkova, A.V. Butorin, A.S. Egorov

Application of Toroidal Coils to Obtain Electrical Resistivity of Core Samples: Mathematical Modeling 151
M.I. Epov, V.G. Mamyashev, I.V. Mikhaylov, I.V. Surodina, M.N. Nikitenko

Model of Well Interference During Waterflooding of a Layered Heterogeneous Oil Reservoir within the Framework of the CRM Modeling Concept 162
A.A. Glushakov, A.I. Arhipov, I.V. Aafanaskin

Prediction of the Spatial Distribution of Petrophysical Properties of Sediment Formations Using Multidimensional Splines 175
V.V. Lapkovsky, V.A. Kontorovich, K.I. Kanakova, S.E. Ponomareva, B.V. Lunev

Lithological Characteristics and Formation Conditions of Sediments of the Vikulov Formation within the Central Part of the Krasnoleninsky Arch of Western Siberia 184
A.V. Postnikov, O.V. Postnikova, E.S. Iz'yurova, O.V. Sivalneva, A.D. Iz'yurov, O.A. Zueva, R.R. Yunusov

Principles of Using Cl/Br, B/Br and Na/K Ratios to Clarify the Genesis of Natural Waters 198
T.A. Kireeva

Changes in Kerogen and Mineral Matrix Characteristics of Rocks of Bazhenov Deposits during Laboratory Modelling of Hydrothermal Processes 206
G.G. Savostin, A.G. Kalmykov, A.P. Vaitekhovich, N.V. Pronina, D.A. Griaznova, D.A. Marunova, G.A. Kalmykov

The Use of Cyclic Injection of Xanthan Solution in order to Increase the Oil Recovery Factor from Heterogeneous Terrigenous Reservoirs ... 220
A.V. Dengaev, A.F. Maksimenko, L.V. Ivanova, V.V. Durkin, D.Y. Savrey, B.V. Sargin

Prediction of the Viscosity-Temperature Dependence of a Mixture of Oils Based on Information about the Density, Content of Paraffin, Resins, Asphaltenes and Fractional Composition 232
A.R. Valeev, R.R. Tashbulatov, Y. Chen, R.M. Karimov

Production of Shale Oil and Gas in the US: Current Status and Prospects 240
N.A. Ivanov, N.N. Poussenkova, A.V. Sokolov

II Ежегодная конференция

«Изучение перспектив нефтегазоносности севера Западной Сибири». Трудноизвлекаемые запасы»

4-5 июня 2024 г. в Тюмени состоялась II-я ежегодная геологическая конференция «Изучение перспектив нефтегазоносности севера Западной Сибири. Трудноизвлекаемые запасы», организованная Компанией НОВАТЭК.

Стратегическая цель геологической конференции – обеспечить на долгосрочной основе функционирование междисциплинарной площадки для обсуждения и решения технологических вызовов, связанных с эффективным освоением (поиском, разведкой, разработкой, добычей) месторождений нефти и газа севера Западной Сибири.

II-я конференция НОВАТЭК стала значительным событием для многих специалистов и экспертов отрасли. В конференции приняли участие более 400 специалистов из 78 организаций, включая ведущие российские и зарубежные компании и научные учреждения. В работе конференции участвовали делегации ФБУ «ГКЗ», ЗапСибНИИГГ, ГЕОДАТА, ИННГ СО РАН, ИПНГ РАН, МГУ им. М.В. Ломоносова, СПбГУ «Горный», КФУ, ТИУ, представители крупных нефтегазодобывающих компаний – Газпром, Газпромнефть, ЛУКОЙЛ, Роснефть, Татнефть, НОВАТЭК, CNPC, CNODC, а также сервисных организаций.

А.Е. Наталенко, Председатель Совета директоров ПАО «НОВАТЭК»:
«Нам необходимо обеспечить эффективное использование разведанных запасов, т.е. максимально полное и притом рентабельное извлечение углеводородов из недр за счет применения новых технологий. Углеводороды и минеральные ресурсы – это начало пищевой цепочки экономики страны, и только совместными усилиями, коллективным разумом, объединением интеллекта государства, недропользователей, представителей научного сообщества, наших иностранных партнеров можно решить существующий комплекс проблем».

В.А. Кудрин, Заместитель Председателя Правления – директор по геологии ПАО «НОВАТЭК»:
«Следует признать, что потенциал открытия новых уникальных месторождений в Западной Сибири исчерпан. В настоящее время поиск, оценка, разведка и освоение новых месторождений нефти, газа и газового конденсата сопряжены с огромными геологическими рисками и требуют выработки принципиально отличающихся механизмов государственного регулирования и геологического изучения недр недропользователями.

Необходимо, как минимум, в дополнение к действующему механизму адресных налоговых льгот разработать процедуры и критерии глубокого дифференцирования налогового режима. Следует учитывать факторы социальной значимости сохранения добычи на низкорентабельных месторождениях, необходимо искать баланс между интересами государства и недропользователей, необходимо взвешено относиться к обеспечению технологического суверенитета, рационально решать задачи локализации оборудования и технологий».

Вовлечение трудноизвлекаемых запасов в добычу, использование остаточных запасов разрабатываемых месторождений, освоение удаленных месторождений представляют общие вызовы для отрасли, требуют наукоемких методов при снижении затрат на геологоразведку и добычу. Темы докладов затронули поставленную повестку конференции в расширенном контексте, с учетом общей экономической ситуации, существующих подходов к государственному регулированию, налоговой политике. Геополитическая и экономическая ситуация обусловливает необходимость использования отечественных технологий и оборудования, или продукции из дружественных стран. Ключевыми для решения проблем, связанных с освоением ресурсной базы севера Западной Сибири, являются совместные усилия недропользователей, научных организаций, сервисных компаний и государства.

Конференция «Изучение перспектив нефтегазоносности севера Западной Сибири. Трудноизвлекаемые запасы» будет проходить на ежегодной основе с расширением повестки на актуальные темы в области технологий разведки и разработки запасов нефти и газа, а также в области государственного регулирования вопросов добычи и освоения месторождений севера Западной Сибири.

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.1

УДК 622.276

Геолого-технологические вызовы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов

А.В. Языков[1], С.В. Колбиков[1], Н.А. Шадчнев[1], О.В. Любимова[1], П.Г. Ибадуллаев[2]*

[1]ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

[2]ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

В статье представлены результаты освоения трудноизвлекаемых запасов газоконденсатных залежей в низкопроницаемых ачимовских и юрских пластах со значительным аномально высоким пластовым давлением. Выделены основные геолого-технологические и экономические факторы, осложняющие освоение этих запасов. Приведены характерные примеры геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств ачимовских и юрских пластов, обусловливающие низкую продуктивность скважин. Показана эволюция усложнения конструкций эксплуатационных скважин. Проанализировано влияние экономических факторов на рентабельность разработки и на коэффициенты газо- и конденсатоотдачи таких залежей.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, газоконденсатные залежи, ачимовские, юрские отложения, аномально высокое пластовое давление, гидроразрыв пласта

Для цитирования: Языков А.В., Колбиков С.В., Шадчнев Н.А., Любимова О.В., Ибадуллаев П.Г. (2024). Геолого-технологические вызовы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов. *Георесурсы,* 26(3), с. 7–12. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.1

С конца 70-х годов прошлого века Западная Сибирь стала основной ресурсной базой для добычи нефти, а Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) – по добыче газа. С 1990 года 90% добычи газа по РФ приходится на ЯНАО. Более 40 лет добычи газа в ЯНАО приходилось на уникальные по запасам сеноманские залежи. На сегодня выработаны наиболее экономически рентабельные запасы сеноманского газа. На Медвежьем месторождении этот показатель составляет 97%, на Уренгойском – 89%, Ямбургском – 78%, Заполярном – 72%. В целом по ЯНАО выработанность запасов сеноманского газа на разрабатываемых месторождениях составляет 81%. Геологический потенциал открытия уникальных и крупных (300 и более млрд м^3) месторождений на суше ЯНАО исчерпан. По мере истощения сеноманских залежей подключались запасы нижнемеловых залежей, характеризующиеся кратно меньшими запасами по сравнению с сеноманом, более сложным геологическим строением и средними фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Освоение нижнемеловых залежей позволило поддерживать темп добычи газа последние годы, но с 2027 года уже не обеспечит поддержание постоянного уровня добычи газа в ЯНАО.

Согласно Государственному балансу полезных ископаемых, начальные геологические запасы ЯНАО по состоянию на 2023 год составляют порядка 27 трлн м^3 газа. Из них более 20 трлн м^3 приходилось на меловые залежи Надым-Пуртазовского региона, более 35% которых уже добыто.

Основой ресурсной базы не только для поддержания, но и для наращивания объемов добычи газа являются ачимовские и юрские залежи Ямала и Гыдана, начальные запасы которых составляют более 2,2 трлн м^3, а ресурсы исчисляются десятками триллионов (Брехунцов и др., 2023). Ввод этих запасов и ресурсов потребует значительных инвестиций, связанных не только с суровым климатом, отсутствием дорог, портов, ограниченным периодом навигации, большими расстояниями, сложностью логистики. Особенностью ачимовских и юрских залежей являются крайне низкая проницаемость, аномально высокое пластовое давление, сложные обстановки осадконакопления.

Ниже представлены основные факторы геолого-технологических и экономических рисков.

В области геологии:

• Высокая расчлененность и макронеоднородность продуктивных пластов, связанные с прибрежными и глубоководными обстановками осадконакопления. Низкие коллекторские свойства на грани «коллектор»–«неколлектор» обусловливают высокую водонасыщенность продуктивных пластов.

• Экстремально низкий коэффициент проницаемости 0,01–1 мД приводит к низкой продуктивности скважин и высоким темпам падения добычи. Для обеспечения рентабельных дебитов скважин и накопленной добычи углеводородного сырья (УВС) приходится использовать дорогостоящие конструкции эксплуатационных скважин с высокотехнологическими типами заканчивания, с горизонтальными стволами до 2000 м, муфтами гидроразрыва пласта (ГРП), пакерами для проведения многостадийных, больше-объемных ГРП с массой проппанта до 300 т на каждую стадию.

• Значения аномально высокого пластового давления (АВПД) выше 1,5 увеличивают количество обсадных колонн скважин, что удорожает стоимость скважин.

* Ответственный автор: Сергей Валентинович Колбиков
e-mail: Kolbikov@novatek.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

В области разработки:

• Низкие значения гидропроводности пластов обусловливают малые значения дренируемых объемов, что требует стимуляции призабойных зон и переход на сетки скважин с высокой плотностью.

• Высокое содержание конденсата (200–1000 г/м^3) при низких ФЕС обусловливает потери в пласте до 75%. Интенсивное выпадение конденсата в призабойных зонах пласта (ПЗП) увеличивает скин-фактор, снижая фазовую проницаемость, усугубляя и без того высокие темпы падения добычи.

• Для обеспечения промышленных объемов добычи газа и конденсата необходимо применять сложные и дорогостоящие методы заканчивания скважин, требующие значительных капиталовложений: бурение горизонтальных секций длиной до 2000 м с увеличением количества стадий ГРП до 20, использования технологий увеличения эффективности ГРП.

В области бурения:

• Высокая температура (100–150 С°) и АВПД (450–800 кгс/см^2), обусловливающие повышенные технические и технологические требования к конструкции скважин;

• Использование бурового раствора высокой плотности (1,55–2,15) с большим количеством нерастворимого утяжелителя;

• Узкий гидравлический коридор безопасного «окна» бурения;

• Высокие требования к буровому оборудованию (верхнему приводу, буровым насосам, противовыбросовому оборудованию);

• Больший коэффициент запаса по конструкции скважины (обсадные колонны более высокой группы прочности).

В области технологии:

• Существенная часть запасов осложнена наличием массивной переходной зоны, что предполагает необходимость использования технологий и оборудования для предотвращения и борьбы с осложнениями в виде гидратообразования в скважинах и объектах системы сбора и транспорта углеводородов, обводнения продукции и самозадавливания скважин.

• Содержащийся в пластовом газе CO_2 при взаимодействии с водой вызывает повышенный коррозионный износ лифтовых колонн и порождает необходимость применения дорогостоящих насосно-компрессорных труб с высоким содержанием хрома.

Рассмотрим приведенные факторы на конкретных примерах. Ачимовские газоконденсатные залежи Уренгойского региона приурочены к сложнопостроенным глубоководным конусам выноса (рис. 1), что обусловило их высокую макронеоднородность по вертикали и по площади.

Отсутствие гидродинамической связанности отдельных конусов выноса и ряда лопастей в них подтверждено различными начальными флюидальными контактами в выделенных блоках и различным флюидальным составом (в том числе начальным потенциальным содержанием C_{5+}). На рисунке 2 выделены границы блоков, определенные по результатам эксплуатационного бурения и доразведки геологического строения пилотными стволами с расширенным комплексом геофизических исследований

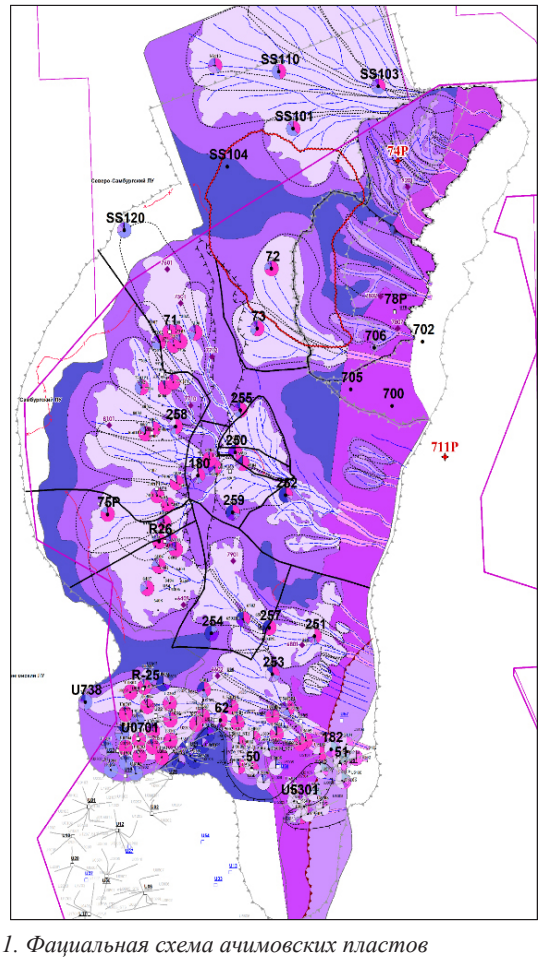


Рис. 1. Фациальная схема ачимовских пластов

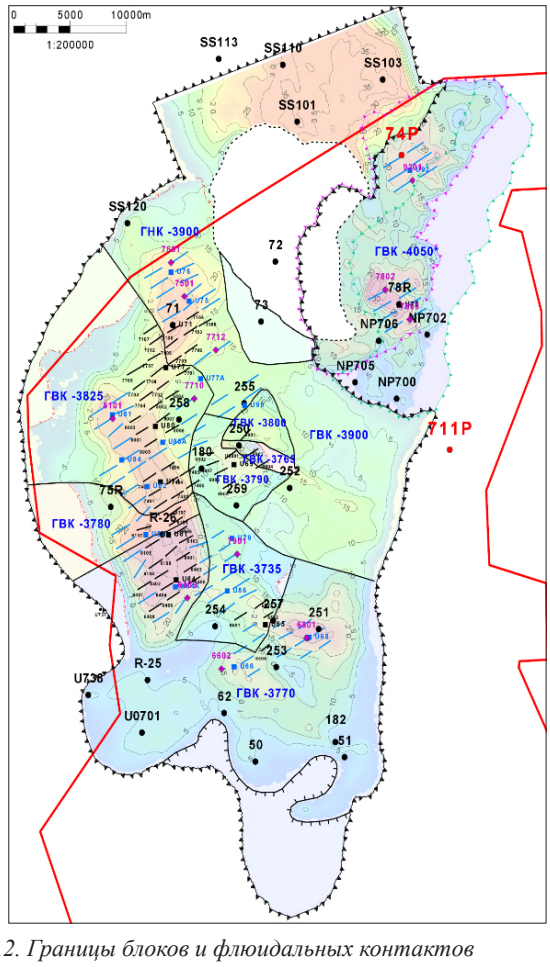


Рис.2. Границы блоков и флюидальных контактов

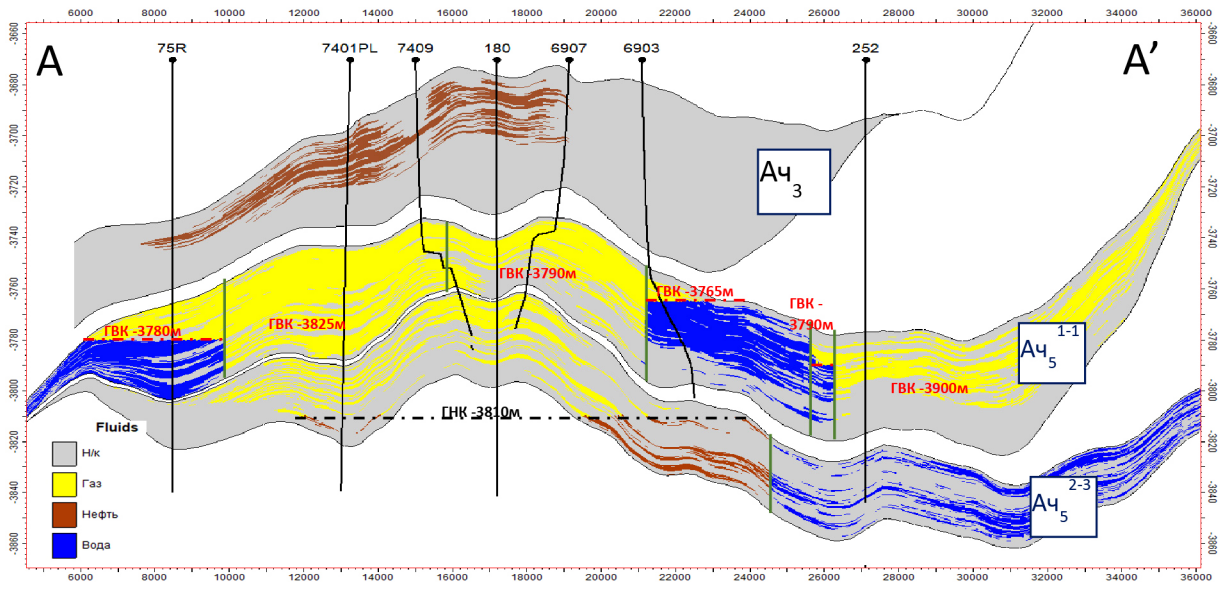


Рис. 3. Высокая неоднородность по разрезу флюидонасыщения и распространения коллекторов

скважин (ГИС), а также с испытаниями методами гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле в открытом стволе. Границы перенесены на схему фациального строения (рис. 1), а контакты – на геологический разрез (рис. 3), подтверждающий их обоснованность.

Создание детальной геологической модели требует большого объема геологоразведочных работ, при этом остаются существенные риски не подтверждения модели на этапе эксплуатационного бурения. Для ачимовских продуктивных пластов сложность строения обусловлена делением на отдельные конуса выноса с различными отметками межфлюидных контактов и фазовым состоянием залежей. Отдельные лопасти, в свою очередь, представлены серией песчаных линз, которые также могут образовывать изолированные тела.

Второй группой факторов риска являются низкие ФЕС ачимовских и юрских пластов. Как уже отмечалось ранее, низкая проницаемость пластов подтверждается данными керновых исследований (рис. 4), ГИС и гидродинамических исследований скважин (ГДИС) (рис. 5). Как видно из рис. 4, значения коэффициента проницаемости практически всех образцов керна из юрских пластов лежат в диапазоне 0,001–1,0 мД. Медианное значение коэффициента абсолютной проницаемости по керну составляет менее 0,1 мД. Для термобарических условий пласта эти значения еще ниже.

Газодинамические исследования скважин ачимовских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) подтверждают крайне низкие значения проницаемости: по результатам анализа данных кривой восстановления пластового давления (КВД) фазовая проницаемость ачимовских пластов составляет 0,011 мД. В процессе эксплуатации скважин и снижения пластового давления снижаются как абсолютная, так и фазовая проницаемости пласта вследствие сжимаемости порового пространства и выпадения конденсата преимущественно в призабойных зонах пласта.

Низкие ФЕС обусловливают высокие темпы снижения продуктивности скважин. Дебит скважин по газу снижается в первый год эксплуатации до 60%, темп снижения устьевых и забойных давлений при этом составляет 90 бар/мес (рис. 6). Другими словами, газоконденсатные скважины в коллекторах с проницаемостью менее 1 мД демонстрируют сопоставимые темпы снижения продуктивности с нефтяными скважинами в низкопроницаемых коллекторах (с $K_{пр}$ < 2 мД).

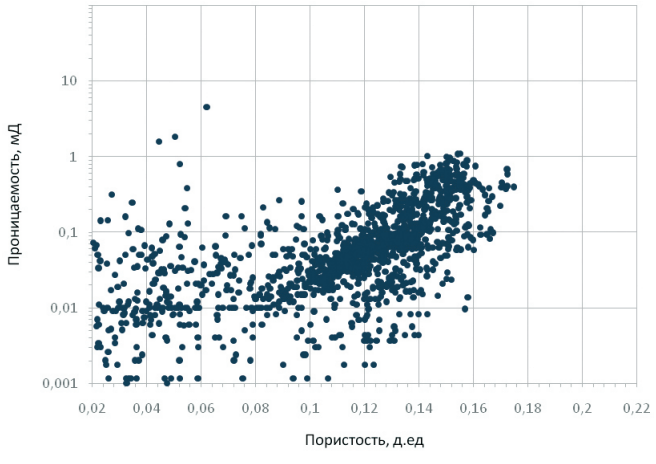


Рис. 4. Зависимость коэффициента проницаемости от пористости для керна ачимовских пластов Уренгойского месторождения

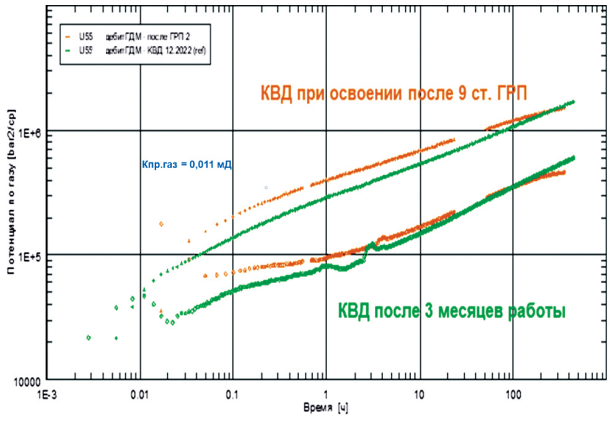


Рис. 5. Результаты КВД эксплуатационной скважины на ачимовские залежи Уренгойского НГКМ

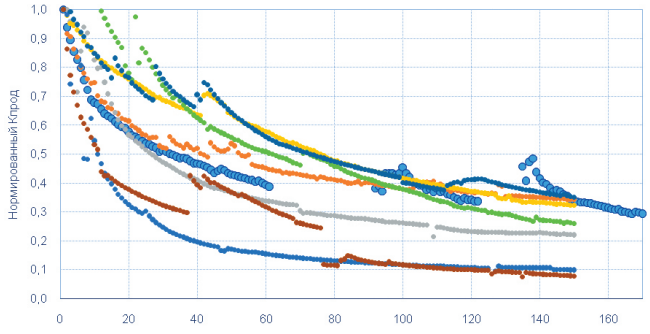


Рис. 6. Нормированный коэффициент продуктивности ачимовских скважин Уренгойского НГКМ

При высоком потенциальном содержании конденсата ($ПС_{5+}$) проявляется эффект конденсатной банки, усугубляя снижение продуктивности, что приводит к более высоким потерям конденсата в пласте.

Поиск рентабельных вариантов разработки низкопроницаемых коллекторов требует поиска и развития новых технологий. Если в 2011 году при проектировании разработки ачимовских залежей Уренгойского месторождения закладывались только наклонно-направленные скважины с одной стадией ГРП небольшого объема на максимальные толщины и высокие ФЕС (более 50 м и проницаемостью более 1–5 мД), то спустя 12 лет осуществлен технический и технологический переход на бурение горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка до 1800 м и проведением до 20 стадий многостадийного ГРП с объемом проппанта до 300 т на стадию (рис. 7). Это позволило вовлекать в разработку запасы газоконденсата с толщинами до 15 м и проницаемостью менее 1 мД.

На рис. 8 проиллюстрирован пример обоснования вовлечения рентабельных толщин для различных ФЕС пласта в зависимости от плотности сетки скважин (длины ГС). Оптимизация конструкций заканчиваний эксплуатационных скважин проводилась на адаптированных постоянно-действующих геолого-технологических моделях, настроенных в том числе на историю эксплуатации фактически пробуренных горизонтальных скважин (ГС) с различным количеством стадий ГРП и их объемом. Результаты оптимизации свидетельствуют, что максимальный чистый дисконтированный доход (ЧДД) характерен для скважин, вскрывающих пласты с наибольшими газонасыщенными толщинами и лучшими коллекторскими свойствами. Уменьшение газонасыщенных толщин до 15–20 м и снижение проницаемости до 0,3–0,7 мД, характерных для юрских пластов, приводит к нерентабельности бурения таких скважин. Учет затрат в строительство промысловой инфраструктуры сдвигает границу безубыточного бурения в зону более высоких толщин и ФЕС.

Увеличение длин горизонтальных стволов, количества стадий и объема ГРП позволило вовлекать в разработку удаленные зоны пласта и тем самым увеличивать прогнозные коэффициенты газо- и конденсатоотдачи низкопроницаемых пластов (рис. 9).

Для повышения достоверности получаемой геолого-промысловой информации на базе ООО «НОВАТЭК НТЦ» развиваются новые направления обработки и интерпретации сейсмических данных, сейсмо-фациального моделирования, геомеханики, обработки и интерпретации гидродинамических и газоконденсатных исследований, построения детальных геолого-гидродинамических моделей изучаемых объектов. В 2022 году введен

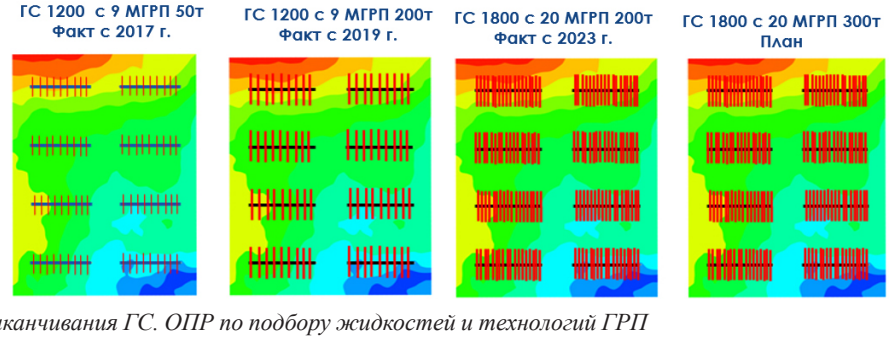


Рис. 7. Усложнение заканчивания ГС. ОПР по подбору жидкостей и технологий ГРП

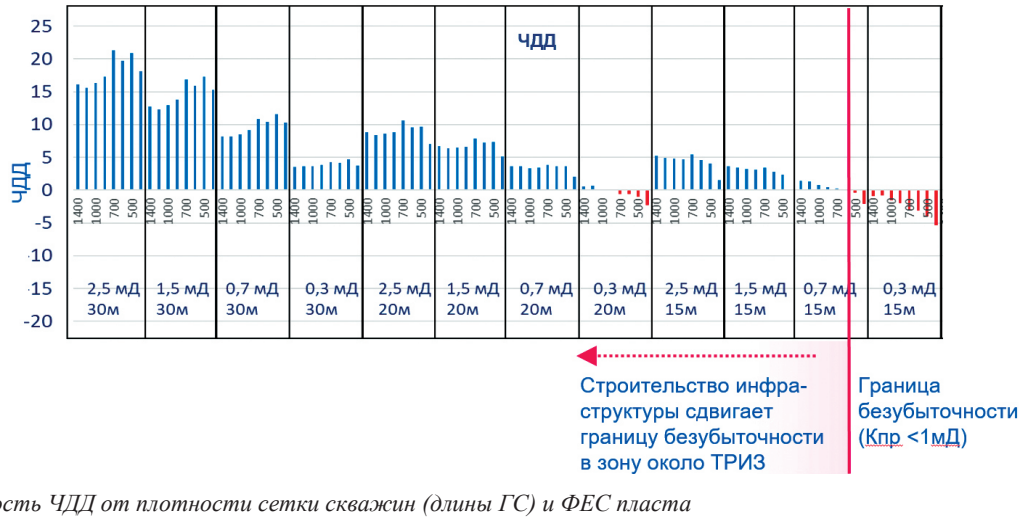


Рис. 8. Зависимость ЧДД от плотности сетки скважин (длины ГС) и ФЕС пласта

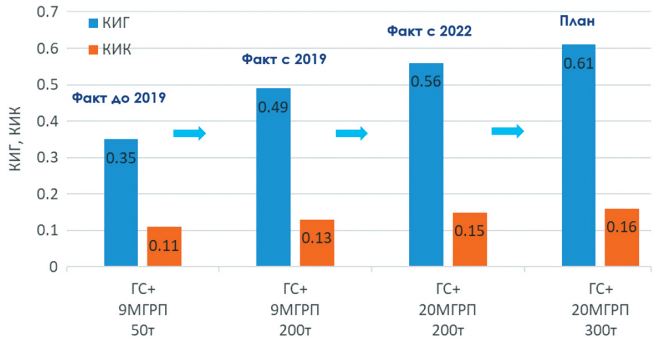


Рис. 9. Увеличение коэффициентов извлечения трудноизвлекаемых запасов

в эксплуатацию лабораторно-исследовательский центр с уникальным набором оборудования для изучения кернового материала, пластовых жидкостей и газов (рис. 10), включая новые методы исследований многофазных потоков в условиях низкопроницаемых коллекторов, изучения ФЕС и потоковые эксперименты в термобарических условиях при высоких температурах и АВПД.

Бурение глубоких скважин на ачимовские и юрские пласты с АВПД со сложным закачиванием, многостадийным ГРП и последующим освоением с использованием бурения гибкими насосно-компрессорными трубами в условиях Крайнего Севера приводит к существенному удорожанию буровых работ, ГРП и освоения скважин. Строительство дорог, промысла, сетей сбора и подготовки продукции, компрессорных станций в условиях доставки только в летний период навигации – не менее затратный процесс. Высокие риски внедрения новых технологий освоения залежей УВС в низкопроницаемых пластах в условиях Крайнего Севера связаны не только с высокими капитальными и эксплуатационными затратами, но и с высокими налогами, которые в совокупности с затратной частью ставят эксплуатационное бурение на толщины менее 15–20 м на грань нерентабельного при снижении проницаемости менее 1 мД (рис. 11). Как видно из рис. 11, величина налогов сопоставима с величиной капитальных затрат на стоимость бурения, ГРП и освоения скважин и варьируется от 90 до 123% от нее. В связи с этим, создание специальных налоговых режимов

Рис. 10. Комплекс лабораторных исследований керна и пластовых флюидов на базе лабораторно-исследовательского центра в ООО «НОВАТЭК НТЦ»

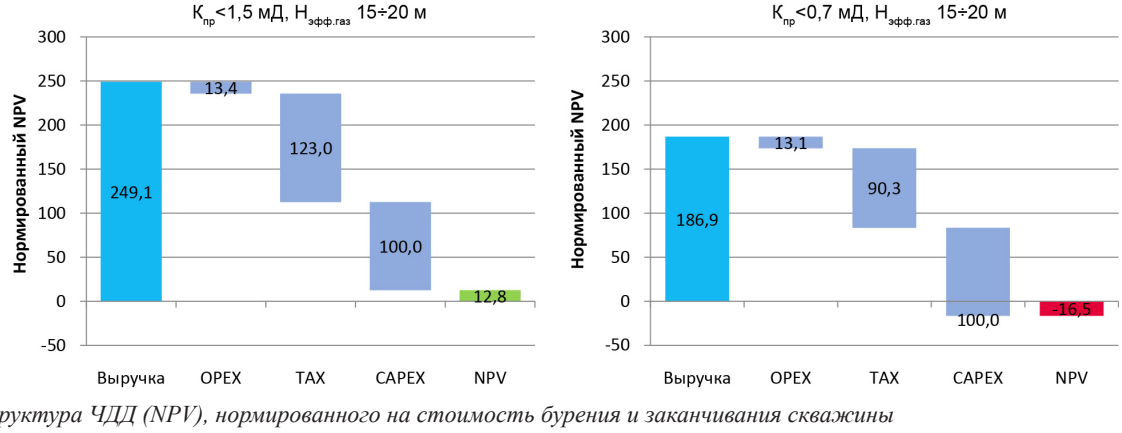


Рис. 11. Структура ЧДД (NPV), нормированного на стоимость бурения и заканчивания скважины

для газоконденсатных залежей в низкопроницаемых ачимовских и юрских пластах с высоким АВПД позволит существенно ускорить освоение значительных ресурсов газа для поддержания высоких уровней добычи в РФ.

Выводы

Уникальные запасы и ресурсы газоконденсата ачимовских и юрских залежей севера ЯНАО, которые характеризуются сверхнизкими значениями проницаемости (менее 1 мД) и АВПД (60–80 МПа) с коэффициентами аномальности 1,5–2,1, на сегодня являются основной ресурсной базой для поддержания высоких уровней добычи УВС в ближайшие 20–30 лет.

Для вовлечения их в промышленную разработку компаниям требуется освоить технологии горизонтального бурения в условиях АВПД до 2,2, проведения эффективных МГРП с оптимизированными составами жидкостей ГРП для сохранения высокой проводимости трещины и минимизации повреждения ФЕС продуктивного пласта.

За последние 10 лет ПАО «НОВАТЭК» приобрел опыт разработки низкопроницаемых коллекторов и обладает необходимыми технологиями для их успешного освоения. В ближайшие 16 лет доля добычи трудноизвлекаемого газа в балансе ПАО «НОВАТЭК» составит около 60%, что стимулирует компанию к развитию новых технологий для повышения рентабельности их освоения.

Литература

Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Грамматчикова Е.Г. (2023). Состояние и анализ развития ресурсной базы углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и шельфа Карского моря. *Георесурсы*, 25(1), с. 15–23. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2

Сведения об авторах

А.В. Языков – директор департамента разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2

С.В. Колбиков – начальник управления прогнозирования и проектирования разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2
e-mail: Kolbikov@novatek.ru

Н.А. Шадчнев – начальник управления геологического мониторинга разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2

О.В. Любимова – начальник отдела департамента разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2

П.Г. Ибадуллаев – старший эксперт департамента геологии и разработки, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7

Статья поступила в редакцию 16.07.2024;
Принята к публикации 30.07.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geological and Technological Challenges and Experience in Developing Hard-to-Recover Reserves

A.V. Yazkov[1], S.V. Kolbikov[1], N.A. Shadchnev[1], O.V. Luybimova[1], P.G. Ibadullaev[2]*
[1]*NOVATEK, Moscow, Russian Federation*
[2]*NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Sergey V. Kolbikov, e-mail: Kolbikov@novatek.ru*

Abstract. The article considers the results of development of hard-to-recover reserves of gas condensate deposits in low-permeability Achimov and Jurassic formations with significant abnormally high reservoir pressure. The main geological, technological and economic factors complicating the development of these reserves are identified. Typical examples of the geological structure, filtration and capacity properties of Achimov and Jurassic formations that determine low well productivity are given. The evolution of the complexity of production well designs is shown. The influence of economic factors on the profitability of development and on the gas and condensate recovery factors of such deposits are analyzed.

Keywords: hard-to-recover reserves, gas condensate deposits, Achimov, Jurassic deposits, abnormally high reservoir pressure, hydraulic fracturing

Recommended citation: Yazkov A., Kolbikov S., Shadchnev N., Luybimova O., Ibadullaev P. (2024). Geological and Technological Challenges and Experience in Developing Hard-to-Recover Reserves. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 7–12. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.1

Manuscript received 16 July 2024;
Accepted 30 July 2024;
Published 30 September 2024

References

Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I., Grammatchikova E.G. (2023). Status and development prospects of the hydrocarbon resource base of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug and the Kara Sea shelf. *Georesursy = Georesources,* 25(1), pp. 15–23. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2

About the Authors

A.V. Yazkov – Director of Field Development Department, NOVATEK
90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation

S.V. Kolbikov – Head of Field Development Forecasting and Design Department, NOVATEK
90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation
e-mail: Kolbikov@novatek.ru

N.A. Shadchnev – Head of Field Development Geological Monitoring Department, NOVATEK
90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation

O.V. Lyubimova – Head of Division, Field Development Department, NOVATEK
90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation

P.G. Ibadullaev – Senior Expert, Department of Geology and Development, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.2

УДК 553.982

Комплексный анализ пластов прибрежно-континентального генезиса с целью уточнения геологической модели

Г.В. Казанцев
ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия
e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru

Целью данной работы является уточнение геологической модели пластов прибрежно-континентального генезиса и повышение эффективности заложения горизонтальных скважин. На основе комплексного анализа геолого-геофизической информации и описания керна построена фациальная и трехмерная геологическая модель пластов $ТП_{16}$ прибрежно-континентального генезиса. Пласты $ТП_{16}$ характеризуются сильной изменчивостью по латерали и низким коэффициентом песчанистости. В ходе работы были использованы данные сейсмической инверсии, геофизических исследований скважин и замеров гидродинамического каротажа. По данным сейсмической инверсии выполнена корреляция геологических объектов. Поинтервальный анализ сейсмических кубов совместно с данными результатов испытаний позволили достоверно определить стратиграфию и хронологию формирования исследуемых пластов. В результате выполненных исследований для каждого пласта получены сейсмические атрибуты, описывающие геологическое строение залежей, возможное распределение продуктивных объемов и фильтрационно-емкостных свойств. По сейсмическим атрибутам выделены границы каналов с приливно-отливным влиянием и пойменных областей. С учетом выделенных границ геологических объектов обновлена фациальная и трехмерная геологическая модель, и заложено бурение эксплуатационных скважин. Точность геологической модели подтверждена бурением 8 горизонтальных скважин со средней эффективной проходкой по коллектору 1640 метров (80%) и средним коэффициентом проницаемости 108 мД.

Ключевые слова: гидродинамический каротаж, детерминистическая инверсия, прибрежно-континентальные отложения, трехмерная геологическая модель

Для цитирования: Казанцев Г.В. (2024). Комплексный анализ пластов прибрежно-континентального генезиса с целью уточнения геологической модели. *Георесурсы,* 26(3), с. 13–19. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.2

Введение

Приливно-отливной равниной называется плоский участок морского берега, заливаемый во время прилива. Она образуется на подверженных влиянию мезо- и макроприливов низменных побережьях, рассеченных приливно-отливными каналами и руслами. Система каналов напоминает речную сеть. Глубина и ширина каналов по мере продвижения в сторону моря растут, а их размеры зависят от величины самой равнины и высоты приливов (Жемчугова, 2014).

Фации приливно-отливной равнины, как правило, представлены переслаивающимися глинами, алевролитами и песчаниками. При этом песчаники изменчивы по мощности и фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС).

Целью данной работы является уточнение геологической модели пластов прибрежно-континентального генезиса и повышение эффективности заложения горизонтальных скважин. Для этого выполнен комплексный анализ замеров гидродинамического каротажа, сейсмических и геофизических данных.

Материалы и методы

Объектом исследования являются пласты $ТП_{16}$. Пласты залегают на глубине 2200–2300 м, мощность – от 15 до 50 м. Коэффициент песчанистости ($К_{пес}$) в скважинах варьируется от 0 до 0,83, при среднем $К_{пес}$ по пласту – 0.11. Коэффициент пористости ($К_{п}$) в скважинах изменяется в диапазоне от 14 до 28%, коэффициент проницаемости ($К_{пр}$) варьируется от 1 мД до 1Д.

На принадлежность исследуемых пластов к прибрежно-континентальным отложениям указывает наличие мелких углефицированных и полых корешков растений, а также косая таблитчатая, мелкая косая и разнонаправленная слоистость (рис. 1а).

Сейсмической основой исследований послужил объединенный трехмерный куб, составленный из отдельных съемок, выполненных методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки (МОВ ОГТ 3D). Тип источника возбуждения колебаний – взрывной и вибрационный. На рисунке 1б представлен слайс офсетной декомпозиции по методу RGB суммирования (далее слайс RGB) исследуемых пластов. На слайсе RGB можно наблюдать множество каналов широтного и субширотного направления. Каналы различны по размеру и извилистости.

Условия формирования пласта напрямую оказали влияние на изменчивость геологии по латерали. Так, например, на небольших расстояниях между скважинами отмечается сильное изменение разреза по литологии (рис. 2).

По суммарному амплитудному кубу (рис. 3) видно, что пласты $ТП_{16}$ не характеризуются собственным отражающим горизонтом (ОГ) . Отсутствие собственного отражающего горизонта и реперных границ напрямую

© 2024 Г.В. Казанцев
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

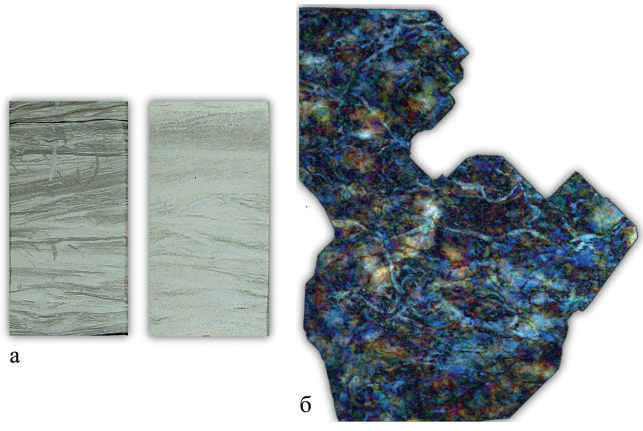


Рис. 1. Фотографии керна (а) и RGB слайс, снятый в интервале пласта (б)

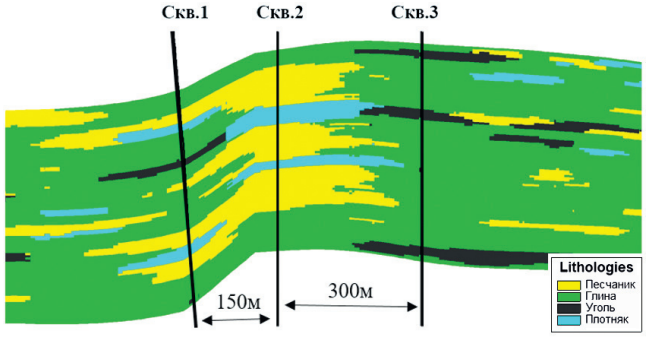


Рис. 2. Типовой разрез по кубу литотипов по линии скважин

повлияли на сложность скважинной и сейсмической корреляции.

Более половины изученных бурением обстановок – это глинистые отложения прибрежной равнины, которые представлены углисто-глинистой толщей (рис. 4). Чуть более трети вскрытых отложений представлены маломощными песчаниками приливно-отливных каналов и рек с относительно невысокой проницаемостью до 20 мД и мощностью до 10 метров. Всего 12% вскрытых отложений представлены крупными каналами с мощными песчаными отложениями от 10 метров с проницаемостью более 100 мД. Таким образом, крупные приливно-отливные каналы являются ключевыми для картирования и геометризации с целью заложения эксплуатационного бурения.

Объект исследования изучен бурением пилотных стволов с опробованием пластов на кабеле (ОПК) и записью гидродинамического каротажа (ГДК). Накопленный опыт применения приборов модульного испытателя пластов (MDT) показывает, что исследование скважин методом ГДК-ОПК существенно повышает достоверность геологической информации на стадии поиска и разведки месторождений нефти и газа (Каган, Самойленко, 2019). Результаты замеров пластового давления, полученные приборами MDT с достаточной достоверностью и точностью, позволяют установить пластовые давления в залежи и определить уровень свободной воды (УСВ). Комплексный анализ градиентов и профилей давлений по нескольким скважинам на неразрабатываемых залежах позволяет выявить гидродинамическую связь или разобщенность коллекторов по разрезу и по простиранию с точки зрения пластового давления. Достоверность градиента давления зависит от толщины пласта, количества достоверных замеров давления, а также плотности флюида.

С целью прогноза песчанистости и коллекторских свойств выполнена сейсмическая инверсия. Практическое применение сейсмической инверсии показано в работах (Никанорова и др., 2023).

В качестве исходных данных при выполнении исследований служили современные геофизические методы исследования скважин (имиджер плотности, картограф границ), ГДК, данные керна и 3D сейсморазведки. В статье рассмотрен подход комплексного учета всех исходных данных в единую модель.

Результаты

График зависимости давления от глубины и кривые градиентов давления представлены на рис. 5 (справа). Слева на рисунке представлена схема корреляции, выровненная на подошву реперного пласта $ТП_{14}$.

Из графика следует, что канал, выделенный светло синим цветом, в скважине 5 не имеет гидродинамической связи с мощным каналом ниже. В то время как мощный канал, выделенный красным, связан с множеством других объектов (как маломощных, так и мощных) в скважинах 1,3,4 и 5.

Ниже по разрезу отмечаются крупные гидродинамически связанные каналы, вскрытые скважинами 2 и 3 (выделены светло-зеленым цветом), не связанные с маломощными каналами в других скважинах. По ряду объектов по пересечению водных и газовых градиентов удалось установить положение УСВ. После уточнения скважинной корреляции по данным MDT была проведена верификация полученных результатов с сейсмическими данными.

На рисунке 6 справа представлен разрез вдоль куба псевдопесчанистости (NTG), полученный в результате

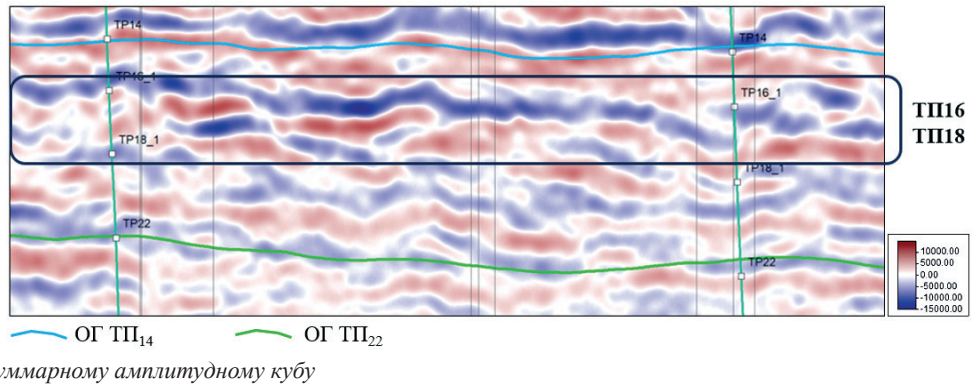


Рис. 3. Разрез по суммарному амплитудному кубу

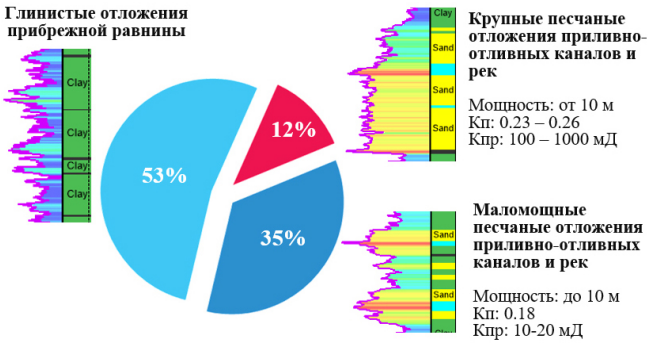


Рис. 4. Статистика вскрытых отложений пластов ТП$_{16}$

детерминистической инверсии. Ниже в том же направлении представлен разрез куба RGB.

По сейсмическим разрезам и по скважинной корреляции (рис. 5) можно наблюдать, что изучаемый объект представлен множеством каналов, которые находятся на разном стратиграфическом уровне. Каждый канал характеризуется разной акустической контрастностью и, как следствие, прогнозом NTG. Мощные каналы характеризуются повышенным значением прогноза NTG и усилением амплитуд отражений на дальних удалениях. Практическое применение комплексного анализа данных сейсмической инверсии и офсетной декомпозиции показано в работах (Шаповалов и др., 2023; Чучалина и др., 2024). В большинство крупных каналов уже пробурены горизонтальные скважины, которые подтвердили наличие в них песчаников с высоким $K_{пр}$.

Рассмотрим сейсмические разрезы по направлению с севера на юг (рис. 7). На разрезах выделяется множество крупных каналов, представленных песчаными отложениями. Крупный канал на северо-востоке и множество каналов на севере пока не изучены бурением.

Комплексный анализ сейсмических данных и замеров ГДК показал, что интересующий нас интервал ТП$_{16}$ можно описать тремя пластами ТП$_{16}^{1}$, ТП$_{16}^{2}$ и ТП$_{16}^{3}$.

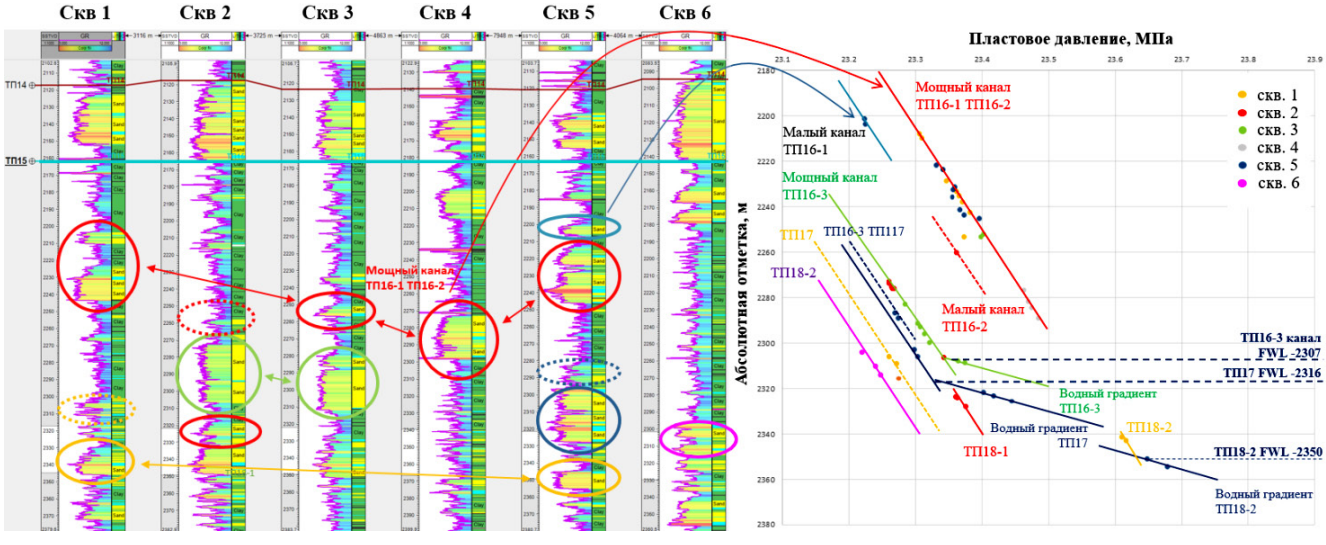


Рис. 5. Схема корреляции (слева) и график зависимости давления от абсолютной отметки (справа)

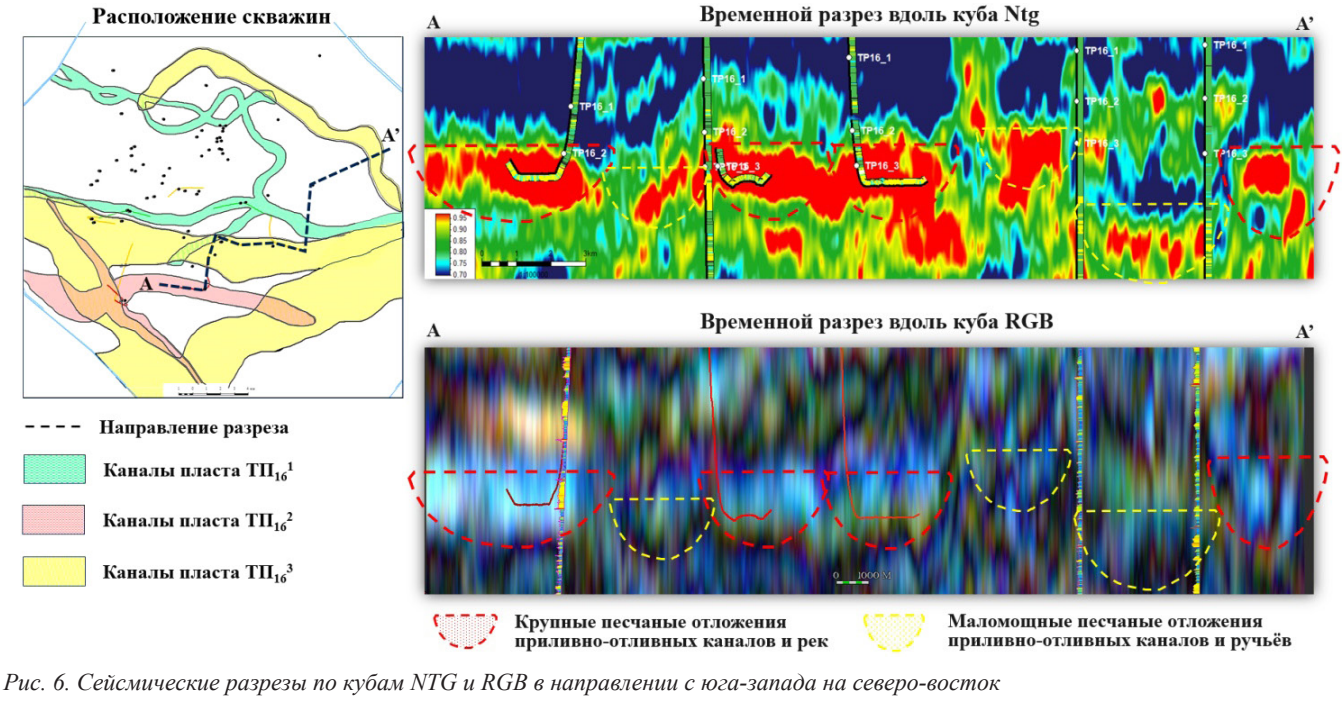


Рис. 6. Сейсмические разрезы по кубам NTG и RGB в направлении с юга-запада на северо-восток

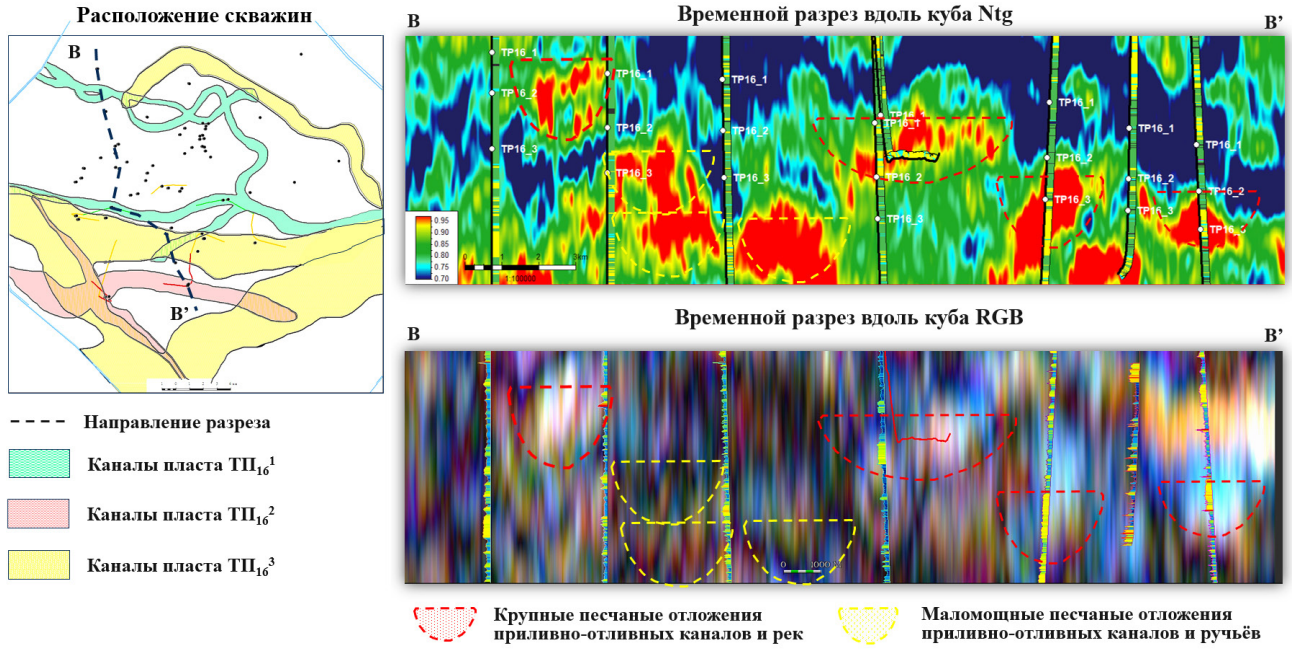


Рис. 7. Сейсмические разрезы по кубам NTG и RGB в направлении с севера на юг

На рисунке 8 представлены сейсмические атрибуты, снятые с куба NTG и RGB в интервале пласта $ТП_{16}^{1}$ с учетом уточненной скважинной и сейсмической корреляции.

По данным атрибутам надежно выделяются каналы широтного простирания, которые вскрыты всего двумя разведочными скважинами. Пласт $ТП_{16}^{1}$ характеризуется низким коэффициентом песчанистости, который составляет всего 0.06. Однако в выделенные по сейсмическим данным каналы пробурены две горизонтальные скважины с высоким процентом проходки по коллектору.

На рисунке 9 представлена карта средних амплитуд по кубу NTG и слайс куба RGB, снятый в интервале пласта $ТП_{16}^{2}$.

Стоит отметить, что на атрибутах $ТП_{16}^{2}$ видны образы каналов выше- и нижележащих пластов $ТП_{16}^{1}$ и $ТП_{16}^{3}$ (рис. 9, пунктирные линии). Пласты $ТП_{16}$ представляют собой объекты наложения множества различных по параметрам и направлению каналов. Крупные каналы будут иметь сейсмический отклик на атрибутах выше и нижележащих пластов. Надежно на атрибуте пласта $ТП_{16}^{2}$ выделяются два канала: один – широтного, другой – субмеридионального направления. Наличие газонасыщенного песчаника в выделенных каналах подтверждено газом по геофизическим исследованиям в двух скважинах. В данные каналы пробурены две горизонтальные скважины с высоким процентом проходки по коллектору.

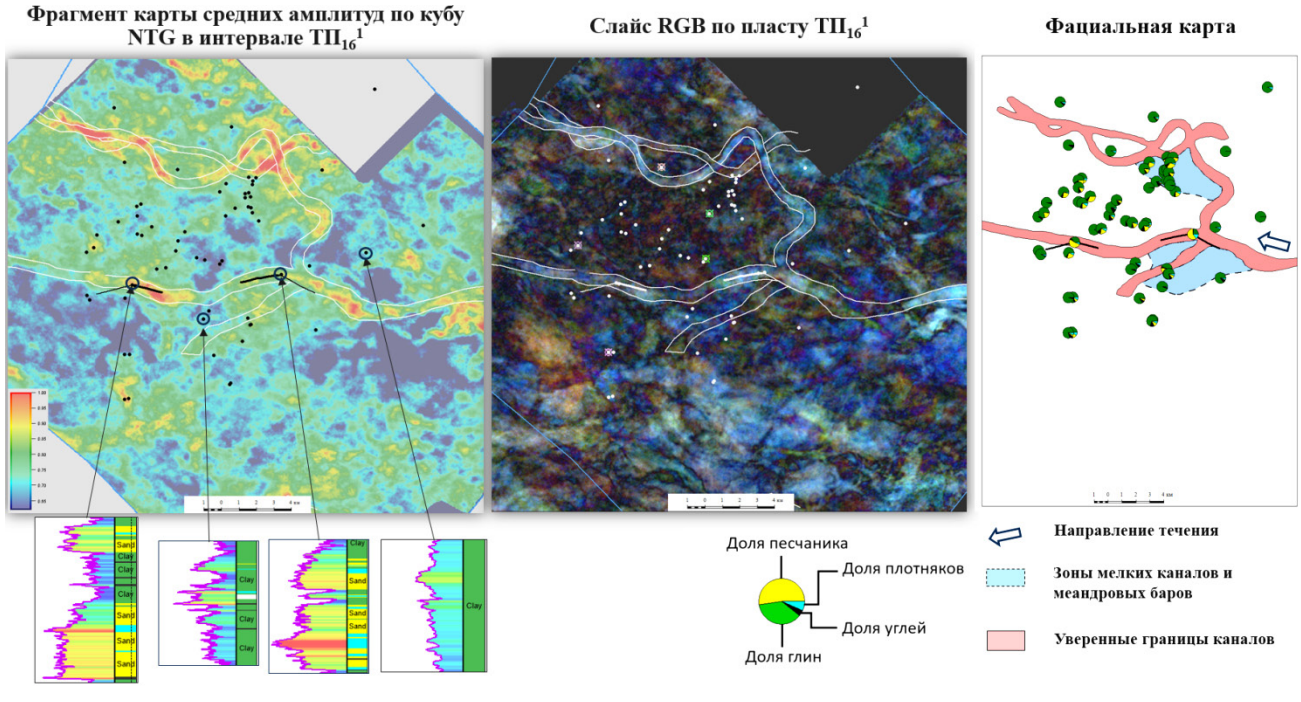


Рис. 8. Сейсмические атрибуты пласта $ТП_{16}^{1}$ с границами выделенных каналов

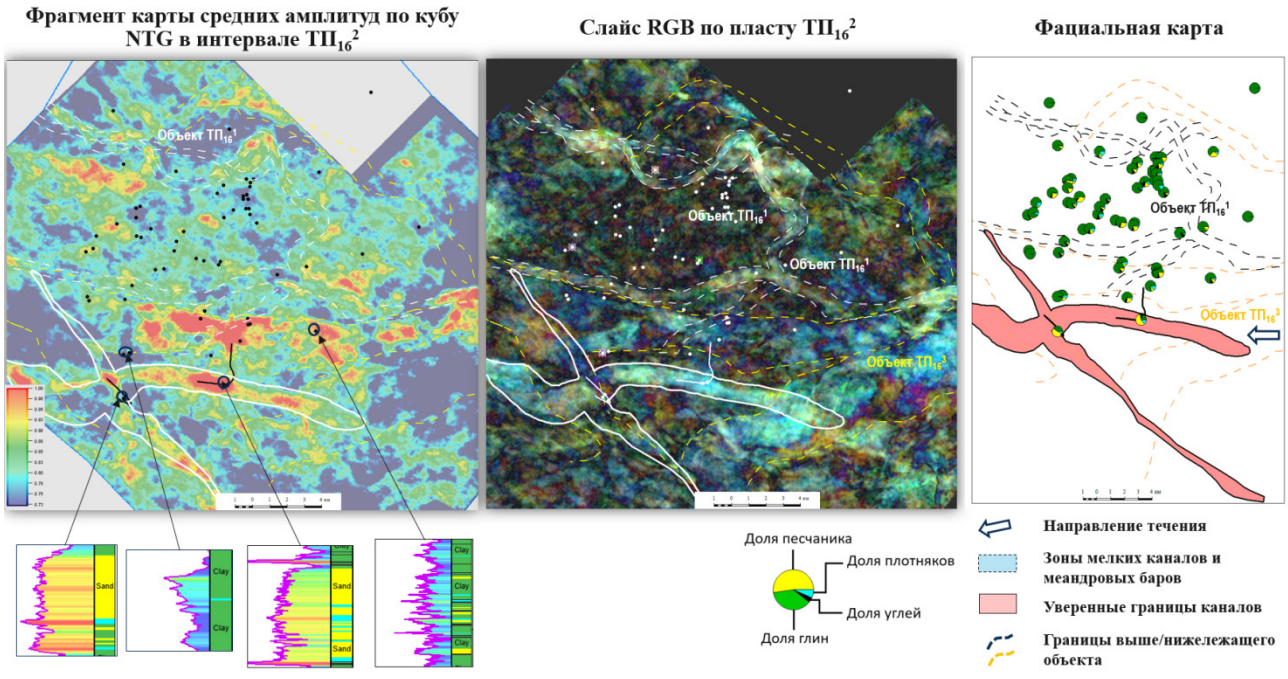


Рис. 9. Сейсмические атрибуты пласта ТП$_{16}^{2}$ с границами выделенных каналов

Атрибутный анализ показал, что центральная и северная части представлены прибрежной равниной, сложенной глинистыми отложениями или маломощными каналами, которые не характеризуются высокими амплитудами по карте средних NTG.

На рисунке 10 представлена карта средних амплитуд по кубу NTG и слайс куба RGB, снятый в интервале пласта ТП$_{16}^{3}$. На атрибутах ТП$_{16}^{3}$ видны образы каналов пласта ТП$_{16}^{2}$. Надежно выделяются несколько каналов разветвленного типа преимущественно субширотного простирания. Данные объекты отмечаются в 5 скважинах. Пробурено 4 эксплуатационных скважины, которые подтвердили их развитие и газовое насыщение.

Обсуждение и выводы

С учетом выделенных объектов и сейсмических атрибутов обновлена геологическая модель (рис. 11).

При обновлении трехмерной модели границы каналов, выделенных по сейсмическим данным, использовались в качестве зон замещения. В каждом канале использовались 1D и 2D тренды, при построении которых участвовали только скважины, вскрывающие данный объект.

Справа на рисунке 11 представлены разрезы через горизонтальную скважину по прогнозному кубу NTG и по кубу литотипов из 3D модели. Куб литотипов имеет высокую сходимость с прогнозным кубом NTG.

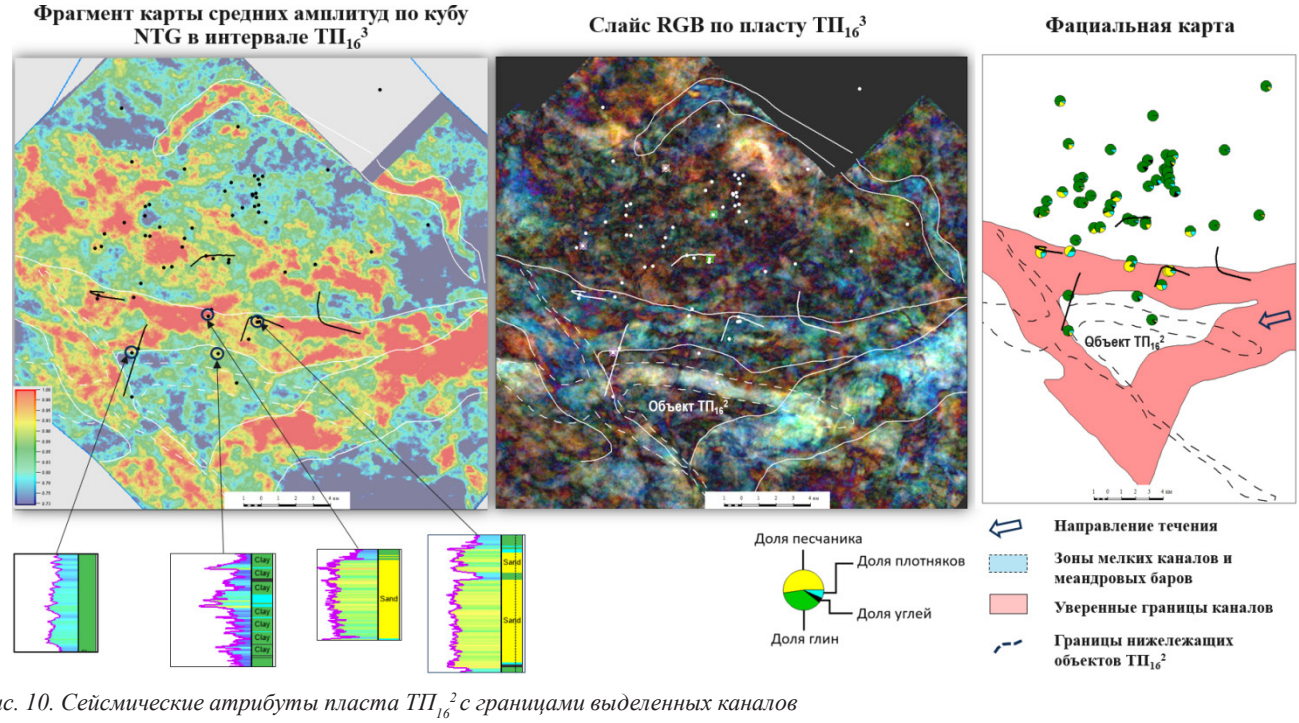


Рис. 10. Сейсмические атрибуты пласта ТП$_{16}^{2}$ с границами выделенных каналов

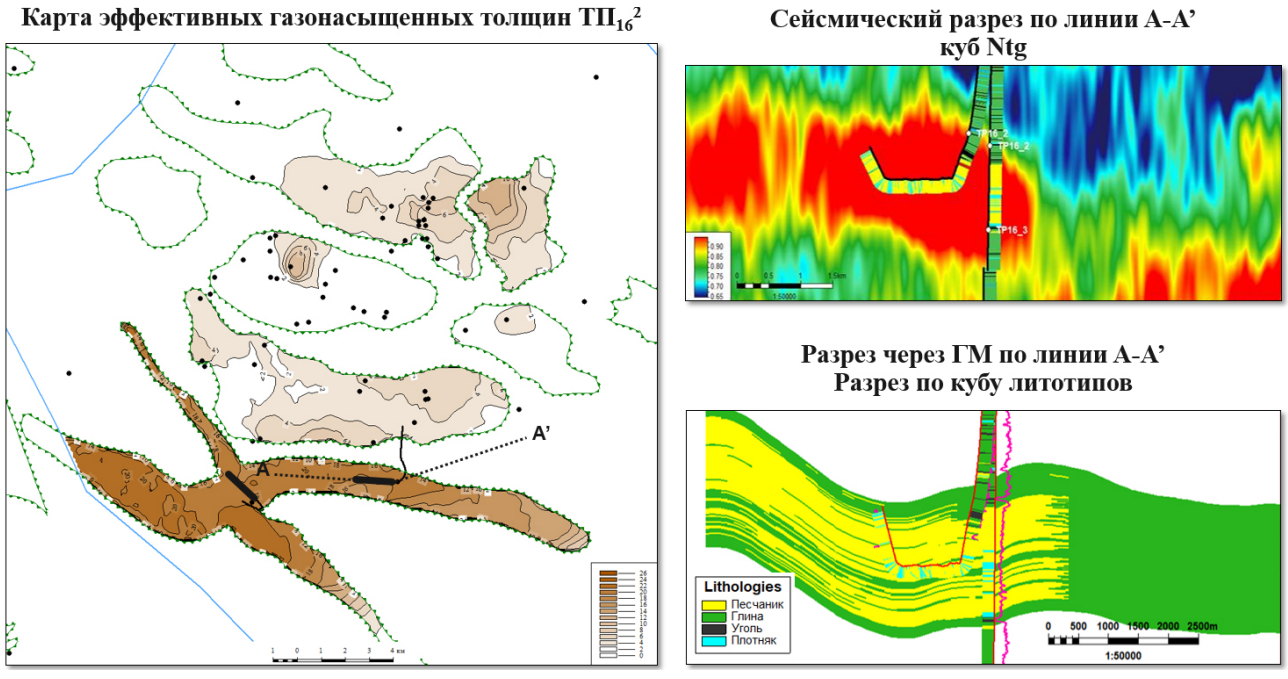


Рис. 11. Результат обновления трехмерной геологической модели пласта ТП$_{16}^{2}$ и сейсмический разрез вдоль куба NTG

Области севернее выделенных каналов представляют собой прибрежную равнину с маломощными каналами, которые не выделяются по сейсмическим данным.

Выводы

1. В условиях сложного строения пластов прибрежно-континентального генезиса стандартные методы моделирования не описывают строение залежей, распределение продуктивных объемов и ФЕС.

2. Для успешного заложения эксплуатационного бурения необходим комплексный анализ сейсмических и скважинных данных.

3. Сейсмическая корреляция объектов и поинтервальный анализ сейсмических кубов совместно с данными ГДК позволяет достоверно определить стратиграфию и хронологию формирования объектов прибрежно-континентального генезиса.

4. Использование выделенных объектов при трехмерном геологическом моделировании позволяет уточнить строение залежей, распределение продуктивных объемов и ФЕС.

5. Точность геологической модели подтверждена бурением 8 горизонтальных скважин со средней эффективной проходкой по коллектору 1640 метров (80%) и средним коэффициентом проницаемости 108 мД.

Литература

Жемчугова В.А. (2014). Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 344 с, стр. 64.

Каган К.Г., Самойленко А.Ю. (2020). Опыт применения современных методов гидродинамических исследований скважин в открытом стволе. *Сборник докладов научно-практических конференций журнала «Нефтяное хозяйство»*, с. 188–196.

Никанорова М.А., Калинин Е.Н., Шаповалов М.Ю., Королев Е.С., Шадчнев Н.А., Бабинов К.Ю. (2023). Уточнение геологической модели юрских отложений с учетом результатов стохастической инверсии и фациального моделирования. *Георесурсы*, 25(3), с. 57–64. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.8

Чучалина К.Ю., Иванов А.И., Казанцев Г.В. (2024). Моделирование коллекторов юрских отложений на основе сейсмофациального анализа. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2, с. 41–48.

Шаповалов М.Ю., Хамитуллин И.М., Шакиров Р.Р., Филиппова К.Е., Брегида А.А. (2023). Использование сейсмической инверсии для прогноза коллектора в интервале прибрежно-континентальных отложений юрского комплекса. *Георесурсы*, 25(3), с. 49–56. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7

Сведения об авторе

Глеб Владимирович Казанцев – руководитель группы, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7

e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 02.07.2024;
Принята к публикации 22.07.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Complex Analysis of Coastal-Continental Geological Formations for the Clarification of Geological Model

G.V. Kazantsev
NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation
e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru

Abstract. The main objective of this paper is to increase the efficiency of planning horizontal wells and refine the geological model of formations of coastal origin. Based on a comprehensive analysis of geological and geophysical information and a description of the core, a facies and a 3D geological models of TP16 formations of coastal origin were constructed. These formations are characterized by strong lateral variability and low net to gross.

In the course of this research, data from seismic inversion, geophysical studies of wells and production logging were used. Updated seismic correlation and an interval analysis of seismic cubes, together with the data from well test results, made it possible to reliably determine the stratigraphy and chronology of accumulation of the studied formations.

As a result of the performed research, seismic attributes describing the geological structure of the deposits, as well as the distribution of productive volumes and reservoir properties were obtained for each formation. Also, the boundaries of tidal-fluvial channels and floodplain areas were identified based on seismic attributes. Taking into account the acquired data, the facies and 3D geological models were updated and the drilling of exploitation wells was planned.

The accuracy of the new geological model was confirmed by drilling 8 horizontal wells with an average effective penetration of the reservoir of 1640 meters (82%) and an average permeability coefficient of 108 mD.

Keywords: production logging, seismic inversion, formations of coastal origin, 3D geological model

Recommended citation: Kazantsev G.V. (2024). Complex Analysis of Coastal-Continental Geological Formations for the Clarification of Geological Model. *Georesursy = Georesources,* 26(3), pp. 13–19. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.2

References

Chuchalina K.Yu., Ivanov A.I., Kazantsev G.V. (2024). Modeling of Jurassic sediment reservoirs based on seismic facies analysis. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2, pp. 41–48. (In Russ.)

Kagan K.G., Samoilenko A.Yu. (2020). Experience in applying modern methods of hydrodynamic studies of wells in an open hole. *Scientific and practical conference of the journal "Neftyanoe Khozyaystvo": Coll. papers*. Moscow, pp. 188–196. (In Russ.)

Nikanorova M.A., Kalinin E.N., Shapovalov M.Yu., Korolev E.S., Shadchnev N.A., Babinov K.Yu. (2023). Refinement of the geological model of Jurassic deposits accounting the results of stochastic inversion and facies modeling. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 57–64. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.8

Shapovalov M.Yu., Khamitullin I.M., Shakirov R.R., Filippova K.E., Bregida A.A. (2023). Reservoir characterization in coastal-continental environment of the Jurassic complex based on seismic data inversion. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 49–56. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7

Zhemchugova V.A. (2014). Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 344 p. (In Russ.)

About the Author

Gleb V. Kazantsev – Group Leader, NOVATEK NTC

7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation

Manuscript received 2 July 2024;
Accepted 22 July 2024; Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.3

УДК 550.834

Опыт проведения полевых сейсморазведочных работ по высокопроизводительной технологии «слип-свип»

В.И. Кузнецов[1,3], Ю.Н. Долгих[1], Д.В. Скачков[1], В.В. Соколовский[1], С.В. Писарчук[2], А.А. Глебов[2]*

[1]ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

[2]ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

[3]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

С точки зрения новизны и эффективности полевых технологий сейсморазведки последним крупным технологическим изменением при проведении сейсмических исследований на участках Группы компаний ПАО «НОВАТЭК» является использование высокопроизводительной технологии вибросейсморазведки «слип-свип» («slip-sweep»). Общий объем работ, выполненных в ПАО «НОВАТЭК» по технологии «слип-свип», в данный момент превысил 20 000 кв. км. В статье анализируются возможности оптимизации, а также риски и сложности при реализации технологии «слип-свип», проводится анализ производительности технологии в условиях арктического региона, излагается методика прогноза суточной производительности, применимая для проектирования и оценки технико-экономических показателей исследований.

Ключевые слова: высокопроизводительная вибросейсморазведка, обработка виброграмм, технология «слип-свип», повышение качества, контроль качества, коррелограммы, прогноз производительности

Для цитирования: Кузнецов В.И., Долгих Ю.Н., Скачков Д.В., Соколовский В.В., Писарчук С.В., Глебов А.А. (2024). Опыт проведения полевых сейсморазведочных работ по высокопроизводительной технологии «слип-свип». *Георесурсы,* 26(3), с. 20–26. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.3

Актуальность высокопроизводительной сейсморазведки

Необходимость изучения больших территорий в короткие сроки и с высоким качеством обусловливает запрос на применение высокопроизводительных технологий сейсморазведки в нефтегазовой отрасли (Шнеерсон, Жуков, 2015; Смирнов, Бондарев, 2017).

Геологоразведка перспективных территорий является продолжительным по времени процессом, включающим несколько последовательных этапов: постановку профильных сейсмических 2D исследований по сети, достаточной для надежного картирования объектов; детализационные 3D работы на выявленных перспективных объектах с целью уточнения контуров и прогноза перспектив, а также выбора точек заложения поисково-оценочных скважин; бурение и геофизические исследования скважин; построение концептуальной геологической модели; составление проекта и технико-экономического обоснования разработки.

В этом длительном и затратном процессе только одни сейсмические 2D (3D) исследования могут занимать от 3 до 5 лет. Поэтому, если за счет применения новых технологий окажется возможным приблизить срок начала промышленной эксплуатации месторождения, то это будет весьма выгодно с точки зрения экономической эффективности и инвестиционной привлекательности проекта. Более того, при высокой сезонной производительности в ряде случаев возможно пропустить 2D этап и сразу реализовать трехмерные сейсмические исследования.

Одним из приоритетных регионов для освоения нефтегазовых месторождений является Гыданский полуостров, который в настоящее время активно покрывается сетью сейсмических исследований для детального изучения геологического строения и структурно-тектонических особенностей Гыдана, поиска новых и подтверждения обнаруженных ранее нефтегазоперспективных объектов, картирования и подготовки к бурению перспективных ловушек углеводородов (УВ), оценки запасов и ресурсной базы полуострова. Повышение производительности и качества сейсмических исследований актуально не только для севера Западной Сибири, но и для регионов России, характеризующихся высокой геологической изученностью (Екименко, 2008).

Потенциал и особенности высокопроизводительных технологий

Резервом сокращения продолжительности этапа геологоразведки (ГРР) является применение высокопроизводительных технологий полевых сейсморазведочных работ, прежде всего, современной вибросейсморазведки.

Вибросейсморазведка в целом как метод имеет свои достоинства и недостатки (Гафаров, 2012; Ефимов, 2013). Из плюсов, помимо наличия высокопроизводительных методик и отсутствия потерь времени и затрат на буровзрывные работы, следует отметить упрощенный контроль за качеством возбуждения, возможность оперативной переработки забракованных физических наблюдений, управление спектром возбуждения и статистическим

* Ответственный автор: Владислав Иванович Кузнецов
e-mail: vikuznetsov@novatek.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

эффектом, возможность формирования более эффективных интерференционных систем группирования, меньшую экологическую нагрузку на территорию, большую безопасность для персонала.

Из недостатков и рисков следует назвать заведомо не оптимальные условия возбуждения волн, повышенный уровень поверхностных регулярных помех, более высокий уровень случайных помех (вследствие слабости единичного воздействия), наличие технологических помех от перемещающейся техники и параллельных воздействий (для высокопроизводительных реализаций технологии), сильную зависимость качества результатов от специфики строения верхней части разреза и поверхностных (ландшафтных) условий, ограниченность полосы частот возбуждаемого сигнала (как со стороны низких, так и высоких частот) вследствие особенностей конструкции вибратора и условий контакта плита – грунт.

Северные районы Западной Сибири обладают спецификой, в целом подходящей для реализации высокопроизводительных вибросейсмических исследований: условия тундры (низкая залесенность) и зимний период благоприятны для отработки избыточных по кратности и бину сейсмических съемок с применением поверхностных источников; зона малых и пониженных скоростей находится в мерзлом состоянии, что улучшает условия возбуждения волн; поглощающие свойства верхнего слоя верхней части разреза (ВЧР) снижены из-за развития криогенных процессов.

По перечисленным выше причинам в северных районах Западной Сибири вибросейсмический метод имеет значительные перспективы.

Забегая вперед следует отметить, что уже первый опыт практической апробации высокопроизводительной вибросейсмической технологии в полевом сезоне 2017–2018 гг. в условиях Гыдана показал, что может быть обеспечено как минимум 2–3 кратное (до 1000–1500 кв. км 3D) увеличение сезонной производительности при сохранении сопоставимого с традиционной технологией (взрывы в скважинах) качества результатов.

К высокопроизводительным технологиям относятся: «флип-флоп» («flip-flop») – поочередные свипы, «слип-свип» («slip-sweep») – способ перекрывающихся или скользящих свип-сигналов, «HFVS» (High-Fidelity VibroSeis) – вибросейс высокой достоверности, «DSSS» (Distance Separated Simultaneous Sweeping) – методика разнесённых групп вибраторов, «ISS» ((Independent Simultaneous Sweeping) – методика независимых вибраторов (Шнеерсон, Жуков, 2015).

Главный принцип увеличения производительности вибропартий и сокращения непроизводительного времени – запуск генерации свип-сигнала следующей группой вибраторов, не дожидаясь окончания времени прослушивания для предыдущей группы. Такой режим за рубежом назван агрессивный «флип-флоп». Если запуск свипа последующей группы происходит до завершения свипа предыдущей – это уже переход от агрессивного «флип-флоп» к «слип-свип».

В России в настоящее время наиболее широкое распространение получили технологии «флип-флоп» и «слип-свип».

Содержание проведенных исследований

В 2017 г. руководством ПАО «НОВАТЭК» была поставлена задача геологического изучения недр Гыданского полуострова с применением вибросейсмической технологии. Сезонные объемы работ и сжатые сроки выполнения программы ГРР предполагали суточную производительность работ 3D не менее 10 кв. км (~1000 физических наблюдений) сейсморазведки повышенной плотности. Такие объемы и производительность работ могли быть достигнуты только при условии внедрения в производство технологии «слип-свип» (Смирнов, Бондарев, 2017).

Принципиальная схема реализации технологии приведена на рис. 1. Ранее в арктическом регионе России таких работ не проводилось. Все этапы внедрения технологии (выбор подрядчика, проектирование, базирование, опытные работы, выполнение, оценка и приемка материалов) осуществлялись под научно-техническим и супервайзерским контролем специалистов ООО «НОВАТЭК НТЦ».

В ходе адаптации технологии для условий севера были исследованы вопросы:

– сокращения времени на переезды между пунктами и линиями возбуждения (ПВ и ЛВ);

– оптимизации длины «свипа» («sweep») и величины «слип-тайма» («slip-time» – интервала времени между «свипами») с количеством групп;

– увеличения длины отрабатываемых в пределах блока отрезков линий ПВ;

– перехода на ортогональную систему наблюдений как более оптимальную по производительности для методики «слип-свип».

При проектировании методики существует риск выбора неоптимальных параметров – прежде всего соотношения длины «свипа» и величины «слип-тайма» для имеющихся в наличии групп, при котором обеспечивается устойчивая конвейерная схема. В результате опытных работ установлено, что «свип» длиной от 40 до 60 сек. обеспечивает достаточное для 400 кратного МОВ-ОГТ превышение (1,8–2,2) сигнала над уровнем микросейсм и в тоже время не является излишне продолжительным, чтобы это могло оказать негативное влияние на производительность и надежность долгосрочной работы виброгрупп.

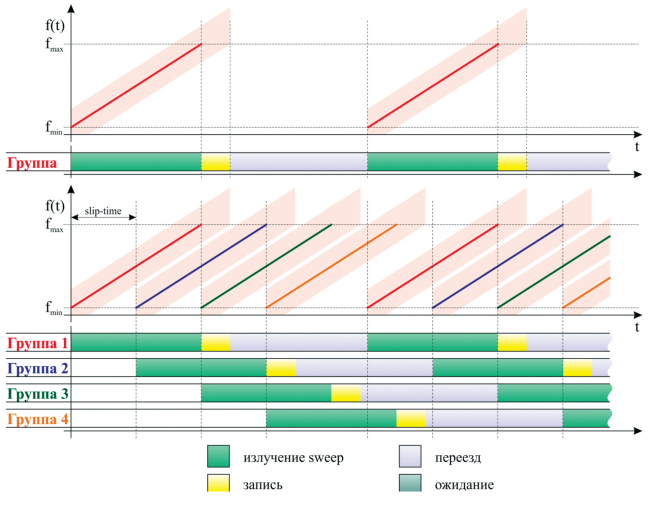


Рис. 1. Принципиальная схема реализации стандартной технологии вибросейс (вверху) и технологии «слип-свип» для 4 групп виброисточников (внизу)

Опытным путем установлено, что при «слип-тайме» более 30% от длины «свипа» влияние последующих воздействий на предыдущие существенно уменьшается (рис. 2). Уже при «слип-тайме» в 30% явные влияния второго воздействия отсутствуют. С большим запасом был выбран «слип-тайм» 50%. Как показал дальнейший ход работ, при таком «слип-тайме» 4 группы источников могли работать по устойчивой конвейерной схеме при минимальном уровне технологических помех и с обеспечением необходимой суточной производительности.

Существенное значение при реализации высокопроизводительных технологий вибросейсморазведки имеет предупреждение возможных аппаратурных (технических) ограничений (рисков) подрядчика. Для регистрации, сохранения, перезаписи на внешние носители больших массивов исходных данных, включающих как корреллограммы, так и виброграммы, должны быть в наличии соответствующие технические возможности: повышенный объем оперативной памяти станции, специальный сервер с высокой (до 10 Гб/сек) скоростью передачи данных, достаточное количество модулей управления приемными линиями (LSI 4) и устройств хранения полученной сейсмической информации (NAS по 12 Тб).

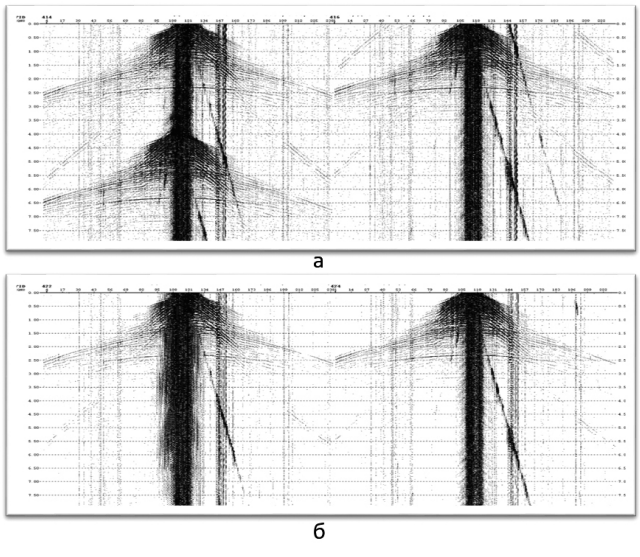


Рис. 2. Исходные коррелограммы при величине «слип-тайма» 10% (а) и при величине «слип-тайма» 30% (б)

Что касается производственных аспектов реализации технологии, то с выбранными параметрами возбуждения и регистрации были получены данные хорошего качества, брака было не много, снижение качества происходило главным образом из-за условий контакта плита – грунт и «треска» льда, повторное воздействие исправляло ситуацию.

По итогам обработки были получены достаточно кондиционные результаты. На рисунке 3 показано сравнение временных разрезов «флип-флоп» (слева) и «слип-свип» (справа) по отработанному 12 километровому опытно–методическому 2D профилю 64-кратного МОВ-ОГТ. Как видим, никаких признаков ухудшения при переходе от «флип-флоп» к «слип-свип» не наблюдается.

В ходе адаптации технологии на участке работ была запроектирована неортогональная (slant 45°) система наблюдений с расстоянием между линиями приема и линиями возбуждения, равным 200 м, шагом между пунктами возбуждения, равным 70,7 м, и пунктами приема равным 50 м, бином 25 на 25 м и кратностью 400. Отработка планировалась 3-мя группами виброисточников NOMAD-65 по 3 источника в каждой. Проведению исследований предшествовали опытно-производственные работы, в ходе которых были выбраны оптимальные базовые параметры, а именно вид и длина «свипа» (низкочастотный «свип» от 3 до 110 Гц длительностью 40 сек) и «слип-тайм» (50%, 20 сек), обеспечивающие необходимый уровень качества полевых коррелограмм. Также в двух режимах («флип-флоп» и «слип-свип») был отработан 12 километровый 2D профиль 64-кратного МОВ-ОГТ.

Изначально предполагалось, что работы будут вестись 3-мя группами вибраторов, что позволит сформировать устойчивую конвейерную схему при выбранных параметрах «слип-свипа». Однако вскоре выяснилось, что при этих параметрах, оптимальных с точки зрения качества данных, последняя группа не успевает переехать и приготовиться к работе, и конвейер не «работает».

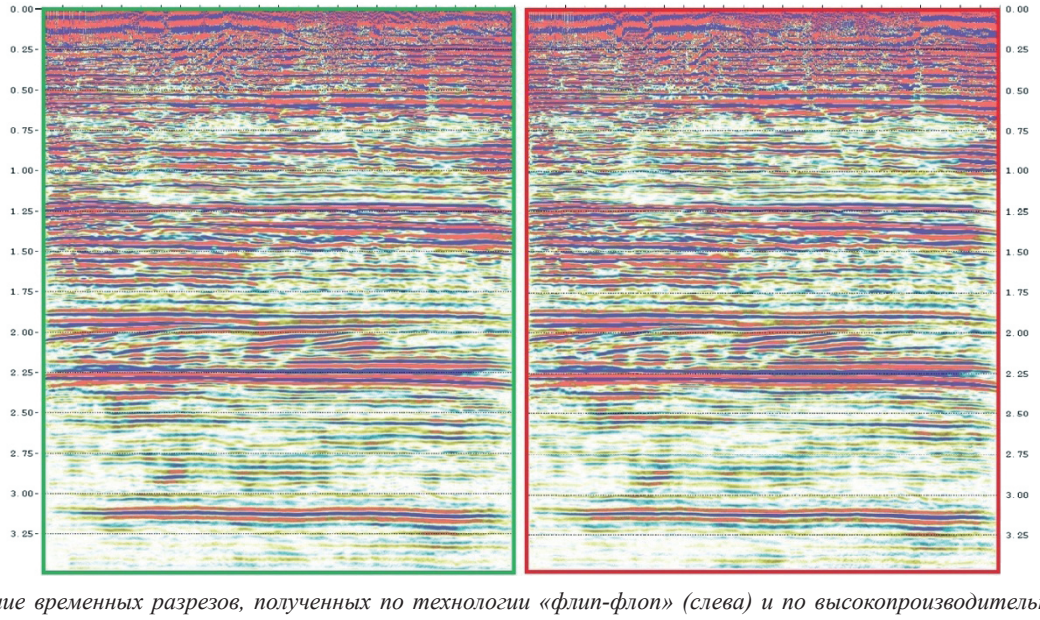


Рис. 3. Сравнение временных разрезов, полученных по технологии «флип-флоп» (слева) и по высокопроизводительной технологии «слип-свип» (справа)

Значительная часть физических наблюдений была отработана с интервалом между воздействиями 60 с. и 120 с, т.е. резерв производительности не был реализован. Как оказалось, при предварительных расчетах было использовано слишком оптимистическое значение средней скорости движения техники (2 м/с). На практике эта скорость составила порядка 1,5 м/с. Для создания эффективного конвейера потребовалась дополнительная 4 группа, которая через некоторое время была подрядчиком доставлена. Ввод в работу 4-ой группы увеличил суточную производительность примерно на 20 % и сама схема работы стала более устойчивой. Урок состоял в том, что необходимо заблаговременно проектировать такие технологические схемы реализации технологии «слип-свип», которые обеспечат необходимую производительность работ теми ресурсами, которыми располагает подрядная организация. Это приводит к целесообразности применения математических методов прогнозирования производительности.

При прогнозе потенциальной производительности необходимо ориентироваться на идеализированную конвейерную схему – когда интервал времени между стартами единичных воздействий (при отработке блока) имеет постоянную величину и равен «слип-тайму» (ΔL). Для реализации эффективной схемы конвейерной отработки необходимо взаимное согласование 3-х факторов: длины «свипа» (L), величины «слип-тайма» (ΔL) и скорости движения вибраторов по линиям возбуждения и при переездах (V).

Общий принцип достижения оптимума достаточно прост: 1-я группа источников к моменту, когда развертка последней достигнет «слип-тайма», должна успеть излучить сигнал (длиной L), проехать расстояние ΔX (равное шагу ПВ) и быть готовой к работе. Если к указанному моменту времени 1-я группа запаздывает – конвейерная схема разрушается, и эффективность работы снижается. При прочих равных условиях производительность зависит от времени переезда групп источников: чем меньше времени тратится на переезды (по профилям и между ними), тем большие объемы работ можно выполнить фиксированным количеством групп. При конвейерной отработке дневная (за рабочую смену) выработка (в физических наблюдениях) отряда вибросейсмических источников определяется количеством групп и суммарными затратами времени на отработку линий возбуждения и переезды между ними. Из изложенных выше соображений несложно составить простые математические формулы для расчета параметров, значимых для выбора методики и оценки производительности вибросейсмической съемки 3D.

Увеличение количества одновременно работающих групп в конвейерной схеме неизбежно приводит к уменьшению «слип-тайма».

По опыту работ, оптимальный, с точки зрения качества данных, «слип-тайм» в «слип-свипе» составляет 35–50% длины «свипа», однако по факту он может быть уменьшен до величины, равной длине формируемых коррелограмм. Разумеется, это будет сопряжено со снижением качества исходных данных и оправдано только в случае увеличения количества используемых групп, компенсационного увеличения кратности или наличия эффективных средств подавления технологических помех на уровне исходных виброграмм. Увеличение количества групп при оптимальном, с точки зрения реализации конвейерной схемы, «слип-тайме» является главным резервом увеличения производительности.

Соответствующая минимально возможному «слип-тайму» производительность является естественным пределом технологии «слип-свип».

Что касается роста технологических помех и общей зашумленности исходных данных, у ООО «НОВАТЭК НТЦ» имеется собственная разработка для минимизации этих негативных факторов – технология многозональной адаптивной обработки виброграмм (МАОВ) до корреляции (Долгих и др., 2019a, 2019b, 2019c).

Уже после завершения полевого сезона и анализа полученного в ходе сопровождения работ опыта, сотрудниками блока науки и отдела полевых работ ООО «НОВАТЭК НТЦ» был совместно разработан универсальный аналитический шаблон расчета производительности вибросейсмических работ. Обоснована возможность выполнения за один полевой сезон более 2000 кв. км с кратностью не менее 400 и при плотности сети линий взрыва и приема 200 на 300 м или 250 на 250 м без существенного удорожания работ (рис. 4).

Как видим, увеличение количества групп при конвейерной схеме обеспечивает повышение производительности работ и уменьшает величину «слип-тайма». Подобные наборы палеток для различных вводных данных рассчитываются и оцениваются специалистами ООО «НОВАТЭК НТЦ» на этапе проектирования с целью поиска оптимума по производительности и стоимости.

Резервы повышения производительности состоят в следующем: сокращение времени на переезды между пунктами и линиями возбуждения; оптимизация соотношения «длина свипа» – «слип-тайм» – количество групп; увеличение длины отрабатываемых в пределах блока отрезков линий ПВ; переход на ортогональную систему наблюдений как более оптимальную по производительности для методики «слип-свип» (уменьшение времени переезда группы вибраторов на новую точку).

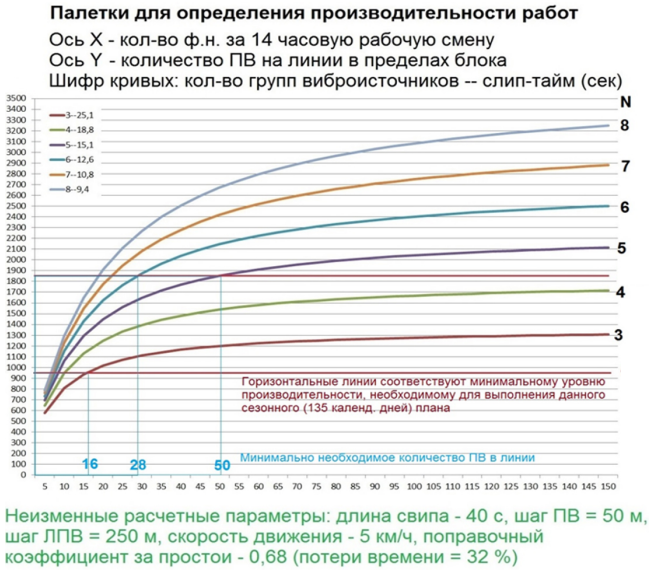


Рис. 4. Использование аналитического шаблона для оценки суточной производительности при заданных исходных параметрах вибросейсмической 3D съемки

Построенная на основе аналитического шаблона палетка позволяет оценить теоретически достижимую максимальную производительность вибросейсмической партии.

По факту, для 7–8 групп вибраторов при «слип-тайме» 30% была достигнута максимальная производительность 2150 кв. км за сезон или 170 ф.н./час (рис. 5).

Реальная суточная производительность с 7–8 группами вибраторов при «слип-тайме» 30% от длины «свипа» на объектах ПАО «НОВАТЭК» составила порядка 2000 ф.н. В случае минимизации простоев и некоторого (до 10–12 с) уменьшения «слип-тайма», суточная производительность может быть повышена до 3000–3500 ф.н., что уже близко к технологическому пределу «слип-свипа».

Разработанная специалистами ООО «НОВАТЭК НТЦ» технология прогнозирования производительности современной вибросейсморазведки может применяться и на других объектах в северных районах. Технология учитывает не только прямые, но и косвенные производительные факторы (например, методику построения блоков отработки), позволяет подбирать параметры методики полевых работ под заданные объемы, оперативно находить оптимальные соотношения между длиной «свипа», «слип-таймом» и количеством групп.

Уверенность в возможности работать с минимизированными, т.е. приближенными к длине формируемых коррелограмм «слип-таймами», основывается на наличии в арсенале ООО «НОВАТЭК НТЦ» упомянутой выше специальной технологии многозональной адаптивной обработки виброграмм (МАОВ). Разработанный комплекс методических приемов обработки виброграмм до корреляции позволяет работать с минимальным «слип-таймом» без значимого снижения качества результата. МАОВ является дополнительным резервом повышения информативности и технико-экономической эффективности технологии «слип-свип».

Результаты

В зимних арктических условиях Гыданского полуострова проведена успешная адаптация и апробация технологии «слип-свип».

Определены условия эффективного применения, а также возможные риски и трудности при работе по технологии «слип-свип» в удаленных северных районах.

Проведен анализ производительности технологии в условиях арктического региона с учетом возможных затрат и экономических потерь.

Разработана методика прогноза суточной производительности, применимая для проектирования и оценки технико-экономических показателей проекта исследований.

Внедренные высокопроизводительные технологии полевых сейсморазведочных работ продемонстрировали высокую эффективность в условиях крайнего севера Западной Сибири, при этом качество окончательных результатов не уступает материалам, полученным с использованием стандартных технологий работ.

Обоснована возможность выполнения за один полевой сезон более 2000 кв. км 3D съемки высокой кратности (400) без существенного удорожания работ за счет использования следующих резервов:

– сокращения времени на переезды между ПВ и ЛВ;

– оптимизации длины «свипа» и «слип-тайма» с количеством групп;

– увеличения длины отрабатываемых в пределах блока отрезков линий ПВ;

– перехода на ортогональную систему наблюдений как более оптимальную по производительности для методики «слип-свип».

Разработанная методика прогнозирования производительности вибросейсморазведки может быть масштабирована на лицензионные участки Арктики, принадлежащие как ПАО «НОВАТЭК», так и другим нефтегазовым компаниям.

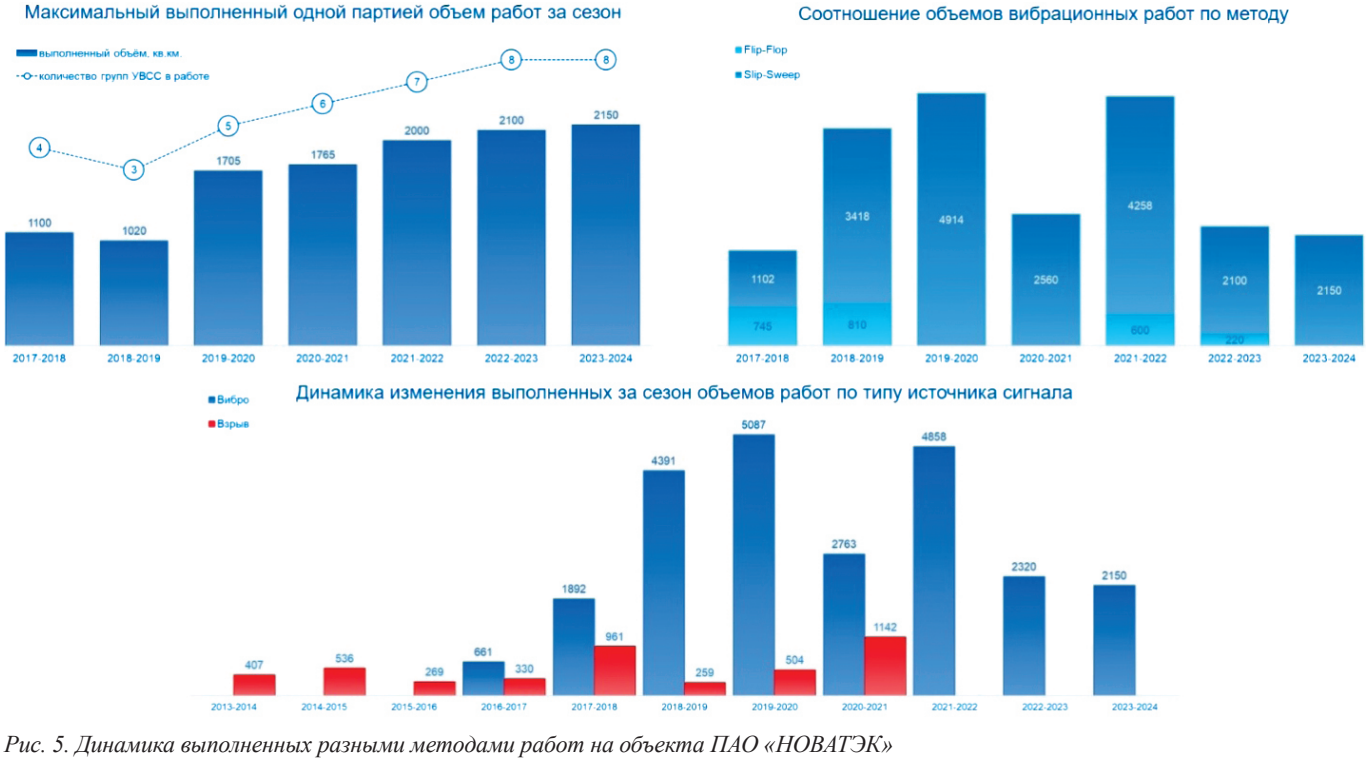


Рис. 5. Динамика выполненных разными методами работ на объекта ПАО «НОВАТЭК»

Высокая геолого-экономическая эффективность технологии «слип-свип» в условиях Арктики в сравнении со взрывным методом и стандартной вибросейсморазведкой совершенно очевидна.

Так, по опыту работ на объектах ПАО «НОВАТЭК» средняя производительность работ взрывным источником варьировалась в пределах 400–450 кв. км за сезон при обычной 300×400 м плотности линий возбуждения и приема, в то время как «слип-свип» дает результат более 2000 кв. км. за сезон для повышенной 250×250 м или 200×300 м плотности линий возбуждения и приема.

На рис. 5 показаны гистограммы, характеризующие динамику выполненных разными методами работ на лицензионных участках ПАО «НОВАТЭК».

На данный момент на объектах ПАО «НОВАТЭК» объем работ 3D по технологии «слип-свип» превысил 20 000 кв. км.

Заключение

С точки зрения новизны и эффективности применяемых полевых технологий сейсморазведки, крупными технологическими изменениями при проведении исследований на участках ПАО «НОВАТЭК» являются: использование высокопроизводительной технологии вибросейсморазведки «слип-свип», «уплотнение» систем наблюдений, расширение частотного диапазона «свипа» в НЧ и ВЧ область.

Опыт компании по использованию высокопроизводительных технологий проведения полевых сейсморазведочных работ демонстрирует высокую эффективность для условий севера Западной Сибири. При этом качество получаемых материалов не уступает данным, полученным с использованием стандартных технологий. Перспективным направлением и значимым инструментом повышения качества является технология обработки виброграмм до корреляции, которая позволяет минимизировать слип-тайм и является дополнительным резервом повышения технико-эффективности «слип-свип».

Дальнейшее повышение производительности работ возможно за счет применения более «агрессивных» технологий «DSSS» и «HFVS», независимого одновременного возбуждения «ISS», возбуждения псевдослучайных некоррелируемых сигналов «Shuffle», но это целесообразно делать только после исчерпания резервов технологии «слип-свип», о чем говорить пока преждевременно.

Литература

Гафаров Р.М. (2012). Slip-Sweep – метод высокопроизводительной сейсмо-разведки без потери качества получаемых данных в условиях центральной части России. *Приборы и системы разведочной геофизики*, 1, с. 62–66.

Долгих Ю.Н., Кайгородов Е.П., Глебов А.А. (2019a). Многозональная адаптивная обработка виброграмм – перспективное направление повышения качества и информативности современной сейсморазведки. Сочи, *EAGE*. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201953025

Долгих Ю.Н., Кайгородов Е.П., Глебов А.А. (2019b). Многозональная адаптивная обработка виброграмм как перспективное направление повышения качества и информативности современной сейсморазведки. *Сборник докладов международной научно-практической конференции «Современные технологии нефтегазовой геофизики»*. Тюмень: ТИУ, с. 33–39.

Долгих Ю.Н., Кайгородов Е.П., Глебов А.А. (2019c). Результаты и перспективы применения некоторых методических подходов к обработке виброграмм. *EAGE*, Тюмень. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900571

Екименко В.А. (2008). Сейсморазведка – основной метод поиска и разведки нефтяных залежей. *Георесурсы*, 4(27), с. 14–16.

Ефимов В.И. (2013). Применение методики слип-свип в полевых сейсморазведочных работах МОГТ-3Д. *Геофизический вестник*, 1, с. 33–34.

Смирнов В.Н., Бондарев Е.Б. (2017). Современное состояние, возможности и недостатки комплекса вибросейс NOMAD по сравнению с взрывным источником сейсмических колебаний в зимних условиях ЯНАО. *Технологии сейсморазведки*, 2, с. 108–122.

Шнеерсон М.Б., Жуков А.П. (2015). Современные тенденции вибрационной сейсморазведки. *Приборы и системы разведочной геофизики*, 3, с. 19–25.

Сведения об авторах

Владислав Иванович Кузнецов – доктор геол.-мин. наук, старший эксперт отдела полевых сейсморазведочных работ, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: vikuznetsov@novatek.ru

Юрий Николаевич Долгих – доктор геол.-мин. наук, ученый секретарь, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: YNDolgikh@novatek.ru

Дмитрий Владимирович Скачков – эксперт отдела сейсморазведочных работ, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Dmitriy.Skachkov@novatek.ru

Владимир Владиславович Соколовский – главный технолог проекта, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Vladimir.Sokolovskiy@novatek.ru

Сергей Викторович Писарчук – начальник управления сейсморазведочных работ, департамент геологоразведочных работ, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2
e-mail: sergey.pisarchuk@novatek.ru

Алексей Федорович Глебов – кандидат тех. наук, начальник отдела сейсморазведочных работ управления сейсморазведочных работ департамента геологоразведочных работ, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2
e-mail: Aleksey.Glebov@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 17.07.2024;
Принята к публикации 04.09.2024;
Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Experience in Conducting Field Seismic Surveys Using High-Performance "Slip-Sweep" Technology

V.I. Kuznetsov[1,3], Yu.N. Dolgikh[1], D.V. Scachkov[1], V.V. Sokolovsky[1], S.V. Pisarchuk[2], A.A. Globov[2]*
[1]*NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation*
[2]*NOVATEK, Moscow, Russian Federation*
[3]*Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Vladislav I. Kuznetsov, e-mail: vikuznetsov@novatek.ru*

Abstract. The latest major technological change in seismic surveys at the sites of the NOVATEK Group of Companies is the use of high-performance sleep-sweep vibroseismic exploration technology.

The total volume of work performed in the NOVATEK Group of Companies using the sleep-sweep technology has currently exceeded 20 000 square kilometers.

As part of the assessment of the efficiency and prospects of the sleep-sweep, the article analyzes the optimization possibilities, as well as the risks and difficulties in implementing the technology, analyzes the performance of the sleep-sweep in the conditions of the Arctic region, and presents a methodology for predicting daily productivity, applicable for designing and assessing the technical and economic indicators of research.

Keywords: high-performance vibroseismic survey, vibrogram processing, quality improvement, quality control, correlograms, performance forecast

Recommended citation: Kuznetsov V.I., Dolgikh Yu.N., Scachkov D.V., Sokolovsky V.V., Pisarchuk S.V., Globov A.A. (2024). Experience in Conducting Field Seismic Surveys Using High-Performance "Slip-Sweep" Technology. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 20–26. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.3

References

Dolgikh Yu.N., Kaigorodov E.P., Glebov A.A. (2019a). Multizonal adaptive processing of vibrograms is a promising direction for improving the quality and information content of modern seismic exploration. Sochi, *EAGE*. (In Russ.) https://doi.org/10.3997/2214-4609.201953025

Dolgikh Yu.N., Kaigorodov E.P., Glebov A.A. (2019b). Multizonal adaptive processing of vibrograms as a promising direction for improving the quality and information content of modern seismic exploration. *International scientific and practical conference «Modern technologies of oil and gas geophysics»: Coll. papers*. Tyumen: TIU, pp. 33–39. (In Russ.)

Dolgikh Yu.N., Kaigorodov E.P., Glebov A.A. (2019c). Results and prospects for the application of some methodological approaches to the processing of vibrograms. Tyumen, *EAGE*. (In Russ.) https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900571

Ekimenko V.A. (2008). Seismic exploration is the main method of searching and exploring oil deposits. *Georesursy = Georesources*, 4(27), pp. 14–16. (In Russ.)

Efimov V.I. (2013). Application of the slip-sweep technique in field seismic surveys MOGT-3D. *Geophyzichesky vestnik*, 1, pp. 33–34. (In Russ.)

Gafarov R.M. (2012). Slip-Sweep – a method of high-performance seismic exploration without loss of quality of the obtained data in the conditions of the central part of Russia. *Pribory i sistemy razvedochnoy geofiziki*, 1, pp. 62–66. (In Russ.)

Smirnov V.N., Bondarev E.B. (2017). Current state, capabilities and disadvantages of the NOMAD vibroseis complex in comparison with an explosive source of seismic vibrations in the winter conditions of the Yamal-Nenets Autonomous Okrug. *Technologii seysmorazvedki*, 2, pp. 108–122. (In Russ.)

Shneerson M.B., Zhukov A.P. (2015). Current trends in vibration seismic exploration. *Pribory i sistemy razvedochnoy geofiziki*, 3, pp. 19–25. (In Russ.)

About the Authors

Vladislav I. Kuznetsov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Expert of the Field Seismic Exploration Department, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: vikuznetsov@novatek.ru

Yuri N. Dolgikh – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Scientific Secretary, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: YNDolgikh@novatek.ru

Dmitry V. Skachkov – Expert of the Seismic Exploration Department, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tuymen, 625031, Russian Federation
e-mail: Dmitriy.Skachkov@novatek.ru

Vladimir V. Sokolovsky – Chief Technologist of the Project, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: Vladimir.Sokolovskiy@novatek.ru

Segey V. Pisarchuk – Head of the Seismic Exploration Department, NOVATEK
90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation
e-mail: sergey.pisarchuk@novatek.ru

Aleksey F. Glebov – Cand. Sci. (Engineering), Head of Seismic Exploration Division, Seismic Exploration Department, NOVATEK
90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation
e-mail: Aleksey.Glebov@novatek.ru

Manuscript received 17 July 2024;
Accepted 4 September 2024;
Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.4

УДК 550.834

Обработка виброграмм как способ повышения качества результатов высокопроизводительной вибросейсморазведки

Ю.Н. Долгих[1], Д.В. Гуляев[1], В.В. Соколовский[1], В.И. Кузнецов[1,2]*

[1]ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

[2]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

В статье представлены результаты применения специализированной технологии обработки виброграмм, получаемых при проведении высокопроизводительных вибросейсмических исследований по методике «слип-свип» («slip-sweep»). Предпосылками внедрения этой технологии являются существование объективного запроса на высокопроизводительные способы сейсморазведки и физическая реализуемость, в современных условиях, регистрации и обработки данных с уровня исходных виброграмм. Показаны преимущества и недостатки вибросейсмического метода и его высокопроизводительных модификаций, дан краткий ретроспективный анализ темы обработки виброграмм до корреляции, обоснованы методические подходы к снижению технологической зашумленности вибросейсмической съемки «слип-свип», демонстрируются примеры повышения качества данных (на уровне как коррелограмм, так и суммарных разрезов) при различном количестве групп вибросейсмических источников. Сделан вывод, что обработка виброграмм при методике «слип-свип» обеспечивает повышение качества, сопоставимое как минимум с 1,5–2-ным ростом кратности съемки.

Ключевые слова: высокопроизводительная вибросейсморазведка, обработка виброграмм, повышение качества, коррелограммы, многозональная обработка, адаптивная обработка, «слип-свип» технология

Для цитирования: Долгих Ю.Н., Гуляев Д.В., Соколовский В.В., Кузнецов В.И. (2024). Обработка виброграмм как способ повышения качества результатов высокопроизводительной вибросейсморазведки. *Георесурсы,* 26(3), с. 27–32. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.4

Актуальность высокопроизводительной вибросейсморазведки и проблема обеспечения качества работ

Нефтегазовые компании объективно заинтересованы в сокращении сроков геологоразведочных работ, что позволяет быстрее окупить вложенные в проект инвестиции, оптимизировать финансовые и временные издержки, особенно в настоящее время, в период экономической и геополитической турбулентности. Возможность на несколько лет быстрее ввести объект в эксплуатацию, за один полевой сезон собрать данные, необходимые для построения детальной геологической 3D-модели месторождения, является очень привлекательной для экономики проектов. Повышение производительности и информативности сейсмических исследований актуально не только для севера Западной Сибири, но и для других регионов России, характеризующихся высокой геологической изученностью (Екименко, 2008). Поэтому в отрасли существует запрос на технологии сейсморазведки, обеспечивающие возможность изучения больших по площади участков в короткие сроки. Высокопроизводительная вибросейсморазведка в полной мере отвечает на этот запрос, потенциал ее производительности кратно превышает возможности традиционной сейсморазведки с использованием взрывных источников (Смирнов, Бондарев, 2017).

Однако вибросейсмический метод имеет свои недостатки, или, сформулируем корректнее, свои особенности: заведомо неоптимальные условия возбуждения волн, повышенный уровень поверхностных регулярных помех, более высокий уровень случайных помех (вследствие слабости единичного воздействия), наличие технологических помех от перемещающейся техники и параллельных воздействий (для высокопроизводительных технологий), сильную зависимость качества результатов от специфики строения верхней части разреза (ВЧР) и поверхностных (ландшафтных) условий, ограниченность полосы частот возбуждаемого сигнала как со стороны низких частот (НЧ), так и высоких частот (ВЧ) вследствие особенностей конструкции вибратора и условий контакта плита – грунт.

Типичные для обширных территорий полуострова Ямал и Гыданского полуострова условия «арктической пустыни», тем не менее, благоприятствуют применению вибросейсмических технологий. На этих территориях зона малых и пониженных скоростей находится в вечной мерзлоте, что улучшает условия прохождения волн и сохраняет высокочастотные компоненты спектра, т.к. поглощение сейсмической энергии в мерзлых породах существенно ниже. Поэтому в северных районах Западной Сибири вибросейсмический метод в ряде случаев позволяет получать результаты, сопоставимые по качеству со взрывным методом (разумеется, при определенных технико-методических условиях). И как показывает опыт, запрос на высокопроизводительные вибросейсмические технологии сейчас достаточно высок.

Важным условием эффективного применения высокопроизводительных вибросейсмических технологий

* Ответственный автор: Юрий Николаевич Долгих
e-mail: yndolgikh@novatek.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

является обеспечение качества результата. Повышенная производительность не должна быть основанием для необоснованного снижения критериев качества исходных сейсмограмм. Желательно, чтобы высокий потенциал плотности и кратности системы был не только средством компенсации технологической зашумленности полевых данных, но и предпосылкой для достижения более высокой информативности (разрешенности, динамической выразительности, отношения сигнал/помеха и др.)

К сожалению, у высокопроизводительных технологий имеется существенный недостаток – повышенный уровень случайных, квазислучайных и технологических помех (от движущейся техники и/или «параллельных» воздействий). Методические возможности подавления этих помех за счет увеличения статистического эффекта (кратности) системы наблюдений ограничены. Кроме того, чисто статистический подход не позволяет реализовать в полной мере потенциал высокоплотной съемки. Ослабляя помехи за счет увеличения кратности, мы фактически расходуем потенциал высокократной системы на сохранение приемлемого качества на уровне традиционных вибросейсмических съемок. Значимого повышения информативности (точности, детальности, динамической выразительности) результатов обработки при этом не происходит. Следовательно, помимо увеличения кратности необходимо повысить и качество исходных коррелограмм (КГ), однако единственным резервом повышения качества КГ (при прочих равных условиях) является обработка до корреляции, т.е. обработка виброграмм (ВГ). И в настоящее время благодаря общей тенденции к быстрому развитию и удешевлению вычислительных средств и носителей информации появилась возможность сохранения и передачи на этап обработки всего исходного массива данных, т.е. не только КГ, но и ВГ.

Первые попытки повышения качества результатов за счет обработки виброграмм до корреляции были предприняты на Западе и в СССР еще в 80-е годы XX в. (Coruh, Costain, 1983; Череповский, Бадейкин, 1988). Однако завершенной технологии в тот период создано не было, не в последнюю очередь из-за ограничений в вычислительных мощностях и в средствах хранения информации.

В связи с развитием высокопроизводительных вибросейсмических технологий уже в XXI в. западными сервисными компаниями разработаны методические подходы к подавлению определенного класса технологических помех до корреляции. Однако эти подходы обеспечивали лишь частичное решение проблемы, при этом по стоимости существенно превышали затраты на стандартную обработку материалов. Основанной на ясной теоретической концепции технологии подавления широкого класса природных и технологических помех (случайных, квазислучайных, регулярных) до корреляции виброграмм в мировой практике до недавнего времени не существовало.

Обработка виброграмм до корреляции – перспективное направление повышения качества данных

Необходимые для разработки технологии обработки виброграмм исходные данные получены в процессе выполнения опытно-методических работ (ОМР) МОВ-ОГТ 2D в полевых сезонах 2017–18 и 2018–19 гг. на ряде лицензионных участках Группы компаний ПАО «НОВАТЭК». Информация об основных результатах исследовательских работ по обработке полученных материалов опубликована в (Долгих и др., 2019; Dolgikh et al., 2019a, 2019b).

В настоящее время в НОВАТЭК НТЦ апробирован и внедрен целый ряд методических приемов обработки виброграмм, предложенная технология получила общее название «многозональная адаптивная обработка виброграмм» (МАОВ).

Постановка вопроса о целесообразности обработки виброграмм до корреляции совершенно логична и имеет однозначное научно-теоретическое обоснование (из области теории информации, теории интерференционных систем). Если исключить значительную часть технологических и иных помех из наблюденного волнового воля ВГ до корреляции (рис. 1, верхний ряд), то это обеспечит условия для более эффективной селекции полезного сигнала по итогам выполнения корреляции – на уровне итоговых КГ (рис. 1, нижний ряд). Логическим следствием повышения отношения сигнал/помеха исходных КГ является более высокое (при прочих равных условиях) отношение сигнал/помеха (качество) итоговых результатов обработки.

Граф обработки ВГ представляет собой набор общеизвестных процедур, ориентированных на подавление наиболее интенсивных случайных, регулярных и технологических помех, а также на корректировку наиболее значимых искажений спектра и динамики сейсмического волнового поля.

Поскольку вибросейсмический сигнал представляет собой меняющуюся во времени частотную развертку, важным свойством технологии обработки виброграмм является возможность адаптации параметров обрабатывающих процедур по времени и/или частоте. Отдельные процедуры (в частности, направленные на подавление корреляционных помех от пересекающихся по времени воздействий) могут быть реализованы с помощью разделения сейсмического волнового поля на частотные зоны (панели).

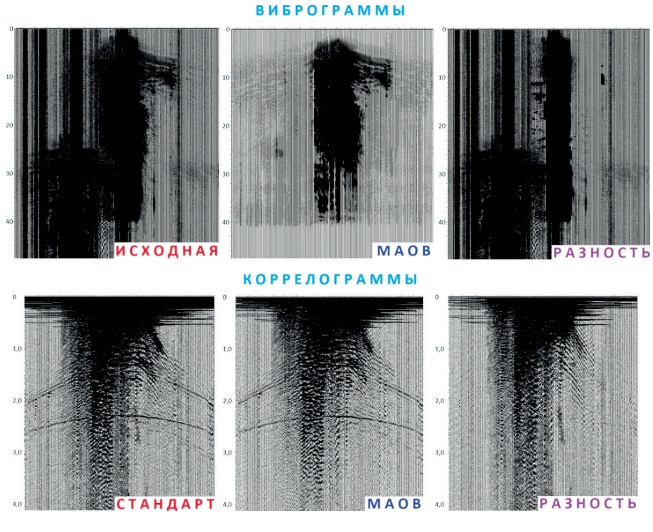


Рис. 1. Демонстрация эффектов от подавления волн помех по виброграммам до корреляции (технология многозональной адаптивной обработки виброграмм – МАОВ) на уровне виброграммы (верхний ряд) и коррелограммы (нижний ряд) («слип-свип» с использованием 3–4 групп виброисточников)

Принципиальная схема реализации технологии МАОВ (для «слип-свип»).

1. Весь рабочий спектр сейсмических сигналов, включающий в себя интервал частот развертки свип-сигнала, разбивается посредством полосовой (F1–F2–F3–F4) частотной фильтрации на узкие частотные диапазоны (панели) по критерию постоянного затухания, т.е. постоянства отношения ширины спектра к центральной частоте. Количество частотных полос определяется величиной коэффициента затухания, его увеличение приводит к уменьшению числа полос, а уменьшение – к увеличению. Кроме того, следует учитывать вычислительные мощности, т.к. связь между числом полос и временем обработки линейная. Фильтрация относится к числу времяемких процедур. На основе сформированного ряда центральных частот рассчитывается серия перекрывающихся полосовых фильтров, объединение (суммирование) результатов применения которых обеспечивает восстановление исходного сигнала без искажения частотного спектра.

2. В каждой панели к узкополосной виброграмме применяется верхний и нижний мьютинг по следующему правилу: время верхнего мьютинга соответствует времени развертки свип-сигнала на частоте F1, а время нижнего мьютинга – времени развертки на частоте F4, а также принимается в расчет длина формируемых КГ.

Принцип подавления помех применением верхнего и нижнего мьютинга к узкополосным виброграммам иллюстрирует рис. 2.

3. После проведенной селекции полезного сигнала узкополосные виброграммы объединяются с целью получения широкополосных виброграмм.

4. К широкополосным ВГ применяются процедуры поверхностно-согласованного подавления случайных и квазислучайных помех во временной и частотной областях.

В спектрально-временной области реализация приемов 1–3 обеспечивает «хирургическую» селекцию 1-й (базовой) гармоники сигнала (рис. 3). Все остальные гармоники как основного, так и последующего во времени воздействий будут обнуляться. Будут также ослаблены любые другие квазислучайные помехи (от переездов, от растрескивания мерзлоты), если они окажутся внутри области обнуления.

На системной основе технология МАОВ применяется на объектах НОВАТЭК с 2020 г. Полученные результаты свидетельствуют о повышении их качества и разрешающей способности. При этом особенно значительный эффект отмечен при работе по технологии «слип-свип» с минимизированным слип-таймом, т.е. когда слип-тайм приближен к длине формируемых коррелограмм (рис. 4–6).

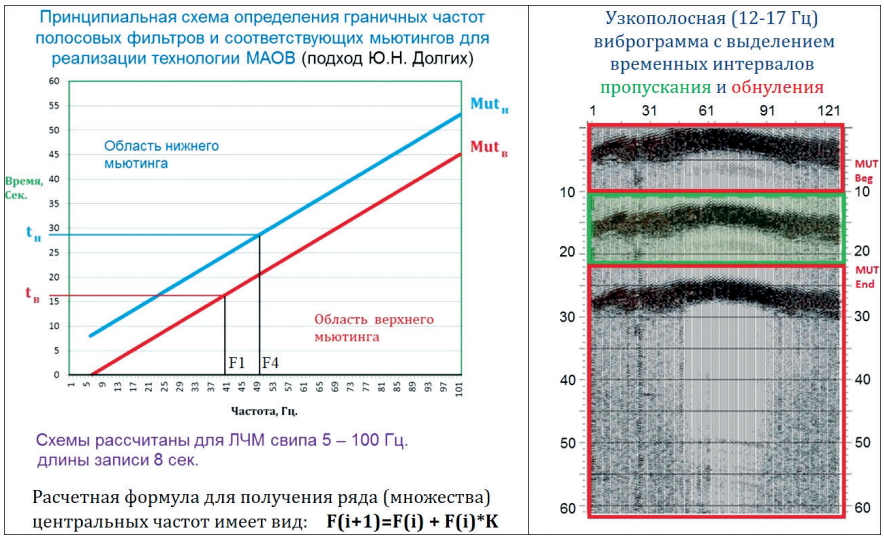


Рис. 2. Принцип подавления технологических помех применением мьютингов к узкополосным виброграммам (ОМР 2D, моделирование воздействий ± 10 с от основного)

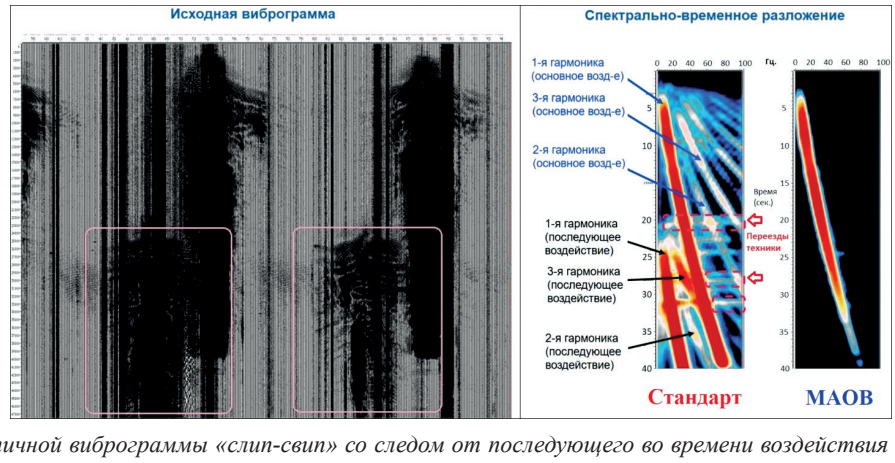


Рис. 3. Фрагмент типичной виброграммы «слип-свип» со следом от последующего во времени воздействия (слева) и спектрально-временные представления (справа), демонстрирующие эффект МАОВ («слип-свип» с использованием 3–4 групп виброисточников)

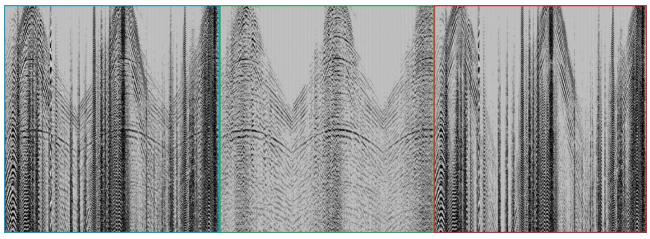


Рис. 4. Демонстрация эффекта от подавления помех по виброграмме на уровне коррелограммы («слип-свип» с использованием 7–8 групп виброисточников). Слева: исходная коррелограмма без применения МАОВ; центр: коррелограмма с применением МАОВ; справа: помехи, исключенные из коррелограммы за счет МАОВ

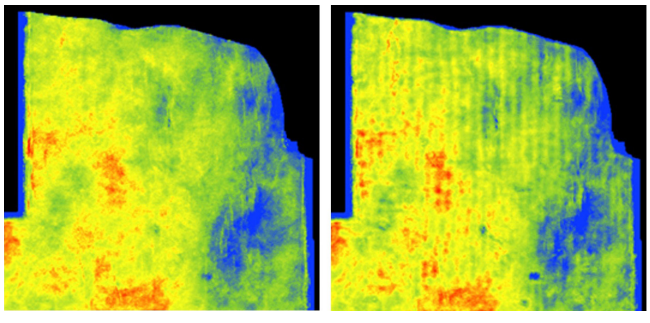


Рис. 5. Сопоставление карт RMS-амплитуд фрагмента окончательного куба 3D по ОГ Б после обработки с применением технологии МАОВ (слева) и без использования технологии (справа) («слип-свип» с использованием 7–8 групп виброисточников)

В технологию МАОВ заложено теоретически обоснованное применение процедур подавления случайных и квазислучайных помех на уровне как ВГ, так и КГ. Только в первом случае (на уровне ВГ) подавляются непосредственно сами помехи в сейсмическом волновом поле, а во втором случае (на уровне КГ) устраняются остаточные, посткорреляционные искажения волнового поля, обусловленные данными помехами. Сочетание внутренних мьютингов в узких частотных диапазонах с процедурами шумоподавления на уровне ВГ и КГ дает в совокупности необходимый синергетический эффект, который выражается в повышении как отношения сигнал/помеха, так и разрешающей способности результатов обработки (рис. 7, 8).

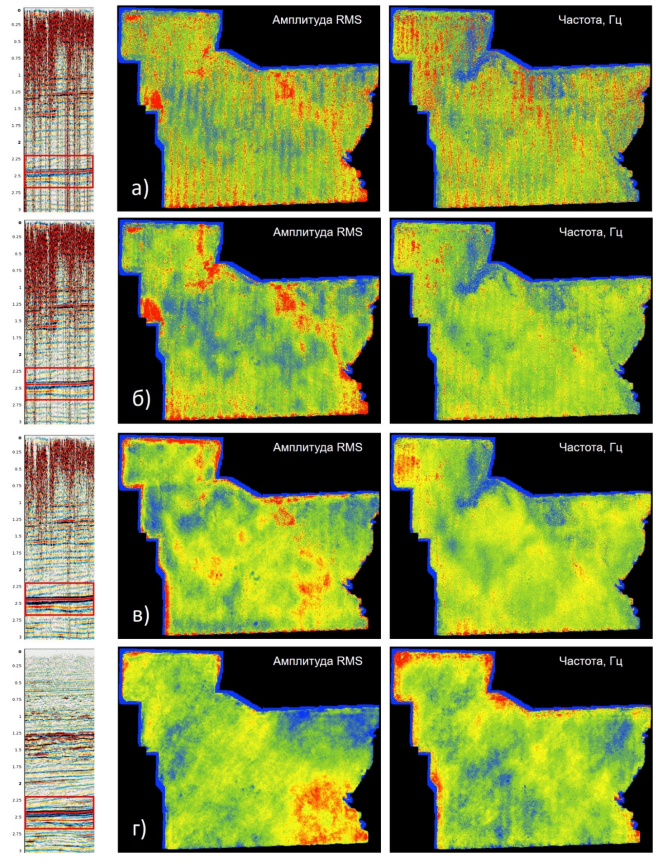


Рис. 6. Демонстрация последовательного ослабления искажений амплитуд и частот, обусловленных технологией отработки («слип-свип» с использованием 7–8 групп виброисточников): а) исходные данные; б) МАОВ; в) МАОВ + амплитудные поправки; г) МАОВ + амплитудные поправки + сигнальная обработка

Заключение

Технология МАОВ позволяет значительно ослабить взаимные влияния, амплитудные искажения, разного рода помехи от групп виброисточников, а также снизить общий уровень зашумленности съемки.

При прочих равных условиях обработка, начиная с уровня исходных виброграмм, обеспечивает значимое повышение общего отношения сигнал/помеха

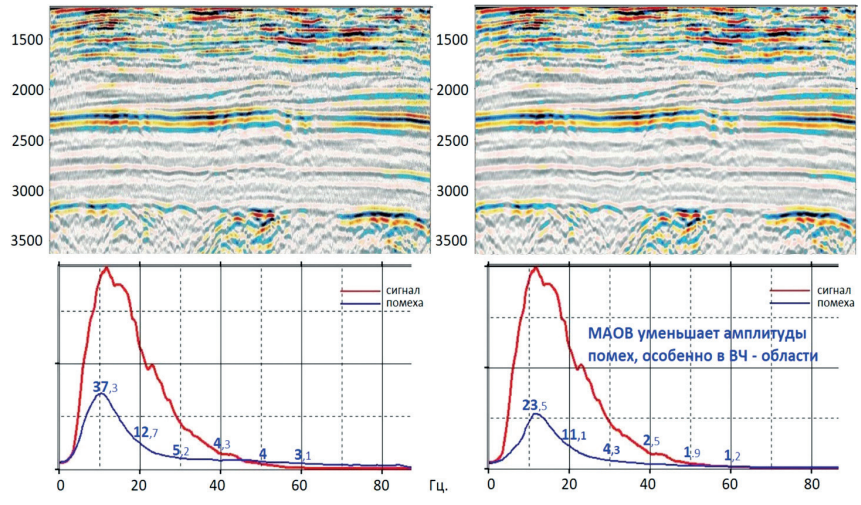


Рис. 7. Сопоставление временных разрезов и соответствующих им спектров сигнала и помехи: до (слева) и после (справа) применения технологии МАОВ («слип-свип» с использованием 3–4 групп виброисточников)

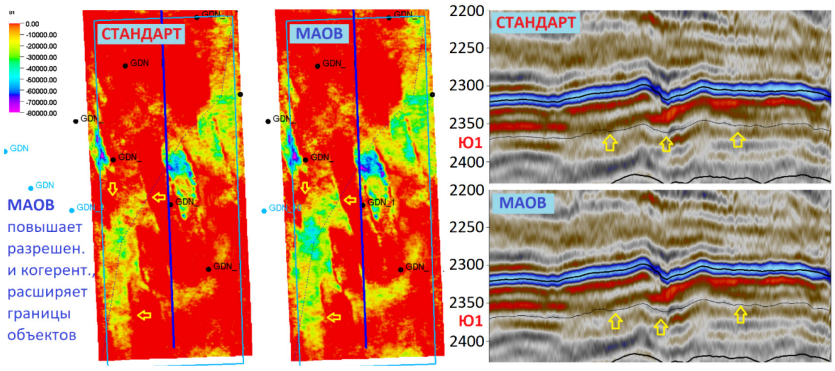


Рис. 8. Сравнение карт отрицательных амплитуд и фрагментов частично-кратных временных разрезов в диапазоне удалений 1200–2300 м) в интервале прослеживания пласта $Ю_1$ («слип-свип» с использованием 3–4 групп виброисточников)

окончательных результатов обработки при некотором увеличении общей разрешающей способности.

Полученный с помощью обработки виброграмм повышенный потенциал качества исходных коррелограмм создает предпосылки для дополнительного расширения спектра конечных результатов при сохранении приемлемого общего отношения сигнал/помеха.

За счет применения МАОВ обеспечивается повышение качества результатов обработки, по эффекту сопоставимое с увеличением кратности системы наблюдений в 1,5–2 раза, что особенно актуально для площадей с повышенным уровнем техногенных помех.

Благодарности

Авторы признательны научным сотрудникам лаборатории систематизации и обработки геофизических материалов АУ «НАЦ РН им В.И. Шпильмана» Е.П. Кайгородову, О.В. Киселёву и Е.В. Савенкову за их творческий вклад в научно-технические результаты исследований.

Литература

Долгих Ю.Н., Кайгородов Е.П., Глебов А.А. (2019). Многозональная адаптивная обработка виброграмм как перспективное направление повышения качества и информативности современной сейсморазведки. *Современные технологии нефтегазовой геофизики*: *Сб. докл. междунар. науч.-практ. конф*. Тюмень: ТИУ. с. 33–39.

Екименко В.А. (2008). Сейсморазведка – основной метод поиска и разведки нефтяных залежей. *Георесурсы*, 4(27), с. 14–16.

Смирнов В.Н., Бондарев Е.Б. (2017). Современное состояние, возможности и недостатки комплекса вибросейс NOMAD по сравнению с взрывным источником сейсмических колебаний в зимних условиях ЯНАО. *Технологии сейсморазведки*, (2), с. 108–122. https://doi.org/10.18303/1813-4254-2017-2-108-122

Череповский А.В., Бадейкин А.Н. (1988). Роль регулировки амплитуд при кинематической обработке вибрационной сейсморазведки. *Разведочная геофизика. Отечественный производственный опыт: Сб. ст.* М.: ВИЭМС, Вып. 10, с. 1–4.

Dolgikh Y., Kaygorodov E., Glebov A. (2019a). Polyzonal Adaptive of Processing Vibrogram as a Promising Way to Improve the Quality and Informativeness of Modern Seismic. *Progress'19*, *EAGE*, 2019, pp. 1–6. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201953025

Dolgikh Y., Kaygorodov E., Glebov A. (2019b). Results and Prospects of Some Methodical Approaches to Process Vibrogram. Tyumen, *EAGE*, 2019, pp. 1–5. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900571

Coruh C., Costain J.K. (1983). Noise attenuation by Vibroseis whitening (VSW) processing. *Geophysics*, 48(5), pp. 543–554. https://doi.org/10.1190/1.1441485

Сведения об авторах

Юрий Николаевич Долгих – доктор геол.-минерал. наук, ученый секретарь, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: YNDolgikh@novatek.ru

Денис Владимирович Гуляев – заместитель начальника отдела стандартной и специализированной обработки, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Denis.Gulyaev@novatek.ru

Владимир Владиславович Соколовский – главный технолог проекта, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Vladimir.Sokolovskiy@novatek.ru

Владислав Иванович Кузнецов – доктор геол.-минерал. наук, старший эксперт отдела полевых сейсморазведочных работ, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: vikuznetsov@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 12.07.2024;
Принята к публикации 22.08.2024;
Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Processing Vibrograms as a Way to Improve the Quality of High-Performance Vibroseismic Survey Results

Yu.N. Dolgikh[1], D.V. Gulyaev[1], V.V. Sokolovsky[1], V.I. Kuznetsov[1,2]*
[1]NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation
[2]Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation
[*]Corresponding author: Yuri N. Dolgikh, e-mail: yndolgikh@novatek.ru

Abstract. The article outlines the prerequisites and results of using a specialized technology for processing vibrograms obtained during high-performance vibroseismic studies using the "slip-sweep" technology. The goal is to reveal the potential and advantages of multispectral adaptive data processing, mainly associated with improving the quality and information content of the results obtained. The prerequisites for the introduction of technology are the existence of an objective demand for high-performance seismic exploration methods and the physical feasibility, in modern conditions, of recording and processing data from the level of initial vibrograms. The work describes the advantages and disadvantages of the vibroseismic method and its high-performance modifications, provides a brief retrospective analysis of the topic of processing vibrograms before correlation, substantiates specific methodological approaches to reducing the technological noise of vibroseismic "slip-sweep" surveys, demonstrates specific examples of improving data quality (both at the level of correlograms, and at the level of total sections) with different numbers of groups of vibroseismic sources. The main conclusion is that processing vibrograms using the "slip-sweep" method provides an increase in quality comparable to at least a one and a half to twofold increase in the shooting magnification.

Keywords: high-performance vibroseismic survey, vibrogram processing, correlograms, multizonal processing, adaptive processing, "slip-sweep" technology

Recommended citation: Dolgikh Yu.N., Gulyaev D.V., Sokolovsky V.V., Kuznetsov V.I. (2024). Processing Vibrograms as a Way to Improve the Quality of High-Performance Vibroseismic Survey Results. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 27–32. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.4

Acknowledgements

The authors are grateful to the research staff of the laboratory for systematization and processing of geophysical materials of the V.I. Shpilman Research and Analytical Centre E.P. Kaygorodov, O.V. Kiselev and E.V. Savenkov for their creative contribution to scientific and technical research results.

References

Cherepovsky A.V., Badeykin A.N. (1988). The role of amplitude adjustment in kinematic processing of vibration seismic exploration. Express information of VIEMS. *Exploration geophysics. Domestic production experience: Coll. papers*, 10, pp. 1–4. (In Russ.)

Coruh C., Costain J.K. (1983). Noise attenuation by Vibroseis whitening (VSW) processing. *Geophysics*, 48(5), pp. 543–554. https://doi.org/10.1190/1.1441485

Dolgikh Y., Kaygorodov E., Glebov A. (2019a). Polyzonal Adaptive of Processing Vibrogram as a Promising Way to Improve the Quality and Informativeness of Modern Seismic. *Progress'19, EAGE*, pp. 1–6. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201953025

Dolgikh Y., Kaygorodov E., Glebov A. (2019b). Results and Prospects of Some Methodical Approaches to Process Vibrogram. Tyumen, *EAGE*, pp. 1–5. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900571

Dolgikh Yu.N., Kaigorodov E.P., Glebov A.A. (2019c). Results and prospects for the application of some methodological approaches to the processing of vibrograms. Tyumen, *EAGE*. (In Russ.) https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900571

Ekimenko V.A. (2008). Seismic prospecting – the principal oil exploration method. *Georesursy = Georesources*, 4(27), pp. 14–16. (In Russ.)

Smirnov V.N., Bondarev Ye.B. (2017). Current state, capabilities and disadvantages of the NOMAD vibroseis complex in comparison with an explosive source of seismic vibrations in the winter conditions of the YNAO. *Technologii seysmorazvedki*, 2, pp.108–122. (In Russ.)

About the Authors

Yuri N. Dolgikh – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Scientific Secretary
NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: YNDolgikh@novatek.ru

Denis V. Gulyaev – Deputy Head of the Standard and Specialized Processing Department
NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: Denis.Gulyaev@novatek.ru

Vladimir V. Sokolovsky – Chief Technologist of the Project
NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: Vladimir.Sokolovskiy@novatek.ru

Vladislav I. Kuznetsov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Expert of the Field Seismic Exploration Department
NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: vikuznetsov@novatek.ru

Manuscript received 12 July 2024;
Accepted 22 August 2024;
Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.5

УДК 553.982

Интегрированный подход к построению геологических моделей на основе фациального анализа

О.С. Генераленко, И.В. Шелепов, О.Э. Ермакова, И.В. Моторин, Г.Н. Воробьева, Д.Д. Парамошина*

Группа компаний Газпромнефть, Санкт-Петербург, Россия

Используя интегрированный (комплексный) подход, построена 3D геологическая и гидродинамическая модели, в основу которых легли результаты фациального анализа. Проведено седиментологическое описание керна с интерпретацией фаций отложений, формирование которых происходило в относительно глубоководных условиях осадконакопления ачимовской толщи в пределах ноябрьского региона. По результатам фациальной интерпретации керна выполнено петрофациальное моделирование по концепции связанности порового пространства, подобраны коэффициенты связанности (Sf), и уточнена зависимость определения проницаемости для каждой фации.

Помимо определения фаций по керну, используя результаты литологической интерпретации по каротажу, фациальные зоны, ассоциации фаций по площади, сейсмические атрибуты (динамический анализ), удалось выполнить фациальную интерпретацию каротажных кривых (электрофации) и построить фациальные карты на каждый циклит в пределах крупного клиноциклита (пласта). Геологическая модель построена с учетом внутреннего строения пласта и фациального анализа, что позволило дифференцировать пласт на отдельные интервалы со своими зависимостями фильтрационно-емкостных свойств.

Данный подход обеспечил лучшее соответствие гидродинамической модели реальному геологическому строению и заложил прогнозную основу для последующих целей бурения.

Ключевые слова: фациальный анализ, гиперпикнальный поток, ачимовские отложения, петрофациальный анализ, турбидитовые каналы, адаптация гидродинамической модели, геологическое моделирование, куб фаций, концепция связанности порового пространства

Для цитирования: Генераленко О.С., Шелепов И.В., Ермакова О.Э., Моторин И.В., Воробьева Г.Н., Парамошина Д.Д. (2024). Интегрированный подход к построению геологических моделей на основе фациального анализа. *Георесурсы,* 26(3), с. 33–42. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.5

Введение

Специалисты различных дисциплин при выполнении одного проекта нередко работают обособленно друг от друга, особенно это касается анализа и изучения материалов прошлых лет. Такой подход не позволяет полностью раскрыть прогнозный потенциал информации, полученной из разных источников. Для того, чтобы процесс получился синергичным, необходимо, во-первых, чтобы все работы выполнялись взаимоувязано, а во-вторых, должны быть подчинены единой идее.

Первым этапом построения цифровой геологической модели является построение концептуальной седиментологической модели, отражающей характеристику резервуаров, особенности которых обусловлены историей геологического развития и происходивших в нем процессов осадконакопления. Концептуальная геологическая модель – это представление о геологическом объекте, которое должно быть в голове у геолога-модельера перед тем как начинать построения, это комплексная модель с учетом особенностей седиментологии, связи геологии с разработкой и гидродинамикой.

На основе керновых данных седиментолог делает заключение о фациальных условиях; используя керновые и сейсмические данные совместно со специалистами смежных дисциплин формирует концептуальную модель в виде карт, набора атрибутов, а также количественных характеристик прогнозируемых песчаных тел, которые впоследствии повлияют на оценку геологических запасов.

Тесная взаимосвязь седиментолога и петрофизика позволяет провести фациальную дифференциацию петрофизических зависимостей, которые напрямую использует геолог для построения кубов проницаемости и насыщенности. Только такой подход будет называться интегрированным или комплексным.

Целью данной работы являлось следующее: на основе фациального анализа, используя интегрированный подход к построению геологических моделей, показать этапность и важность проведения фациального анализа в связке со смежными дисциплинами – геологией, сейсмикой, петрофизикой и гидродинамикой (на примере глубоководных отложений одного из месторождений Западной Сибири).

Решаемые задачи: выполнить фациальную интерпретацию керна и каротажных кривых (электрофациальный анализ); на основе выполненной интерпретации фаций построить петрофациальную модель с целью получения различных зависимостей $K_{пр}$–$K_{п}$ для последующего построения 3D геологической и гидродинамической моделей.

* Ответственный автор: Ольга Сергеевна Генераленко
e-mail: Generalenko-2011@mail.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Материалы и методы

Объектом исследования являлись отложения ачимовской толщи нефтяного месторождения в пределах ноябрьского региона Западной Сибири. Вся территория покрыта сейсмикой 3D, в 4-х скважинах отобран керн, 30 скважин имеют полный комплекс ГИС.

Основной исходной информацией для построения геологической модели являлись керн, результаты исследования керна и геолого-геофизические данные. Фациальная интерпретация выполнялась по распиленному керну скважин (с общим выносом 446 метров), равномерно расположенных в пределах области построения. Детальное литолого-фациальное изучение позволило выделить основные фации в пределах отложений одного из пластов в интервале ачимовской толщи (Бородкин и др., 2011). Петрофациальная модель концепции связанности порового пространства строилась с помощью данных, полученных по результатам лабораторных исследований пористости и проницаемости по керну, измеренным на 1455 образцах из различных фаций (Беляков, Мухидинов, 2015).

Для распространения фаций по площади проводилась фациальная интерпретация каротажных кривых в скважинах без керна. Внимание уделялось изменению тренда по разрезу песчанистости/глинистости, в основном на гамма-каротаже, а также интерпретации литологии, выполненной по комплексу геофизических исследований скважин (Аллен, Позаментьер, 2014). На этапе работы с сейсмическими данными выполнялись сейсмическая корреляция отражающих горизонтов, кинематический и динамический анализы в пределах куба 3D, общей площадью 852 км^2. Результаты интерпретации и динамического анализа использованы при построении карт фаций.

На этапе 3D геологического моделирования по результатам комплексного фациального анализа, результатом которого, в том числе, являются фациальные карты, строился куб фаций, на который будут опираться все последующие построения (Закревский, Нассонова, 2012; Букатов и др., 2018). Детальная стратиграфическая корреляция позволила при моделировании проследить тренд изменения песчанистости отдельно для каждого из выделенных циклитов. Для модели нефтенасыщенности в качестве основы использовалась зависимость водонасыщенности от проницаемости по концепции связанности порового пространства.

На этапе построения гидродинамической модели, используя концептуальную фациальную геологическую основу, проведена адаптация скважин по накопленной добыче жидкости и стартовой обводненности. По результатам прогнозных расчетов даны рекомендации по выбору места заложения новой кустовой площадки, проведена оценка экономической рентабельности ее строительства (Вершинина и др., 2022).

Методика построения геолого-гидродинамической модели на основе фациального анализа

На основе концептуальной модели проводится 3D геологическое моделирование с учетом фациальной дифференциации на всех основных этапах – создание модели литологии, фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) и насыщения. Результатом моделирования становится модель, описывающая вертикальную и латеральную неоднородность моделируемого объекта на макро- (литология) и микроуровне (ФЕС) в межскважинном пространстве.

В процессе адаптации гидродинамической модели возможен итерационный пересмотр петрофизических зависимостей и границ фациальных зон, характеризующихся различными ФЕС, направленный на улучшение сходимости между модельными и фактическими показателями работы скважин. Результаты адаптации, выполненные посредством корректировки петрофизической и геологической моделей с контролем на апостериорные данные, позволяют повысить точность прогнозных расчетов и принимать обоснованные решения по проектированию и корректировке систем разработки.

Основными этапами построения концептуальной модели, которая будет являться основой для построения 3D геологической модели, являются работа с керновым материалом с интерпретацией фаций, петрофациальный анализ, работа с каротажными данными, сейсмофациальный анализ с построением фациальных карт.

Работа с керновым материалом с интерпретацией фаций. Прежде чем приступить к интерпретации кернового материала, важно понимать процессы, формирующие отложения, внимательно проанализировать все имеющиеся данные по палеогеографии региона и четко описать иерархию элементов описываемого объекта, а именно, представить классификацию фаций/макрофаций, по которой будут выделены составляющие системы. В силу того, что на сегодняшний день не существует утвержденной единой классификации фаций, мы выбираем ту, детальность и внутреннее содержание которой будет соответствовать цели проекта и наиболее полно сможет описать изучаемый объект (Конторович и др., 2014).

В основе литофациального анализа лежит определение условий формирования пород на базе основных диагностических признаков в керне с последующей интерпретацией фаций. Самым важным диагностическим признаком при описании пород с целью дальнейшего определения условий осадконакопления является *текстура*. Первичная текстура породы – слоистость, возникает одновременно с образованием самого осадка и целиком определяется механизмом его формирования, поэтому определив слоистость, мы можем наиболее точно подойти к определению условий формирования тех отложений, которым она присуща.

Результатом работы седиментолога по изучению керна часто является седиментологическая колонка/кривая, которая отражает изменение гранулометрического состава и фациальный ряд по разрезу скважины. Для максимально эффективной интеграции результатов седиментологического описания в процесс геологического моделирования, результаты работы будут представлены в виде дискретной диаграммы фаций. От классического представления седиментологической колонки в графическом формате принято решение отказаться для сокращения трудо- и времязатрат.

Петрофациальный анализ. Идея привлечения петрофизических параметров при проведении фациального анализа начала развиваться еще с 70-х годов прошлого

столетия и заключается в том, что при описании коллекторов было бы удобно ввести понятие фильтрационной ячейки (ФЯ), которая является неким дополнительным классификационным признаком, позволяющим уточнить фильтрационные характеристики пластов. В основе выделения фильтрационной ячейки лежит классификационный параметр, позволяющий группировать по нему классы ФЯ в поле сопоставления коэффициентов абсолютной проницаемости и пористости (Беляков, 2020; Генераленко, Беляков, 2024). Практическая ценность таких подходов заключается в возможности предсказать локализацию выделенных фильтрационных ячеек в объеме залежи, что позволяет уточнять ее фильтрационные характеристики.

Учитывая тот факт, что структурные характеристики (геометрические особенности) порового пространства существенно влияют на ФЕС горных пород, в данной работе применен подход, сформулированный в рамках концепции связанности порового пространства (КСПП) (Беляков, Мухидинов, 2015). Ключевое положение основано на том факте, что при одинаковом объеме пор проводящие свойства для того или иного физического процесса протекания в поровом пространстве (электропроводность, диффузия, течение флюидов и т.д.) обусловлены наличием геометрической связанности между отдельными порами и размерами самих пор (или расстоянием между порами). Связанность Sf (структурный фактор) является обобщающей характеристикой, зависящей от множества различных параметров, которые характеризуют геометрию проводящего кластера (Беляков, 2021).

Величина Sf в концепции связанности порового пространства является определяющим параметром в петрофизической модели абсолютной проницаемости, остаточной водонасыщенности и граничных значений ФЕС для выделения коллекторов. Таким образом, петрофациальное моделирование в рамках КСПП сводится к кластеризации фаций в петрофациальные типы (петрофации) по близости параметра Sf.

Работа с каротажными данными. После того, как работа с керновыми данными закончена, переходят к анализу каротажных кривых – устанавливают положительные и отрицательные аномалии, анализируются кровельная, боковая, подошвенная линии аномалии. Выявляется генезис покрывающих и подстилающих фаций. Подобно тому, как фациальные комплексы лучше отражают обстановки осадконакопления, чем отдельные фации, электрофациальные комплексы также более информативны, чем отдельные фрагменты каротажной записи для конкретного песчаного тела (Аллен, Позаментьер, 2014). Например, песчаные отложения, характеризующиеся на каротажной кривой гамма-каротажа (ГК) как «блоковое» песчаное тело, заключенное между глинистыми отложениями, могут указывать на относительно глубоководную обстановку осадконакопления. В том случае, когда мы не имеем представления о выше и нижележащих отложениях, данное песчаное тело может быть проинтерпретировано как речные отложения, дельтовые рукава и эстуарии.

Таким образом, кроме формы каротажной кривой (в данном случае гамма-каротажа), по которой анализировали тренд изменения зернистости по разрезу, в том числе руководствуются следующими принципами:

– в скважине без керна, на той же глубине, вероятнее всего будет та же фация, что и в скважине с керном, наиболее близко расположенной к ней (метод аналогии);

– при анализе кривой литологии по ГИС наиболее песчаный разрез будут иметь фации проксимальной части лопасти и турбидитового канала, переслаивание алевролитов и песчаников будет соответствовать фациям прирусловых валов, и медиальной части лопасти, глинистый состав будут иметь фации дистальной части лопасти и межлопастные отложения;

– в зависимости от того, в какой фациальной зоне расположена скважина, преимущество будет иметь, соответственно, турбидитовый канал, проксимальная или дистальная часть лопасти;

– при контрастной сейсмической картине очень хорошо видны «шнурковые» тела; в скважине, расположенной в зоне наличия «шнурков» и имеющей песчаный состав по разрезу, скорее всего, будет выделена фация турбидитового канала, при соблюдении всех описанных выше принципов.

Сейсмофациальный анализ с построением фациальных карт. Для того, чтобы построить фациальные карты и заложить их в геологическую модель, необходимо проанализировать результаты динамического анализа сейсмических данных. Результаты сейсмофациального анализа можно использовать в качестве основы для создания концептуальной модели, трендов для построения кубов фаций и основы для прогноза фильтрационно-емкостных свойств (Ольнева, 2017).

На этапе сейсмофациального анализа с целью построения фациальных карт очень важно понимать, что искать, и в каком именно интервале. В данном случае работа сейсмика, в том числе, заключается в подборе параметров визуализации, которые бы в полной мере соответствовали представлению седиментолога об объекте, который он выделил по керну и ГИС.

Для оконтуривания конусов выноса и зон развития турбидитовых каналов использовался совместный анализ палеорельефа, карт общих толщин и атрибутный анализ (спектральная декомпозиция RGB суммирования). Применение спектральной декомпозиции позволяет проследить фациальную изменчивость за счет выделения доминантных частот.

Результаты

Первоначально турбидиты рассматривались как глубоководные морские отложения, связанные с гравитационным обрушением обломочного материала, скопившегося вблизи континентального склона. В последнее время появляется все больше свидетельств того, что реки во время половодья напрямую доставляют осадочный материал во внутренний бассейн через гиперпикнальные потоки (рис. 1). По сути, внебассейновый мутьевой поток возникает, когда речная система выносит смесь воды и обломочного материала, имеющих плотность намного больше, чем у приемного бассейна (Zavala, Arcuri, 2016).

Поскольку внебассейновые мутьевые течения возникают из речных источников, они несут с собой примесь органических и неорганических континентальных компонентов (например, различный по размеру углистый

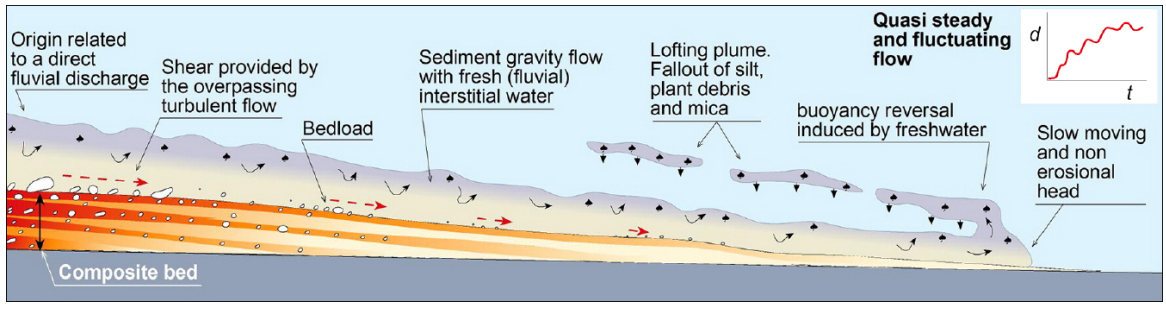


Рис. 1. Основные характеристики гиперпикнального потока и отложения, по (Zavala et al., 2011) с изменениями

детрит). Следовательно, отличительным критерием для распознавания внебассейновых турбидитов является наличие в отложениях растительных остатков, листьев и стволов, отложенных в более отдаленной части бассейна. Породы, изучаемые в рамках настоящей работы, образовались в результате выноса гиперпикнальными потоками и представляют собой отложения лопастей у подножия склона.

Изучение основных диагностических признаков в керне, таких как структурно-текстурные особенности, контакты слоев, включения, в процессе седиментологического описания керна позволили выделить по керну 7 фаций. На рисунке 2 представлены основные фации коллекторов.

Фация 1 **Турбидитовый канал**

Отложения высокоплотных песчаных турбидитовых течений формируют отложения, представленные тонко-мелкозернистым песчаником, в основном массивной текстуры, участками с многочисленными горизонтами глинистых интракластов различного размера (рис. 2а). Толщина отложений, в среднем, составляет 4–10 м. Песчаники с явно выраженной эрозионной подошвой.

Фация 2 **Проксимальная часть турбидитовой лопасти**

Отложения фации представлены тонко-мелкозернистыми песчаниками, со слабо выраженной горизонтальной слоистостью, а также мелкой косой слойчатостью восходящей ряби течения, подчеркнутой углисто-глинистым материалом и мелким детритом. Формирование тонких прослоев горизонтальнослойчатых и мелкокосослойчатых песчаников происходило в условиях более медленной скорости седиментации (рис. 2б).

Фация 3 **Медиальная часть турбидитовой лопасти**

Отложения фации представлены песчаником тонко-мелкозернистым с частыми маломощными (не более 5–10 см) прослоями глинистых алевролитов. Песчаники с мелкой косой слойчатостью ряби течения, реже массивные (рис. 2в). В условиях накопления медиальной части лопасти динамика турбидитовых течений, а значит и их эрозионный потенциал, были менее сильными, чем в области проксимальной части лопасти.

Фация 4 **Дистальная часть турбидитовой лопасти**

Отложения фации представлены мелкозернистыми глинистыми тонкогоризонтальнослоистыми алевролитами с прослоями песчаников тонкозернистых с мелкой косой слойчатостью ряби течения и прослоев горизонтальнослойчатых алевролитов с градационной слоистостью. Отложение алевритоглинистых осадков происходило в условиях фоновой седиментации.

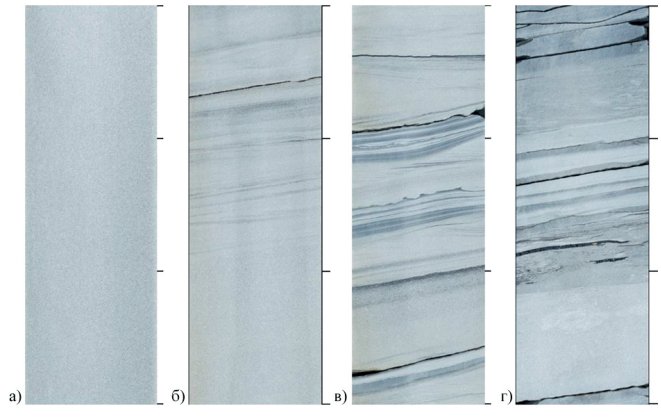


Рис. 2. Фотографии керна в дневном свете. Длина каждого образца 30 см. Характерные фотографии, отражающие основные структурно-текстурные особенности для фаций: а) песчаник мелкозернистый массивный фации турбидитового канала; б) песчаник тонко-мелкозернистый с мелкой косой слоистостью фации проксимальной части лопасти; в) песчаник мелко-тонкозернистый с мелкой косой, косо-волнистой слоистостью, текстурами нагрузки фации медиальной части лопасти; г) чередование слоев песчаника тонкозернистого и алевролита глинистого с текстурами деформаций и включениями углефицированного детрита различного размера фации проксимальной части прируслового вала

Фация 5 **Проксимальная часть прируслового вала**

Преимущественно песчаные отложения фации представлены чередованием прослоев линзовиднослоистых и градационнослоистых глинистых алевролитов и песчаников горизонтально-мелкокосослойчатых и массивных, содержащих обломки обугленной древесины и детрита различного размера (рис. 2г). Накопление подводных прирусловых валов генетически связано с турбидитовыми каналами.

Фация 6 **Дистальная часть прируслового вала**

Существенно глинистые отложения фации ассоциируют в разрезе с более песчаными породами проксимальной части прируслового вала, отложение которых связано с низкоплотными тонкозернистыми турбидитовыми течениями, связанными с переливом из турбидитового канала. Преимущественно глинистый состав отложений фации свидетельствует об их накоплении в удаленных от турбидитового канала участках дна бассейна.

Фация 7 **Межлопастные отложения**

Отложения фации имеют преимущественно алеврито-глинистый состав и сложены слоями градационных горизонтально- и мелкокосослойчатых алевролитов и аргиллитов. Среди глинистых алевролитов присутствуют

единичные тонкие (1–2 см) слои мелкокосослойчатых песчаников.

Гранулометрическую кривую с раскраской по фациям (аналог седиментологической колонки) для данной работы оформляли в программном обеспечении, которое в последующем будем использовать при построении 3D геологической модели. Пример визуализации седиментологической колонки будет показан ниже.

На рисунке 3а показана зависимость коэффициента пористости от коэффициента проницаемости в зависимости от фаций, которые были первоначально выделены на полноразмерном керне.

Анализируя график, отмечаем следующую тенденцию: точки фаций дистальной (4), медиальной (3) и проксимальной (2) частей лопасти ложатся в единую зависимость, а также наблюдается отдельное «облако точек» с повышенной проницаемостью, представленное образцами из фации турбидитового канала (1). При более детальном рассмотрении каждого образца на принадлежность к той или иной фации, график «пористость – проницаемость» существенно разделился на два самостоятельных тренда (рис. 3б).

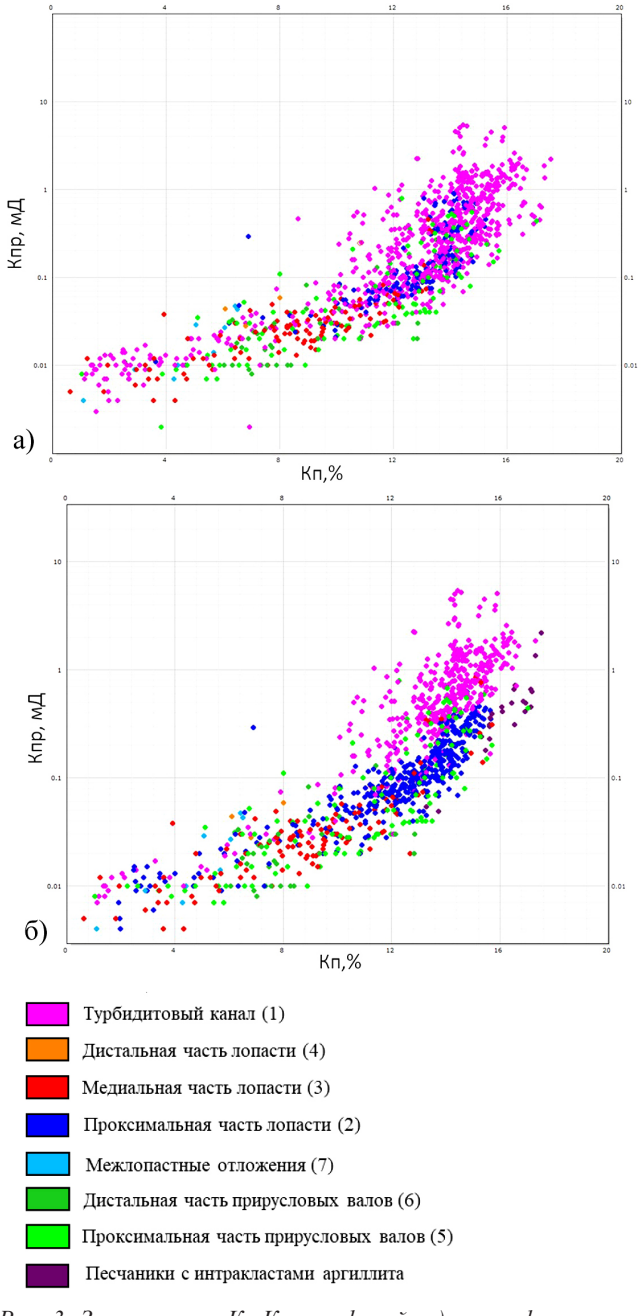


Рис. 3. Зависимости $К_п$–$К_{пр}$ от фаций: а) петрофациальная модель до совместной работы в связке седиментолог-петрофизик; б) петрофациальная модель в результате пересмотра фаций

По результатам разделения образцов керна по принадлежности к той или иной фации проведено петрофациальное моделирование, подобраны коэффициенты связанности (Sf) для каждой фации, и уточнена зависимость определения проницаемости для каждой фации (рис. 4). Sf = 3 соответствует фации турбидитовых каналов, Sf = 4 соответствует фациям турбидитовой лопасти.

В результате анализа керновых данных, используя интерпретацию литологии по каротажу, фациальные зоны, ассоциации фаций по площади, сейсмические атрибуты (динамический анализ), был выполнен этап интерпретации фаций по ГИС и поциклитная корреляция разреза. Визуализация фаций по каротажу представлена на рисунке 5.

Качество сейсмического материала и выполненный фациальный анализ по скважинам позволил не только оконтурить турбидитовые лопасти, но и выделить условные фациальные зоны A, B и C, каждая из которой характеризуется своим набором фаций (рис. 6).

Фациальная зона A – это комплекс отложений преимущественно питающих (турбидитовых) каналов. На сейсмических разрезах по данным 3D съемки основные питающие каналы достаточно хорошо выражены.

Фациальная зона B – зона развития относительно крупных распределительных турбидитовых каналов, ответвляющихся от основного русла и ассоциирующих с ними лопастей. Распределительные каналы имеют разную степень извилистости, местами являются меандрирующими.

Фациальная зона C состоит преимущественно из турбидитовых лопастей в дистальной части подводного конуса выноса. Отложения имеют существенно песчаный состав в проксимальной части, расположенной вблизи устьев распределительных каналов фациальной зоны B, в западном направлении количество и толщина алевритоглинистых прослоев увеличиваются.

По результатам создания концептуальной модели сделаны основные выводы:

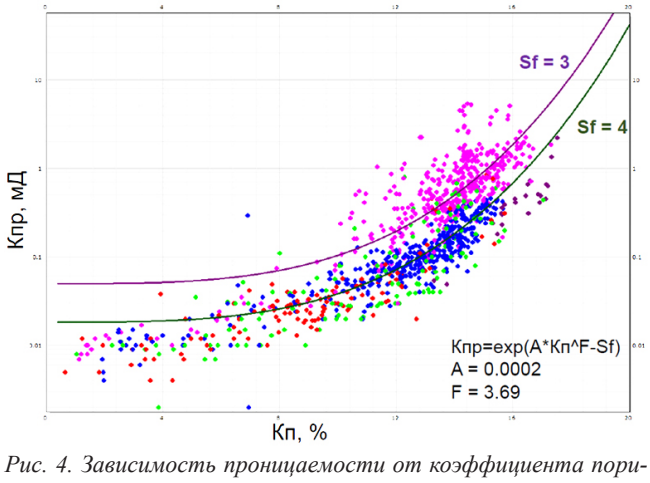


Рис. 4. Зависимость проницаемости от коэффициента пористости, условные обозначения см. на рис. 3

1. В интервале целевого пласта выделяется четыре циклита: верхний – трансгрессивный, и три регрессивных. В момент смены трансгрессивного режима на регрессивный, материал с «шельфовой» части пласта начинает поступать в глубоководную «ачимовскую» часть. По мере понижения уровня моря всё большее количество осадочного материала накапливается в склоновой части и материал постепенно заполняет доступное аккомодационное пространство, и выражается в модели тем, что каждый вышележащий слой занимает чуть большую площадь, по сравнению с нижележащим.

2. Коллектор в разрезе целевого пласта представлен отложениями двух основных фаций – турбидитовые каналы и проксимальная часть лопасти. Морфология осадочных

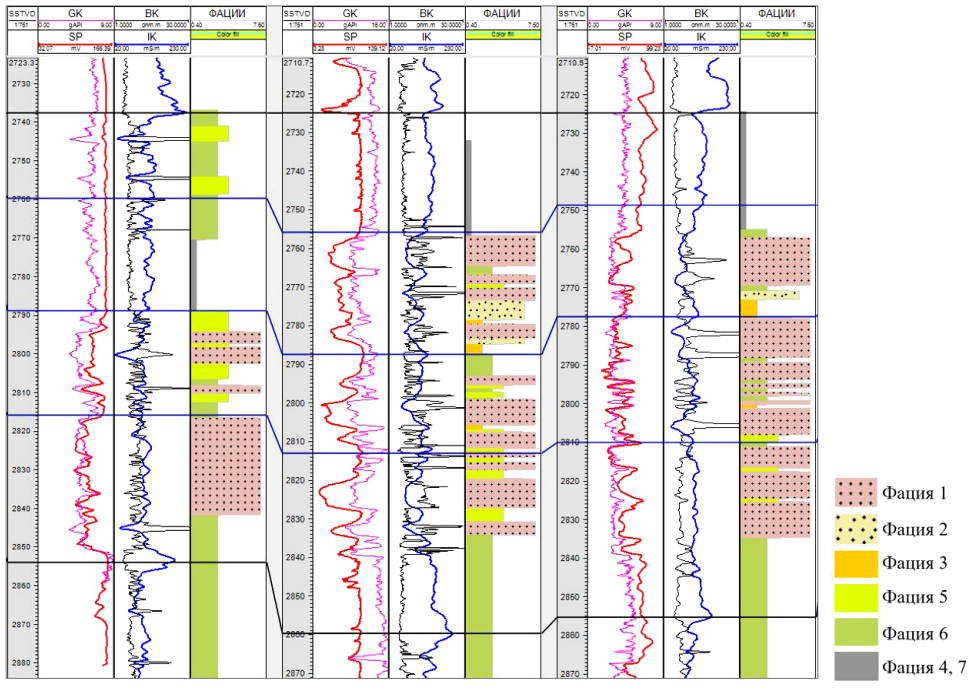


Рис. 5. Пример корреляционного профиля через скважины. Черные линии – границы клиноциклита (поверхности максимального затопления), синие – внутреннее деление (парасеквенции). В колонке «ФАЦИИ» вынесена фациальная кривая (седиментологическая колонка), учитывающая гранулометрический тренд

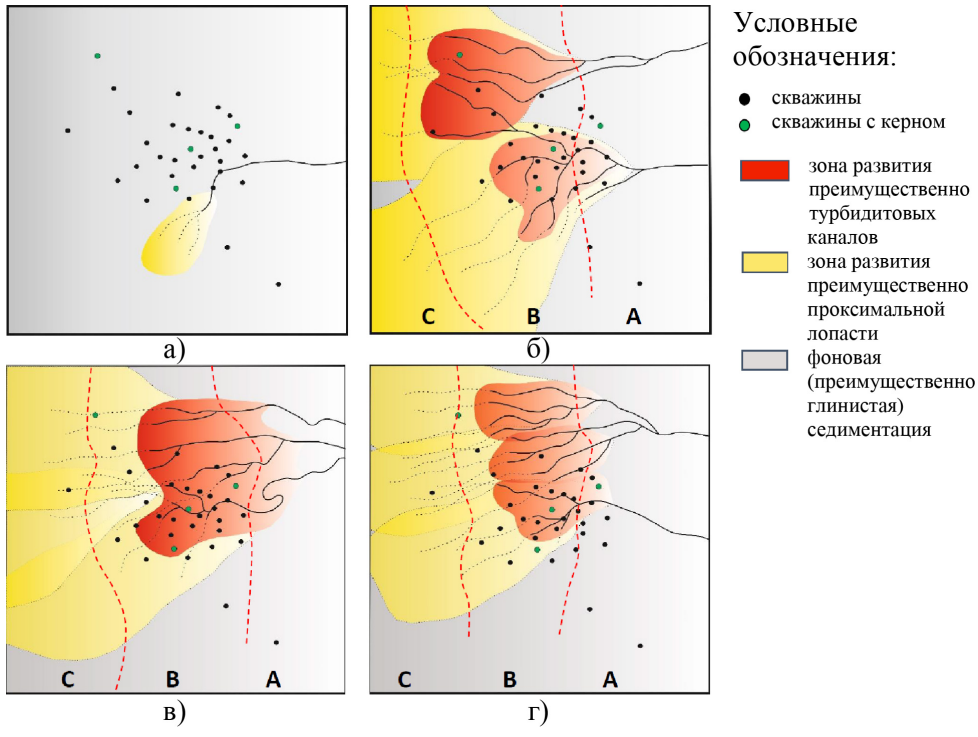


Рис. 6. Фациальные карты, построенные на каждый циклит внутри пласта: а) верхний циклит (трансгрессивный) 4; б) Циклит 3; в) Циклит 2; г) Циклит нижний 1. Красные пунктирные линии условно отделяют зоны: А – турбидитовые каналы, рассекающие прирусловые валы и подножие подводного склона; В – зона развития турбидитовых каналов и проксимальных лопастей; С – зона разгрузки турбидитовых каналов, преимущественно мелких (терминальных), представлена маломощными песчаными отложениями краевых частей лопастей

тел, формируемых каждой из перечисленных фаций, существенно отличается, как по степени пространственной анизотропии, так и по абсолютным значениям латеральных и вертикальных размеров.

3. Наблюдается дифференциация петрофизических зависимостей – для фаций лопастей (суммарно проксимальная и дистальная части) и турбидитовых каналов определены отдельные регрессионные зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости.

Исходя из выявленных особенностей геологического строения объекта моделирования, проведена адаптация стандартного графа создания 3D ГМ, направленная как на подбор оптимальных алгоритмов моделирования, так и их настроек.

Результаты детальной стратиграфической корреляции учтены на этапе создания трехмерной сетки. Каждый выделенный циклит представлен отдельной зоной сетки. Для регрессивных циклов выбран параллельный тип вертикального строения с нарезкой слоев от кровли цикла, для трансгрессивных – параллельный, с нарезкой от подошвы. Выбранные геометрические характеристики трехмерной сетки окажут существенное влияние на моделирование фильтрации флюидов в межскважинном пространстве – скважины, находящиеся на востоке лицензионного участка, вскрывают бо́льшую эффективную толщину, по сравнению со скважинами на западе, но при этом нижняя часть разреза каждого циклита у восточных скважин не коррелируется с западными скважинами.

На этапе создания литофациальной модели (ЛФМ) в объеме трехмерной сетки восстановлены границы четырех фациальных зон (рис. 7): зона развития преимущественно фации песчаников турбидитовых каналов, зона отложений проксимальных частей лопастей, зона алевритоглинистых отложений дистальных частей лопастей, зона отложений прирусловых валов. Данные зоны были выделены на основе скважинных и сейсмических данных. Для каждой зоны при моделировании использован индивидуальный вертикальный тренд – геолого-статистический разрез (ГСР) фаций.

Дальнейшее моделирование свойств – литологии и пористости – проведено дифференцировано по фациальным зонам, с учетом результатов, полученных на этапе создании модели фации. Для каждой из фациальных зон определен собственный набор латеральных и вертикальных трендов, процентное соотношение литотипов, характеристики распределения пористости (мин, мак и среднее), ранги вариограмм (определены исходя из размеров осадочных тел). Результаты создания модели литологии представлены на рисунке 8.

Дифференцированное моделирование пористости по циклитам позволило восстановить в модели существенную неоднородность ФЕС по разрезу, а именно ухудшение пористости и проницаемости вверх по разрезу. Коллектора нижнего циклита характеризуются максимальными значениями ФЕС в интервале пласта – 0,2 долей единиц (д.е.), пористость пород второго и третьего циклита снижается до 0,18 д.е., верхний (трансгрессивный) циклит характеризуется минимальными значениями ФЕС – среднее значение снижается до 0,16 д.е.

Расчет проницаемости проведен в модели по петрофизическим зависимостям, дифференцированно по фациям турбидитового канала и лопастей. Модель нефтенасыщенности построена с использованием капиллярометрических исследований керна по концепции связанности порового пространства.

Необходимо отметить, что предыдущая итерация геологической модели не отражала в полной мере вертикальную и латеральную неоднородность моделируемого объекта на макро- (литология) и микроуровне (ФЕС) в межскважинном пространстве. Как результат, на старте адаптации наблюдалось существенное расхождение между модельными и фактическими показателями по накопленной добыче жидкости и стартовой обводненности (рис. 9).

Адаптация ГДМ в данном случае проводится путем существенной локальной модификации геологических характеристик объекта моделирования в районе скважин. При этом прогнозные показатели, определяемые

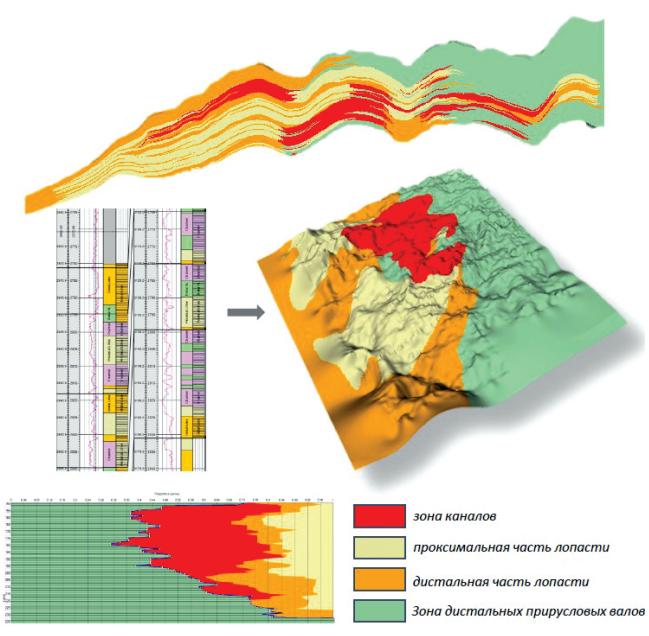


Рис. 7. Пример построенного куба фаций

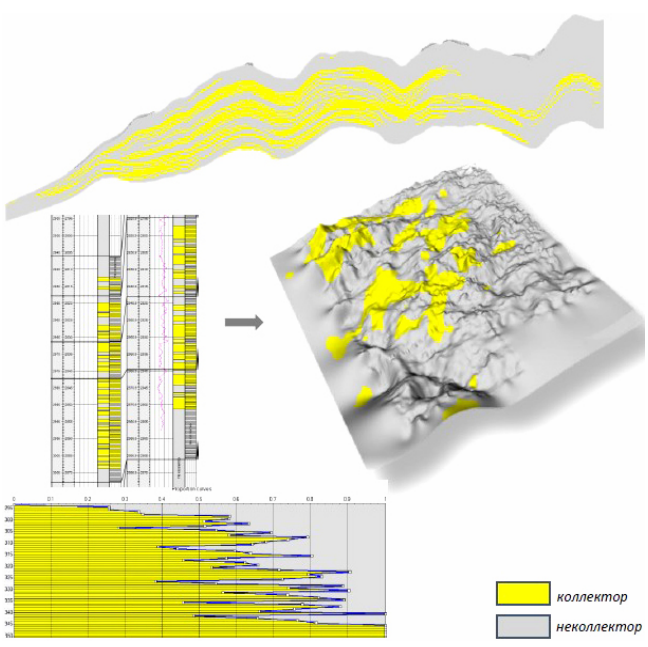


Рис. 8. Пример построенного куба коллектора

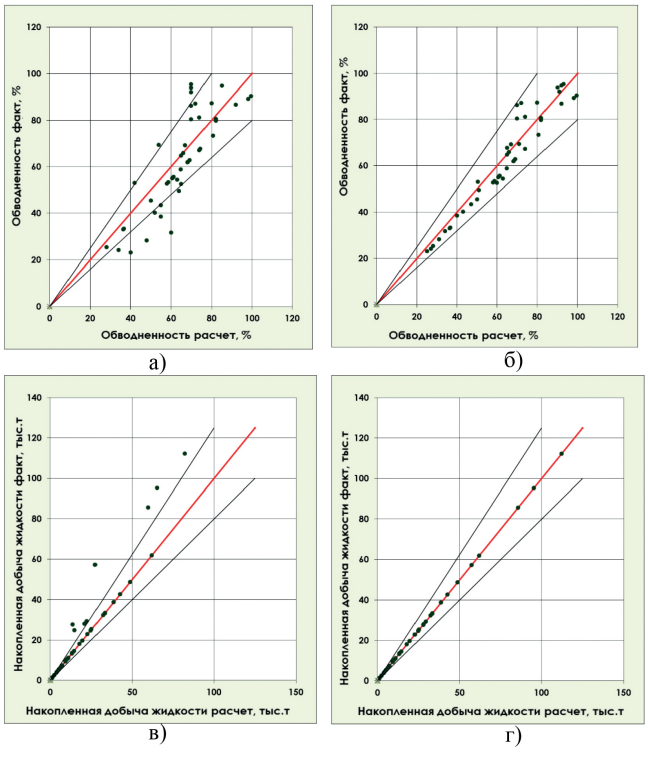


Рис. 9. Кросс-плот по модельным и фактическим показателям стартовой обводненности (а, б) и накопленной добыче жидкости (в, г)

неоднородностью межскважинного пространства, характеризуются низкой степенью достоверности (Антипин, 2017; Гималетдинова и др., 2011). Решения по корректировке системы разработки, принимаемые на основе данных расчетов, несут в себе существенные риски.

Версия геологической модели, представленная в данной работе, позволяет провести адаптацию гидродинамической модели (ГДМ) на фактические показатели работы скважин без использования локальных правок в р-не скважин. Как видно из графика динамики дебита нефти и жидкости (рис. 10), наблюдается удовлетворительная сходимость модельных и фактических показателей, соответствующая регламенту создания постоянно действующих геолого-технологических моделей (Морозов и др., 2023). По результатам адаптации ГДМ проведены прогнозные расчеты, которые позволили выбрать оптимальное положение проектной кустовой площадки. Планируется бурение одиннадцати горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта.

Экономическая оценка прогнозных расчетов по результатам построения гидродинамических моделей показала, что вариант с детальной проработкой геологической основы с учетом фациальной модели характеризуется более высокими показателями рентабельности. Бурение проектных скважин запланировано на начало 2025 года.

Заключение

Статья посвящена методике построения геологических моделей на основе комплексного фациального анализа на примере ачимовских отложений Западной Сибири. Показана этапность работ и интегрированный подход к получению детальной фациальной модели и ее вклад в итоговую гидродинамическую модель с высокими показателями рентабельности.

Для получения интегрированной модели были использованы результаты лабораторных исследований керна с замеренными фильтрационно-емкостными свойствами, результаты фациальной интерпретации керна, анализа скважинных данных и сейсмофациального анализа.

Совместная работа специалистов седиментолога и петрофизика дала возможность построить петрофациальную модель по концепции связанности порового пространства (Беляков, 2020), учитывая условия седиментации, подобрать коэффициенты связанности (Sf) и уточнить зависимость определения проницаемости для каждой фации.

При взаимодействии седиментолога и сейсмика построены концептуальные модели (фациальные карты) для каждого из четырех циклитов в пределах пласта, которые легли в основу построения куба фаций в цифровую геологическую модель. В результате построения 3D геологической модели удалось учесть разные свойства пласта для каждой фациальной зоны и уточнить начальные геологические запасы.

По результатам адаптации гидродинамической модели проведены прогнозные расчеты, которые позволили

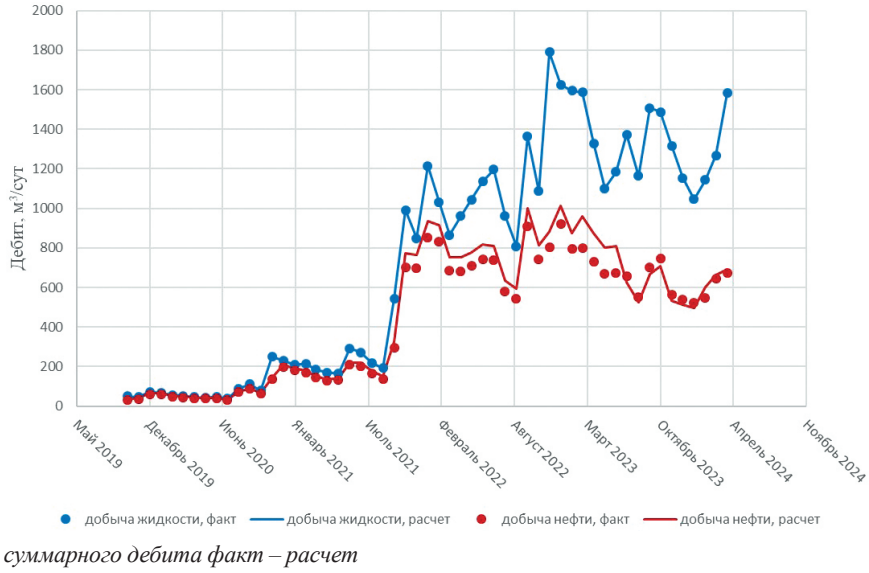


Рис. 10. Сопоставление суммарного дебита факт – расчет

выбрать оптимальное положение проектной кустовой площадки (Забоева и др., 2020).

В результате проделанной работы показана важность участия смежных дисциплин на каждом этапе построения геолого-гидродинамической модели и необходимость проведения фациального анализа на примере глубоководных отложений.

Литература

Аллен Дж., Позаментьер Г. (2014). Секвентная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 436 с.

Антипин Я.О. (2017). Моделирование нефтенасыщенности залежей в терригенных коллекторах с использованием J-функции Леверетта. *Территория Нефтегаз*, 19 с.

Беляков Е.О. (2020). Базовые закономерности концепции связанности порового пространства для петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных терригенных пород. *PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, 2(16), с. 25–30. https://doi.org/10.7868/S2587739920020032

Беляков Е.О. (2021). Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных коллекторов в концепции связанности порового пространства (на примере традиционных терригенных коллекторов Западной Сибири). М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 288 с.

Беляков Е.О., Мухидинов Ш.В. (2015). Использование обобщенных зависимостей для построения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств с оценкой граничных параметров выделения коллекторов и определения их характера насыщенности. *Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы. Сборник статей*. М.: ООО «ЕАГО Геомодель», 383 с.

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Мельников А.В., Храмцова А.В. (2011). Модель формирования и текстурные особенности пород ачимовского комплекса севера Западной Сибири. Тюмень: ТюмГНГУ.

Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г., Погребнюк С.А., Тимошенко Г.М., Солодов Д.В., Жуков В.В., Бочков А.С., Волков Г.В., Вашкевич А.А. (2018). Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования. *PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти,* с.16–21. https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21

Вершинина И.В., Виноградов К.Э., Гильманова Н.В., Коваленко М.А., Шаламова В.И. (2022). Обзор применяемых подходов к гидродинамическому моделированию низкопроницаемых коллекторов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 9, с. 41–47. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-9(369)-41-47

Генераленко О.С., Беляков Е.О. (2024). Петрофациальное моделирование отложений эстуариевого типа на примере одного из месторождений Черкашинской свиты Западной Сибири. *PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, с. 20–26. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-20-26

Гималтдинова А.Ф., Калмыков Г.А., Топунова Г.Г. (2011). Оценка нефтенасыщенности по методике Леверетта. *Вестник Московского Университета, сер. 4. Геология*, 4, с. 71–74.

Забоева А.А., Зверев К.В., Генераленко О.С., Наумов А.А., Пескова Д.Н., Плешанов Н.Н. (2020). Влияние макронеоднородности ачимовских отложений на прогноз технологических показателей работы скважин. *Санкт-Петербург-2020. Геонауки: трансформируем знания в ресурсы. Материалы 9-й геолого-геофизической конференции. ЕАГЕ Геомодель*.

Закревский К.Е., Нассонова Н.В. (2012). Геологические моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 80 с.

Конторович В.А., Лапковский В.В., Лунев Б.В. (2014). Модель формирования неокомского клиноформного комплекса Западно-Сибирской провинции с учетом изостазии. *Геология нефти и газа Западной Сибири*, с. 65–72.

Морозов В.Ю., Важенина О.А., Кулагина С.Ф., Нежданов А.А., Огибенин В.В., Пуртова И.П., Русаков П.С., Тригуб А.В., Тимчук А.С. (2023). Направления и методология изучения «остаточного» углеводородного потенциала Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, с. 104–119.

Ольнева Т.В. (2017). Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 152 с.

Zavala C., Arcuri M. (2016). Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics. *Sedimentary Geology,* 337, pp. 36–54. http://dx.doi.org/10.1016/j.sedgeo.2016.03.008

Сведения об авторах

Ольга Сергеевна Генераленко – эксперт, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д

e-mail: Generalenko.OS@gazpromneft-ntc.ru

Илья Валентинович Шелепов – руководитель направления геологического моделирования, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 191167, Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22

e-mail: Shelepov.IV@gazprom-neft.ru

Ольга Эдуардовна Ермакова – главный специалист, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д

e-mail: Ermakova.OE@gazpromneft-ntc.ru

Дарья Денисовна Парамошина – специалист, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д

e-mail: Paramoshina.DDe@gazpromneft-ntc.ru

Иван Владимирович Моторин – главный специалист, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д

e-mail: Motorin.IVl@gazprom-neft.ru

Гузель Нурханифовна Воробьева – руководитель по разработке продукта, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д

e-mail: Vorobyeva.GN@gazprom-neft.ru

Статья поступила в редакцию 12.07.2024;
Принята к публикации 13.09.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Integrated Approach to the Construction of Geological Models Based on Facies Analysis

O.S. Generalenko, I.V. Shelepov, O.E. Ermakova, I.V. Motorin, G.N. Vorobyova, D.D. Paramoshina*
Gazpromneft Group of Companies, Saint Petersburg, Russian Federation
**Corresponding author: Olga S. Generalenko, e-mail: Generalenko.OS@gazpromneft-ntc.ru*

Abstract. Using an integrated approach, 3D geological and hydrodynamic models were built using the results of facies analysis. A sedimentological description of the core was carried out with the interpretation of facies, the formation of which occurred in relatively deep-water sedimentation conditions of the Achimov strata and 7 facies were identified. Based on the results of the facies interpretation of the core, petrofacial modeling were performed according to the concept of pore space connectivity, connectivity coefficients (Sf) were selected and the dependence of the permeability determination for each facies was clarified.

In addition to determining facies by core, using the interpretation of lithology by logging, facies zones (A, B, C), associations of facies by area, seismic attributes (dynamic analysis), it was possible to perform a facies interpretation of logging curves (electrophations) and build facies maps for each cyclite within a large clinocyclite (formation). The geological model was built taking into account the internal structure of the formation and facies analysis, which made it possible to differentiate the formation into separate intervals with their dependences of filtration and capacitance properties.

This approach provided a better match of the model to the real geological structure and laid the predictive basis for subsequent drilling purposes.

Keywords: facies analysis, hyperpicnal flow, Achimov deposits, petrofacial analysis, turbidite channels, adaptation of the hydrodynamic model, geological modeling, facies cube, the concept of pore space connectivity

Recommended citation: Generalenko O.S., Shelepov I.V., Ermakova O.E., Motorin I.V., Vorobyova G.N., Paramoshina D.D. (2024). Integrated Approach to the Construction of Geological Models Based on Facies Analysis. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 33–42. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.5

References

Antipin Y.O. (2017). Water saturation modeling of clastic formations using Leverett J Function. *Territoria Neftegaz*, p. 19. (In Russ.)

Belkina V.A., Antipin Y.O., Zaboeva A.A. (2021). 3D saturation modeling. Main concepts and approaches. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 332, pp. 223–237. (In Russ.)

Belyakov E.O. (2018). An algorithm for computer modeling the geometry of a flowing cluster during the formation of hydrocarbon deposits within the framework of the concept of pore space connectivity. *Geofizika*, 4, pp. 18–24. (In Russ.)

Belyakov E.O. (2020). Basic regularities of the concept of pore space connectivity for petrophysical modeling of filtration and capacitance properties of oil-saturated terrigenous rocks. *PROneft*, 2(16), pp. 25–30. (In Russ.) https://doi.org/10.7868/S2587739920020032

Belyakov E.O. (2021). Petrophysical modeling of filtration-capacitance properties of oil–bearing reservoirs in the concept of pore space connectivity (on the example of traditional terrigenous reservoirs of Western Siberia). Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, 288 p. (In Russ.)

Belyakov E.O., Frantsuzov S.E., Mukhidinov Sh.V., Stremichev E.V., Makukho D.M. (2013). A probabilistic model of the distribution of fluid saturation in the pore space of rocks as a basis for clarifying petrophysical models of filtration and capacitance properties. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 12. (In Russ.)

Belyakov E.O., Mukhidinov S.V. (2015). The use of generalized dependencies for the construction of petrophysical models of filtration and capacitance properties with an assessment of the boundary parameters of reservoir isolation and determination of their saturation character. *Petrophysics of complex reservoirs: problems and prospects: Coll. papers.* Ed. Enikeev B.N. Moscow: EAGO Geomodel, 383 p. (In Russ.)

Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Melnikov A.V., Khramtsova A.V. (2011). Model of formation and textural features of rocks of the ach. Complex in the north of Western Siberia. Tyumen Industrial University. (In Russ.)

Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G., Pogrebnuk S.A., Timoshenko G.M., Solodov D.V., Zhukov V.V., Bochkov A.S., Volkov G.V., Vashkevich A.A. (2018). Key problems of Achimov deposits development on the different scales of studying. *PROneft*, (2) pp.16–21. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21

Generalenko Olga S., Belyakov Evgeniy O. (2024). Petrofacial modeling of estuarine type deposits on the example of one of the deposits of the Cherkashinskaya formation of Western Siberia. PROneft, pp. 20–26. (In Russ.) https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-20-26

Himaltdinova A.F., Kalmykov G.A., Topunova G.G. (2011). Assessment of oil saturation using the Leverett method. *Moscow University Geology Bulletin*, 4, pp. 71–74. (In Russ.)

Kontorovich V.A., Lapkovsky V.V., Lunev B.V. (2014). Model of forming neocomian clinoform complex of West-Siberian oil-and-gaz bearing province with regard to isostasy. *Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri*, pp. 65–72. (In Russ.)

Morozov V.Y., Vazhenina O.A., Kulagina S.F., Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Purtova I.P. Rusakov P.S. Trigub A.V. Timchuk A.S. (2023). Directions & Methodology of irreducible hydrocarbons' exploration in Western Siberia. *Geologiya nefti i gaza = Geology of Oil and Gas*, pp. 104–119. (In Russ.) https://doi.org/10.47148/0016-7894-2023-4-104-119

Olneva T.V. (2017). Seismic facies analysis. Images of geological processes and phenomena in a seismic image. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, 152 p. (In Russ.)

Posamentier H.W., Allen G.P. (1999). Siliciclastic Sequence Stratigraphy – Concepts and Applications. Tulsa: SEPM Society for Sedimentary Geology, 204 p. https://doi.org/10.2110/csp.99.07

Vershinina I.V., Vinogradov K.E., Gilmanova N.V., Kovalenko M.A., Shalamova V.I. (2022). Review of applied approaches to reservoir simulation of low-permeability reservoirs. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 9(369), pp. 41–47. (In Russ.) https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-9(369)-41-47

Zaboeva A.A., Zverev K.V., Generalenko O.S., Naumov A.A., Peskova D.N., Pleshanov N.N. (2020). Microheterogeneity influence of Achimov deposits on production technology characteristics. *Geosciences: Transforming knowledge to resources. 9th geology & geophysics conference expanded abstracts. EAGE Geomodel*., 6 p. (In Russ.)

Zakrevsky K.E., Nassonova N.V. (2012). Geological modeling of the neocomian clinoform of Western Siberia. Tver., 80 p. (In Russ.)

Zavala C., Arcuri M. (2016). Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics. *Sedimentary Geology,* 337, pp. 36–54. http://dx.doi.org/10.1016/j.sedgeo.2016.03.008

About the Authors

Olga S. Generalenko – Expert, Gazpromneft Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation
e-mail: Generalenko.OS@gazpromneft-ntc.ru

Ilya V. Shelepov – Head of Direction, Gazpromneft Group of Companies
22 Sinopskaya emb., 191167, Saint Petersburg, Russian Federation
e-mail: Shelepov.IV@gazprom-neft.ru

Olga E. Ermakova – Chief Specialist, Gazpromneft Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation
e-mail: Ermakova.OE@gazpromneft-ntc.ru

Darya D. Paramoshina – Specialist, Gazpromneft Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation
e-mail: Paramoshina.DDe@gazpromneft-ntc.ru

Ivan V. Motorin – Chief Specialist, Gazpromneft Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation
e-mail: Motorin.IVl@gazprom-neft.ru

Guzel N. Vorobyova – Head of Product Development, Gazpromneft Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation
e-mail: Vorobyeva.GN@gazprom-neft.ru

Manuscript received 12 July 2024;
Accepted 13 September 2024; Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.6

УДК 550.8.052

Создание секвенс-стратиграфической модели с целью уточнения геологического строения прибрежно-континентальных отложений танопчинской свиты

Е.А. Потапова[1], Р.Р. Шакиров[1], А.А. Евдощук[1], Т.В. Леванюк[1], О.С. Леонтьева[2]*

[1]*ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия*

[2]*ОАО «Ямал СПГ», Москва, Россия*

В работе построена секвенс-стратиграфическая модель пластов прибрежно-континентального генезиса танопчинской свиты с целью установления закономерностей распределения коллекторских свойств, уточнения геометрии песчаных тел, а также выявления основных зон концентрации углеводородов в пределах изучаемых отложений. Дано обоснование системного подхода к скважинной корреляции, что легло в основу создания модели меловых отложений, обладающей высокой прогностической способностью. Проанализированы региональные особенности строения танопчинской свиты крупного месторождения в Ямало-Ненецком автономном округе Российской Федерации, выполнен анализ данных керна и ГИС по 64 поисково-разведочным скважинам, 224 скважинам эксплуатационного фонда в пластах $ТП_1$–$ТП_{26}$, сформулирован алгоритм построения секвенс-стратиграфической модели, учитывающей особенности седиментации, выявлены особенности формирования песчаных тел для всего мелового разреза. В результате анализа выполнена корреляция всех скважин в интервале танопчинской свиты (пласты $ТП_1$–$ТП_{26}$) с определением фациальных обстановок и основных поверхностей смены режима осадконакопления (поверхности затопления, эрозионных врезов, трансгрессивных поверхностей). С учетом корреляции пластов по всему скважинному фонду построен геостатистический разрез и выделены секвенс-стратиграфические подразделения, характеризующие пласты танопчинской свиты. Секвенс-стратиграфическая 1D-модель по скважинам проанализирована на предмет основных зон накопления углеводородов с учетом открытых залежей, сформулированы закономерности их размещения по разрезу.

Ключевые слова: секвенс-стратиграфия, прибрежно-континентальные отложения, танопчинская свита, системный подход

Для цитирования: Потапова Е.А., Шакиров Р.Р., Евдощук А.А., Леванюк Т.В., Леонтьева О.С. (2024). Создание секвенс-стратиграфической модели с целью уточнения геологического строения прибрежно-континентальных отложений танопчинской свиты. *Георесурсы,* 26(3), с. 43–50. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.6

Введение

Танопчинская свита формировалась в прибрежно-континентальных условиях и обладает сложным геологическим строением. К особенностям такого типа разреза относятся латеральная неоднородность, прослои углей, гидродинамическая несвязность песчаных тел, а также отсутствие уверенных реперных границ по данным сейсморазведочных работ и геофизических исследований скважин. Отложения сформированы в баррем-аптское время и достигают мощности 1000 м в пределах изучаемой территории крупного месторождения в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) Российской Федерации. Танопчинская свита является одним из главных резервуаров для добычи углеводородов на севере Западной Сибири. Точность оценки запасов и ресурсов, выбор способа разработки открытых месторождений напрямую зависят от достоверности построенных геологических моделей, поэтому крайне важно использовать современные методы и подходы к изучению особенностей разреза, прогнозу коллекторских свойств и геометризации ловушек углеводородов.

Для восстановления геологической истории формирования отложений применим метод секвенс-стратиграфии (Catuneanu, 2006; Posamentier, Vail, 1988; Plint, Nummedal, 2000). Для уточнения геологического строения танопчинской свиты предлагается использовать основные положения этого метода, таким образом, восстановить историю формирования геологического разреза и сформулировать закономерности образования ловушек углеводородов, характерные для пластов прибрежно-континентального генезиса.

Секвенс-стратиграфические подразделения описываются в дополнении к Стратиграфическому кодексу России (Жамойда и др., 2000), как специальные стратиграфические подразделения, которые применяются для стратиграфического анализа осадочного выполнения бассейнов. Авторами дополнений к стратиграфическому кодексу (Жамойда и др., 2000) отмечается высокая ценность метода секвенс-стратиграфии, заключающегося в высокой прогностической способности обнаружения коллектора.

Ключевыми работами для описания секвенс-стратиграфического метода прибрежно-континентальных

* Ответственный автор: Елена Александровна Потапова
e-mail: Elena.Potapova@novatek.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

отложений можно считать зарубежные работы 90-х годов XX в. (Wright, Marriott, 1993; Shanley, McCabe, 1994; Gibling, Bird, 1994; Miall, 2010). В монографии (Miall, 2010) собраны и обобщены данные, свидетельствующие о высокой степени изученности этого вопроса. Во всех этих трудах секвенсы представляют собой вертикальные последовательности трех системных трактов: LST (тракт падения уровня моря), TS (трансгрессия) и HST (тракт высокого стояния уровня моря).

В статье (Лебедев и др., 2024) приведен пример использования секвенс-стратиграфии для моделирования геологического строения верхней части танопчинской свиты Минховского месторождения, расположенного на севере Западной Сибири. Авторы отмечают возможность использования границ секвенсов, выделенных в скважинах, при дальнейшем изучении методом инверсии волнового поля клиноформных отложений. В работе (Храмцова и др., 2022) отмечена важность выполнения секвенс-стратиграфического анализа для планирования разработки пласта в связи с высокой прогностической способностью итоговой модели.

Анализ опубликованных работ, результаты, полученные в ходе изучения данных на территории исследования, позволили построить секвенс-стратиграфическую модель танопчинской свиты крупного месторождения в ЯНАО. На базе этой модели сформулирован алгоритм построения секвенс-стратиграфической модели, учитывающей особенности седиментации, закономерности размещения залежей углеводородов по разрезу.

Предложенная нами детальная секвенс-стратиграфическая модель формирования прибрежно-континентальных отложений (рис. 1) является частью системы секвенса клиноформных отложений, детально описанных в работах основоположников теории секвенсной стратиграфии (Catuneanu, 2006; Posamentier, Vail, 1988; Plint, Nummedal, 2000). Модель включает в себя все основные элементы системы секвенса (табл. 1) и отражает последовательность седиментации.

Заметим, что для прибрежно-континентальных отложений характерно отсутствие системного тракта FSST, в это время на территории развивается обширная субэаральная эрозия, идет образование врезов, что приводит в последующем к заполнению их отложениями системного тракта LST и стратиграфическому несогласию.

Перечислим основные положения, применяемые при построении модели (рис. 2):

1. для разделения на системные тракты используются поверхности MFS и SU/SB;
2. для разделения на пласты используются поверхности MFS, SB/SU и TS;
3. системный тракт LST может выпадать из разреза скважин (в присклоновой части формируется полный разрез, в континентальной части только заполнение врезов);

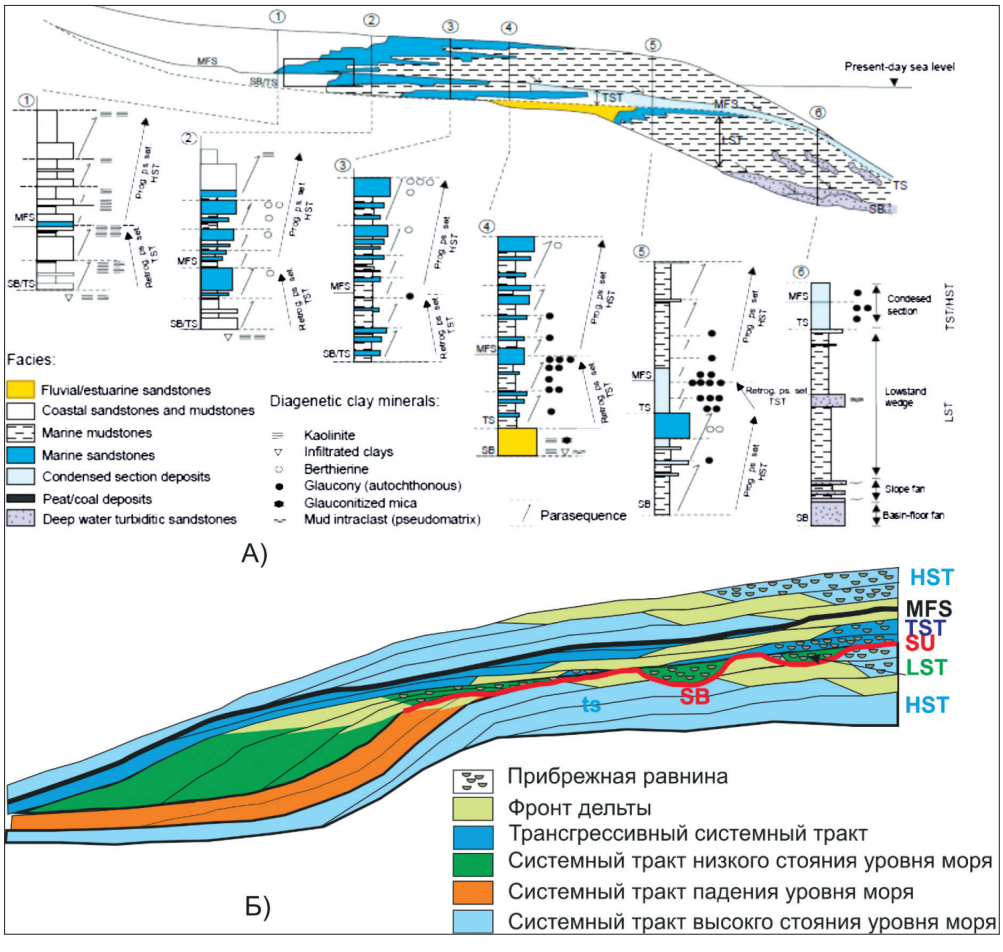


Рис. 1. Детальная секвенс-стратиграфическая модель формирования прибрежно-континентальных отложений: А – по данным (Catuneanu, 2006); Б – наша модель

HST (Highstand systems tract)	Системный тракт высокого стояния уровня моря
FSST (Falling-stage systems tract)	Системный тракт падения уровня моря
LST (Lowstand systems tract)	Системный тракт низкого стояния уровня моря
TST (Transgressive system tract)	Трансгрессивный системный тракт
MFS (Maximum flooding surface)	Поверхность максимального затопления
SU (Subaerial unconformity)	Поверхность субаэральной эрозии

Табл. 1. Основные сокращения, используемые для обозначения границ и системных трактов

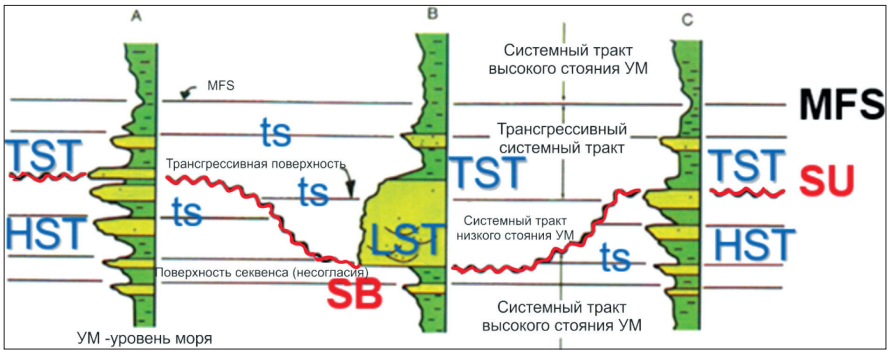


Рис. 2. Последовательности системных трактов по (Posamentier, Allen, 1999) с дополнениями

4. поверхность SU есть всегда между системными трактами TST и HST (кровля HST);
5. в прибрежно-континентальной части, расположенной на отдалении от склоновой части, системный тракт TST формирует побережье (соответствует опесчаниванию региональных глинистых пачек)

Материалы и методы

Танопчинская свита согласно стратиграфическим схемам (Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания…, 2004) сформирована в баррем-аптское время. Территориально район изучения относится к Ямало-Гыданскому (берриас – ранний апт) и Полуйско-Ямало-Гыданскому (поздний апт) фациальным районам. Локально для территории характерно развитие глинистых пачек, которые могут быть уверенно прослежены по сейсмическим и скважинным данным: нейтинская, нижнеалымская, тамбейская (рис. 3). Глинистые пачки перекрывают песчаные отложения пластов $ТП_1$–$ТП_{13}$, $ТП_{14}$–$ТП_{17}$, $ТП_{18}$–$ТП_{19}$, $ТП_{20}$–$ТП_{23}$, $ТП_{24}$–$ТП_{26}$.

Для детального изучения геологических особенностей отложений выполнен фациальный анализ керна (870 м в 3 скважинах). На основе этих данных в 288 скважинах выполнена интерпретация данных ГИС (геофизических исследований скважин) с выделением фациальных обстановок.

На рис. 4 приведен пример типового разреза прибрежно-континентальных отложений и алгоритм принятия решений при выделении фаций.

При анализе керна удалось установить значимые секвенс-стратиграфические границы: трансгрессивная поверхность, субаэральная эрозия и поверхность максимального затопления. На рис. 5 приведены примеры выделенных границ в керне скважины. С помощью этих границ достоверно установлены секвенс-стратиграфические подразделения, которые транслированы на все скважины с помощью дерева решения прогноза фациальных ассоциаций по ГИС. После уточнения границ основных поверхностей в керне выполнена посскважинная корреляция по выбранному алгоритму построения секвенсной модели согласно рис. 2 с учетом следующих особенностей по данным ГИС:

– поверхность MFS связана с максимальным затоплением, что хорошо коррелируется по максимальному значению гамма-каротажа (ГК), каротажу потенциала собственной поляризации (ПС) и нейтронному каротажу;

– поверхность TS – следующий наиболее выдержанный маркер – соответствует повышению глинистости на кривых ГК;

– поверхность SB – подошва врезанной долины или комплекса речных каналов – соответствует резкой горизонтальной линии на кривых ГК и ПС с понижением значений;

– поверхность SU – коррелятивная поверхность SB в районах отсутствия врезов.

На рис. 6 приведен пример схемы корреляции с выделенными границами пластов, основными поверхностями и системными трактами секвенс-стратиграфической модели.

В теории секвенс-стратиграфии выделенные пласты – это фациальные серии с повторяющимся набором фациальных ассоциаций, определенных на керне (Лебедев, 2018). Группа пластов, заключенная между поверхностями SU/SB и MFS, TS, будет являться системным трактом, полный набор системных трактов TST, LST, HST – одним секвенсом (между поверхностями MFS). При этом стоит отметить, что секвенсы имеют разный порядок, выделенные по скважинам в нашей работе можно отнести к III порядку. По данным (Лебедев и др., 2023), где систематизированы работы других авторов (Miall, 2010; Catuneanu, 2019), клиноформы нижнего мела как геологические тела, ограниченные кровлями маркирующих глинистых пачек, аналогичны секвенсам III порядка.

В настоящей работе выделенные секвенсы в прибрежно-континентальной части клиноформы хорошо

сопоставляются с группами пластов, залегающих между глинистыми пачками, что подтверждает наши выводы (рис. 3). Секвенсы III порядка в данном случае сопоставляются с разрешающей способностью сейсморазведки, что является определяющем в геологическом моделировании, так как позволит перейти к построению 2D- и 3D-моделей с использованием данных в межскважинном пространстве.

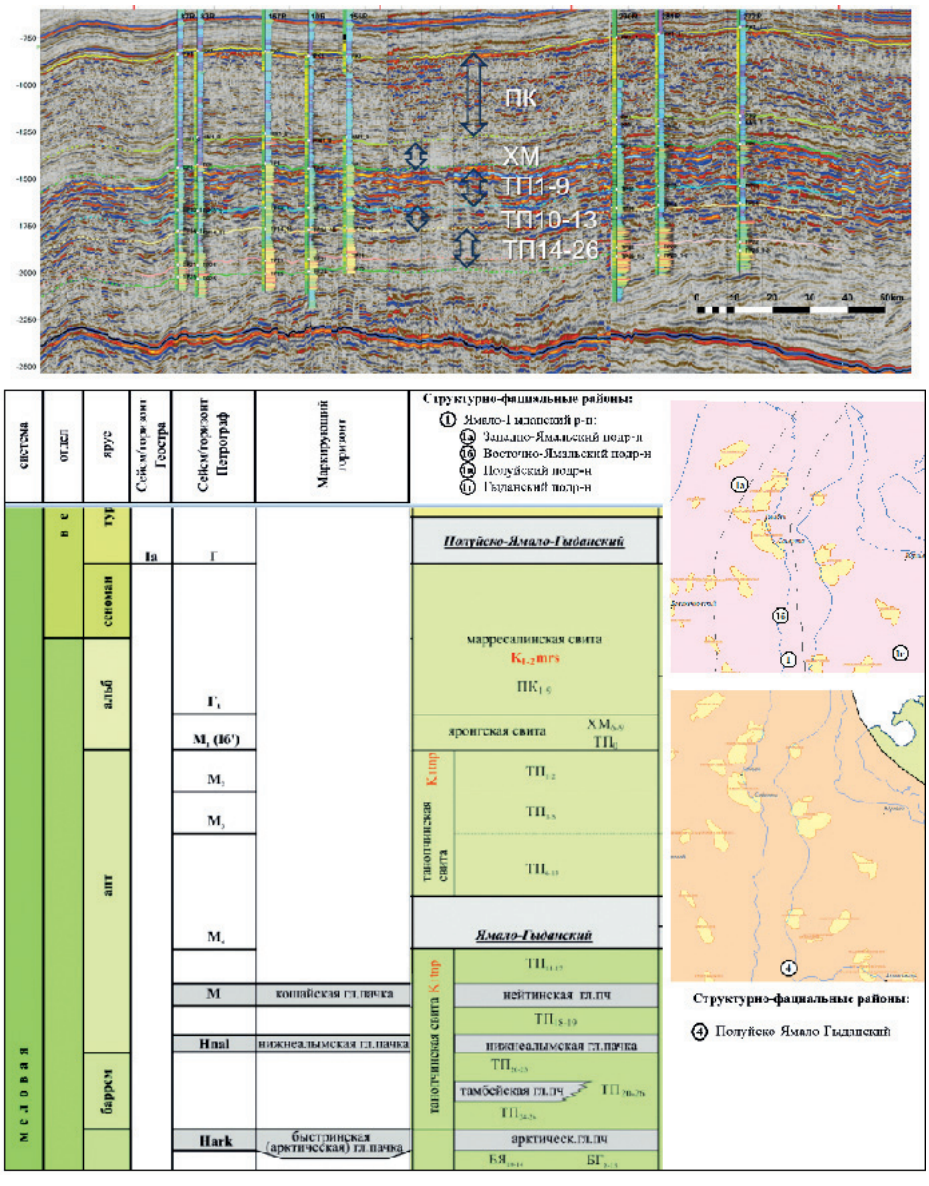


Рис. 3. Стратификация разреза

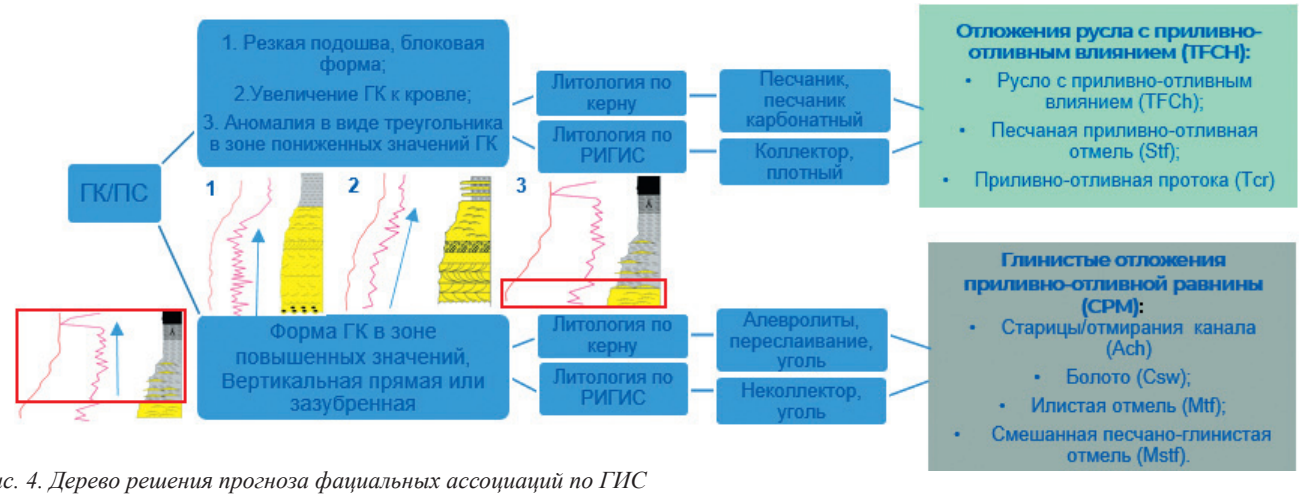


Рис. 4. Дерево решения прогноза фациальных ассоциаций по ГИС

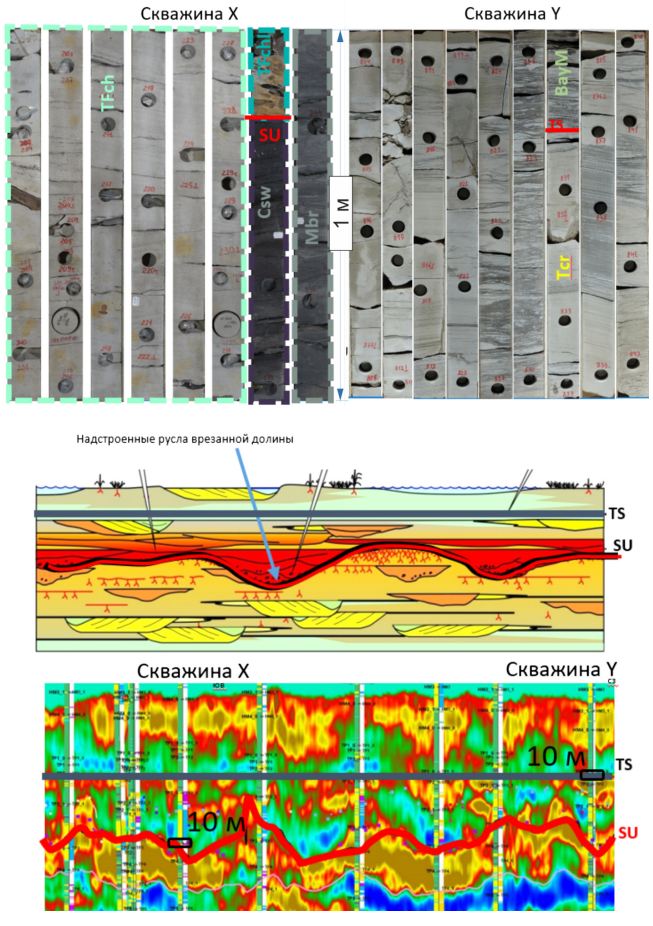


Рис. 5. Интерпретация секвенс-стратиграфических границ по данным керна

Обсуждение результатов

На основании прослеженных границ пластов по данным скважин сформирован геостатистический разрез, отражающий опесчанивание разреза, а также долю газонасыщенных толщин для каждого пласта в целом по всему месторождению. Эти данные сопоставлены с границами выделенных системных трактов и секвенсов (рис. 7).

Нижние пласты $ТП_{25}$–$ТП_{26}$ соответствуют подтамбейскому резервуару, сформированному между арктической и тамбейской пачками глин ($К_{1b}$). На момент завершения формирования подтамбейского резервуара на территории месторождения существовала обстановка осадконакопления дельтовой равнины. Основной источник сноса расположен на юго-востоке, направление транспортировки материала северо-западное. Согласно секвенс-стратиграфическому анализу подтамбейский резервуар сформирован в один цикл, максимальная поверхность затопления соответствует кровле пласта $ТП_{25}$.

На момент завершения формирования тамбейского резервуара на территории месторождения преобладали условия прибрежной равнины, временами заливавшейся морем с флювиальными и приливными дельтами. Основной источник сноса расположен на юго-востоке, направление транспортировки материала северо-западное. Согласно секвенс-стратиграфическому анализу поверхность максимального затопления соответствует кровле пласта $ТП_{17}$. Пласты $ТП_{21}$–$ТП_{23}$ сформированы с влиянием врезанных долин системного тракта LST. Песчаные отложения представлены дельтовыми распределительными каналами. Тип отложений зависит от существующей палеогеографической обстановки на момент формирования пластов и преобладающего воздействия процессов (волновых либо русловых).

На момент завершения формирования викуловского резервуара фациальная обстановка соответствовала условиям осадконакопления прибрежной равнины, временами заливавшейся морем. Основной источник сноса расположен на юго-востоке и северо-востоке, направление транспортировки материала северо-западное и западное. Согласно секвенс-стратиграфическому анализу викуловский резервуар сформирован в четыре крупных цикла, выделено четыре поверхности затопления, между которыми фиксируются отложения высокого и низкого стояния уровня моря.

Пласты $ТП_{14}$–$ТП_{15}$, $ТП_{11}$–$ТП_{12}$, $ТП_{5}$–$ТП_{9}$ и $ТП_{2}$–$ТП_{3}$ сформированы с влиянием врезанных долин системного

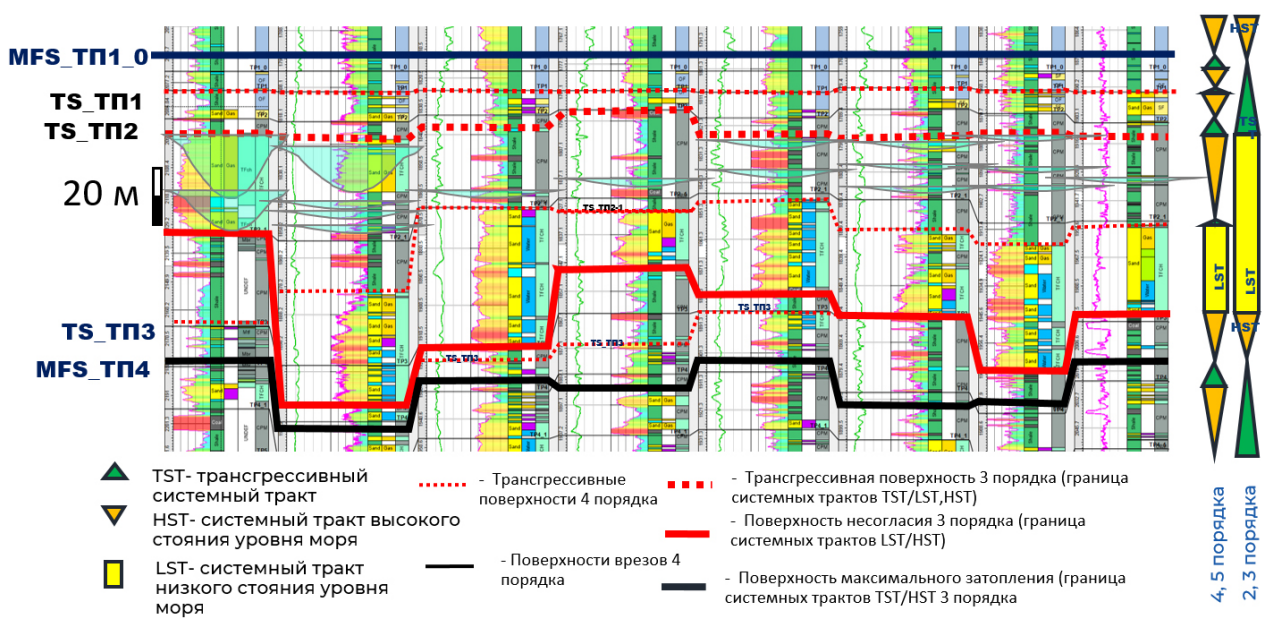


Рис. 6. Интерпретация секвенс-стратиграфических границ по данным скважин

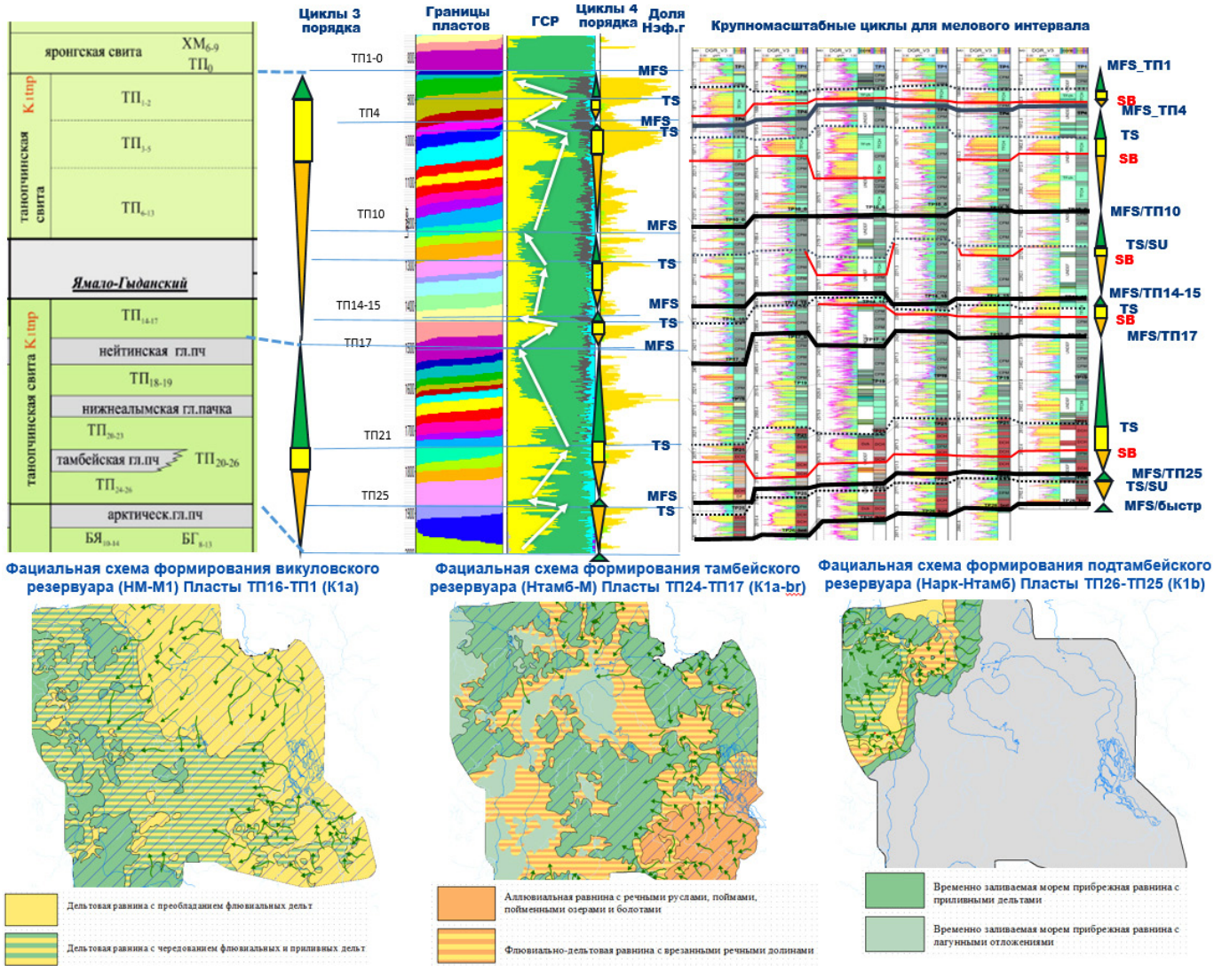


Рис. 7. Секвенс-стратиграфическая модель танопчинской свиты (секвенсы III и IV порядка)

тракта LST. Песчаные отложения представлены руслами с влиянием приливно-отливных процессов.

На основе полученной секвенс-стратиграфической 1D-модели сделаны следующие выводы:

• верхнемеловой интервал танопчинской свиты сформирован в шесть крупных циклов;

• основные зоны нефтегазонакопления находятся вблизи трансгрессивных поверхностей, что объясняется наличием хорошей покрышки;

• наиболее мощные коллектора соответствуют отложениям эрозионных врезанных долин системного тракта LST в связи с высокой динамикой осадконакопления, согласно циклической модели на изучаемой территории приурочены к пластам $ТП_{21}$–$ТП_{23}$, $ТП_{14}$–$ТП_{15}$, $ТП_{11}$–$ТП_{12}$, $ТП_{4}$–$ТП_{5}$, $ТП_{2}$;

• врезанные долины могут пересекать согласные границы отложений HST, образуя единый резервуар, что необходимо учитывать при моделировании.

Заключение

В рамках настоящей работы нами:

• дан анализ опубликованных работ, выбраны подходящие методики и выполнена адаптация их к исследуемому фактическому материалу;

• исследованы региональные особенности строения танопчинской свиты крупного месторождения в ЯНАО, стратификация разреза;

• проведен анализ данных керна и ГИС по 64 поисково-разведочным скважинам, 224 скважинам эксплуатационного фонда в пластах $ТП_{1}$–$ТП_{26}$;

• сформулирован алгоритм построения секвенс-стратиграфической модели, учитывающей особенности седиментации, выявлены особенности формирования песчаных тел для всего мелового разреза.

• выполнена корреляция всех скважин в интервале танопчинской свиты (пласты $ТП_{1}$–$ТП_{26}$) с определением фациальных обстановок и основных поверхностей смены режима осадконакопления (поверхности затопления, эрозионных врезов, трансгрессивных поверхностей);

• с учетом корреляции пластов по всему скважинному фонду построен геостатистический разрез и выделены секвенс-стратиграфические подразделения, характеризующие пласты танопчинской свиты;

• секвенс-стратиграфическая 1D-модель по скважинам проанализирована на предмет основных зон накопления углеводородов с учетом открытых залежей, сформулированы закономерности их размещения по разрезу.

Таким образом, на основе анализа всех исходных данных можно сделать несколько основных выводов. Использование секвенс-стратиграфического подхода к корреляции пластов обеспечивает систематизированное выделение основных зон нефтегазонакопления. Объединение генетически связанных слоев в единый пласт позволяет достоверно прогнозировать распространение песчаных тел при дальнейшем моделировании пласта. Границы выделенных секвенсов тождественны региональным глинистым пачкам, что позволяет корректно выполнять увязку с сейсмическими данными. Прослеживание отражающих горизонтов с одновременным выделением всех элементов секвенса повышает качество итоговой модели, поскольку все стратиграфические особенности формирования пластов учитываются на этапе построения структурного каркаса.

Рекомендуется при построении геологических моделей всегда начинать с выявления основных типов вертикального напластования осадочных толщ, для того чтобы установить положение секвенс-стратиграфических поверхностей и системных трактов в разрезе. Выполненная таким образом корреляция сможет обеспечить высокую детальность итоговой модели, снизить риск пропуска ловушек, упростить выбор аналогов для оценки ресурсного потенциала.

Литература

Жамойда А.И., Ковалевский О.П., Корень Т.Н., Маргулис Л.С., Предтеченский Н.Н., Рублев А.Г., Семихатов М.А., Храмов А.Н., Шкатова В.К. (2000). Дополнения к Стратиграфическому кодексу России. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 112 с.

Лебедев М.В. (2018). Фациальные несогласия и фациальные серии в секвенс-стратиграфии. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*, (6), с. 24–32.

Лебедев М.В., Астафьев Е.В., Храмцова А.В. (2023). Развитие клиноформной модели нижнего мела севера Западной Сибири на основе принципов секвенс-стратиграфии: новые возможности стратификации. *Георесурсы*, 25(4), с. 163–175. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.14

Лебедев М.В., Шакирова А.Н., Великих А.В., Лапина Л.В., Лебедев С.А., Яневиц Р.Б., Политова А.И., Снохин А.А. (2024). Секвенс-стратиграфия субконтинентальных резервуаров верхней части танопчинской свиты Минховского месторождения (север Западной Сибири). *Геология и геофизика*, 65(4), с. 552–567. https://doi.org/10.15372/GiG2023179

Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. (2004). Новосибирск: СНИИГГиМС, 113 с.

Храмцова А.В., Топалова Т.Э., Снохин А.А., Шакиров Р.Р. (2022). Седиментологический и секвенс-стратиграфический анализ верхней части покурской свиты с целью оптимизации проекта разработки. *Научный журнал Российского газового общества*, (1), с. 6–15. https://doi.org/10.55557/24126497_2022_1_6-15

Catuneanu O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. Amsterdam: Elsevier, 375 p.

Catuneanu O. (2019). Model-independent sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 188, pp. 312–388. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.09.017

Catuneanu O., Abreu V., Bhattacharya J.P., Blum M.D., Dalrymple R.W., Eriksson P.G., Fielding C.R., Fisher W.L., Galloway W.E., Gibling M.R., Giles K.A., Holbrook J.M., Jordan R., Kendall C.G.St.C., Macurda B., Martinsen O.J., Miall A.D., Neal J.E., Nummedal D., Pomar L., Posamentier H.W., Pratt B.R., Sarg J.F., Shanley K.W., Steel R.J., Strasser A., Tucker M.E., Winker C. (2009). Towards the standardization of sequence stratigtaphy. *Earth-Science Reviews*, 92(1–2), pp. 1–33. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2008.10.003

Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D., Posamentier H.W., Strasser A., Tucker M.E. (2011). Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*, 44(3), pp. 173–245. https://doi.org/10.1127/0078-0421/2011/0011

Miall A.D. (2010). The Geology of Stratigraphic Sequences. Berlin, Heidelberg: Springer, XVII, 522 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-05027-5

Plint A.G., Nummedal D. (2000). The falling stage systems tract: recognition and importance in sequence stratigraphic analysis. *Geological Society, London, Special Publications*, 172, pp. 1–17. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2000.172.01.01

Posamentier H.W., Vail P.R. (1988). Eustatic controls on clastic deposition II – sequence and systems tract models. Wilgus C.K., Hastings B.S., Kendall C.G. St.C., Posamentier H., Ross C.A., Van Wagoner J. (Eds.). *Sea Level Changes: An Integrated Approach*. Tulsa, Okla: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, pp. 125–154. https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0125

Posamentier H.W., Allen G.P. (1999). Siliciclastic Sequence Stratigraphy – Concepts and Applications. Tulsa: SEPM Society for Sedimentary Geology, 204 p. https://doi.org/10.2110/csp.99.07

Van Wagoner J.C. (1995). Overview of sequence stratigraphy of foreland basin deposits: terminology, summary of papers, and glossary of sequence stratigraphy. Van Wagoner J.C., Bertram G.T. (Eds.). *Sequence Stratigraphy of Foreland Basin Deposits: Outcrop and Subsurface Examples from the Cretaceous of North America.* Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, pp. 9–21. https://doi.org/10.1306/M64594C5

Сведения об авторах

Елена Александровна Потапова – кандидат геол.-минерал. наук, старший эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Elena.Potapova@novatek.ru

Равиль Рамильевич Шакиров – директор департамента подготовки ресурсной базы, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Ravil.Shakirov@novatek.ru

Александр Александрович Евдощук– старший эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Aleksandr.Evdoschuk@novatek.ru

Татьяна Владимировна Леванюк – главный специалист, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Tatyana.Levanyuk@novatek.ru

Ольга Сергеевна Леонтьева – главный специалист, ОАО «Ямал СПГ
Россия, 117393, Москва, ул. Академика Пилюгина, д. 22
e-mail: o.leontieva@yamalspg.ru

Статья поступила в редакцию 25.06.2024;
Принята к публикации 10.09.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Creation of a Sequence-Stratigraphic Model to Clarify the Geological Structure of Coastal-Continental Sediments of the Tanopchinskaya Suite

E.A. Potapova[1], R.R. Shakirov[1], A.A. Evdoshchuk[1], T.V. Levanyuk[1], O.S. Leontieva[2]*
[1]*NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation*
[2]*Yamal SPG, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Elena A. Potapova, e-mail: Elena.Potapova@novatek.ru*

Abstract. A sequence-stratigraphic model of the Tanopchinskaya Suite of coastal continental genesis was constructed in order to establish the distribution patterns of reservoir properties, clarify the geometry of sand bodies, and identify the main hydrocarbon concentration zones within the studied sediments. The system approach to well correlation was substantiated, which formed the basis for creating a model of Cretaceous sediments with high predictive ability. Regional peculiarities of the structure of the Tanopchinskaya Suite of a large field in the Yamalo-Nenets Autonomous District of the Russian Federation were analysed; core and GIS data from 64 exploration wells and 224 production wells in TP_1–TP_{26} formations were analysed; an algorithm for building a sequence-stratigraphic model that takes into account sedimentation peculiarities was formulated; peculiarities of sand bodies formation were revealed for the whole Cretaceous section. As a result of the analysis, all wells in the Tanopchinskaya Suite interval (TP_1–TP_{26} formations) were correlated with the definition of facies environment and the main surfaces of sedimentation regime change (flooding surfaces, erosion incisions, transgressive surfaces). Taking into account the correlation of formations for the entire well stock, a geostatistical section was constructed and sequence-stratigraphic subdivisions characterising the Tanopchinskaya Suite formations were identified. The 1D sequence-stratigraphic model of wells was analysed for the main hydrocarbon accumulation zones, taking into account open deposits, and the regularities of their location in the section were formulated.

Keywords: sequence stratigraphy, coastal continental sediments, Tanopchinskaya suite, system approach

Recommended citation: Potapova E.A., Shakirov R.R., Evdoshchuk A.A., Levanyuk T.V., Leontieva O.S. (2024). Creation of a Sequence-Stratigraphic Model to Clarify the Geological Structure of Coastal-Continental Sediments of the Tanopchinskaya Suite. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 43–50. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.6

References

Catuneanu O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. Amsterdam: Elsevier, 375 p.

Catuneanu O. (2019). Model-independent sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 188, pp. 312–388. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.09.017

Catuneanu O., Abreu V., Bhattacharya J.P., Blum M.D., Dalrymple R.W., Eriksson P.G., Fielding C.R., Fisher W.L., Galloway W.E., Gibling M.R., Giles K.A., Holbrook J.M., Jordan R., Kendall C.G.St.C., Macurda B., Martinsen O.J., Miall A.D., Neal J.E., Nummedal D., Pomar L., Posamentier H.W., Pratt B.R., Sarg J.F., Shanley K.W., Steel R.J., Strasser A., Tucker M.E., Winker C. (2009). Towards the standardization of sequence stratigtaphy. *Earth-Science Reviews*, 92(1–2), pp. 1–33. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2008.10.003

Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D., Posamentier H.W., Strasser A., Tucker M.E. (2011). Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*, 44(3), pp. 173–245. https://doi.org/10.1127/0078-0421/2011/0011

Khramtsova A.V., Topalova T.E., Snokhin A.A., Shakirov R.R. (2022). Sedimentological and Sequence Stratigraphic Analysis of the Upper Part of the Pokur Formation in Order to Optimize the Development Project. *Nauchnyi zhurnal Rossiiskogo gazovogo obshchestva*, (1), pp. 6–15. (In Russ.) https://doi.org/10.55557/24126497_2022_1_6-15

Lebedev M.V. (2018). Facies unconformities and facies series in sequence stratigraphy. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, (6), pp. 24–32. (In Russ.)

Lebedev M.V., Astafiev E.V., Khramtsova A.V. (2023). Further Development of the Lower Cretaceous Clinoform Model of the North of West Siberia Based on the Sequence Stratigraphy Principles: New Possibilities of Stratification. *Georesursy = Georesources*, 25(4), 163–175. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.14

Lebedev M.V., Shakirova A.N., Velikikh A.V., Lapina L.V., Lebedev S.A., Yanevits R.B., Politova A.I., Snokhin A.A. (2024). Sequence stratigraphy of subcontinental reservoirs of the upper part of the tanopcha formation of the Minkhov field (north of Western Siberia). *Geologiya i geofizika = Geology and Geophysics*, 65(4), pp. 552–567. (In Russ.) https://doi.org/10.15372/GiG2023179

Miall A.D. (2010). The Geology of Stratigraphic Sequences. Berlin, Heidelberg: Springer, XVII, 522 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-05027-5

Plint A.G., Nummedal D. (2000). The falling stage systems tract: recognition and importance in sequence stratigraphic analysis. *Geological Society, London, Special Publications*, 172, pp. 1–17. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2000.172.01.01

Posamentier H.W., Vail P.R. (1988). Eustatic controls on clastic deposition II – sequence and systems tract models. Wilgus C.K., Hastings B.S., Kendall C.G. St.C., Posamentier H., Ross C.A., Van Wagoner J. (Eds.). *Sea Level Changes: An Integrated Approach*. Tulsa, Okla: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, pp. 125–154. https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0125

Posamentier H.W., Allen G.P. (1999). Siliciclastic Sequence Stratigraphy – Concepts and Applications. Tulsa: SEPM Society for Sedimentary Geology, 204 p. https://doi.org/10.2110/csp.99.07

Resolution of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the Review and Adoption of Clarified Stratigraphic Schemes of Mesozoic Deposits in Western Siberia (2004). Novosibirsk: SNIIGGiMS, 113 p. (In Russ.)

Van Wagoner J.C. (1995). Overview of sequence stratigraphy of foreland basin deposits: terminology, summary of papers, and glossary of sequence stratigraphy. Van Wagoner J.C., Bertram G.T. (Eds.). *Sequence Stratigraphy of Foreland Basin Deposits: Outcrop and Subsurface Examples from the Cretaceous of North America.* Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, pp. 9–21. https://doi.org/10.1306/M64594C5

Zhamoida A.I., Kovalevskii O.P., Koren' T.N., Margulis L.S., Predtechenskii N.N., Rublev A.G., Semikhatov M.A., Khramov A.N., Shkatova V.K. (2000). Supplements to the Stratigraphic Code of Russia. SPb.: VSEGEI, 112 p. (In Russ.)

About the Authors

Elena A. Potapova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Expert, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: Elena.Potapova@novatek.ru

Ravil R. Shakirov – Director of the Department of Resource Base Preparation, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federatione-mail: Ravil.Shakirov@novatek.ru

Alexander A. Evdoshchuk – Senior Expert, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federatione-mail: Aleksandr.Evdoschuk@novatek.ru

Tatiana V. Levanyuk – Chief Specialist, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federatione-mail: Tatyana.Levanyuk@novatek.ru

Olga S. Leontieva – Chief Specialist, Yamal SPG
22, Ac. Pilyugina st., Moscow, 117393, Russian Federation
e-mail: o.leontieva@yamalspg.ru

Manuscript received 25 June 2024;
Accepted 10 September 2024; Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.7

УДК 553.982

Особенности геометризации залежи в дельтовых песчаниках меловых отложений севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

В.А. Кузнецова[1], К.А. Костеневич[2], Е.В. Ширикова[2]*

[1]ПАО «НОВАТЭК» Москва, Россия

[2]ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

На основе комплексной геолого-геофизической информации и результатов лабораторных исследований керна изучено детальное строение песчаных отложений подводной части дельтовой системы. Это позволило объяснить распределение углеводородов в залежи за счет морфологических особенностей седиментологических объектов. В работе использованы результаты спектральной декомпозиции данных сейсморазведки, интерпретация которых позволяет с высокой детализацией восстановить морфологию и строение изучаемых отложений. Выполнен седиментологический анализ керна. Сделанные выводы сопоставлены с фактическими данными геолого-геофизических исследований скважин. В результате проведенных работ выделено два класса песчаников с разными фильтрационными характеристиками, которые с учетом сейсмофациального анализа легли в основу концептуальной геологической модели проградации морского дельтового побережья с преобладанием волновых процессов. Представленная концептуальная модель объясняет распределение песчаного материала, его фильтрационных характеристик, учитывает физические процессы формирования профиля наносов морского побережья и позволяет более точно прогнозировать распространение продуктивной части пласта, что способствует повышению успешности проводки горизонтального ствола эксплуатационных скважин.

Ключевые слова: геологическая модель, дельтовые песчаники, меловые отложения севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Для цитирования: Кузнецова В.А., Костеневич К.А., Ширикова Е.В. (2024). Особенности геометризации залежи в дельтовых песчаниках меловых отложений севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Георесурсы,* 26(3), с. 51–59. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.7

Введение

Успешность бурения как разведочного, так и эксплуатационного фонда во многом зависит от концептуальной модели строения залежи, в которой распространение насыщенного коллектора согласуется с данными сейсморазведочных работ, объясняется и подтверждается геолого-геофизическими и петрофизическими исследованиями.

Так, при бурении пилотного ствола по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) был выделен газоводяной контакт значительно выше прогнозного, однако после проведения гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле (ГДК/ОПК) полученная вода из водонасыщенной части оказалась практически неподвижной: подвижность составила всего лишь 0,2 мД/сП по сравнению с подвижностью вышележащего коллектора 2–8 мД/сП, при депрессии в 27 раз выше, чем в том же верхнем интервале (рис. 1). При проводке горизонтального ствола в непосредственной близости от пилота, даже на глубины, превышающие положение выделенного по ГИС контакта в пилоте, скважина не встретила водонасыщенных коллекторов, а в результате испытаний был получен безводный приток газоконденсата.

Литологические границы обычно распространены в континентальных и надводных прибрежных отложениях, а подводные прибрежные отложения, такие как предфронтальная зона нижнего пляжа, – «это хорошо сортированные пески мощностью в десятки метров, протяженностью до сотен километров. Основные неоднородности связаны с цементацией песков» (Барабошкин, 2011). Пляжи волновых дельт также являются хорошо сортированными песчаниками с увеличивающейся вверх по разрезу проницаемостью.

Однако результаты бурения свидетельствуют о нарушении закона о гравитационном распределении углеводородов в пласте: газонасыщенные коллекторы находятся ниже водонасыщенных по ГИС песчаников.

В соответствии с изложенным противоречием фактических и теоретических данных целью настоящей работы является создание концептуальной модели строения отложений дельтовых песчаников, позволяющей объяснить распределение углеводородов в залежи.

Материалы и методы

В работе применен комплексный подход с учетом всей геолого-геофизической информации: выполнен седиментологический анализ 59,7 м керна, который включал определение структурно-текстурных особенностей пород,

* Ответственный автор: Валерия Александровна Кузнецова
e-mail: valeriya.kuznetsova@novatek.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

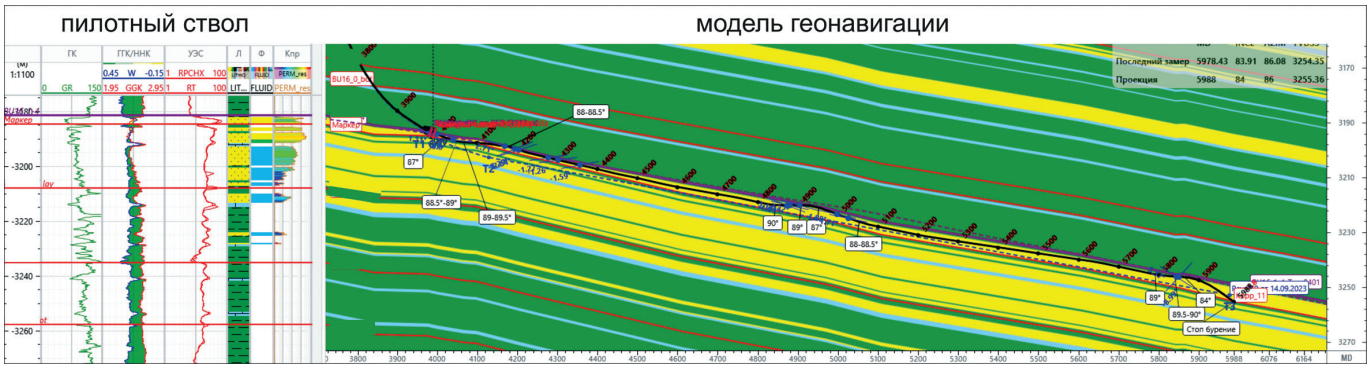


Рис. 1. Планшет геонавигации при бурении горизонтального ствола

контактов слоев, ихнофациальной характеристики разреза. Для исследований были выбраны две скважины, расположенные в 4 км друг от друга и имеющие противоречия в выделении флюидального контакта (рис. 2).

При изучении объекта в межскважинном пространстве использовались седиментационные слайсы спектральной декомпозиции. При разложении волновой записи на частотные составляющие и дальнейшем смешивании в цветовой модели RGB проявляются детали строения геологических объектов, которые зачастую не выделяются на стандартных амплитудных атрибутах.

С целью изучения литолого-минералогических особенностей пород проведены лабораторные исследования керна скв. 2 (рис. 2), включавшие рентгенофазовый анализ минерального состава пород, петрографический анализ в шлифах, анализ гранулометрического состава, анализ структуры пустотного пространства методом растровой электронной микроскопии. Привлекали материалы по определению фильтрационно-емкостных свойств пород, а также результаты капилляриметрических исследований методом полупроницаемой мембраны.

Рентгенофазовый анализ пород проводили с помощью рентгеновского дифрактометра. Общий минералогический состав определяли в порошковых пробах, состав глинистых минералов – на выделенной путем отмучивания пелитовой фракции породы. Гранулометрический анализ

Рис. 2. Схема корреляции скважин с керном: колонка 1 – гамма-каротаж; колонка 2 – гамма-каротаж на керне; колонка 3 – фото керна; колонка 4 – характер насыщения по ГИС; колонка 5 – коэффициент проницаемости (Кпр), измеренный на керне

песчаников выполняли методом лазерной дифракции с помощью лазерного анализатора размера частиц. Для изучения морфологических особенностей породы и элементного состава использовали растровый электронный микроскоп (РЭМ). Петрографическое изучение горных пород проводили в прозрачных прокрашенных непокрытых шлифах с использованием микроскопа.

Результаты

Формирование отложений исследуемого пласта происходило в условиях дельтового побережья с преобладанием волновых процессов. Проградация береговой линии распространялась в западном направлении с увеличением толщины разреза за счет компенсации осадконакоплением (рис. 3).

На седиментационном слайсе спектральной декомпозиции видны линии проградации берега (рис. 4). Изменение их направления соответствует разным генерациям береговых валов при активности двух различных дельт: на севере и юге видны распределительные каналы, которые прорезают береговые валы при продвижении к морю. Современный аналог рассматриваемых отложений представлен на рис. 5.

Влияние волновых процессов отмечается и при седиментологическом анализе керна. Разрез скв. 1 представлен на рис. 6, где видна последовательная смена более глубоководных отложений песчаников дистальной части фронта дельты менее глубоководными отложениями с увеличением зернистости вверх по разрезу. В нижней его части отложения неоднородные за счет интенсивной биотурбации, при усилении гидродинамического режима биотурбация исчезает. Наличие штормовых прослоев и волновая рябь указывают на доминирование волновых процессов.

Скважина 2 имеет схожую последовательность залегания слоев (рис. 7). По данным измерений профильного спектрального гамма-каротажа (ГК) на керне (рис. 2), который имеет большее разрешение по вертикали по сравнению со скважинным аналогом, видно, что пласт состоит из нескольких циклов проградаций, примерно по 3 м каждый. Границы между проградациями в нижней части разреза представлены биотурбированными отложениями дистальной части фронта дельты, а в верхней части – маломощными глинистыми перемычками и слоями высокорадиоактивных песчаников. Завершается формирование исследуемого пласта наступлением трансгрессивного этапа: в верхней части разреза песчаные отложения

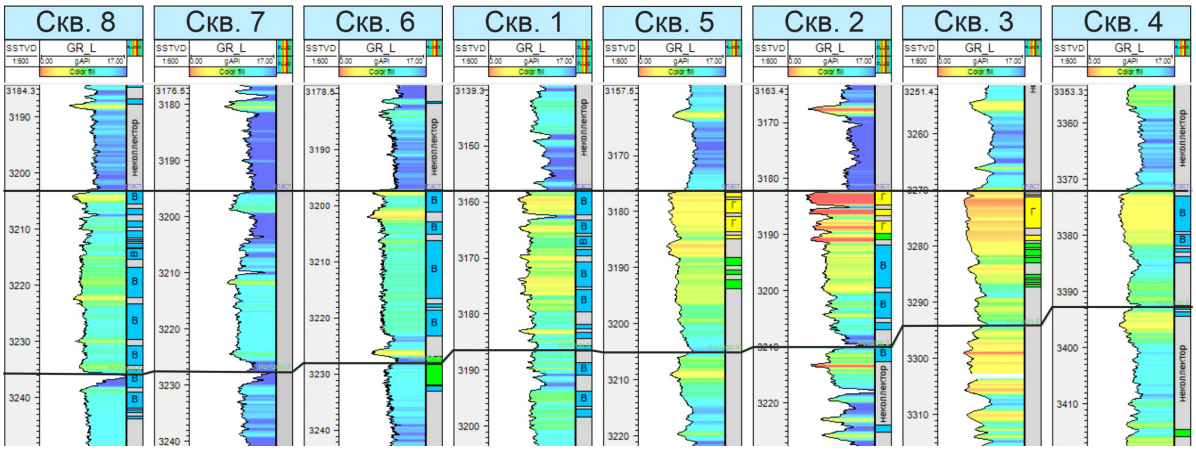


Рис. 3. Схема корреляции скважин вкрест простирания береговой линии: колонка 1 – гамма-каротаж; колонка 2 – характер насыщения по ГИС

проксимальной части фронта дельты перекрываются глинистыми отложениями шельфа (выше границы 4 на рис.7).

Формы кривой ГК в скв. 1 и 2 хорошо коррелируются. На рис. 6 и 7 цифрами и зелеными линиями указаны верхние три проградации, внутри которых не согласуется флюидальный контакт, несмотря на то что отложения имели распространение на большое расстояние, хорошо коррелируются между собой и внутри одного цикла являются одновозрастными.

На рис. 2 можно заметить, что резкое изменение проницаемости в скв. 2 совпадает с изменением характера насыщения по ГИС. В керне эта граница соответствует границе 1 на рис. 7, она прослеживается в виде чуть заметной смены одного типа песчаника на другой (рис. 8). Видно также, что граница не связана с распространением карбонатизированного песчаника чуть ниже по разрезу. Таким образом, можно выделить два класса песчаников, соответствующие проксимальной и дистальной части фронта дельты.

Для изучения различий этих двух классов, влияющих на распределение углеводородов, проведены литологические исследования на керне скв. 2.

Породы верхней части пласта, представленные отложениями проксимальной части фронта дельты, сложены песчаниками средне-мелкозернистыми, алевритистыми, с однородной текстурой, с глинистым цементом. По минеральному составу породообразующего комплекса песчаники относятся к грауваккковым аркозам (Шутов, 1967; Шванов и др., 1998). Количество кварца составляет 35–38%, полевых шпатов – 40–42%, обломков пород – 17–20%, слюд – 2–5%. Обломочный материал хорошо отсортирован, преобладают полууглованные и полуокатанные зерна, а также полулинейные, реже выпукло-вогнутые контакты. Преобладающий размер обломков варьирует от 0,14 до 0,24 мм, примесь зерен среднепесчаной

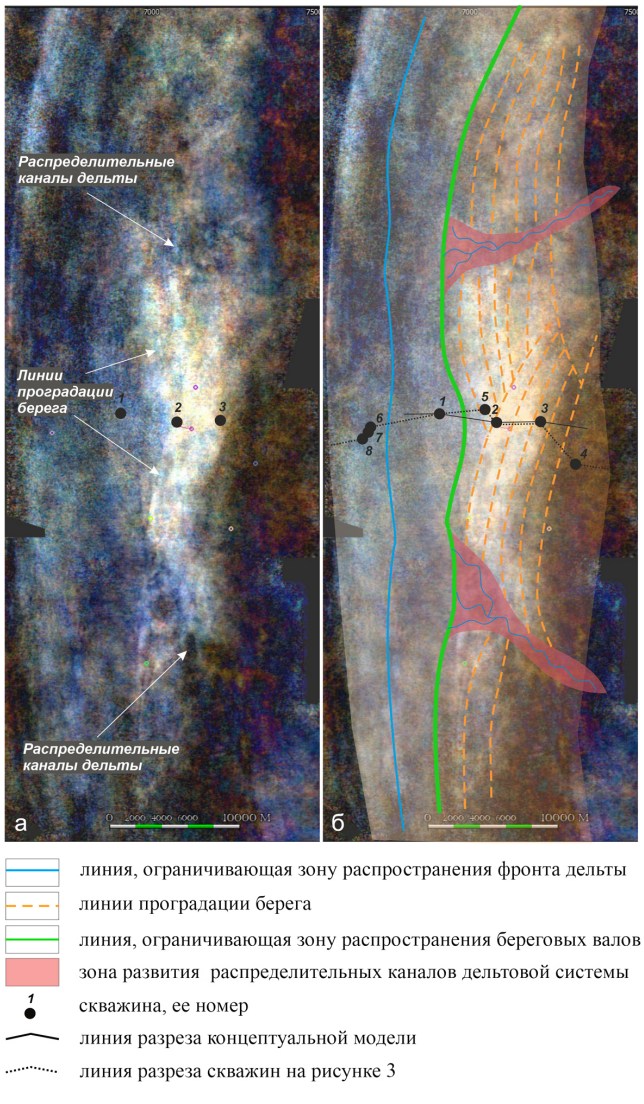


Рис. 4. а) Седиментационный слайс спектральной декомпозиции; б) концептуальная схема строения пласта

Рис. 5. Современный аналог исследуемых отложений: дельта реки Грихальва, Мексиканский залив

Рис. 6. Фотографии керна скв. 1

Рис. 7. Фотографии керна скв. 2

Рис. 8. Граница разделения двух классов песчаника

размерности может составлять от нескольких процентов до 15–20%, содержание примеси обломков алевритовой размерности в наиболее мелкозернистых для рассматриваемого песчаного тела прослоях не превышает 25%, находится, как правило, в пределах 10–15%. Преобладают межзерновые поры размером 0,04–0,08 мм (рис. 9).

Количество аутигенного глинистого цемента не превышает 5%. Основным компонентом цемента является хлорит. Его доля составляет 85–90% от доли глинистого материала цемента. Хлорит образует тонкие пленки на поверхности зерен, пленки могут иметь крустификационную структуру. Реже хлорит в виде скоплений чешуйчатых агрегатов развивается в межзерновом пространстве. Доли каолинита и смешаннослойных образований (ССО) гидрослюдисто-монтмориллонитового ряда не превышают 1%, доля гидрослюдистых минералов составляет 12% (от количества глинистого материала). Характерной особенностью является широкое развитие аутигенного кварца, образующего толстые прерывистые и сплошные каймы на зернах, толщиной до 0,02–0,05 мм. Нередко за счет регенерации частично восстанавливаются отдельные кристаллические грани кварцевых зерен. Количество регенерационного кварца может достигать 3% на породу. В меньшей степени отмечается регенерация полевого шпата. Аутигенный альбит развивается в виде мелких кристаллических наростов на поверхности зерен. На тех участках, где регенерации подверглись несколько обломков, межзерновое пространство может значительно сокращаться (рис. 10).

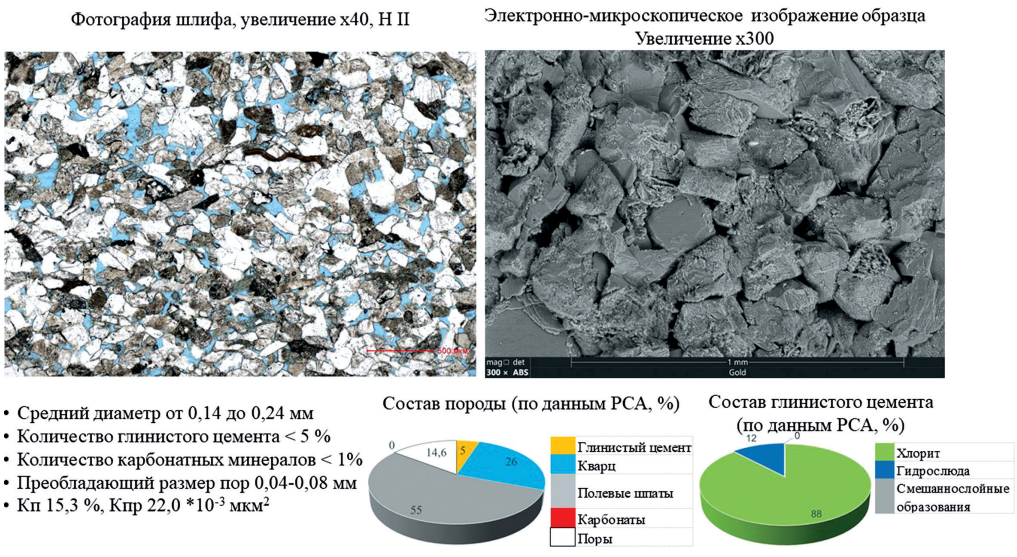


Рис. 9. Литологические особенности пород продуктивной части исследуемого пласта. Отложения проксимальной части фронта дельты. Песчаники средне-мелкозернистые, с однородной текстурой, с глинистым цементом, который представлен тонкими хлоритовыми пленками, с кварцевым регенерационным цементом

Большая часть отложений проксимальной части фронта дельты представлена коллекторами. Доля пород, не являющихся коллекторами из-за высокого содержания глинистого материала или карбонатного цемента, мала. Для пород-коллекторов коэффициент пористости в среднем составляет 15,3%, изменяясь от 9,4% до 18,5%. Коэффициент проницаемости в среднем равен $22 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 при диапазоне изменения от $1 \cdot 10^{-3}$ до $52 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Породы этой части разреза могли бы сохранить более высокие коллекторские свойства, но широкое развитие регенерации и крустификационная структура хлоритовых пленок значительно ухудшили как емкостные, так и фильтрационные характеристики пород-коллекторов. Аутигенный кварц наряду со снижением размеров пор, перекрытием и усложнением фильтрующих каналов также может укреплять структурный каркас породы, замедляя процесс уплотнения и способствуя сохранению коллекторского потенциала породы (Япаскурт, 2008).

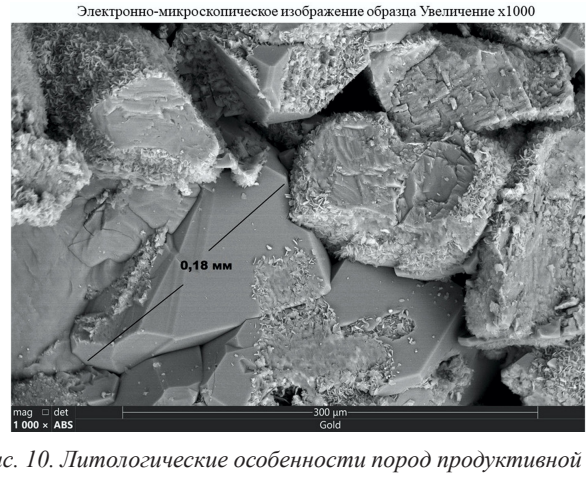


Рис. 10. Литологические особенности пород продуктивной части исследуемого пласта. Отложения проксимальной части фронта дельты. Размер обломков 0,14–0,24 мм. Значительная регенерация зерен кварца, частично перекрывающая поровое пространство и каналы. На поверхности зерен тонкие хлоритовые пленки

Вниз по разрезу песчаные отложения проксимальной части фронта дельты резко переходят в песчаные отложения его дистальной части. Песчаники этих фациальных зон отличаются по литологическим признакам.

Породы дистальной части фронта дельты представлены песчаниками тонко-мелкозернистыми, алевритовыми, со слоистой текстурой, с глинистым цементом. По минеральному составу породообразующего комплекса они аналогичны песчаникам проксимальной части фронта дельты – это граувакковые аркозы, когда количество кварца составляет 35–40%, полевых шпатов – 40–42%, обломков пород – до 15–17%, слюд – 3–10%. Степень отсортированности и форма зерен аналогичны вышележащим отложениям, но преобладающими становятся линейные, выпукло-вогнутые контакты и увеличивается их количество. Преобладающий размер обломков уменьшается до 0,07–0,14 мм, увеличивается примесь алевритовых фракций до 25–30% (рис. 11). Практически не изменяется состав цемента – также преобладает хлоритовый материал 82–87% (от доли цемента), примесь гидрослюды 13–18%. Хлорит развивается в виде сплошных, реже – прерывистых пленок толщиной до 0,01 мм, в отдельных случаях с крустификационным строением. Скопления чешуйчатых агрегатов хлорита в межзерновом пространстве распределены неравномерно. Доля каолинита и ССО не превышает 1%. Характерна регенерация кварца, но до 1% уменьшается доля регенерационного цемента и изменяется структура пленок – зерна фрагментарно регенерированы с образованием наростов. При достаточно высоком количестве пор их размер уменьшается до 0,02–0,05 мм (рис. 12). Для пород-коллекторов дистальной части фронта дельты коэффициент пористости в среднем составляет 15,4%, изменяясь от 11,2% до 17,4%. Коэффициент проницаемости в среднем равен $0,57 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 при диапазоне изменения от $0,2 \cdot 10^{-3}$ до $1,3 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

При близких значениях пористости (в среднем 15%) песчаники этих двух фациальных зон имеют различия в фильтрационных свойствах – $22 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и $0,6 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 соответственно (рис. 13).

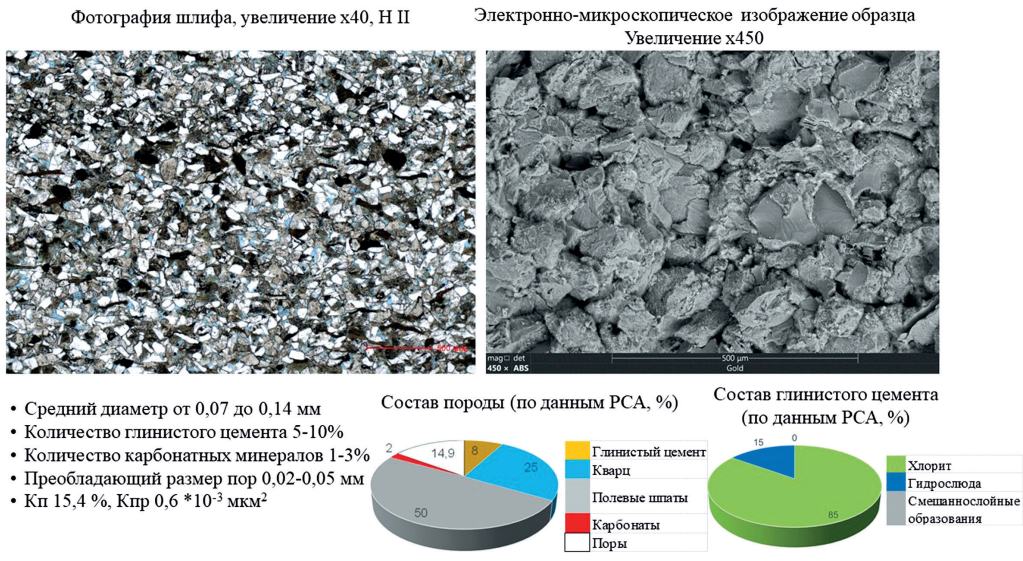


Рис. 11. Литологические особенности пород непродуктивной части исследуемого пласта. Отложения дистальной части фронта дельты. Песчаники тонко-мелкозернистые, алевритовые, слоистые, с глинистым цементом. Характерны более мелкие межзерновые поры и послойное обогащение акцессорными минералами

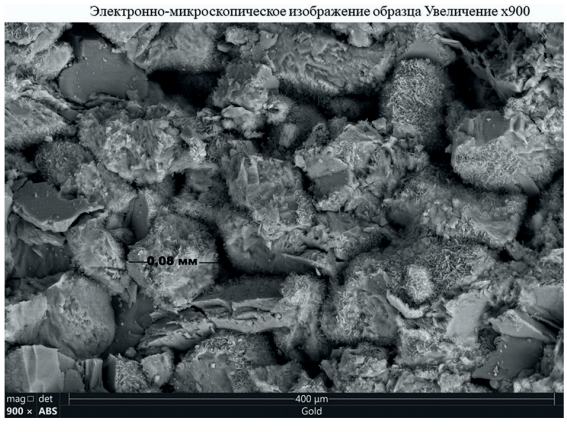


Рис. 12. Литологические особенности пород непродуктивной части исследуемого пласта. Отложения дистальной части фронта дельты. Размер обломков 0,07–0,14 мм. На поверхности зерен тонкие хлоритовые пленки. Размер пор до 0,02–0,05 мм

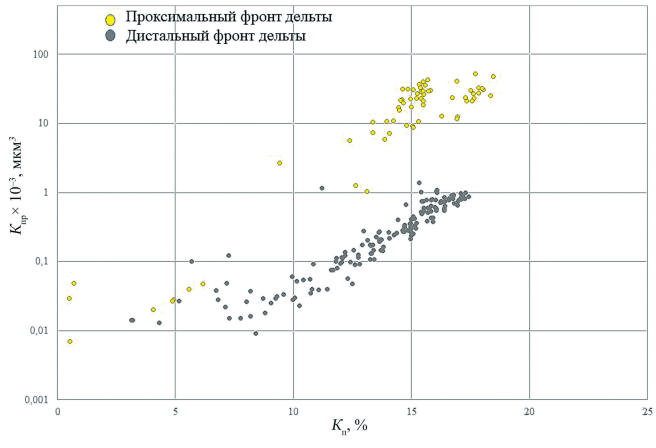


Рис. 13. Сопоставление коэффициентов пористости ($К_п$) и проницаемости ($К_{пр}$) песчаников фронта дельты и предфронтальной зоны пляжа

По уже проведенным капиллярным исследованиям (рис. 14) и по результатам определения остаточной водоносыщенности (рис. 15) заметны отличия песчаников проксимальной и дистальной частей фронта дельты.

В породах-коллекторах проксимальной части фронта дельты значения остаточной водонасыщенности ($К_{во}$) изменяются в диапазоне 24–39% (в среднем 28%), для песчаников дистальной его части диапазон $К_{во}$ 47–68% (в среднем 57%). Снижение проницаемости, усложнение структуры пустотного пространства и более высокие значения остаточной водонасыщенности обусловлены более мелкозернистым гранулометрическим составом, изменением в распределении аутигенного регенерационного цемента.

Петрофизические исследования керна скв. 2 еще не завершены, но уже сейчас можно говорить о нескольких фильтрационных типах коллектора, причем переход между этими типами происходит по разрезу не постепенно, а резко. Наличие двух разных фильтрационных типов песчаника может критически менять представление о геологической модели залежи: концептуальное строение, расположение контактов, эффективные насыщенные объемы, фильтрационно-емкостные свойства пород.

Обсуждение результатов

Отличие в зернистости песчаных отложений при схожих прочих параметрах (количестве и типе цемента, минеральном составе) определяет два различных класса песчаников, характеризующихся значительной разницей в проницаемости. Гранулометрическое распределение песчаного материала контролируется различным гидродинамическим режимом и энергией волновой деятельности моря.

При поступлении однородного наноса с одинаковым размером зерна при одинаковом гидродинамическом режиме крупность зерна может влиять на угол наклона берегового склона при его формировании: тонко- и мелкозернистый материал будет формировать более пологий склон, а крупнозернистый – более крутой (рис. 16б). Крупные частицы начинают свое движение только при большей энергии волны, которая наблюдается

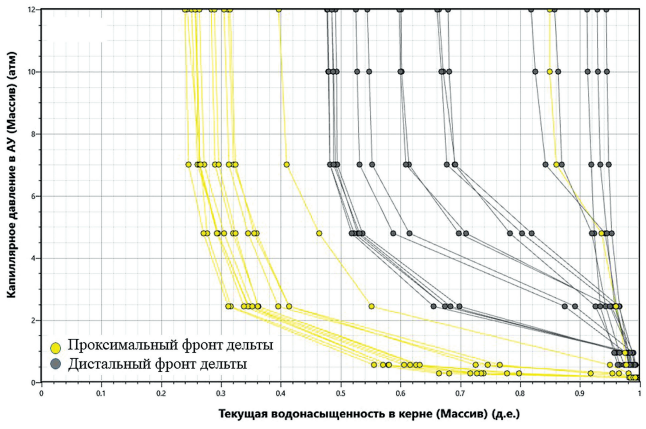


Рис. 14. Результаты капиллярных исследований

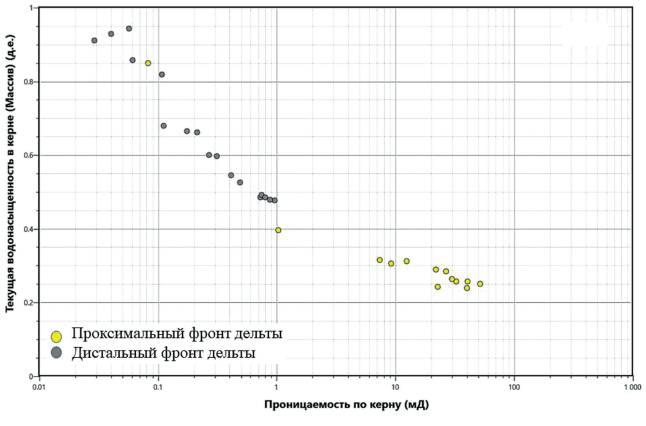


Рис. 15. Результаты определения коэффициента водонасыщенности ($К_{во}$)

при подходе к берегу. Чем крупнее частицы, тем уже зона воздействия волн на них.

При поступлении разнородного материала мелкая фракция оттягивается к морю, а более крупная фракция – к берегу, при этом еще больше усиливается разница в угле наклона берегового склона: в зоне алевритовой фракции склон будет положе и шире, а при переходе в более крупную фракцию угол наклона берегового склона увеличивается. Такое увеличение относится уже к верхней части разреза, где зафиксировано формирование берегового вала по данным спектральной декомпозиции: линии проградации видны до определенной границы, которая показывает предел распространения береговых валов с более крупнозернистым материалом. Распределительные каналы дельты также перестают прослеживаться после этой границы (рис. 4). Такие примеры известны на месторождении Сургутского свода: «в верхней части продуктивных пластов группы $БС_{10}^{2}$ представлены наиболее отсортированные среднезернистые песчаники, формирующие вдольбереговые барьерные образования (валы, бары и острова) в начальную стадию медленного повышения уровня моря» (Скачек и др., 2011).

После формирования одной генерации фронт дельты перекрывается трансгрессивным слоем в более погруженной области и маломощными глинистыми перемычками в области береговой зоны. Следующий этап проградации происходит уже при смещении береговой линии в западном направлении, а предыдущий бар становится частью суши, который может рассекаться распределительными

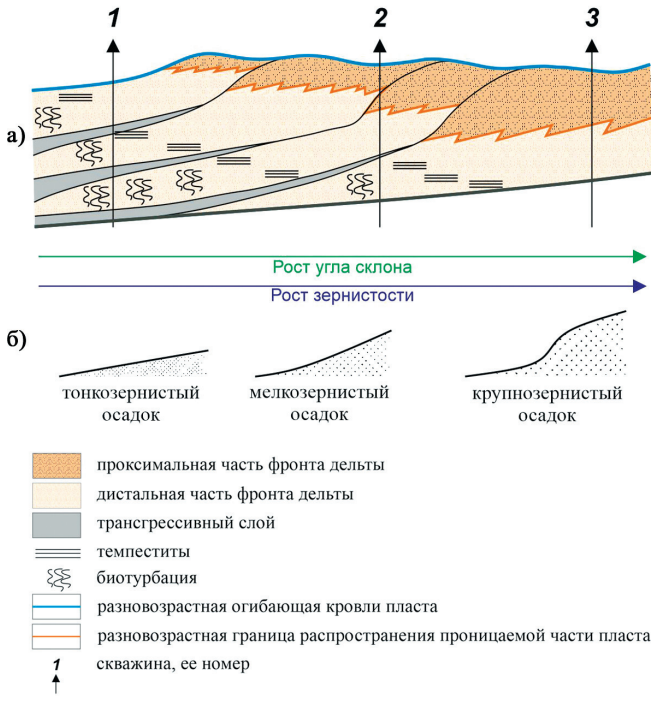


Рис. 16. Концептуальная модель исследуемого пласта: а) концептуальный разрез, соответствующий линии на рис. 4; б) зависимость угла наклона берегового склона от крупности зерна

каналами дельт, а также отделяться от следующего бара небольшой лагуной или озером, что является основной геоморфологической особенностью, нарушающей макрооднородность песчаных валов (рис. 16а).

Зона распространения более мелкой фракции, содержащей в себе большое количество остаточной и неподвижной воды, является флюидоупором для залежи углеводородов и контролирует ее с западной стороны, а истинный флюидальный контакт расположен в зоне береговых валов на востоке площади.

Заключение

В условиях подводной части дельтовой системы модель с плоскопараллельным строением без учета фильтрационных характеристик песчаных отложений не объясняет нарушение гравитационного распределения углеводородов в залежи.

Для геометризации продуктивной части пласта и повышения прогностической способности модели проведен комплексный анализ данных сейсморазведочных работ, а также результатов геолого-геофизических исследований скважин, седиментологических и лабораторных исследований кернового материала. Это позволило установить основные морфологические особенности седиментологических тел проградирующей дельты с влиянием волновых процессов и создать концептуальную модель продуктивного объекта.

Рассмотренный пласт формировался за счет наращивания берегового склона двух дельтовых систем, расположенных на севере и юге площади. Каждая генерация осадочного материала представлена песчаниками фронта дельты, внутри которой выявлены два класса песчаников, для которых характерно значительное отличие

коэффициентов проницаемости при близких значениях коэффициента пористости, количестве и составе глинистого цемента. Дифференциация классов обусловлена различным гранулометрическим составом песчаных отложений и отражает усложнение порового пространства одного класса по отношению к другому.

Изменение размера зерна зависит от энергии волн, которая, в свою очередь, зависит от глубины моря. Наиболее крупнозернистый материал накапливался в зоне береговой линии и формировал вал с более крутым склоном, а тонкозернистый оттягивался в дальнюю зону фронта дельты с низкой гидродинамикой моря и пологим склоном. Каждая новая генерация песчаных отложений перекрывалась с несогласием трансгрессивным слоем осадков, которые могут влиять на макронеоднородность пласта.

Концептуальная модель отложений проградирующего побережья с влиянием волновых процессов, учитывающая распределение выделенных классов песчаника, позволила геометризовать залежь, в которой разновозрастная огибающая береговых валов формирует кровлю пласта, а подошва пласта представлена непроницаемыми песчаниками дистальной части фронта дельты.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, а также коллективу компании «НОВАТЭК» за участие в подготовке материалов: У.Ю. Азарапиной, К.А. Немыкиной, Е.В. Паневу, А.Г. Сафроновой, А.С. Потаповой, А.Д. Алимгафаровой, Н.А. Шадчневу, Н.Н. Старикову.

Литература

Барабошкин Е.Ю. (2011). Практическая седиментология. Терригенные резервуары: пособие по работе с керном. Тверь: ГЕРС, 152 с.

Скачек К.Г., Суполкина И.В., Пантелейко И.А. (2011). Особенности фациального строения неокомских отложений (на примере группы пластов $БС_{10}^2$ северной части Сургутского свода). *Георесурсы*, (3), с. 26–31.

Шванов В.Н., Баженова Т.К., Беленицкая Г.А., Верба Ю.Л., Драгунов В.И., Жданов В.В., Ильин К.Б., Кондитеров В.Н., Кузнецов В.Г., Куриленко В.В., Мизенс Г.А., Патрунов Д.К., Петровский А.Д., Сергеева Э.И., Трифонов Б.А., Фролов В.Т., Цейслер В.М., Щербаков Ф.А., Щербакова М.Н. (1998). Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов. СПб.: Недра, 352 с.

Шутов В.Д. (1967). Классификация песчаников. *Литология и полезные ископаемые*, (5), с. 86–103.

Япаскурт О.В. (2008). Литология. М.: Изд. центр «Академия», 336 с.

Сведения об авторах

Валерия Александровна Кузнецова – эксперт, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2
e-mail: valeriya.kuznetsova@novatek.ru

Кристина Альбертовна Костеневич – руководитель группы, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Kristina.Kostenevich@novatek.ru

Елена Валериевна Ширикова – эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Elena.Shirikova@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 02.07.2024;
Принята к публикации 09.08.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Features of Geometrization of Deposits in Deltaic Sandstones of Cretaceous Sediments in the North of the West Siberian Oil and Gas Province

K.A. Kostenevich[1], E.V. Shirikova[1], V.A. Kuznetsova[2]*
[1]NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation
[2]NOVATEK, Moscow, Russian Federation
[*]Corresponding author: Valeria A. Kuznetsova, e-mail: valeriya.kuznetsova@novatek.ru

Abstract. Based on the complex geological and geophysical information and results of laboratory core studies, the detailed structure of sand sediments of the underwater part of the delta system has been studied. This has allowed to explain the distribution of hydrocarbons in the deposits due to morphological features of sedimentological objects.

The work used the results of spectral decomposition of seismic data, interpretation of which allows to reconstruct with high detail morphology and structure of studied sediments. Sedimentological analysis of core was performed. The conclusions were compared with actual data of geological and geophysical well studies. The work identified two classes of sandstones with different filtration characteristics, which, taking into account seismic facies analysis, formed the basis for a conceptual geological model of the progradation of the sea delta coast with a predominance of wave processes.

The presented conceptual model explains the distribution of sand material, its filtration characteristics, takes into account the physical processes of formation of the sediment profiles and allows to more accurately predict the distribution of the productive part of the formation, which helps to increase the success of drilling horizontal wells.

The presented conceptual model explains the distribution of sandy material, its filtration characteristics, takes into account the physical processes of formation of the sediment profile of the sea coast and makes it possible to more accurately predict the distribution of the productive part of the formation, which helps to increase the success of drilling horizontal wells.

Keywords: geological model, deltaic sandstones, Cretaceous deposits, North of the West Siberian oil and gas province

Recommended citation: Kostenevich K.A., Shirikova E.V., Kuznetsova V.A. (2024). Features of Geometrization of Deposits in Deltaic Sandstones of Cretaceous Sediments in the North of the West Siberian Oil and Gas Province. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 51–59. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.7

Acknowledgements

The authors express their gratitude to the reviewers for their valuable comments and suggestions, as well as to the NOVATEK team for their participation in the preparation of materials: U.Yu. Azarapina, K.A. Nemykina, E.V. Panev A.G., Safronova, A.S.Potapova, A.D. Alimgafarova, N.A. Shadchnev, N.N. Starikov.

References

Baraboshkin E.Yu. (2011). Practical sedimentology. Terrigenous reservoirs: a manual for working with core. Tver: GERS, 152 p. (In Russ.)

Skachek K.G., Supolkina I.V., Panteleiko I.A. (2011). Features of facial elements of Neocomian deposits (using the example of the BS_{10}^2 group of layers in the northern part of the Surgut arch). *Georesursy = Georesources*, 3(39). (In Russ.)

Shutov V.D. (1967). Classification of sandstones. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 5, pp. 86–103 (In Russ.)

Shvanov V.N., Bazhenova T.K., Belenitskaya G.A., Verba Yu.L., Dragunov V.I., Zhdanov V.V., Ilyin K.B., Conditerov V.N., Kuznetsov V. G., Kurylenko V.V., Misens G.A., Patrunov D.K., Petrovsky A.D., Sergeeva E.I., Trifonov B.A., Frolov V.T., Tseysler V.M., Shcherbakov F.A., Shcherbakova M.N. (1998). Systematics and classification of sedimentary rocks and their analogues. St. Petersburg: Nedra, 352 pp. (In Russ.)

Yapaskurt O.V. (2008). Lithology. Moscow: Academy, 336 p. (In Russ.)

About the Authors

Valeriya A. Kuznetsova – Expert, NOVATEK
90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation
e-mail: valeriya.kuznetsova@novatek.ru

Kristina A. Kostenevich – Group leader, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: Kristina.Kostenevich@novatek.ru

Elena V. Shirikova – Expert, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: Elena.Shirikova@novatek.ru

Manuscript received 2 July 2024;
Accepted 9 August 2024; Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.8

УДК 553.982

Структурно-тектоническое районирование палеозойских отложений Западного Таймыра

Е.А. Зыза[*]*, Е.Е. Полек, И.С. Игонин*

Общество с ограниченной ответственностью НОВАТЭК Научно-технический центр, Тюмень, Россия

На основе современной сейсмогеологической модели выполнено структурно-тектоническое районирование палеозойского комплекса Западного Таймыра, включая территорию Южно-Таймырской моноклинали, где отложения палеозоя скрыты под мезозойским осадочным чехлом. Районирование осуществлено на тектонические элементы разного порядка: региональные, надпорядковые, структуры 1-го, 2-го и 3-го порядков, локальные поднятия. При составлении структурно-тектонической схемы проведен анализ предшествующих тектонических схем различных авторов и доступного на сегодняшний день фактического материалов. Кроме того, большое внимание уделено основным разломам Западного Таймыра.

При составлении схемы использовались все доступные геолого-геофизические материалы, отражающие тектоническое строение исследуемой территории, в том числе структурные карты по кровле палеозойского комплекса и по горизонтам, отражающим внутреннее строение, сейсмические разрезы МОГТ 2D, карты потенциальных полей (магнитных и гравитационных аномалий), карты азимутов и углов наклона отражающих горизонтов, карты толщин, опубликованные и фондовые работы по этой тематике, включая тектонические и геологические карты.

В результате составлена обновленная структурно-тектоническая схема палеозойских отложений Западного Таймыра, отличающаяся высокой степенью детальности, обобщена и существенно уточнена разломная модель региона, всем тектоническим элементам и структурам присвоены собственные названия с учетом результатов предшествующих работ, выделены положительные структуры 1-го порядка, представляющие собой потенциальные зоны нефтегазонакопления в палеозойском комплексе.

Ключевые слова: палеозойские отложения, Таймыр, углеводородное сырье, сейсморазведочные данные, тектоническое районирование

Для цитирования: Зыза Е.А., Полек Е.Е., Игонин И.С. (2024). Структурно-тектоническое районирование палеозойских отложений Западного Таймыра. *Георесурсы,* 26(3), с. 60–72. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.8

Введение

В настоящее время в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносносной провинции (НГП) открыто свыше 50 месторождений нефти и газа с залежами в отложениях палеозоя, непромышленные притоки нефти и нефтепроявления отмечаются более чем на 100 площадях (Исаев и др., 2022), накоплен определенный опыт разработки подобных месторождений (Малоичское, Чкаловское, Урманское). В соседних Тимано-Печорской и Хатангско-Вилюйской НГП к отложениям палеозоя приурочены основные нефтегазоносные комплексы (НГК), содержащие скопления нефти и газа. Непосредственно в пределах п-ва Таймыра также зафиксированы нефтепроявления, отмеченные при бурении колонковых скважин и геологической съемке. Все это позволяет рассматривать палеозойский комплекс Таймыра как один из резервов для наращивания ресурсной базы углеводородов.

Представления о геологическом строении территории Западного Таймыра и прилегающих территорий Южно-Таймырской моноклинали (рис. 1) основываются в первую очередь на региональной сети сейсмопрофилей, единичных скважинах, вскрывших юрско-меловые и триасовые отложения, а также данных грави- и магниторазведки. Сведения о вещественном составе палеозойского комплекса отложений до недавнего времени основывались прежде всего на данных геологической съемки и колонкового бурения в пределах Западного Таймыра, где палеозойский комплекс выходит на дневную поверхность. На территории, где палеозойские отложения перекрыты мезозойским осадочным чехлом, информация по составу пород палеозоя появилась лишь в 2021–2022 гг., когда были пробурены скважины Гыданская-118 (параметрическая) и поисковая скважина на Лескинском участке недр. Таким образом, несмотря на более чем полувековую историю геологических исследований, территория Западного Таймыра, включая Южно-Таймырскую моноклиналь, до сих пор находится на региональном этапе изучения.

Основной задачей на региональном этапе изучения осадочных бассейнов в условиях ограниченного объема геолого-геофизической информации является тектоническое районирование территории. Во многом, именно на тектоническом районировании основывается дальнейшее нефтегазогеологическое районирование и выделение потенциальных зон нефтегазонакопления. На основе этих данных выполняется качественная или количественная оценка перспектив нефтегазоносности территории и определяются первоочередные объекты для дальнейших

[*] Ответственный автор: Евгений Александрович Зыза
e-mail: Evgeniy.zyza@novatek.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

геологоразведочных работ, что является актуальной задачей для рассматриваемой территории Западного Таймыра.

Первые представления о тектоническом строении территории Таймыра были составлены геологами НИИГА Н.Н. Урванцевым, М.Г. Равичем, Ф.Г. Марковым, В.А. Вакаром, П.С. Вороновым и др. по результатам проведения геологических съемок и тематических исследований с конца 40-х до середины 60-х годов XX в. Позднее по мере накопления геолого-геофизических материалов тектонические схемы Таймыра были составлены Ю.Е. Погребицким, В.В. Беззубцевым, Н.П. Зоненшайн, Н.С. Маличем, В.А. Верниковским, В.С. Старосельцевым и др. Помимо этого, тектоническое районирование территории Таймыра выполнялось в рамках производственных и тематических отчетов. Здесь можно выделить тектонические схемы В.А. Балдина (Балдин, 2008; Балдин и др., 2018), Д.Г. Кушнира (Кушнир, 2016; Кушнир и др., 2020), А.П. Афанасенкова (Афанасенков и др., 2016) как наиболее современные.

Обзор существующих вариантов схем тектонического районирования п-ва Таймыр и прилегающих территорий показал, что большинство составленных схем ориентировано на отображение глубинного строения территории и не всегда дает представление о современном рельефе палеозойских комплексов, на их основе усложняется задача прогнозирования зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Те схемы, которые иллюстрируют современный рельеф палеозойских отложений, также не лишены недостатков. В них либо не учтена современная, появившаяся после составления схем геолого-геофизическая информация, либо схемы недостаточно детальны, а тектонические элементы на них отображены излишне схематично. К тому же конфигурация тектонических элементов не всегда подтверждается полученной нами сейсмогеологической моделью палеозойских комплексов. Перечисленными выше обстоятельствами обусловлена необходимость составления новой структурно-тектонической схемы, базирующейся на предшествующих результатах тектонического районирования территории Западного Таймыра и учитывающей новую сейсмогеологическую модель палеозойских отложений.

Таким образом, целью настоящей работы являлось структурно-тектоническое районирование палеозойских отложений Западного Таймыра на элементы разного порядка (региональные, надпорядковые тектонические элементы, структуры 1-го, 2-го и 3-го порядков, а также локальные поднятия) на основе актуализированной

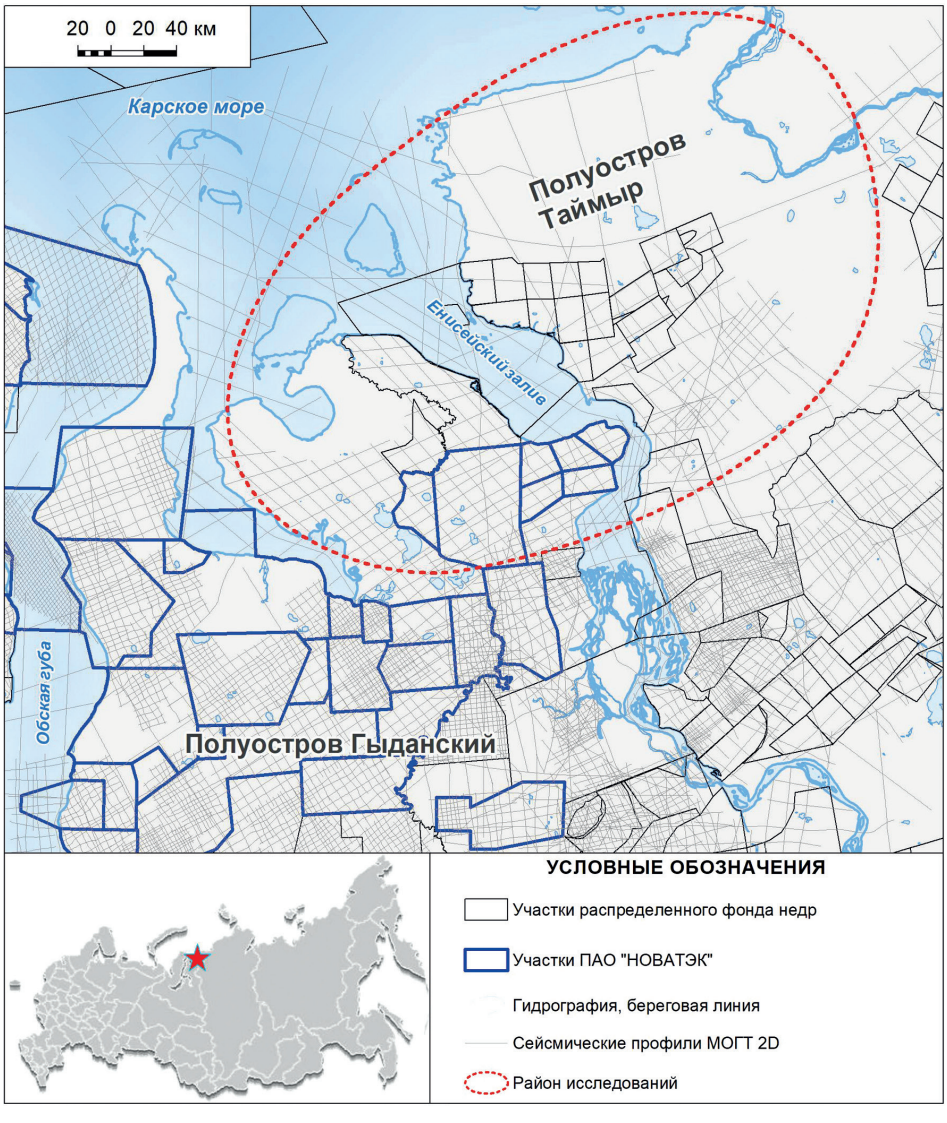


Рис. 1. Обзорная схема района исследований

сейсмогеологической модели с учетом результатов предшествующих работ.

В процессе составления структурно-тектонической схемы решались следующие геологические задачи:

1. анализ предшествующих работ (были собраны и проанализированы тектонические схемы различных авторов);
2. анализ глубинного строения территории;
3. анализ фактического материала – структурных карт и потенциальных полей, сейсмических разрезов, данных геологической съемки;
4. районирование территории на тектонические элементы разного порядка;
5. присвоение названий тектоническим элементам и разломам с учетом результатов предшествующих работ.

К составляемой тектонической схеме предъявлялись следующие требования (Чиков, 1986):

1. соответствие основным принципам тектонического районирования;
2. соответствие современному уровню знания об изображаемом регионе;
3. объективная содержательность в соответствии с целью составления;
4. однотипность представления структурных элементов одного класса в различных частях карты;
5. логическая стройность классификации (легенды);
6. выразительность и наглядность изображения главного;
7. удобство пользования.

При составлении тектонической схемы использовались морфологический принцип и принцип генерализации, поэтому представленная карта отображает преимущественно морфологию тектонических структур, причем в процессе составления выполнены целенаправленный отбор, обобщение и систематизация геологической информации. Оставлены только те элементы, которые способствуют оптимальному представлению модели строения изучаемого региона. При этом излишне дробные классификации (например, локальные поднятия, выделяемые по нескольким горизонтам) огрублялись и отрисовывались обобщенным, схематическим контуром с целью устранения второстепенных деталей (информационного шума). Это способствовало повышению удобства пользования, выразительности и наглядности схемы.

Поскольку одним из требований, предъявляемых к тектонической схеме, является соответствие современному уровню знания об изображаемом регионе, в настоящей работе использовались все доступные геолого-геофизические материалы, отражающие тектоническое строение исследуемой территории:

- структурные карты по ОГ А(V, кровля терригенной перми), VI (верхний силур), VII (верхний ордовик), VIII (средний ордовик), Vend (венд-нижний кембрий), Rf (фундамент), построенные в рамках новой сейсмогеологической модели;
- проинтерпретированные временные сейсмические разрезы МОГТ 2D;
- карты потенциальных полей (магнитных и гравитационных аномалий);
- карты азимутов и углов наклона ОГ;
- карты толщин сейсмокомплексов;
- тектонические карты по результатам предшествующих исследований;
- материалы Государственной геологической карты (ГГК) Российской Федерации масштаба 1:200 000, изданные Московским филиалом ФГБУ «ВСЕГЕИ» в 2019–2020 гг.[1];
- опубликованные и фондовые работы по данной тематике.

Результаты

Рассматриваемая территория Западного Таймыра характеризуется наличием многочисленных разломов в разрезе палеозойских отложений. Большинство из них установлено как по геофизическим данным (потенциальные поля, данные сейсморазведки), так и по результатам геологической съемки. Наиболее крупные представляют собой разломные зоны – серии сближенных нарушений. Морфологически большинство из них считается надвигами, при этом с глубиной наклон сместителя может меняться, вследствие чего по верхним горизонтам они могут интерпретироваться как взбросы. В целом разломная тектоника, в том числе формирование многочисленных надвигов, сыграла существенную роль в формировании современного структурного плана палеозойских отложений. При этом в представленной структурно-тектонической схеме, а также в большинстве схем Таймыра границы тектонических элементов зачастую определяются положение основных глубинных разломов.

На начальном этапе была определена граница между Таймыро-Североземельской складчатой областью и Западно-Сибирским мегабассейном. Граница проводилась на основе структурных карт с учетом данных потенциальных полей (рис. 2) и на юге по большей части совпадает с зоной Южно-Таймырского глубинного разлома. На рис. 2 видно, что эта граница достаточно уверенно опознается на структурных картах по различным отражающим горизонтам и находит отражение в потенциальных полях. Названия региональных тектонических элементов приняты в соответствии с Государственной геологической картой Российской Федерации (Макарьев и др., 2020).

На следующем этапе на основе структурных карт с учетом данных потенциальных полей выделены *надпорядковые структуры* – Западно-Таймырская гряда (А),

[1] Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200 000 (2019). Издание второе. Серия Таймырская. Лист S-44-XXI, XXII (Диксон). Объяснительная записка. А. Н. Федотов, А. П. Романов, В. М. Колямкин и др.; Минприроды России, Роснедра, Красноярскнедра, ОАО «Красноярскгеолсъемка». М: Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ».

Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200 000. (2019). Издание второе. Серия Таймырская. Лист S-44-XXIII, XXIV (зим. Зеле-деево). Объяснительная записка. А. Н. Федотов, А. П. Романов, В. М. Колямкин и др.; Минприроды России, Роснедра, Красноярскнедра, ОАО «Красноярскгеолсъемка». М: Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ».

Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 200 000. (2019). Издание второе. Серия Таймырская. Лист S-44-XXIX, XXX (оз. Сырута). Объяснительная записка. А. Н. Федотов, А. П. Романов, В. М. Колямкин и др.; Минприроды России, Роснедра, Красноярскнедра, ОАО «Красноярскгеолсъемка». М: Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ».

Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 200 000. (2019). Издание второе. Серия Таймырская. Лист S-44-XXVII, XXVIII (зим. Еф-ремова). Объяснительная записка. А. Н. Федотов, А. П. Романов, В. М. Колямкин и др.; Минприроды России, Роснедра, Красноярскнедра, ОАО «Красноярскгеолсъемка». М: Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ».

Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 200 000. (2020). Издание второе. Серия Таймырская. Лист S-45-XIX, XX (зим. Староморжово). Объяснительная записка. А. Н. Федотов, А. П. Романов, В. М. Колямкин и др.; Минприроды России, Роснедра, Красноярскнедра, ОАО «Красноярскгеолсъемка». М: Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ».

Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 200 000. (2020). Издание второе. Серия Таймырская. Лист S-45-XXV, XXVI (исток р. Быстрая). Объяснительная записка. А. Н. Федотов, А. П. Романов, В. М. Колямкин и др.; Минприроды России, Роснедра, Красноярскнедра, ОАО «Красноярскгеолсъемка». М: Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ».

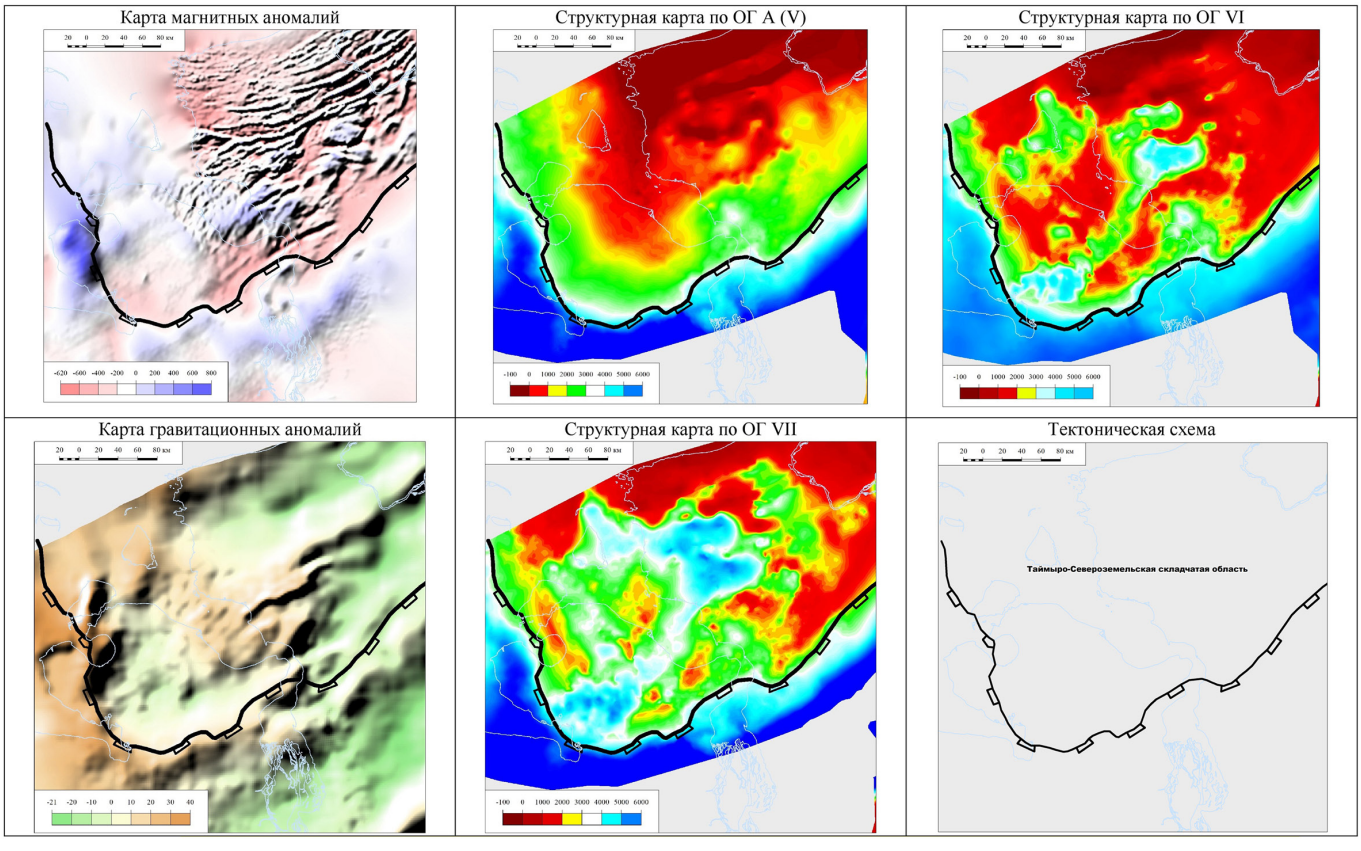


Рис. 2. Выделение границы между Таймыро-Североземельской складчатой областью и Западно-Сибирским мегабассейном

Южно-Таймырская гряда (Б), Гыдано-Таймырский региональный прогиб (В) и Карская ступень (Г) (рис. 3, табл. 1). Отметим, что на картах потенциальных полей данные границы не находят явного подтверждения. Однако на структурных картах от ОГ VI и ниже границы Западно-Таймырской и Южно-Таймырской гряд проводятся достаточно уверенно. Южная и западная границы совпадают с границами региональной структуры Таймыро-Североземельской складчатой области. Северная граница Южно-Таймырской гряды проходит по зоне Пограничного глубинного разлома и отделяет крупную надпорядковую структуру Южно-Таймырской гряды (Б) от Гыдано-Таймырского передового прогиба (инверсионного) (В). Названия приняты в соответствии со схемой тектонического районирования Таймырского п-ва и сопредельных территорий (Балдин, 2008).

Граница между Южно-Таймырской (Б) и Западно-Таймырской (А) грядами проведена по смене направления Южно-Таймырского глубинного разлома и всей гряды с ЮЗ-СВ на СЗ-ЮВ. В зоне их сочленения также выделяются протяженная разломная зона и небольшой прогиб. Смена направления гряды и наличие четкой границы в месте смены этой направленности стали основанием для разделения выделяемой ранее единой Южно-Таймырской гряды (Карско-Хатангской гряды по АО «Таймыргеофизика») (Кушнир, 2016; Кушнир и др., 2020) на две самостоятельные структуры. В пользу разделения также говорит и текущая геолого-геофизическая изученность: Южно-Таймырская гряда изучена значительно лучше Западно-Таймырской. К тому же до конца не установлено северное окончание последней.

Севернее Южно- и Западно-Таймырских гряд выделяется Гыдано-Таймырский передовой прогиб (В), имеющий инверсионное строение. Вместе с Южно-Таймырской и Западно-Таймырской грядами он входит в состав Южно-Таймырской зоны, выделяемой на большинстве тектонических схем Таймыра.

Севернее Гыдано-Таймырского передового прогиба выделяется Карская ступень (Г). Эта граница проводится вблизи северной оконечности п-ва Таймыр по Пясино-Фаддеевскому глубинному разлому, отделяющему Южно-Таймырскую от Центрально-Таймырской зон. На структурных картах эта граница не выделяется из-за слабой сейсмической изученности. Относительно уверенно выделяется на картах потенциальных полей. Наиболее уверенно данная граница проводится по данным геологической съемки. Однако необходимо отметить, что положение в плане Пясино-Фаддеевского разлома в разных источниках зачастую отличается между собой. В настоящей работе рисовка разлома принята по аналогии с данными государственной геологической карты ГГК-1000 третьего поколения (Макарьев и др., 2020).

На следующем этапе производилось выделение положительных и отрицательных структур 1-го порядка (рис. 4, табл. 2). В пределах Западно-Таймырской гряды выделяются Оленеостровский мегавал (I), Ланготский мегавал (II), Лынерский мегапрогиб (III), Есяяхский мегапрогиб (IV). Районирование производилось на основании структурных карт по отражающим горизонтам внутри палеозоя. На картах потенциальных полей границы выделенных структур не всегда находят отражение. После этого были выделены тектонические элементы 2–3-го порядка (рис. 5, табл. 3),

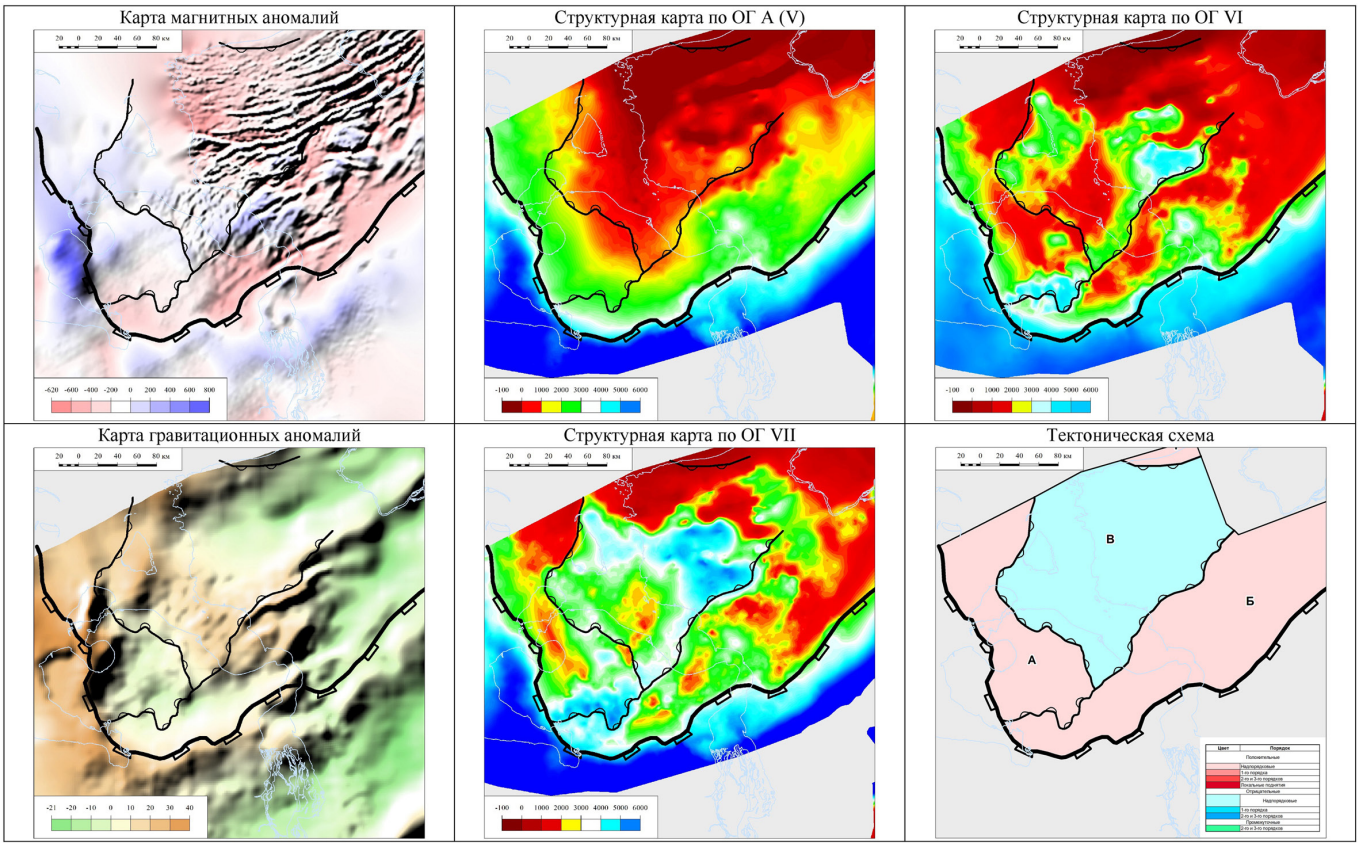


Рис. 3. Выделение надпорядковых тектонических элементов

Обозначение на карте	Знак	Название
А	Положительный	Западно-Таймырская гряда
Б	Положительный	Южно-Таймырская гряда
В	Отрицательный	Гыдано-Таймырский региональный прогиб
Г	Положительный	Карская ступень

Табл. 1. Надпорядковые тектонические элементы

Кроме того, несмотря на относительно низкую геолого-геофизическую изученность территории, на составленной тектонической схеме отображены намеченные локальные поднятия (табл. 4). Это сделано с целью систематизации выделенных различными авторами за весь период изучения региона локальных поднятий и перспективных структур (в том числе их названий). При их выделении мы использовали структурные карты по различным отражающим горизонтам палеозойского комплекса с шагом изогипс, равным 50 м. В случае выделения поднятия по нескольким горизонтам итоговая рисовка поднятия усреднялась. В целом необходимо отметить, что при текущем уровне изученности достоверность выделения большинства поднятий является невысокой.

Оленеостровский мегавал имеет СВ-ЮЗ-направление и выделен вместо Оленинского выступа, фигурирующего в этом районе на карте ОАО «Севморгео»[2]. На структурно-тектонической карте ООО «НПЦ «Геостра» (Балдин и др., 2018) Оленеостровский мегавал выделяется как мезовал Сибирякова. Северное окончание структуры в рамках настоящей работы не закартировано. Вполне вероятно, что в дальнейшем она трансформируется в полузамкнутую. Элементов 2–3-го порядка и локальных поднятий в пределах Оленеостровского мегавала не выделено.

Южнее Оленеостровский мегавал через Овцынскую седловину (2) переходит в Ланготский мегавал (II). Направление структуры СЗ-ЮВ. Данный тектонический элемент выделяется на тектонических схемах ООО «НПЦ «Геостра» (Балдин и др., 2018) и АО «Таймыргеофизика» (Кушнир, 2016; Кушнир и др., 2020), однако в рамках настоящей работы уточнено его пространственное расположение. Необходимо отметить, что по представленной модели мегавал крайне слабо изучен сейсморазведкой и по большому счету относится к предполагаемым. Сейсмическими профилями МОГТ изучены лишь его средняя часть в районе Юрацкой губы и южная оконечность на севере полуострова Мамонта. В пределах Ланготского мегавала выделяется структура 2–3-го порядка – Ланготский вал (1), который осложняют локальные поднятия: в северной части Юрацкое поднятие (*1*), в южной – Ланготское (*2*). Поднятия крайне слабо изучены сейсморазведкой. На текущей стадии изучения их можно отнести к намеченным.

На востоке Ланготский мегавал граничит с Лынерским мегапрогибом (III), фигурирующим на тектонической схеме АО «Таймыргеофизика» (Кушнир, 2016; Кушнир и др., 2020). На севере мегапрогиб осложнен Монгочеяхским валом (3), представляющим собой взбросо-складку

[2] Иванова Н.М. (2012). Отчет по объекту «Региональные сейсморазведочные работы на акватории Гыданской губы и южной части шельфа Карского моря». ОАО «Севморгео».

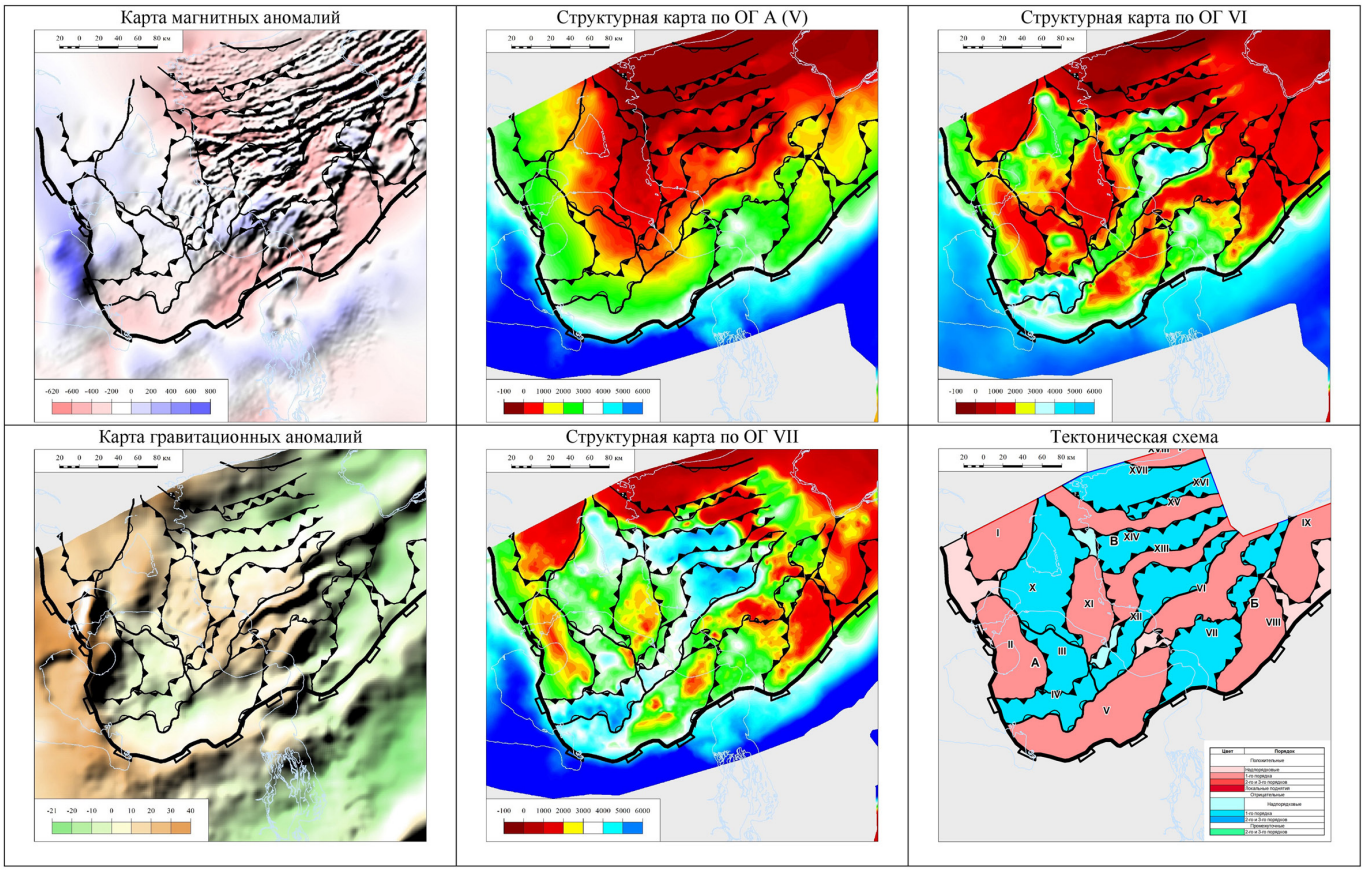


Рис. 4. Выделение тектонических элементов 1-го порядка

Обозначение на карте	Знак	Название
I	Положительный	Оленеостровский мегавал
II	Положительный	Ланготский мегавал
III	Отрицательный	Лынерский мегапрогиб
IV	Отрицательный	Есяяхский мегапрогиб
V	Положительный	Сопкаргинский мегавал
VI	Положительный	Нижнепуринский мегавал
VII	Отрицательный	Чайкино-Пуринская зона впадин
VIII	Положительный	Тетояхский мегавал
IX	Положительный	Тарейский мегавал
X	Отрицательный	Северо-Енисейский мегапрогиб
XI	Положительный	Лескинский мегавал
XII	Отрицательный	Моховой мегапрогиб
XIII	Положительный	Сырадасайский мегавал
XIV	Отрицательный	Сырутинский мегапрогиб
XV	Положительный	Ефремовский мегавал
XVI	Отрицательный	Диксонский мегапрогиб
XVII	Отрицательный	Западно-Таймырская мульда
XVIII	Положительный	Прибрежный мегавал

Табл. 2. Тектонические элементы 1-го порядка

(или складку продолжения надвига по (Гайдук, 1999)). Вал имеет сложную конфигурацию в плане («серпообразную»), ориентированную параллельно системе разломов. В пределах вала выделяются Монгочеяхское (*3*) и Южно-Таймырское поднятия (*4*). Монгочеяхский вал через Пухуцяяхскую седловину (4) сочленяется с Лынеруяхским полувалом (5), представляющим собой продолжение Ланготского вала. Пухуцяяхская седловина осложнена Пухуцяяхским поднятием (*5*), Лынеруяхский полувал – Лынеруяхским поднятием (*6*).

На юго-востоке Ланготский мегавал граничит с Есяяхским мегапрогибом (IV), имеющем субширотную ориентировку и по сути маркирующем границу между Западно-Таймырской и Южно-Таймырской грядами.

Мегапрогиб осложнен на западе Хальмервонгинской седловиной (6), на востоке – Екаряуяхинской седловиной (7). В центральной части выделяются Ямбутинская впадина (8) и Вэнгатинский прогиб (9).

В пределах Южно-Таймырской гряды выделяется ряд положительных и отрицательных структур 1-го порядка, субширотной ЮЗ-СВ-ориентировки: Сопкаргинский мегавал (V), Нижнепуринский мегавал (VI), Чайкино-Пуринская зона впадин (VII), Тетояхский мегавал (VIII) и Тарейский мегавал (IX). Заметим, что представленное выше районирование Южно-Таймырской гряды и номенклатуру тектонических элементов можно считать уже достаточно устоявшимися. Они фигурируют на большинстве тектонических схем данного региона как минимум с середины 80-х годов прошлого века. Поэтому названия большинства тектонических элементов представлены в соответствии с отчетами В.Б. Бурдина[3] и К.И. Моргуновой[4], а в рамках настоящей работы по сути была

[3] Бурдин В.Б. (2009). Отчет по объекту: «Сейсморазведочные работы с целью подготовки новых зон нефтегазонакопления в области сочленения Западно-Сибирской плиты, Енисей-Хатангского прогиба и Горного Таймыра (правобережье р. Енисей)». ОАО «Таймыргеофизика».

[4] Моргунова К.И. (1986). Отчет о результатах поисковых сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных в пределах Южно-Таймырской моноклинали на Тетояхской площади. Пясинская с/п №36/85-86. ТГЭ.

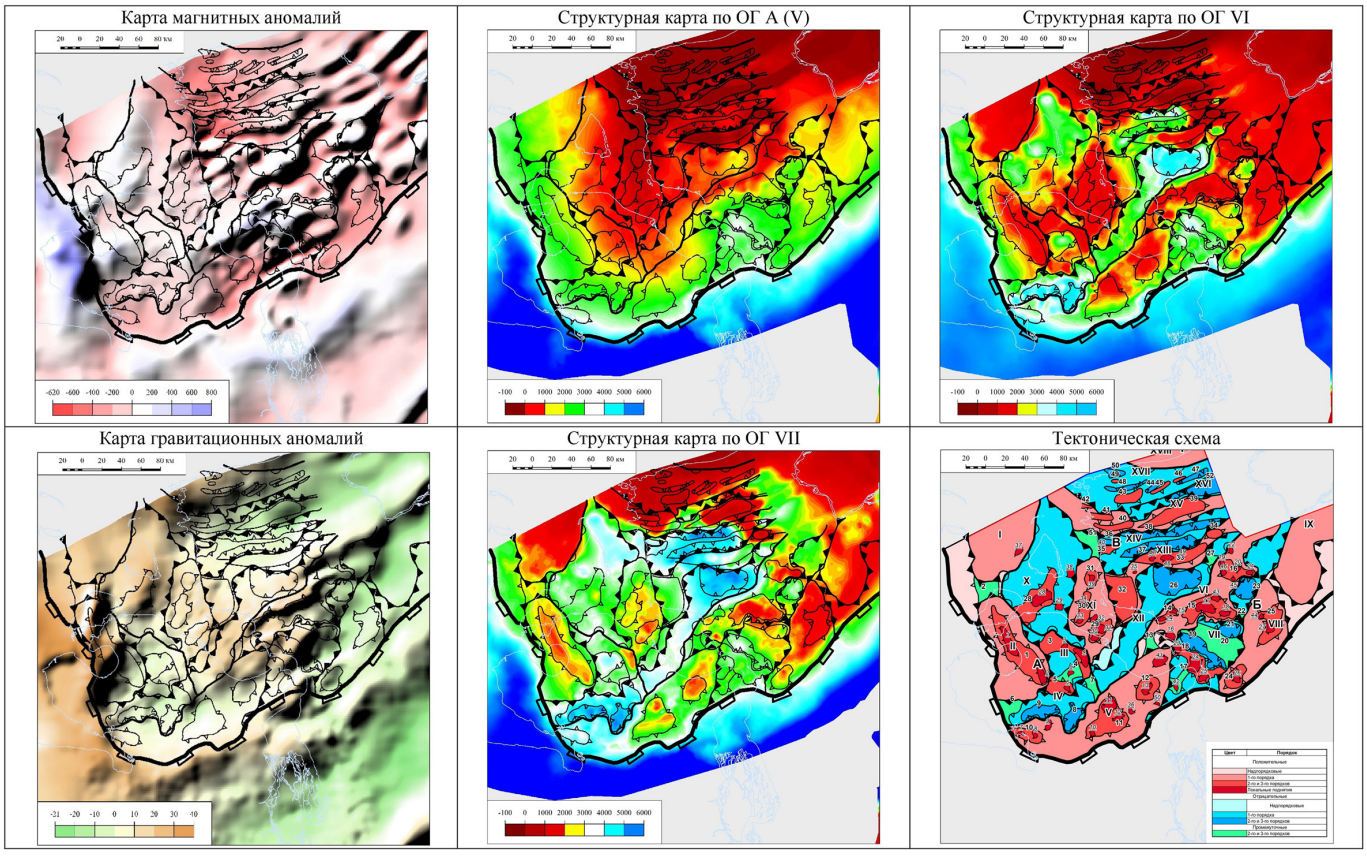


Рис. 5. Выделение тектонических элементов 2-го и 3-го порядков

уточнена рисовка структур в соответствии с отчетной сейсмогеологической моделью. Данную зону следует рассматривать как один из первоочередных и наиболее перспективных объектов в палеозойском комплексе исследуемого региона.

На западе Южно-Таймырская гряда начинается с Сопкаргинского мегавала ЮЗ-СВ-ориентировки. В пределах мегавала выделяется ряд структур 2–3-го порядка: Нядасалинский вал (10), Северо-Дерябинское куполовидное поднятие (11), Хальмеръяхское куполовидное поднятие (12). В пределах Нядасалинского вала выделяются Западно-Нядасалинское (*7*) и Нядасалинское (*8*) поднятия. Севернее намечается Периптаветинское поднятие (*9*). Выделяемое восточнее Северо-Дерябинское куполовидное поднятие осложняет ряд локальных поднятий: Сарвораяхское поднятие (*10*), Северо-Дерябинское поднятие (*11*) и Монгочинское поднятие (*12*). Хальмеръяхское куполовидное поднятие осложнено Хальмеръяхским локальным поднятием (*13*).

Сопкаргинский мегавал через Шайтанскую седловину (13) переходит в Нижнепуринский мегавал (VI). Здесь выделяется ряд структур 2–3-го порядка: Спокойнинский вал (14), Нижнепуринский вал (15) и Новопуринский вал (16). Северо-восточное продолжение Нижнепуринского мегавала в рамках текущих построений не было закартировано. Спокойнинский вал осложнен двумя вершинами – Западно-Спокойнинским поднятием (*14*) и Восточно-Спокойнинским поднятием (*15*), южнее обособляется Непонятное поднятие (*16*). Нижнепуринский вал осложнен Нижнепуринским (*17*) и Алфеевским (*18*) поднятиями. Выделяемый северо-восточнее Новопуринский вал осложнен Западно-Наркайским (*19*), Наркайским (*20*) и Восточно-Наркайским (*21*) поднятиями. Севернее Новопуринского вала выделяется Шакуйское поднятие (*22*).

Сопкаргинский и Нижнепуринский мегавалы отделяются от Тетоятского и Тарейского мегавалов Чайкино-Пуринской зоной впадин (VII). В пределах последней обособляется ряд структур 2–3-го порядка (с запада на восток): Западно-Дорофеевская седловина (17), Воронцовский вал (18), Чайкинский прогиб (19), Уткинская седловина (20), Юръяхская впадина (21), Чилкуйская седловина (22) и Пуринская впадина (23). Воронцовский вал, в свою очередь, осложнен рядом локальных поднятий: Сопочное (*23*), Дорофеевское (*24*), Восточно-Дорофеевское (*25*).

Восточнее выделяется Тетоятский мегавал (VIII) – крупная положительная структура 1-го порядка ЮЗ-СВ-ориентировки. Мегавал осложнен структурами 2–3-го порядка: Восточно-Казачинским куполовидным поднятием (24) и Восточно-Тетоятским валом (25). В пределах перечисленных структур обособляются одноименные локальные поднятия – Восточно-Казачинское (*26*) и Восточно-Тетоятское (*27*).

Гыдано-Таймырский региональный прогиб условно можно поделить на две части: южную, скрытую под чехлом мезозойских отложений, где выделяются положительные и отрицательные структуры 1-го порядка, и северную, в пределах Горного Таймыра, где на дневную поверхность выходят складчатые отложения триас-палеозойского возраста, а структурные формы имеют субширотную направленность.

В пределах южной части с запада на восток выделяются Северо-Енисейский мегапрогиб (X), Лескинский мегавал (XI) и Моховой мегапрогиб (XII). Северо-Енисейский мегапрогиб выделялся ранее (Балдин и др., 2018).

Обозначение на карте	Знак	Название
1	Положительный	Ланготский вал
2	Промежуточный	Овцынская седловина
3	Положительный	Монгочеяхский вал
4	Промежуточный	Пухуцяяхская седловина
5	Положительный	Лынеруяхский полувал
6	Промежуточный	Хальмервонгинская седловина
7	Промежуточный	Екаряуяхинская седловина
8	Отрицательный	Ямбутинская впадина
9	Отрицательный	Вэнгатинский прогиб
10	Положительный	Нядасалинский вал
11	Положительный	Северо-Дерябинское куполовидное поднятие
12	Положительный	Хальмеръяхское куполовидное поднятие
13	Промежуточный	Шайтанская седловина
14	Положительный	Спокойнинский вал
15	Положительный	Нижнепуринский вал
16	Положительный	Новопуринский вал
17	Промежуточный	Западно-Дорофеевская седловина
18	Положительный	Воронцовский вал
19	Отрицательный	Чайкинский прогиб
20	Промежуточный	Уткинская седловина
21	Отрицательный	Юръяхская впадина
22	Промежуточный	Чилкуйская седловина
23	Отрицательный	Пуринская впадина
24	Положительный	Восточно-Казачинское куполовидное поднятие
25	Положительный	Восточно-Тетояхский вал
26	Отрицательный	Южнинская синклиналь
27	Промежуточный	Мунутинская седловина
28	Положительный	Сибиряковский полувал
29	Положительный	Лескинский вал
30	Положительный	Готовкинский вал
31	Положительный	Варзухинское куполовидное поднятие
32	Положительный	Крестовский выступ
33	Положительный	Сырадасайская антиклиналь
34	Положительный	Лабакская антиклиналь
35	Положительный	Крестьянская антиклиналь
36	Отрицательный	Бражниковская синклиналь
37	Отрицательный	Сырутинская синклиналь
38	Отрицательный	Дюндакская синклиналь
39	Положительный	Убойнинская антиклиналь
40	Положительный	Слободская антиклиналь
41	Положительный	Ефремовская антиклиналь
42	Положительный	Лемберовская антиклиналь
43	Положительный	Малолемберовская антиклиналь
44	Отрицательный	Лево-Убойнинская синклиналь
45	Положительный	Правообрывистая антиклиналь
46	Положительный	Оленья антиклиналь
47	Отрицательный	Восточно-Убойнинская синклиналь
48	Отрицательный	Тихая синклиналь
49	Положительный	Лашкинская антиклиналь
50	Положительный	Аварийная брахисинклиналь
51	Промежуточный	Макаревичская седловина
52	Отрицательный	Пясинская синклиналь

Табл. 3. Тектонические элементы 2-го и 3-го порядков

Обозначение на карте	Название
1	Юрацкое поднятие
2	Ланготское поднятие
3	Монгочеяхское поднятие
4	Южно-Таймырское поднятие
5	Пухуцяяхское поднятие
6	Лынеруяхское поднятие
7	Западно-Нядасалинское поднятие
8	Нядасалинское поднятие
9	Периптаветинское поднятие
10	Сарвораяхское поднятие
11	Северо-Дерябинское поднятие
12	Монгочинское поднятие
13	Хальмеръяхское поднятие
14	Западно-Спокойнинское поднятие
15	Восточно-Спокойнинское поднятие
16	Непонятное поднятие
17	Нижнепуринское поднятие
18	Алфеевское поднятие
19	Западно-Наркайское поднятие
20	Наркайское поднятие
21	Восточно-Наркайское поднятие
22	Шакуйское поднятие
23	Сопочное поднятие
24	Дорофеевское поднятие
25	Восточно-Дорофеевское поднятие
26	Восточно-Казачинское поднятие
27	Восточно-Тетояхское поднятие
28	Сибиряковское поднятие
29	Плавниковое поднятие
30	Лескинское поднятие
31	Северо-Лескинское поднятие
32	Западно-Лескинское поднятие
33	Готовкинское поднятие
34	Северо-Готовкинское поднятие
35	Зырянковское поднятие
36	Восточно-Монгочинское поднятие
37	Притаймырское поднятие
38	Восточно-Сибиряковское поднятие
39	Варзухинское поднятие
40	Крестьянское поднятие
41	Северо-Хальмеръяхское поднятие
42	Западно-Дорофеевское поднятие
43	Быстринское поднятие
44	Северо-Тетояхское поднятие
45	Южно-Наркайское поднятие
46	Новопуринское поднятие
47	Западно-Сырадасайское поднятие
48	Сырадасайское поднятие
49	Восточно-Сырадасайское поднятие
50	Южно-Хальмеръяхское поднятие

Табл. 4. Каталог намеченных локальных поднятий

В рамках настоящей работы уточнена его конфигурация. Предполагается, что на западе он граничит с Оленеостровским и Ланготским мегавалами, на востоке – с Лескинским и Ефремовским мегавалами, а на юге переходит в Лынерский мегапрогиб. В пределах Северо-Енисейского мегапрогиба выделяется положительная структура 2-го порядка – Сибиряковский вал (28), являющийся северо-восточным ответвлением Ланготского мегавала. Сибиряковский вал осложнен Сибиряковским локальным поднятием (28). Восточнее него выделяется Плавниковое локальное поднятие (29).

Лескинский мегавал (XI) был выделен ранее и фигурирует на тектонических схемах ООО «НПЦ «Геостра» (Балдин и др., 2018) и АО «Таймыргеофизика» (Кушнир, 2016; Кушнир и др., 2020), однако его конфигурация претерпела изменения. Он имеет субмеридиональную ориентировку и осложнен рядом положительных структур 2–3-го порядка: Лескинский вал (29), Готовкинский вал (30), Варзухинское куполовидное поднятие (31). Лескинский вал осложнен Лескинским (30) и Северо-Лескинским (31) локальными поднятиями. Западнее выделяется Западно-Лескинское поднятие (32). Готовкинский вал осложнен Готовкинским (33) и Северо-Готовкинским (34) поднятиями.

На востоке Лескинский мегавал переходит в Сырадасайский мегавал (XIII) субширотной ориентировки, представляющий собой линейно-вытянутую положительную структуру, отображающуюся как в рельефе палеозойских комплексов, так и по данным потенциальных полей и геологической съемки. С юга он на большей части ограничен Пуринским взбросом, с севера – Сырадасайским сбросом.

Районирование территории Горного Таймыра основывается прежде все на данных Государственной геологической карты (Макарьев и др., 2020; рис. 6). По данным геологической съемки с учетом результатов структурных построений и карт потенциальных полей выделены тектонические элементы 1-го, 2-го и 3-го порядков. Можно отметить хорошую сходимость между данными сейсмогеологической модели Горного Таймыра, данными геологической съемки и данными потенциальных полей. Для ранее выделявшихся тектонических элементов названия даны в соответствии с ГГК, впервые выделенным элементам присвоены названия.

Конфигурация Сырадасайского мегавала относительно предшествующих работ претерпела изменения. Ранее по данным геологической съемки выделялись отдельно Крестовская (32), Сырадасайская (33) и Лабакская (34) антиклинали. Основанием для объединения их в единый тектонический элемент 1-го порядка послужило то обстоятельство, что они выстраиваются в единую линейно-вытянутую систему положительных структур, уверенно картируемую по данным потенциальных полей (линейная зона отрицательных аномалий по карте магнитных аномалий) и геологической съемки и имеющую в пределах исследуемой части Горного Таймыра единую приразломную природу. Кроме того, по данным сейсморазведки нами уточнено строение Крестовской антиклинали, по представленной модели она существенно увеличилась по площади и трансформировалась в полузамкнутую структуру – Крестовский выступ (32), расположенный в зоне сочленения Сырадасайского и Лескинского мегавалов. Восточнее Крестовского выступа выделяется Зырянковское локальное поднятие (35).

С юга Сырадасайский мегавал граничит с Моховым мегапрогибом (XII), который по сути представляет собой продолжение Есяяхского мегапрогиба и ограничивает

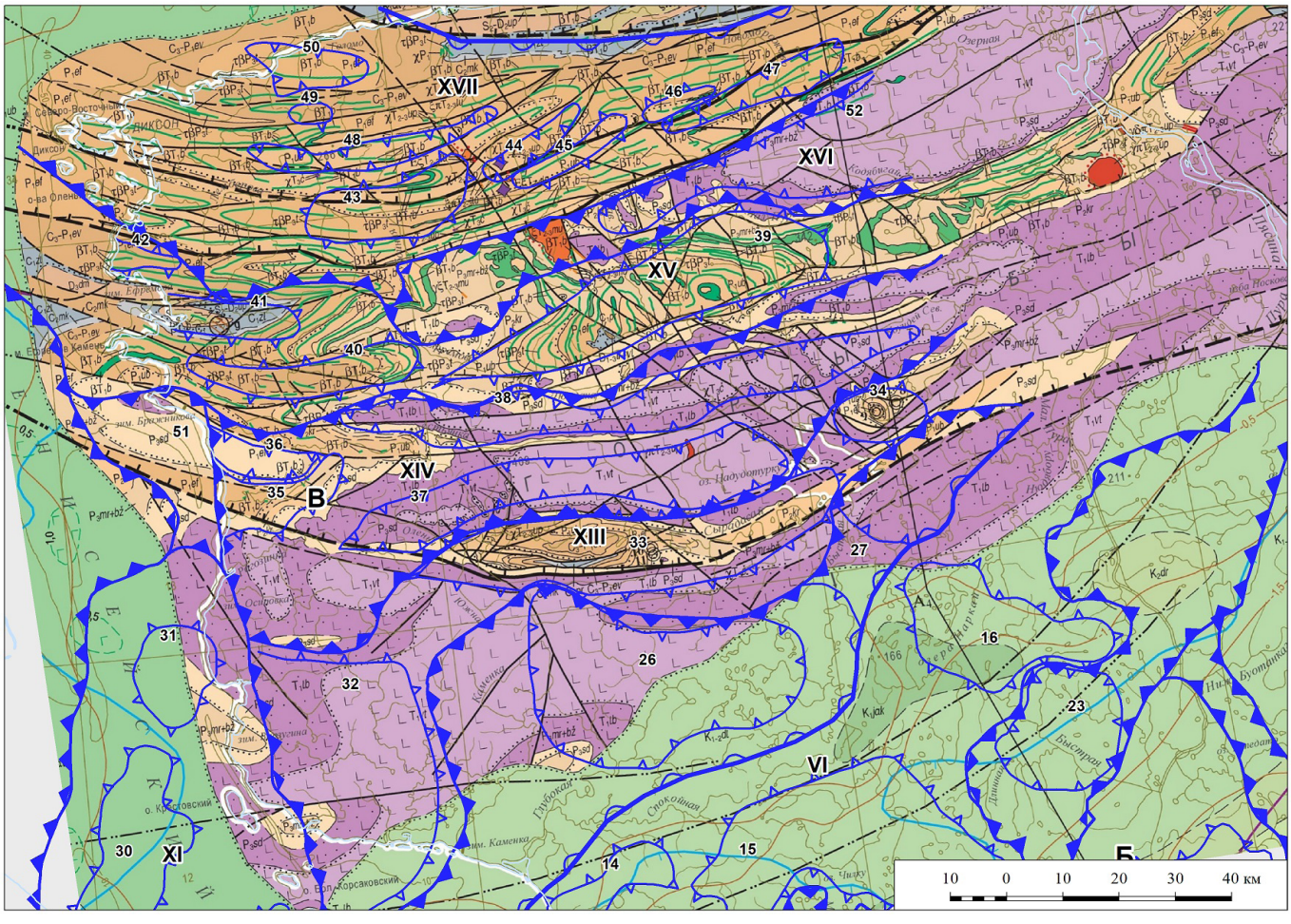


Рис. 6. Структурно-тектоническое районирование западной части Горного Таймыра (в качестве подложки использована ГГК (Макарьев и др., 2020))

с севера Южно-Таймырскую гряду. Южная граница проходит вблизи Пограничного глубинного разлома, северная – вблизи Пуринского взброса. В пределах прогиба выделяются элементы 2–3-го порядка: Южнинская синклиналь (26), выделенная ранее по данным геологосъемки, и Мунутинская седловина (27).

С севера Лескинский мегавал через Макаревичскую седловину (51) сочленяется с Ефремовским мегавалом (XV). Последний выделяется по данным геологической съемки и потенциальным полям и имеет субширотную ориентировку параллельно Сырадасайскому мегавалу. В пределах мегавала по данным геологической съемки выделяются (с востока на запад) Убойнинская (39), Слободская (40), Ефремовская (41) и Лемберовская (42) антиклинали. Южная граница мегавала проходит вблизи Красносопочного надвига, северная – вблизи Малопуринского сброса.

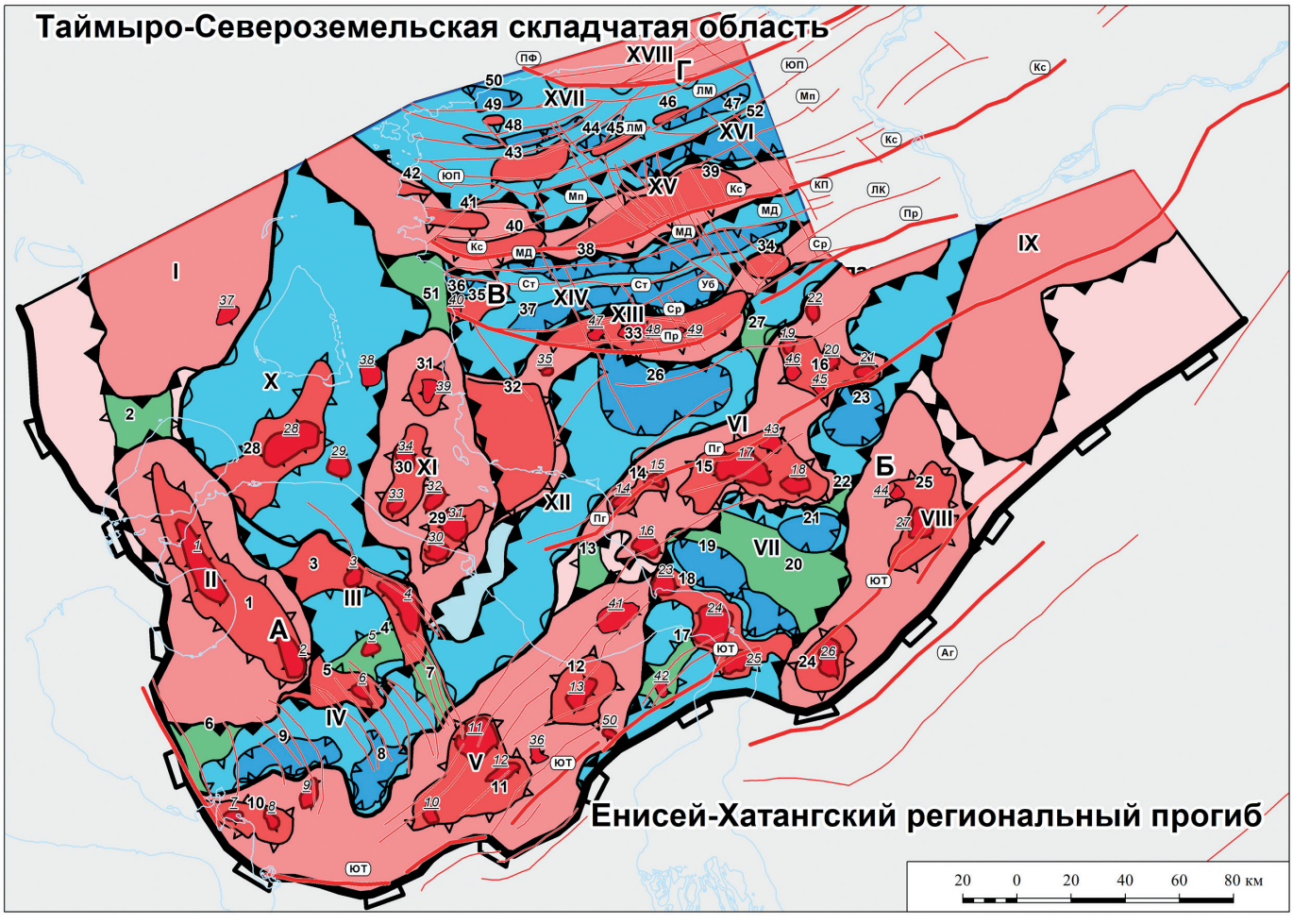
Южнее Ефремовского мегавала выделен Сырутинский мегапрогиб (XIV). Как и в случае с Сырадасайским и Ефремовским мегавалами, граница тектонических элементов проведена на основе геологических картах с учетом текущих структурных построений (по данным сейсморазведки) в комплексе с данными потенциальных полей. Сырутинский мегапрогиб осложнен рядом структур 2–3-го порядка: Крестьянской антиклиналью (35), Бражниковской синклиналью (36), Сырутинской синклиналью (37), Дюндакской синклиналью (38).

На севере Ефремовский мегавал граничит с Диксонским мегапрогибом (XVI), который осложнен в восточной части Пясинской синклиналью (52). Севернее выделяется Западно-Таймырская мульда (XVII), которая осложнена рядом тектонических элементов 2–3-го порядка, выделенных по данным геологической съемки: это Малолемберовская антиклиналь (43), Лево-Убойнинская синклиналь (44), Правообрывистая антиклиналь (45), Оленья антиклиналь (46), Восточно-Убойнинская синклиналь (47), Тихая синклиналь (48), Лашкинская антиклиналь (49), Аварийная брахисинклиналь (50).

Многие из тектонических элементов под собственными именами выделяются впервые. Названия тектоническим элементам присваивались по аналогии с предшествующими работами. Как правило, отправной точкой служили фондовые отчеты АО «Таймыргеофизика» и ООО «НПЦ «Геостра», а также данные Государственной геологической карты масштаба 1:200 000 и 1:1 000 000. В случае если тектонический элемент выделен впервые, названия присваивались с учетом местных топонимов (названия рек, озер, мысов, населенных пунктов и т.п.).

Заключение

В результате проведенной работы на основе обновленной сейсмогеологической модели палеозойских отложений Западного Таймыра с учетом данных потенциальных полей, геологической съемки (ГГК-200, ГГК-1000),



Береговая линия

Основные глубинные разломы

Тектонические нарушения

Граница Таймырско-Североземельской складчатой области и Западно-Сибирского мегабассейна

Граница надпорядковых тектонических элементов

Граница тектонических элементов первого порядка

Граница тектонических элементов второго-третьего порядка

Подпись надпорядковых тектонических элементов

Подпись тектонических элементов первого порядка

Подпись тектонических элементов второго-третьего порядка

Подпись локальных поднятий

Подписи разломов

Граница локальных поднятий

Обозначения разломов:

КП - Кырсинско-Пемпильский взброс
Кс - Красносопочный надвиг
ЛК - Лабакско-Коундейский взброс
ЛМ - Лемберовско-Макаровский надвиг
МД - Матвеевско-Дюндакский взброс
Мп - Малопуринский сброс
Пг - Пограничный
Пр - Пуринский взброс
ПФ - Пясино-Фаддевский надвиг
Ср - Сырадасайский сброс
Ст - Сырутинский взброс
Уб - Убойнинский
ЮП - Южно-Пясинский надвиг
ЮТ - Южно-Таймырский
Аг - Агапский

Цвет	Порядок
Положительные	
	Надпорядковые
	1-го порядка
	2-го и 3-го порядков
	Локальные поднятия
Отрицательные	
	Надпорядковые
	1-го порядка
	2-го и 3-го порядков
Промежуточные	
	2-го и 3-го порядков

Рис. 7. Структурно-тектоническое районирование палеозойских отложений Западного Таймыра

опубликованных и фондовых работ составлена обновленная структурно-тектоническая схема палеозойских отложений Западного Таймыра, отличающаяся высокой степенью детальности (рис. 7):

1. Выполнено районирование территории на тектонические элементы разного порядка – региональные, надпорядковые тектонические элементы, структуры 1-го, 2-го и 3-го порядков, а также локальные поднятия.
2. Обобщена и существенно уточнена разломная модель региона.
3. Всем тектоническим элементам и структурам присвоены собственные названия с учетом результатов предшествующих работ.
4. Выделен ряд положительных структур 1-го порядка, представляющих собой потенциальные зоны нефтегазонакопления в палеозойском комплексе и являющихся первоочередными объектами для постановки дальнейших геологоразведочных работ.
5. Намечен ряд перспективных объектов структурного типа, многие из которых выделены впервые. Сформирован фонд структур (локальных поднятий) по палеозойскому комплексу, являющихся перспективными объектами на исследуемой территории.

Полученные результаты могут быть использованы при:

- оценке перспектив нефтегазоносности и выделении перспективных зон нефтегазонакопления в палеозойском комплексе;
- выделении перспективных объектов и их ранжировании;
- присвоении названий перспективным объектам;
- планировании комплекса геологоразведочных работ в регионе.

Литература

Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковишина Е.В. (2016). Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена. *Геотектоника*, (2), с. 23–42. https://doi.org/10.7868/S0016853X16020028

Балдин В.А. (2008). О выделении на севере Сибири крупнейшей Обско-Лаптевской гряды. *Тезисы докладов X междунар. научно-практ. конф. EAGE «Геомодель-2008»*. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201404288

Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р. (2018). Уточнение границ Западно-Сибирского бассейна на Таймырском полуострове. *Геология нефти и газа*, (3), с. 59–74. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-3-59-74

Исаев В.И., Галиева М.Ф., Лобова Г., Кузьменков С.Г., Старостенко В.И., Фомин А.Н. (2022). Палеозойские и мезозойские очаги генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей доюрского комплекса Западной сибири. *Георесурсы*, 24(3), с. 17–48. https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.3

Кушнир Д.Г. (2016). Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности приенисейской полосы Таймыра и Гыдана. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 11(1). https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2016

Кушнир Д.Г., Яковлев Д.В., Романов А.П. (2020). Тектоника и нефтегазогеологическое районирование Таймыра по результатам региональных исследований. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 15(2). https://doi.org/10.17353/2070-5379/22_2020

Макарьев А.А., Макарьева Е.М., Молчанова Е.В. и др. (2020). Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000. Третье поколение. Серия Таймырско-Североземельская. Листы S-44 – Диксон, S-45 – Усть-Тарея. Объяснительная записка. Минприроды России, Роснедра, Моргео, ФГБУ «ВСЕГЕИ», ФГУНПП «ПМГРЭ». Спб.: Изд-во ВСЕГЕИ.

Чиков Б.М. (1986). Тектоническое районирование: принципы, методология, картография. М.: Недра. 184 с.

Сведения об авторах

Евгений Александрович Зыза – старший эксперт
ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: evgeniy.zyza@novatek.ru

Екатерина Евгеньевна Полек – главный специалист
ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Ekaterina.Polek@novatek.ru

Иван Сергеевич Игонин – начальник отдела
ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Ivan.Igonin@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 02.07.2024;
Принята к публикации 05.09.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Structural and Tectonic Zoning of Paleozoic Deposits of Western Taimyr

E.A. Zyza, E.E. Polek, I.S. Igonin*
[1]*NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation*
**Corresponding author: Evgenij A. Zyza, e-mail: evgeniy.zyza@novatek.ru*

Abstract. Based on an actual seismic geological model, a structural-tectonic zoning of the Paleozoic complex of Western Taimyr was carried out, including the territory of the South Taimyr monocline, where Paleozoic deposits are hidden under the Mesozoic sedimentary cover. Zoning was carried out for tectonic elements of different orders: regional, supra-order, structures of the 1st, 2nd, 3rd orders, local uplifts. When compiling a structural-tectonic scheme, an analysis of previous tectonic schemes by various authors and currently available materials was performed. In addition, much attention is paid to the main faults of Western Taimyr.

All available geological and geophysical data reflecting the tectonic structure of the study area was used, including structural maps of the top of the Paleozoic complex and horizons reflecting it's internal structure, 2D CDP seismic sections, maps of potential fields (magnetic and gravity), maps of dips and azimuths of reflecting horizons, thickness maps,

published and archive papers on this topic, including tectonic and geological maps.

As a result, an updated structural-tectonic diagram of the Paleozoic deposits of Western Taimyr was compiled, characterized by a high degree of detail, the fault model of the region was generalized and significantly refined, all tectonic elements and structures were assigned their own names, taking into account the results of previous studies, positive structures of the 1st order, which represent potential zones of oil and gas accumulation in the Paleozoic complex.

Keywords: Paleozoic deposits, Taimyr, hydrocarbon resources, seismic data, tectonic zoning

Recommended citation: Zyza E.A., Polek E.E., Igonin I.S. (2024). Structural and Tectonic Zoning of Paleozoic Deposits of Western Taimyr. *Georesursy = Georesources,* 26(3), pp. 60–72. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.8

References

Afanasenkov, A.P., Nikishin, A.M., Unger, A.V. et al. (2016). The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei–Khatanga Basin and the conjugate Taimyr Orogen. *Geotecton.,* 50, pp. 161–178. https://doi.org/10.1134/S0016852116020023

Baldin V.A. (2008). On the identification of the largest Ob-Laptev ridge in Northern Siberia. X international scientific and practical conference EAGE "Geomodel-2008": Abstracts. (In Russ.) https://doi.org/10.3997/2214-4609.201404288

Baldin V.A., Munasypov N.Z., Sharafutdinov T.R. (2018). Clarification of the boundaries of the West Siberian Basin on the Taimyr Peninsula. *Geologiya nefti i gaza = Russian oil and gas geology*, (3), pp. 59–74. (In Russ.)

Chikov B.M. (1986). Tectonic zoning: principles, methodology, cartography. Moscow: Nedra, 184 p. (In Russ.)

Isaev V.I., Galieva M.F., Lobova G., Kuzmenkov S.G., Starostenko V.I., Fomin A.N. (2022). Paleozoic and Mesozoic hydrocarbon foci of generation and assessment of their role in formation oil deposits of the Pre-Jurassic complex of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 24(3), c. 17–48. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.3

Kushnir D.G. (2016). Pre-Yenisei area of Taimyr and Gydan peninsulas – deep seated geological structure and petroleum potential prospects. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 11(1). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2016

Kushnir D.G., Yakovlev D.V., Romanov A.P. (2020). Tectonics and oil and gas geological zoning of Taimyr based on the results of regional studies. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 15(2). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/22_2020

Makariev A.A., Makarieva E.M., Molchanova E.V. et al. (2020). State Geological Map of the Russian Federation at a scale of 1: 1,000,000. Third generation. Taimyr-Severozemelskaya Series. Sheets S-44 – Dikson, S-45 – Ust-Tareya. Explanatory note. Ministry of Natural Resources of Russia, Rosnedra, Morgeo, VSEGEI, PMGRE. St. Petersburg: VSEGEI. (In Russ.)

About the Authors

Evgenij A. Zyza – Senior Expert, NOVATEK NTC

7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation

e-mail: evgeniy.zyza@novatek.ru

Ekaterina E. Polek – Chief Specialist, NOVATEK NTC

7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation

e-mail: Ekaterina.Polek@novatek.ru

Ivan S. Igonin – Head of Department, NOVATEK NTC

7, Pozharnyh i spasatelej st., Tyumen, 625031, Russian Federation

e-mail: Ivan.Igonin@novatek.ru

Manuscript received 2 July 2024;
Accepted 5 September 2024; Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.9

УДК 532.546

Решение обратной задачи определения начального компонентного состава углеводородов газоконденсатного месторождения по известным промысловым данным

А.А. Гимазов[1], Б.Х. Имомназаров[2,3], Б.Н. Старовойтова[2,3], А.Н. Байкин[2,3], В.М. Бабин[1], Д.Ф. Хамидуллин[1], Д.Н. Купоросов[1]*

[1]*Группа компаний Газпромнефть, Санкт-Петербург, Россия*

[2]*Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, Новосибирск, Россия*

[3]*Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия*

Работа посвящена вопросу определения композиционного состава пластового газа для газоконденсатных месторождений. Предложена методика планирования газоконденсатных исследований (ГКИ), которая позволяет оценить возможность получения кондиционных проб пластового флюида. Для случая, когда отбор кондиционных проб невозможен, разработан подход для их интерпретации. На первом шаге предлагается численно создавать набор композиционных составов добавлением к лабораторному составу «обедненного» газа некоторого количества равновесного ему конденсата. Получаемые композиционные составы имеют различные давления начала конденсации выше давления начала конденсации лабораторного газа. На втором шаге для каждого из полученных составов проводится гидродинамическое (ГД) моделирование и выбирается состав, для которого расчетные значения дебитов конденсата, газа и газоконденсатного фактора (ГКФ) близки к данным ГКИ. Анализ численных экспериментов на синтетических данных для характерной скважины показал существенную зависимость ГКФ от компонентного состава и малую чувствительность к изменениям основных параметров ГД-модели. При настройке ГД-модели на фактические замеры предложено сначала из набора восстановленных составов выбрать состав, для которого модельные значения ГКФ будут наиболее близкими к фактическим, затем при фиксированном выбранном составе производить подбор остальных параметров ГД-модели по данным дебитов газа и конденсата. Предложенная методика апробирована для одной реальной скважины для определения компонентного состава и основных параметров пласта по данным ГКИ.

Ключевые слова: восстановление компонентного состава, PVT-модель, обратная задача, газоконденсатный фактор, гидродинамическое моделирование

Для цитирования: Гимазов А.А., Имомназаров Б.Х., Старовойтова Б.Н., Байкин А.Н., Бабин В.М., Хамидуллин Д.Ф., Купоросов Д.Н. (2024). Решение обратной задачи определения начального компонентного состава углеводородов газоконденсатного месторождения по известным промысловым данным. *Георесурсы*, 26(3), с. 73–86. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.9

Введение

Получение корректных данных по составу и свойствам пластового газа на газоконденсатных объектах имеет принципиально важное значение. Широкий диапазон неопределенности в этих данных существенно повышает риски неверных инвестиционных решений, ошибочных прогнозных профилей добычи газа и в особенности конденсата. Однако в условиях низкой проницаемости и высокого потенциального содержания тяжелых компонент в пластовом газе отбор кондиционных проб затруднен и часто невозможен по объективным причинам. Отбор лабораторных проб при высоких депрессиях приводит к выпадению (потери) тяжелых компонент (C_{5+}-фракций), которые играют важную роль в определении термофизических (PVT) свойств газоконденсатной смеси (ГКС). Например, давление начала конденсации ($P_{нк}$) пластового флюида зависит от мольного содержания и молекулярного веса тяжелых фракций (Elsharkawy, 2002).

В таких случаях можно использовать подход, когда проводится отбор обедненных проб пластового флюида с последующим их «донасыщением» до состояния пластового газа. Подход к решению задачи донасыщения должен быть комплексным и включающим в себя планирование исследований в поле и лабораторных условиях, а также последующую их интерпретацию. Для этого требуется дополнительная информация, которая в стандартных исследованиях не всегда фиксируется, поэтому необходимо проводить планирование исследования, которое будет учитывать типы компоновки и заканчивания скважины, даст оценку возможности отбора кондиционных проб и способно спрогнозировать осложнения, которые могут возникнуть в ходе проведения исследования.

В работе (Osfouri, Azin, 2016) рассмотрены основные проблемы, возникающие при заборе и последующей рекомбинации лабораторных проб. Подчеркнута важность требования, чтобы газ сепарации и конденсат находились

* Ответственный автор: Азат Альбертович Гимазов
e-mail: Gimazov.AA@gazprom-neft.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

в состоянии термодинамического равновесия в момент отбора. В (Reffstrup, Olsen, 1994) предложена следующая методика восстановления пластового флюида: газ сепарации и равновесный ему конденсат пошагово рекомбинируются до давления начала конденсации, равного пластовому давлению. В (Fevang, Whitson, 1994) представлены экспериментальные подходы к восстановлению составов исходной газоконденсатной смеси по известным составам газа сепарации и стабильного конденсата для случая, когда давление пласта ниже давления начала конденсации и в пласте имеется выпавший конденсат. Однако эти подходы не апробировались на реальных данных. В работе (Bonyadi et al., 2014) описана численная и экспериментальная методика одновременного донасыщения отобранных на сепараторе проб газа равновесным ему конденсатом и определения газоконденсатного фактора (ГКФ). В работах (Брусиловский, Промзелев, 2013; Брусиловский, Ющенко, 2016; Schebetov et al., 2010; Promzelev et al., 2018) представлены численные методики восстановления композиционных составов, позволяющие поднять давление начала конденсации до пластового давления с использованием только PVT-данных флюида. Следует подчеркнуть, что во всех методиках донасыщения истинным давлением начала конденсации считается пластовое давление, а влияние процессов фильтрации в пласте и данные газоконденсатных исследований (ГКИ) не учитываются. Однако, как показывает практика, газоконденсатные месторождения могут характеризоваться недонасыщенностью (Лапшин и др., 2019), и для таких месторождений $P_{нк}$ пластового флюида не равно пластовому давлению.

Целью настоящей работы является разработка способа подбора начального компонентного состава пластового газа по данным исследования проб, «обедненных» вследствие выпадения конденсата при высоких депрессиях отбора, методом сравнения результатов гидродинамического (ГД) моделирования ГКИ с фактическими данными дебитов газа и конденсата. Аналогичный подход применялся в (Yang et al., 2020), где использовался генетический многокритериальный оптимизационный алгоритм для определения композиционного состава в пласте на примере одного из месторождений Китая. Однако в указанной работе предполагалось, что существуют репрезентативные пробы, отобранные в соответствии с рекомендациями (Osfouri, Azin, 2016) в начальный период разработки пласта. Подбор исходного композиционного состава осуществлялся с помощью ГД-моделирования с момента запуска скважины в работу до момента забора пробы по минимизации разницы между модельным и промысловым дебитом газа и минимизации суммарной покомпонентной невязки между искомым составом и составом пробы.

В настоящей работе сначала проведено сравнение двух численных подходов к донасыщению тяжелыми компонентами композиционного состава реального пластового флюида при наличии некондиционной пробы. Далее разработанный способ подбора подходящего состава ГКС на основе решения обратной задачи гидродинамического моделирования проверен на корректность на синтетических данных. Предложенная методика апробирована на данных с реальной скважины.

Материалы и методы

В работе предполагается, что пробы пластового газа отобраны при больших депрессиях и поэтому являются обедненными. Для этих проб проведены лабораторные исследования, создана и настроена PVT-модель флюида. Под настройкой PVT-модели понимается калибровка свойств тяжелых компонент и коэффициентов бинарного взаимодействия таким образом, чтобы результаты численного моделирования с помощью уравнения состояния экспериментов типа дифференциального разгазирования (CVD) и контактного разгазирования (CCE) совпадали с данными лабораторных исследований.

Предлагается определять исходный компонентный состав пластового газа, объединив методику численного донасыщения отобранных проб тяжелыми компонентами и ГД-моделирование ГКИ:

1) на первом шаге для обедненного начального композиционного состава проводится его численное донасыщение тяжелыми компонентами в несколько шагов и создаются N различных составов с разными давлениями начала конденсации от начального до пластового.

2) на втором шаге для каждого из полученных N составов-кандидатов проводится ГД-моделирование, и композиционный состав, при использовании которого ГД-модель дает показатели дебитов, наиболее близкие к данным геологического журнала (ГЖ), считается искомым.

Таким образом, задача определения исходного композиционного состава пластового газа относится к классу обратных задач, когда входные параметры модели определяются по данным наблюдения.

В работе используется PVT-модель реальной скважины с месторождения X, компонентный состав которой и основные свойства компонент представлены в табл. 1.

Гидродинамическая модель пласта считается упрощенной в том смысле, что пласт представляется однородным, однослойным и изолированным, вода присутствует только в виде остаточной насыщенности, а пластовый флюид представлен фазами конденсата и газа. При этом параметры пласта и относительных фазовых проницаемостей (ОФП) выбираются средними, характерными для данного месторождения.

Для решения обратной задачи о нахождении компонентного состава необходимо сформулировать прямую задачу о фильтрации ГКС в пласте и притоке к горизонтальной скважине.

1.1 Постановка прямой задачи о течении многокомпонентного флюида в пласте

Рассмотрим задачу о притоке газоконденсатной смеси к одиночной горизонтальной скважине, на которой проведен множественный гидроразрыв пласта (МГРП). Предположим, что имеется однородный и однослойный продуктивный пласт мощности H, который представляется в виде пористой среды с пористостью ϕ и проницаемостью k. В порах горной породы находится углеводородная смесь из N_c компонент, которые могут находиться в газообразной (газ) или жидкой (конденсат) фазах. Фильтрация данного флюида в пласте моделируется на основе двухфазной композиционной модели (газ и конденсат). Для каждой из компонент выполняется закон

Компонента	Мольные доли, %	Крит. температура, K	Крит. давление, бар	Ацентрический фактор
N_2	0,236	126,20	33,94	0,04
CO_2	0,955	304,20	73,76	0,225
C_1	85,35	190,60	46,00	0,008
C_2	6,494	305,40	48,84	0,098
C_3	2,444	369,80	42,46	0,152
IC_4	0,556	408,10	36,48	0,176
C_4	0,696	425,20	38,00	0,193
IC_5	0,266	460,40	33,84	0,227
C_5	0,244	469,60	33,74	0,251
C_6	0,262	530,64	32,76	0,295
C_7	0,430	557,83	34,57	0,465
C_8	0,628	581,65	31,81	0,501
C_9	0,301	602,94	29,04	0,538
C_{10}	0,223	622,42	26,28	0,577
C_{11}	0,126	640,18	23,89	0,616
C_{12}	0,103	656,61	22,46	0,652
C_{13}	0,088	671,52	21,65	0,684
C_{14}	0,078	685,26	21,58	0,711
C_{15}	0,075	698,69	20,67	0,743
C_{16}	0,072	711,82	19,67	0,777
C_{17}	0,043	724,56	18,72	0,812
C_{18}	0,053	736,78	17,99	0,844
C_{19}	0,029	748,42	17,41	0,875
C_{20}	0,035	759,77	16,91	0,905
C_{21}	0,031	770,85	16,47	0,934
C_{22}	0,019	781,65	16,06	0,963
C_{23}	0,023	792,17	15,69	0,991
C_{24}	0,019	802,50	15,36	1,018
C_{25}	0,017	812,63	15,06	1,044
C_{26}	0,015	822,37	14,81	1,068
C_{27}	0,013	831,91	14,64	1,091
C_{28}	0,011	841,09	14,51	1,113
C_{29}	0,010	849,98	14,39	1,133
C_{30}–C_{31}	0,016	862,89	14,23	1,161
C_{32}–C_{34}	0,016	883,61	14,02	1,204
C_{35}–C_{37}	0,010	907,81	13,83	1,250
C_{38}–C_{41}	0,007	934,34	13,64	1,292
C_{42}–C_{50}	0,006	974,77	13,43	1,339

Табл. 1. Компонентный состав и основные свойства компонент газоконденсатной смеси с реальной скважины месторождения X

сохранения массы, а движение фаз подчиняется закону Дарси. Вода присутствует как неподвижная пассивная фаза с заданной начальной насыщенностью. Кроме того, предполагается, что в любой момент времени система газ – конденсат находится в термодинамическом равновесии. Для замыкания системы уравнений необходимо задать уравнение состояния пластового флюида, например Пенга – Робинсона, и зависимости капиллярного давления и ОФП от насыщенности газом. Рассматриваемый сектор месторождения считается изолированным, поэтому на всех внешних границах задается условие непротекания. Данная система уравнений является общепринятой и описана подробно во многих источниках, например в (Myron, 2021).

Закрепленные трещины гидроразрыва пласта (ГРП) ориентированы перпендикулярно скважине и характеризуются полудлиной x_f, эффективной шириной w_f и проницаемостью проппантной пачки k_f. Течение в каждой трещине подчиняется соответствующим усредненным по трещине законам сохранения массы и закону Дарси.

На скважине давление в фазах полагается равным забойному давлению $P_{заб}$, заданному одинаковым вдоль всей горизонтальной части ствола без учета трения.

В начальный момент времени давление в пласте полагается равным $P_{пл}$ и считается, что изначально в пласте находился только газ с остаточной водной фазой фиксированной насыщенности.

В настоящей работе расчет прямой задачи проводится с использованием академической лицензии симулятора tNavigator (tNavigator 23.1, 2023).

Результаты и обсуждение

2.1 Методика планирования ГКИ

При планировании ГКИ необходимо учитывать промысловые и технологические ограничения. Так, согласно Инструкции Газпрома (Р-Газпром, 2011), при проведении ГКИ создаваемая на пласт депрессия должна быть не более 10% для полностью насыщенных залежей. Существует также ограничение на минимально необходимую скорость восходящего потока на башмаке насосно-компрессорной трубы (НКТ), определенную по критериям сохранения дисперсно-кольцевого потока в вертикальных трубах – не менее 2,5 м/с, согласно Инструкции Газпрома. Минимальную скорость также можно рассчитать по другим методикам (Turner et al., 1969; Коротаев, Ширковский, 1984).

Однако для низкопроницаемых коллекторов не всегда возможно удовлетворить одновременно критерию минимальной скорости выноса с башмака НКТ (требуется высокая депрессия и дебит) и ограничению максимальной депрессии на пласт (требуется не превысить рекомендованную депрессию). На рис. 1. приведен пример характеристик двух скважин: высоко- и низкопродуктивной. Для высокопродуктивной скважины режимы

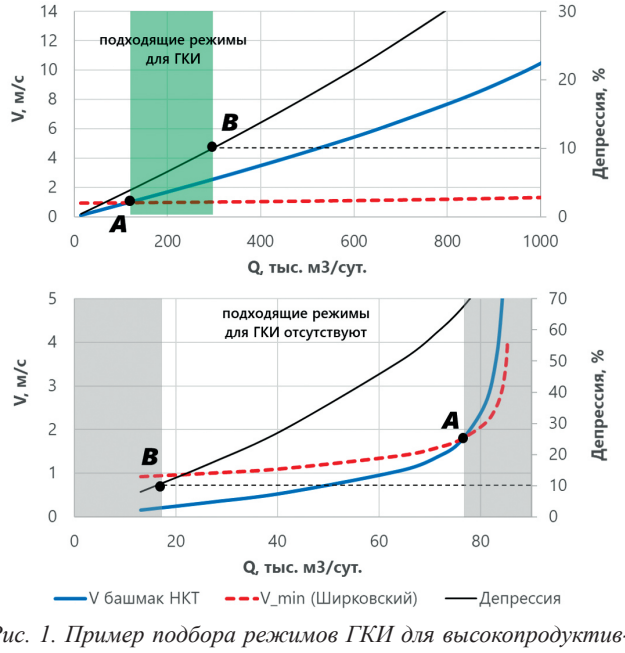


Рис. 1. Пример подбора режимов ГКИ для высокопродуктивной скважины (сверху) и низкопродуктивной скважины (снизу). Зеленым отмечен допустимый диапазон для проведения ГКИ

с достаточной скоростью на башмаке НКТ (Коротаев, Ширковский, 1984) достигаются при дебитах, находящихся правее точки А (рис. 1). Режимы с депрессией менее 10% (от величины пластового давления) – левее точки В. Таким образом, для высокопродуктивной скважины существует некоторый диапазон для проведения ГКИ. Однако для низкопродуктивной скважины минимальная скорость выноса достигается лишь при депрессии более 60%, что приводит к отбору некондиционной пробы.

Таким образом, возникает задача определения истинного композиционного состава пластового флюида по его некондиционным пробам.

При отборе проб существуют также другие ограничения, связанные с работой оборудования на поверхности: унос капель жидкости в газе, гидратообразование в поверхностной обвязке, выпадение парафинов в сепарационной емкости, а также ограничения по скорости течения в трубах. Влияние данных ограничений на планирование ГКИ и выбор режимов будут рассмотрены в отдельной работе.

2.2 Методика восстановления состава пластовой газоконденсатной смеси

Во всех численных и экспериментальных методиках восстановления пластового флюида (Брусиловский, Промзелев, 2013; Брусиловский, Ющенко, 2016; Schebetov et al., 2010) предлагается смешивать состав лабораторного газа с равновесным ему конденсатом, повышая тем самым давление начала конденсации получающейся смеси. Пусть имеется начальный газ ($Газ_0$) с компонентным составом C_0, пластовой температурой T_0 и давлением начала конденсации $P_{нк0}$ ниже заданного пластового давления $P_{пл}$. Требуется получить набор композиционных составов $\{Газ_1, Газ_2, Газ_3,\ldots, Газ_N\}$ с давлениями начала конденсации равными $P_{нк0} < P_{нк1} < P_{нк2} < \ldots < P_{нкN} = P_{пл}$ соответственно. Указанное множество давлений начала конденсации считается заданным. Рассматривается изотермический случай, когда температура всех составов равна температуре начального состава T_0.

В работах (Брусиловский, Промзелев, 2013; Promzelev et al., 2018) предлагается последовательно добавлять на i-м шаге к пластовому газу $Газ_i$ с $P_{нкi}$ такое количество равновесного ему конденсата, чтобы получался новый состав газа $Газ_{i+1}$ с требуемым давлением начала конденсации $P_{нкi+1}$. Такой подход назовем подходом 1 со схемой довосстановления, приведенной на рис. 2. Таким образом, композиционный состав с давлением начала конденсации, равным пластовому давлению, получается последовательным восстановлением составов.

В настоящей работе предлагается альтернативный метод, аналогичный (Schebetov et al., 2010), когда довосстановление производится до требуемого давления $P_{нкi}$ за один шаг. Считается, что начальный состав C_0 может быть получен обеднением некоторых различных составов $C_1, C_2, \ldots, C_N$ с разными давлениями начала конденсации, равными соответственно $P_{нк1}, P_{нк2},\ldots, P_{нкN}$. Иными словами, при приведении этих различных составов к давлению $p = P_{нк0}$ они все дают исходный состав C_0. Таким образом, составы с разными $P_{нк}$ получаются в результате смешивания $Газ_0$ и $Конд_0$ в разных пропорциях. Схема

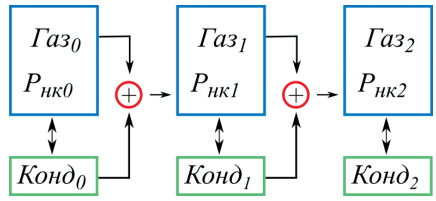


Рис. 2. Схема довосстановления составов для подхода 1. $Конд_i$ обозначает равновесный к $Газ_i$ конденсат. Однонаправленные стрелки обозначают смешивание (+) и получение нового состава. Двунаправленные стрелки обозначают равновесность

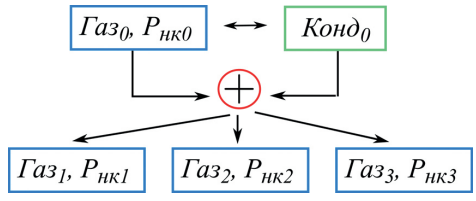


Рис. 3. Схема довосстановления составов для подхода 2. Обозначения см. на рис. 2

довосстановления составов при таком подходе, который назовем подход 2, приведена на рис. 3.

Критерием состоятельности процедуры довосстановления композиционного состава является требование того, чтобы восстановленный состав при его приведении к начальному давлению $p = P_{нк0}$ соответствовал поведению начального состава C_0. При разработке газоконденсатных месторождений важной характеристикой являются оценка потенциального содержания тяжелых компонент на пластовый газ ($ПС_{5+}$) и кривая потерь конденсата, поэтому при анализе методик довосстановления состава будем опираться на эти кривые.

Предлагается сравнить две методики довосстановления на PVT-модели реального пластового флюида (табл. 1) с пластовой температурой 109 °C и $P_{нк}$ = 537 бар. Исходный компонентный состав (табл. 1) в PVT-дизайнере (tNavigator 23.1, 2023) приводится к термодинамическому равновесию при давлении в 250 бар. Получаемый при этом состав газа принимается за обедненный начальный состав C_0 с $P_{нк0}$ = 250 бар. Затем проводятся процедуры довосстановления состава C_0 до исходного с $P_{нк}$ = 537 бар двумя подходами, так чтобы давления начала конденсации $P_{нкi}$ были равны 284, 349, 405, 442, 470, 493, 512, 527, 537 бар. Восстановленные составы, полученные с помощью подхода 1 и подхода 2, назовем как состав 1 и состав 2 соответственно и проведем их сравнение с исходным.

Кривые потери конденсата и $ПС_{5+}$ рассчитываются по результатам моделирования процесса разгазирования (CVD) в PVT-дизайнере (tNavigator 23.1, 2023) с шагом по давлению в 20 бар, т.е. всего 27 ступеней с давлениями 537, 517, 497, …, 17 бар. На каждой ступени по определяемому компонентному составу газа рассчитывается $ПС_{5+}$ в соответствии с (ГОСТ Р 57851.4–2017, 2017).

$$(ПС_{5+})_i = \sum_{n=5}(y_{C_n})_i (M_{wC_n})_i \cdot 10 \Big/ 24{,}04, \qquad (1)$$

где i – номер ступени разгазирования, i = 0 соответствует давлению 537 бар, n – карбоновое число, $(y_{Cn})_i$ и $(M_{wCn})_i$ – молярная доля (%) компоненты с карбоновым числом n и ее молекулярная масса (г/моль) на i-й ступени

соответственно, 24,04 – молярный объем в стандартных условиях (дм³/моль). Потери конденсата рассчитываются как разница между $ПС_{5+}$ состава при стартовом давлении в 537 бар и $ПС_{5+}$ состава газа на каждой ступени.

На рис. 4 приведены кривые $ПС_{5+}$ и потерь конденсата в зависимости от давления для исходного состава и для восстановленных составов по двум подходам. Графики на рис. 4 демонстрируют, что кривые $ПС_{5+}$ и потерь конденсата (кривые 1 и 3 соответственно) для исходного и восстановленного по подходу 2 составов совпадают. Довосстановление по подходу 1 дает более «бедный» по $ПС_{5+}$ состав (кривая 2), чем по подходу 2, и занижает потери конденсата (кривая 4) по сравнению с исходным составом.

Покомпонентные ошибки в процентах для восстановленных по двум подходам составов по отношению к исходному составу представлены на рис. 5, где величина ошибки по оси *Oy* откладывается в логарифмическом масштабе. Углеводородные компоненты упорядочены по возрастанию карбонового числа.

Отметим, что ошибки по легким компонентам до nC_5 включительно для обоих подходов малы. Однако с ростом карбонового числа покомпонентная ошибка по подходу 1 растет и в последней псевдокомпоненте C_{45}–C_{50} достигает 200%. В свою очередь, подход 2 дает состав практически идентичный исходному, поскольку разброс ошибки по мольным долям не превышает 0,5%. Таким образом, подход 1 хотя и дает состав с $P_{нк}$ равным исходному, но не воспроизводит показатели $ПС_{5+}$ и дает большую погрешность в мольных долях компонент. В дальнейшем будет использоваться только подход 2.

2.3 Решение обратной задачи об определении начального компонентного состава на синтетических данных

Проведем апробацию предлагаемого в работе подхода к определению композиционного состава на синтетических данных. Для такой постановки задачи фактические исторические данные дебитов газа и конденсата генерируются расчетом на ГД-модели при подстановке некоторого компонентного состава в качестве фактического. Пластовое давление принимается равным 600 бар и используется PVT-модель из табл. 1.

Вначале генерируются 3 обедненных состава приведением исходного (табл. 1) к давлению 250, 300, 350 бар соответственно. Затем проводится довосстановление этих обедненных составов подходом 2, и создается 25 композиционных составов с разными давлениями $P_{нк}$ от давлений (250, 300, 350 бар) до пластового. В качестве фактического выбирается состав с $P_{нк}$ = 506,08 бар (табл. 2), восстановленный от обедненного состава с $P_{нк}$ = 250 бар и исключенный в дальнейшем из перебора.

2.3.1 Гидродинамическая модель в симуляторе tNavigator

Для решения прямой задачи как элемента решения обратной создается ГД-модель в симуляторе tNavigator. В рамках рассматриваемой постановки задачи о моделировании газоконденсатных исследований будем предполагать, что продуктивный пласт является однородным и представляет собой параллелепипед размером 4000 × 4000 × 25 м по осям *X*, *Y*, *Z* соответственно. Ось *Z* направлена вниз. Горизонтальная скважина находится в центре пласта. На скважине проведен МГРП с 6 трещинами ГРП, расположенными равноудаленно друг от друга и ориентированными перпендикулярно стволу. Основные параметры пласта и трещин приведены в табл. 3.

Дискретизация области и уравнений модели производится согласно функциональности симулятора tNavigator.

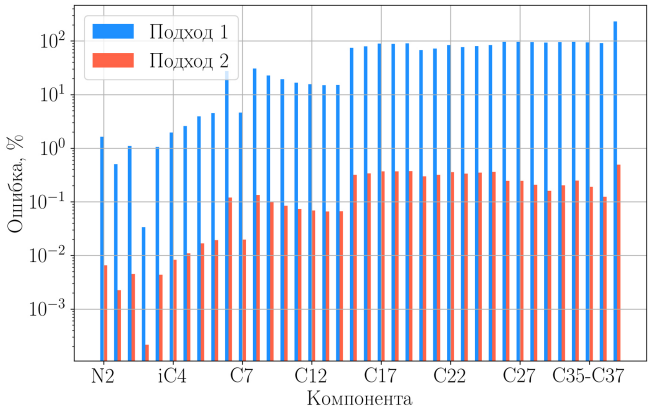


Рис. 5. Относительная ошибка мольного содержания компонент по отношению к исходному составу для восстановленных по двум подходам составов

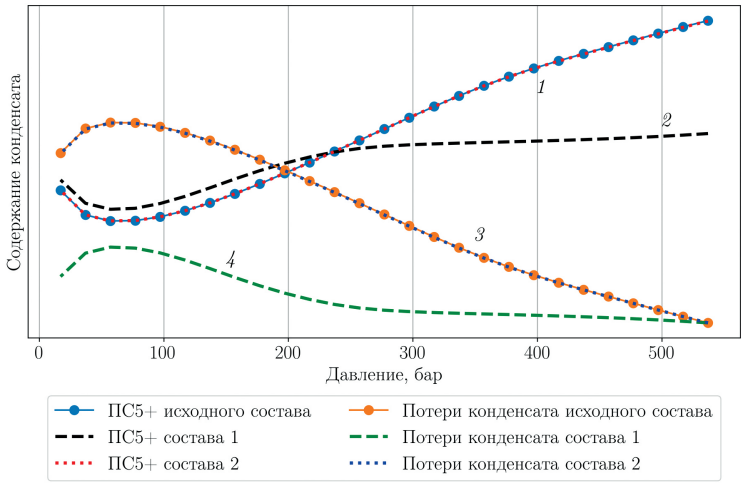


Рис. 4. Кривые $ПС_{5+}$ и потерь конденсата для исходного состава и восстановленных по подходу 1 (состав 1) и по подходу 2 (состав 2). Цифрами обозначены линии для удобства описания в тексте

Компонента	Мольные доли %	Компонента	Мольные доли %	Компонента	Мольные доли %
N_2	0,237	C_{10}	0,209	C_{23}	0,017
CO_2	0,956	C_{11}	0,119	C_{24}	0,014
C_1	85,656	C_{12}	0,098	C_{25}	0,013
C_2	6,496	C_{13}	0,083	C_{26}	0,010
C_3	2,436	C_{14}	0,074	C_{27}	0,009
IC_4	0,553	C_{15}	0,058	C_{28}	0,008
C_2	0,690	C_{16}	0,054	C_{29}	0,007
IC_5	0,262	C_{17}	0,031	C_{30}–C_{31}	0,011
C_5	0,240	C_{18}	0,038	C_{32}–C_{34}	0,011
C_6	0,239	C_{19}	0,021	C_{35}–C_{37}	0,007
C_7	0,423	C_{20}	0,028	C_{38}–C_{41}	0,005
C_8	0,566	C_{21}	0,024	C_{42}–C_{50}	0,004
C_9	0,279	C_{22}	0,014		

Табл. 2. Фактический композиционный состав, используемый при решении обратной задачи на синтетических данных

Параметр	Значение	Размерность
Глубина залегания, h	3600	м
Длина горизонтального ствола, L	1000	м
Мощность пласта, H	25	м
Пористость пласта, ϕ	0,14	–
Проницаемость пласта, k	0,1	мД
Температура пласта, $T_{пл}$	109	°C
Пластовое давление, $P_{пл}$	600	бар
Песчанистость, NTG	0,5	–
Полудлина трещин ГРП, x_f	50	м
Ширина трещин ГРП, w_f	0,3	м
Проницаемость трещин ГРП, k_f	300	мД

Табл. 3. Параметры пласта и трещин, используемые в ГД-модели по умолчанию

Параметр	Значение	Параметр	Значение
S_{GL}	0,1159	S_{WU}	0,8841
S_{GU}	0,4174	S_{WCR}	0,6
S_{GCR}	0,1159	S_{OWCR}	0,063
S_{OGCR}	0,063	k_{rORW}	0,029844
k_{rORG}	0,02984375	k_{rWR}	0,013
k_{rGR}	0,23875	n_{OW}	2
n_{OG}	4,53	n_W	2
n_G	4,88	n_{pW}	4,86
n_{pG}	3,8	p_{cOG}	0,4426
S_{WL}	0,5826	p_{cOW}	0,13933055

Табл. 4. Значения концевых точек ОФП

Вдоль ствола скважины и в окрестности трещин размер ребра расчетных блоков составляет 10 м. В остальных частях расчетной области размер блока увеличивается по мере удаления от ствола скважины до 200 м на границе области. Схема пласта вблизи скважины и поле давления в плоскости XY в некоторый момент времени t приведены на рис. 6.

Относительные фазовые проницаемости моделируются корреляциями Кори для систем газ – конденсат и вода – конденсат со значениями концевых точек ОФП, представленными в табл. 4. Здесь для системы газ – конденсат введены следующие обозначения: S_{GL}, S_{GU}, S_{GCR} – минимальная, максимальная и критическая насыщенности газом соответственно, S_{OGCR} – критическая насыщенность конденсатом, k_{rGR}, k_{rORG}, n_G, n_{OG} – проницаемость по газу при остаточной насыщенности конденсатом, проницаемость по конденсату при остаточной насыщенности газом, степени Кори по газу и конденсату соответственно, p_{cOG}, n_{pG} – значение капиллярного давления и степень для капиллярного давления соответственно. Для системы вода – конденсат параметры S_{WL}, S_{WU}, S_{WCR}, S_{OWCR}, k_{rWR}, k_{rORW}, n_W, n_{OW}, p_{cOW}, n_{pW} имеют аналогичный смысл.

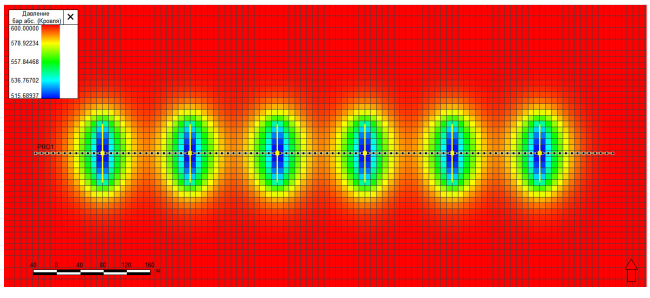


Рис. 6. Схема пласта в окрестности скважины с МГРП в сечении плоскостью XY. Картой показан расчет давления в tNavigator в некоторый момент времени

Исследование скважины моделируется четырьмя режимами работы скважины с различными значениями депрессий, равными 72, 108, 153 и 109,5 бар, и продолжительностью 2, 2, 3 и 5 дней соответственно.

2.3.4 Решение обратной задачи по подбору состава в отсутствии неопределенности в остальных параметрах модели

Для решения обратной задачи использован модуль адаптации симулятора tNavigator (tNavigator 23.1, 2023). При этом в качестве составов-кандидатов взяты восстановленные составы, приведенные в табл. 5 с указанием номера состава, давления начала конденсации начального состава (от которого проводилось восстановление), давления начала конденсации восстановленного состава и его ошибка по $ПС_{5+}$ в процентах по отношению к фактическому составу. В качестве метода адаптации выбирается перебор по сетке составов, а для целевых функций используются невязки по дебитам газа, конденсата и ГКФ.

В результате численных экспериментов замечено, что модуль адаптации в программе tNavigator

Номер состава	$P_{нк}$ начального состава, бар	$P_{нк}$ восстановленного состава, бар	Ошибка $ПС_{5+}$ по отношению к фактическому, %
1	250	250	32,36
2	250	267,53	32,17
3	250	284,55	31,9
4	250	320,5	30,84
5	250	336,95	30,08
6	250	355,17	28,96
7	250	372,09	27,63
8	250	389,75	25,88
9	250	404,91	24,05
10	250	420,02	21,88
11	250	437,64	18,85
12	250	469,92	11,52
13	250	487,19	6,59
14	350	492,28	3,66
15	300	499,01	1,6
16	350	502,71	5,81
17	300	513,31	5,84
18	250	516,47	4,21
19	250	525,31	8,23
20	250	537,62	17,22
21	250	542,41	17,22
22	250	562,17	30,43
23	250	579,69	45,47
24	250	600,07	70,51

Табл. 5. Составы в соответствии с их $P_{нк}$ и порядковым номером при переборе в процессе решения обратной задачи (адаптации)

при минимизации любой из невязок выбирает состав с порядковым номером 15 (табл. 5), соответствующий $P_{нк}$ = 499,01 бар (рис. 7). Отметим, что в данном случае варьируются только компонентные составы, а остальные параметры гидродинамической модели фиксируются.

Если дополнительно вычислить среднюю покомпонентную относительную ошибку по каждому из составов-кандидатов в сравнении с фактическим компонентным составом (рис. 8), то можно заметить, что модуль адаптации выбирает состав со сравнительно меньшим значением $P_{нк}$ в качестве наиболее близкого к фактическому, у которого $P_{нк}$ = 506,08 бар. Тем не менее с точки зрения метрики близости значения $ПС_{5+}$ найденный состав является самым подходящим из приведенных.

Отметим, что для применения методики возникают дополнительные требования к проведению ГКИ: подробная запись датчиков глубинного давления, полная запись показаний расходомеров по газу, замеров конденсата по сепаратору, определение плотностей газа и конденсата и т.д. Требования связаны с необходимостью наличия подробного набора данных для адаптации.

2.4 Анализ чувствительности решения обратной задачи к неопределенности в параметрах модели

Для анализа чувствительности решения обратной задачи к неопределенности в неварьируемых параметрах модели выбран метод «One at time». При таком подходе

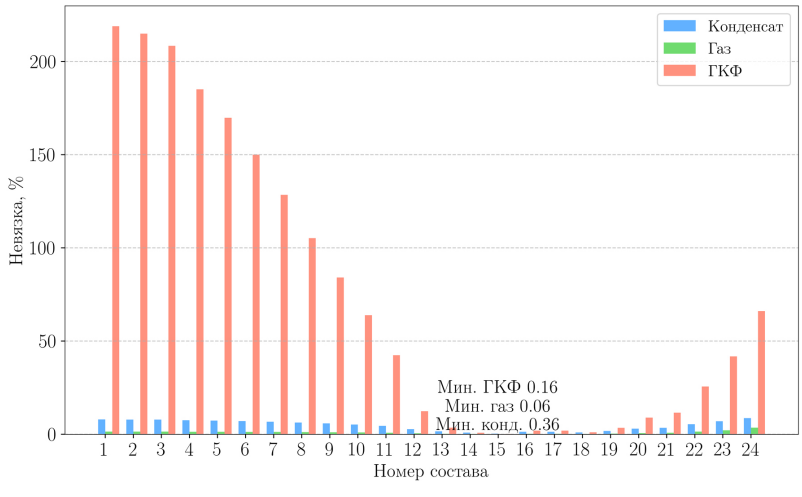


Рис. 7. Относительные невязки по дебиту газа, конденсата и ГКФ для каждого из составов-кандидатов

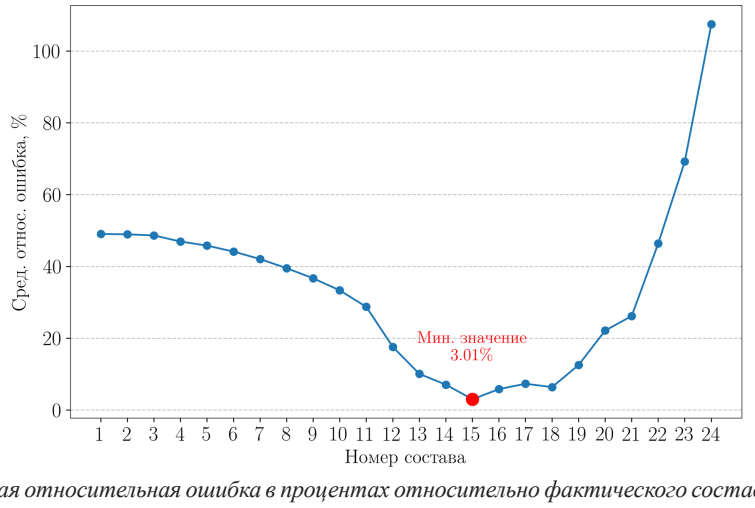


Рис. 8. Средняя покомпонентная относительная ошибка в процентах относительно фактического состава для каждого из 24 составов

фиксируется некоторый срединный набор параметров ГД-модели и находится решение задачи, называемое срединным, а затем параметры варьируются в заданных пределах по одному за раз при фиксированных остальных и отслеживается степень изменения решения задачи относительно срединного решения. В данном случае используемые срединные значения параметров пласта, трещин ГРП и ОФП заданы в табл. 3, 4. Поскольку для этих фиксированных значений параметров решением обратной задачи является состав 15 (табл. 5) с $P_{нк} = 499{,}01$ бар, то состав 15 и будет считаться срединным композиционным составом.

В численных экспериментах каждый из параметров (табл. 3, 4) варьируется на 20% в большую и меньшую сторону за исключением проницаемости пласта. В силу особенностей данной неопределенности проницаемость изменяется от 0,05 до 1 мД.

Чувствительность решения обратной задачи к некоторому параметру предлагается определять по составу, который выбирается в качестве решения при изменении значения этого параметра, и численно оценить эту чувствительность можно по изменению величины $ПС_{5+}$. Таким образом, для 14 приведенных параметров (табл. 3, 4) получается 28 численных экспериментов, проведенных в модуле адаптации tNavigator. Для каждого эксперимента запускается решение обратной задачи по нахождению компонентного состава перебором по сетке (24 состава из табл. 5).

Результаты решения обратной задачи при изменении параметров ГД-модели (внесение неопределенности) представлены в табл. 6, где приведены значения варьируемого параметра, невязки по дебиту газа, дебиту конденсата и ГКФ, а также номер выбираемого состава по каждой из невязок. Отсюда следует, что при наличии неопределенностей в параметрах задачи выбор невязки, по минимизации которой проводится выбор композиционного состава, имеет большое значение. Если, например, в качестве значения проницаемости взять 1 мД и целевой функцией задать невязку по дебиту конденсата, то после решения обратной задачи получим 1-й состав, а если целевой функцией взять невязку по дебиту газа, то определяется 24-й состав (рис. 9). Отметим, что оба выбираемые состава, и 1-й, и 24-й состав, имеют большую погрешность по $ПС_{5+}$ в сравнении с фактическим составом (табл. 5, последний столбец).

Кроме того, анализ данных табл. 6 показывает, что решение обратной задачи (выбираемый состав) по дебитам газа и конденсата меняется при изменении таких параметров, как полудлина трещины ГРП, песчанистость, температура пласта и два параметра ОФП (минимальная насыщенность водой S_{WL} и относительная фазовая проницаемость по газу при остаточной насыщенности конденсатом k_{rGR}). Изменение других параметров в указанных пределах не вносит ошибку в решение обратной задачи в том смысле, что выбирается срединный состав.

Параметр	Значение	Невязка по дебиту конденсата, %	Состав по дебиту конденсата	Невязка по дебиту газа, %	Состав по дебиту газа	Невязка по ГКФ, %	Состав по ГКФ
Полудлина трещины, м	40	0,19	20	1,53	2	0,158	15
Полудлина трещины, м	60	0,4	12	0,27	23	0,158	15
Песчанистость	0,4	0,42	22	2,9	2	0,159	15
Песчанистость	0,6	0,29	19	0,64	2	0,159	15
Проницаемость, мД	0,05	0,99	24	5,53	1	0,159	15
Проницаемость, мД	1	19,26	1	32,45	24	0,16	15
Температура, °С	87,2	0,02	15	0,04	13	0,159	15
Температура, °С	130,8	0,5	15	0,02	14	0,158	15
k_{rGR}	0,191	0,22	21	1,68	1	0,159	15
k_{rGR}	0,2865	0,38	12	0,29	23	0,159	15
S_{GL}	0,0927	0,4	15	0,03	15	0,159	15
S_{GL}	0,1391	0,31	15	0,11	15	0,159	15
S_{WL}	0,4661	0,25	13	0,25	22	0,159	15
S_{WL}	0,6991	0,51	19	0,78	1	0,159	15
k_{rORG}	0,0239	0,36	15	0,06	15	0,159	15
k_{rORG}	0,0358	0,36	15	0,06	15	0,159	15
p_{cOG}	0,3541	0,36	15	0,06	15	0,159	15
p_{cOG}	0,531	0,36	15	0,06	15	0,159	15
p_{cOW}	0,1115	0,36	15	0,06	15	0,159	15
p_{cOW}	0,1672	0,36	15	0,06	15	0,159	15
S_{OGCR}	0,0504	0,36	15	0,06	15	0,159	15
S_{OGCR}	0,0756	0,36	15	0,06	15	0,159	15
n_G	3,904	0,46	15	0,05	15	0,159	15
n_G	5,856	0,25	15	0,17	15	0,159	15
n_{OG}	3,624	0,36	15	0,06	15	0,159	15
n_{OG}	5,436	0,36	15	0,06	15	0,159	15
n_{pG}	3,04	0,36	15	0,06	15	0,159	15
n_{pG}	4,56	0,36	15	0,06	15	0,159	15

Табл. 6. Невязки по дебитам газа, конденсата, ГКФ и номера выбранных составов, найденные при решении обратной задачи при изменении параметров ГД-модели в рамках анализа чувствительности

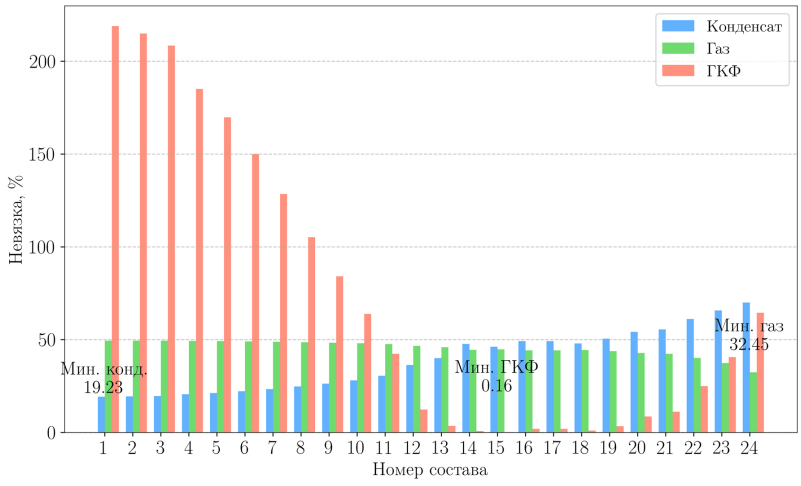


Рис. 9. Относительные невязки по дебиту газа, конденсата и ГКФ для каждого из составов-кандидатов при значении проницаемости 1 мД в ГД-модели

Следует подчеркнуть, что в качестве решения обратной задачи по невязке по ГКФ вне зависимости от значения варьируемого параметра выбирается один и тот же 15-й состав, который и является срединным. Таким образом, решение обратной задачи об определении компонентного состава по невязке по ГКФ является малочувствительным к изменению остальных параметров ГД-модели.

2.5 Влияние неопределенности в ГКФ на решение обратной задачи

Предположим, что в исторических значениях ГКФ есть погрешность в пределах 10%. Такая ситуация моделируется следующим образом. В фактические значения ГКФ искусственно вносится погрешность порядка ±10%, или, иными словами, ГКФ равномерно по всем временным точкам уменьшается или увеличивается на 10%. На основании фактических дебитов конденсата и измененного ГКФ пересчитываются фактические дебиты газа. Для таких измененных дебитов газа, дебитов конденсата и ГКФ при срединных параметрах ГД-модели (табл. 3, 4) запускается процесс подбора наиболее подходящего композиционного состава по минимизации невязки по ГКФ и получаются следующие результаты. Вместо 15-го состава модуль адаптации определяет либо 13-й, либо 19-й состав (табл. 7). При этом ошибка в $ПС_{5+}$ по отношению $ПС_{5+}$ фактического и срединного (15-го) составов составляет от 6% до 9%.

На рис. 10 приведены относительные покомпонентные ошибки выбираемых 13-го и 19-го составов,

Ошибка ГКФ, %	Выбранный состав; $P_{нк}$, бар	Ошибка $ПС_{5+}$ по отношению к $ПС_{5+}$ срединного состава, %	Ошибка $ПС_{5+}$ по отношению к $ПС_{5+}$ фактического состава, %
–10 (мин)	19; $P_{нк}$ = 525	6,5	8,2
0 (нет ошибки ГКФ)	15; $P_{нк}$ = 499	0	1,6
+10 (макс)	13; $P_{нк}$ = 487	8,1	6,6

Табл. 7. Результаты решения обратной задачи о нахождении компонентного состава при внесении погрешности фактического ГКФ в интервале ±10%

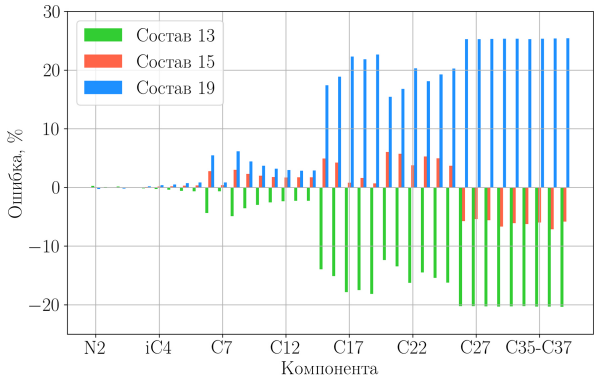


Рис. 10. Относительные ошибки мольного содержания компонент в процентах для 13-го, 15-го и 19-го составов по отношению к фактическому составу

а также срединного 15-го по отношению к фактическому. Углеводородные компоненты упорядочены по возрастанию карбонового числа. Из гистограммы на рис. 10 следует, что ошибка в определении ГКФ приводит либо к завышенной, либо к заниженной оценке содержания тяжелых компонент. Отметим, что для углеводородных компонент с C_1 по C_{14} покомпонентные ошибки обоих составов (13-й и 19-й) не превышают 7%, а ошибка для более тяжелых компонент может превышать 25%. При этом суммарное мольное содержание в процентах углеводородных компонент с iC_5 по C_{14} для фактического, 15-го, 13-го и 19-го составов имеют близкие значения, равные 2,59%, 2,64%, 2,54% и 2,68% соответственно. Суммарные мольные доли оставшихся тяжелых углеводородных компонент (с C_{15} по C_{42}–C_{50}) не превышают 0,5% и ошибки в определении содержания этих компонент в составах не приводят к значительным ошибкам в оценке $ПС_{5+}$.

2.6 Применение методики к реальным данным

На основании проведенного анализа чувствительности решения обратной задачи на синтетических данных (п. 2.5) можно сделать вывод, что при наличии существенных неопределенностей в основных параметрах модели уточнение компонентного состава нельзя проводить по невязкам дебитов конденсата или газа. Кроме того, оказывается, что ГКФ малочувствителен к изменениям

основных параметров ГД-модели, что позволяет корректно определять компонентный состав вне зависимости от неопределенности в параметрах пласта, трещин и ОФП.

Таким образом, задачу подбора параметров ГД-модели при наличии неопределенности в композиционном составе пластового флюида предлагается разделить на две независимые подзадачи:

1) первоначальный подбор композиционного состава путем минимизации невязки по ГКФ из предварительно созданного набора составов, полученных донасыщением некоторого начального газа тяжелыми компонентами;

2) последующий подбор остальных параметров ГД-модели по дебитам газа и/или конденсата при фиксированном найденном на предыдущем шаге композиционном составе.

Предложенная методика апробирована на промысловых данных, полученных при исследовании скважины X27 с горизонтальным окончанием месторождения X. Для рассматриваемой скважины отсутствовала точная информация об основных параметрах пласта, трещин ГРП, ОФП и состава газоконденсатной смеси. На практике в таких случаях используют данные скважин-аналогов и композиционные составы-аналоги. Составом-аналогом для X27 является состав, приведенный в табл. 1, а параметры скважин-аналогов приведены в табл. 3, 4.

Данные, собранные в ходе ГКИ, включают значения устьевых давлений, дебитов газа, измеренных с помощью расходомера, дебитов стабильного конденсата, замеренных по сепаратору. Пластовое давление для X27 оценивается в 600 бар, а давление на забое пересчитывается по устьевым давлениям. Из данных по давлению исключены аномальные значения и выбросы и выделены четыре режима работы скважины в ходе ГКИ, которые отражены на рис. 11.

Для расчета прямой задачи используется ГД-модель, аналогичная построенной в п. 2.3.1, в которой число трещин ГРП увеличено до 9 и реализован режим изменения забойного давления в соответствии с графиком на рис. 11. Кроме того, в модели установлены параметры двухступенчатого сепаратора для дальнейшего пересчета дебитов при заданных термобарических условиях. Давление и температура первой ступени сепаратора на каждом из четырех режимов задается согласно ГЖ, вторая ступень сепаратора соответствует стандартным условиям (давление 1,01325 бар, температура 20 °C). В качестве фактического

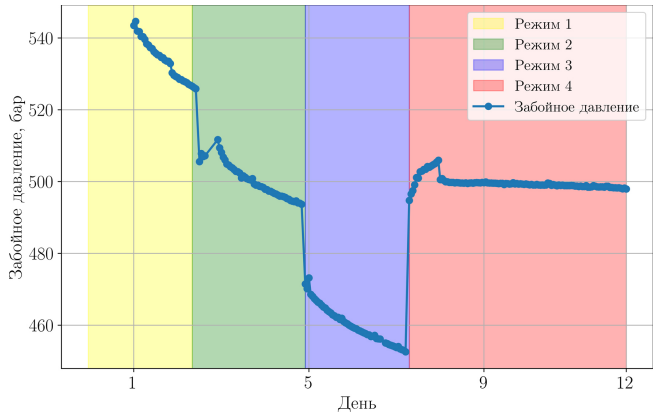


Рис. 11. Зависимость забойного давления от времени для скважины X27 при проведении ГКИ

исторического ГКФ принимается отношение дебитов газа по расходомеру в м^3 и стабильного конденсата по сепаратору в м^3, приведенных в стандартные условия.

Такая модель способствует более реалистичному описанию процессов и позволяет учитывать специфику каждого режима отдельно. Однако следует отметить, что рассматривается упрощенная постановка, поскольку моделируется одиночная скважина в однородном пласте и предполагается, что в начальный момент времени в пласте находится однофазный флюид – газ. Давление в пласте начинает падать за счет отбора флюида только после запуска скважины с первого режима.

В силу широкой неопределенности по давлению начала конденсации пластового флюида число составов (табл. 5) расширено до 39 (табл. 8) так, чтобы $P_{нк}$ не только покрывало широкий диапазон значений от 250 бар

Номер состава	$P_{нк}$ начального состава, бар	$P_{нк}$ восстановленного состава, бар	Невязка по ГКФ, %
32	300	562,7	3,5
39	350	589,47	4,22
22	250	562,17	4,47
33	350	600,04	5
21	250	542,41	5,05
38	300	582,63	6,26
20	250	537,62	6,73
31	350	529,32	8,75
34	300	600,06	11,33
23	250	579,69	11,54
19	250	525,31	14,12
35	250	585,43	15,31
16	350	502,71	18,54
17	300	513,31	18,54
36	250	592,16	20,7
18	250	516,47	22,28
37	250	595,17	23,44
14	350	492,28	23,48
24	250	600,07	28,46
15	300	499,01	29,3
30	300	470,52	57,27
29	350	428,88	59,82
13	250	487,19	64,73
27	350	389,73	81,33
12	250	479,19	99,2
28	300	419,91	119,28
26	300	387	158,22
11	250	437,64	180,14
25	300	356,95	187,69
10	250	420,02	228,6
9	250	404,91	270,83
8	250	389,75	312,6
7	250	372,09	356,8
6	250	355,17	396,23
5	250	336,95	431,59
4	250	320,5	458,4
3	250	285,55	498,37
2	250	267,53	509,35
1	250	250	516,13

Табл. 8. Восстановленные составы и результаты работы модуля адаптации при апробации разработанной методики на реальных данных

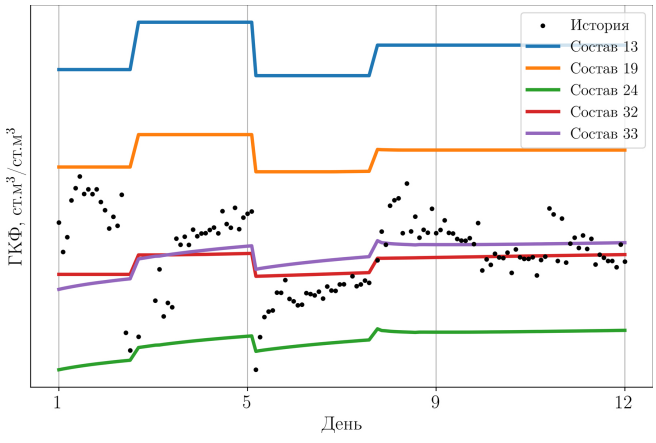


Рис. 12. Реальные данные ГКФ по ГЖ и расчетам по ГД-модели для различных составов

до пластового, равного 600 бар, но и присутствовала вариативность компонентного состава.

На рис. 12 приведены реальные показатели ГКФ по ГКИ, которые отмечены черными точками, и профили ГКФ по расчету на ГД-модели для некоторых составов из табл. 8. Следует отметить зависимость ГКФ от композиционного состава. Так, например, 24-й и 33-й составы, восстановленные из начальных составов с $P_{нк}$ 250 и 350 бар соответственно, имеют $P_{нк}$, близкое к 600 бар, но при этом у них различное мольное содержание тяжелых компонент, и они дают разные значения ГКФ.

Далее решается обратная задача подбора наиболее подходящего композиционного состава по данным ГКФ с использованием модуля адаптации tNavigator. Результаты работы модуля демонстрируются в табл. 8, где приведены номер состава, давление начала конденсации начального состава, от которого он был восстановлен, $P_{нк}$ состава, невязка по ГКФ. В результате по наименьшей невязке ГКФ выбирается 32-й состав как наилучший. Однако в силу малой величины невязки составы с номерами 39, 22, 33 и 21 также могут считаться подходящими составами. Отклонение по значениям $ПС_{5+}$ этих составов от лучшего 32-го состава составляет 5,8%, 3,4%, 9,4% и 6.3% соответственно. Поскольку погрешность не превышает 10%, на практике для реального месторождения это считается приемлемой погрешностью. Для производственных задач, требующих большей точности, необходимо подбирать оборудование и планировать ГКИ так, чтобы обеспечить высокую точность измерения дебита газа и конденсата.

В дальнейшем 32-й композиционный состав, выбранный в качестве лучшего, фиксируется и проводится подбор основных параметров ГД-модели с помощью минимизации разницы между модельными и реальными данными по дебитам из ГЖ. Начальные значения параметров ГД-модели задаются в соответствии с табл. 3, 4. Подбор параметров ГД-модели проводится с использованием метода поверхности отклика из модуля адаптации симулятора tNavigator, при этом в качестве целевой функции выбирается невязка по дебиту газа. Согласно проведенным расчетам метод поверхности отклика сходится за 1377 вычислений целевой функции с финальными невязками по дебиту газа, дебиту конденсата и ГКФ, равными 0,7%, 1,72% и 3.5% соответственно. Конечные результаты подбора параметров ГД-модели представлены в табл. 9.

На рис. 13–15 в качестве иллюстрации представлена работа оптимизационного алгоритма, где показаны профили дебитов конденсата, газа и ГКФ соответственно, полученные при подборе параметров ГД-модели. Отметим хорошее качественное согласование расчетных профилей добычи конденсата и газа с данными ГЖ. Подчеркнем также, что в процессе адаптации считается средняя невязка по всему массиву временных точек. Поэтому, несмотря на небольшие значения невязок в целом, для первого режима наблюдается самое большое

Параметр	Найденное значение	Параметр	Найденное значение
Проницаемость, мД	0,375	n_G	5,01
Полудлина трещины, м	89	n_{pG}	1,9
Песчанистость	0,76	n_{OG}	3,9
Температура пласта, °C	113,4	n_W	2,78
Пористость	0,19	n_{pW}	5,3
k_{rGR}	0,39	n_{OW}	2,14
k_{rORG}	0,18	p_{cOG}	0,33
k_{rWR}	0,0019	p_{cOW}	0,19
S_{GL}	0,271	n_{pG}	1,9
S_{WL}	0,49	n_{OG}	3,9
S_{OGCR}	0,077		

Табл. 9. Полученные значения параметров ГД-модели при решении обратной задачи при адаптации на реальные данные дебитов

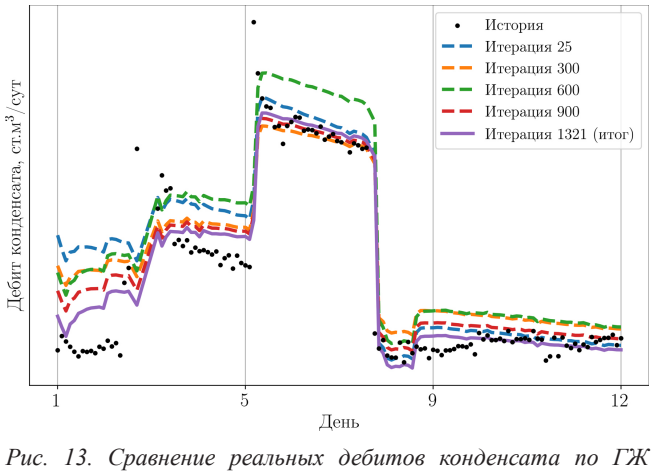


Рис. 13. Сравнение реальных дебитов конденсата по ГЖ (черные точки) и полученных в ходе подбора параметров ГД-модели

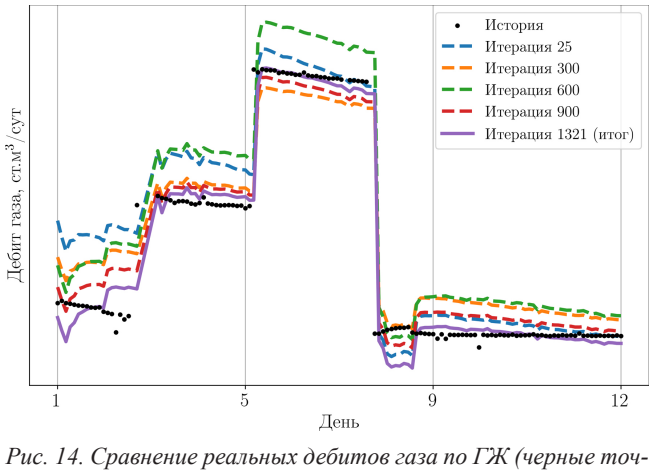


Рис. 14. Сравнение реальных дебитов газа по ГЖ (черные точки) и полученных в ходе подбора параметров ГД-модели

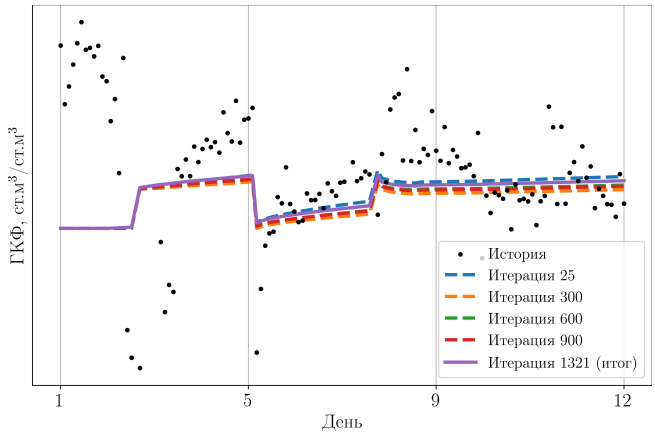


Рис. 15. Сравнение реальных данных по ГКФ из ГЖ (черные точки) и полученных в ходе подбора параметров ГД-модели

расхождение с историческими данными как для дебитов газа и конденсата, так и для ГКФ. Лучше всего согласуется последний, 4-й режим. Такое поведение можно объяснить ограничениями нашей ГД-модели, в которой рассматриваются однородный пласт и однофазный флюид в начальный момент времени, используются достаточно большие размеры ячейки вокруг трещин и скважины (10 м), а также не проводится аккуратное моделирование течения в скважине. Все это, возможно, не позволяет в том числе описать резкие скачки ГКФ при смене режима. Не исключены также погрешности замера дебита конденсата на сепараторе.

Заключение

В работе предложена и проанализирована методика численного донасыщения обедненного газа тяжелыми компонентами, которая позволила на модельных данных воспроизвести исходный состав после его искусственного обеднения.

На основе данного способа донасыщения с использованием симулятора tNavigator для решения прямой задачи многофазной многокомпонентной фильтрации в пласте получено решение обратной задачи об определении компонентного состава ГКС в предположении, что все остальные параметры модели известны. В качестве целевой функции для минимизации при решении обратной задачи рассмотрены отклонения (невязки) модельных значений дебитов газа, дебитов конденсата и их отношения (ГКФ) от фактических полевых данных. При анализе решения на синтетических данных показано, что состав может быть определен путем минимизации любой из целевых функций.

В рамках исследования корректности обратной задачи проанализировано влияние неопределенностей в параметрах гидродинамической модели на решение обратной задачи об определении компонентного состава. Решение обратной задачи оказывается наименее чувствительным к варьированию параметров при использовании невязки по ГКФ как целевой функции. Показано также, что данное решение является устойчивым к неопределенности в значениях ГКФ. Если же проводить минимизацию невязки по дебитам газа или конденсата, то решение обратной задачи сильно зависит от параметров гидродинамической модели.

На основании проведенного анализа чувствительности предложен способ одновременного определения компонентного состава и основных параметров гидродинамической модели с помощью разделения на две подзадачи. Сначала решается обратная задача для поиска лучшего состава по невязке по ГКФ из набора составов, полученных на основе численных методик восстановления обедненного газа. Далее осуществляется подбор основных параметров пласта в гидродинамической модели на основе невязок конденсата и/или газа при фиксированном наилучшем составе.

Применение этой методики к реальной скважине, для которой предоставлены промысловые данные, позволяет выбрать наиболее подходящий компонентный состав и получить приемлемую невязку по дебитам газа и конденсата.

Таким образом, предложенный комплексный подход позволяет до проведения газоконденсатных исследований оценивать репрезентативность отобранных проб, в том числе для случаев, когда отбор кондиционных проб невозможен, запланировать дополнительные исследования для восстановления свойств и состава начального пластового газа.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Передовой инженерной школы НГУ и Научно-образовательного центра «Газпромнефть-НГУ». Вклад А.Н. Байкина поддержан стипендией Президента РФ (грант № СП-1703.2022.1). Коллектив авторов выражает благодарность компании Рок Флоу Динамикс за предоставление академической лицензии симулятора tNavigator.

Литература

Брусиловский А., Промзелев И. (2013). О методических подходах к уточнению PVT-свойств пластовой нефти двухфазных залежей. *Вести газовой науки*, 12(1), с. 41–45.

Брусиловский А., Ющенко Т. (2016). Научно обоснованный инженерный метод определения компонентного состава и PVT свойств пластовых углеводородных смесей при неполной исходной информации. *PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, (1), с. 68–74.

ГОСТ Р 57851.4–2017. (2017). Смесь газоконденсатная. Часть 4. Расчет компонентно-фракционного состава. М.: Стандартинформ, 46 с.

Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. (1984). Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М.: Недра, 486 с.

Лапшин В.И., Посевич А.Г., Константинов А.А., Волков А.Н. (2019). Особенности определения газоконденсатных характеристик при освоении глубокозалегающих месторождений с большой продуктивной толщей. *Вести газовой науки*, 38(1), с. 29–40.

Р-Газпром 086-2010. (2011). Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: в 2 ч. М.: ООО «Газпром экспо».

Bonyadi M., Esmaeilzadeh F., Mowla D., Nematollahi M. (2014). Theoretical and experimental determination of initial reservoir fluid in a lean gas condensate reservoir. J*ournal of Petroleum Science and Engineering*, 114, pp. 74–81. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.01.003

Elsharkawy A.M. (2002). Predicting the dew point pressure for gas condensate reservoirs: empirical models and equations of state. *Fluid Phase Equilibria*, 193(1–2), pp. 147–165. https://doi.org/10.1016/S0378-3812(01)00724-5

Fevang Ø., Whitson C.H. (1994). Accurate insitu compositions in petroleum reservoirs. *European Petroleum Conference*, SPE-28829-MS. https://doi.org/10.2118/28829-MS

Myron B.A. (2021).The Mathematics of Fluid Flow Through Porous Media. Wiley, 224 p. https://doi.org/10.1002/9781119663881

Osfouri S., Azin R. (2016). An overview of challenges and errors in sampling and recombination of gas condensate fluids. *Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology*, 3(1), pp. 1–14. https://doi.org/10.22034/jogpt.2016.43155

Promzelev I., Brusilovsky A., Kuporosov D., Yushchenko T. (2018). Peculiarities of Identification of Reservoir Fluids Properties of Two-Phase With Oil Rim and Gas Cap Deposits: From Sampling to Justification of the Parameters for Calculating Reserves and PVT Data for Hydrodynamic Simulation of Field Development. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-191566-18RPTC-MS. https://doi.org/10.2118/191566-18RPTC-MS

Reffstrup J., Olsen H. (1994) Evaluation of PVT data from low permeability gas condensate reservoirs. *North Sea Oil and Gas Reservoirs – III.* Ed. by J.O. Aasen, E. Berg, A.T. Buller, O. Hjelmeland, R.M. Holt, J. Kleppe, O. Torsæter. Dordrecht: Springer, pp. 289–296. https://doi.org/10.1007/978-94-011-0896-6_25

Schebetov A., Rimoldi A., Piana M. (2010). Quality check of gas-condensate PVT studies and EOS modelling under input data uncertainty. *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*, SPE-133258-MS. https://doi.org/10.2118/133258-MS

tNavigator 23.1. (2023). Симулятор. Техническое руководство, RFD: Rock Flow Dynamics, 3855 с.

Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E. (1969). Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *Journal of Petrol Technology*, 21(11), pp. 1475–1482. https://doi.org/10.2118/2198-PA

Yang Y., Wang H., Lun Z., Hu W. (2020). A new method to calculate the in-situ compositions of gas condensate reservoirs. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, pp. 1–13. https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1827093

Сведения об авторах

Азат Альбертович Гимазов – кандидат физ.-мат. наук, руководитель программ, Центр компетенций по газовым проектам, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79

e-mail: Gimazov.AA@gazprom-neft.ru

Бунед Холматжонович Имомназаров – младший научный сотрудник, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, д. 15

e-mail: b.imomnazarov@g.nsu.ru

Ботагоз Николаевна Старовойтова – кандидат физ.-мат. наук, научный сотрудник, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, д. 15

e-mail: b.starovoitova@nsu.ru

Алексей Николаевич Байкин – кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Лаврентьева, д. 15

e-mail: alexey.baykin@gmail.com

Владимир Маркович Бабин – эксперт, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79

e-mail: Babin.VM@gazprom-neft.ru

Денис Фанилевич Хамидуллин – ведущий специалист, Центр компетенций по газовым проектам, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79

e-mail: khamidullin.df@gazpromneft-ntc.ru

Дмитрий Николаевич Купоросов – начальник отдела, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79

e-mail: Kuporosov.DN@gazprom-neft.ru

Статья поступила в редакцию 28.06.2024;
Принята к публикации 06.09.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Solution of the Inverse Problem of Determining the Initial Hydrocarbons Composition in a Gas-Condensate Reservoir Using Field Data

A.A. Gimazov[1], B.Kh. Imomnazarov[2,3], B.N. Starovoytova[2,3], A.N. Baykin[2,3], V.M. Babin[1], D.F. Khamidullin[1], D.N. Kuporosov[1]*

[1]*Gazpromneft Group of Companies, Saint Petersburg, Russian Federation*
[2]*Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation*
[3]*Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Azat A. Gimazov, e-mail: Gimazov.AA@gazprom-neft.ru*

Abstract. The paper is devoted to the problem of determining the composition of reservoir gas for gas condensate fields. A methodology for planning gas condensate tests (GCT) is proposed, which allows to assess the possibility of obtaining conditioned samples of reservoir fluid. For the case when it is impossible to take conditioned samples, an approach for their interpretation is developed.

At the first step it is proposed to numerically create a set of compositions by adding to the gas of the laboratory "depleted" composition a certain amount of condensate equilibrated to it. The resulting compositions have different condensation onset pressures above the laboratory pressure. Subsequently, for each of the obtained compositions hydrodynamic (HD) modeling should be carried out and the composition for which the obtained values of condensate and gas flow rates and gas oil ratio (GOR) are close to the GCT data should be selected.

The analysis of numerical experiments on synthetic flow rate data for a typical well shows a significant dependence of GOR on the component composition and low sensitivity to changes in the main parameters of the HD model. When

adjusting the HD model according to the actual data, it is proposed to first select from the set of reconstructed compositions the one for which the model GOR values will be closest to the actual data. The next step, when the selected composition is fixed, is the selection of other parameters of the HD model based on the data of gas and condensate flow rates. This methodology was demonstrated to determine the component composition and main reservoir parameters from GOR data for one real well.

Keywords: composition recovery, PVT model, inverse problem, gas oil ratio, hydrodynamic modeling

Acknowledgements

The work was supported by the NSU Advanced Engineering School and the Scientific and Educational Center "Gazpromneft-NGU". The contribution of Baykin A. N. was supported by the Stipend of the President of the Russian Federation for young scientists (grant № SP-1703.2022.1). The team of authors expresses gratitude to Rock Flow Dynamics for providing the academic license of the tNavigator simulator.

Recommended citation: Gimazov A.A., Imomnazarov B.Kh., Starovoytova B.N., Baykin A.N., Babin V.M., Khamidullin D.F., Kuporosov D.N. (2024). Solution of the Inverse Problem of Determining the Initial Hydrocarbons Composition in a Gas-Condensate Reservoir Using Field Data. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 73–86. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.9

References

Bonyadi M., Esmaeilzadeh F., Mowla D., Nematollahi M. (2014). Theoretical and experimental determination of initial reservoir fluid in a lean gas condensate reservoir. J*ournal of Petroleum Science and Engineering*, 114, pp. 74–81. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.01.003

Brusilobskiy A.I., Promzelev I. (2013). About methodological approaches to identification reservoir oil PVT-properties in gas-oil deposits. *Vesti gazovoy nauki*, 12(1), pp. 41–45. (In Russ.)

Brusilovskiy A.I., Yushchenko T.S. (2016). Two-phase deposits: Methodology approach to the identification of composition and PVT properties of reservoir hydrocarbon fluids using limited initial information. *PROneft*, (1). pp. 68–74. (In Russ.)

Elsharkawy A.M. (2002). Predicting the dew point pressure for gas condensate reservoirs: empirical models and equations of state. *Fluid Phase Equilibria*, 193(1–2), pp. 147–165. https://doi.org/10.1016/S0378-3812(01)00724-5

Fevang Ø., Whitson C.H. (1994). Accurate insitu compositions in petroleum reservoirs. *European Petroleum Conference*, SPE-28829-MS. https://doi.org/10.2118/28829-MS

Korotaev Iu.P., Shirkovskii A.I. (1984). Gas production, transportation and underground storage. Moscow: Nedra, 487 p. (In Russ.)

Lapshin V.I., Posevich A.G., Konstantinov A.A., Volkov A.N. (2019). Special features in determination of gas-condensate characteristics during development of deep-seated fields with huge productive strata. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers,* 38(1), pp. 29–40. (In Russ.)

Myron B.A. (2021).The Mathematics of Fluid Flow Through Porous Media. Wiley, 224 p. https://doi.org/10.1002/9781119663881

Osfouri S., Azin R. (2016). An overview of challenges and errors in sampling and recombination of gas condensate fluids. *Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology*, 3(1), pp. 1–14. https://doi.org/10.22034/jogpt.2016.43155

Promzelev I., Brusilovsky A., Kuporosov D., Yushchenko T. (2018). Peculiarities of Identification of Reservoir Fluids Properties of Two-Phase With Oil Rim and Gas Cap Deposits: From Sampling to Justification of the Parameters for Calculating Reserves and PVT Data for Hydrodynamic Simulation of Field Development. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-191566-18RPTC-MS. https://doi.org/10.2118/191566-18RPTC-MS

R Gazprom 086–2010. (2011). Instruction for comprehensive gas and gas condensate well studies. In 2 Parts. Moscow: Gazprom. (In Russ.)

Reffstrup J., Olsen H. (1994) Evaluation of PVT data from low permeability gas condensate reservoirs. *North Sea Oil and Gas Reservoirs – III*. Ed. by J.O. Aasen, E. Berg, A.T. Buller, O. Hjelmeland, R.M. Holt, J. Kleppe, O. Torsæter. Dordrecht: Springer, pp. 289–296. https://doi.org/10.1007/978-94-011-0896-6_25

Schebetov A., Rimoldi A., Piana M. (2010). Quality check of gas-condensate PVT studies and EOS modelling under input data uncertainty. *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*, SPE-133258-MS. https://doi.org/10.2118/133258-MS

State Standard 57851.4–2017. (2017). Gas condensate mixture. Part 4. Calculation of the component and fraction composition, Moscow: Standartinform. (In Russ.)

tNavigator 23.1. (2023). Симулятор. Техническое руководство, RFD: Rock Flow Dynamics, 3855 с.

Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E. (1969). Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *Journal of Petrol Technology*, 21(11), pp. 1475–1482. https://doi.org/10.2118/2198-PA

Yang Y., Wang H., Lun Z., Hu W. (2020). A new method to calculate the in-situ compositions of gas condensate reservoirs. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, pp. 1–13. https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1827093

About the Authors

Azat A. Gimazov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Programm Leader, Gazpromneft Group of Companies

75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation

e-mail: Gimazov.AA@gazpromneft-ntc.ru

Buned Kh. Imomnazarov – Junior Researcher, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

15, Ac. Lavrentyev ave., 630090, Novosibirsk, Russian Federation

e-mail: b.imomnazarov@g.nsu.ru

Botagoz N. Starovoytova – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Researcher, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

15, Ac. Lavrentyev ave., 630090, Novosibirsk, Russian Federation

e-mail: b.starovoitova@nsu.ru

Alexey N. Baykin – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

15, Ac. Lavrentyev ave., 630090, Novosibirsk, Russian Federation

e-mail: a.baikin@g.nsu.ru

Vladimir M. Babin – Expert, Gazpromneft Group of Companies

75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation

e-mail: Babin.VM@gazprom-neft.ru

Denis F. Khamidullin – Lead Specialist, Gazpromneft Group of Companies

75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation

e-mail: khamidullin.df@gazpromneft-ntc.ru

Dmitriy N. Kuporosov – Head of Department, Gazpromneft Group of Companies

75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russian Federation

e-mail: Kuporosov.DN@gazprom-neft.ru

Manuscript received 28 June 2024;
Accepted 6 September 2024;
Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.10

УДК 553.982

Эволюция геометрии песчаных тел прибрежной равнины в условиях трансгрессии (на примере пластов группы ТП Танопчинской свиты)

А.С. Потапова[1], В.А. Кузнецова[2]*

[1]ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

[2]ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

В работе рассмотрено улучшение прогностической способности геологической модели пластов прибрежного генезиса при оценке запасов углеводородов и при заложении эксплуатационного фонда скважин. Представлены результаты анализа геометрии песчаных тел пластов группы ТП Танопчинской свиты. Для определения морфологии песчаников использован комплексный подход, который учитывает результаты седиментологических исследований керна, данные геофизических исследований скважин, материалы 3D-сейсморазведки. Детально изучены условия формирования этих пород на основе фактического материала (керна), приведены фотографии с характерными структурно-текстурными особенностями пород, позволяющими установить условия их формирования. Детально проанализированы срезы спектральной декомпозиции в изучаемом интервале на нескольких лицензионных участках ПАО «НОВАТЭК».

Установлены и объяснены причины изменения геометрии песчаных тел с позиции сиквенс-стратиграфии. Кроме того, сформировано представление о вертикальной эволюции прибрежной зоны в условиях трансгрессии моря. Изучены также фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород по замерам пористости и проницаемости более чем на 700 образцах керна, сформированных в разных обстановках осадконакопления. Даны рекомендации по практическому использованию установленных закономерностей изменения ФЕС, геометрии песчаных тел при построении геологической модели залежей углеводородов, что позволит повысить эффективность эксплуатационного бурения.

Ключевые слова: седиментологический анализ, обстановки осадконакопления, поверхность затопления, трансгрессия, геометрия песчаных тел

Для цитирования: Потапова А.С., Кузнецова В.А. (2024). Эволюция геометрии песчаных тел прибрежной равнины в условиях трансгрессии (на примере пластов группы ТП Танопчинской свиты). *Георесурсы,* 26(3), с. 87–95. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.10

Введение

Пласты группы ТП Танопчинской свиты содержат значительную часть запасов углеводородов, характеризуются резкой латеральной изменчивостью и имеют сложное геологическое строение. Поэтому для повышения эффективности бурения и оценки ресурсной базы требуется понимание распространения песчаников как по разрезу, так и по площади, что возможно лишь после реконструкции обстановок.

Целью настоящей работы является улучшение прогностической способности геологической модели пластов прибрежного генезиса при оценке запасов углеводородов и заложении эксплуатационного фонда скважин.

Методика работ

В процессе работы нами изучен керн, поднятый из 7 скважин в интервале пластов ТП1–ТП0 (границы пластов ТП2, ТП1 и ТП0 приняты согласно стратотипу танопчинской свиты, скважины Арктическая 9), суммарный метраж более 200 м (рис. 1). Для определения условий осадконакопления, в которых формировались пласты ТП1–ТП0, проведен детальный седиментологический анализ пород. При описании керна установлены основные диагностические признаки: структурно-текстурные особенности, выполнен ихнофациальный анализ, повышенное внимание уделялось типам контактов, эрозионным поверхностям.

Результаты

При описании керна в интервале пласта ТП1 установлены многочисленные признаки приливно-отливных процессов: ритмичная; косая разнонаправленная слоистость, отражающая влияние приливно-отливных течений; сдвоенные илистые слойки, маркирующие стояние воды во время приливов. Биотурбация развита достаточно широко, однако преобладают ихновиды, устойчивые к колебаниям солености придонных вод (*Lingulichnus*, *Planolites*, *Cylindrichnus*).

В керне присутствуют также многочисленные остатки корневых систем древних растений (ризокреции) и прослои углей, что указывает на формирование отложений в условиях прибрежной равнины с влиянием

* Ответственный автор: Анастасия Сергеевна Потапова
e-mail: a.s.potapova@novatek.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

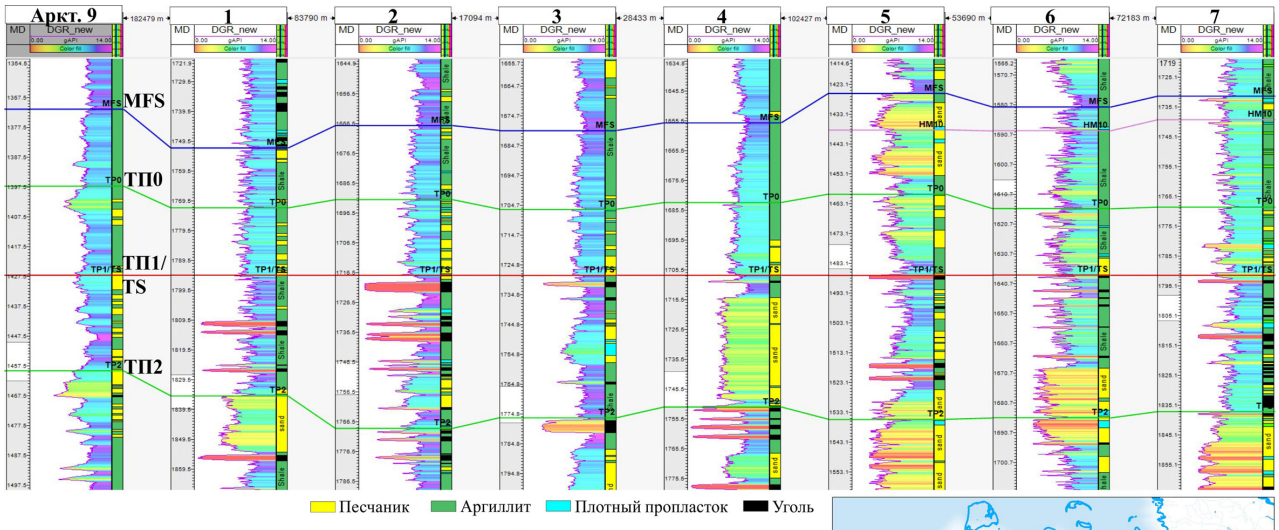


Рис. 1. Корреляция изучаемого разреза со стратотипом Танопчинской свиты скв. Арктическая 9

приливно-отливных процессов, рассеченной многочисленными каналами и ручьями. Скважина № 3 вскрыла отложения речного русла, которое хорошо диагностируется по резкому эрозионному контакту, подчеркнутому мелкими интракластами и крупной косой слоистостью (рис. 2). В верхней части русла видны ритмичные слойки, разнонаправленная косая слоистость. Во время накопления этих отложений морская вода заполняла речные русла при приливах, что и обусловило такую ритмичную слоистость.

Выше в разрезе встречаются многочисленные прослои углей, формирование которых происходило за счет подъема уровня грунтовых вод и заболачивания территории. Далее по керну имеются отложения заливов, таким образом, речные русла не только начинают затапливаться во время приливов, но и превращаются в эстуарии (Уолкер, Джеймс, 2017). Рассматриваемый разрез является типичным для трансгрессивного цикла.

Кроме того, выше по керну выделена трансгрессивная поверхность, которая маркирует резкую смену отложений (рис. 3). При повышении уровня моря нижележащие отложения перерабатывались волнами, поэтому вышележащие отложения залегают с несогласием.

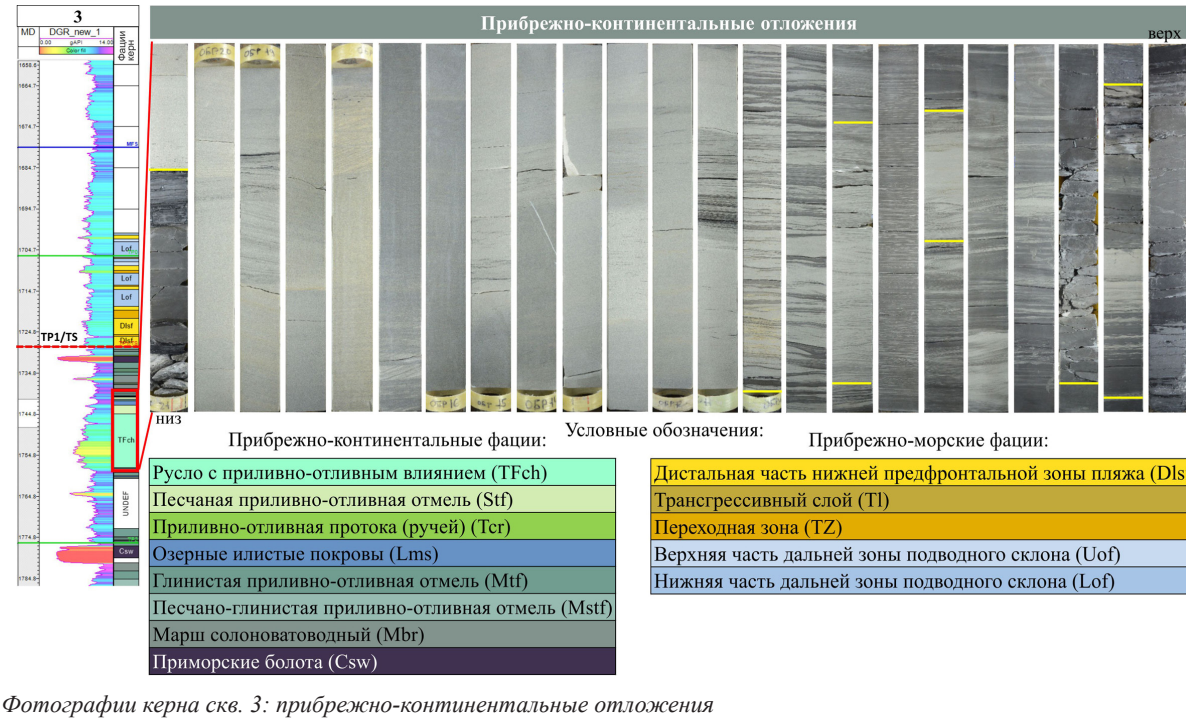


Рис. 2. Фотографии керна скв. 3: прибрежно-континентальные отложения

После трансгрессивной поверхности прибрежно-континентальные отложения перекрываются мелководно-морскими. Они хорошо диагностируются по наличию волновой ряби, тонких штормовых прослоев, а также по обилию и разнообразию морской биотурбации (выше поверхности затопления, обозначенной красной пунктирной линией на рис. 3).

Скважина № 7 не вскрыла русловые отложения (рис. 4). Разрез представлен чередованием углистых отложений приморских болот, глинистых алевролитов озер, маршей с крупными остатками корневых систем наземных растений, которые выше трансгрессивной поверхности также перекрываются мелководно-морскими отложениями.

На рис. 5 представлены схема корреляции и фотографии керна поверхности затопления, вскрытой скважинами на многих лицензионных участках (ЛУ) ПАО «НОВАТЭК». Выделенная поверхность затопления отражает начало региональной раннеальбской трансгрессии и знаменует переход от прибрежно-континентальных к мелководно-морским и далее к морским условиям седиментации.

Наличие поверхности затопления, отражающей смену от прибрежных к мелководно-морским обстановкам, свидетельствует о формировании отложений в трансгрессивном системном тракте.

Пласт ТП1 формировался в условиях прибрежной равнины, где морские воды проникали в речные русла лишь во время высоких приливов (рис. 6), следовательно,

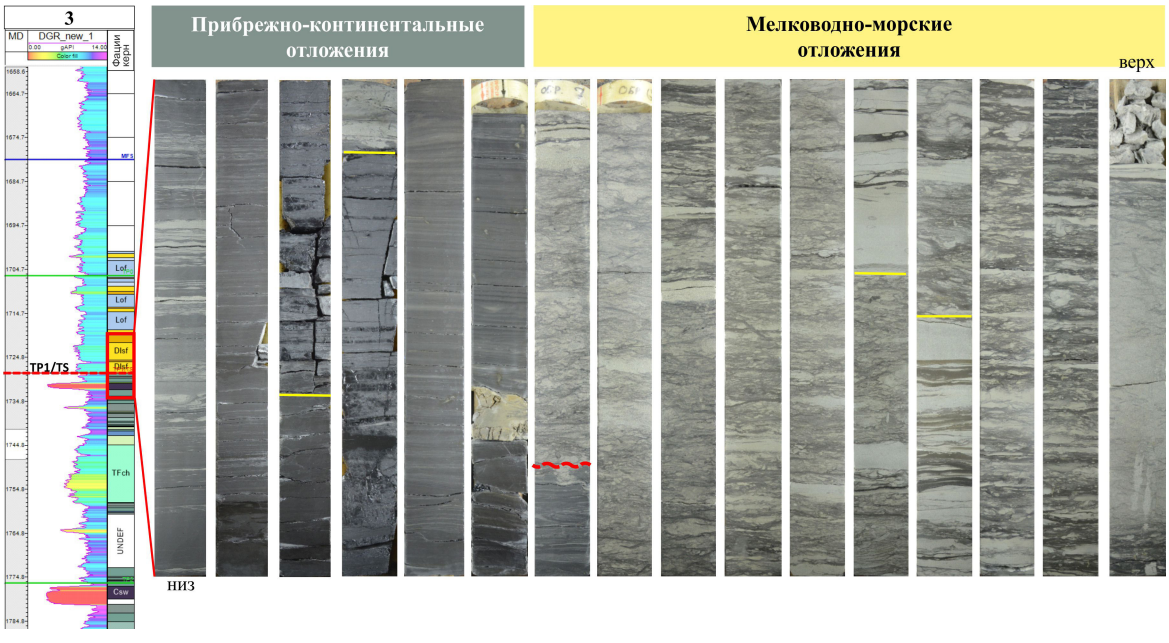


Рис. 3. Фотографии керна скв. 3: смена прибрежно-континентальных на мелководно-морские отложения. Красной пунктирной линией показана трансгрессивная поверхность, желтой линией – границы литологических слоев. Условные обозначения фаций см. на рис. 2

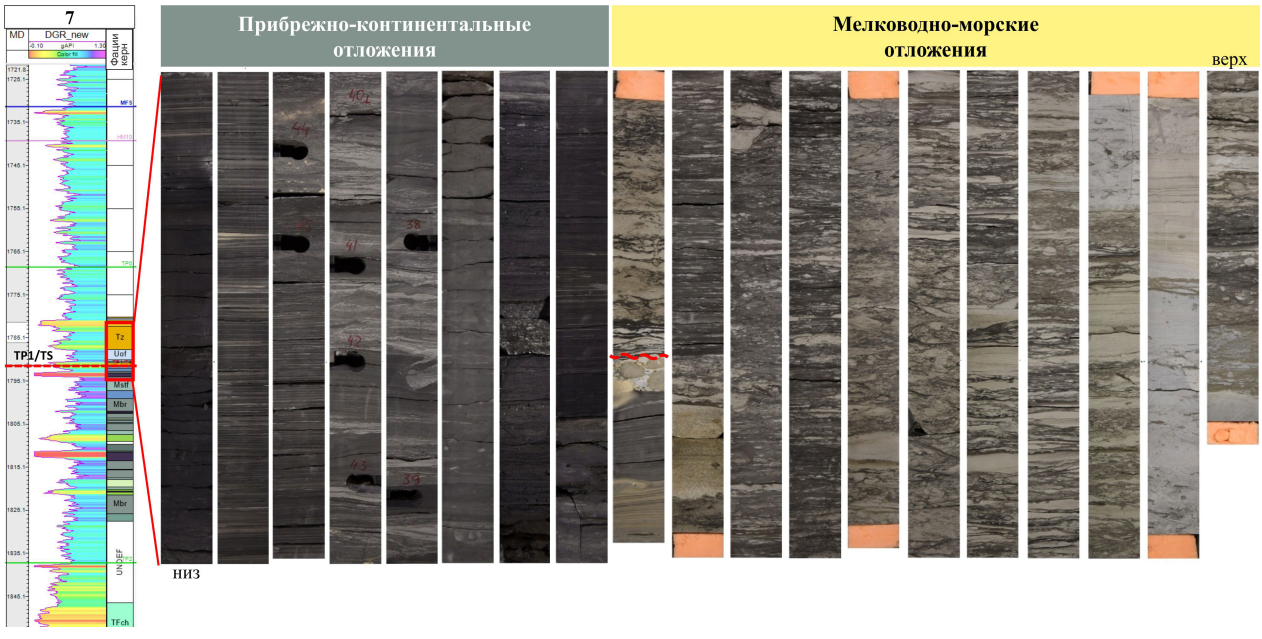
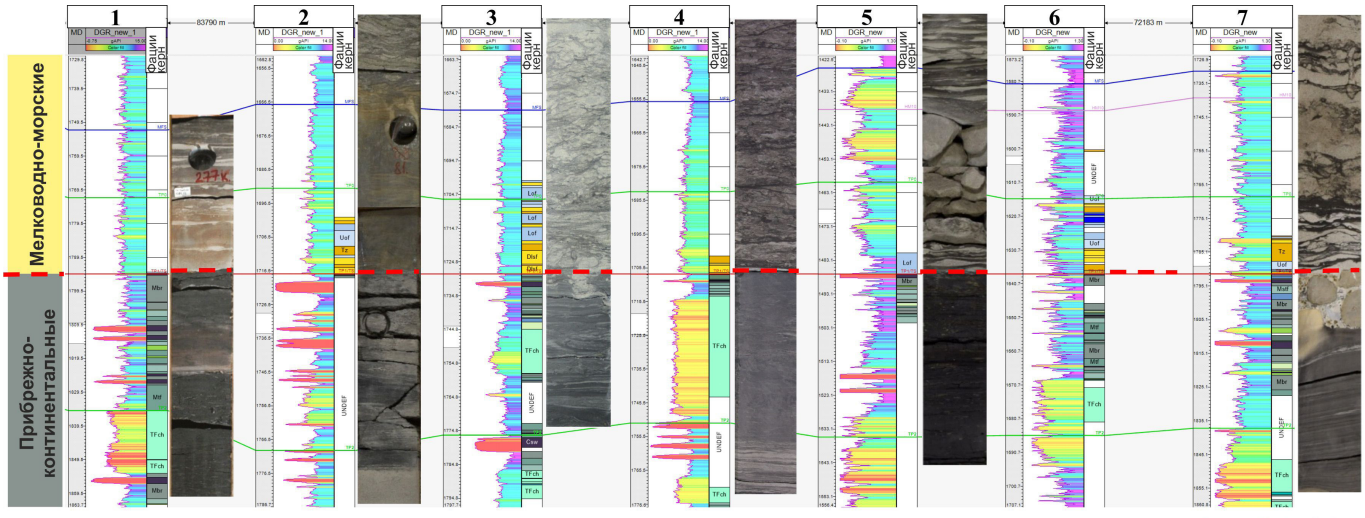


Рис. 4. Фотографии керна скв. 7: смена прибрежно-континентальных на мелководно-морские отложения. Красной пунктирной линией показана трансгрессивная поверхность. Условные обозначения фаций см. на рис. 2



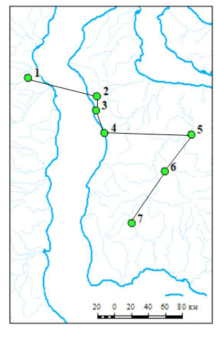


Рис. 5. Корреляция поверхности затопления на основе кернового материала и гамма-каротажа. Условные обозначения фаций см. рис. 2

в пласте ТП1 песчаные тела связаны с русловыми поясами и мелкими каналами шнурковой геометрии.

Пласт ТП0 образовывался в мелководно-морских обстановках, средняя глубина составляет до 20–30 м. Выше поверхности затопления (кровли пласта ТП1) песчаники залегают в виде маломощных песчаных прослоев, более мелкозернистых и заглинизированных вследствие интенсивной биотурбации осадка, которые постепенно выклиниваются в сторону бассейна. Таким образом, в керне представлена смена фаций, характерная для этапа трансгрессии.

После детального изучения керна, которое дало понимание о предполагаемой геометрии песчаных тел и скважинной корреляции отложений, выполнена фациальная интерпретация данных сейсморазведки. Для анализа морфологии песчаных тел использованы срезы спектральной декомпозиции.

Под спектральной декомпозицией волнового поля понимается разложение сейсмического сигнала на спектральные, то есть частотные, составляющие. Волновое поле может быть рассмотрено как суперпозиция разночастотных компонент, которые не являются стационарными, а меняются вдоль сейсмической трассы, отражая влияние геологической среды на спектральный состав сейсмической записи. В основе спектральной декомпозиции лежит предположение о том, что локальное изучение спектра волнового поля позволяет получить больше информации о внутреннем строении геологических объектов (Буторин, 2016).

По керну установлено, что отложения пласта ТП1 формировались в прибрежной равнине, рассеченной руслами. Срез слева на рис. 7 соответствует интервалу пластов ТП1–ТП2. Скважина № 1 вскрывает русловое тело, что подтверждается керновым материалом и характерной для русел блоковой формой кривой гамма-каротажа (ГК). Это русло на начальном этапе трансгрессии заполняется песчаником и далее перекрывается отложениями заливов.

Рис. 6. Современный аналог условий формирования пластов ТП1–ТП0

На срезе синий и голубой цвета хорошо отражают элементы крупных меандрирующих речных русел, визуализируются их притоки. Яркие желтые цвета связаны с наличием углей и развитием болот в межрусловых участках. Срез спектральной декомпозиции на рис. 7 справа соответствует интервалу пласта ТП0. Отложения образовывались в мелководно-морских обстановках, которые, как правило, хорошо выдержанные по латерали и маломощные, поэтому срезы выглядят неконтрастными (детали седиментологических объектов отсвечивают от нижележащих отложений).

На рис. 8 представлены срезы спектральной декомпозиции по ЛУ 2. Согласно исследованиям керна, скв. № 7 вскрывает отложения приморских болот и озер, приливно-отливных отмелей и маршей. На срезе в интервале ТП1–ТП2 (рис. 8. слева) видно, что скв. № 7 находится за пределами крупного меандрирующего русла. В то время как скв. № 7^1, которая попадает в зону руслового пояса, вскрывает мощные песчаные тела.

На рис. 9 показан срез спектральной декомпозиции в более крупном масштабе, где хорошо видны элементы русловой системы: прослеживаются детали аккреционного комплекса, более темные оттенки могут служить зонами разобщения песчаных тел пойнт-баров.

На рис. 10 показаны срезы спектральной декомпозиции по ЛУ 3. В интервале пластов ТП1–ТП2 отмечено несколько разновозрастных объектов, которые накладываются друг на друга. Скважины № 2 и 3 находятся на краю речных русел. По керновому материалу и кривой ГК диагностируются песчаные тела, связанные с отложениями каналов. Скважина № 4 расположена на краю более крупного, широкого руслового пояса, которое разливается на ширину до 10 км (примерно, как ширина современной реки Обь). Наличие руслового тела подтверждается

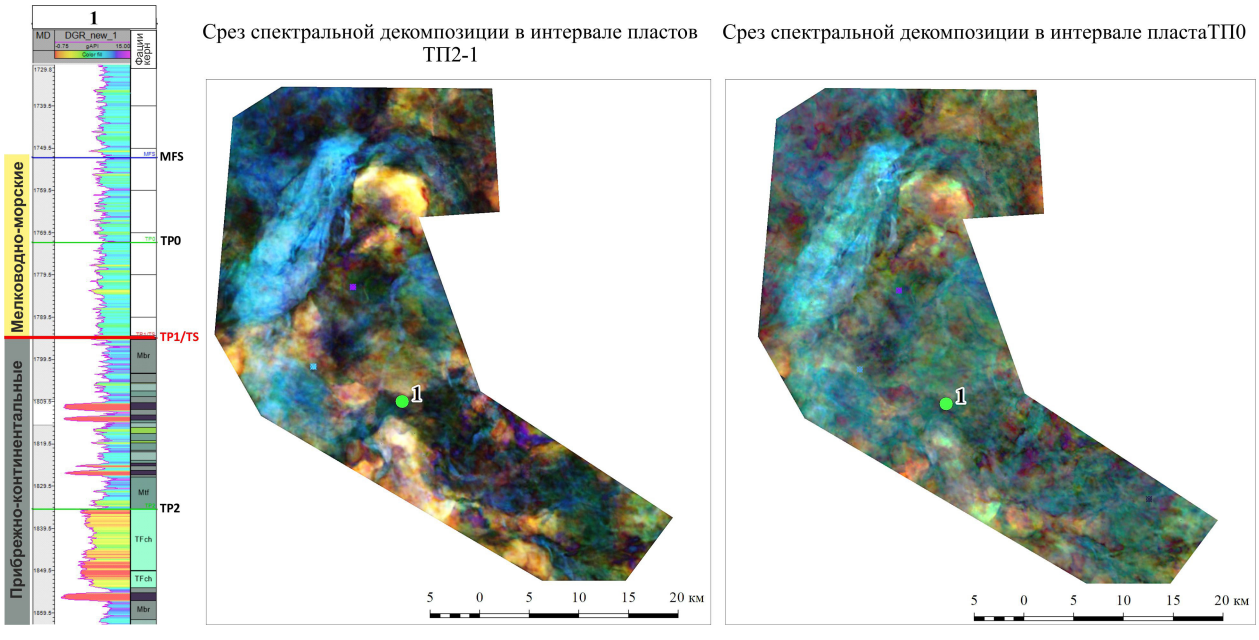


Рис. 7. Срезы спектральной декомпозиции в интервале пластов ТП1–ТП2 (слева) и ТП0 (справа). Лицензионный участок 1

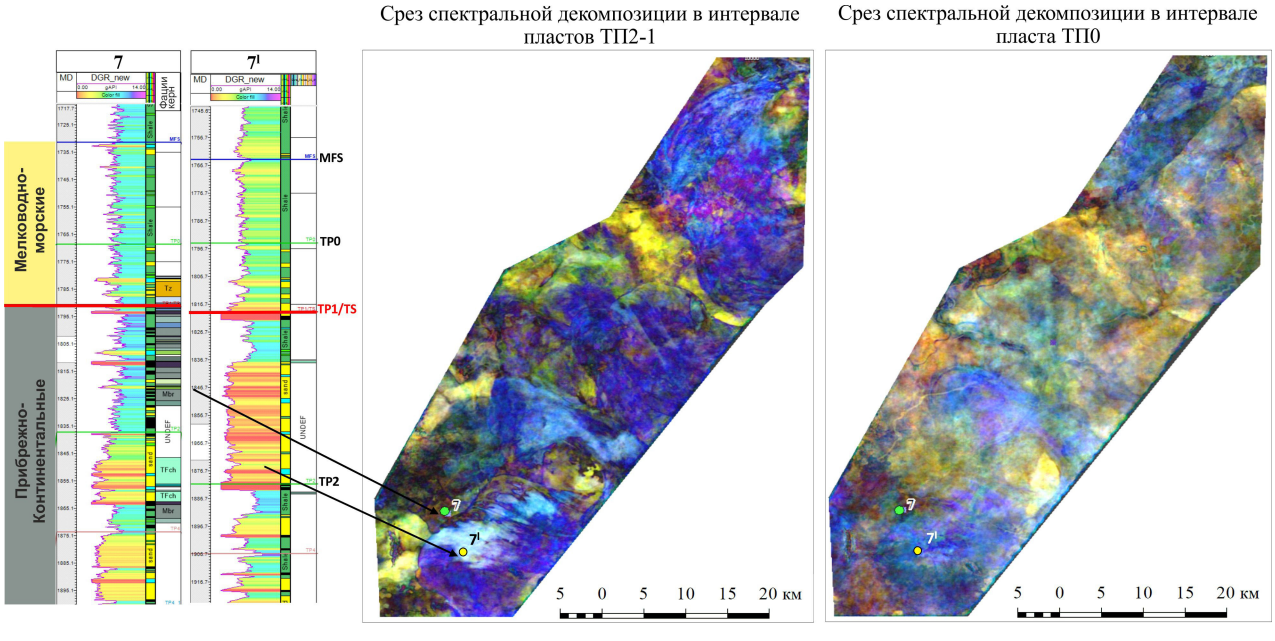


Рис. 8. Срезы спектральной декомпозиции в интервале пластов ТП1–ТП2 (слева) и ТП0 (справа). Лицензионный участок 2

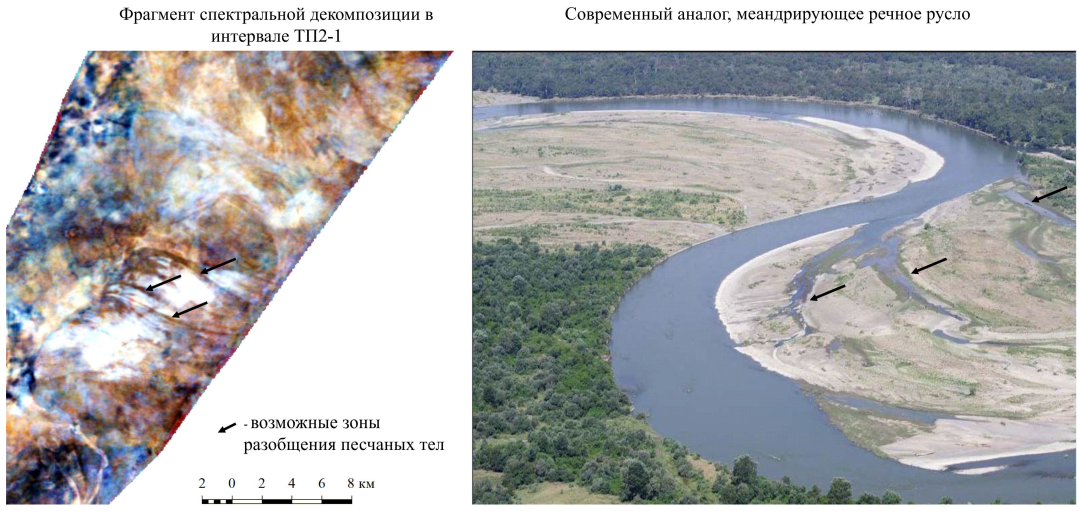


Рис. 9. Срез спектральной декомпозиции в интервале пластов ТП1–ТП2 (слева) и современный аналог условий формирования отложений (справа)

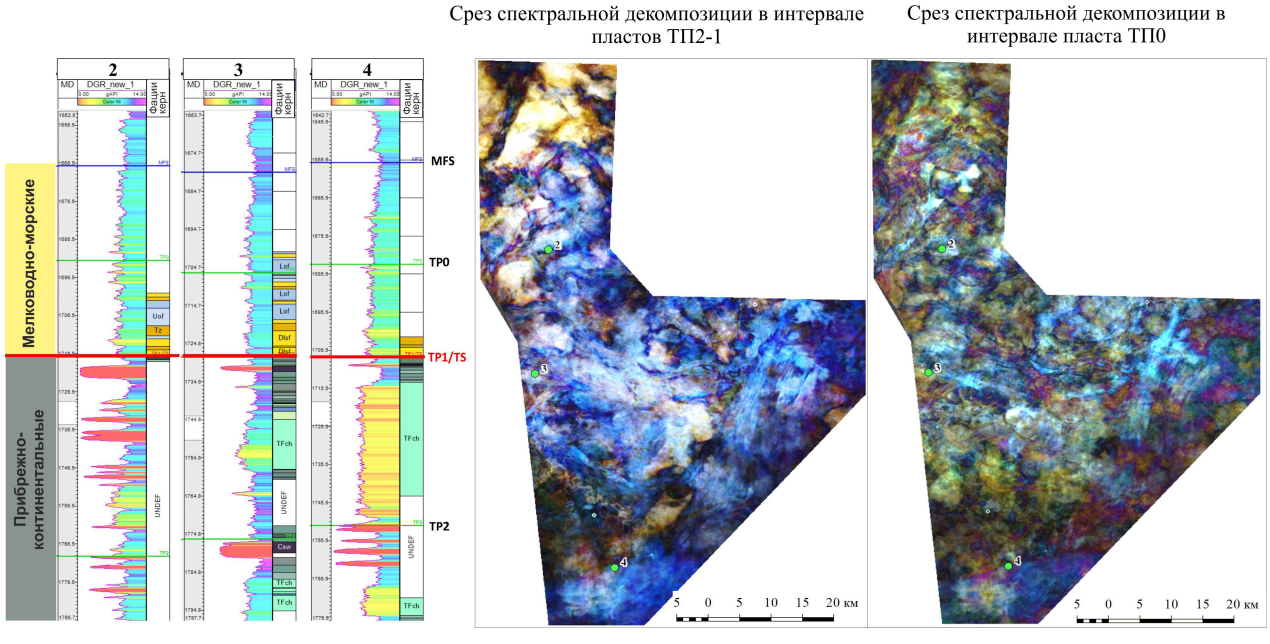


Рис. 10. Срезы спектральной декомпозиции в интервале пластов ТП1–ТП2 (слева) и ТП0 (справа). Лицензионный участок 3

данными керна и каротажа. На рис. 10 (справа) представлен срез спектральной декомпозиции в интервале пласта ТП0, он также менее контрастный, как и на предыдущем участке, что связано с затоплением территории.

Обсуждение результатов

Согласно проведенным исследованиям на большинстве ЛУ ПАО «НОВАТЭК» в пласте ТП1 преобладают крупные меандрирующие русла с широкой палеодолиной (как на рис. 8, слева). Расширение русловых поясов в пласте ТП1 по сравнению с нижележащими пластами свидетельствует о повышении базиса эрозии и выработке профиля равновесия реки за счет преобладания боковой эрозии (Позаментьер, Аллен, 2014). Таким образом, можно заключить, что на изученных территориях в пласте ТП1 ожидается широкое площадное развитие русловых песчаников, обусловленное меандрированием и миграцией русел. Однако границы таких тел резкие за счет врезания каналов в углисто-глинистую отмель, поэтому очень важнó понимание распространения осадочных систем в межскважинном пространстве для их прогнозирования.

На рис. 11 слева представлено более крупным планом небольшое русло в верхней части пласта ТП1. Такие мелкие русла прослеживаются на многих изучаемых площадях. Справа показан срез спектральной декомпозиции верхней части пласта ТП1 на ЛУ 4.

Это самые поздние русла, которые встречаются в пласте ТП1. Они залегают выше крупных меандрирующих систем (пласт ТП2 и нижняя часть пласта ТП1), как правило, интенсивно извилистые, шириной 100–400 м, рассекают уже заболоченную территорию и эродируют нижележащие более крупные русла.

На сейсмических разрезах подобные русла находятся в пределах одной фазы с крупными более ранними русловыми системами, но понимание условий осадконакопления и высокая разрешающая способность метода спектральной декомпозиции позволяют их отделить от нижележащих отложений. На срезах, даже при мелком

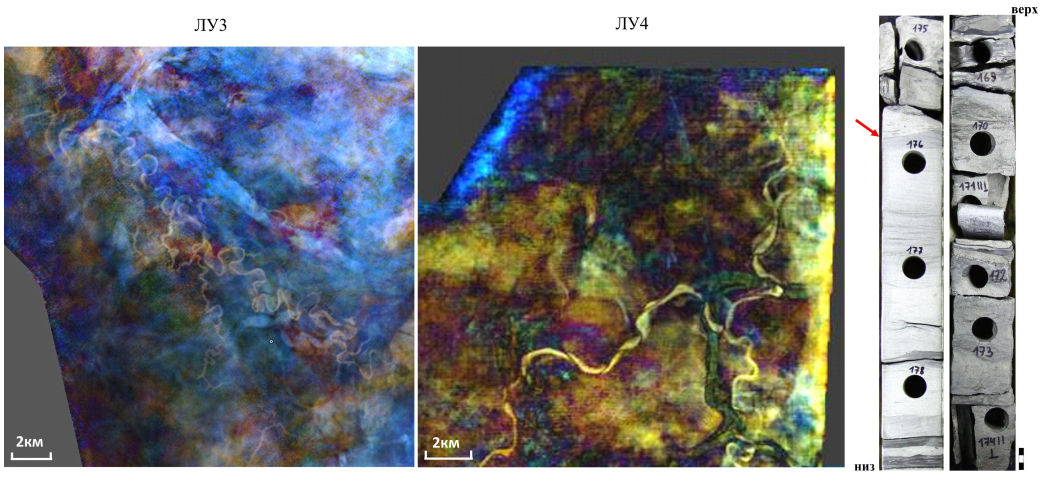


Рис. 11. Срезы спектральной декомпозиции в интервале пласта ТП1 на лицензионных участках 3 и 4. На фотографии керна красной стрелкой показана поверхность затопления, выше которой песчаники прибрежно-континентального генезиса перекрываются песчаниками мелководно-морского генезиса

масштабе, прекрасно видны элементы русловой системы, так называемые пойнт-бары. и само древнее речное русло.

Перекрывающий вышележащий пласт ТП0 с несогласием залегает на отложениях прибрежной равнины, его подошва приурочена к трансгрессивной поверхности, фиксирующейся в керне. Пласт сформирован в мелководно-морских условиях, выдержан по латерали, следовательно, его толщина будет отличаться низкой изменчивостью. Наибольшую мощность коллекторов можно ожидать там, где мелководно-морские песчаники накладываются на русловые песчаники за счет отсутствия глинистой перемычки. Как видно из фотографии керна (рис. 11, справа), на песчаные отложения мелкой протоки с резкой эрозионной границей накладываются мелководно-морские отложения.

Таким образом, в результате проведенных исследований можно сделать выводы о корреляции изученных отложений: выделенная трансгрессивная поверхность делит отложения разные не только по возрасту, но и по генезису. При наличии углей в скважинах рекомендуется проводить ее по кровле самого верхнего угольного пропластка, в скважинах без углей – по подошве песчаника мелководно-морского генезиса, выдерживая мощность пласта ТП0, поскольку такие отложения, как правило, хорошо распространены по латерали и имеют низкую изменчивость по толщине.

Можно также дать заключение и для заложения эксплуатационного фонда скважин. На северных участках западно-сибирского нефтегазоносного бассейна газ, сконцентрированый в мелководно-морских отложениях, полностью заполняет структурную ловушку и формирует пластово-сводовую залежь. В русловых же песчаниках газ распределен неравномерно за счет фациальной изменчивости разреза, подстилается водой, поэтому при наличии глинистой перемычки между пластами более эффективно разбуривать их раздельно.

Кроме того, песчаники разного генезиса отличаются друг от друга по своим структурно-текстурным особенностям. Нами проанализированы их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) (рис. 12). Отложения русел,

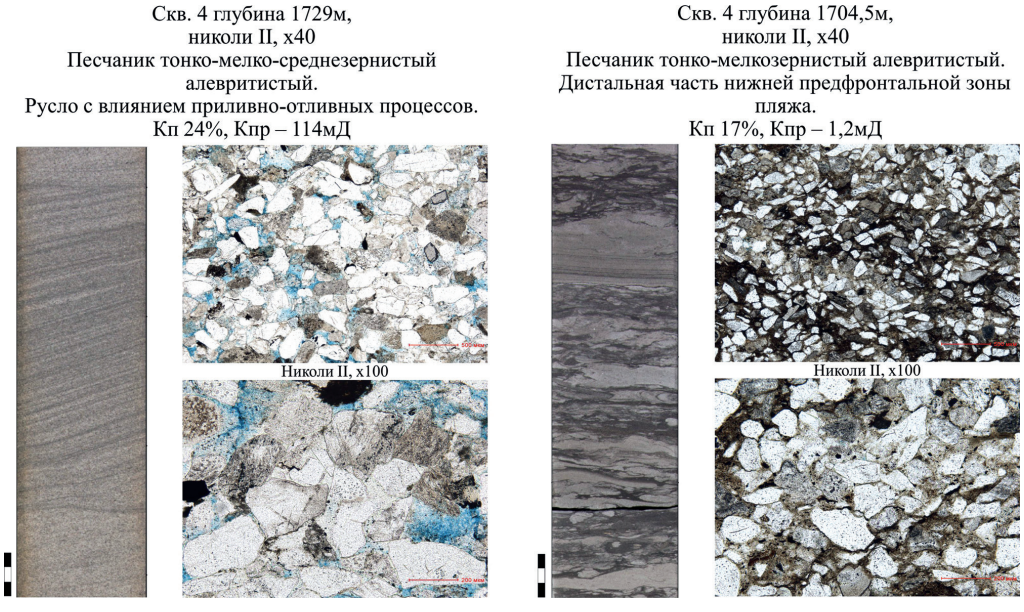


Рис. 12. Структурно-текстурные особенности пород разного генезиса: слева – прибрежно-континентальные отложения; справа – мелководно-морские

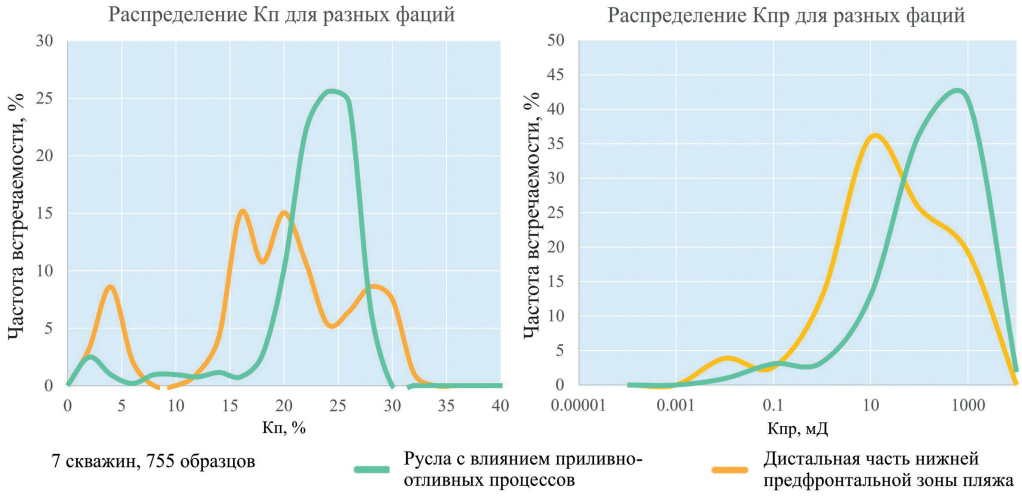


Рис. 13. Распределение Кп (слева) и Кпр (справа) для разных фаций

как правило, представлены более чистыми и более крупнозернистыми песчаниками, соответственно, пористость и проницаемость у них выше. Песчаники мелководно-морского генезиса более мелкозернистые и более глинистые вследствие интенсивной биотурбационной переработки осадка. Бентосные организмы могли как перерабатывать песчаный материал до глинистого, так и концентрировать на себе глинистые частички, поскольку тело их было покрыто слизью. За счет этого песчаники пласта ТП0 обладают пониженными ФЕС. Для построения гистограмм ФЕС пород учтены замеры пористости и проницаемости на 755 образцах из 7 скважин (рис. 13). На этих гистограммах хорошо видно, что песчаники руслового генезиса обладают более высокими коэффициентами пористости и проницаемости. Таким образом, зная данные закономерности в распределении ФЕС пород и проследив трансгрессивную поверхность – кровлю пласта ТП1, можно более корректно прогнозировать ФЕС пород при построении геологической модели залежей углеводородов.

Заключение

Пласты ТП1 и ТП0 формировались в разных обстановках осадконакопления. Генезис пород обусловил геометрию песчаных тел и их ФЕС:

– пласт ТП1 накапливался в пределах прибрежной равнины, песчаники связаны с русловыми поясами и отдельными каналами, которые имеют резкие границы с углисто-глинистыми отложениями прибрежной равнины;

– пласт ТП0 формировался в мелководно-морских условиях, песчаные тела выдержаны по латерали, постепенно выклиниваются в сторону бассейна. ФЕС пород несколько снижены вследствие более мелкозернистой структуры, а также из-за интенсивной биотурбационной переработки осадка (за счет глинизации по стенкам ходов бентосных организмов). При межскважинной корреляции пласта ТП0 необходимо учитывать низкую изменчивость мощности разреза.

Поверхность затопления, выделенная по керну, прослеживается во всех изученных скважинах, соответствует началу раннеальбской трансгрессии и знаменует переход от прибрежно-континентальных к мелководно-морским отложениям.

При построении геологической модели более точно выделены кровля и подошва пластов для корректного распределения объема коллекторов и прогноза ФЕС пород.

Результаты проведенных исследований позволяют повысить прогностическую способность геологической модели залежей углеводородов и эффективность бурения в отложениях прибрежного генезиса.

Литература

Буторин А.В. (2016). Изучение детального строения Ачимовского нефтегазоносного комплекса на основе спектральной декомпозиции сейсмического волнового поля: *Дис. ... канд. геол.-минерал. наук*. СПб., 141 с.

Позаментьер Г.В., Аллен Дж.П. (2014). Секвенсная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 436 с.

Уолкер Р., Джеймс Н., (2017). Фациальные модели. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 916 с.

Сведения об авторах

Анастасия Сергеевна Потапова – старший эксперт по седиментологии, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: a.s.potapova@novatek.ru

Валерия Александровна Кузнецова – эксперт, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2
e-mail: valeriya.kuznetsova@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 04.07.2024;
Принята к публикации 27.09.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Evolution of the Geometry of Coastal Plain Sand Bodies During Transgression (on the Example of Formations of the TP Group of the Tanopchinskaya Suite)

A.S. Potapova[1], V.A. Kuznetsova[2]*
[1]*NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation*
[2]*NOVATEK, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Anastasia S. Potapova, e-mail: a.s.potapova@novatek.ru*

Abstract. The purpose of this work is to improve the predictive ability of the geological model of coastal formations when assessing hydrocarbon reserves and laying production wells. The article presents the results of work on the analysis of the geometry of sand bodies of the formations of the TP group of the Tanopchinskaya suite. To determine the morphology of sandstones, the authors used an integrated approach that takes into account: the results of sedimentological core studies, well logging data, 3D seismic materials. The authors studied in detail the conditions for the formation of these rocks on the basis of actual material (core), and presented photographs with characteristic structural and textural features of the rocks, which make it possible to establish the conditions for their formation. Spectral decomposition sections were analyzed in detail in the studied interval at several license areas of NOVATEK.

The reasons for changes in the geometry of sand bodies from the perspective of sequence stratigraphy have been established and explained. In addition, an idea has been formed about the vertical evolution of the coastal zone under conditions of sea transgression. The filtration and reservoir properties of rocks were also analyzed based on measurements of porosity and permeability on more than 700 core samples formed in different sedimentation environments. Recommendations are given for the practical use of established patterns of changes in reservoir properties and the geometry of sand bodies when constructing a geological model of hydrocarbon deposits, which will certainly improve the efficiency of production drilling.

Keywords: sedimentological analysis, depositional environments, flooding surface, transgression, geometry of sand bodies

Recommended citation: Potapova A.S., Kuznetsova V.A. (2024). Evolution of the Geometry of Coastal Plain Sand Bodies During Transgression (on the Example of Formations of the TP Group of the Tanopchinskaya Suite). *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 87–95. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.10

References

Butorin A.V. (2016). Study of the detailed structure of the Achimov oil and gas complex based on spectral decomposition of the seismic wave field. Cand. geol. and mineral. sci. diss. St. Petersburg, 140 p. (In Russ.)

Posamentier H.W., Allen G.P. (1999). Siliciclastic Sequence Stratigraphy – Concepts and Applications. Tulsa: SEPM Society for Sedimentary Geology, 204 p. https://doi.org/10.2110/csp.99.07

Walker R.G., James N.P. (2017). Facies models. Moscow – Izhevsk: ICT, 916 p. (In Russ.)

About the Authors

Anastasia S. Potapova – Senior Expert in Sedimentology, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tuymen, 625031, Russian Federation
e-mail: a.s.potapova@novatek.ru

Valeriya A. Kuznetsova – Expert, NOVATEK
90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation
e-mail: valeriya.kuznetsova@novatek.ru

Manuscript received 4 July 2024;
Accepted 27 August 2024; Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.11

УДК 553.98

Влияние песчаников с высокой концентрацией тяжелых минералов на распределение углеводородов в залежи на примере месторождения Западной Сибири

В.А. Кузнецова[1], К.А. Костеневич[2], А.Д. Алимгафарова[2], Е.В. Панев[2], А.Г. Сафронова[2]*

[1]ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

[2]ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Представлены результаты специальных исследований керна в интервалах песчаников с аномально высокими значениями естественной радиоактивности. Комплексирование полученных данных с седиментологическим анализом и фактической промысловой информацией позволило объяснить положение флюидального контакта и, соответственно, распределение углеводородов в залежи.

В двух скважинах для литолого-минералогического изучения отобрано 16 образцов в местах, характеризующихся аномальными значениями естественной радиоактивности по данным гамма-каротажа. Проведены лабораторные исследования керна: профильный спектральный гамма-каротаж, рентгенофазовый анализ минерального состава пород, петрографическое описание шлифов, изучение методом растровой электронной микроскопии.

Исследуемые породы представлены песчаниками. Их текстура обусловлена многочисленными слойками обогащения тяжелыми минералами, минимальное и максимальное содержания которых соответствуют минимальному и максимальному значениям профильной радиоактивности на керне. Среди акцессорных минералов основными, с которыми связано повышенное содержание радиоактивных элементов, являются циркон, торит, фторапатит и ортит. Их содержание в породе может достигать 15–40%.

В результате построена концептуальная модель, описывающая механизмы формирования слоев с высокими концентрациями тяжелых акцессорных минералов. С точки зрения осадконакопления такие прослои являются маркером трансгрессии и имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства по лабораторным данным. Это объясняет различное положение флюидальных контактов в близрасположенных скважинах и уточняет внутреннее строение продуктивного пласта.

Ключевые слова: концентрации тяжелых минералов, литологические исследования, концептуальная модель, дельты с преобладанием волновых процессов

Для цитирования: Кузнецова В.А., Костеневич К.А., Алимгафарова А.Д., Панев Е.В., Сафронова А.Г. (2024). Влияние песчаников с высокой концентрацией тяжелых минералов на распределение углеводородов в залежи на примере месторождения Западной Сибири. *Георесурсы,* 26(3), с. 96–108. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.11

Введение

Шельфовые отложения широко распространены на севере Западной Сибири и имеют сложное геологическое строение. Разрез таких отложений характеризуется повышенной общей мощностью (Скачек и др., 2011) и на изучаемом месторождении эффективные толщины пласта достигают 50–60 м (рис. 1). По результатам опробования пластов на кабеле и гидродинамического каротажа (ОПК-ГДК), а также испытаний на рассматриваемой площади существуют противоречия в выделении флюидального контакта.

В разрезе пласта прослеживается песчаный интервал с высокими значениями естественной радиоактивности, выше и ниже которого происходит смена характера насыщения. Такая особенность выявлена и в современных отложениях: пески на пляжах острова Сонадия (Бангладеш) содержат тяжелые минералы, в которых монацит является радиоактивным из-за наличия в его составе тория (Kabir et al., 2018). Во всех случаях формирование отложений связано с песчаниками дельтового побережья, подверженного влиянию волновых процессов, где отмечается наличие базального слоя, состоящего из тяжелых минералов (Барабошкин, 2007).

В связи с вышеизложенным цель настоящей работы – изучение свойств песчаных отложений с высокой концентрацией тяжелых минералов для геометризации залежи углеводородов (УВ) и повышения эффективности эксплуатационного бурения.

Материалы и методы

В качестве объекта изучения выбран продуктивный пласт, накопление которого происходило в условиях дельтового побережья с влиянием волновых процессов, где нарушается гравитационное распределение УВ. К анализу привлечено 7 скважин с керном, суммарный вынос которого составляет 466 м (92–100% от проходки), результаты стандартных, специальных и литологических исследований (около 2000 образцов), а также испытаний

* Ответственный автор: Валерия Александровна Кузнецова
e-mail: valeriya.kuznetsova@novatek.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

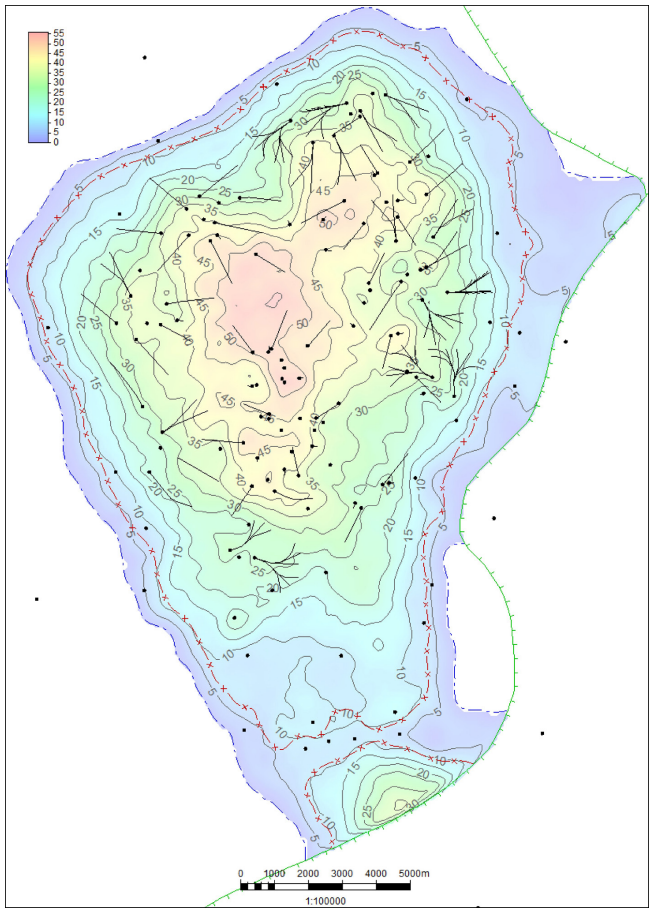


Рис. 1. Карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин изучаемого объекта

в 45 разведочных скважинах. Для обоснования положения флюидального контакта и оценки гидродинамической связанности песчаных интервалов внутри продуктивного пласта привлечены результаты ОПК-ГДК в 13 пилотных скважинах.

В рамках седиментологического анализа выполнено макроописание керна и определены преобладающие обстановки осадконакопления, а также выделены ключевые поверхности затопления.

Лабораторные исследования проводили на керновом материале двух скважин в интервалах с повышенным содержанием естественно-радиоактивных элементов.

Для подтверждения и изучения аномалий, выявленных на гамма-каротаже (ГК), на полноразмерном керне выполнен профильный спектральный гамма-каротаж на гамма-спектрометрической установке «МультирадГео» (Россия), фиксирующей концентрацию урана (U), тория (Th) и калия (K) в породах (аналитик О.Ю. Гурьев, ООО «НОВАТЭК НТЦ»). В тех интервалах, где отмечены аномалии естественной радиоактивности по ГИС, отбор образцов осуществляли в точках кривой естественной радиоактивности по керну с минимальным и максимальным значениями (рис. 2). По 16 образцам изготовлены и описаны шлифы, выполнены исследования методом растровой электронной микроскопии (РЭМ), и проведены исследования минерального состава породы методом рентгенофазового анализа. Анализ пород проводился с помощью рентгеновского дифрактометра. Общий минеральный состав определялся в порошковых пробах, состав глинистых минералов – на выделенной путем отмучивания пелитовой фракции породы (аналитик У.Ю. Азарапина, ООО «НОВАТЭК НТЦ»). Для изучения морфологических особенностей породы и элементного состава использовался растровый электронный микроскоп. Рентгеноспектральный анализ в точках и построение рентгеновских карт проводили с помощью энергодисперсионного спектрометра (ЭДС). Подготовка образцов для проведения точечного микроанализа заключалась в создании свежего скола породы, для построения площадных рентгеновских карт изготавливали аншлиф. В обоих случаях перед началом исследований на образцы напыляли углерод и золото (аналитик Е.В. Панев, ООО «НОВАТЭК НТЦ»). Петрографическое изучение горных пород выполнялось в прозрачных прокрашенных непокрытых шлифах с использованием микроскопа с цифровой камерой (аналитик А.Г. Сафронова, ООО «НОВАТЭК НТЦ»).

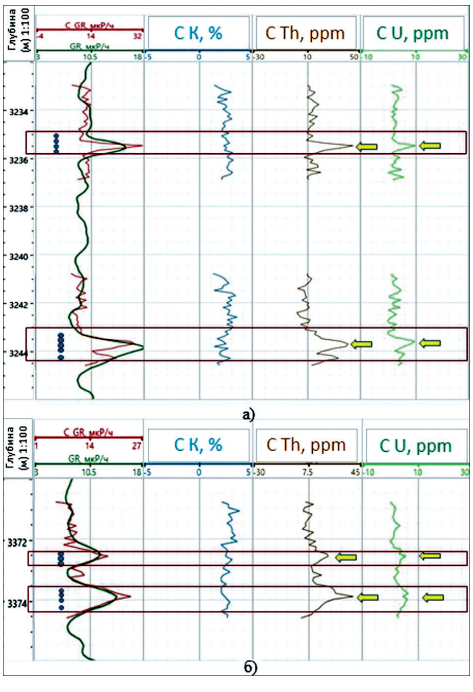


Рис. 2. Результаты профильных гамма-спектрометрических исследований керна в скважинах 2PL (а) и 8PL (б). Колонка 1(C GR / GR) – профильный ГК на керне/ скважинный ГК, колонка 2 (C K) – концентрация калия в керне, колонка 3 (C TH) – концентрация тория в керне, колонка 4 (C U) – концентрация урана в керне. Синими точками показаны места отбора образцов для проведения лабораторных исследований. Красными рамками выделены интервалы, где отмечены аномалии естественной радиоактивности. Желтыми стрелками отмечены максимумы содержаний урана и тория

Результаты

По данным седиментологического анализа керна исследуемый объект сложен преимущественно песчаниками распределительных каналов и проксимальной части фронта дельты с преобладанием волновых процессов. Интенсивно биотурбированные песчаники продельты перекрываются песчаниками фронта дельты. В дистальной части фронт дельты представлен штормовыми слоями,

а в проксимальной – песчаниками с текстурами волновой ряби. Распределительные каналы дельтовой системы залегают с эрозионным контактом, подчеркнутым обломками древесины и глинистыми интракластами (рис. 3).

Выявленные слои с повышенной естественной радиоактивностью связаны с песчаными отложениями фронта дельты.

По данным профильных гамма-спектрометрических исследований керна точно зафиксированы интервалы с аномалиями (рис. 2). Результаты выполненных рентгенофазовых исследований минерального состава породы на образцах приведены в табл. 1.

Все образцы представлены песчаниками мелкозернистыми, преобладающий размер обломочного материала от 0,10–0,12 до 0,16–0,19 мм. По минеральному составу обломков песчаники отнесены к группе граувакковых аркозов (Шутов, 1967; Шванов, 1987; Шванов и др., 1998). Цемент пленочно-порового типа, по составу преимущественно глинистый с примесью карбонатного и цеолитового материала. Содержание цеолитов в рассмотренных образцах при исследовании методом рентгенофазового анализа не превышает 1% (в силу особенностей метода и сложности интерпретации валового анализа).

По шлифам содержание ломонтита составляет от 1–2% до 8–10%. Слюдистый материал иногда выполняет роль цементирующего материала в слойках обогащения. Отмечается кварцевый регенерационный цемент в виде прерывистых каемок аутигенного кварца толщиной до 0,01–0,04 мм.

Аутигенный глинистый материал представлен преимущественно хлоритом, в виде скоплений в порах и в виде пленок на поверхности зерен, его количество изменяется от 5–10% до 15–17%. Прослоями отмечается первичный седиментогенный алеврито-глинистый материал. Его распределение в породе неравномерное – линзовидное, пятнистое, нарушенное биотурбацией и взмучиванием. Седиментогенный глинистый материал по составу гидрослюдисто-хлоритовый.

Во всех образцах песчаника отмечаются многочисленные сплошные и прерывистые слойки обогащения тяжелыми (акцессорными) минералами (рис. 4). Толщина слойков изменяется от долей миллиметра до 2,0–2,5 мм.

В целом для пород пласта характерно повышенное содержание тяжелых акцессорных минералов – их количество составляет 2–11%. Для выше- и нижележащих пластов обычное содержание акцессориев – не более 1% на породу.

В шлифах встречены следующие тяжелые акцессорные минералы: гранат, минералы эпидотовой группы, циркон, апатит, сфен, турмалин, ильменит и т.д. (табл. 2). Так как содержание этих минералов доходило до 15–40% (от площади шлифа), корректно считать их уже породообразующими минералами, а не акцессорными. Для отличия именно этих минералов от обычного породообразующего комплекса (кварца, полевых шпатов, обломков пород) оставим название тяжелые акцессорные. В интервалах, где отмечены максимумы естественной радиоактивности, доля тяжелых акцессорных минералов существенно увеличивается (рис. 5).

По данным рентгенофазового анализа количество тяжелых акцессорных минералов в изученных образцах меняется от 1,5% до 6,8% (табл. 1). Минимальное

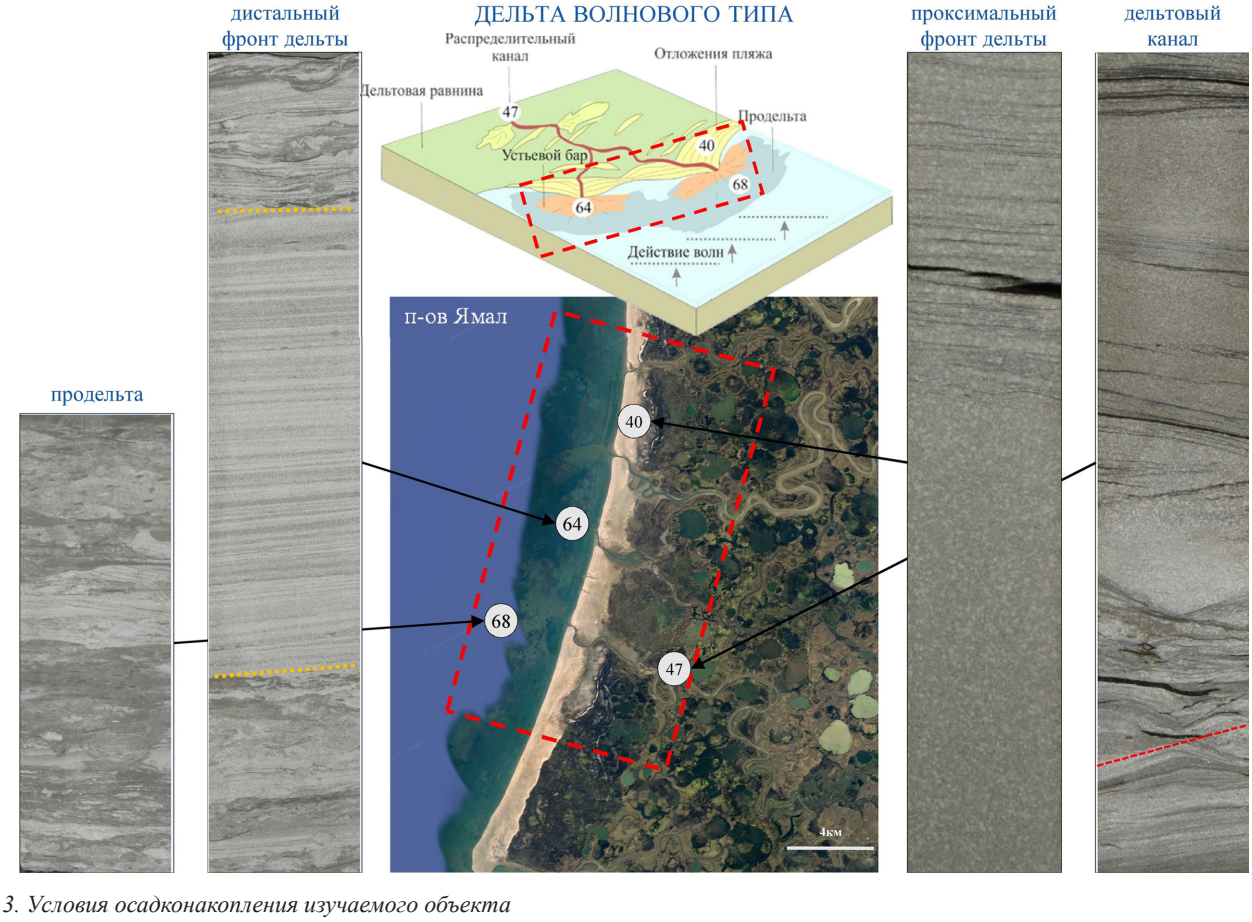


Рис. 3. Условия осадконакопления изучаемого объекта

№ п/п	№ скв.	Лабораторный номер образца	Интервал отбора керна до привязки, м		Место взятия от верха, м	Глубина после увязки, м	Минеральный состав, %														
			Верх	Низ			Глинистые минералы	Кварц	Полевые шпаты		Кальцит	Доломит	Анкерит	Сидерит	Ангидрит	Пирит	Цеолит	Акцессорные минералы	Сумма, %	Примечание
									Калиевые	Натриевые										
1	2PL	3446	3222,0	3265,0	13,38	3235,38	9,8	28,8	16,0	43,0	0,4	–	–	0,3	–	–	0,3	1,4	100	Ортит – 0,2%, гранат – 1,2%
2	2PL	3447	3222,0	3265,0	13,52	3235,52	16,3	23,5	15,0	38,0	1,1	–	–	–	–	–	–	6,1	100	Ортит – 5%, гранат – 1,1%
3	2PL	3448	3222,0	3265,0	13,57	3235,57	17,7	25,0	14,4	39,1	0,4	–	–	–	–	–	–	3,4	100	Ортит – 3,2%, гранат – 0,2%
4	2PL	3449	3222,0	3265,0	13,67	3235,67	12,1	27,1	16,6	42,0	0,3	–	–	–	–	–	0,3	1,6	100	Ортит – 1,6%
5	2PL	3450	3222,0	3265,0	21,69	3243,69	14,9	29,5	12,8	39,9	0,8	–	–	–	–	–	–	2,1	100	Ортит – 1,2%, гранат – 0,9%
6	2PL	3451	3222,0	3265,0	21,79	3243,79	16,6	28,5	13,9	38,2	0,1	–	–	–	–	–	–	2,7	100	Ортит – 2,6%, гранат – 0,1%
7	2PL	3452 средняя проба	3222	3265	21,92	3243,92	16,0	26,9	15,0	34,8	0,5	–	–	–	–	–	–	6,8	100	Ортит – 3,9%, гранат – 2,9%
		3452 прослои с тяжелыми минералами					14,4	27,9	8,3	28,1	-	–	–	–	–	–	–	21,3	100	Ортит – 3,9%, гранат – 2,9%
8	2PL	3453	3222,0	3265,0	22,08	3244,08	13,9	27,5	16,0	39,6	0,9	–	–	–	–	–	–	2,1	100	Ортит – 1,1%, гранат – 1%
9	2PL	3454	3222,0	3265,0	22,3	3244,30	15,7	28,5	13,7	38,7	0,3	–	–	–	–	–	–	3,1	100	Ортит – 2,2%, гранат – 0,9%
10	8PL	3439	3357,0	3398,0	11,95	3372,45	14,0	24,3	15,1	42,6	0,7	–	–	–	–	0,7	–	2,6	100	Ортит – 1,3%, гранат – 1,3%
11	8PL	3440	3357,0	3398,0	12,07	3372,57	11,7	30,2	13,8	38,7	0,4	–	–	–	–	0,3	0,5	4,4	100	Ортит – 2,6%, гранат – 1,8%
12	8PL	3441	3357,0	3398,0	12,16	3372,66	9,8	31,7	14,8	40,3	0,3	–	–	–	–	0,1	1,0	2,0	100	Ортит – 1%, гранат – 1%
13	8PL	3442	3357,0	3398,0	13,16	3373,66	13,1	28,4	14,3	40,4	0,4	–	–	–	–	0,8	–	2,6	100	Ортит – 1,2%, гранат – 1,4%
14	8PL	3443	3357,0	3398,0	13,4	3373,90	10,4	32,5	13,2	38,7	0,3	–	–	–	–	0,8	0,5	3,6	100	Ортит – 1,5%, гранат – 2,1%
15	8PL	3444	3357,0	3398,0	13,5	3374,00	11,6	30,0	14,6	38,2	0,4	–	–	–	–	2,1	0,3	2,8	100	Ортит – 1,3%, гранат – 1,5%
16	8PL	3445	3357,0	3398,0	13,64	3374,14	10,3	31,5	13,6	40,1	0,4	–	–	–	–	1,8	0,2	2,1	100	Ортит – 0,7%, гранат – 1,4%

Табл. 1. Результаты определения общего минерального состава пород полуколичественным рентгенофазовым методом

и максимальное значения содержания тяжелых акцессорных минералов соответствуют минимальному и максимальному значениям профильной радиоактивности (рис. 5). Количество калиевых полевых шпатов составляет в среднем 13–16%, что является характерным для пласта. Количество глинистого материала варьирует от 10% до 17%, что также характерно для песчаников пласта.

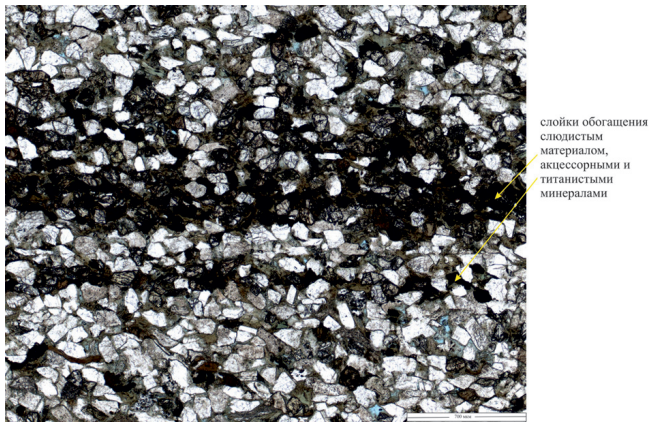


Рис. 4. Фотография шлифа 3452, увеличение ×40, николи II. На снимке представлены слойки обогащения тяжелыми минералами (эпидотом, цоизитом, ортитом, гранатом, цирконом, апатитом, сфеном, ильменитом, лейкоксеном)

Содержание тяжелых минералов по данным рентгенофазового анализа определяется несколько ниже, чем по шлифам. Например, в обр. 3452 в случае усредненной пробы, представляющей достаточно большой объем породы, первоначально количество тяжелых минералов составило 6,8% (табл. 1). Небольшое содержание минералов в пробе является препятствием для более точной их идентификации именно методом рентгенофазового анализа. В обр. 3452 дополнительно выбран участок, обогащенный тяжелыми акцессорными минералами, и подготовлена проба. При работе с этой пробой содержание тяжелых минералов по данным рентгенофазового анализа увеличилось до 21%, что ближе к количеству, определенному в шлифе, – 37%.

На дифрактограммах определены минералы, с которыми могут быть связаны аномальные значения естественной радиоактивности: это титанистые минералы (сфен/титанит, ильменит), цирконы, минералы эпидотовой группы (алланит/ортит, цоизит, эпидот), минералы группы гранатов.

№ п/п	№ скв.	Лабораторный номер образца	Интервал отбора керна до привязки, м		Место взятия от верха, м	Глубина после увязки, м	Тяжелые минералы, % на породу							
			Верх	Низ			Минералы эпидотовой группы	Гранат	Сфен	Апатит	Циркон	Турмалин	Ильменит	Сумма
1	2PL	3446	3222,0	3265,0	13,38	3235,38	2,0	1,0	0,5	0,5	ед.	–	–	5,0
2	2PL	3447	3222,0	3265,0	13,52	3235,52	15,0	6,0	7,5	1,5	ед.	1,5	–	31,5
3	2PL	3448	3222,0	3265,0	13,57	3235,57	11,5	4,0	6,5	3,0	ед.	–	–	25,0
4	2PL	3449	3222,0	3265,0	13,67	3235,67	5,5	0,5	2,0	0,5	ед.	–	–	8,5
5	2PL	3450	3222,0	3265,0	21,69	3243,69	6,0	0,5	2,5	2,0	ед.	–	–	11,0
6	2PL	3451	3222,0	3265,0	21,79	3243,79	12,0	2,0	5,0	2,0	ед.	–	–	21,0
7	2PL	3452	3222	3265	21,92	3243,92	15,0	9,0	9,0	2,5	0,5	1,0	–	37,0
8	2PL	3453	3222,0	3265,0	22,08	3244,08	3,0	0,5	1,0	0,5	ед.	–	–	5,0
9	2PL	3454	3222,0	3265,0	22,3	3244,30	13,5	3,0	5,0	2,5	ед.	0,5	–	24,5
10	8PL	3439	3357,0	3398,0	11,95	3372,45	5,0	1,0	2,5	2,0	ед.	–	–	10,5
11	8PL	3440	3357,0	3398,0	12,07	3372,57	13,5	3,5	5,0	0,5	ед.	0,5	0,5	23,5
12	8PL	3441	3357,0	3398,0	12,16	3372,66	6,5	1,0	1,5	0,5	ед.	–	–	9,5
13	8PL	3442	3357,0	3398,0	13,16	3373,66	8,5	1,0	2,5	0,5	ед.	–	–	12,5
14	8PL	3443	3357,0	3398,0	13,4	3373,90	9,0	2,0	3,5	0,5	ед.	–	–	15,0
15	8PL	3444	3357,0	3398,0	13,5	3374,00	7,5	3,0	4,0	–	ед.	0,5	–	15,0
16	8PL	3445	3357,0	3398,0	13,64	3374,14	3,0	0,5	1,5	–	ед.	–	–	5,0

Табл. 2. Результаты количественного определения доли тяжелых минералов в петрографических шлифах

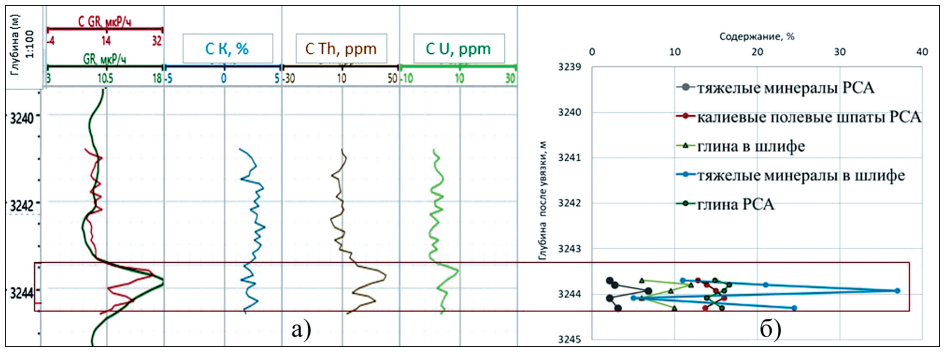


Рис. 5. Сопоставление результатов профильных гамма-спектрометрических исследований (а), данных рентгенофазового анализа и результатов описания шлифов (б). Условные обозначения приведены на рис. 2

Таким образом, по результатам и рентгенофазового анализа, и описания шлифов отмечена тесная связь между увеличением содержания тяжелых минералов в породе и повышением естественной радиоактивности, зафиксированным при гамма-спектрометрии.

По данным профильного спектрального ГК полноразмерного керна (рис. 2) в изучаемых интервалах отмечены резкие увеличения концентраций тория (колонка 3 C TH) и в меньшей степени урана (колонка 4 C U), при этом концентрации калия (колонка 2 C K) меняются незначительно.

Многими исследователями отмечено, что концентрации Th и U находятся в положительной корреляции с содержанием глинистого материала в породе, содержание K зависит от количества калиевых полевых шпатов в породообразующем минеральном комплексе, а концентрации U связываются с содержанием органического вещества (Готтих, 1980; Смыслов, 1974; Зубков, 2001, 2006, 2009).

Содержание калия по данным профильной гамма-спектрометрии слабо дифференцировано по разрезу, что подтверждают данные рентгенофазового анализа, где количество калишпатов изменяется на уровне среднего для пласта. Содержания глинистого материала и органического вещества (углефицированных растительных остатков) в изученных образцах соответствуют среднему количеству этих компонентов породы по пласту. Таким образом, аномалии Th и U по профильным определениям нельзя связать с резким увеличением глинистости или количества органического вещества. Аномалии естественной радиоактивности связаны именно с послойным увеличением содержания тяжелых акцессорных минералов.

Из акцессорных минералов, которые могут содержать в своем составе радиоактивные элементы, в шлифах встречаются зерна циркона, торита, сфена и минералы эпидотовой группы – зерна ортита (рис. 6).

Методом РЭМ подтверждено наличие большого количества тяжелых акцессорных минералов: часто встречаются ортит и другие минералы группы эпидота, сфен, гранат, циркон, реже – фторапатит, монацит, торит. По данным спектрального анализа зерна граната в основном андрадитового ряда.

Ортит (алланит) - $(Ca, Ce)_2(Fe^{2+}, Fe^{3+} Mg)Al_2Si_3O_{12}(OH)$. Содержание Ce_2O_3 достигает 6 %. Часто содержит примеси Th, U, иногда Y_2O_3 (до 8%)
Цоизит - $Ca_2Al_3(Si_3O_{12})(OH)$
Клиноцоизит - $Ca_2Al_3Si_3O_{12}(OH)$
Эпидот - $Ca_2Al_2Fe^{3+}Si_3O_{12}(OH)$
Циркон - $Zr(SiO_4)$. Присутствует радиоактивные изотопы циркония и/или урана и тория
Торит - $Th(SiO_4)$ Сильно радиоактивен, является источником тория и содержащихся примесей урана
Монацит - (Ce, La, Nd, Th) (PO_4). Из-за содержания тория и урана радиоактивен
Гранаты - группа минералов, представляющих смеси двух изоморфных рядов: $R^{2+}_3Al_2(SiO_4)^3$ и $Ca_3R^{3+}_2(SiO_4)^3$. Общая формула: $R^{2+}_3 R^{3+}_2 [SiO_4]_3$, где R^{2+} — Mg, Fe, Mn, Ca; R^{3+} — Al, Fe, Cr. Обычно гранаты не обладают естественной радиоактивностью, но встречаются разности, обогащенные радиоактивными элементами
Сфен - $CaTi(SiO_4)O$, может содержать примеси Y, Ce, Cr, Zr, Nb, Th и др.
Фторапатит - $Ca_5(PO_4)_3F$. Типичными примесями являются Th, La, Ce, Pr, Nd, Sm, Eu, Gd, Dy, Y, Er, Mn.

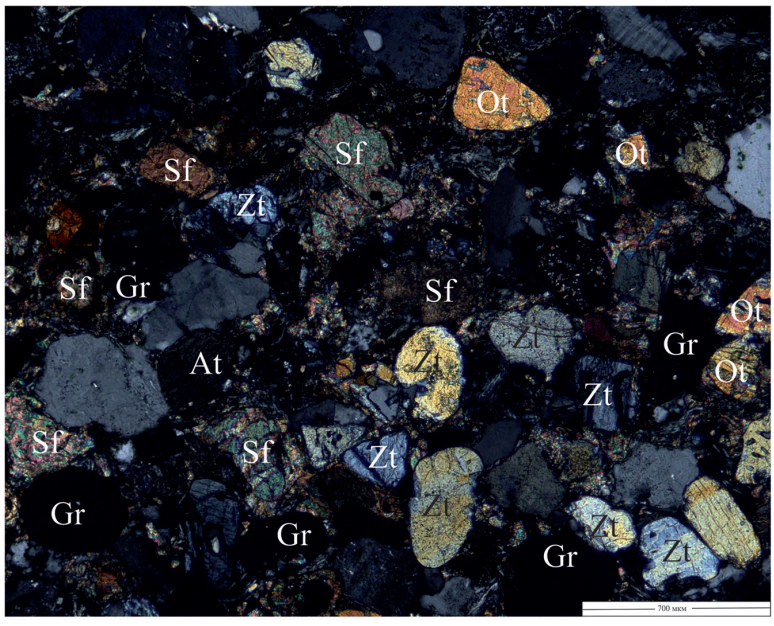


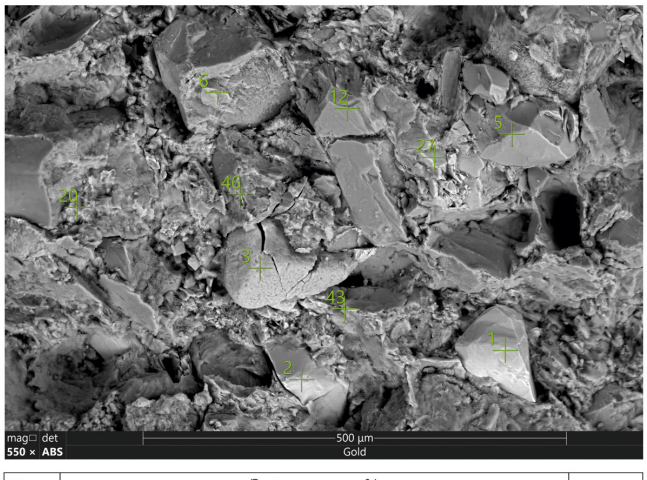
Рис. 6. Акцессорные минералы, которые могут содержать в своем составе радиоактивные элементы (Костов, 1971; Бетехтин, 2007). Обозначения: Tl – турмалин, Zt – цоизит, Sf – сфен, Gr – гранат, Or – ортит, At – апатит

На РЭМ-изображениях хорошо видны окатанная форма зерен тяжелых минералов и их разнообразие (рис. 7). Тяжелые акцессорные минералы имеют чуть меньший размер по сравнению с обломочным материалом (0,08–0,10 мм) и более окатанную форму.

Для большего представления об элементном составе и количественном содержании тяжелых минералов в породе проведено элементное картирование с помощью ЭДС-детектора электронного микроскопа, которое дает представление о том, как распределены те или иные элементы по площади образца.

Для этого вида исследований изготовлен аншлиф образца, в котором по результатам описания шлифов отмечается максимальная концентрация (до 37%) тяжелых минералов (обр. 3452). Аншлиф и петрографический шлиф изготовлены из одного кусочка породы и максимально возможно дублируют друг друга. На рис. 8 видно послойное распределение акцессорных минералов: яркие белые зерна – циркон.

В связи с недостаточной разрешающей способностью детектора при небольшом увеличении (×100) не удалось количественно оценить содержание радиоактивных элементов в пределах изучаемого поля (рис. 9). При съемке другого участка аншлифа, проведенной уже с большим увеличением (×300), были зафиксированы радиоактивные элементы (рис. 10).



Номер точки	Элементы, вес. %													Минерал
	C	O	Mg	Al	Si	Ca	Fe	La	Ce	Ti	Mn	Th	Zr	
1	7,1	15,5			20,3		0,9						56,2	Циркон
2	6,6	28,1	0,6	1,7	20,2	0,7	2,8						39,3	Циркон
3	3,1	22,5	0,8	11,1	18,4	10,6	13,6	5,9	12,7		0,9	0,5		Ортит
5	2,3	30,4	2,2	7,8	14,3	10,8	20,8	4,4	5,6	1,4				Ортит
6	2,9	39,3	1,9	8,5	13,3	12,7	20,3			1,1				Эпидот
12	1,7	26,6		13,5	21,3	21,3	15,6							Эпидот
20	2,5	40,6	7,6	11,8	15,8		21,7							Хлорит
27	5,4	20,3	0,9	9,4	21,2	9,1	16,0	8,3	8,6					Ортит
43	3,2	51,3	6,3	10,3	13,7	0,8	14,4							Хлорит
46	3,2	29,9		11,9	19,1	19,2	15,9			0,8				Эпидот

Рис. 7. РЭМ-изображение обр. 3440. Увеличение ×550. В таблице представлены результаты рентгеноспектрального микрозондового анализа в заданных точках с интерпретацией минерального состава

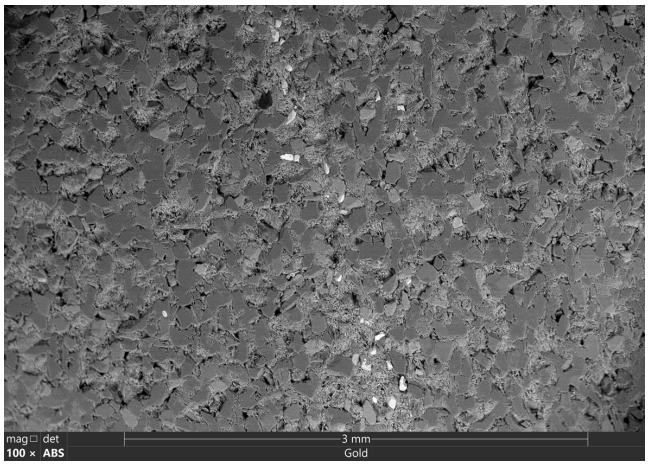


Рис. 8. РЭМ-изображении аншлифа обр. 3452, увеличение ×100. Белые яркие зерна – циркон

В результате появилась возможность оценить распределение минералов в породе по карте (рис. 11), полученной путем наложения отдельных карт элементов (рис. 10): зеленые зерна – кварц и калишпат, коричневатые зерна – плагиоклазы, сиренево-розовые зерна – фторапатит, голубые – сфен, анатаз, ильменит, а белые зерна – монацит.

К сожалению, не удалось с достаточной точностью определить содержание радиоактивных элементов при элементном картировании участков аншлифа по площади (рис. 12). Но при точечном детектировании наличие минералов с содержанием радиоактивных элементов подтверждается. Благодаря РЭМ-исследованиям появилась возможность выделить среди минералов эпидотовой группы, преобладающих среди тяжелых минералов в породе, радиоактивный ортит. На одном из участков аншлифа 3452 обнаружен минерал торит с высоким содержанием Th и других радиоактивных элементов (церия, иттрия), окруженный органическим веществом (рис. 13). Из-за высокой внутренней радиоактивности кристаллическая решетка минерала постепенно разрушается, зерна минерала с течением времени могут становиться рентгеноаморфными.

Торит найден в шлифе этого же образца (рис. 14). Присутствие торита даже в небольшом количестве значительно увеличивает радиоактивность породы.

Ранее в ряде работ М.Ю. Зубкова, посвященных неокомским и юрским объектам Западной Сибири, получены доказательства того, что на увеличение радиоактивности пород оказывает влияние наличие монацитовых микрокристаллических включений, обогащенных Th и U, в глинистом материале породы (Зубков, 2001, 2006, 2009). В ходе изучения седиментогенного глинистого материала песчаников пласта нами не отмечено обогащение микрокристаллами монацита ни в одном из образцов. Основной вклад в естественную радиоактивность породы вносит присутствие тяжелых акцессорных минералов песчаной размерности (0,08–0,12 мм), содержащих в своем составе радиоактивные элементы.

Выполненные литолого-минералогические исследования позволяют сделать следующие выводы.

1. Изучаемые породы представлены песчаниками мелкозернистыми, с преобладающим размером обломочного материала от 0,10–0,12 мм до 0,16–0,19 мм, по минеральному составу обломков относящихся к группе граувакковых аркозов, с глинистым цементом, с примесью карбонатного и цеолитового материала.

2. Во всех образцах песчаника отмечается слоистая текстура, которая обусловлена многочисленными сплошными и прерывистыми слойками обогащения тяжелыми акцессорными минералами. Толщина этих слойков изменяется от долей миллиметра до 2,5 мм.

3. В целом для пород пласта фоновое содержание тяжелых акцессорных минералов составляет 2–11%, в отдельных прослоях их доля может увеличиваться до 15–40%. Минимальное и максимальное содержания тяжелых минералов соответствуют минимальному и максимальному значениям профильной радиоактивности на керне и на каротаже ГК.

4. Концентрации калия контролируются содержанием калиевых полевых шпатов, слюды, обломков пород. По данным профильной гамма-спектрометрии содержание калия слабо дифференцировано по разрезу, это подтверждают данные рентгенофазового анализа, где количество калишпатов изменяется около среднего для пласта (13–16%) и не оказывает значительного влияния на радиоактивные характеристики породы.

5. Основной вклад в повышение естественной радиоактивности пород вносит обогащение элементами Th и U. Влияние увеличения глинистости или количества органического материала (углефицированного растительного детрита) на аномальные значения радиоактивности не зафиксировано. Аномалии Th и U связаны именно с увеличением содержания тяжелых акцессорных минералов песчаной размерности.

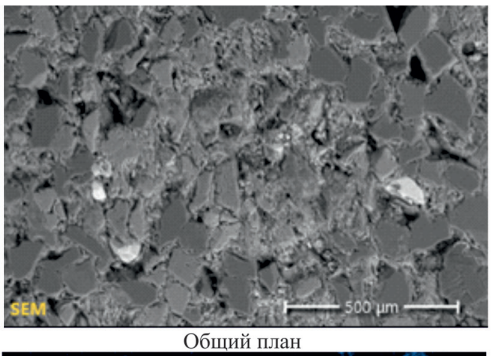
6. Среди тяжелых акцессорных минералов основными минералами, с которыми связано повышенное содержание радиоактивных элементов, являются: циркон, торит, фторапатит и минерал группы эпидота – ортит. Монацит в породах отмечается реже.

7. Тяжелые минералы имеют сопоставимый или чуть меньший размер зерен с зернами обломочного материала песчаников, но характеризуются хорошей окатанностью, что является свидетельством более длительного цикла или нескольких циклов осадкопереноса по сравнению с обломками породообразующего комплекса.

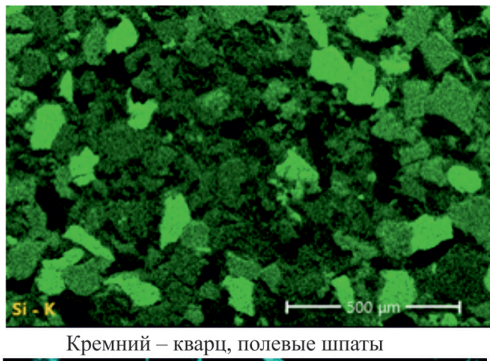
8. Предполагается, что к такому сильному обогащению тяжелыми акцессорными минералами, содержащими уран и торий, приводило естественное шлихование под действием волновых процессов.

Элемент	ат. %	вес. %	Элемент	ат. %	вес. %
C	6,7	3,8	Ti	1,4	3,2
O	61,9	47,2	Fe	4,1	11,0
Na	3,2	3,5	Zr	0	0,10
Mg	2,2	2,6	Ce	0	0
Si	17,9	24,0	Th	0	0
K	0,7	1,2	U	0	0
Ca	1,8	3,4			

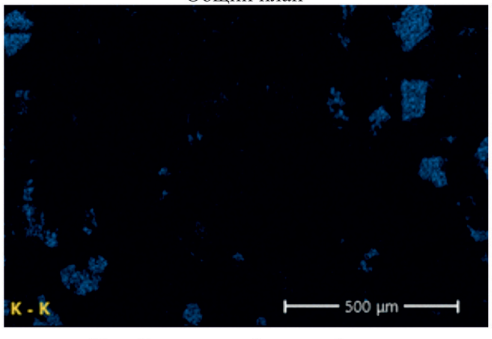
Рис. 9. Результаты ЭДС-детектирования в табличном виде и на спектрограмме



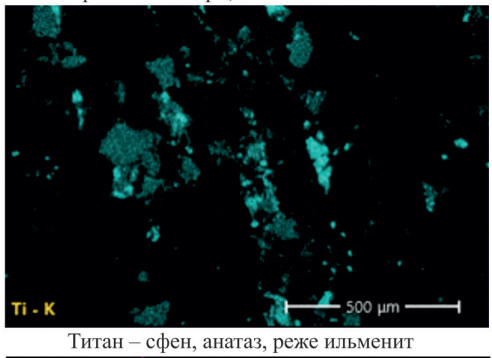
Общий план



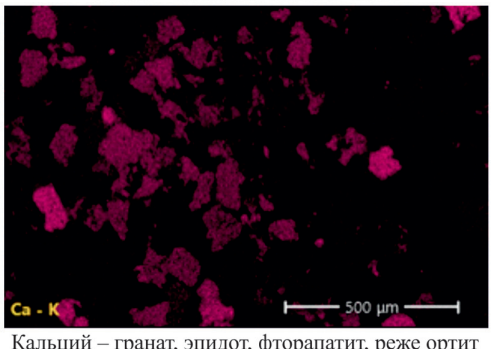
Кремний – кварц, полевые шпаты



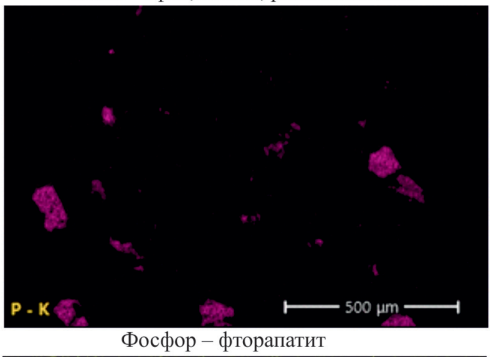
Калий – калиевый полевой шпат



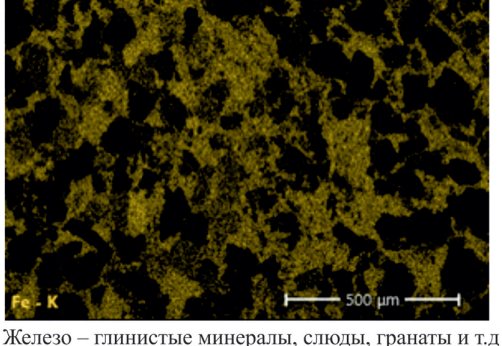
Титан – сфен, анатаз, реже ильменит



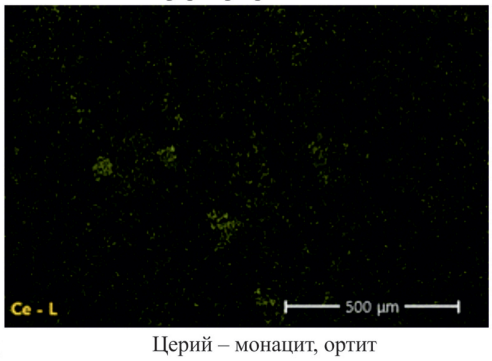
Кальций – гранат, эпидот, фторапатит, реже ортит



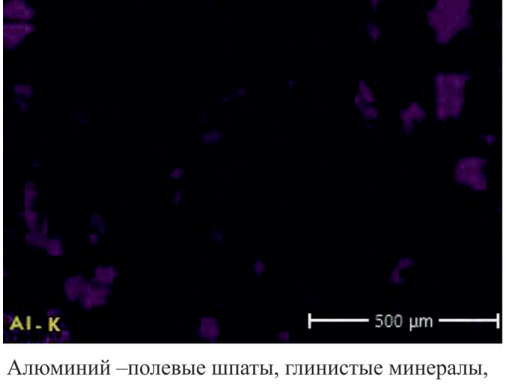
Фосфор – фторапатит



Железо – глинистые минералы, слюды, гранаты и т.д



Церий – монацит, ортит



Алюминий –полевые шпаты, глинистые минералы, слюды, гранаты и т.д

Рис. 10. Карта распределения элементов по аншлифу обр. 3452, увеличение ×300. Для каждого элемента указаны минералы, в которых наиболее часто встречается данный элемент

Источником этих минералов служили специфические породы типа пегматитов (?), метаморфических и контактово-метасоматических (?) пород.

9. Породы, обогащенные тяжелыми минералами с повышенным радиационным фоном, являются реперным горизонтом при проведении корреляции в пределах изучаемого района.

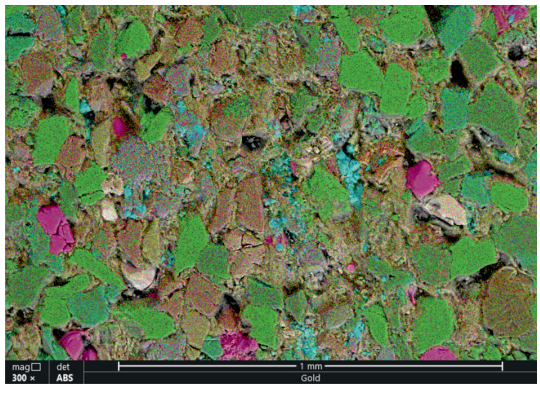


Рис. 11. Карта распределения элементов по аншлифу обр. 3452, увеличение ×300. Карта получена путем наложения карт отдельных элементов (рис. 10)

Обсуждение результатов

Выделенные слои с высокой концентрацией тяжелых минералов характеризуются низкой проницаемостью и по ГИС интерпретируются как неколлектор. Данные слои способны формировать непроницаемые перемычки и контролировать УВ в песчаном разрезе залежи, что отражается на фактических результатах ГДК-ОПК и испытаний.

На рис. 15 представлен разрез через две близко расположенные скважины. В скважине 2PL выделяется интервал с повышенными значениями ГК (отмечен красным прямоугольником), относительно которого происходит изменение типа флюида.

По керну этот интервал представлен песчаником, который на макроскопическом уровне не выделяется в отдельный прослой и не дифференцируется от выше- и нижележащих песчаных отложений (рис. 16).

С точки зрения осадконакопления прослои, обогащенные акцессорными тяжелыми минералами, являются маркером трансгрессии. При поступлении осадочного материала такие минералы, имеющие схожее с песчаниками гранулометрическое распределение, равномерно рассеяны в них. При повышении уровня моря происходит размыв песчаных отложений и их сортировка по удельному весу.

Элемент	ат. %	вес. %	Элемент	ат. %	вес. %
C	5,8	3,3	Ti	1,9	4,2
O	62,4	46,7	Fe	4,4	11,6
Na	2,4	2,6	Zr	0	0,10
Mg	2,5	2,9	Ce	0	0
Si	17,2	22,6	Th	0	0
K	0,5	0,9	U	0	0
Ca	2,8	5,2			

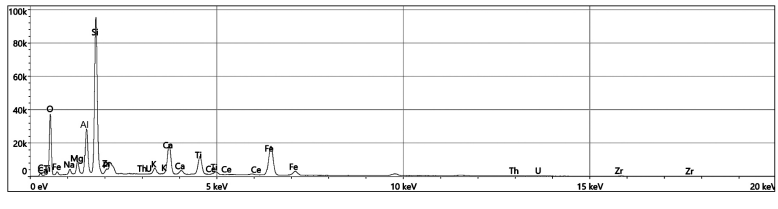
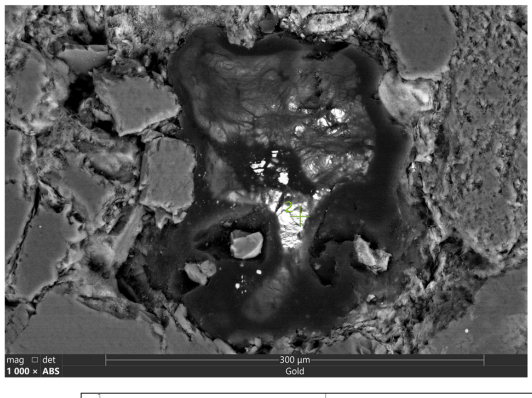


Рис. 12. Результаты ЭДС-детектирования в табличном виде и на спектрограмме по аншлифу обр. 3452 (рис. 11)



	Элемент	ат. %	вес. %	Элемент	ат. %	вес. %
Точка 2	C	23,1	10,9	Ni	0,1	0,3
	O	52,3	32,8	Se	0,1	0,5
	Na	0,1	0,1	Y	1,6	5,7
	Al	0,7	0,7	Zr	1,6	5,9
	Si	10,8	11,9	Tc	0,6	2,3
	P	3,4	4,1	Sn	0,1	0,7
	Ca	2,9	4,6	Te	0,2	0,2
	Ti	0,2	0,4	Th	2,1	19,0

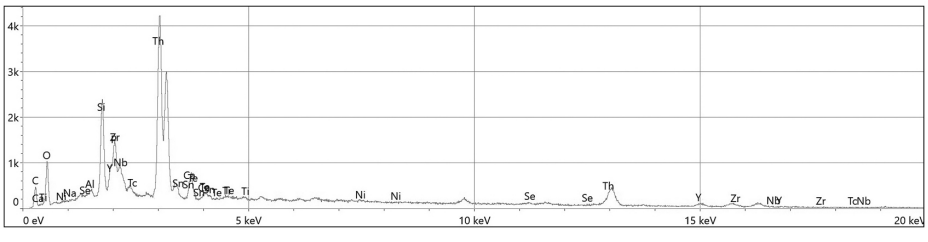


Рис. 13. Минерал торит на РЭМ-изображении аншлифа обр. 3452 и результаты точечного ЭДС-детектирования в табличном виде и на спектрограмме. Увеличение ×1000

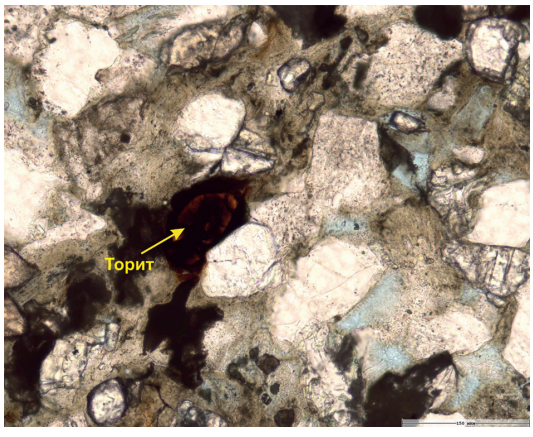


Рис. 14. Фотография шлифа 3452, Увеличение ×400, николи II. В центральной части снимка торит

Размыв и волновая переработка отложений характерны в условиях трансгрессии и известны на других площадях (Жемчугова и др., 2021; Скачек и др., 2011). На схеме (рис. 17) представлен механизм формирования изучаемых прослоев. При трансгрессии первыми из взвеси выпадают тяжелые минералы, далее песчаная фракция, которая переходит во фракции с меньшим размером зерна, а затем вверх по разрезу накапливается типовой разрез проградирующей дельты с нормальной концентрацией акцессорных минералов в песчаниках.

На основе построенной концептуальной модели (рис. 17) можно сделать выводы, что отложения с повышенным содержанием тяжелых минералов являются одновозрастными с глинистыми отложениями трансгрессивного слоя, хорошо прослеживаются и коррелируется между собой. В зоне распространения песчаных отложений и отсутствия глинистых перемычек такие слои могут выступать в роли «гидродинамической заплатки».

Современным аналогом изучаемых отложений являются гранатовые пески берегов Кольского полуострова, Карелии и побережья озера Байкал, магнетитовые пески Восточной Камчатки и оливиновые пески некоторых вулканических островов Тихого океана (рис. 18), образующие тонкие прослои, которые могут надстраиваться и смещаться латерально в зависимости от количества и длительности этапов трансгрессии.

Рассматриваемые интервалы песчаных отложений с повышенным содержанием тяжелых минералов являются уникальным ориентиром и хорошо выделяются в разрезе скважин. Такие прослои были интегрированы в геологическую модель в виде изолирующих границ

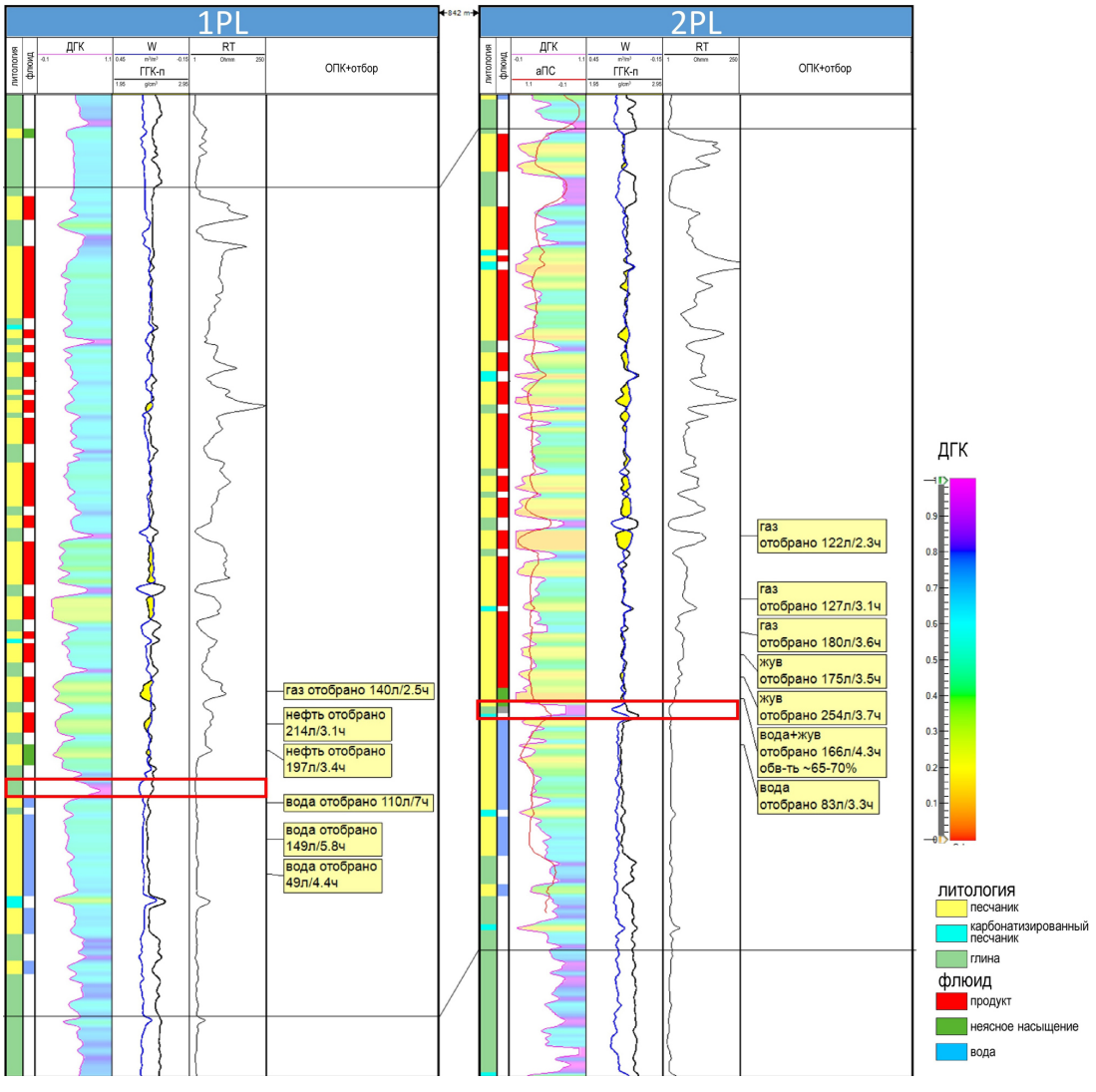


Рис. 15. Планшет ГИС скважин 1PL и 2PL

номинальной толщины, которые объясняют результаты данных ОПК в близкорасположенных скважинах 1PL и 2PL (рис. 19).

В скважине 3PL отложения, которые так же характеризуются повышенной концентрацией тяжелых минералов (граница 1 и 2), выступают в качестве литологического барьера между пачками (рис. 20). Резкое изменение пластового давления объясняется тем, что в верхних двух пачках ведется отбор флюида, и эти пачки гидродинамически не связаны с нижележащими отложениями.

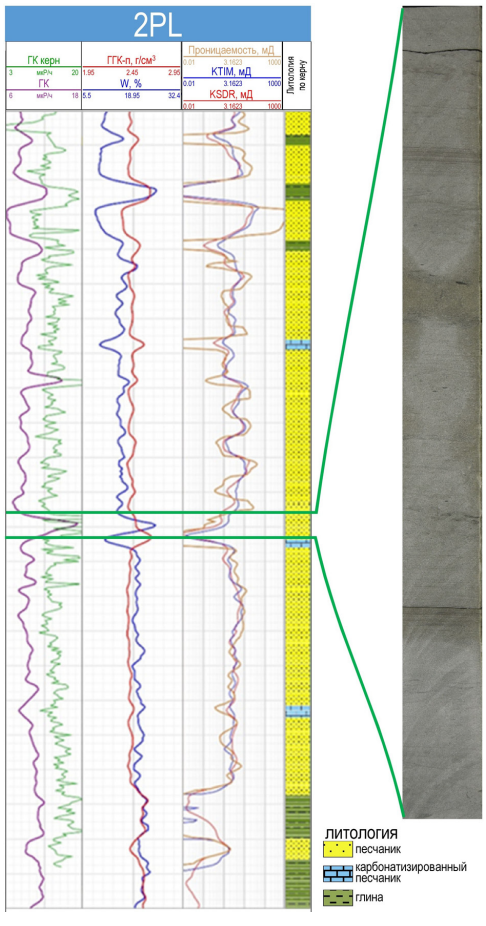


Рис. 16.Литологический планшет скважины 2PL с вынесенной фотографией керна мелкозернистого песчаника в интервале повышенных значений естественной радиоактивности

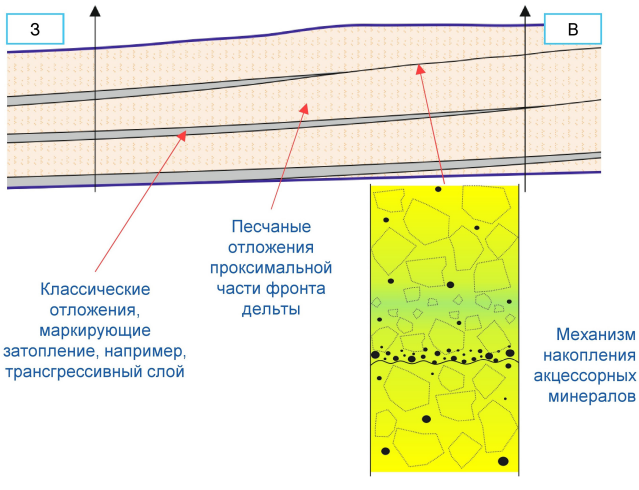


Рис. 17. Концептуальная модель исследуемого пласта и механизм накопления акцессорных минералов

Заключение

Рассматриваемый в работе шельфовый объект представлен песчаными отложениями фронта дельты. Фактические результаты исследований скважин, таких как ОПК-ГДК и испытания, не объясняют различное положение флюидального контакта даже в близрасположенных скважинах. Изменение характера насыщения наблюдается после тонкого интервала с аномально высокими значениями естественной радиоактивности по данным ГК.

Для изучения таких песчаников выполнен седиментологический анализ керна и проведены специальные лабораторные исследования, включающие профильный спектральный ГК, рентгенофазовый анализ минерального состава пород, петрографическое описание шлифов, изучение методом растровой электронной микроскопии.

В результате комплексного анализа в песчаных отложениях выявлено высокое содержание тяжелых минералов (до 15–40% от площади шлифа). Среди них основными являются циркон, торит, фторапатит и ортит. Они сконцентрированы в тонких прослоях, которые по данным измерений проницаемости на образцах и полноразмерном керне характеризуются низкими фильтрационными свойствами. Накопление этих прослоев происходило в условиях

Рис. 18. Гранатовые пески побережья озера Байкал

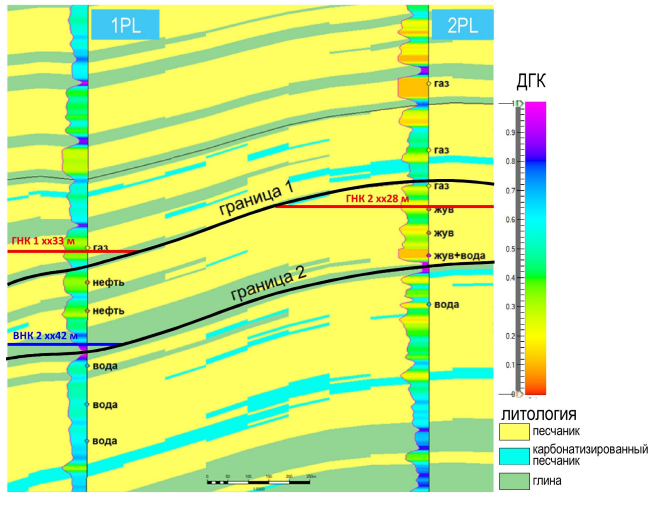


Рис. 19. Геологический разрез через скважины 1PL и 2PL с обозначенными границами 1 и 2 наличия прослоев с высокой концентрацией тяжелых минералов

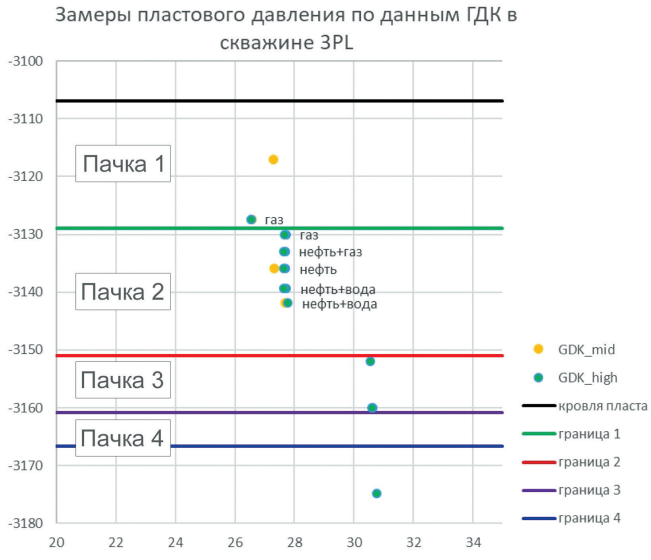


Рис. 20. Результаты замеров пластового давления и дифференциация по пачкам

трансгрессии за счет гравитационной сортировки осадка. Они сформировали комплексный флюидоупор в пласте. Они хорошо выделяются в разрезе скважин и коррелируются как между собой, так и с отложениями трансгрессивного слоя и глинистыми отложениями продельты.

Построенная концептуальная модель с учетом непроницаемых прослоев песчаных отложений с высоким содержанием тяжелых минералов объясняет распределение УВ в залежи, что повышает прогностическую способность геологической модели и эффективность бурения эксплуатационных скважин.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, а также сотрудникам компании ПАО «НОВАТЭК» А.С. Потаповой и Н.А. Шадчневу.

Литература

Барабошкин Е.Ю. (2007). Практическая седиментология (терригенные коллектора). Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 154 с.

Бетехтин А.Г. (2007). Курс минералогии. Екатеринбург: КДУ, 720 с.

Готтих Р.П. (1980). Радиоактивные элементы в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 253 с.

Жемчугова В.А., Рыбальченко В.В., Шарданова Т.А. (2021). Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири. *Георесурсы*, 23(2), с. 179–191. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18

Зубков М.Ю. (2001). Анализ распределения K, U, Th и B в верхнеюрских отложениях центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) с целью их стратификации, корреляции и выделения в них потенциально продуктивных пластов. *Геохимия*, (1), с. 51–70.

Зубков М.Ю. (2006). Закономерности распределения естественно-радиоактивных элементов в осадках тюменской свиты Ловинского месторождения (Шаимский район). *Горные ведомости*, (9), с. 14–36.

Зубков М.Ю. (2009). Закономерности распределения K, U и Th в различных гранулометрических фракциях отложений, вскрытых скважиной 12П Радужного лицензионного участка (Западная Сибирь). *Горные ведомости*, (1), с. 6–34.

Костов И. (1971). Минералогия. М.: Мир, 584 с.

Скачек К.Г., Суполкина И.В., Пантелейко И.А. (2011). Особенности фациального строения неокомских отложений (на примере группы пластов БС10 2 северной части Сургутского свода). *Георесурсы*, (3), с. 27–31.

Смыслов А.А. (1974). Уран и торий в земной коре. Л.: Недра, 231 с.

Шванов В.Н. (1987). Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). Л.: Недра, 269 с.

Шванов В.Н., Баженова Т.К., Беленицкая Г.А., Верба Ю.Л., Драгунов В.И., Жданов В.В., Ильин К.Б., Кондитеров В.Н., Кузнецов В.Г., Куриленко В.В., Мизенс Г.А., Патрунов Д.К., Петровский А.Д., Сергеева Э.И., Трифонов Б.А., Фролов В.Т., Цейслер В.М., Щербаков Ф.А., Щербакова М.Н. (1998). Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов. СПб.: Недра, 352 с.

Шутов В.Д. (1967). Классификация песчаников. *Литология и полезные ископаемые*, (5), с. 86–103.

Kabir M.Z., Deeba F., Rasul M.G., Majumder R.K., Khalil M.I., Islam M.S. (2018). Heavy mineral distribution and geochemical studies of coastal sediments at Sonadia Island, Bangladesh. *Nuclear Science and Applications*, 27(1–2), pp. 1–5.

Сведения об авторах

Валерия Александровна Кузнецова – эксперт, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2
e-mail: valeriya.kuznetsova@novatek.ru

Кристина Альбертовна Костеневич – руководитель группы, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Kristina.Kostenevich@novatek.ru

Арина Дмитриевна Алимгафарова – эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Arina.Alimgafarova@novatek.ru

Евгений Владимирович Панев – главный специалист, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Evgeniy.Panev@novatek.ru

Анна Геннадьевна Сафронова – ведущий инженер-лаборант, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7
e-mail: Anna.Safronova@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 04.07.2024;
Принята к публикации 10.09.2024;
Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The Influence of Sandstones with a High Concentration of Heavy Minerals on the Distribution of Hydrocarbons in a Reservoir Using the Example of a Field in Western Siberia

V.A. Kuznetsova[1], K.A. Kostenevich[2], A.D. Alimgafarova[2], Y.V. Panev[2], A.G. Safronova[2]*

[1]*NOVATEK, Moscow, Russian Federation*

[2]*NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation*

[*]*Corresponding author: Valeriya A.Kuznetsova, e-mail: valeriya.kuznetsova@novatek.ru*

Abstract. The article presents the results of special core studies in sandstone intervals with abnormally high values of natural radioactivity. Combining the obtained data with sedimentological analysis and actual field information made it possible to explain the position of the fluid contact and, accordingly, the distribution of hydrocarbons in the reservoir.

In two wells, 16 samples were selected for lithological and mineralogical study in places characterized by anomalous values of natural radioactivity according to gamma ray logging data. Laboratory studies of the core were carried out: profile spectral gamma ray, X-ray phase analysis of the mineral composition of the rocks, petrographic description of thin sections, study by scanning electron microscopy.

The studied rocks are represented by sandstones. Their texture is due to numerous layers of enrichment in heavy minerals, the minimums and maximums of which correspond to the minimums and maximums of profile radioactivity on the core. Among the accessory minerals, the main ones associated with an increased content of radioactive elements are zircon, thorite, fluorapatite and orthite. Their content in the rock can reach 15–40%.

As a result of the work performed, a conceptual model was built that describes the mechanisms of formation of layers with high concentrations of heavy accessory minerals. From the point of view of sedimentation, such layers are a marker of transgression and have low filtration and capacitance properties according to laboratory data. This explains the different positions of fluid contacts in closely spaced wells and clarifies the internal structure of the productive formation.

Keywords: heavy minerals, concentrations, lithological studies, conceptual model, wave delta

Acknowledgements

The authors express their gratitude to the reviewers for their valuable comments and suggestions, as well as to the NOVATEK team, Anastasia Potapova and Nikolai Shadchnev.

Recommended citation: Kuznetsova V.A., Kostenevich K.A., Alimgafarova A.D., Panev Y.V., Safronova A.G. (2024). The Influence of Sandstones with a High Concentration of Heavy Minerals on the Distribution of Hydrocarbons in a Reservoir Using the Example of a Field in Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 96–108. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.11

References

Baraboshkin E.J. (2007). Practical sedimentology (terrigenous reservoirs). Tomsk: TPU, 154 p. (In Russ.)

Betekhtin A.G. (2007). Course of mineralogy. Yekaterinburg: KDU, 720 p. (In Russ.)

Gottikh R.P. (1989). Radioactive elements in oil and gas geology. Moscow: Nedra, 254 p. (In Russ.)

Kabir M.Z., Deeba F., Rasul M.G., Majumder R.K., Khalil M.I., Islam M.S. (2018). Heavy mineral distribution and geochemical studies of coastal sediments at Sonadia Island, Bangladesh. *Nuclear Science and Applications*, 27(1–2), pp. 1–5.

Kostov I. (1971). Mineralogy. Moscow: Mir, 590 p. (In Russ.)

Shutov V.D. (1967). Classification of sandstones. *Litologiya i poleznye iskopaemye,* 5. pp. 86–103. (In Russ.)

Shvanov V.N. (1987). Petrography of sand rocks (component composition, systematics and description of mineral species). Leningrad: Nedra, 269 p. (In Russ.)

Shvanov V.N., Bazhenova T.K., Belenitskaya G.A., Verba Y.L., Dragunov V.I., Zhdanov V.V., Ilyin K.B., Konditerov V.N., Kuznetsov V.G., Kurylenko V.V., Misens G.A., Patrunov D.K., Petrovsky A.D., Sergeeva E.I., Trifonov B.A., Frolov V.T., Zeisler V.M., Shcherbakov F.A., Shcherbakova M.N. (1998). Systematics and classifications of sedimentary rocks and their analogues. St. Petersburg: Nedra, 352 p. (In Russ.)

Skachek K.G., Supolkina I.V., Panteleyko I.A. (2011). Special features of the facies distribution of neocomian sediments exemplified by the BS_{10}^{2} zones (northern part of the Surgut arch). *Georesursy = Georesources*, 3(39), pp. 27–31. (In Russ.)

Smyslov A.A. (1974). Uranium and thorium in the Earth's crust. Leningrad: Nedra, 232 p. (In Russ.)

Zhemchugova V.A., Rybalchenko V.V., Shardanova T.A. (2021). Sequence-stratigraphic model of the West Siberia Lower Cretaceous. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 179–191. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18

Zubkov M.Yu. (2001). Analysis of the distribution of K, U, Th and B in the Upper Jurassic sediments of the central part of the Krasnoleninsky arch (Western Siberia) in order to stratify, correlate and isolate potentially productive strata in them. *Geohimiya*, 1, pp. 51–70. (In Russ.)

Zubkov M.Yu. (2006). Patterns of distribution of naturally radioactive elements in sediments of the Tyumen formation of the Lovinsky deposit (Shaimsky district). *Gornye Vedomosti*, (9), pp. 14–36. (In Russ.)

Zubkov M.Yu. (2009). Patterns of distribution of K, U and Th in various granulometric fractions of sediments uncovered by well 12P of the Radugnoy license area (Western Siberia). *Gornye Vedomosti,* (1), pp. 6–34. (In Russ.)

About the Authors

Valeriya A. Kuznetsova – Expert, NOVATEK
90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation
e-mail: valeriya.kuznetsova@novatek.ru

Kristina A. Kostenevich – Group leader, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: Kristina.Kostenevich@novatek.ru

Arina D. Alimgafarova – Expert, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: Arina.Alimgafarova@novatek.ru

Evgeniy V. Panev – Senior Specialist, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: Evgeniy.Panev@novatek.ru

Anna G. Safronova – Senior Specialist, NOVATEK NTC
7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: Anna.Safronova@novatek.ru

Manuscript received 4 July 2024;
Accepted 10 September 2024; Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.12

УДК 552.578.2

Анализ PVT-свойств пластовых газов Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления Байкитской нефтегазоносной области на основании региональных трендов

М.В. Гагина[*]*, В.Г. Волков, О.А. Гогебашвили*

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск, Россия

Проведены исследования изменений физико-химических свойств газа и конденсата газовых шапок предельно насыщенной пластовой нефтегазоконденсатной системы в зависимости от термобарических условий залегания залежей. Исследования проведены по результатам лабораторных анализов 29 рекомбинированных проб газа, отобранных со скважин Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ). Основная закономерность изменения свойств конденсатов газов газовых шапок ЮТЗ выявлена от пластового давления. Зависимости между PVT-свойствами, определенными по рекомбинированным пробам пластового газа, и физико-химическими свойствами, определенными по устьевым пробам конденсата, обнаружить практически не удалось. Выявлена корреляция между пластовым давлением и потенциальным содержанием $С_{5+высшие}$ в пластовом газе ($ПС_{с5+высшие}$), пластовым давлением и коэффициентом извлечения конденсата из недр (КИК). По этим зависимостям можно проводить условную оценку ресурсов конденсата газа газовых шапок – потенциального содержания $С_{5+высшие}$ и КИК для новых, мелких по величине ресурсов нефти, газа и конденсата, нефтегазоконденсатных месторождений Юрубчено-Тохомской зоны.

Ключевые слова: PVT-свойства газа газовых шапок, газовый конденсат, пластовый газ, потенциальное содержание $С_{5+}$ ($ПС_{С5+высшие}$), коэффициент извлечения конденсата из недр, Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления

Для цитирования: Гагина М.В., Волков В.Г., Гогебашвили О.А. (2024). Анализ PVT-свойств пластовых газов Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления Байкитской нефтегазоносной области на основании региональных трендов. *Георесурсы,* 26(3), с. 109–115. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.12

Введение

Определение начального потенциального содержания С5+, компонентного состава и коэффициента сверхсжимаемости пластового газа газовых шапок – невероятно трудоемкая, сложная и важная задача (Брусиловский, 2002; Инструкция по комплексному…, 1980; Указания по определению промысловых ресурсов…, 1971), которая позволяет более корректно оценить ресурсы месторождения, а также провести грамотную оценку необходимости строительства тех или иных объектов поверхностной инфраструктуры (Скоробогатов и др., 2023).

Кроме трудоемкости при определении характеристик пластового газа и конденсата (Методическое руководство…, 1986; Методическое руководство…, 1990) есть еще и пункт стоимости проведения исследований, который на первых этапах геологоразведочных работ может оказать значительную нагрузку на бюджет компании, в то время как рентабельность месторождения еще не определена.

Расчетным методам (Барташевич, Ермакова, 1978) определения характеристик газа и газового конденсата (Ермаков и др., 1990) посвящено много работ Островской Т.Д. (Гриценко и др., 1995), Гриценко И.А., Юшкина В.В., Гвоздева Б.П., Степановой Г.С. и других, в том числе зарубежных авторов. В проектно-технологических документах по пластовым газам Западной Сибири пользуются различными методами (Рыбьяков, 2023), в том числе номограммами Островской Т.Д. (Гриценко и др., 1995). Практически во всех номограммах Островской Т.Д. используется зависимость структурно-группового углеводородного состава газового конденсата от пластовых давлений и температур, однако на рассматриваемых месторождениях номограммы не работают – в основном, из-за диапазона применимости номограмм. Расчетные PVT-свойства пластового газа практически не имеют корреляционной связи с лабораторными экспериментами из-за, предположительно, различия в генезисе углеводородов. Вследствие этого, необходимо более детальное изучение собственных лабораторных исследований Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ).

В данной работе проведен детальный сравнительный анализ результатов исследований проб пластового газа и конденсата газовых шапок. Рассмотрены зависимости PVT-свойств пластового газа (компонентного состава, коэффициента сверхсжимаемости (z-фактора), потенциального содержания $С_{5+высшие}$ в пластовом газе ($ПС_{с5+}$), коэффициента извлечения конденсата из недр (КИК), – основных подсчетных параметров пластовых газов и конденсатов, влияющих на запасы конденсата

[*] Ответственный автор: Миляуша Венеровна Гагина
e-mail: GaginaMV@knipi.rosneft.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

в недрах; потерь насыщенного конденсата; давления начала конденсации; давления максимальной конденсации) и конденсата (структурно-групповой состав – массовое содержание ароматических соединений, нафтенов, парафинов, плотности конденсата в стандартных условиях, содержания смол силикагелевых, асфальтенов, парафинов) от термобарических условий залегания пластов (залежей). Приведена попытка установления взаимосвязи физико-химических свойств пластовых конденсатов от свойств пластового газа.

Авторы статьи преследуют следующие цели и задачи:

– анализ лабораторных исследований PVT-свойств пластовых газов на разрабатываемых месторождениях Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления;

– установление корреляционной взаимосвязи PVT-свойств газов и конденсатов на основании региональных трендов или термобарических условий залегания пласта (залежи);

– определение формулы для расчета потенциального содержания C_{5+} пластового газа, коэффициента сверхсжимаемости и коэффициента извлечения конденсата из недр для более мелких по запасам месторождений Юрубчено-Тохомской зоны, где исследований проб пластового газа еще не проводилось.

Материалы и методы

Юрубчено-Тохомская зона (ЮТЗ) нефтегазонакопления относится к Камовскому нефтегазоносному району, а в тектоническом плане – к Байкитской антеклизе. Самыми крупными эксплуатируемыми месторождениями являются Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ). Более мелкие по ресурсам нефти, газа и конденсата нефтегазоконденсатные месторождения – Камовское, Шушукское, Борщевское, Оморинское, Салаирское – не разрабатываются.

Месторождения очень сложные для разработки, необходимо учитывать много нюансов, таких как нефтегазоконденсатность, соленость пластовых вод, мощность пластов, осложненных системой трещин (кавернозно-трещинный тип коллектора).

В работе использованы результаты исследований 29 рекомбинированных проб пластового газа газовых шапок по скважинам Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского месторождений: 3 пробы из вендских отложений (пласты Б-VIII и Б-IX) и 12 проб из рифейских отложений (Юрубчено-Тохомское НГКМ), 14 проб из рифейских отложений (Куюмбинское НГКМ).

Произведен анализ результатов имеющихся лабораторных исследований PVT-свойств пластового газа и физико-химических свойств конденсата по рекомбинированным пробам ЮТЗ на предмет взаимосвязи с термобарическими условиями залегания пласта. Анализ результатов лабораторных исследований рекомбинированных проб газа и конденсата заключается в сопоставлении на кросс-плотах PVT-свойств пластового газа и физико-химических свойств конденсата от термобарических условий пласта при проведении отбора рекомбинированной пробы.

Явной корреляционной зависимости не выявлено между следующими параметрами: массовой концентрацией ароматических соединений в конденсате по поверхностным пробам и пластовыми термобарическими условиями (скважинный замер при отборе пробы), массовой концентрацией нафтеновых соединений в конденсате по поверхностным пробам и пластовыми термобарическими условиями (скважинный замер при отборе пробы), массовой концентрацией парафиновых соединений в конденсате по поверхностным пробам и пластовыми термобарическими условиями (скважинный замер при отборе пробы), массовой концентрацией парафиновых соединений в конденсате по поверхностным пробам и массовой концентрацией нафтеновых соединений, массовой концентрацией ароматических соединений в конденсате по поверхностным пробам и массовой концентрацией парафиновых соединений.

Однако обнаружена полиномиальная зависимость по поверхностным пробам конденсата по структурно-групповому составу – арены (% масс.) от нафтенов (% масс.) (рис. 1).

Условно на данном графике (рис. 1) можно выделить 2 группы проб (выделенных овалом), поведение которых, с достаточно хорошим коэффициентом корреляции, можно описать полиномиальной зависимостью: 1 группа со значениями % масс. нафтеновых соединений, принадлежащих диапазону 8–14 и 2 группа со значениями % масс. нафтеновых соединений, принадлежащих диапазону 14,5–19. Однако решено оставить единую зависимость, т.к. для условного разделения статистически остается очень мало данных.

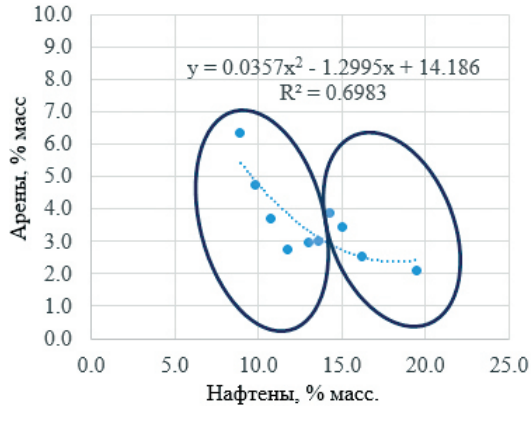


Рис. 1. Зависимость массовой концентрации ароматических соединений в конденсате по поверхностным пробам от массовой концентрации нафтеновых соединений

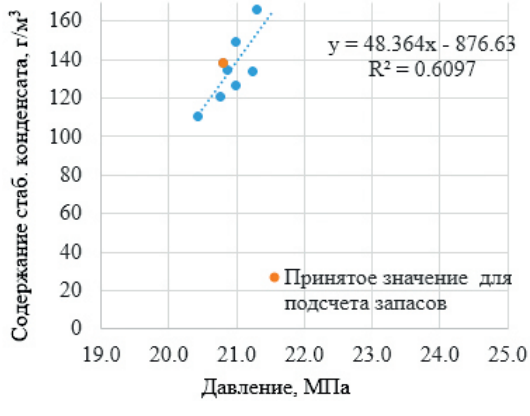


Рис. 2. Зависимость содержания стабильного конденсата в пластовом газе по рекомбинированным пробам пластового газа от пластового давления в скважине при отборе пробы

Рассмотрена зависимость для потенциального содержания $С_{5+высшие}$ ($ПС_{с5+высшие}$) в пластовом газе от пластового давления (рис. 2).

На рис. 2, как и на рис. 1, можно условно выделить 2 группы проб, однако в разные группы на рисунках 1 и 2 входят разные пробы. На рис. 1 кросс-плот построен по результатам исследований физико-химических свойств поверхностных проб конденсата, а на рис. 2 – по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа, где не всегда проводилось определение физико-химических свойств конденсата. Однако есть небольшие пересечения, к примеру: к 1 группе на рис. 1 (со значениями % масс. нафтеновых соединений, принадлежащих диапазону 8–14, 6 проб) принадлежат 2 пробы из 1 группы (из 4 проб) на рис. 2 и 1 проба из группы 2 на рис. 2; во 2 группе на рис. 1 (со значениями % масс. нафтеновых соединений, принадлежащих диапазону 14,5–19, 4 пробы) есть 3 пробы из 4-х, принадлежащих к 1 группе на рис. 1.

Возможной причиной разделения проб на группы служит примесь нефти в составе пробы. Предположительно, 1 группа (рис. 1) является примером смеси конденсата с нефтью – в составе поверхностных проб больше тяжелых и сложных по структуре ароматических соединений. В соответствие группе 1 (рис. 1) ставится группа 2 (рис. 2), т.к. из 4 проб выборки в состав этой же выборки попали 3 пробы из группы 1 (рис. 1). 2 группа проб (рис. 1) представляет собой более чистую фракцию конденсата, т.к. в составе конденсата меньше ароматических соединений, больше нафтеновых структур, ей в соответствие ставится группа 1 (рис. 2). Для более обоснованного разделения необходимо понимание отличительных особенностей конденсатов и нефтей ЮТЗ.

На номограммах Островской Т.Д. для определения $ПС_{с5+}$ зависимость имеет другой угол наклона температуры к оси нафтенов, в виду того, что номограмма у Островской Т.Д. построена для содержания ароматических соединений в диапазоне 5–15 % масс., в то время как в рассматриваемых нами пробах газового конденсата Юрубчено-Тохомской зоны, эти соединения лежат в диапазоне 2–7% масс. Вероятно, тот факт, что идентичной корреляционной взаимосвязи в свойствах газовых конденсатов ЮТЗ не наблюдается, как показано в работах по газовым конденсатам Западной Сибири (Гриценко и др., 1995; Ермаков и др., 1990), объясняется различием в генезисе конденсатов, что следует из работ А.Н. Рыбьякова, О.Г. Кананыхиной, В.А. Скоробогатова, Д.Я., Хабибуллина и др. (Рыбьяков, 2023; Рыбьяков, Кананыхина, 2021; Скоробогатов и др., 2023).

При проведении анализа лабораторных исследований физико-химических свойств пластового газа и конденсата на предмет взаимосвязи содержания стабильного конденсата в газе с величиной пластового давления произведена отбраковка 72% результатов лабораторных исследований проб по следующим причинам: слишком низкая скорость газа у башмака НКТ, что способствует неполному выносу конденсата из пласта; слишком большая депрессия на пласт в ходе отбора рекомбинированной пробы, что способствует выпадению конденсата в призабойной зоне пласта; отбор рекомбинированной пробы пластового газа произведен в затронутой разработкой зоне пласта; при проведении рекомбинации давление начала ретроградной конденсации оказалось выше начального пластового давления в газовой шапке. Таким образом, сформировалась выборка из 8 условно кондиционных рекомбинированных проб пластового газа и конденсата, результаты исследований которых использованы в корреляционном анализе. В эту выборку вошли результаты, в которых значения начального $ПС_{с5+}$ лежат в диапазоне 110–166 г/м^3, т.е. при проведении отбора данных проб пластовых флюидов на рекомбинацию соблюдался оптимальный режим выноса конденсата, и рекомбинация пробы пластового газа проведена до давления начала ретроградной конденсации, равной начальному пластовому давлению в газовой шапке. Остальные значения не приняты в расчет корреляции, так как оптимальный режим и условия отбора не были выдержаны.

Получилась линейная корреляционная зависимость, согласующаяся с результатами лабораторных экспериментов, ошибка, по регрессионной оценке, составила 0–11%. Данную зависимость можно принимать в работу при оценке ресурсов газового конденсата.

На рис. 3 представлена зависимость потерь насыщенного конденсата по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа по различным скважинам ЮТЗ на основании тестов CVD (constant volume depletion – эксперимент истощения при постоянном объеме) от давления в ячейке при проведении эксперимента. Наблюдается типичный для зависимости «$ПС_{с5+высшие} – Р_{пл}$» тренд, однако изменения значений потерь конденсата лежат в широком диапазоне, описать этот тренд в виде единой зависимости довольно трудно.

Сопоставление на кросс-плот графиках различных физико-химических параметров пластовых газоконденсатных проб не выявило зависимости. Сопоставление было проведено по следующим параметрам: суммарные потери насыщенного конденсата по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа по экспериментам CVD от коэффициента извлечения конденсата из недр, давление начала конденсации по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа от коэффициента извлечения конденсата из недр, давление максимальной конденсации по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа от коэффициента извлечения конденсата из недр, плотность стабильного конденсата в поверхностных условиях от коэффициента извлечения конденсата из недр, коэффициент извлечения конденсата из недр от содержания выкипающих фракций при различных температурах (100, 150, 200, 250, 300 °С), потенциальное содержание $С_{5+высшие}$ в пластовом газе от содержания выкипающих фракций при различных температурах (100, 150, 200, 250, 300 °С), коэффициент извлечения конденсата из недр от пластовой температуры (скважинный замер при отборе пробы). Кросс-плоты представляют собой облако точек, которое сложно описать единой зависимостью с хорошим коэффициентом корреляции.

На рис. 4 представлена зависимость коэффициента извлечения конденсата из недр от пластового давления (скважинный замер при отборе пробы) – наблюдается линейная зависимость, коэффициент корреляции 0,421.

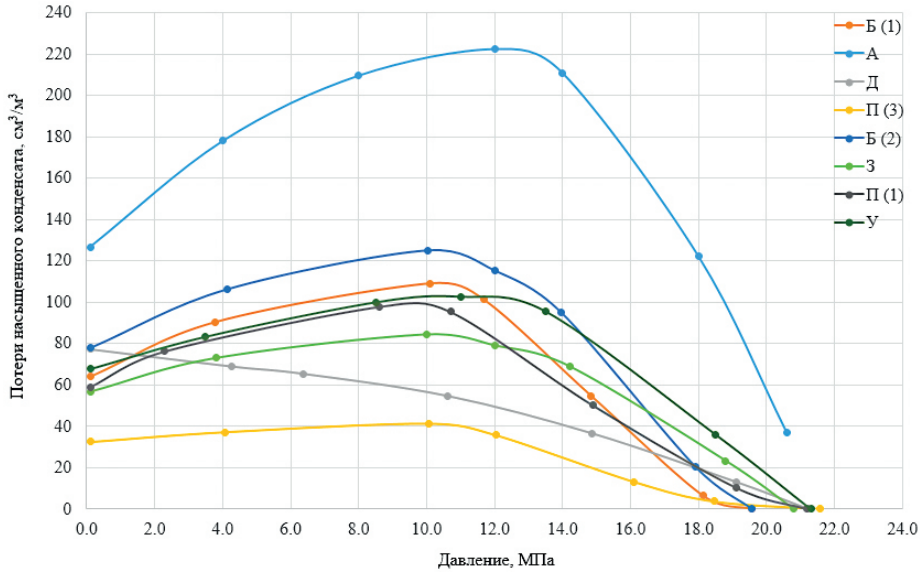


Рис. 3. Зависимость потерь насыщенного конденсата по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа по тестам CVD от давления в ячейке при проведении эксперимента

Рис. 4. Зависимость коэффициента извлечения конденсата из недр от пластового давления, замеренного при проведении отбора рекомбинированной пробы на скважине

Полученную зависимость (рис. 4) можно рассмотреть для условной оценки подсчетных параметров конденсата при оценке ресурсов новых месторождений ЮТЗ.

Также рассмотрены зависимости для коэффициента сверхсжимаемости пластового газа (z-фактора) и компонентного состава пластового газа от начальных термобарических условий залежи. В таблице 1 приведены по-скважинные данные по z-фактору, компонентному составу пластового газа, термобарическим условиям в скважине и характеристикам газоконденсатной смеси.

Корреляционной зависимости не обнаружено для сопоставления коэффициента сверхсжимаемости от пластовой температуры, давления начала конденсации, пластового давления, конденсатно-газового фактора по стабильному конденсату, конденсатно-газового фактора по сырому конденсату, коэффициента извлечения конденсата из недр, массовой концентрации ароматических соединений в конденсате по поверхностным пробам, массовой концентрации нафтеновых соединений в конденсате по поверхностным пробам, массовой концентрации парафиновых соединений в конденсате по поверхностным пробам, содержания выкипающих фракций (% об.) при различных температурах (100, 150, 200, 250, 300 °C).

На основании результатов анализов рекомбинированных проб пластового газа произведено сопоставление компонентного состава пластового газа от пластовых термобарических условий: метана, этана, пропана, изо- и норм-бутана, тяжелого псевдо-компонента $C_{5+высшие}$, – трендов обнаружить не удалось.

При сопоставлении головных компонент пластового газа с содержанием выкипающих фракций (% об.) при различных температурах (100, 150, 200, 250, 300 °C) зависимость также не прослеживается.

Обсуждение результатов, выводы

В работе проанализированы результаты лабораторных исследований PVT-свойств пластового газа и физико-химических свойств конденсата по рекомбинированным пробам. Зависимость между PVT-свойствами, определенными по рекомбинированным пробам газа, и физико-химическими свойствами, определенными по устьевым пробам конденсата обнаружить не удалось.

Выявлено, что преобладающее влияние на основные подсчетные свойства конденсатов газовых шапок Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления оказывает пластовое давление. Получены зависимости от пластового давления в залежи для расчета характеристик пластового газа и конденсата – потенциального содержания $C_{5+высшие}$ ($ПС_{c5+высшие}$) и коэффициента извлечения конденсата из недр (КИК). Формулы для расчета между пластовым давлением и потенциальным содержанием $C_{5+высшие}$ (1), между пластовым давлением и коэффициентом извлечения конденсата из недр (2):

$$ПС_{c5+высшие}\ (г/м^3) = 48{,}364 \cdot P_{пл\ нач}\ (МПа) - 876{,}63, \quad (1)$$

$$КИК\ (д.\ ед.) = 0{,}16 \cdot (P_{пл\ нач}\ (МПа)) - 2{,}7869, \quad (2)$$

где $ПС_{c5+высшие}$ – потенциальное содержание $C_{5+высшие}$ в пластовом газе, определенное по результатам лабораторных исследований рекомбинированных проб пластового газа и конденсата, г/м³; $P_{пл\ нач}$ – начальное пластовое давление в залежи, определенное на скважине в момент отбора рекомбинированной пробы, МПа; КИК – коэффициент извлечения конденсата из недр, д. ед.

Имя скв.	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, ^{0}C	Z-фактор, д.ед.	Компонентный состав пластового газа, % мол.								Давление, МПа		Конденсатно-газовый фактор по стабильному конденсату, см^3/м^3	Конденсатно-газовый фактор по сырому конденсату, см^3/м^3	Коэффициент извлечения конденсата из недр, д.ед.	Принятое в подсчете запасов значение ПС$_{c5+}$ стабильного конденсата в газе, г/м^3
				CO_2	N_2	C1	C2	C3	iC4	nC4	C5+	начала конденсации	максимальной конденсации				
А	20.9	25.0	0.708	0.13	4.84	80.02	7.07	2.38	0.54	1.22	3.79	20.6	3.2	199.9	245.5	0.436	138
Б (1)	20.4	30.8	0.757	0.10	5.16	81.63	6.41	2.55	0.61	0.71	2.83	19.6	5.4	147.0	268.6	0.588	138
В	21.0	25.1	0.574	0.09	2.49	66.15	14.84	8.21	1.44	2.99	3.79	14.0	3.0	139.1	165.6	-	138
Г	21.1	29.0	0.715	0.19	0.16	81.82	8.26	3.93	0.64	1.20	3.80	25.5	4.6	226.4	486.0	0.340	138
Д	21.2	27.0	0.757	0.05	6.13	79.84	7.20	2.32	0.44	0.81	3.21	20.5	3.1	251.2	457.8	0.580	138
1Е	21.3	27.0	0.745	0.04	6.14	80.09	7.59	2.46	0.42	0.92	2.35	21.3	2.6	205.9	278.3	0.747	138
2Е	21.3	27.0	0.809	0.01	7.36	77.71	7.95	3.03	0.52	1.09	2.32	21.3	2.6	193.2	280.0	0.476	138
Ж	21.5	29.8	0.850	1.36	5.04	80.61	7.83	2.33	0.36	0.63	1.84	21.6	10.1	114.8	171.3	0.708	138
Б (2)	20.8	30.5	0.760	0.02	4.84	84.38	2.92	2.66	1.00	1.15	3.03	19.2	4.7	153.0	276.0	0.538	138
З	20.8	27.0	0.771	0.10	13.98	73.57	6.11	2.34	0.39	0.58	2.93	20.4	9.8	245.6	332.3	0.540	142
И (1)	20.4	29.0	0.725	0.08	7.09	76.89	7.91	3.05	0.52	1.19	3.27	16.7	3.0	105.0	154.0	0.604	142
И (2)	20.4	29.0	0.772	0.02	8.32	79.68	7.52	2.42	0.33	0.67	1.04	-	-	-	-	-	142
К (1)	21.0	30.0	0.723	0.04	3.96	80.37	7.71	2.90	0.58	1.37	3.07	23.9	3.0	83.0	136.0	-	142
К (2)	21.0	30.0	0.745	0.51	7.93	75.82	7.99	3.06	0.49	1.00	3.20	21.0	3.0	68.0	97.0	-	142
Л	16.6	19.0	0.696	0.19	0.00	87.63	6.87	2.20	0.34	0.71	2.07	16.2	-	143.2	169.0	0.551	142
М	19.9	24.0	0.741	0.09	6.33	80.92	7.13	2.27	0.43	0.90	1.93	24.6	4.4	187.7	107.9	0.318	142
Н	15.6	29.8	0.796	0.07	15.40	67.58	8.11	4.30	0.71	1.57	2.25	15.2	7.9	155.5	204.6	0.706	142
О (1)	20.3	25.8	0.803	0.00	6.27	74.14	8.69	4.13	0.80	1.81	4.16	20.3	10.0	206.8	272.1	-	142
О (2)	-	-	0.788	0.00	6.54	77.06	8.41	3.40	0.58	1.28	2.73	21.0	10.0	-	-	-	142
П (1)	21.2	26.2	0.736	0.00	8.95	74.04	9.15	3.44	0.53	1.00	2.90	20.8	8.4	159.9	230.7	0.547	142
П (2)	21.0	27.0	0.737	0.02	8.07	75.23	8.66	3.18	0.40	0.78	3.66	-	-	358.0	551.0	-	142
П (3)	21.0	27.0	0.740	0.06	8.16	74.50	8.29	3.78	0.64	1.20	3.37	19.5	9.8	271.0	438.0	0.440	142
Р	21.0	25.3	0.777	0.04	8.37	80.66	6.00	2.18	0.47	0.68	1.60	17.3	8.0	98.7	139.0	0.623	142
С	21.8	28.5	0.687	0.20	2.68	76.18	9.44	4.63	0.93	1.96	3.98	19.8	3.0	136.0	245.0	-	138
С (2)	21.6	28.0	0.678	0.71	2.56	77.08	7.53	3.43	0.85	1.89	5.95	21.6	3.0	201.0	337.0	-	138
Т	20.8	26.1	0.808	0.11	5.99	80.34	7.11	2.61	0.51	1.01	2.32	20.8	2.9	98.7	109.7	-	138
У	21.3	25.9	0.749	0.10	5.82	81.71	5.53	1.79	0.79	0.55	3.71	18.1	10.8	255.3	334.1	0.699	138
Ф	18.5	25.5	0.819	0.07	4.53	79.13	7.62	3.26	0.69	1.41	3.29	18.5	8.0	152.7	190.9	0.723	138
Х	21.6	26.0	0.711	0.21	2.92	82.28	6.91	2.31	0.42	0.92	4.03	21.6	3.3	134.0	188.0	-	138

Табл. 1. Физико-химические свойства и состав пластового газа по скважинам ЮТЗ

По зависимостям (1) и (2) можно проводить условную оценку ресурсов конденсата в пластовом газе газовых шапок – потенциального содержания $C_{5+высшие}$ и КИК для новых, мелких по ресурсам нефти, газа и конденсата нефтегазоконденсатных месторождений Юрубчено-Тохомской зоны.

Благодарность

Авторы выражают благодарность коллегам из ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» и рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Барташевич А.А., Ермакова В.И. (1978). Способ геохимической разведки. Патент SU 716015.

Брусиловский А.И. (2002). Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М: Грааль.

Гриценко А.И., Гриценко И.А., Юшкин В.В., Островская Т.Д. (1995). Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. М: Недра.

Ермаков В.И., Зорькин Л.М., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И. (1990). Геология и геохимия горючих газов: Справочник. Под ред. И.В. Высоцкого. М: Недра, 315 с.

Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин (1980). М: Недра.

Методическое руководство о порядке разработки, содержания и оформления материалов по обоснованию потенциального содержания конденсата в пластовом газе и коэффициента извлечения конденсата из недр (1986). М: СОЮЗГАЗТЕХНОЛОГИЯ.

Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов, определению их потенциального содержания в пластовом газе, учету добычи конденсата и компонентов природного газа (1990). М: ВНИИГАЗ.

Рыбьяков А.Н. (2023). Закономерности изменения содержания и состава жидких углеводородов в свободном газе месторождений Западной Сибири. *Вести газовой науки*, 1(53), с. 173–181.

Рыбьяков А.Н., Кананыхина О.Г. (2021). Формирование и прогнозирование конденсатосодержащих месторождений и залежей в осадочных бассейнах России. Проблемы ресурсов, разведки и добычи в XXI веке. *Вести газовой науки*, 3(48), с. 80–91.

Скоробогатов В.А., Рыбьяков А.Н., Хабибуллин Д.Я. (2023). Газовый конденсат осадочных бассейнов России: генезис, запасы, ресурсы, добыча. Будущее. *Вести газовой науки*, 1(53), с. 294–308.

Указания по определению промысловых ресурсов конденсата и его добычи при эксплуатации газоконденсатных месторождений на естественном режиме (1971). М: ВНИИГАЗ.

Сведения об авторах

Миляуша Венеровна Гагина – главный специалист отдела свойств флюидов и ГДИС
ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»
Россия, 660098, Красноярск, ул. 9 мая, д. 65Д
e-mail: GaginaMV@knipi.rosneft.ru

Владимир Григорьевич Волков – заместитель генерального директора по геологии и разработке
ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»
Россия, 660098, Красноярск, ул. 9 мая, д. 65Д
e-mail: VolkovVG@knipi.rosneft.ru

Олег Александрович Гогебашвили – начальник отдела свойств флюидов и ГДИС
ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»
Россия, 660098, Красноярск, ул. 9 мая, д. 65Д
e-mail: GogebashviliOA@knipi.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 28.06.2024;
Принята к публикации 10.09.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

PVT-Properties Analysis of Reservoir Gases of the Yurubcheno-Tokhom Oil and Gas Accumulation Zone of the Baikit Oil and Gas Region Based on Regional Trends

M.V. Gagina, V.G. Volkov, O.A. Gogebashvili*
RN-KrasnoyarskNIPIneft, Krasnoyarsk, Russian Federation
**Corresponding author: Milyausha V. Gagina, e-mail: GaginaMV@knipi.rosneft.ru*

Abstract. Studies of changes in the physical and chemical properties of reservoir gas and gas cap condensate of an extremely saturated reservoir oil and gas condensate system depending on the conditions of deposits (reservoir pressures and temperatures) were carried out. The research was based on the results of laboratory analyses of 29 recombined gas samples taken from wells of the Yurubcheno-Tokhom oil and gas accumulation zone (YTZ). The main pattern of changes in the properties of gas condensates of the gas caps of the UTZ was revealed as a function of reservoir pressure. There was practically no correlation between PVT-properties determined from recombined reservoir gas samples and physical and chemical properties determined from wellhead condensate samples. A correlation between reservoir pressure and potential $C_{5+higher}$ content in reservoir gas ($PC_{C5+higher}$), reservoir pressure and condensate recovery coefficient was revealed. Based on this dependencies, it is possible to carry out conditional estimation of the gas condensate resources of gas caps – the potential content of $C_{5+higher}$ and condensate recovery coefficient for new, smal oil and gas condensate fields of the Yurubcheno-Tokhom oil and gas accumulation zone.

Keywords: PVT-properties of gas caps, gas condensate, reservoir gas, potential C_{5+} content ($PC_{C5+higher}$), condensate recovery coefficient, Yurubcheno-Tokhom zone of oil and gas accumulation

Recommended citation: Gagina M.V., Volkov V.G., Gogebashvili O.A. (2024). PVT-Properties Analysis of Reservoir Gases of the Yurubcheno-Tokhom Oil and Gas Accumulation Zone of the Baikit Oil and Gas Region Based on Regional Trends. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 109–115. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.12

Acknowledgements

The authors expresses their gratitude to their colleagues from RN-KrasnoyarskNIPIneft and the reviewers for their valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

References

Bartashevich A.A., Ermakova V.I. (1978). Method of geochemical exploration. Patent SU 716015. (In Russ.)

Brusilovsky A.I. (2002). Phase transformations during the development of oil and gas fields. Moscow: Graal. (In Russ.)

Ermakov V.I., Zorkin L.M., Skorobogatov V.A., Staroselsky V.I. (1990). Geology and geochemistry of combustible gases. Ed. I.V. Vysotsky. Moscow: Nedra, 315 p. (In Russ.)

Gritsenko A.I., Gritsenko I.A., Yushkin V.V., Ostrovskaya T.D. (1995). Scientific basis for predicting the phase behavior of reservoir gas-condensate systems. Moscow: Nedra. (In Russ.)

Guidelines for determining the field resources of condensate and its production during the exploitation of gas condensate fields in a natural mode (1971). Moscow:VNIIGAZ. (In Russ.)

Instructions for the integrated study of gas and gas-condensate formations and wells (1980). Moscow: Nedra. (In Russ.)

Methodological guidance on the procedure for the development, maintenance and execution of materials to substantiate the potential content of condensate in reservoir gas and the coefficient of condensate extraction from the subsoil (1986). Moscow: SOYUZGAZTECHNOLOGIYA. (In Russ.)

Methodological guidelines for calculating the balance and recoverable reserves of condensate, ethane, propane, butanes, non-hydrocarbon components, determining their potential content in reservoir gas, accounting for the production of condensate and natural gas components (1990). Moscow: VNIIGAZ. (In Russ.)

Rybyakov A.N. (2023). Patterns of changes in the content and composition of liquid hydrocarbons in free gas from fields in Western Siberia. *Vesti gazovoy nauki*, 1(53), pp. 173–181. (In Russ.)

Rybyakov A.N., Kananykhina O.G. (2021). Formation and forecasting of condensate-containing fields and deposits in sedimentary basins of Russia. Problems of resources, exploration and production in the 21st century. *Vesti gazovoy nauki*, 3(48), pp. 80–91. (In Russ.)

Skorobogatov V.A., Rybyakov A.N., Khabibullin D.Ya. (2023). Gas condensate of sedimentary basins of Russia: genesis, reserves, resources, production. Future. *Vesti gazovoy nauki*, 1(53), pp. 294–308. (In Russ.)

About the Authors

Milyausha V. Gagina – Chief specialist (PVT-properties), Department of Fluid Properties and Well Testing
RN-KrasnoyarskNIPIneft
65D, 9 May st., Krasnoyarsk, 660098, Russian Federation
e-mail: GaginaMV@knipi.rosneft.ru

Vladimir G. Volkov – Deputy General Director of Geology and Development, Cand. Sci. (Physics and Mathematics)
RN-KrasnoyarskNIPIneft
65D, 9 May st., Krasnoyarsk, 660098, Russian Federation
e-mail: VolkovVG@knipi.rosneft.ru

Oleg A. Gogebashvili – Head of the Department of Fluid Properties and Well Testing
RN-KrasnoyarskNIPIneft
65D, 9 May st., Krasnoyarsk, 660098, Russian Federation
e-mail: GogebashviliOA@knipi.rosneft.ru

Manuscript received 28 June 2024;
Accepted 10 September 2024;
Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.13

УДК 550.8.05+550.82+550.84

Интегрированное моделирование многозонного гидроразрыва низкопроницаемых коллекторов

В.Н. Астафьев[1,2], Г.М. Митрофанов[2]*

[1]*ООО «БурСервис», Москва, Россия*

[2]*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия*

Наиболее эффективным методом разработки низкопроницаемых коллекторов является многозонный гидроразрыв пласта (МГРП), что подтверждается его интенсивным развитием в России. Особенностью моделирования гидроразрыва пласта низкопроницаемых коллекторов является не только необходимость расчета оптимальных параметров трещин МГРП и их взаимного расположения, но и учет влияния гидроразрыва на изменения фильтрационных свойств пласта. Для создания оптимальной модели МГРП потребовалось совершенствование существующих методик и их оптимизация с применением 3D-моделирования. С использованием петрофизической, геологической, гидродинамической, геомеханической и литолого-геохимической моделей пласта в качестве входных данных создана новая методика оптимизации МГРП. Взаимосвязь входных моделей и их обратная связь с результатами калибровки модели гидроразрыва на основе анализа параметров ГРП и работы скважины позволяют уменьшить влияние субъективного фактора на моделирование и построить более корректные модели многозонного гидроразрыва пласта. Показано, что применение интегрированного моделирования позволяет не только создать оптимальные модели МГРП, но и определить набор дополнительных исследований, необходимых для уточнения данных и корректного построения моделей. Предложенный подход опробован на нескольких месторождениях с совершенно различными геолого-геофизическими характеристиками пластов. С применением этого подхода впервые в России разработаны и опробованы технологии высокоскоростного гибридного МГРП высокотемпературных нефтяных пластов и МГРП низкотемпературных газовых пластов с использованием жидкости на углеводородной основе для разработки низкопроницаемых туронских, юрских, ачимовских коллекторов и нетрадиционных залежей баженовской свиты.

Ключевые слова: многозонный гидроразрыв пласта, оптимизация МГРП, 3D-моделирование, трудноизвлекаемые запасы, низкопроницаемые пласты

Для цитирования: Астафьев В.Н., Митрофанов Г.М. (2024). Интегрированное моделирование многозонного гидроразрыва низкопроницаемых коллекторов. *Георесурсы,* 26(3), с. 116–125. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.13

Введение

В связи со смещением российской нефтегазовой индустрии в сторону разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов, в частности, низкопроницаемых коллекторов (Astafyev et al., 2020), значительно выросло количество горизонтальных скважин, заканчиваемых многозонным гидроразрывом пласта (МГРП) (рис. 1), что подтверждает необходимость использования методов интенсификации для эффективной разработки месторождений. В отличие от однозонного гидроразрыва пласта (ГРП), многозонные требуют более тщательной подготовки и моделирования, поскольку нужно не только спроектировать оптимальный по азимуту и длине горизонтальный участок скважины с необходимым количеством трещин МГРП, обладающих заданными геометрическими и фильтрационными параметрами, но и учесть влияние гидроразрыва на изменение гидродинамических (ГД) и геомеханических характеристик пласта. Важность учета всех этих составляющих определяется высокой стоимостью МГРП и сложностью исправительных работ в случае недостижения запланированной продуктивности скважины. Большинство исследований в области моделирования и оптимизации МГРП посвящено изучению влияния отдельных факторов на эффективность метода: геомеханичеких характеристик пласта, газо-водонефтяных контактов (Казаков и др., 2019), проницаемости коллектора (Fayzullin et al., 2020). Комплексные исследования эффективности горизонтальных скважин с МГРП рассматривают в основном технические аспекты, связанные с учетом взаимного влияния трещин (Britt et al., 2009) или правильной интерпретации параметров пластов и зоны дренирования, созданной многозонным гидроразрывом (Barree et al., 2015). Многоцелевая оптимизация МГРП, при которой одновременно ищется экстремум нескольких показателей (чистый дисконтированный доход, затраты на проведение обработок, дебит скважины и др.), рассматривается как способ поиска конструкции скважины, количества трещин ГРП и их характеристик, обеспечивающих максимальный приток к горизонтальной скважине при определенных экономических ограничениях (Старовойтова и др., 2019). Такой подход позволяет упростить поиск оптимального варианта МГРП, но не учитывает изменение характеристик коллекторов, интерференцию трещин во время проведения обработок.

* Ответственный автор: Владимир Николаевич Астафьев
e-mail: vladimir.astafyev@burservis.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

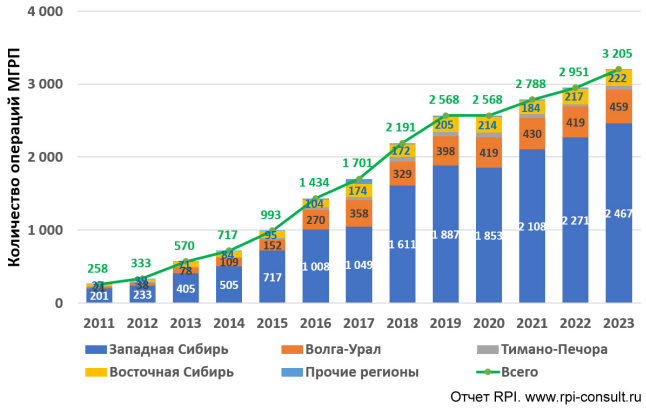


Рис. 1. Динамика операций МГРП в России (Отчет RPI. www.rpi-consult.ru)

В настоящей работе представлены усовершенствованная методика моделирования МГРП с использованием взаимосвязанных трехмерных моделей среды и разработанная нами методика автоматизированной оптимизации МГРП, основанная на переборе различных параметров трещин в гидродинамическом симуляторе и выборе оптимального варианта. Интеграция этих методик стала основой для разработок технологий многозонного гидроразрыва для низкопроницаемых пластов с совершенно различными характеристиками.

Материалы и методы

Основой для настоящих исследований стали материалы, полученные при многозонных обработках горизонтальных скважин, проведенных в Западной Сибири при разработке нефтяных и газовых месторождений в юрских и меловых отложениях. Выполненные в Западной Сибири первые МГРП показали их эффективность и обозначили определенные сложности (Astafyev et al., 2020), возникающие при выборе оптимального многозонного закачивания и гидроразрыва. Простое копирование технологий стандартного ГРП оказалось не эффективным, а моделирование многозонного гидроразрыва как серии однозонных потребовало решения задач взаимного влияния трещин на их геометрию и процессы фильтрации флюида к стволу скважины, что является основными факторами при оптимизации многозонных обработок. Аналитические методы оценки дебита горизонтальных скважин с МГРП (Елкин и др., 2016), допускающие некоторые упрощения, не позволяют точно рассчитать влияние параметров трещин на продуктивность горизонтальной скважины. Поэтому основным инструментом оптимизации многозонных обработок является моделирование геологической среды, трещин ГРП, притока флюида к скважине и сопоставление их с экспериментальными данными.

Для создания модели МГРП построены базовые 3D-геологические модели пластов на основе данных сейсморазведки и 1D-петрофизических моделей, базирующихся на геофизических исследованиях в скважинах (ГИС) и лабораторных исследованиях керна. Геологическая модель является основой для построения геомеханической модели, определяющей геометрические параметры трещин, и гидродинамической модели (ГДМ), определяющей параметры работы скважины. Одномерная литолого-геохимическая модель позволяет учесть влияние процесса ГРП на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов и внести уточнения в гидродинамическую модель. При выборе дизайна МГРП низкопроницаемых пластов усовершенствована стандартная методика моделирования (рис. 2): основной процесс моделирования вынесен из симулятора ГРП и выполняется в других специализированных программных модулях, а полученные данные используются уже непосредственно для моделирования гидроразрыва (рис. 3). Очевидным преимуществом такой методики является то, что построение каждой модели выполняется с помощью специализированного программного обеспечения и профильными специалистами, что позволяет значительно повысить качество получения данных для моделирования ГРП. При использовании стандартной методики моделирования в симуляторе ГРП имеется некоторая свобода выбора параметров модели, что является субъективным фактором и может значительно снижать качество моделирования. В усовершенствованной методике моделирования взаимная связь входных моделей позволяет более корректно повысить точность данных, поскольку определенная неувязка в параметрах моделей приводит к более детальному изучению всех параметров и нахождению наиболее приемлемого решения. Модель ГРП создается на базе параметров, полученных при построении различных входных моделей, при этом предполагается, что данные параметры не меняются без изменения входных моделей. После проведения тестовых закачек, основной стадии ГРП или испытания скважины по полученным данным (по обратной связи) уточняются входные модели, что дает возможность проверить их корректность и взаимосвязь. При многозонном гидроразрыве это особенно важно, поскольку имеется возможность корректировать модели после каждой стадии многозонной обработки, изменять геомеханическую модель (4D в случае МГРП) и гидродинамическую модель (3D). Предложенная методика моделирования является более затратной и ресурсоемкой, но позволяет построить точные модели МГРП и определить необходимый набор исследований для корректного моделирования.

Необходимость проведения дополнительных исследований для получения новых данных обусловлена значительным влиянием процесса гидроразрыва на ФЕС пластов, что в случае многозонных обработок может быть серьезным ограничением в достижении экономической эффективности скважины. Создание литолого-геохимической модели направлено на определение динамику изменения ФЕС пород, их использование в гидродинамической модели и дизайне ГРП. Значительное ухудшение ФЕС пластов в притрещинной зоне вызывается набуханием глинистых минералов при контакте с жидкостью гидроразрыва (рис. 4). Для определения набухания глинистых минералов необходимо выявить их наличие в керновом материале с помощью рентгеноструктурного анализа, определить изменение размеров образца и проницаемости породы при воздействии различных жидкостей гидроразрыва. Образование эмульсий при взаимодействии жидкости гидроразрыва с пластовым флюидом также может значительно изменять ФЕС породы. Даже при подборе деэмульгаторов, предотвращающих образование эмульсий, необходимо устанавливать изменение проницаемости образцов керна для определения корректирующих

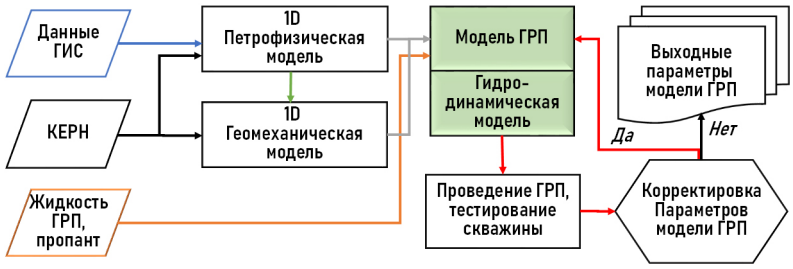


Рис. 2. Диаграмма стандартной методики моделирования ГРП

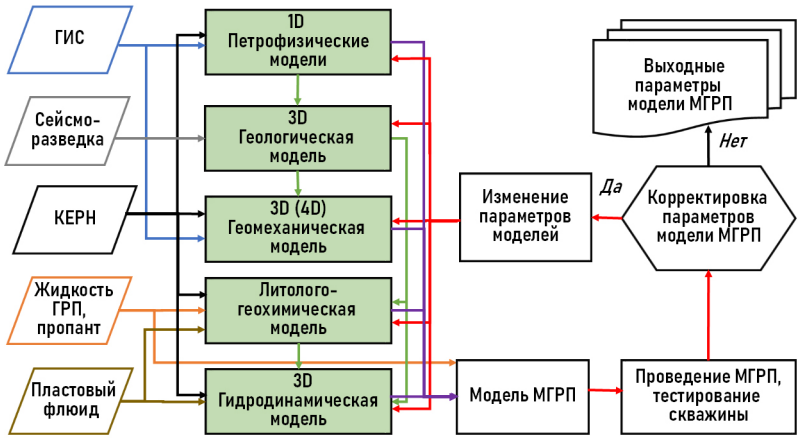


Рис. 3. Диаграмма усовершенствованной методики моделирования МГРП

коэффициентов для гидродинамической модели. При этом нужно учитывать, что изменение ФЕС породы происходит в области проникновения фильтрата жидкости гидроразрыва в породу. Важным фактором, влияющим на ФЕС породы, является изменение смачиваемости порового пространства при фильтрации жидкости гидроразрыва. В низкопроницаемых коллекторах этот эффект может значительно ухудшить ФЕС (Михайлов и др., 2016), влияя на относительную проницаемость породы и создавая водные блоки, препятствующие фильтрации углеводородов. Экспериментальная оценка относительной проницаемости также должна учитываться в гидродинамической модели. Изменение пористости и количества связанной воды при механическом разрушении порового пространства в притрещинной зоне достаточно сложно оценить, но важно понимать эти процессы и учитывать при анализе работы скважины. Ядерно-магнитный каротаж используется для уточнения количества связанной воды, воды и углеводородов в закрытых порах. Оценка количества флюида, высвобождаемого из закрытого порового

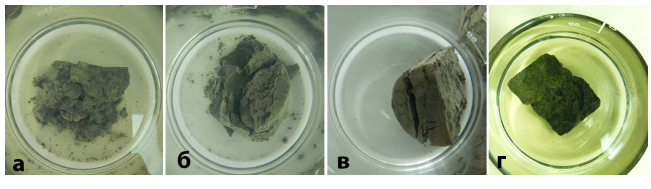


Рис. 4. Примеры изменения структуры образцов кернового материала при воздействии различных жидкостей гидроразрыва: а – жидкость на основе водного раствора KCl (7%); б – жидкость на основе водного раствора со стабилизатором глин (I); в – жидкость на основе водного раствора со стабилизатором глин (II); г – жидкость на углеводородной основе (дизельное топливо)

пространства, позволяет скорректировать гидродинамическую модель и повысить точность оптимизации многозонных обработок.

Гидродинамическое моделирование является основой для определения эффективности проектируемой горизонтальной скважины с МГРП, поскольку совокупность добытой продукции (дохода от ее реализации) и общих затрат определяет экономическую эффективность выбранного варианта скважины с МГРП:

$$\mathrm{NPV} = \sum_1^T \left(\frac{\mathrm{CF}_t}{(1+i)^t}\right) - \mathrm{Capex}, \quad (1)$$

где NPV – чистый дисконтированный доход от реализации продукции, Capex – капитальные затраты, CF_t – денежный поток через t лет, i – ставка дисконтирования, T – расчетный период, годы. При этом точность расчета денежного притока напрямую зависит от точности прогнозирования накопленной добычи.

Оптимизация дизайна многозонного гидроразрыва пласта заключается в нахождении оптимальных параметров (длины горизонтального участка скважин, количества трещин, геометрических и фильтрационных параметров трещин) многозонной скважины для получения максимального NPV. Современные гидродинамические симуляторы позволяют моделировать работу горизонтальной скважины с множественными трещинами гидроразрыва путем встраивания параметров трещин в ГДМ и расчета дебита скважины или NPV (рис. 5), но для этого необходимо создавать многовариантный набор дизайнов МГРП для импорта в гидродинамическую модель. Такой процесс является несложеным при расчете дебита скважины с небольшим количеством трещин (< 10), но при увеличении количества трещин требуются значительные ресурсы для создания дизайнов ГРП и многовариантного гидродинамического моделирования. Для совершенствования

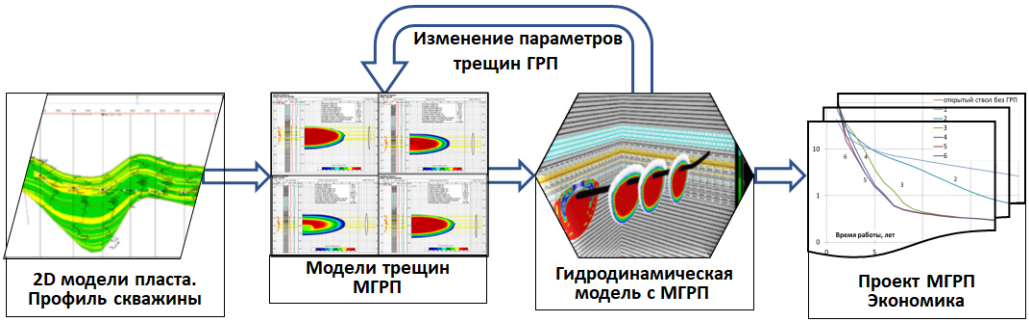


Рис. 5. Стандартная методика оптимизации МГРП

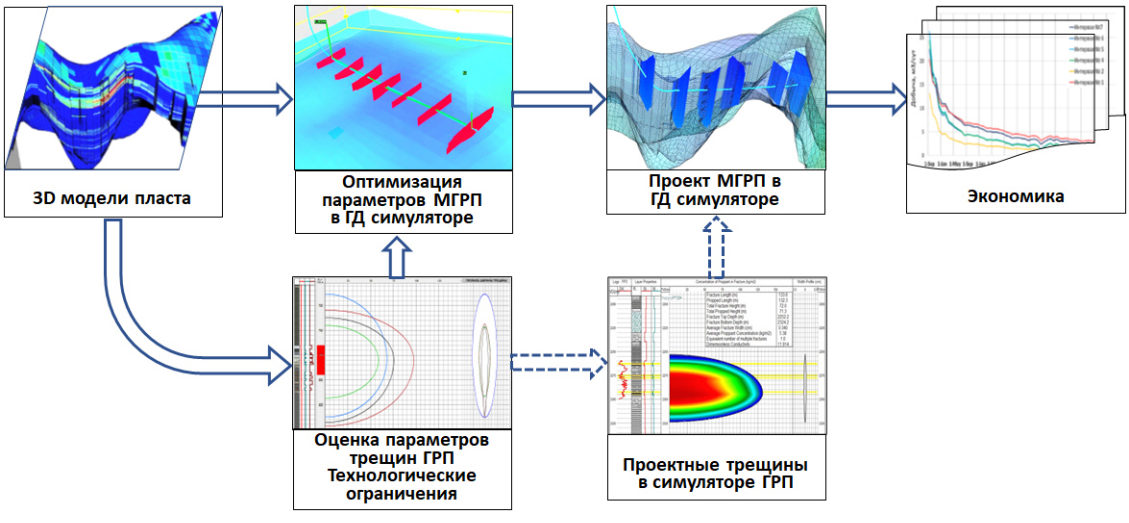


Рис. 6. Методика автоматизированной оптимизации МГРП: 3D-модели, в ГД-симуляторе

процесса проектирования МГРП предложена методика автоматизированной оптимизации, где оптимизационное решение сводится к оценке параметров работы скважины с МГРП еще до финального проектирования трещин (Andreev et al., 2020). Процесс оптимизации многозонного гидроразрыва (рис. 6) основан на построении трехмерных моделей пласта, параметры которых используются для моделирования и оценки добычи (Астафьев и др., 2023). Но модели ГРП не рассчитываются для каждого интервала, а определяются только базовые модели, показывающие технологические пределы создания трещин и их геометрические и фильтрационно-емкостные характеристики. Данные параметры импортируются в ГДМ, где задается перебор различных параметров трещин и моделируется работа скважины с МГРП для поиска оптимального варианта. Выбранный вариант является основой для построения финальной фактической модели многозонной обработки с учетом обновленных параметров пластов, полученных в процессе бурения и исследования скважины.

Важным аспектом в моделировании МГРП является то, что горизонтальные скважины сложно исследовать стандартными геофизическими и гидродинамическими методами, что создает некоторые сложности при получении информации для моделирования и анализа проведенных обработок. Для построения моделей использованы данные соседних и пилотных скважин, исследования пластовых флюидов и керна, а для анализа проведенных работ применялись методы сопоставления модельных и фактических данных ГРП, гидродинамические и трассерные исследования скважин, микросейсмический мониторинг.

В настоящей работе рассмотрены процессы построения одномерных петрофизичеких и литолого-геохимических моделей и трехмерных геологических, геомеханических и гидродинамических моделей для моделирования и оптимизации многозонного гидроразрыва на примере месторождений с различными геолого-геофизическими характеристиками пластов. Обоснованы и проведены дополнительные исследования, пилотные обработки и методы контроля экспериментов.

Результаты

Петрофизические модели

Значения пористости, проницаемости и минерального состава пластов туронского яруса оценены в результате интерпретации стандартного каротажа и скорректированы по данным исследований керна. Для оценки количества связанного флюида и флюида в закрытом поровом пространстве (глины) к стандартным ГИС дополнительно использован ядерно-магнитный каротаж (ЯМК). Как показано на рис. 7, вся вода находится в связанном состоянии или в порах глин. Соответственно, по обводненности продукции пилотной скважины после ГРП можно оценить влияние гидроразрыва на высвобождение такой воды. Исследования с помощью микросканера позволили изучить естественную трещиноватость и уточнить границы пластов. При небольшом количестве выделенных естественных трещин установлено, что их азимуты совпадают с региональными азимутами максимального горизонтального напряжения.

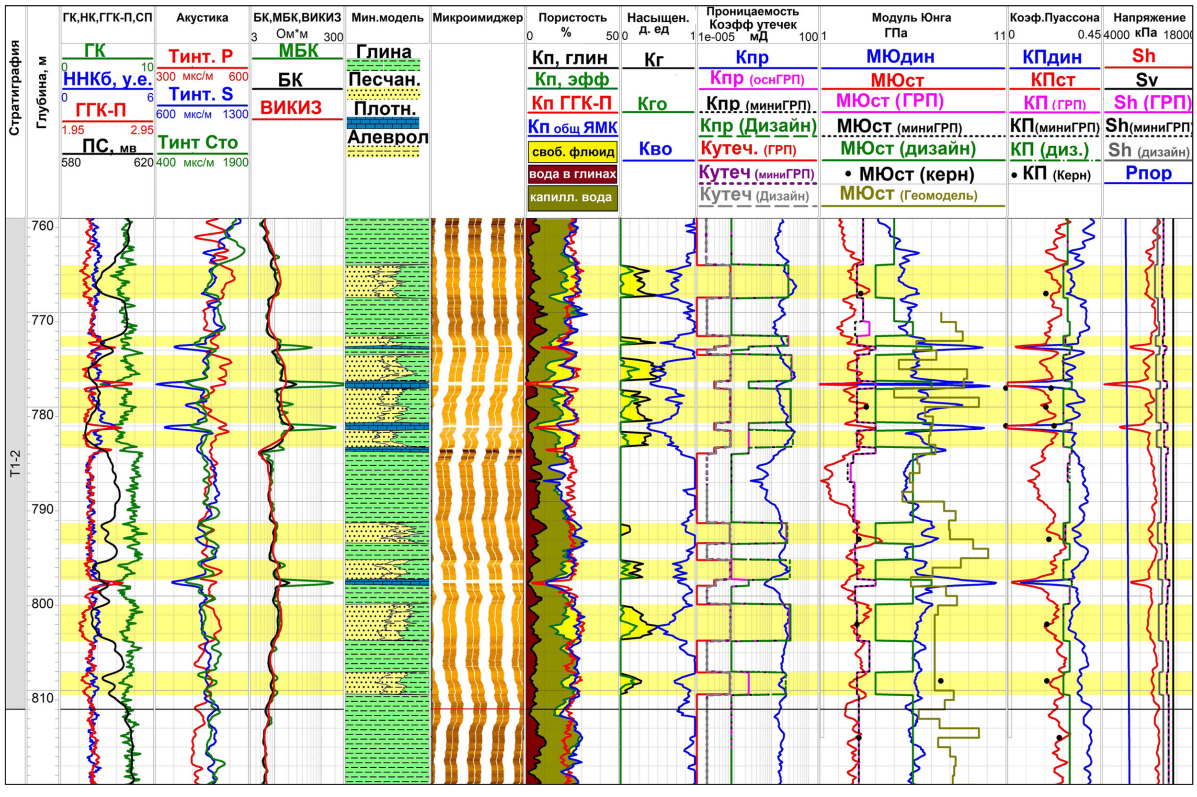


Рис. 7. Планшет пилотной скважины туронского яруса

Пласты тюменской свиты достаточно хорошо изучены и определены их основные характеристики, но для целей проектирования МГРП в пилотной скважине проведен ЯМК в дополнение к стандартным методам ГИС и использован микросканер, что позволило определить характер насыщения коллекторов, объемы связанного флюида и параметры естественной трещиноватости (Астафьев и др., 2023).

Литолого-геохимические модели

Состав глинистых минералов в породах установлен по данным рентгеноструктурного анализа керна, само исследование набухания глин проведено на специально подготовленных образцах кернового материала и различных жидкостей гидроразрыва (Астафьев и др., 2023). Степень совместимости жидкостей ГРП и пород пласта определена по времени капиллярной пропитки, а влияние различных ПАВ на изменение поверхностного натяжения в поровом пространстве – с помощью фильтрационных тестов на керновом метериале (рис. 8). С учетом результатов всех тестирований подобраны основы для жидкости ГРП, оказывающие минимальное воздействие на ФЕС пласта и в фильтрационных установках при пластовых условиях определены коэффициенты проницаемости пород и остаточная проводимость пропантной пачки. Для туронских пластов выбрана жидкость гидроразрыва на углеводородной основе, оказывающая наименьшее влияние на изменение ФЕС пласта. Для пластов тюменской свиты разработан состав жидкости ГРП на водной основе с соответствующими добавками ПАВ и стабилизаторов глин.

Геологические и гидродинамические модели

Для дизайна гидроразрыва не используются трехмерные геологические модели, но они являются базой для построения трехмерных геомеханических и гидродинамических (рис. 9) моделей пласта. Геологические модели, построенные на основе интерпретации результатов

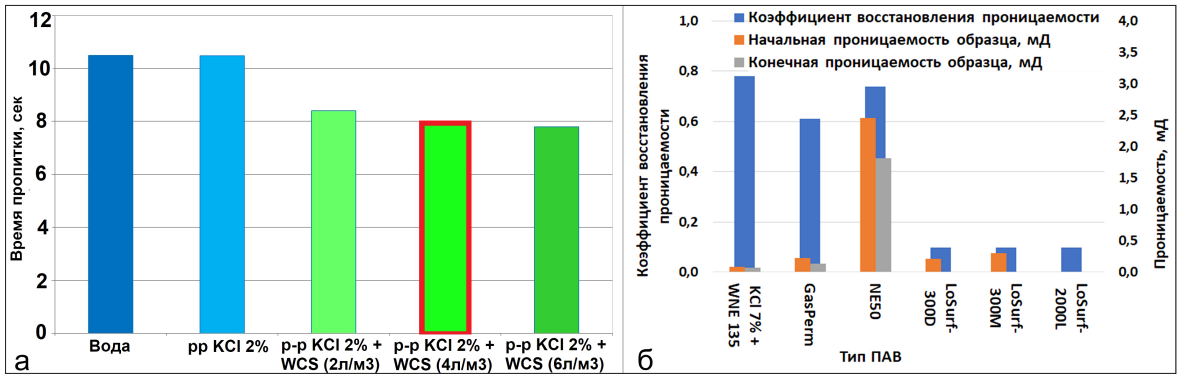


Рис. 8. Тестирование кернового материала на капиллярную пропитку (а) и восстановление проницаемости с применением различных ПАВ (б)

сейсморазведки и ГИС, отражают трехмерное распределение свойств пластов и позволяют выбрать оптимальную траекторию горизонтальной скважины и места расположения трещин МГРП. Гидродинамические модели являются основой для многовариантных оптимизационных расчетов при прогнозировании параметров работы скважины после проведения многозонных обработок.

Геомеханические модели

Геомеханические модели являются базовыми для дизайна гидроразрыва пласта, поэтому от их корректности зависит эффективность многозонной обработки. Для уточнения геомеханических параметров проведены акустический каротаж в скважинах и исследования керна. Для туронского яруса использована специальная методика тестирования керна, поскольку порода слабо консолидирована (Lushev et al., 2015). Первоначальные геомеханические параметры, взятые из региональной геомеханической модели, уточнены по данным акустического каротажа, исследованиям керна и тестовым ГРП в пилотной скважине (рис. 7). Окончательная 1D-геомеханическая модель скорректирована по данным основной стадии ГРП в пилотных скважинах и экстраполирована в 3D-модель с учетом геологической модели.

Моделирование, оптимизация и проведение МГРП

Построение модели многозонного ГРП в туронском ярусе выполнено на основе параметров, полученных при построении входных моделей, и результатов ГРП в пилотной скважине. Важно отметить, что испытания пилотной скважины, обработанной по предложенной технологии гидроразрыва пласта, показали высокую продуктивность (рис. 10) и подтвердили правильность методики моделирования ГРП (Астафьев и др., 2023). Оптимизация параметров трещин МГРП и их количества выполнена по стандартной методике. Параметры трещин встраивались в гидродинамическую модель и рассчитывался дисконтированный доход от реализации продукции для различных временных интервалов. Моделирование трещин ГРП выполнено с помощью локального измельчения исходной сетки в районе заложения горизонтальной скважины. Моделирование сплошности трещин по вертикали реализовано при помощи создания «несоседних» соединений (псевдоперфораций) с заданием вертикальной проводимости между ячейками, которая эмулирует проводимость трещины ГРП. С учетом экономической составляющей в качестве оптимального варианта расположения трещин выбрана модель скважины с горизонтальным участком 500–600 м и расстояниями между трещинами около 150 м, но, принимая во внимание проницаемости пропластков и наличие разлома, интервалы перфорации (точки инициации трещин МГРП) выбраны в наиболее проницаемых участках целевых пластов в результате интерпретации данных каротажа во время бурения. Проведение многозонных обработок контролировалось микросейсмическими методами, которые подтвердили правильность выбранных параметров моделей ГРП (рис. 11).

Моделирование многозонной обработки тюменской свиты проведено также по усовершенствованной методике с учетом результатов однозонных гидроразрывов на вертикальных скважинах. Оптимизация многозонного ГРП для тюменской свиты выполнена путем задания

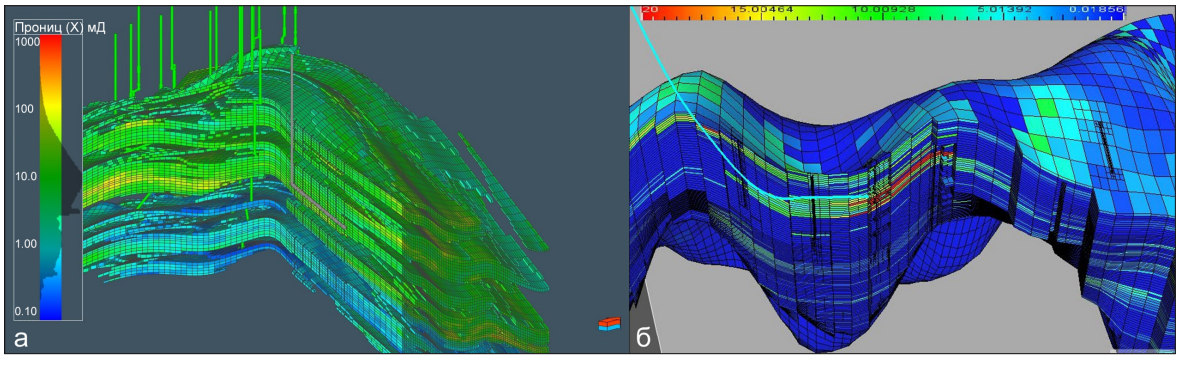


Рис. 9. Распределение проницаемости в 3D-гидродинамической модели, траектория скважины и трещины МГРП: а – туронский ярус; б – тюменская свита

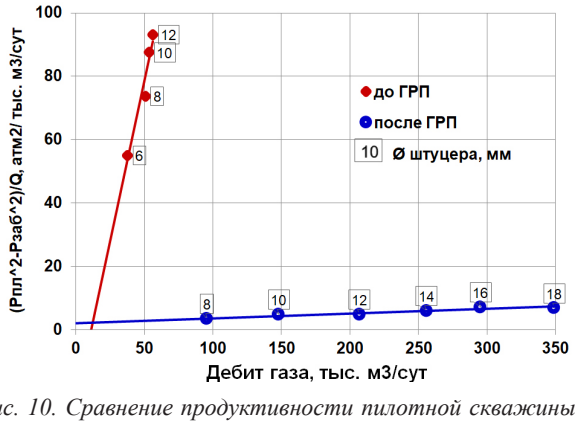


Рис. 10. Сравнение продуктивности пилотной скважины туронского яруса до и после гидроразрыва

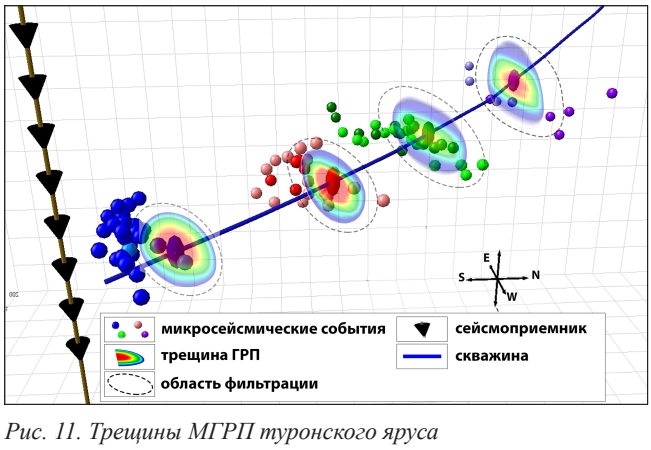


Рис. 11. Трещины МГРП туронского яруса

в ГДМ различных параметров трещин ГРП, расстояния между ними и длины горизонтального ствола скважины (рис. 12а), а также расчетом дебита или накопленной добычи (рис. 12б). Рассчитано 280 различных вариантов (рис. 13). Из оценки чувствительности модели для обработки рекомендован финальный дизайн ГРП с проводимостью трещин, близкой к 1524 мД·м, длиной трещин до 244 м и расстоянием между трещинами около 140 м. Фактический дизайн многозонной обработки выбран с учетом конструкции пробуренной скважины и необходимости размещения портов МГРП в наиболее проницаемых пластах для упрощения инициации трещин (Andreev at al., 2020). Для сравнения методик прогноз добычи для выбранного дизайна МГРП проведен с использованием гидродинамических моделей, применяемых для стандартной и автоматизированной методик оптимизации (рис. 12б). В качестве параметра оптимизации МГРП взято соотношение объема пропанта и накопленной добычи, эта зависимость представлена на рис. 13. Такой формат выбран для визуализации с учетом того, что стоимость многозонного гидроразрыва пласта пропорциональна объему закачанного пропанта. Накопленная добыча максимальна при максимальных параметрах и принята за 100%-ный потенциал скважины, максимальный объем пропанта также принят за 100%. Параметры с максимальной добычей вполне предсказуемы, параметры же моделей с близкими результатами, но гораздо менее затратными, наиболее информативны для оптимизации обработок ГРП (рис. 13). Для сценариев с добычей в 90–95% от максимальной существует около 20 разных вариантов дизайна, которые существенно отличаются объемом пропанта и, соответственно, стоимостью многозонной обработки.

При проведении многозонного гидроразрыва не удалось создать трещину в третьей зоне, что связано с техническими ограничениями скважинного оборудования, не позволяющими развить достаточное давление для развития трещины в сильноглинизированных пластах. Используемая методика оптимизации позволила оперативно уточнить дизайны МГРП, учитывая необработанную зону, оптимизировать параметры оставшихся трещин (рис. 14а) для достижения запланированной продуктивности и экономической эффективности скважины. Сравнение расчетных и фактических (трассерные исследования) параметров добычи (рис. 14б) показало хорошую сходимость, что вместе с сопоставлением модельных и фактических параметров трещин подтверждает правильность моделирования и оптимизации МГРП (Астафьев и др., 2023).

Рис. 13. Зависимость накопленной добычи скважины с МГРП от объема закачанного пропанта

С учетом полученных параметров трехмерных моделей тюменской свиты стало возможным разработать и опробовать технологию высокоскоростного (10 м^3/мин) гибридного МГРП в горизонтальной скважине (Astafyev et al., 2020). Результаты обработки скважины и объемы добычи подтвердили охват трещинами гидроразрыва всей тюменской свиты и образование запланированный зоны дренирования (рис. 15).

Обсуждение результатов

Проведенные опытно-промышленные работы на пилотных и целевых скважинах туронского яруса доказали эффективность применения технологии многостадийного гидроразрыва в низкопроницаемых коллекторах. Расширенная программа исследований скважин, кернового материала, пластовых флюидов и жидкостей ГРП позволила построить более корректные модели для проектирования и оптимизации многозонных обработок, разработать рецептуры жидкости гидроразрыва и технологии многозонной закачки. Значительное увеличение продуктивности пилотной скважины после ГРП подтвердило правильность моделирования и выбора углеводородной основы для жидкости ГРП. Корректировка дизайнов гидроразрыва пласта во время проведения многозонных обработок горизонтальной скважины туронского яруса была незначительной, что подтверждает правильность выбора данных и построения первоначальных моделей. Данные микросейсмического мониторинга подтвердили параметры трещин ГРП, рассчитанные при сопоставлении проектных и фактических параметров обработок (Астафьев и др., 2023).

Отсутствие исследований геометрии трещин при обработке пилотных скважин тюменской свиты не позволило

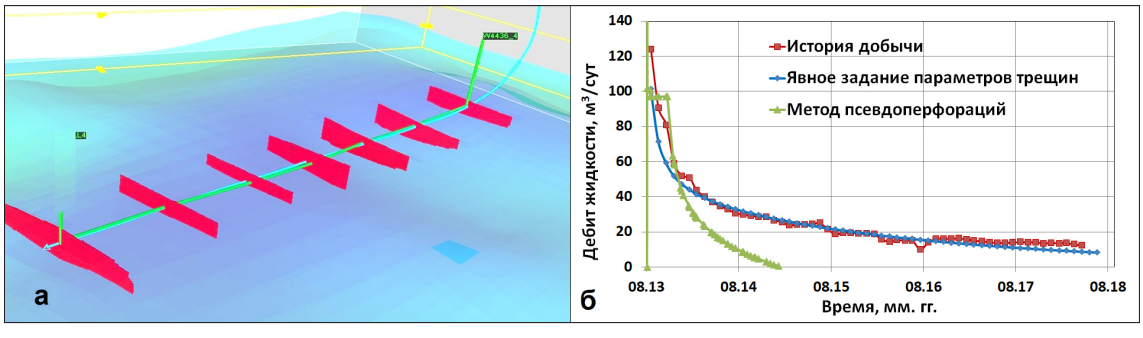


Рис. 12. Гидродинамическая модель тюменской свиты с горизонтальной скважиной и трещинами МГРП (а), расчетные и фактические параметры работы скважины (б)

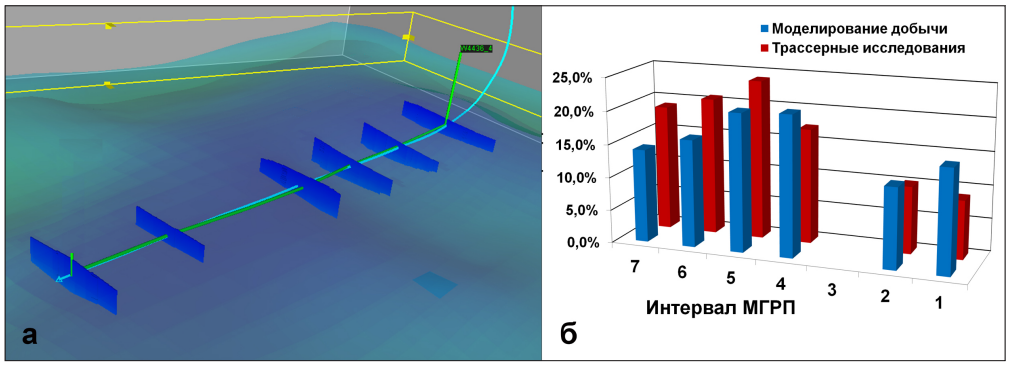


Рис. 14. Геометрия и расположение фактических трещин МГРП в гидродинамической модели (а). Доля добычи каждого интервала МГРП в общем дебите скважины по данным гидродинамического моделирования и трассерных исследований (б)

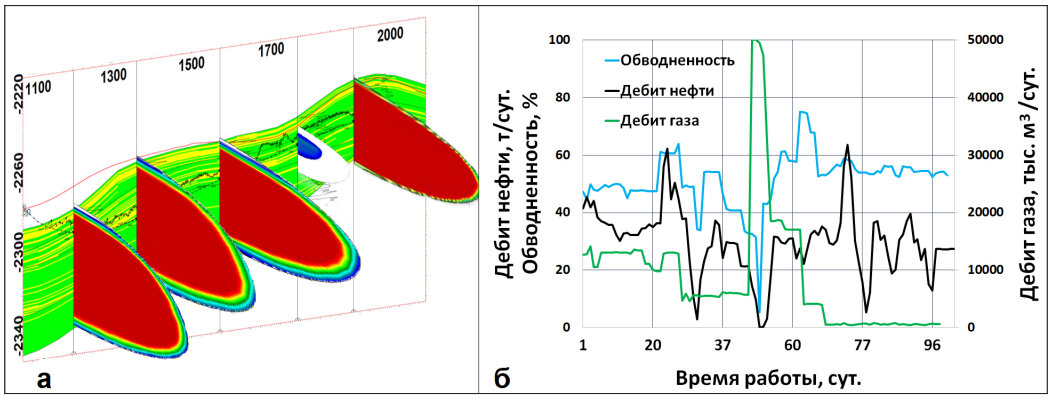


Рис. 15. Геологический разрез тюменской свиты и геометрии трещин высокоскоростного МГРП (а). Показатели работы скважины после проведения высокоскоростного МГРП (б)

своевременно скорректировать модели высокоскоростного МГРП, что повлияло на недостижение запланированных параметров работы целевых скважин. Высокий уровень газа (рис. 15б) в продукции указывает на возможный прорыв трещин в нецелевые горизонты с высоким газонасыщением. В то же время проведенные исследования и пилотные работы позволили уточнить параметры модели МГРП, спроектировать высокоскоростную обработку и испытать технологии МГРП (Kaluder et al., 2014). Использование автоматизированной оптимизации при многозонной обработке тюменской свиты позволило, в свою очередь, оперативно уточнять дизайны и эффективно корректировать их непосредственно во время проведения обработок при получении новых данных, а также при возникновении технологических осложнений.

Результаты проведенных исследований могут стать базой для последующих работ по интенсификации добычи не только месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, но и месторождений с нетрадиционными запасами.

Заключение

В работе рассмотрены принципы разработки технологий МГРП для низкопроницаемых коллекторов. Предложен и опробован подход к формированию технологий МГРП на основе интеграции методик моделирования и оптимизации. Усовершенствованная методика моделирования МГРП позволяет определить необходимый набор исследований для построения качественных входных моделей для дизайна многозонных обработок. Взаимосвязь моделей и их обратная связь с результатами анализа обработок и тестирования скважин повышают корректность входных моделей и моделей гидроразрыва пласта. Оптимизация МГРП на основе гидродинамических расчетов в совокупности с моделированием позволяет выбрать оптимальный вариант обработки по требуемым параметрам оптимизации. Для моделирования МГРП с небольшим количеством трещин возможно использование стандартной методики, а для большого количества трещин МГРП наиболее оптимальным является применение автоматизированной оптимизации, что значительно сокращает время и ресурсы для проектирования многозонных обработок и позволяет оперативно корректировать дизайны с использованием обновленных данных.

Результаты экспериментов подтвердили правильность выбранного подхода и показали хорошее соответствие данных моделирования и фактических параметров трещин МГРП.

На базе разработанного подхода впервые в России создана технология многозонного гидроразрыва низкотемпературных газовых пластов с применением жидкости на углеводородной основе, а также технология высокоскоростного многозонного гидроразрыва высокотемпературных нефтяных пластов с использованием гибридных жидкостей гидроразрыва.

Дальнейшее развитие предложенного подхода может быть связано с разработкой других типов трудноизвлекаемых запасов углеводородов: нефтяных оторочек, маломощных коллекторов, залежей высоковязкой нефти и карбонатных коллекторов. Проектирование гидроразрыва

сланцевых залежей уже частично использует методики, приведенные в настоящей работе, и может быть значительно усовершенствовано с доработкой представленного подхода к условиям нетрадиционных залежей углеводородов.

Еще одним перспективным направлением является полная автоматизация процесса проектирования МГРП и создание программного обеспечения, интегрированного с геологическими, гидродинамическими, геомеханическими симуляторами и позволяющего минимизировать вычислительные ресурсы и финансовые затраты.

С исследовательской точки зрения представляет интерес развитие экспериментальной базы для интеграции геохимических и гидродинамических моделей, более точно отражающих влияние гидроразрыва на изменение ФЕС пласта и прогноз добычи после проведения МГРП.

Литература

Астафьев В.Н., Воробьев В.В., Самойлов М.И. (2023). Комплексирование геофизических, петрофизических и геомеханических методов для построения модели гидравлического разрыва низкопроницаемых коллекторов на примере туронских и юрских отложений Западной Сибири. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*, (1–2), с. 40–48.

Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. (2016). Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта. *Нефтяное хозяйство*, (1), с. 64–67.

Казаков Е.Г., Файзуллин И.Г., Сайфутдинов Э.Ф., Корепанов А.А., Чебыкин Н.В., Конопелько А.Ю. (2019). Оптимизация технологий многостадийного гидроразрыва пласта в коллекторах с близким расположением газонефтяного и водонефтяного контактов и наличием слабовыраженных барьеров с низким контрастом напряжений. *PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, (3), с. 73–77.

Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. (2016). Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа. *Деловой журнал «Neftegaz.RU»*, (3), с. 80–90.

Старовойтова Б.Н., Головин С.В., Кавунникова Е.А., Шель Е.В., Падерин Г.В. (2019). Оптимизация дизайна гидроразрыва пласта для горизонтальной скважины. *Нефтяное хозяйство*, (8), с. 106–110. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-106-110

Andreev A., Astafyev V., Samoilov M. (2020). Integrated Approach to Multistage Fracturing Design. *SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects*, SPE-203896-MS. https://doi.org/10.2118/203896-MS

Astafyev V., Samoilov M., Fayzullin I., Kuvshinov I., Mitin A., Fedorov G., Gaponov M., Ovchinnikov K., Khusainov R. Fedorov E., Lushev M. (2020). A Decade of Multi-Zone Fracturing Treatments in Russia. *SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects*, SPE-203883-MS. https://doi.org/10.2118/203883-MS

Barree R.D., Cox S.A., Miskimins J.L., Gilbert J.V., Conway M.W. (2015). Economic Optimization of Horizontal-Well Completions in Unconventional Reservoirs. *SPE Production & Operations*, 30(4), pp. 293–311. https://doi.org/10.2118/168612-PA

Britt L.K., Smith M.B. (2009). Horizontal Well Completion, Stimulation Optimization, and Risk Mitigation. *SPE Eastern Regional Meeting*, SPE-125526-MS. https://doi.org/10.2118/125526-MS

Fayzullin I.G., Metelkin D.V., Berezovskiy Y.S., Shurunov A.V., Churakov A.V., Gaynetdinov R.R., Kazakov E.G., Gayfullin A.R., Ivshin A.V., Prutsakov A.S., Chebykin N.V., Uchuev R.P. (2020). An Up-To-Date Approach to the Integration of Engineering Solutions for Stimulation of Low-Permeable Reservoirs of the Achimov Thickness. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-202053-MS. https://doi.org/10.2118/202053-MS

Kaluder Z., Nikolaev M., Davidenko I., Leskin F., Martynov M., Shishmanidi I., Platunov A., Chong K.K., Astafyev V., Shnitiko A., Fedorenko E. (2014). First High-Rate Hybrid Fracture in Em-Yoga Field, West Siberia, Russia. *Offshore Technology Conference-Asia*, OTC-24712-MS. https://doi.org/10.4043/24712-MS

Lushev M., Markin M., Dubnitskiy I., Vorobyev V. (2015). Determining Methods of Static Mechanical Properties of Poorly Consolidated Sandrocks (by the Example of the Yuzhno-Russkoye Field). *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-176592-MS. https://doi.org/10.2118/176592-MS

Сведения об авторах

Владимир Николаевич Астафьев – ведущий эксперт по интенсификации добычи, ООО «БурСервис»

Россия, 127018, Москва, ул. Двинцев, д. 12, корп. 1

e-mail: vladimir.astafyev@burservis.ru

Георгий Михайлович Митрофанов – доктор физ.-мат. наук, доцент, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

e-mail: MitrofanovGM@ipgg.sbras.ru

Статья поступила в редакцию 01.07.2024;
Принята к публикации 13.08.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Integrated Modeling of Multi-Stage Hydraulic Fracturing of Low-Permeable Reservoirs

*V.N. Astafyev[1,2] *, G.M. Mitrofanov[2]*

[1]BurServis LLC, Moscow, Russian Federation

[2]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

**Corresponding author: Vladimir N. Astafyev, e-mail: vladimir.astafyev@burservis.ru*

Abstract. The most effective method for developing low-permeability reservoirs is multi-stage hydraulic fracturing (MSHF), which is confirmed by its intensive development in Russia. A feature of modeling hydraulic fracturing of low-permeability reservoirs is not only the need to calculate the optimal parameters of multi-stage hydraulic fractures and their relative positions, but also taking into account the influence of hydraulic fracturing on changes in the filtration properties of the formation. To create an optimal multi-stage hydraulic fracturing model, it is necessary to improve existing techniques and optimize them using 3D modeling, which in turn requires the use of extended well and laboratory research methods. As a result of the research performed, a new method for optimizing multi-stage hydraulic fracturing was created using input data from constructed petrophysical, lithological-geochemical, geomechanical, geological and hydrodynamic models. Direct interconnection of the input models and their inverse relationship with the results of calibration of the hydraulic fracturing model based on the analysis of hydraulic fracturing parameters and well operation reduce the influence

of the subjective factor on the modeling and build more correct models of multi-stage hydraulic fracturing. It is shown that the integrated modeling allows to create optimal multi-stage hydraulic fracturing models, and also to determine a set of additional studies necessary to clarify the data for correct design of the models. The proposed approach was tested in several fields with completely different geological and geophysical characteristics of the formations. For the first time in Russia MZHF technology for low-temperature gas formations using hydrocarbon-based fluid and high-speed hybrid MSHF of high-temperature oil formations were developed and performed. This became the basis for the development of low-permeability Turonian, Jurassic, Achimov reservoirs and unconventional deposits of the Bazhenov formation.

Keywords: multi-stage hydraulic fracturing, optimization, 3D modeling, hard-to-recover reserves, low-permeability formations

Recommended citation: Astafyev V.N., Mitrofanov G.M. (2024). Integrated Modeling of Multi-Stage Hydraulic Fracturing of Low-Permeable Reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 116–125. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.13

References

Andreev A., Astafyev V., Samoilov M. (2020). Integrated Approach to Multistage Fracturing Design. *SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects*, SPE-203896-MS. https://doi.org/10.2118/203896-MS

Astafyev V., Samoilov M., Fayzullin I., Kuvshinov I., Mitin A., Fedorov G., Gaponov M., Ovchinnikov K., Khusainov R. Fedorov E., Lushev M. (2020). A Decade of Multi-Zone Fracturing Treatments in Russia. *SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects*, SPE-203883-MS. https://doi.org/10.2118/203883-MS

Astafyev V.N., Vorobyev V.V., Samoilov M.I. (2023). Integration of geophysical, petrophysical and geomechanical methods for constructing a model of hydraulic fracturing of low-permeability reservoirs by the example of Turonian and Jurassic formations of Western Siberia (In Russ). *Territoriya Neftegaz*, 1–2, pp. 40–48. (In Russ.)

Barree R.D., Cox S.A., Miskimins J.L., Gilbert J.V., Conway M.W. (2015). Economic Optimization of Horizontal-Well Completions in Unconventional Reservoirs. *SPE Production & Operations*, 30(4), pp. 293–311. https://doi.org/10.2118/168612-PA

Britt L.K., Smith M.B. (2009). Horizontal Well Completion, Stimulation Optimization, and Risk Mitigation. *SPE Eastern Regional Meeting*, SPE-125526-MS. https://doi.org/10.2118/125526-MS

Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertenkov M.V. (2016). Flowrate calculation model for fractured horizontal well depending on frac stages number. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 64–67. (In Russ.)

Fayzullin I.G., Metelkin D.V., Berezovskiy Y.S., Shurunov A.V., Churakov A.V., Gaynetdinov R.R., Kazakov E.G., Gayfullin A.R., Ivshin A.V., Prutsakov A.S., Chebykin N.V., Uchuev R.P. (2020). An Up-To-Date Approach to the Integration of Engineering Solutions for Stimulation of Low-Permeable Reservoirs of the Achimov Thickness. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-202053-MS. https://doi.org/10.2118/202053-MS

Kaluder Z., Nikolaev M., Davidenko I., Leskin F., Martynov M., Shishmanidi I., Platunov A., Chong K.K., Astafyev V., Shnitiko A., Fedorenko E. (2014). First High-Rate Hybrid Fracture in Em-Yoga Field, West Siberia, Russia. *Offshore Technology Conference-Asia*, OTC-24712-MS. https://doi.org/10.4043/24712-MS

Kazakov E.G., Fayzullin I.G., Sayfutdinov E.F., Korepanov A.A., Chebykin N.V., Konopelko A.Yu. (2019). Optimization of multistage hydraulic fracturing technologies in reservoirs with close oil-gas and water-oil contacts and the presence of weak barriers with low stress contrast. *PROneft,* 3, pp. 73–77. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-3-73-77

Lushev M., Markin M., Dubnitskiy I., Vorobyev V. (2015). Determining Methods of Static Mechanical Properties of Poorly Consolidated Sandrocks (by the Example of the Yuzhno-Russkoye Field). *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-176592-MS. https://doi.org/10.2118/176592-MS

Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. (2016). Geological factors of wettability of oil and gas formations. (2016). *Neftegaz.RU*, 3(51), pp. 80–90. (In Russ.)

Starovoytova B.N., Golovin S.V., Kavunnikova E.A., Shel E.V., Paderin G.V. (2019). Hydraulic fracture design for horizontal well. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 8, pp. 106–110. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-106-110

About the Authors

Vladimir N. Astafyev – Leading Expert on Production Enhancement, Burservis LLC

Build. 1, 12, Dvintsev st., Moscow, 127018, Russian Federation

e-mail: vladimir.astafyev@burservis.ru

Georgiy M. Mitrofanov – Dr Sci. (Physics and Mathematics), Chief Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ac. Koptug ave. Novosibirsk, 630090, Russian Federation

e-mail: MitrofanovGM@ipgg.sbras.ru

Manuscript received 1 July 2024;
Accepted 13 August 2024;
Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.14 УДК 550.42

Использование соотношений стабильных изотопов $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$ в задачах нефтяной геологии

Е.А. Краснова[1,2], А.В. Ступакова[1], Р.С. Сауткин[1], А.В. Корзун[1], М.А. Большакова[1], А.А. Суслова[1]*

[1]*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

[2]*Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия*

В настоящее время при решении задач в области нефтяной геологии среди наиболее приоритетных методов, выявляющих природу органического вещества и его источники, выделяют изотопные исследования. В работе кратко продемонстрированы результаты использования изотопных маркеров при решении задач в области стратификации разрезов, геохимической типизации органического вещества и флюидодинамической реконструкции. Изотопные эффекты ($\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$) при изучении мезо-кайнозойских разрезов Крыма и Западного Предкавказья позволили зафиксировать глобальные события, детально стратифицировав отложения. На примере изучения изотопно-геохимических характеристик ($\delta^{13}C$) флюидов разновозрастных отложений осадочного чехла были определены условия формирования, генезис органического вещества и его геохимическая типизация для группы месторождений Каменной вершины (Западная Сибирь). С использованием комплексных изотопных параметров и ранее полученных геолого-геофизических данных получена новая принципиальная флюидодинамическая модель Каменного участка. Единая модель построена на основе геохимической вертикальной зональности, следов смешения различных по генезису углеводородов и данных фиксации локального прогрева толщ.

Ключевые слова: изотопный состав, источники углеводородов, органическое вещество, углеводородные системы, природные резервуары, нефтегазоматеринские породы, флюидодинамические модели

Для цитирования: Краснова Е.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Корзун А.В., Большакова М.А., Суслова А.А. (2024). Использование соотношений стабильных изотопов $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$ в задачах нефтяной геологии. *Георесурсы,* 26(3), с. 126–137. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.14

Введение

Геохимические исследования в нефтегазовой индустрии подразделяются на региональные геохимические исследования всего бассейна и детальные геохимические исследования резервуара, решающие различные по масштабам и характеру задачи на разных этапах разведки и освоения недр. Методы изотопной геохимии являются актуальными на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ с целью их оптимизации, прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности площадей.

Изотопная геохимия является чутким инструментом для выявления источников нефти и процессов формирования месторождений, а также для стратификации разрезов и идентификации захоронений больших масс углерода в осадках. Актуальность и значимость решения обозначенных проблем определяется рядом обстоятельств, которые с некоторой долей условности могут быть сгруппированы в три блока: стратификация разрезов, геохимическая типизация органического вещества (ОВ), флюидодинамические реконструкции (рис. 1).

Стратификация разрезов

Для решения фундаментальных и прикладных задач геологии, а также нефтегазопоисковых работ, первостепенное значение имеет знание пространственно-временных закономерностей строения геологических тел, слагающих осадочные бассейны. Решение фундаментальной проблемы глобальных климатических изменений в геологическом прошлом и реакции на них субаэральных и аквальных палеогеосистем через изучение геохимических циклов является актуальной задачей современной геологической науки. Палеогеосистемы в переходной зоне суши и морского бассейна являются более чувствительными к изменениям, поскольку сокращено время отклика седиментационных систем на палеоклиматические особенности среды и их вариации. С целью корректного проектирования геологоразведочных работ крайне необходимы разработки структурно-тектонических схем и обоснования моделей геологического строения осадочного чехла, учитывающие имеющиеся дислокации, расшифровку внутреннего строения складчато-надвиговых структур и выявление механизмов их формирования. Для решения всех этих задач необходимо привлечение комплекса геолого-геофизических данных, среди которых не последнюю роль играют хемостратиграфические изотопные данные.

Изотопные отношения ($\delta^{13}C$ – $\delta^{18}O$) органического, карбонатного углерода и кислорода применимы для выделения и прослеживания реперных стратиграфических уровней, используемых для построения структурных карт, содержащих базовую для планирования геологоразведочных работ информацию. Кривые $\delta^{13}C$ – $\delta^{18}O$ представляют мощное средство для внутри- и межконтинентальных корреляций разновозрастных отложений, особенно тех

* Ответственный автор: Елизавета Андреевна Краснова
e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

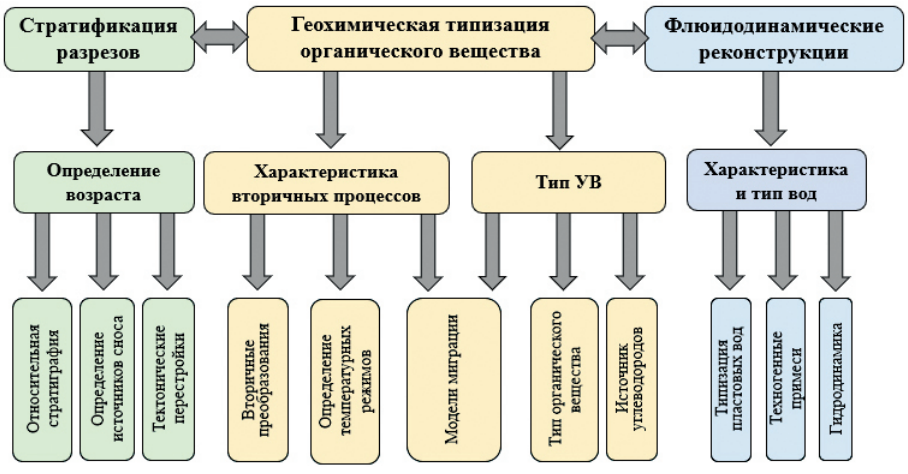


Рис. 1. Основные направления использования изотопных маркеров для решения задач в нефтегазовой геологии

стратиграфических последовательностей, фаунистическая характеристика которых бедна или отсутствует (Zachos et al., 2007; Cui et al., 2011, Kennett, Stott, 1991; Sluijs et al., 2007 и другие). Исследования в области геохимии за последние десятилетия были сосредоточены на изучении глобальных палеособытий, зафиксированных в литологических записях стратисферы, особенно в морских углеродистых отложениях, известных как «чёрные сланцы». Эти отложения представляют интерес из-за высокого содержания углерода, часто ассоциируемого с событиями глобальной океанической аноксии (OAE – Ocean Anoxic Event). Периоды резких климатических изменений случались в течение всей истории Земли. Несмотря на еще нерешенный вопрос, связанный с природой накопления высокоуглеродистых отложений, катастрофические потепления и термогалинная стратификация океана могли способствовать накоплению углерода в форме углеродистых осадков, предшественников «чёрных сланцев» (Schlanger, Jenkyns, 1976; Юдович, Кетрис, 1988; Hayes et al., 1999; Dickens et al., 1995 и другие).

Геохимическая типизация органического вещества

Одними из основных направлений использования изотопных маркеров для решения задач в нефтегазовой геологии являются типизация органического вещества, определение генетической связи и выявление единого источника разных форм органического углерода в породах осадочного чехла (Franks et al., 2001; Dias et al., 2002; Tocque et al., 2005). Применяя изотопно-молекулярный подход ($\delta^{13}C$, δD), существует возможность идентифицировать влияние наложенных факторов (окисление, биодеградация, термальное воздействие и др., рис. 1) (Галимов, 1981, 1986). При выявлении методом изотопной геохимии гетерогенного источника углеводородов возможно определить пути миграции флюидов из возможных нефтематеринских толщ, залегающих на более значительных глубинах. Подобные наблюдения дают основание предполагать существование в исследуемом бассейне более древних углеводородных систем, что, в свою очередь, позволяет уточнять геологические модели региона. Применение рассмотренного метода имеет свои ограничения, которые необходимо учитывать при анализе.

Постседиментационные преобразования, которые протекают в исходном органическом веществе после миграции нефти, могут накладывать ограничения и нарушать химические связи. Тем не менее, изотопно-молекулярный подход является серьезным инструментом диагностики нефтематеринских пород в сочетании его с другими методами. Вторичные изменения океанической литосферы при взаимодействии с гидротермальными флюидами являются основным фактором обмена летучими компонентами между гидросферой и литосферой, что приводит к значительным изменениям изотопно-геохимических характеристик пород (Beinlich et al., 2020; Lister, 1972; Wheat, Mottl, 2004, Краснова и др., 2024).

Флюидодинамические реконструкции

Комплексный геохимический анализ флюидов с привлечением изотопного и биомаркерного методов позволяет прогнозировать связь между разновозрастными комплексами и проводить оценку перераспределения углеводородов (УВ) с течением времени при многоэтапном формировании залежей за счёт многократной миграции по разломам. Для однозначной трактовки данных необходимо включение в комплекс методов геофизических и геологических данных, позволяющих получать картину строения региона на основе интерпретации региональных сейсмопрофилей и анализа локальных сейсмических 2D и 3D данных. Установление связей между нефтематеринской толщей (НМТ) и углеводородами, а также связей флюидов между разновозрастными комплексами позволяет создать адекватную флюидодинамическую модель изучаемого участка и использовать полученные закономерности при проведении бассейнового моделирования. Также знание о переформировании и перетоках флюидов между залежами может помочь при создании модели истории формирования региона и его основных структурных перестройках.

Основная цель работы состояла в том, чтобы продемонстрировать возможности применения изотопных маркеров (сделав главный акцент на реконструкции возможных изотопных эффектов – $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$) для решения задач в нефтегазовой геологии по трем блокам: стратификация разрезов, геохимическая типизация органического вещества и флюидодинамические реконструкции. На примере мезо-кайнозойских разрезов Крыма и Западного Предкавказья продемонстрировано выделение стратиграфических границ. Определение генезиса

ОВ, восстановление условий их формирования, а также пример применения комплексного подхода для построения флюидодинамической модели месторождения в ходе его формирования во времени было продемонстрировано авторами на примере группы месторождений в пределах Каменной вершины в Западной Сибири.

Материалы и методы исследований

Мезо-кайнозойские толщи Крымско-Кавказской области изучались по данным коллекций карбонатных образцов, отобранных авторами из серии разрезов: пограничных сеноман-туронских отложений во врезе р. Биюк-Карасу; турон-коньякских отложений Абинского района натухайской свиты; пограничных мел-эоценовых отложений на северо-западном склоне г. Ак-Кая; эоценовых отложений г. Сувлу-Кая (Лыгина и др., 2022; Яковишина и др., 2022; Латыпова и др., 2020). Определение генезиса флюидов и флюидодинамических связей по разрезу и площади Каменного лицензионного участка (ЛУ) Красноленинского свода Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна проводилось на основе коллекции нефтей и битумоидов юрско-меловых отложений и доюрского комплекса (Карпова и др., 2021; Фомина и др., 2021; Тихонова и др., 2021; Коробова и др., 2023).

Определения изотопного состава углерода и кислорода выполнялись в лаборатории стабильных изотопов кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Измерение изотопного состава углерода ($\delta^{13}C$) и кислорода ($\delta^{18}O$) в карбонатных образцах было выполнено методом масс-спектрометрии в постоянном потоке гелия (CF-IRMS) на масс-спектрометре Delta VAdvantage (Thermo Finnigan Scientific, Германия), сопряженном с периферийным устройством GasBench II и автосэмплером PAL. Ознакомиться с принципом работы GasBench II можно в работах (Torres, 2005; Yang 2012). Изотопный анализ углерода $\delta^{13}C$ $C_{орг}$, битумоидов пород, нефтей и их фракций проводился на изотопном масс-спектрометре Delta V Advantage (Thermo Fisher Scientific, Германия), соединенном с элементным анализатором «Flash EA 1112» (например, Галимов, 1986; Eldrett et al., 2014).

Стратификация разрезов мезо-кайнозойских толщ Крыма и Западного Предкавказья с детальным исследованием избранных интервалов глобальных биосферных событий

По данным соотношений стабильных изотопов $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ в карбонатном материале

В настоящее время во всем мире уделяется огромное внимание проблемам реконструкции палеоэкологических изменений среды. Баланс углерода определяется балансом объема углекислоты, поступающей из недр в поверхностные резервуары (вулканизм, выветривание, метаморфизм), и обратного процесса захоронения в осадках органического и карбонатного углерода. Этот баланс играет ключевую роль в определении текущего содержания углекислоты в атмосфере, которая, в свою очередь, является основным регулятором климата. Колебания и резкие смещения данного баланса могут приводить к катастрофическим изменениям. Анализ изотопного состава органического и карбонатного углерода указывает на роль вулканической активности в изменении биосферы, вызывающей как похолодание, так и отложение мощных прослоев богатых органических веществ. Периоды оледенений были широко распространены на протяжении всей истории Земли и часто связаны с различными факторами, включая роль парниковых газов (рис. 2). Например, эпизоды потепления часто сопровождались массовым выбросом метана из гидратов газа в осадочных породах, в то время как похолодание могло быть обусловлено процессами выветривания в низких широтах, трапповым магматизмом и увеличением облачности.

В разрезах мезо-кайнозойских карбонатных отложений Крыма и Западного Предкавказья результаты интерпретации колебаний значений $\delta^{18}O$ и $\delta^{13}C$ на изотопных кривых помогли установить тренды подобных изменений и резкие отклонения измеряемых значений, что, в свою очередь, позволяет определить температурные флуктуации, а также колебания биопродуктивности бассейна.

По результатам комплексных исследований (Лыгина и др., 2022) карбонатных эоценовых отложений г. Сувлу-Кая и пограничных мел-эоценовых отложений г. Ак-Кая (рис. 3, разрезы №1 и №2, Центральный Крым) были установлены экскурсы кислорода по изотопному составу кислорода $\delta^{18}O$, достигающих – 5.0‰. Полученные результаты условия формирования пород эоцена могут быть скоррелированы с определением бентосных фораминифер в период глобального климатического события EECO/ ETM2 (Early Eocene Climate Optimum, Eocene Thermal Maximum 2) (Westerhold et al., 2020).

Подобные изотопные характеристики кислорода карбонатов фиксируют повышение средней температуры во время формирования базального горизонта эоцена, что может быть связано с глобальным климатическим событием EECO. Не исключено, что это совпадает с проявлением тектонической активизации в Понтидах (Восточная Турция). Соответственно, время формирования палеосейсмодислокаций может быть оценено, как самое начало эоцена.

На границе сеномана и турона изотопные маркеры фиксируют глобальное океанское бескислородное событие (Oceanic Anoxic Event – OAE-2) (Shlanger, Jenkyns, 1976; Arthur et al., 1987, 1988), которое имело глобальное распространение и часто выражалось в разрезе наличием «черных прослоев» (Левитан и др., 2010) или «высокоуглеродистых осадочных пород» (Старостин, Япаскурт, 2007). Авторами настоящей работы на основании

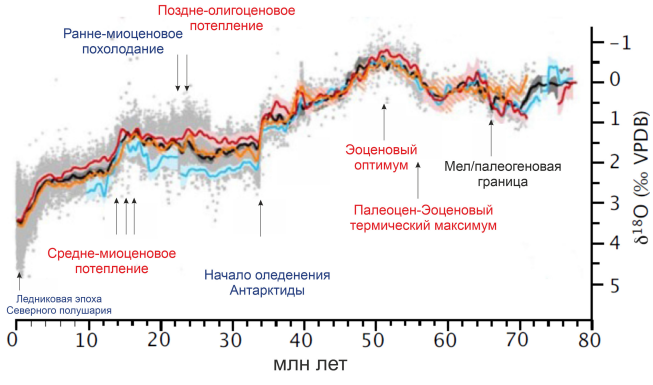


Рис. 2. Изотопный состав кислорода в бентосных фораминиферах, по (Cramer et al., 2009; Pearson, 2012) с изменениями

соотношения стабильных изотопов кислорода и углерода в сочетании с содержанием органического углерода в карбонатах разреза во врезе р. Биюк-Карасу (рис. 3, разрез 3, Крым) и данных изучения комплекса фораминифер и микрофаунистических остатков была подтверждена принадлежность разреза к глобальному событию OAE-2 (Латыпова и др., 2020). На рисунке 3 (разрез 3) полученные характеристики сопоставлены с разрезом Аксу-Дере юго-западной части Крыма (Fisher et al., 2005) и, несмотря на малочисленные определения, могут быть сопоставимы с прослоями с повышенным содержанием ОВ, характерными для пограничных разрезов в период OAE-2.

Проведенный анализ данных и фиксация палеоклиматического и палеоокеанографического события общепланетарного масштаба, происходившего на рубеже сеноманского и туронского веков, актуальны не только для детальной стратиграфической корреляции, но и для изучения отложений, богатых органическим веществом, при поиске месторождений горючих полезных ископаемых.

На базе детальных био- и хемостратиграфических исследований разреза Шапсугского карьера Абинского района Западного Предкавказья были впервые стратифицированы разрезы турон-коньякского яруса (рис. 3, разрез 4, Яковишина и др., 2022). На основе положительных экскурсов $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ изотопных кривых выделены событийные уровни, фиксирующие климатические флуктуации и колебания биопродуктивности палеобассейна.

Комплексный подход к изучению разреза верхнемеловых отложений Шапсугского карьера с использованием седиментологии и биостратиграфии в сочетании с хемостратиграфией послужил основой для восстановления условий седиментации. Подсчитанные палеотемпературы бассейна показали среднюю температуру воды в позднетурон-коньякском интервале, равную 23 °C, что соответствует ранее полученным представлениям об относительно высоких температурах для этого времени (Huber et al, 1995; Grossman, 2012; Fourel et al., 2016). Изменение значений на палеотемпературной кривой позволили установить границу туронского и коньякского ярусов. Полученные экскурсы значений $\delta^{13}C$ и флуктуации климата позволяют коррелировать эти уровни с другими разрезами Перитетиса, а также находят отражение с рядом изотопных событий, установленных в разрезах Западной и Восточной Европы соответствующего возраста.

Представленные корреляции изотопных экскурсов углерода и кислорода разновозрастных мезо-кайнозойских аноксических событий в сочетании с другими климатическими событиями (например, палеоцен-эоценовый термический максимум (PETM) (Гаврилов и др., 2018; Shcherbinina et al., 2016) позволили подтвердить при помощи изотопных данных карбонатных пород ранее зафиксированные палеособытия на основе палеонтологических данных. Полученные корреляции позволяют расширить понимание эволюции климата, палеогеографии, идентификации кризисных рубежей и толщ, богатых органическим веществом. В дальнейшем полученные данные могут служить основой для единой стратиграфической схемы региона.

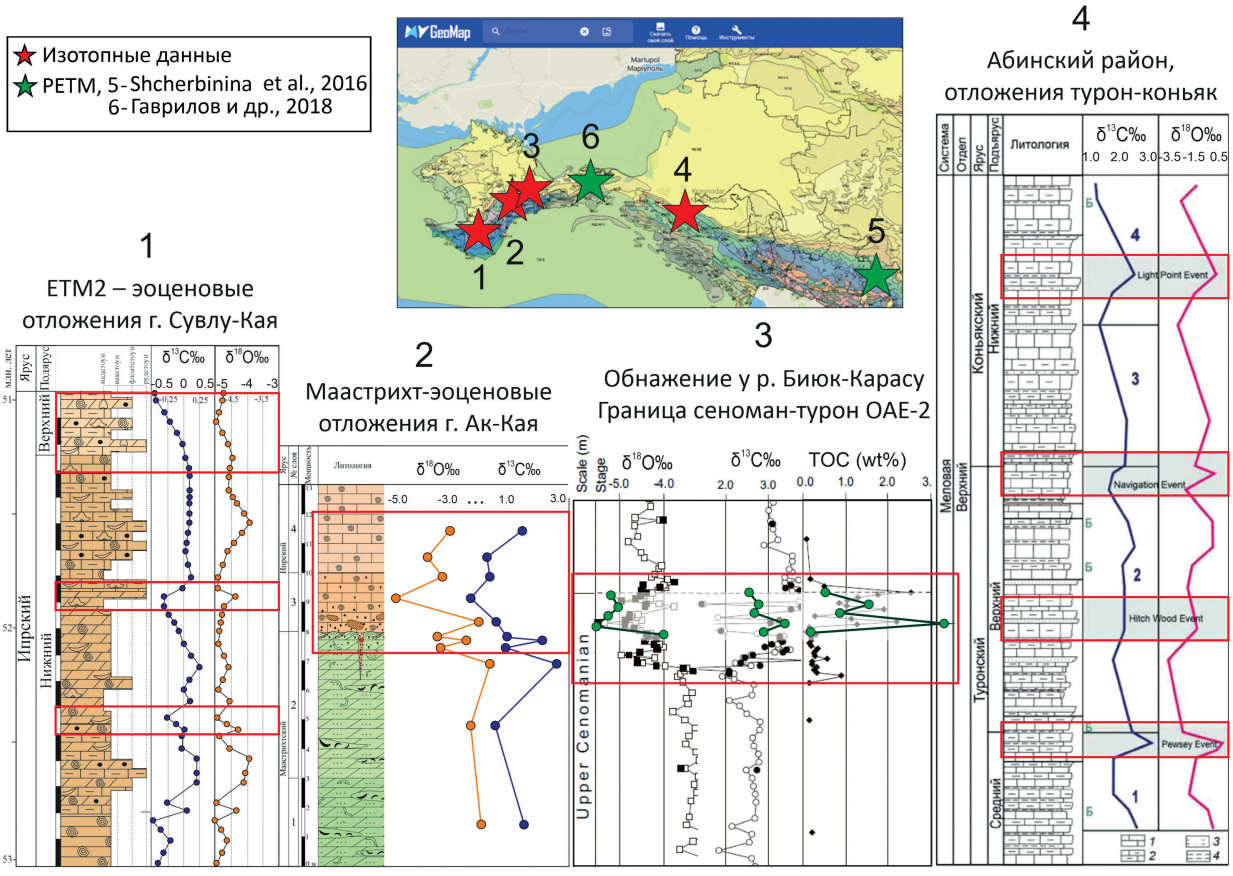


Рис. 3. Разрезы пограничных меловых, мел-эоценовых и эоценовых отложений со схемой изотопных кривых и отбора образцов (Лыгина и др., 2022; Яковишина и др, 2022; Латыпова и др, 2020; с использованием данных Fisher et al., 2005). Цифрами обозначены изученные разрезы, их расположение на карте и отмечены звездочкой (красные – изученные разрезы коллективом соавторов, зеленые – литературные данные)

Установление условий формирования и генезиса органического вещества и его генетическая типизация на примере группы месторождений Каменной вершины (Западная Сибирь)

По данным соотношений стабильных изотопов $\delta^{13}C$ в органическом веществе пород

Использование изотопных меток для определения процессов, протекающих в УВ-системе, установления генетического типа нефти и сопоставление его с определенными нефтематеринскими породами в разрезе является важным этапом, непосредственно влияющим на поисковую стратегию. Применение изотопной геохимии для определения генезиса ОВ и восстановления условий их формирования авторами рассмотрено на примере группы месторождений в пределах Каменной вершины в Западной Сибири.

В основе метода лежит определение изотопного состава углерода отдельных фракций нефти и битумоидов. В рамках исследования был проанализирован изотопный состав углерода разнополярных фракций 60 проб нефти (пласты: доюрского комплекса (ДЮК), тюменской свиты (ЮК 2-9), аналога абалакской свиты (П), викуловской свиты (ВК) и базального горизонта, аналог шеркалинской свиты (БГ) и 80 проб битумоидов, экстрагированных из нефтематеринских толщ тутлеймской и тюменской свит. Вариации изотопного состава $\delta^{13}C$ разнополярных фракций позволили типизировать исходное органическое вещество и выявить генетическую связь разных форм органического углерода в пределах осадочного чехла (рис. 4).

Изотопный состав исследованных нефтей варьирует в узких пределах: $\delta^{13}C$ насыщенных фракций изменяется от –31.2 до –29.4‰, ароматических – от –30.5 до –29‰. Для битумоидов вариации также незначительны: $\delta^{13}C$ насыщенных фракций – от –29.7 до –26.2‰, ароматических – от –29.8 до –25.1‰. Можно отметить, что такая картина распределения изотопного отношения углерода весьма характерна для флюидов, генерированных морским гумусово-сапропелевым типом ОВ. Алифатические и ароматические структуры нефти викуловской свиты обогащены легким изотопом C^{12} и, вероятно, характеризуются большей примесью морского ОВ.

Для определения генетической связи «нефть – нефть», «ОВ – ОВ», «нефть – ОВ» были сопоставлены изотопно-фракционные кривые путем оценки степени сходства между соответствующими изотопно-фракционными кривыми. Рекомендуется использовать способ сопоставления изотопных кривых, предложенный в работе М.Г. Фрик (1984), где описывается математическое подобие форм изотопно-фракционных кривых исследуемых объектов, а также близость диапазонов значений их общего изотопного состава углерода. Данный способ выражается через коэффициент сходства (К, таблица 1).

Коэффициент сходства представляет собой произведение коэффициента ранговой корреляции Спирмена (ρ) (Митропольский, 1971), описывающий подобие форм кривых, на эмпирическую величину (ß), оценивающую совпадение диапазонов изотопного состава углерода фракций исследуемых объектов. Коэффициент сходства изменяется в диапазоне –1 ÷ 1. Причем, чем теснее связь между величинами исследуемых объектов, тем ближе к единице по своей абсолютной величине показатель коэффициента сходства. Знак показателя коэффициента сходства показывает, является ли рассматриваемая связь прямой или обратной. В данной работе величина 0.7 рассматривается в качестве пограничной. Значения коэффициента сходства, равные или большие этой величины, указывают на сходство кривых исследованных объектов и, следовательно, на их генетическую связь.

По результатам расчета обобщенного сходства изотопных кривых были выделены три генетические группы как для битумоидов, так и для нефтей. В таблице 1

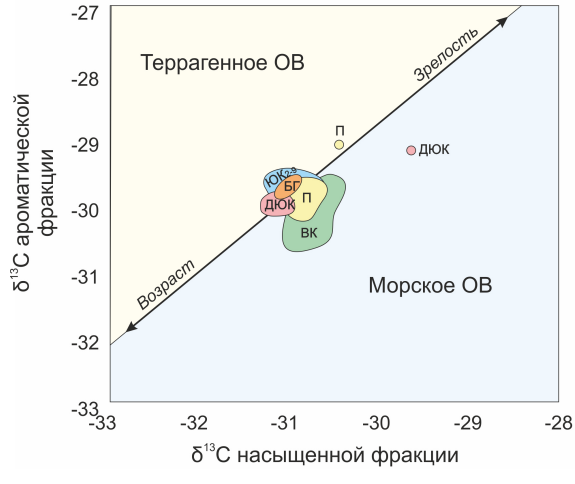


Рис. 4. Изотопный состав углерода насыщенных и ароматических фракций нефтей. ДЮК – доюрский комплекс, ЮК 2–9 – тюменская свита, П – аналог абалакской свиты, ВК – викуловская свита и БГ – базальный горизонт, аналог шеркалинской свиты

№ скв.	1 ВК	2 $ЮК_0$	3 $ЮК_0$	4 $ЮК_1$	5 П	6 П	7 $ЮК_{2-9}$	8 $БГ_2$	9 $БГ_2$	10 ДЮК	11 ДЮК
1	1.00	0.91	0.81	0.83	0.87	0.71	0.82	0.95	0.92	0.81	0.88
2	0.91	1.00	0.94	0.78	0.83	0.80	0.77	0.86	0.83	0.83	0.81
3	0.81	0.94	1.00	0.77	0.86	0.86	0.72	0.85	0.79	0.81	0.84
4	0.83	0.78	0.77	1.00	0.94	0.60	0.73	0.84	0.94	0.74	0.86
5	0.87	0.83	0.86	0.94	1.00	0.70	0.78	0.90	0.97	0.80	0.94
6	0.71	0.80	0.86	0.60	0.70	1.00	0.81	0.76	0.65	0.89	0.74
7	0.82	0.77	0.72	0.73	0.78	0.81	1.00	0.82	0.83	0.97	0.84
8	0.95	0.86	0.85	0.84	0.90	0.76	0.82	1.00	0.92	0.81	0.95
9	0.92	0.83	0.79	0.94	0.97	0.65	0.83	0.92	1.00	0.81	0.94
10	0.81	0.83	0.81	0.74	0.80	0.89	0.97	0.81	0.81	1.00	0.82
11	0.88	0.81	0.84	0.86	0.94	0.74	0.84	0.95	0.94	0.82	1.00

*Табл. 1. Пример коэффициентов сходства, по (Фрик, 1984). *коэффициент корреляции менее 0.7 показывает отсутствие связи между параметрами*

представлен пример расчета коэффициента зависимости значений сходства форм изотопно-фракционных кривых битумоидов пород для 1 группы.

Первая группа характеризуется серповидным трендом изотопно-фракционной кривой и наиболее легким изотопным составом углерода ($\delta^{13}C$ насыщенных фракций нефтей – от –30 до –31‰, для битумоидов – от –28.5 до –29‰). Подобное распределение формируется в условиях диагенеза органического вещества в обстановке сапропелеобразования (Галимов, 1981).

Вторая группа отвечает более тяжелому изотопном составу углерода относительной первой группы ($\delta^{13}C$ насыщенных фракций нефтей – от –29 до –30‰, для битумоидов – от –26 до –28‰) и формирует «сублинейный» тренд распределения изотопного состава углерода. При таком распределении изотопы углерода по группам следуют прогрессирующему «утяжелению» величин от менее полярным фракциям к более, что характерно для гумусового органического вещества (Галимов, 1981).

Третья группа отвечает переходным значениям изотопного состава углерода между 1 и 2 группами. Полученные вариации изотопного состава групповых фракций битумоида можно экстраполировать и предположить изотопный состав керогена. Для первой группы: –27‰ ± 0.5; для второй: –24‰ ± 0.5; для третьей: –24‰ ± 0.5. Для второй и третей группы предполагается схожий изотопный состав углерода керогена, что, вероятно, говорит о едином исходном органическом веществе, в то время как первая группа отвечает иной природе вещества.

Для образцов нефти вариации незначительны для всех групп – до 2‰, что говорит об их флюидодинамической связи. Для битумоидов между группами вариации изотопного состава достигают 4‰, внутри каждой группы – преимущественно не превышает 1.5‰. Как для нефтей, так и для битумоидов наблюдаются отклонения от биологического тренда распределения изотопов, что говорит о наличии вторичных преобразований. Для исследуемых интервалов осадочной толщи по данным минералого-петрографического исследования было установлено, что вещество пород подверглось термальным воздействиям (Карпова и др., 2021). Изотопные вариации углерода наименее полярных фракции могут указывать на признаки гидротермальной деятельности в исследуемых породах.

Для битумоидов тюменской свиты наблюдается также вертикальная зональность: вверх по разрезу характерно общее утяжеление изотопного состава фракционной кривой, а затем – облегчение. Наблюдаемые изменения скорее всего связаны с фиксацией фациальных обстановок и изменением соотношения гумусового и сапропелевого материала органического вещества. Тюменская свита определяется переменным составом с общим увеличением сапропелевого вещества к переходу к бажен-абалакскому комплексу.

Полученные вариации и разделения статистическим методом сходства кривых, вероятно, указывают как на изменение соотношения гумусового и сапропелевого материала органического вещества, так и на различную эволюцию вещества – влияние вторичных процессов на исходное органическое вещество. Существенно, что для изучаемых нефтей не обнаружено корреляций с принадлежностью к определенным возрастным интервалам. Группы, выделяющиеся по изотопно-фракционной кривой, формируются из образцов всех исследуемых пластов, что может говорить и флюидодинамической связи между разновозрастными флюидами.

Проведенное исследование с использованием комплексных геохимических методов, включая изотопно-молекулярный метод диагностики источника нафтидов, позволило сопоставить возможные генетические связи разных форм органического углерода в пределах осадочного чехла. Для исследованных битумоидов пород и нефтей обнаружены два генетических типа вещества и группу, формирующуюся из смеси этих двух генетических типов. Группы отвечают сапропелевому органическому веществу с различной примесью гумусовой составляющей. Таким образом, полученные распределения изотопно-фракционных кривых для нефтей и органического вещества предполагаемых нефтематеринских толщ позволяют говорить о смешении флюидов и о единой флюидодинамике.

Флюидодинамическая модель формирования группы месторождений Каменной вершины (Западная Сибирь)

По данным комплексного изучения геохимических параметров ($\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ в карбонатном материале и органическом веществе пород) и полученных ранее геологических данных

Для определения путей миграции во времени и обоснования флюидодинамической связи как естественной, так и техногенной природы между залежами по вертикали и по горизонтали необходимо провести сравнение свойств флюидов. В рамках данной методики под флюидами подразумеваются нефть, битумоиды из различных пород и пластовые (подтоварные) воды залежи.

Важным первостепенным этапом является проведение анализа истории работы скважин, определение разрабатываемых пластов, их мощность, а также оценка взаиморасположения пластов в разрезе. В процессе разработки существует вероятность изменения целевых интервалов скважин, в результате может происходить миграция нефти между пластами в ходе протечки через систему изоляции. При разработке зачастую бурятся горизонтальные или наклонные скважины, и используется технология ГРП, в результате в породах образуется система трещин, которые могут достигать прилегающих пластов.

На Каменном месторождении в некоторых скважинах между пластом отложений доюрского комплекса и тутлеймской свиты мощность крайне мала, поэтому в случае проведения ГРП могут быть вовлечены в разработку разные свиты. Таким образом, для анализа результатов геохимических параметров нефти и воды из определённых пластов скважины необходимо получить представление о возможных факторах, которые могли повлиять на отклонение результатов от характеристик автохтонных флюидов.

Проведены комплексные аналитические исследования флюидов, расчет генетических коэффициентов (индикаторов), параметров вторичных преобразований нефтей (биодеградация, вымывания водой) и параметров, позволяющих оценить термическую историю преобразования исходного ОВ (основные результаты опубликованы в работах (Карпова и др., 2021; Фомина и др., 2021; Тихонова и др., 2021; Осипов и др., 2023 и др.)). Для построения

комплексной модели учитывались химические и изотопные показатели состава пластовой воды. Было проведено сопоставление полученной геохимической информации с геологической при помощи наложения геохимических параметров на структурные поверхности с учетом информации о разломах, которые могут (или могли в геологическом прошлом) выступать в качестве путей миграции (рис. 5). Было получено, что распределение выделенных типов нефти по зрелости, опубликованных в работе (Осипов и др., 2023), на структурной поверхности кровли тюменской свиты соответствует выделенным группам по изотопному составу углерода. Первая группа отвечает высокой степени зрелости вещества, вторая группа – средней, третья группа – низкой зрелости. Изотопный состав воды в скважинах, выделенных в первую группу, отвечает $\delta^{18}O$ от –10 до –27‰, SMOW.

Подобные значения $\delta^{18}O_{V\text{-}SMOW}$ могут быть обусловлены наличием в системе открытых разломов, по которым происходит внедрение глубинного углекислого газа в воды горизонта (Ферронский, Поляков, 1983). Авторами настоящей работы для оценки вторичных процессов также

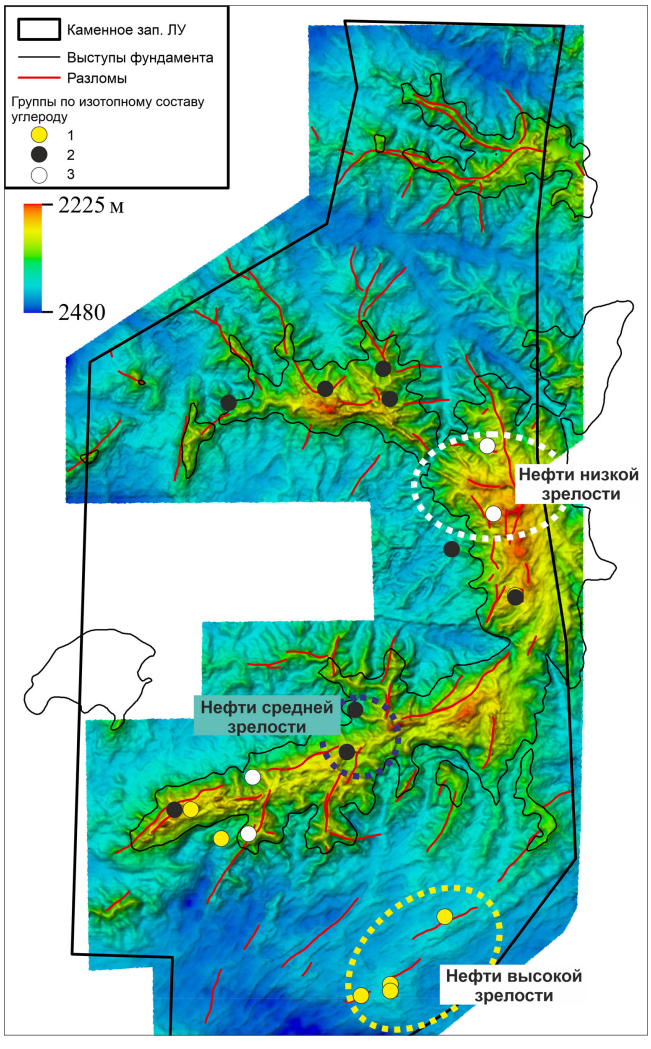


Рис. 5. Распределение выделенных типов нефти на структурной поверхности кровли тюменской свиты. Группы нефтей по зрелости были обозначены по (Осипов и др., 2023) и соответствуют выделенным группам по изотопному составу углерода (нефти: 1 группа – высокой, 2 группа – средней, 3 группа – низкой зрелости)

был определен изотопный состав кислорода и углерода в карбонатных интервалах исследуемых скважин, результаты опубликованы в работе (Карпова и др., 2021).

Полученные характеристики фиксируют изотопные отношения кислорода, свидетельствующие об изотопном обмене с флюидом с повышенными температурами. Рассчитанные палеотемпературы кристаллизации кальцита в микротрещинах отвечают интервалу температур 110–210 °С и отличаются от средних палеотемператур вмещающей породы (40–80 °С), что подтверждает идею просачивания гидротермальных растворов вдоль разломов и микротрещин. К несомненным доказательствам проявления гидротермальной деятельности стоит отнести оценки минералого-петрографического исследования и наличие новообразованного сфалерита (ZnS) (Карпова и др., 2021). Таким образом, минеральная ассоциация, изотопный состав карбонатов, состав нефтей и воды фиксируют проявления гидротермальной деятельности с эволюционирующим флюидом и говорят о кислой, сильно восстановительной геохимической среде.

В работах (Фомина и др., 2021; Тихонова и др., 2021) установлено обратное традиционному распределение зрелости органического вещества в породах тутлейской (баженовской) свиты, что может подтверждать идею о влиянии разломной тектоники с повышенными тепловыми потоками и активной флюидодинамикой на формирование месторождения.

В результате сравнения свойств флюидов между залежами по вертикали и по горизонтали с полученными данными изотопного состава можно предполагать существование миграции флюидов по трещинам и наличие термального воздействия в областях, ассоциированных с наиболее зрелым органическим веществом. При использовании комплексного подхода была получена новая принципиальная модель поведения флюидов в пределах Каменного участка, которая свидетельствует о единых флюидодинамических связях (рис. 6).

Геохимические исследования флюидов хорошо согласуются с результатами геологических и других исследований (Карпова и др., 2021; Фомина и др., 2021; Тихонова и др., 2021; Коробова и др., 2023; Большакова и др., 2021; Осипов и др, 2023 и др.).

• При литологических исследованиях зафиксировано несколько палеоповерхностей зеркала чистой воды в отложениях викуловской свиты, что согласуется с утверждением об импульсном заполнении резервуара в несколько этапов.

• При литологических и изотопных исследованиях карбонатов из разломных зон викуловской свиты зафиксированы карбонаты нескольких генераций гидротермального происхождения. Полученные данные согласуются с результатами анализа источников вод и измеренных повешенных температурных параметров в воде, а также с идеей импульсного заполнения резервуара в несколько этапов.

• В трещинах бажен-абалакского комплекса зафиксированы аналогичные карбонаты гидротермального происхождения, подтвержденные результатами изотопного состава кислорода.

• Данные, полученные при изучении пород доюрского комплекса о многократном прогреве отложений, также хорошо перекликаются с выводами о стадийном заполнении

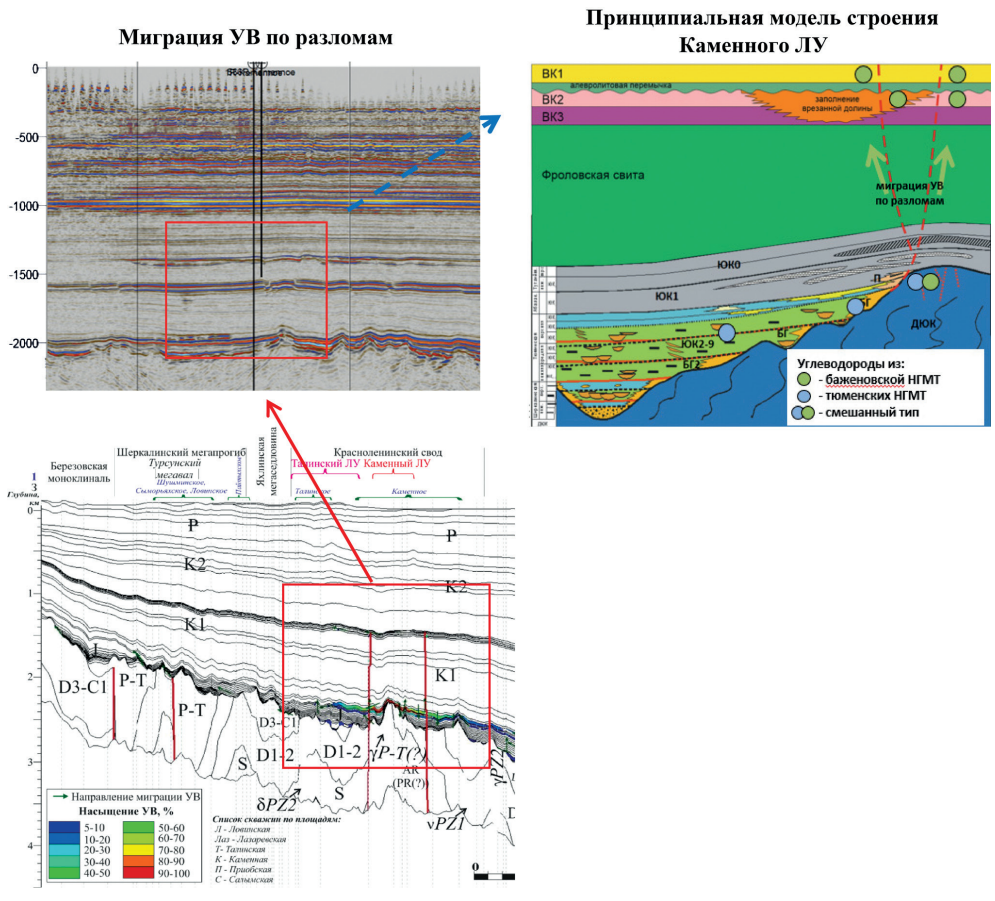


Рис. 6. Принципиальная модель флюидодинамических связей в пределах Каменной вершины Краснолениского свода

резервуара в силу того, что прогрев доюрского комплекса и появление миграции по тектоническим нарушениям (в большом количестве зафиксированным сейсмиками) происходили в одно и то же время и были связаны с тектоническими подвижками.

Заключение

В работе представлены результаты использования изотопных маркеров при решении задач стратификации разрезов, геохимической типизации органического вещества, построения моделей миграции флюидов и флюидодинамических реконструкций.

Представленные корреляции изотопных экскурсов углерода и кислорода ($\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$) разновозрастных мезокайнозойских аноксических событий разрезов Крыма и Западного Предкавказья позволили зафиксировать глобальные события общепланетарного масштаба. Полученные результаты определили граничные события сеноман-туронских отложений во врезе р. Биюк-Карасу, турон-коньякских отложений Абинского района, мел-эоценовых отложений на северо-западном склоне г. Ак-Кая, эоценовых отложений г. Сувлу-Кая. В комплексе стратификация разреза изучаемого региона позволила уточнить эволюцию климата, палеогеографические реконструкции и колебания биопродуктивности бассейна.

Проведенная изотопно-молекулярная диагностика источника нафтидов позволила сопоставить возможные генетические связи разных форм органического углерода в пределах осадочного чехла в районе Каменной вершины в Западной Сибири. Выявлены две генетические группы углеводородов, зафиксированы следы смешения выявленных групп и вертикальная зональность углеводородов.

На основе комплексного подхода изучения геохимических параметров и полученных ранее геологических данных представлена новая принципиальная флюидодинамическая модель Каменного участка с наличием флюидодинамической связи и присутствием следов гидротермальных флюидов нескольких фаз внедрения. Представленные в работе изотопно-геохимические показатели позволяют создавать геолого-геохимические модели палеопогружения и прогрева толщ, условий и масштабов генерации-эмиграции УВ в пределах исследуемой территории для оценки перспектив ее нефтегазоносности. Безусловно, исключительно комплексная интерпретация геохимических, геофизических и геологических данных дает наиболее полную картину нефтегазоматеринских толщ и их детальных характеристик.

Благодарности

Авторы выражают искреннюю благодарность рецензенту журнала и глубоко признательны заместителю и главному редактору журнала «Георесурсы» за внимание, уделённое нашей статье, и ценные замечания к ее содержанию.

Литература

Большакова М.А., Корзун А.В., Ступакова, А.В., Сауткин Р.С., Калмыков А. Г., Абля Э.А., Краснова Е.А., Харитонова Н.А., Тихонова М.С., Козлова Е.В., Санникова И.А., Рязанова Т.А., Белкин И.Ю. (2021). Информационная значимость геохимических и гидрогеологических

данных в нефтегазовой геологии. *Георесурсы*, 23(2), с. 214–220. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.21

Гаврилов Ю.О., Голованова О.В., Щепетова Е.В., Покровский Б.Г. (2018). Литолого-геохимические особенности отложений палеоцен/эоценового биосферного события "PETM" Восточного Крыма (разрез "Насыпное"). *Литология и полезные ископаемые*, 5, с. 371–383. https://doi.org/10.1134/S0024497X1805004X

Галимов Э.М. (1968). Геохимия стабильных изотопов углерода. М.: Недра, 222 с.

Галимов Э.М. (1981). Природа биологического фракционирования изотопов. М.: Наука, 247 с.

Карпова Е.В., Хотылев А.О., Мануилова Е.А., Майоров А.А., Краснова Е.А., Хотылев О.В., Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Калмыков А.Г. (2021). Гидротермально-метасоматические системы как важнейший фактор формирования элементов нефтегазоносного комплекса в баженовско-абалакских отложениях. *Георесурсы*, 23(2), с. 142–151. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.14

Коробова Н.И., Шевчук Н.С., Карнюшина Е.Е., Сауткин Р.С., Краснова Е.А. (2023). Особенности состава и строения продуктивных отложений викуловской свиты Красноленинского свода и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства. *Георесурсы*, 25(2), с. 105–122. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.8

Краснова Е. А., Силантьев С. А., Шабыкова В.В., Грязнова А. С. (2024). Карбонатизация серпентинитов Срединно-Атлантического хребта: 2. Эволюция химического и изотопного ($\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$, Rb, Sr, Sm, Nd) составов при эксгумации абиссальных перидотитов. *Петрология*, в печати.

Латыпова М.Р., Краснова Е.А., Гусев А.В., Калмыков А.Г., Копаевич Л.Ф. (2020). Геохимические характеристики пограничных отложений сеномана и турона в правом борту долины р. Биюк-карасу (Белогорский район, центральный крым). Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. *Материалы Десятого Всероссийского совещания*, с. 130–133.

Левитан М.А., Алексеев А.С., Бадулина Н.В., Гирин Ю.П., Копаевич Л.Ф. (2010). Геохимия пограничных сеноман-туронских отложений Горного Крыма и Северо-Западного Кавказа. *Геохимия*, 6, с. 570–591. https://doi.org/10.1134/S0016702910060029

Лыгина Е.А., Правикова Н.В., Чижова Е.Р., Тверитинова Т.Ю., Яковишина Е.В., Никишин А.М., Коротаев М.В., Тевелев А.В., Краснова Е.А., Косоруков В.Л., Самарин Е.Н. (2022). Эоценовая сейсмичность и палеогеография Центрального Крыма. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 5, с. 68–77.

Митропольский А.К. (1971). Техника статистических вычислений. М.: Наука, 576 с.

Осипов К.О., Большакова М.А., Абля Э.А., Краснова Е.А., Сауткин Р.С., Суслова А.А., Калмыков А.Г., Тихонова М.С. (2023). Источники нефтей Красноленинского месторождения. *Георесурсы*, 25(2), с. 161–182. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.12

Старостин В.И., Япаскурт О.В. (2007). Аспекты генетической формационной типизации металлоносных высокоуглеродистых осадочных комплексов. *Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология,* 3, с. 12–23. https://doi.org/10.3103/S0145875207030015

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. (2021). 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

Ферронский В.И., Поляков В.А. (1983). Изотопия гидросферы. М.: Наука, 277 с.

Фомина М.М., Балушкина Н.С., Хотылев О.В., Калмыков А.Г., Богатырева И.Я., Калмыков Г.А., Реуцкая И.О., Романенко С.А., Топчий М.С., Алехин А.А. (2021). Выделение потенциально-продуктивных интервалов тутлеймской свиты центральной части Красноленинского свода. *Георесурсы,* 23(2), с. 132–141. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.13

Фрик М.Г. (1984). Геохимия углеводородов нефти в связи с перспективами нефтеносности Прикамья. Дисс. канд. геол.-минерал. наук. М., 380 с.

Юдович Я. Э., Кетрис М.П. (1988). Геохимия черных сланцев. Л.: Наука.

Яковишина Е.В., Бордунов С.И., Копаевич Л.Ф., Краснова Е.А., Нетреба Д.А. (2022). О границе туронского и коньякского ярусов Северо-Западного Кавказа. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 4, с. 34–43. https://doi.org/10.1134/S0869593822030066

Arthur M.A., Dean W.E., Pratt L.M. (1988). Geochemical and climatic effects of increased marine organic carbon burial at the Cenomanian/Turonian boundary. *Nature*, 335, pp. 714–717. https://doi.org/10.1038/335714a0

Arthur M.A., Schlanger S.O., Jenkyns H.C. (1987). The Cenomanian-Turonian Oceanic anoxic event 2. Palaeoceanographic controls on organic-matter production and preservation.*Geol. Soc. London*, Spec. Publ., 26, pp. 401–420. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1987.026.01.25

Beinlich A., John T., Vrijmoed J.C., Tominaga M., Magna T., Podladchikov Y.Y. (2020). Instantaneous rock transformations in the deep crust driven by reactive fluid flow. *Nature Geoscience*, 13(4), pp. 307–311. https://doi.org/10.1038/s41561-020-0554-9

Cramer B.S., Toggweiler J.R., Wright J.D., Katz M.E. & Miller K.G. (2009). Ocean overturning since the Late Cretaceous: Inferences from a new benthic foraminiferal isotope compila-tion. *Paleoceanography*, 24, PA4216, https://doi.org/10.1029/2008PA001683

Cui Y., Kump L.R., Ridgwell A.J., Charles A.J., Junium C.K., Diefendorf A.F., Freeman K.H., Urban N.M., Harding I.C. (2011). Slow release of fossil carbon during the Palaeocene-Eocene Thermal Maximum. *Nature Geoscience,* 4, pp. 481–485. https://doi.org/10.1038/ngeo1179

Dias R.F., Freeman K.H., Franks S.G. (2002). Gas chromatography-pyrolysis-isotope ratio mass spectrometry: a new method for investigating intramolecular isotopic variation in low molecular weight organic acid. *Organic Geochemistry*, 33, pp. 161–168. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(01)00141-3

Dickens G.R., O'Neil J.R., Rea D.K., Owen R.M. (1995). Dissociation of oceanic methane hydrate as a cause of the carbon isotope excursion at the end of the Paleocene. *Paleoceanography,* 10, pp. 965–971. https://doi.org/10.1029/95PA02087

Eldrett J.S., Greenwood D.R., Polling M., Brinkhuis H., Sluijs A. (2014). A seasonality trigger for carbon injection at the Paleocene–Eocene Thermal Maximum. *Clim. Past*, 10, pp. 759–769. https://doi.org/10.5194/cp-10-759-2014

Fisher J.K., Price G.D., Hart M.B., Melanie J.L. (2005). Stable isotope analysis of the Cenomanian – Turonian (Late Cretaceous) Oceanic Anoxic Event in the Crimea. *Cretaceous Research*, 26(6), pp. 853–863. https://doi.org/10.1016/j.cretres.2005.05.010

Fourel F., Martineau F., Tóth E.E., Görög A., Escarguel G., Lécuyer C. (2016). Carbon and oxygen isotope variability among Foraminifera and ostracod carbonated shells. Ann. Univ. Mariae Curie-Sklodowska AAA Physica 70, pp. 133–156.

Franks S.G., Dias R.F., Freeman K.H., Boles J.R. Holbal, A., Fincannon, A. L., Jordanl, E. D. (2001). Carbon isotopic composition of organic acids in oil field waters, San Joaquin Basin, CA, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 65, pp. 1301–1310. https://doi.org/10.1016/S0016-7037(00)00606-2

Grossman E.L. (2012). Oxygen isotope Stratigraphy. *The Geologic Time Scale*. Elsevier, 1, pp. 181–206. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59425-9.00010-X

Hayes J.M., Strauss H., Kaufman A.J. (1999). The abundance of 13C in marine organic matter and isotopic fractionation in the global biogeochemical cycle of carbon during the past 800 Ma. *Chemical Geology,* 161, 103e125. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(99)00083-2

Huber B.T., Hodell D.A., Hamilton C.P. (1995). Middle–Late Cretaceous climate of the southern high latitudes: stable isotopic evidence for minimal equator-to-pole thermal gradients. *Geological Society of America Bulletin*, 107, pp. 1164–1191. https://doi.org/10.1130/0016-7606(1995)107<1164:MLCCOT>2.3.CO;2

Kennett J.P., Stott L.D. (1991). Abrupt deep-sea warming, palaeoceanographic changes and benthic extinctions at the end of the Palaeocene. *Nature,* 353, 225e229. https://doi.org/10.1038/353225a0

Lister C.R.B. (1972). On the thermal balance of a mid-ocean ridge. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, 26(5), pp. 515–535. https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.1972.tb05766.x

Pearson P.N. (2012). Oxygen isotopes in foraminifera: Overview andhistorical review: The Paleontological Society Papers, 18, pp. 1–38. https://doi.org/10.1017/S1089332600002539

Shcherbinina E., Gavrilov Y.O., Iakovleva A.I., Pokrovsky B.G., Golovanova O.V., Aleksandrova G. (2016). Environmental dynamics during the Paleocene–Eocene thermal maximum (PETM) in the northeastern Peri-Tethys revealed by high-resolution micropalaeontological and geochemical studies of a Caucasian key section. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 456, pp. 60–81. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2016.05.006

Shlanger S.O., Jenkyns H.C. (1976) Cretaceous Oceanic Anoxic Events: Causes and Consequences. *Geologie en Mijmbouw*, 55(3–4), pp. 179–184.

Sluijs A., Bowen G.J., Brinkhuis H., Lourens L.J., Thomas E. (2007). The Palaeocene-Eocene Thermal maximum super greenhouse: Biotic and geochemical signatures, age models and mechanisms of global change. In: Williams, M., Haywood A.M., Gregory F.J., Schmidt D.N. (Eds.), Deep Time Perspectives on Climate Change:Marrying the Signal fromComputer Models and Biological Proxies. The Micropalaeontological Society,

Special Publications, *The Geological Society*, London, 323e351. https://doi.org/10.1144/TMS002.15

Tocque E., Behar F., Budzinski H., Lorant F. (2005). Carbon isotopic balance of kerogen pyrolysis effluents in a closed system. *Organic Geochemistry*, 36, pp. 893–905. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2005.01.007

Torres M.E., Mix A.C., Rugh W.D. (2005). Precise $\delta^{13}C$ analysis of dissolved inorganic carbon in natural waters using automated headspace sampling and continuous-flow mass spectrometry. *Limnol. Oceanogr. Methods*, 3(8), pp. 349–360. https://doi.org/10.4319/lom.2005.3.349

Wheat C.G., & Mottl M.J. (2004). Geochemical fluxes through mid-ocean ridge flanks. *Hydrogeology of the oceanic lithosphere*, pp. 627–658.

Yang T., Jiang S.Y. (2012). A new method to determine carbon isotopic composition of dissolved inorganic carbon in seawater and pore waters by CO2-water equilibrium. Rapid Commun. *Mass Spectrom,* 26, pp. 805–810. https://doi.org/10.1002/rcm.6164

Zachos J.C., Bohaty S.M., John C.M., McCarren H., Kelly D.C., Nielsen T. (2007) .The Palaeocene-Eocene carbon isotope excursion: Constraints from individual shell planktonic foraminifer records. *Philosophical Transactions of the Royal Society,* A 365, 1829e1842. https://doi.org/10.1098/rsta.2007.2045

Zircon (2003). Review in Mineralogy and Geochemistry. Eds. Hanchar J.M., P.W.O. Hoskin. 500 p.

Westerhold T., Marwan N., Drury A.J., Liebrand D., Agnini C., Anagnostou E., Barnet J.S.K., Bohaty S.M., Vleeschouwer D., Florindo F., Frederichs T., Hodell D.A., Holbourn A.E., Kroon D., Lauretano V., Littler K., Lourens L.J., Lyle M., Pälike H., Röhl U., Tian J., Wilkens R.H., Wilson P.A., Zachos J.C. (2020). An astronomically dated record of Earth's climate and its predictability over the last 66 million years. *Science*, 369, pp. 1383–1387. https://doi.org/10.1126/science.aba6853

Сведения об авторах

Елизавета Андреевна Краснова – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова; старший научный сотрудник, Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-минерал. наук, профессор, директор Института перспективных исследований нефти и газа, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Анна Вадимовна Корзун – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры гидрогеологии, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: a.korzun@oilmsu.ru

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: a.suslova@oilmsu.ru

Статья поступила в редакцию 28.06.2024;
Принята к публикации 10.09.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Stable Isotope Ratios $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$ in Petroleum Geology Application

E.A. Krasnova[1,2], A.V. Stoupakova[1], R.S. Sautkin[1], A.V. Korzun[1], M.A. Bolshakova[1], A.A. Suslova[1]*

[1]Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

[2]Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

[*]Corresponding author: Elizaveta A. Krasnova, e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

Abstract. Isotopic studies are currently among the most prioritized methods for addressing critical challenges in petroleum geology, particularly in determining the nature and sources of organic matter. This paper briefly presents the results of utilizing isotopic markers in addressing issues related to: stratigraphic correlation, geochemical characterization of organic matter, and fluid dynamic reconstruction. The isotopic effects ($\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$) observed in the study of Meso-Cenozoic sections in Crimea and the Western Pre-Caucasus have enabled the identification of global events, facilitating detailed stratigraphic correlation. Analysis of the isotopic-geochemical characteristics ($\delta^{13}C$) of fluids from sedimentary formations of varying ages allowed for the determination of formation conditions, the genesis of organic matter, and its geochemical classification for a group of fields at Kamennaya Vershina (Western Siberia). By integrating geochemical vertical zonality, evidence of hydrocarbon mixing from different origins, and the detection of localized thermal anomalies based on isotopic parameters, a comprehensive fluid dynamic model was developed, incorporating previously acquired geological and geophysical data.

Keywords: isotopic composition, sources of hydrocarbons, organic matter, hydrocarbon systems, natural reservoirs, source rocks, fluid dynamic models

Recommended citation: Krasnova E.A., Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Korzun A.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A. (2024). Stable Isotope Ratios $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$ in Petroleum Geology Application. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 126–137. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.14

References

Arthur M.A., Dean W.E., Pratt L.M. (1988). Geochemical and climatic effects of increased marine organic carbon burial at the Cenomanian/Turonian boundary. *Nature*, 335, pp. 714–717. https://doi.org/10.1038/335714a0

Arthur M.A., Schlanger S.O., Jenkyns H.C. (1987). The Cenomanian-Turonian Oceanic anoxic event 2. Palaeoceanographic controls on organic-matter production and preservation.*Geol. Soc. London*, Spec. Publ., 26, pp. 401–420. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1987.026.01.25

Beinlich A., John T., Vrijmoed J.C., Tominaga M., Magna T., Podladchikov Y.Y. (2020). Instantaneous rock transformations in the deep crust driven by reactive fluid flow. *Nature Geoscience*, 13(4), pp. 307–311. https://doi.org/10.1038/s41561-020-0554-9

Bolshakova M.A., Korzun A.V., Stupakova A.V., Sautkin R.S., Kalmykov A.G., Ablya E.A., Krasnova E.A., Kharitonova N.A., Tikhonova M.S., Kozlova E.V., Sannikova I.A., Ryazanova T.A., Belkin I.Yu. (2021). Informational significance of geochemical and hydrogeological data in oil and gas geology. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 214–220. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.21

Cramer B.S., Toggweiler J.R., Wright J.D., Katz M.E. & Miller K.G. (2009). Ocean overturning since the Late Cretaceous: Inferences from a new benthic foraminiferal isotope compila-tion. *Paleoceanography*, 24, PA4216, https://doi.org/10.1029/2008PA001683

Cui Y., Kump L.R., Ridgwell A.J., Charles A.J., Junium C.K., Diefendorf A.F., Freeman K.H., Urban N.M., Harding I.C. (2011). Slow release of fossil carbon during the Palaeocene-Eocene Thermal Maximum. *Nature Geoscience,* 4, pp. 481–485. https://doi.org/10.1038/ngeo1179

Dias R.F., Freeman K.H., Franks S.G. (2002). Gas chromatography-pyrolysis-isotope ratio mass spectrometry: a new method for investigating intramolecular isotopic variation in low molecular weight organic acid. *Organic Geochemistry*, 33, pp. 161–168. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(01)00141-3

Dickens G.R., O'Neil J.R., Rea D.K., Owen R.M. (1995). Dissociation of oceanic methane hydrate as a cause of the carbon isotope excursion at the end of the Paleocene. *Paleoceanography,* 10, pp. 965–971. https://doi.org/10.1029/95PA02087

Eldrett J.S., Greenwood D.R., Polling M., Brinkhuis H., Sluijs A. (2014). A seasonality trigger for carbon injection at the Paleocene–Eocene Thermal Maximum. *Clim. Past*, 10, pp. 759–769. https://doi.org/10.5194/cp-10-759-2014

Ferronsky V.I., Polyakov V.A. (1983). Isotopy of hydrosphere. Moscow: Nauka, 277 p. (In Russ.)

Fisher J.K., Price G.D., Hart M.B., Melanie J.L. (2005). Stable isotope analysis of the Cenomanian – Turonian (Late Cretaceous) Oceanic Anoxic Event in the Crimea. *Cretaceous Research*, 26(6), pp. 853–863. https://doi.org/10.1016/j.cretres.2005.05.010

Fomina M.M., Balushkina N.S., Khotylev O.V., Kalmykov A.G., Bogatyreva I.Ya., Kalmykov G.A., Reutskaya I.O., Romanenko S.A., Topchiy M.S., Alekhin A.A. (2021). Identification of potentially productive intervals of the Tutleimskaya suite in the central part of the Krasnoleninsky arch. *Georesursy = Georesources*, 23(2), 132–141. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.13

Fourel F., Martineau F., Tóth E.E., Görög A., Escarguel G., Lécuyer C. (2016). Carbon and oxygen isotope variability among Foraminifera and ostracod carbonated shells. Ann. Univ. Mariae Curie-Sklodowska AAA Physica 70, pp. 133–156.

Franks S.G., Dias R.F., Freeman K.H., Boles J.R. Holbal, A., Fincannon, A. L., Jordanl, E. D. (2001). Carbon isotopic composition of organic acids in oil field waters, San Joaquin Basin, CA, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 65, pp. 1301–1310. https://doi.org/10.1016/S0016-7037(00)00606-2

Frik M.G. (1984). Geochemistry of Petroleum Hydrocarbons in Relation to the Oil Potential of the Prikamye Region (Doctoral dissertation). Moscow. 380 p. (In Russ.)

Galimov E.M. (1968). Geochemistry of stable carbon isotopes. Moscow: Nedra, 222p. (In Russ.)

Galimov E.M. (1981). The nature of biological fractionation of isotopes. Moscow: Nauka, 247 p. (In Russ.)

Gavrilov Yu.O., Golovanova O.V., Shchepetova E.V., Pokrovsky, B.G. (2018). Lithological and geochemical features of deposits of the Paleocene/Eocene biosphere event "RETM" in Eastern Crimea ("Nasypnoe" section). *Litologiya i poleznye iskopaemye = Lithology and minerals*, 5, pp. 371–383. (In Russ.)

Grossman E.L. (2012). Oxygen isotope Stratigraphy. *The Geologic Time Scale*. Elsevier, 1, pp. 181–206. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59425-9.00010-X

Hayes J.M., Strauss H., Kaufman A.J. (1999). The abundance of 13C in marine organic matter and isotopic fractionation in the global biogeochemical cycle of carbon during the past 800 Ma. *Chemical Geology,* 161, 103e125. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(99)00083-2

Huber B.T., Hodell D.A., Hamilton C.P. (1995). Middle–Late Cretaceous climate of the southern high latitudes: stable isotopic evidence for minimal equator-to-pole thermal gradients. *Geological Society of America Bulletin*, 107, pp. 1164–1191. https://doi.org/10.1130/0016-7606(1995)107<1164:MLCCOT>2.3.CO;2

Karpova E.V., Khotylev A.O., Manuilova E.A., Mayorov A.A., Krasnova, E.A., Khotylev O. V., Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Kalmykov A.G. (2021). Hydrothermal-Metasomatic Systems as a Crucial Factor in the Formation of Petroleum System Elements in the Bazhenov-Abalak Deposits. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 142–151. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.14

Kennett J.P., Stott L.D. (1991). Abrupt deep-sea warming, palaeoceanographic changes and benthic extinctions at the end of the Palaeocene. *Nature,* 353, 225e229. https://doi.org/10.1038/353225a0

Korobova N.I., Shevchuk N.S., Karnyushina E.E., Sautkin R.S., and Krasnova E.A. (2023). Features of the composition and structure of productive deposits of the Vikulovskaya suite of the Krasnoleninsky arch and their influence on reservoir properties. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 105–122. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.8

Krasnova E.A., Silantiev S.A., Shabykova V.V., Gryaznova A.S. (2024). Carbonation of serpentinites of the Mid-Atlantic Ridge: 2. Evolution of chemical and isotopic (δ18O, δ13C, Rb, Sr, Sm, Nd) compositions during the exhumation of abyssal peridotites. *Petrology*, in press. (In Russ.)

Latypova M.R., Krasnova E.A., Gusev A.V., Kalmykov A.G., & Kopaevich L.F. (2020). Geochemical characteristics of the Senonian-Turonian boundary deposits in the right bank of the Biyuk-Karasu River valley (Belogorsky District, Central Crimea). The Cretaceous System of Russia and Neighboring Countries: Problems of Stratigraphy and Paleogeography.Proc. Tenth All-Russian Conference, Magadan. (In Russ.)

Levitan M.A., Alekseev A.S., Badulina N.V., Girin Yu.P., Kopaevich L.F. (2010). Geochemistry of the Cenomanian-Turonian boundary deposits of the Mountainous Crimea and the Northwestern Caucasus. *Geochemistry,* 6, pp. 570–591. (In Russ.) https://doi.org/10.1134/S0016702910060029

Lister C.R.B. (1972). On the thermal balance of a mid-ocean ridge. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, 26(5), pp. 515–535. https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.1972.tb05766.x

Lygina E.A., Pravikova N.V., Chizhova E.R., Tveritinova T.Y., Yakovishina E.V., Nikishin A.M., Korotaev M.V., Tevelev A.V., Krasnova E.A., Kosorukov V.L., Samarin E.N. (2022). Eocene Seismicity and Paleogeography of Central Crimea. *Moscow University Geology Bulletin,* 5, pp. 68–77. (In Russ.) https://doi.org/10.33623/0579-9406-2022-5-68-77

Mitropolsky A.K. (1971). Techniques of Statistical Computations. Moscow: Nauka. 576 p. (In Russian).

Osipov K.O., Bolshakova M.A., Ablya E.A., Krasnova E.A., Sautkin R.S., Suslova A.A., Kalmykov A.G., Tikhonova M.S. (2023). Sources of oils from the Krasnoleninsky field. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 161–182. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.12

Pearson P.N. (2012). Oxygen isotopes in foraminifera: Overview andhistorical review: The Paleontological Society Papers, 18, pp. 1–38. https://doi.org/10.1017/S1089332600002539

Shcherbinina E., Gavrilov Y.O., Iakovleva A.I., Pokrovsky B.G., Golovanova O.V., Aleksandrova G. (2016). Environmental dynamics during the Paleocene–Eocene thermal maximum (PETM) in the northeastern Peri-Tethys revealed by high-resolution micropalaeontological and geochemical studies of a Caucasian key section. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 456, pp. 60–81. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2016.05.006

Shlanger S.O., Jenkyns H.C. (1976) Cretaceous Oceanic Anoxic Events: Causes and Consequences. *Geologie en Mijmbouw*, 55(3–4), pp. 179–184.

Sluijs A., Bowen G.J., Brinkhuis H., Lourens L.J., Thomas E. (2007). The Palaeocene-Eocene Thermal maximum super greenhouse: Biotic and geochemical signatures, age models and mechanisms of global change. In: Williams, M., Haywood A.M., Gregory F.J., Schmidt D.N. (Eds.), Deep Time Perspectives on Climate Change:Marrying the Signal fromComputer Models and Biological Proxies. The Micropalaeontological Society, Special Publications, *The Geological Society*, London, 323e351. https://doi.org/10.1144/TMS002.15

Starostin, V.I., Yapaskurt, O.V. (2007). Aspects of genetic formational typification of metalliferous high-carbon sedimentary complexes. *Moscow University Geology Bulletin*, 3, pp. 12–23. (In Russ.) https://doi.org/10.3103/S0145875207030015

Tikhonova M.S., Kalmykov A.G., Ivanova D.A., Vidishcheva O.N., Khomyachkova I.O., Bolshakova M.A., Ryazanova T.A., Sautkin R.S., Kalmykov G.A. (2021). Variability in the composition of hydrocarbon compounds in the Jurassic oil and gas source strata of the Kamennaya Vershina of the Krasnoleninsky Arch (Western Siberia). *Georesursy = Georesources*, 23(2), 158–169. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.16

Tocque E., Behar F., Budzinski H., Lorant F. (2005). Carbon isotopic balance of kerogen pyrolysis effluents in a closed system. *Organic Geochemistry*, 36, pp. 893–905. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2005.01.007

Torres M.E., Mix A.C., Rugh W.D. (2005). Precise $\delta^{13}C$ analysis of dissolved inorganic carbon in natural waters using automated headspace sampling and continuous-flow mass spectrometry. *Limnol. Oceanogr. Methods*, 3(8), pp. 349–360. https://doi.org/10.4319/lom.2005.3.349

Wheat C.G., & Mottl M.J. (2004). Geochemical fluxes through mid-ocean ridge flanks. *Hydrogeology of the oceanic lithosphere*, pp. 627–658.

Yakovishina E.V., Bordunov S.I., Kopaevich L.F., Krasnova E.A., Netreba D.A. (2022). Climatic fluctuations and sedimentation conditions of the turonian–coniacian sediments of the northwest caucasus. *Stratigraphy and Geological Correlation,* 30(3), pp. 147–166. (In Russ.) https://doi.org/10.1134/S0869593822030066

Yang T., Jiang S.Y. (2012). A new method to determine carbon isotopic composition of dissolved inorganic carbon in seawater and pore waters by CO2-water equilibrium. Rapid Commun. *Mass Spectrom,* 26, pp. 805–810. https://doi.org/10.1002/rcm.6164

Yudovich Ya.E., Ketris M.P. (1988). Geochemistry of Black Shales. Leningrad: Nauka. (In Russ.)

Westerhold T., Marwan N., Drury A.J., Liebrand D., Agnini C., Anagnostou E., Barnet J.S.K., Bohaty S.M., Vleeschouwer D., Florindo F., Frederichs T., Hodell D.A., Holbourn A.E., Kroon D., Lauretano V., Littler K., Lourens L.J., Lyle M., Pälike H., Röhl U., Tian J., Wilkens R.H., Wilson P.A., Zachos J.C. (2020). An astronomically dated record of Earth's climate and its predictability over the last 66 million years. *Science*, 369, pp. 1383–1387. https://doi.org/10.1126/science.aba6853

Zachos J.C., Bohaty S.M., John C.M., McCarren H., Kelly D.C., Nielsen T. (2007) .The Palaeocene-Eocene carbon isotope excursion: Constraints from individual shell planktonic foraminifer records. *Philosophical Transactions of the Royal Society,* A 365, 1829e1842. https://doi.org/10.1098/rsta.2007.2045

Zircon (2003). Review in Mineralogy and Geochemistry. Eds. Hanchar J.M., P.W.O. Hoskin. 500 p.

Manuscript received 28 June 2024;
Accepted 10 September 2024; Published 30 September 2024

About the Authors

Elizaveta A. Krasnova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Anna V. Korzun – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Hydrogeology Department Lomonosov, Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.korzun@oilmsu.ru

Maria A. Bolshakova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

Anna A. Suslova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.suslova@oilmsu.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.15

УДК 550.834.05

Морфометрический подход к количественной оценке мощности отложений меандрирующих палеорусел тюменской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Т.В. Ольнева[1], М.Ю. Орешкова[2], А.В. Буторин[1,3], А.С. Егоров[2]*

[1]*Группа компаний Газпромнефть, Санкт-Петербург, Россия*

[2]*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия*

[3]*Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург, Россия*

Статья посвящена вопросам внедрения морфометрического анализа в процесс качественной и количественной динамической интерпретации сейсмических данных. Суть нового подхода заключается в прогнозе мощности коллектора руслового генезиса на основе установленных зависимостей между параметрами «ширина пояса руслоформирования» и «мощность русловых отложений». В качестве примера выполнена интерпретация меандрирующей речной системы, выявленной в одном из продуктивных интервалов тюменской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Представлены три вида зависимостей, две из которых являются авторскими и публикуются впервые. Для автоматизации морфометрического анализа разработан программный код на языке Python. Прогнозируемые на основе зависимостей диапазоны мощности коррелируют с результатами количественного динамического анализа, выполненного путем инверсионных преобразований, а также с общими представлениями о мощности отложений как современных речных систем, так и палеорусел в разновозрастных геологических формациях.

Ключевые слова: тюменская свита, морфометрический анализ, меандрирующие палеорусла, пояс руслоформирования, прогноз мощности палеорусловых отложений, Ханты-Мансийский автономный округ

Для цитирования: Ольнева Т.В., Орешкова М.Ю., Буторин А.В., Егоров А.С. (2024). Морфометрический подход к количественной оценке мощности отложений меандрирующих палеорусел тюменской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы,* 26(3), с. 143–150. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.15

Введение

По данным Ежегодного аналитического обзора «Недропользование в ХМАО-Югре» Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана[1], в пределах Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) ежегодно возрастает уровень добычи из пластов тюменской свиты (J, юра), разработка которых ранее считалась экономически малоэффективной. Прогнозирование устойчивости подобной тенденции на дальнейшую перспективу весьма затруднительно, так как существует высокая неопределенность вследствие сложного геологического строения залежей и низкой степени изученности этого продуктивного интервала.

Значительный вклад в исследование юрских отложений Западной Сибири внесли многие авторы (Конторович и др., 1975; Нестеров, 1979; Вассоевич и др., 1983; Сурков и др., 1986; Гурари, 2005; Гладышева, 2012, Конторович и др., 2013; Исакова и др., 2022 и др.).

Отложения тюменской свиты характеризуются сильной вертикальной и латеральной литологической изменчивостью. Сейсмогеологическая модель в первом приближении включает отложения двух фациальных типов: русловые и пойменные. Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЭС) обладают русловые песчаники. В скважинах, пробуренных в зонах развития палеоканалов тюменской свиты, получают наиболее значимые притоки нефти. В статье (Фёдорова и др., 2016) приведены данные по трем месторождениям ХМАО:

- на Песчаном месторождении начальные дебиты из пластов $Ю_{2-3}$ и $Ю_4$ достигали 30–72 м^3/сут, после гидроразрыва пласта (ГРП) – 50–90 т/сут (из них нефти – 43–69 т/сут), накопленная добыча нефти за 9 лет составила около 2 млн т;
- на Каменной площади из верхов тюменской свиты получен фонтанный приток нефти дебитом 136 м^3/сут;
- на Кечимовском месторождении в единичных скважинах из пласта $Ю_2$ начальный дебит достигал 45 т/сут без ГРП.

Изучение палеорусловых систем сейсморазведкой сопряжено с ограничениями латеральной и вертикальной разрешающих способностей метода, так как для подобных отложений характерна существенная литологическая изменчивость при незначительной мощности геологических тел. Поэтому важную роль при подготовке залежей к разработке играет детальный и всесторонний комплексный

* Ответственный автор: Мария Юрьевна Орешкова
e-mail: s215017@stud.spmi.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

[1] Ежегодный аналитический обзор «Недропользование в ХМАО-Югре (2022). Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, 224 с. https://www.crru.ru)

анализ имеющихся скважинных и сейсмических данных, включающий сейсмофациальный анализ, спектральную декомпозицию, петроупругое моделирование, сейсмическую инверсию, машинное обучение, изучение объектов-аналогов, анализ геофизических исследований скважин (ГИС), исследования керна и т.д.

В настоящей работе на примере геологического объекта, интерпретируемого в интервале тюменской свиты одного из месторождений ХМАО нами обосновывается целесообразность привлечения наряду с классическими инструментами комплексного анализа сейсмических и скважинных данных нового подхода прогноза мощности русловых отложений, основанного на изучении морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов) и расчете искомой величины через установленные зависимости для измеряемых элементов меандрирующих систем (ширины пояса руслоформирования, амплитуды и длины излучины, радиуса кривизны и т.д.) (Ольнева, Жуковская, 2018).

Материалы и объект исследования

Площадь исследования расположена в центральной части Западно-Сибирской равнины в ХМАО.

В геологическом строении осадочного чехла мезокайнозойского возраста (мощностью более 3000 м) изучаемой площади юрская система представлена тремя отделами: нижним, средним и верхним. Отложения ягельной, горелой и тюменской свит нижне-среднеюрского отдела формируют нижний комплекс; отложения абалакской и баженовской свит позднеюрского возраста – верхний комплекс. В настоящей работе более подробно рассматриваются отложения тюменской свиты.

Тюменская свита представлена тонким чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Максимальная мощность отложений в пределах площади достигает 320 м. Согласно общим представлениям они сформировались преимущественно в континентальных условиях и частично в прибрежно-морских. Свита условно делится на три подсвиты: нижнюю, в составе которой выделяются песчаные пласты $ЮС_9$, $ЮС_8$, $ЮС_7$, среднюю с пластами $ЮС_6$ и $ЮС_5$ и верхнюю, вмещающую пласты $ЮС_4$, $ЮС_3$, $ЮС_2$.

На момент аккумуляции отложений, вмещавших пласты $ЮС_{2–3}$, территория представляла собой обширную аллювиальную равнину с низменными ландшафтами и развитием сложной системы палеорусел, по которым происходила транспортировка осадочного материала. Подобные условия осадконакопления предопределили формирование маломощных невыдержанных по латерали песчаных тел, являющихся в настоящее время перспективными поисковыми объектами в качестве литологических ловушек. Их продуктивность в пределах изучаемой площади доказана испытаниями в четырех скважинах.

Кровля тюменской свиты в сейсмических данных ассоциируется с опорным отражающим горизонтом Т. Для целевого интервала развития пластов $ЮС_{2–3}$ в сейсмических атрибутах характерно проявление многочисленных разнообразных палеоканалов: свободно меандрирующих русел, русел ограниченного меандрирования, фрагментов спрямленных русел. Их сейсмообразы представлены на рис. 1.

В настоящей работе объектом исследования является палеорусловая система, интерпретируемая в пределах

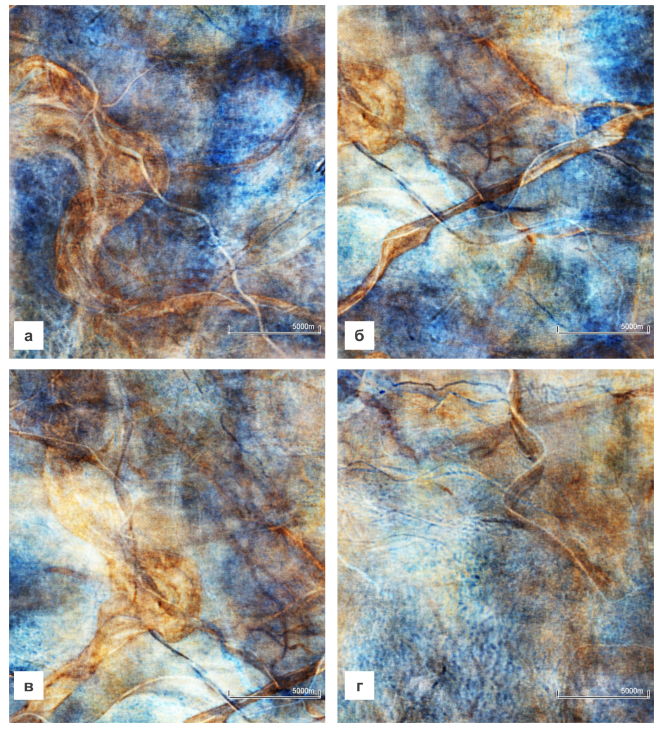


Рис. 1. Примеры русловых систем, проявленных на картах амплитудной декомпозиции: а) свободно меандрирующее русло в пределах пояса меандрирования; б) система спрямленных русел со сложным сочленением и наложением отдельных русел разного возраста; в) свободно меандрирующее русло; г) русло ограниченного меандрирования

пояса меандрирования, контрастно проявленного на сейсмических слайсах (рис. 1а). Сигмовидная морфология объекта и его контрастность на фоне вмещающих отложений позволяют предположить наличие песчаных кос, являющихся потенциальными поисковыми объектами.

Методы исследования

Качественная и количественная динамическая интерпретация

Оценка геометрии резервуара и мощности коллекторов является важной практической задачей, решаемой, как правило, с помощью качественного и количественного динамического анализа на этапе интерпретации сейсмических данных.

В процессе *качественной динамической интерпретации* для изучения обозначенного объекта использовались классические подходы: атрибутный анализ, классификации по форме трассы, спектра и др., нейросетевые подходы, спектральная декомпозиция, амплитудная декомпозиция (цветовое смешивание смещенных по вертикали амплитудных слайсов). Отметим, что наиболее высокая степень детальности и информативности характерна для двух последних. Результаты представлены на рис. 2. Качественный динамический анализ позволил выявить и закартировать объект, оценить особенности его формы, характер и соразмерность отдельных элементов.

Количественная динамическая интерпретация проводилась с помощью инверсионных преобразований (Сысоев, Зайцев, 2023). Применение прямого прогноза ФЕС для изучения продуктивных пластов тюменской свиты зачастую является некорректным и не позволяет

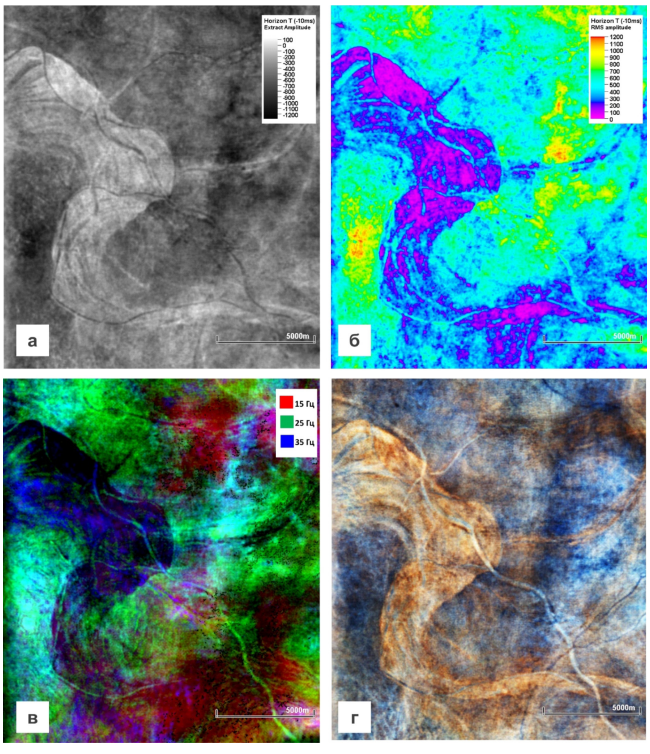


Рис. 2. Варианты визуализации палеорусловой системы: а) на седиментационном срезе (отражающий горизонт (ОГ) –10 мс); б) на карте распределения атрибута RMS (значений среднеквадратичных амплитуд, ОГ –10 мс); с) на карте спектральной декомпозиции; г) на цветовой карте амплитудной декомпозиции

обоснованно делать прогноз для песчаных тел. Связано это в первую очередь с тем, что интерпретируемые в скважинах толщи коллекторов малоконтрастны по отношению к вмещающим отложениям и не выделяются по акустическим параметрам среды (Vp – скорость продольных волн, Vs – скорость поперечных волн, AI – акустический импеданс, Den – плотность, Vp/Vs – отношение скорости продольных волн к скорости поперечных волн) (Фёдорова и др., 2016).

Рассматриваемый пример не стал исключением. В результате петрофизической интерпретации установлено, что для всех выделенных литотипов (коллектора, аргиллитов, алевролитов, плотных пород, углей) в поле кросс-плота «акустический импеданс (AI) / отношение скорости продольных волн к скорости поперечных волн (Vp/Vs)» имеется значительное перекрытие диапазонов. По характеру распределения акустического импеданса, отношения Vp/Vs и плотности можно заключить, что литотипу «коллектор» достаточно хорошо соответствуют точки, относящиеся к русловым фациям, интерпретируемым по результатам фациального анализа данных ГИС.

Еще одной проблемой для количественного анализа в производственных работах является недостаточная статистическая выборка.

Морфометрический анализ

В настоящей работе нами представлен новый подход, позволяющий перевести традиционный качественный динамический анализ для меандрирующих систем (Буторин и др., 2015) в плоскость количественного анализа. Подход основан на изучении морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов) и расчете ФЕС через установленные зависимости для измеряемых элементов меандрирующих систем (это ширина пояса руслоформирования, амплитуда излучины, длина излучины, радиус кривизны и т.д.). В случае возможности проведения классического количественного анализа авторский подход позволяет взаимоувязать и перепроверить результаты прогноза мощности палеорусловых отложений путем комплексирования качественного и количественного динамического анализа сейсмических данных.

Меандрирование рек является характерной особенностью равнинных областей с незначительным уклоном поверхности. Формированию меандр способствует наличие большого количества мелкозернистых осадков как по берегам рек, так и в общем твердом стоке. Для меандрирующих рек присущи более закономерный характер русловых процессов и более четкое разделение русловой и пойменной фаций аллювия, чем для слабоизвилистых рек. Развиваясь в пределах аллювиальных равнин, русло реки занимает лишь небольшую часть широкой речной долины – пояса руслообразования (пояса меандрирования), который представляет собой сложную систему активных русел, стариц и, расположенных рядом пойм (Рединг и др., 1990). Элементы меандрирующей речной системы представлены на рис. 3.

Ключевой характеристикой меандрирующих рек является извилистость, математически описываемая коэффициентом извилистости ($K_{изв}$) через отношение длины изучаемого участка реки по фарватеру к длине прямой, соединяющей концы участка. Для современных меандрирующих рек $K_{изв}$ варьируется в широких пределах – от 1,1 до 3,5. При возможности картирования отдельно взятого палеоканала по сейсмическим данным на достаточном его протяжении величина $K_{изв}$ может служить дополнительным

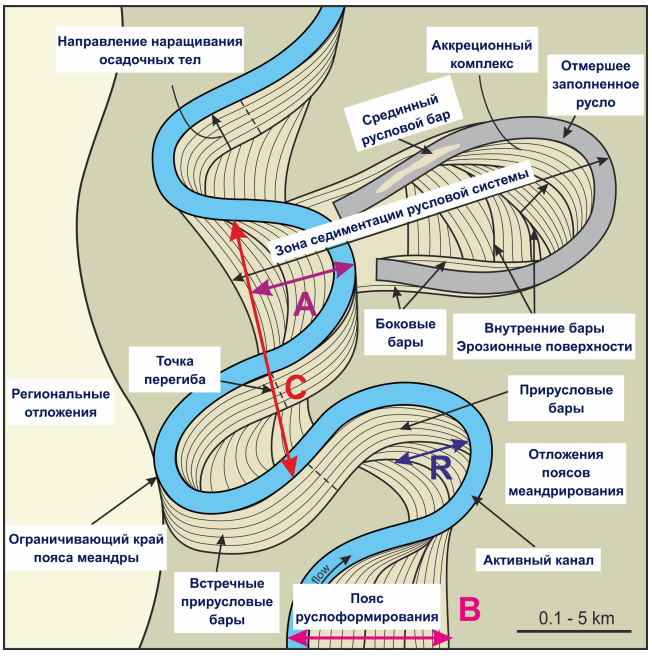


Рис. 3. Основные элементы меандрирующей русловой системы: A – амплитуда излучины, B – ширина пояса руслоформирования, C – период излучины, по (Durkin et al., 2017) с дополнениями. Обозначение: R – радиус кривизны

обоснованием типа речной системы (Ольнева, 2017; Ольнева, Жуковская, 2018; Ольнева и др., 2022).

Качественный сейсмообраз объекта позволяет оцифровать ширину пояса руслоформирования, иногда ширину отдельного канала, амплитуду (высоту), длину, шаг излучины, радиус кривизны меандры. Все перечисленные выше параметры играют важную роль в количественном прогнозе мощности русловых отложений.

Для *современных* меандрирующих рек установлены зависимости между шириной пояса руслоформирования и мощностью отложений (Collinson, 1978), между шириной пояса руслоформирования и шириной русла (Усачев и др., 1985; Снищенко,1982), между шириной русла и мощностью отложений (Лидер, 1968), между шириной пояса руслоформирования и длиной излучины (Здоровенко, 2011), между периодом излучины и радиусом кривизны (Леопольд, Вольман, 1964), между периодом излучины и шириной русла (Леопольд, Вольман, 1964) и т.д.

Установление аналогичных морфометрических зависимостей *для палеосистем* осложняется подбором необходимой и достаточной выборки корректных статистических данных. Нами проанализированы аналогичные объекты в тюменской свите по сейсмическим и скважинным данным близлежащих площадей и выбраны 13 точек, для которых имелась скважинная информация о мощности коллектора (допускаем, что речь идет о мощности русловых отложений) и существовала возможность выполнить замер ширины пояса руслоформирования, визуально аналогичного изучаемому нами объекту. Полученная зависимость представлена на рис. 4.

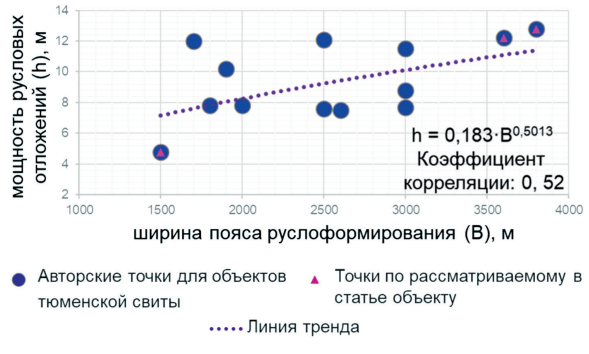


Рис. 4. Зависимость для меандрирующих палеоканалов в тюменской свите

На основании анализа литературных источников проведено сравнение полученной выборки по региону со статистическими данными по другим бассейнам.

В работе (Reynolds, 1999) представлен кросс-плот, иллюстрирующий взаимосвязь между мощностью и шириной песчаных тел различной седиментационной природы по данным литературных источников и данных месторождений British Petroleum. *Палеоканалы* в общей выборке представлены шестью точками без указания типа речной системы, значения мощности меняются в пределах от 2,5 до 24 м, ширина русловой системы варьирует от 57 до 1400 м.

В статье (Strong et al., 2002) на примере данных формации Мунгару (Mungaroo) пермо-триасового осадочного бассейна Купера (Австралия) приведены эмпирические зависимости и диапазоны значений для ширины пояса руслоформирования и мощности русловых отложений. Согласно этим данным мощность *палеорусел* меняется в диапазоне от 1 до 20 м, а ширина пояса достигает максимального значения в 6000 м.

В работе (Fielding, Crane, 1987) выполнен статистический анализ зависимости мощности русловых отложений от ширины пояса руслоформирования на примере различных типов речных систем: слабоизвилистых, меандрирующих, разветвленных, анастомозирующих и русел, морфология которых не определена. В зависимость включены данные как по палеообъектам, так и по современным рекам. Интересен тот факт, что, не имея результатов сейсмических 3D-исследований, авторы этой работы решали обратную задачу по отношению к нашей – прогноз ширины пояса руслоформирования для оптимального размещения скважин по мощности русловых отложений, определенной в скважинах.

Рис. 5 является результатом выполненного нами обобщения данных из указанных выше источников (наша выборка по объектам в тюменской свите, шесть точек с графика из (Reynolds, 1999) и набор точек для меандрирующих русел из (Fielding, Crane, 1987)), построена зависимость мощности русловых отложений от ширины пояса руслоформирования. Дополнительно, для сопоставления

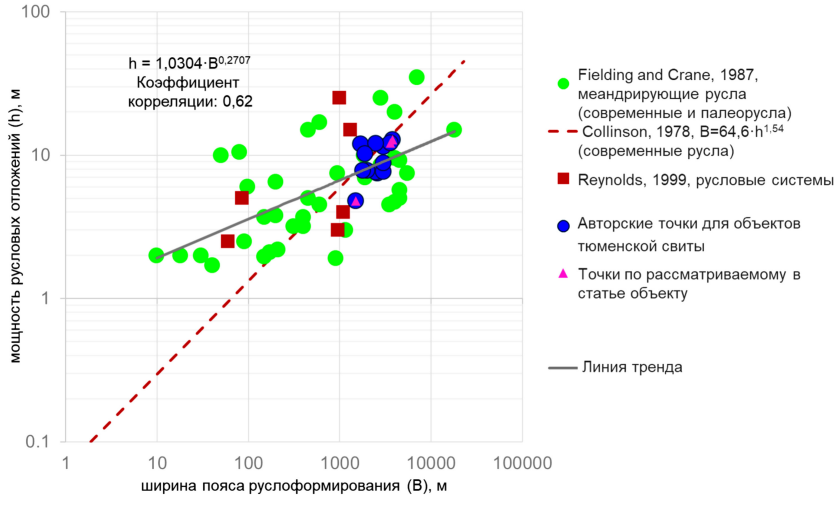


Рис. 5. Зависимость мощности русловых отложений от ширины пояса руслоформирования на основе различных наборов данных, включающих как современные, так и палеообъекты

на графике указана зависимость Коллинсона (Collinson, 1978), полученная для современных меандрирующих рек.

Результаты и их обсуждение

Прогноз мощности русловых отложений для выделенного объекта осуществлен с применением трех подходов.

1. **Первый подход** заключается в использовании зависимостей, установленных между шириной пояса руслоформирования и мощностью русловых отложений применительно к конкретному участку измерения морфометрических характеристик. Замеры ширины пояса руслоформирования (B) выполнены на основе сейсмического образа объекта, среднее значение ширины составило 4000 м. В табл. 1 представлены три разные зависимости и результаты расчета мощности русловых отложений. Разброс значений составляет от 9,7 до 14,6 м.

Ширина русла (W) для изучаемого объекта, по соотношению из (Усачев и др., 1985), прогнозируется в 450 м (для свободного меандрирования современных рек $B/W = 8{,}9$).

2. Второй подход прогноза мощности русловых отложений реализован нами в виде программного кода на языке Python, позволяющего автоматизировать процесс измерения интенсивно трансформирующейся ширины пояса руслоформирования вдоль всей длины закартированного объекта. В процессе тестирования программного кода получено 5000 значений. К полученной выборке применены зависимости, представленные в табл. 1. Для каждой зависимости получены следующие распределения значений (рис. 6, 7): по зависимости Коллинсона значения мощности варьируют в диапазоне от 7 до 17,5 м, по нашей зависимости для выборки объектов тюменской свиты находятся в диапазоне от 6,5 до 13 м, по комбинированной зависимости изменяются от 7,5 до 11 м.

3. **Третий подход** основан на анализе результатов синхронной AVA-инверсии (AVA – Amplitude Variation with Angle). Прогноз толщин русловых отложений выполнен в рамках производственных работ через применение функции распределения плотности вероятности литотипов, установленной в процессе анализа петроупругих характеристик целевого интервала, к кубам акустического импеданса и соотношения скоростей продольных и поперечных волн, полученных в результате синхронной AVA-инверсии. Вариации значений в пределах пояса меандрирования составляют от 2,2 до 19,8 м и представлены на гистограмме (рис. 8). Полученное распределение сопоставимо с результатами расчетов на основе представленных выше зависимостей.

Таким образом, полученные нами результаты коррелируют с общими представлениями о масштабности осадконакопления в пределах поясов меандрирования. Например, в работе (Gibling, 2006) проанализированы мощности отложений меандрирующих рек для разновозрастных мировых формаций: Beaufort Group (Южная Африка); German Greek Formation (Австралия); Joggins Formation (Канада); Murillo el Fruto (Испания); Scalby Formation (Англия) и др. Отмечено, что диапазон мощностей составляет 1–38 м с наибольшей частотой 4–20 м.

Отметим, что применение морфометрических зависимостей, установленных для современных речных систем,

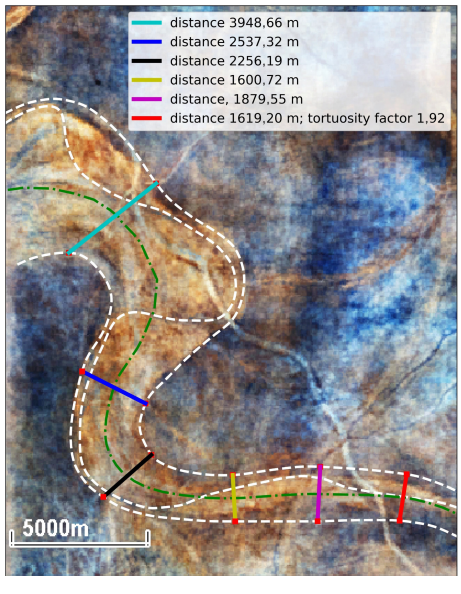


Рис. 6. Пример измерения ширины пояса руслоформирования и коэффициента извилистости

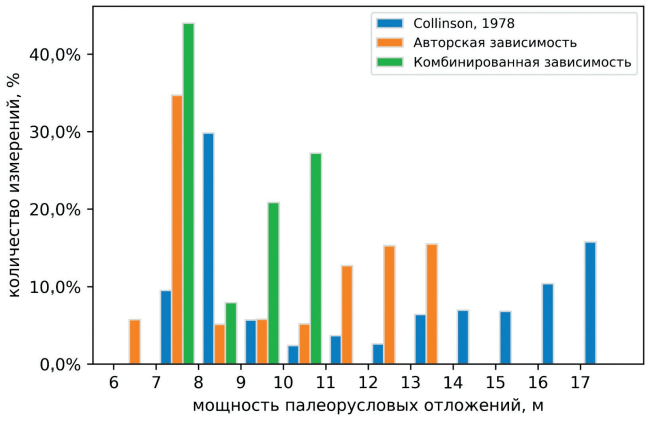


Рис. 7. Гистограмма мощности русловых отложений по морфометрическому анализу для трех типов зависимостей

Тип зависимости	Уравнение (h – средняя мощность отложений в пределах пояса меандрирования, B – ширина пояса)	Полученное значение мощности, м
Зависимость Коллинсона (Collinson, 1978) для *современных* меандрирующих русел	$B = 64{,}6 \cdot h^{1{,}54}$	14,6
Авторская зависимость *для выборки аналогичных объектов в тюменской свите*	$h = 0{,}183 \cdot B^{0{,}5}$	11,5
Комбинированная зависимость *для современных и палеорусел* (Fielding, Crane, 1987; Reynolds, 1999) с включением выборки объектов в тюменской свите	$h = 1{,}03 \cdot B^{0{,}27}$	9,7

Табл. 1. Зависимости, установленные между шириной пояса руслоформирования и мощностью русловых отложений, и результаты расчета

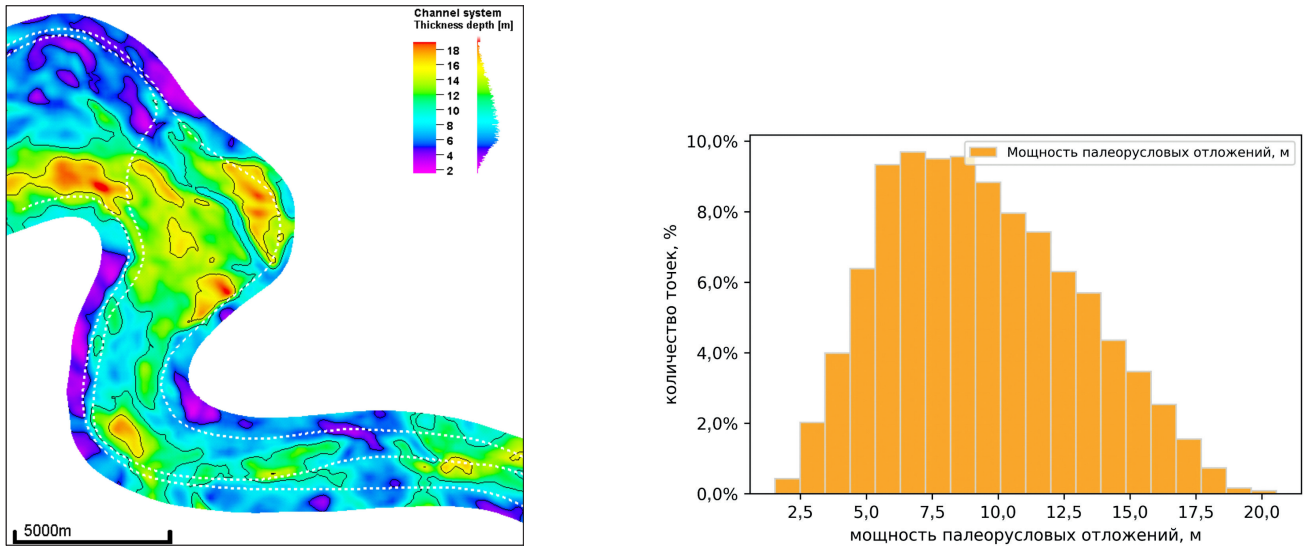


Рис. 8. Фрагмент карты мощности палеоруслових отложений по сейсмическому прогнозу (слева). Гистограмма мощности палеоруслових отложений по сейсмическому прогнозу (справа)

к палеоруслам предполагает целый ряд допущений, связанных, например, с различной масштабностью процессов, протекающих в отдельные геологические эпохи, многократными размывами и переотложением непосредственно русловых фаций, а также последующим уплотнением пород целевого интервала вследствие воздействия перекрывающих мощных более молодых толщ осадочного чехла и т.д. Однако согласно «принципу актуализма» Ч. Лайеля (Лайель, 1866) существует возможность с некоторыми допусками проецировать наши знания о современных реках на палеосистемы с учетом того факта, что подобрать корректную статистическую выборку для палеосистем достаточно затруднительно.

Заключение

Представлен новый подход к изучению палеоруслових меандрирующих систем на примере седиментационного объекта, характерного для интервала тюменской свиты. Для задачи прогноза толщин русловых отложений в дополнение к традиционным подходам качественной и количественной динамической интерпретации применен морфометрический анализ, который заключается в измерении на основе сейсмического образа параметров, характеризующих меандрирующую систему, и прогнозировании через установленные зависимости неизмеряемых параметров. Как правило, мощности отложений палеоканалов находятся за пределами вертикальной разрешающей способности сейсморазведки.

Нами спрогнозирована мощность коллектора по параметру «ширина пояса руслоформирования с помощью трех типов зависимости. Первая зависимость установлена Коллинсоном (Collinson, 1978) для современных меандрирующих русел. Вторая зависимость (авторская) построена нами в процессе анализа взаимосвязи ширины пояса руслоформирования по сейсмическим данным и мощности коллекторов по скважинным данным для выборки аналогичных объектов в тюменской свите близлежащих площадей. Третья зависимость (комбинированная) получена путем совмещения выборки значений для меандрирующих рек, как палео, так и современных, из работ (Fielding, Crane, 1987; Reynolds, 1999) и собственного набора точек. Представляется возможным применение морфометрических зависимостей, установленных для современных речных систем согласно «принципу актуализма» Ч. Лайеля.

В работе представлено два подхода: точечный на основе единичного замера и автоматизированный, позволяющий сгенерировать множество замеров ширины пояса руслоформирования вдоль его наблюдаемого положения по латерали. Второй подход реализован нами в виде автоматизированного программного кода на языке Python. Получены диапазоны изменения мощности русловых отложений от 6,5 до 17,5 м, отвечающие общим представлениям о порядке данной величины для современных речных систем и палеосистем в различных геологических формациях.

Результаты прогноза мощности отложений в пределах изучаемого объекта на основе морфометрического анализа сопоставлены с результатами количественного динамического анализа, выполненного путем инверсионных преобразований. Отмечено высокое сходство данных.

Предложенный нами подход апробирован на различных площадях и рекомендуется к применению на различных этапах геологоразведочных работ, связанных с оценкой резервуаров, приуроченных к палеоруслоым меандрирующим системам тюменской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Буторин А.В., Виноходов М.А., Зиннурова Р.Р., Митяев М.Ю., Онегов А.В., Шарифуллин И.Ф. (2015). Оценка потенциала тюменской свиты в пределах Ноябрьского региона Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 41–43.

Вассоевич Н.Б., Либрович В.Л., Логвиненко Н.В., Марченко В.И. (ред.) (1983). Справочник по литологии. М.: Недра, 509 с.

Гладышева, Я.И. (2012). Анализ среднеюрских отложений севера Западной Сибири для оценки риска бурения глубоких скважин. Тюмень: ТюмГНГУ, 84 с.

Гурари Ф.Г. (2005). Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск: Наука, 156 с.

Здоровенко С.Л. (2011). Формирование рек с незавершенным меандрированием: морфология, геодинамика и геоэкология. Диссертация кандидата географических наук. Санкт-Петербург, 175 с.

Исакова Т.Г., Персидская А.С., Хотылев О.В., Коточкова Ю.А., Егорова А.Д., Дьяконова Т.Ф., Мозговой А.С., Чуркина В.В., Козаков С.В., Кожевникова Н.В., Ливаев Р.З., Дручин В.С., Белов Н.В., Калмыков Г.А. (2022). Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрофизической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин. *Георесурсы*, 24(2), с. 172–185. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16

Конторович А. Э., Конторович В. А., Рыжкова С. В. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. (1975). Геология нефти и газа Западной Сибири. М: Недра, 680 с.

Лайель Ч. (1866). Основные начала геологии или новейшие изменения земли и ее обитателей. Т. 1. М.: изд. А. Глазунова, IX, VI, 399 с.

Лидер М. (1986). Седиментология. Процессы и продукты. М.: Мир, 439 с

Нестеров И.И. (1979). Новый тип коллектора нефти и газа. *Геология нефти и газа*, (10), с. 26–29.

Ольнева Т.В., Жуковская Е.А., Орешкова М.Ю., Кузьмин Д.А. (2022). Диагностика морфогенетических типов палеоканалов на основе параметризации сейсмообразов. *Геофизика*, (2), с. 17–25. https://doi.org/10.34926/geo.2022.84.60.001

Ольнева Т.В. (2017). Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 151 с.

Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. (2018). Способ прогнозирования морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов). Патент № 2672766 С1 РФ. Заявл. 08.02.2018: опубл. 19.11.2018.

Рединг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А., Эллиотт Т., Шрейбер Б.Н., Джонсон Г.Д., Болдуин К.Т., Селлвуд Б.У., Дженкинс Х.К., Стоу Д.А.В., Эдуардз М., Митчелл А.Х.Г. (1990). Обстановки осадконакопления и фации: в 2 т. Т. 1. М.: Мир, 352 с.

Снищенко, Д.В., Снищенко. Б. Ф. (1991). Оценка современного гидроморфологического состояния малых рек по материалам космических съемок. Сборник: Современное состояние малых рек СССР и пути их использования, сохранения и восстановления. Секция русловых процессов ГКНТ. Л.: Гидрометеоиздат, с.85-95.

Сурков В.С., Трофимук А.А., Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Конторович А.Э., Канарейкин Б.А., Карус Е.В., Ковылин В.М., Крамник В.Н., Рудницкий А.Л., Страхов А.Н., Егоркин А.В., Чернышов Н.М. (1986). Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. М: Недра, 149 с.

Сысоев А.П., Зайцев С.А. (2023). Отдельные вопросы динамической инверсии волнового поля. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, (3), с. 52–58. https://doi.org/10.20403/2078-0575-2023-3-52-58

Фёдорова М.Д., Кирзелёва О.Я., Катаев О.И., Ананьева Е.В., Осипова Ю.С. (2016). Тюменская свита: методология создания концептуальных геологических моделей. *Oil & Gas Journal Russia*, (11), с. 60–63.

Усачев В.Ф. (1985). Оценка динамики озерных льдов, снежного покрова и речных разливов дистанционными средствами. Л.: Гидрометеоиздат, 103 с.

Collinson, J.D. (1978). Vertical sequence and sand body shape in alluvial. Fluvial Sedimentology (Edited by A.D. Miall). Calgary, pp. 577–586.

Durkin P.R., Boyd R.L., Hubbard S.M., Shultz A.W., Blum M.D. (2017). Three-dimensional reconstruction of meander-belt evolution, Cretaceous McMurray Formation, Alberta foreland basin, Canada. Journal of Sedimentary Research, 87(10), pp. 1075–1099. https://doi.org/10.2110/jsr.2017.59

Fielding, C.R., Crane, R.C. (1987). An application of statistical modeling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences. *Special Publications of SEPM*, (SP39), pp. 321–327. https://doi.org/10.2110/pec.87.39.0321

Gibling M.R. (2006). Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: A literature compilation and classification. *Journal of Sedimentary Research*, 76(5), pp. 731–770. https://doi.org/10.2110/jsr.2006.060

Leopold, L.B., Wolman, M.G. (1957). River channel patterns: Braided, meandering, and straight. Geol. Survay Prof. Paper 282. Washington. https://doi.org/10.3133/pp282B

Reynolds A.D. (1999). Dimensions of Paralic Sandstone Bodies. *AAPG Bulletin*, 83(2), pp. 211–229. https://doi.org/10.1306/00AA9A48-1730-11D7-8645000102C1865D

Strong P.C., Wood G.R., Lang S.C., Jollands A., Karalaus E., Kassan J. (2002). High resolution palaeogeographic mapping of the fluvial-lacustrine Patchawarra Formation in the Cooper Basin, South Australia. *The APPEA Journal*, 42(1), pp. 65–81. https://doi.org/10.1071/AJ01005

Сведения об авторах

Татьяна Владимировна Ольнева – доктор геол.-минерал. наук, ведущий эксперт по сейсмогеологической интерпретации, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5
e-mail: olnetta@gmail.com

Мария Юрьевна Орешкова – аспирант кафедры геофизики, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2
e-mail: s215017@stud.spmi.ru

Александр Васильевич Буторин – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры геофизики Санкт-Петербургского государственного университета; руководитель проекта по развитию дисциплины «сейсморазведка», Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5
e-mail: a.butorin@spbu.ru

Алексей Сергеевич Егоров – доктор геол.-минерал. наук, профессор, заведующий кафедрой геофизики, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2
e-mail: egorov_as@pers.spmi.ru

Статья поступила в редакцию 29.02.2024;
Принята к публикации 15.05.2024;
Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Morphometric Approach to Quantitative Assessment of Thickness of Sediments Meandering Paleochannels of the Tyumen Formation of the West Siberian Oil and Gas Basin

T.V. Olneva[1], M.Yu. Oreshkova[2], A.V. Butorin[1,3], A.S. Egorov[2]*
[1]Gazprommeft Group of Companies, St. Petersburg, Russian Federation
[2]Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation
[3]St. Petersburg State University, St. Petersburg, Russian Federation
[*]Corresponding author: Maria Yu. Oreshkova, e-mail: s215017@stud.spmi.ru

Abstract. The article is devoted to implementation of morphometric analysis in process of qualitative and quantitative dynamic interpretation of seismic data. Essence of new approach is to predict reservoir capacity of channel genesis based on established dependencies between parameters "width of channel formation belt" and "thickness of channel deposits". Interpretation of meandering river system demonstrates on example of one productive interval identified in the Tyumen formation. This article presents three variants of dependencies, two of which are the author's and published for the first time. Authors have developed a program code in Python to automate morphometric analysis. Ranges of values predicted on basis of dependencies are correlated with results of quantitative dynamic analysis performed by inversion transformations, as well as with general ideas about sediment thickness of both modern river systems and paleosystems in geological formations of different ages.

Keywords: Tyumen formation, morphometric analysis, meandering paleochannels, channel formation belt, forecast of paleochannel sediments thickness, Khanty-Mansi Autonomous Okrug

Recommended citation: Olneva T.V., Oreshkova M.Yu., Butorin A.V., Egorov A.S. (2024). Morphometric Approach to Quantitative Assessment of Thickness of Sediments Meandering Paleochannels of the Tyumen Formation of the West Siberian Oil and Gas Basin. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 143–150. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.15

Acknowledgements

Authors express their gratitude to reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to improving the work.

References

Butorin A.V., Vinokhodov M.A., Zinnurova R.R., Mityaev M.Yu., Onegov A.V., Sharifullin I.F. (2015). Assessment of the potential of the Tyumen suite within the Noyabrsk region of Western Siberia. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 12, pp. 41–43. (In Russ.)

Durkin P.R., Boyd R.L., Hubbard S.M., Shultz A.W., Blum M.D. (2017). Three-dimensional reconstruction of meander-belt evolution, Cretaceous McMurray Formation, Alberta foreland basin, Canada. *Journal of Sedimentary Research*, 87(10), pp. 1075–1099. https://doi.org/10.2110/jsr.2017.59

Collinson, J.D. (1978). Vertical sequence and sand body shape in alluvial. Fluvial Sedimentology (Edited by A.D. Miall). Calgary, pp. 577–586.

Fedorova M.D. (2016). Tyumen suite. Methodology for creating conceptual geological models. *Oil&Gas Journal Russia*, 11, pp. 60–63. (In Russ.)

Fielding, C.R., Crane, R.C. (1987). An application of statistical modeling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences. *Special Publications of SEPM*, (SP39), pp. 321–327. https://doi.org/10.2110/pec.87.39.0321

Gibling M.R. (2006). Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: A literature compilation and classification. *Journal of Sedimentary Research*, 76(5), pp. 731–770. https://doi.org/10.2110/jsr.2006.060

Gladysheva, Ya.I. (2012). Analysis of Middle Jurassic deposits in the north of Western Siberia to assess the risk of deep well drilling. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University, 84 p. (In Russ.)

Gurari F.G. (2005). Geological structure and oil and gas potential of the Lower – Middle Jurassic of the West Siberian province. Novosibirsk: Nauka, 156 p. (In Russ.)

Isakova T. G., Persidskaya A. S., Khotylev O. V., Kotochkova Yu. A., Egorova A. D., Dyakonova T. F., Mozgovoy A. S., Churkina V. V., Kozakov S. V., Kozhevnikova N. V., Livaev R. Z., Druchin V. S., Belov N. V., Kalmykov G. A. (2022). Typification of Tyumen Formation Deposits by the Degree of Hydrodynamic Activity of Sedimentation Conditions in the Creation of a Petrophysical Model and Differentiated Interpretation of Well Geophysical Surveys. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 172–185. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al., (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747–779. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002

Kontorovich A. E., Nesterov I. I., Salmanov F. K. (1975). Geology of oil and gas of Western Siberia. Moscow: Nedra, 680 p. (In Russ.)

Leopold, L.B., Wolman, M.G. (1957). River channel patterns: Braided, meandering, and straight. Geol. Survay Prof. Paper 282. Washington. https://doi.org/10.3133/pp282B

Nesterov I. I. (1979). A new type of oil and gas reservoir. *Geologiya nefti i gaza= Geology of oil and gas*, 10, pp. 26–29. (In Russ.)

Olneva T. V., Zhukovskaya E. A., Oreshkova M. Yu., Kuzmin D. A. (2022). Diagnostics of morphogenetic types of paleochannels based on seismic image parameterization. *Geofizika*, 2, pp. 17–25. (In Russ.) https://doi.org/10.34926/geo.2022.84.60.001

Olneva T. V. (2017). Seismofacies analysis. Images of geological processes and phenomena in a seismic image. Izhevsk: Institute of Computer Research, 152 p. (In Russ.)

Olneva T. V., Zhukovskaya E. A. (2018). Method for predicting morphometric parameters of channel bodies (paleochannels). Patent No. 2672766 C1 Russian Federation, IPC G01V 1/28, G01V 9/00. declared 08.02.2018: publ. 11/19/2018; applicant Gazpromneft NTC LLC. (In Russ.)

Reading H. G., Collinson J. D., Allen F. A., Elliott T., Schreiber B. N., Johnson G. D., Baldwin K. T., Sellwood B. W., Jenkins H. K., Stowe D. A. V., Edwards M., Mitchell A. H. G. (1990). Sedimentary environments and facies: Volume 1. Moscow: Mir, 352 p. (In Russ.)

Reynolds A.D. (1999). Dimensions of Paralic Sandstone Bodies. *AAPG Bulletin*, 83(2), pp. 211–229. https://doi.org/10.1306/00AA9A48-1730-11D7-8645000102C1865D

Strong P.C., Wood G.R., Lang S.C., Jollands A., Karalaus E., Kassan J. (2002). High resolution palaeogeographic mapping of the fluvial-lacustrine Patchawarra Formation in the Cooper Basin, South Australia. *The APPEA Journal*, 42(1), pp. 65–81. https://doi.org/10.1071/AJ01005

Surkov V. S. (1986). Megacomplexes and deep structure of the earth's crust of the West Siberian plate. Moscow: Nedra, 149 p. (In Russ.)

Sysoev A. P., Zaitsev S. A. (2023). Some issues of dynamic wave field inversion. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri = Geology and mineral resources of Siberia*, 3, pp. 52–58. (In Russ.) https://doi.org/10.20403/2078-0575-2023-3-52-58

Vassoevich N.B. (1983). Handbook of lithology. Moscow: Nedra, 509 p. (In Russ.)

About the authors

Tatyana V. Olneva – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading expert on seismic and geological interpretation, Gazpromneft Group of Companies

3–5 Pochtamtskaya str., St. Petersburg, 190000, Russian Federation

e-mail: olnetta@gmail.com

Maria Yu. Oreshkova – Postgraduate student, Department of Geophysics, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University

21 Line, 2 Vasilevsky Island, St. Petersburg, 199106, Russian Federation

e-mail: s215017@stud.spmi.ru

Alexandr V. Butorin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Institute of Earth Sciences, Saint Petersburg State University; Head of seismic discipline, Gazpromneft Group of Companies

3–5 Pochtamtskaya str., St. Petersburg, 190000, Russian Federation

e-mail: a.butorin@spbu.ru

Alexey S. Egorov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Department of Geophysics, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University

21 Line, 2 Vasilevsky Island, St. Petersburg, 199106, Russian Federation

e-mail: egorov_as@pers.spmi.ru

Manuscript received 29 February 2024;
Accepted 15 May 2024; Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.16

УДК 550.837.6+004.94

Определение удельного электрического сопротивления керна с помощью тороидальных катушек: математическое моделирование

М.И. Эпов[1], В.Г. Мамяшев[2], И.В. Михайлов[1, 3], И.В. Суродина[1], М.Н. Никитенко[1]*

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

[2]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

[3]Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Рассмотрена возможность определения удельного электрического сопротивления (УЭС) цилиндрического керна с помощью размещённой вокруг него генераторно-измерительной системы с тороидальными катушками. Разработан и верифицирован алгоритм двумерного конечно-разностного моделирования электрических и магнитных сигналов от стороннего кругового магнитного гармонического тока, эквивалентного тороидальной катушке. Выполнено двумерное численное моделирование реальной (синфазной) и мнимой (противофазной) составляющих вертикальной компоненты электрического поля и тангенциальной компоненты магнитного поля для практически значимого диапазона УЭС керна, когда образец находится в изолирующей или сильнопроводящей трубе с тороидальными катушками. По результатам численного моделирования выбраны оптимальная длина измерительной системы, а также операционная частота и тип измеряемых сигналов. Предложена трансформация последних в значения кажущихся УЭС вертикально-неоднородных образцов. Установлены критерии соответствия измеряемых сигналов в тонкослоистых и эквивалентных электрически-макроанизотропных образцах при изменении электрического контраста и толщины прослоев.

Ключевые слова: тороидальная катушка, керн, удельное электрическое сопротивление, математическое моделирование, метод конечных разностей, двумерная модель, трансформация сигнала

Для цитирования: Эпов М.И., Мамяшев В.Г., Михайлов И.В., Суродина И.В., Никитенко М.Н. (2024). Определение удельного электрического сопротивления керна с помощью тороидальных катушек: математическое моделирование. *Георесурсы,* 26(3), с. 151–161. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.16

Введение

В настоящее время в мировой практике для лабораторных исследований кернового материала используются различные методы и подходы для определения его петрофизических свойств. Широко применяются термические методы (Фадеева и др., 2020; Ahmed et al., 2021; Luc Leroy et al., 2021) с оценкой влияния температуры образца на его геомеханические свойства (Ashrafi et al., 2020; Gu et al., 2020). Постоянно исследуются сейсмические параметры керна (Kästner et al., 2020; Kästner et al., 2022) и их взаимосвязи с геомеханическими параметрами (Sharifi et al., 2023). Активно развивается направление ЯМР-релаксометрии с оперативным получением количественной информации о структуре порового пространства, распределении фильтрационно-емкостных свойств и типе насыщающего флюида (Шумскайте и др., 2022; Shumskayte et al., 2022; Elsayed et al., 2022).

Одно из наиболее динамичных направлений связано с цифровыми кернами, при построении которых применяются методы сканирующей электронной микроскопии и рентгеновской микротомографии. В ряде случаев необходимо сочетать данные этих двух методов – для получения информации о морфологии пустотного пространства, которую затруднительно идентифицировать только по микротомографии (Ponomarev et al., 2024). По цифровому керну можно определить широкий спектр его петрофизических характеристик: это эффективная электропроводность (Хачкова и др., 2020; Эпов и др., 2023); акустическая эмиссия (Решетова, Анчугов, 2021); многофазная фильтрация (Герке и др., 2021); абсолютная проницаемость (Хачкова и др., 2023).

Отдельно отметим группу методов электрометрии, которые являются основными для последующей оценки коэффициента нефтегазонасыщения горных пород. Удельное электрическое сопротивление (УЭС) керна может определяться из измерений как многочастотными электродными системами (Li et al., 2019; Kim et al., 2021), так и индукционными (Ben Aoun et al., 2018). Широкое распространение также получила диэлькометрия (Мезин и др., 2020) с получением комплексной диэлектрической проницаемости и оценкой ее частотной дисперсии (Liu et al., 2016; Morte, Hascakir, 2019).

Несмотря на отмеченное разнообразие методов исследования петрофизических свойств керна, не раскрытым в научно-практическом плане потенциалом обладают и другие подходы. Так, например, пространственное распределение УЭС в керне может изучаться с использованием других источников и приемников электромагнитного

* Ответственный автор: Игорь Владиславович Михайлов
e-mail: mikhayloviv@ipgg.sbras.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

поля, например тороидальных катушек. Особенности электромагнитного поля тороидальной катушки теоретически исследованы и обобщены в работе (Каринский, 2018). Значительное число публикаций посвящено анализу сигналов каротажных зондов с тороидальными катушками для решения задач нефтепромысловой геофизики. Применительно к изучению кернового материала результаты таких исследований, по имеющейся у нас информации, не представлены в открытой печати. Настоящая работа посвящена исследованию возможностей систем с генераторной и измерительной тороидальными катушками для определения УЭС образцов керна методами математического и численного моделирования. Предполагается, что определение УЭС выполняется в скважине на образце только что выбуренного керна либо при лабораторных измерениях.

Математическая постановка

Рассмотрим модель цилиндрического образца керна радиуса a и длины L. Образец осесимметрично расположен внутри трубы длиной M. Между образцом и трубой размещены с малым зазором тороидальные катушки – генераторная и измерительная, расстояние между которыми l (рис. 1). Указанный измерительный зонд расположен в непроводящей среде.

Введем цилиндрическую систему координат (r, φ, z). Пусть ось z направлена вниз и совпадает с осью цилиндра. Источник поля в виде соосной тороидальной катушки можно описать сторонним круговым магнитным током (Светов, 1984). Для электрического $\vec{E}$ и магнитного $\vec{H}$ полей в изотропной среде справедливы уравнения Максвелла:

$$\begin{cases} \mathrm{rot}\,\vec{H} = (\sigma - i\omega\varepsilon)\vec{E} \\ \mathrm{rot}\,\vec{E} = i\omega\mu\vec{H} - \vec{j^{\mu}} \end{cases}, \quad (1)$$

где $\mu = \mu_0 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – магнитная проницаемость немагнитной среды, ε – диэлектрическая проницаемость среды, ω – циклическая частота, $\vec{j^{\mu}}$ – плотность стороннего магнитного тока.

В осесимметричной среде плотность стороннего магнитного тока имеет одну ненулевую тангенциальную компоненту:

$$\vec{j} = \{0, j_{\varphi}^{\mu}, 0\},$$

где $j_{\varphi}^{\mu} = i\omega\mu M_{\varphi}\delta(z - z_0)\delta(r - r_0)$.

Здесь $\{r_0, z_0\}$ – координаты источника, M_{φ} – магнитный момент, равный:

$$M_{\varphi} = I \cdot n_{\text{г}} \cdot S_{\text{г}},$$

где I – ток, $n_{\text{г}}$ – число витков в генераторной катушке, $S_{\text{г}}$ – площадь генераторного витка. При расчетах предполагалось, что магнитный момент равен 1 А·м^2.

С учетом этих факторов систему уравнений (1) можно представить в следующем виде:

$$\begin{cases} -\dfrac{\partial H_{\varphi}}{\partial z} = (\sigma - i\omega\varepsilon)E_r \\ \dfrac{H_{\varphi}}{r} + \dfrac{\partial H_{\varphi}}{\partial r} = (\sigma - i\omega\varepsilon)E_z \\ \dfrac{\partial E_r}{\partial z} - \dfrac{\partial E_z}{\partial r} = i\omega\mu H_{\varphi} - j_{\varphi}^{\mu}. \end{cases} \quad (2)$$

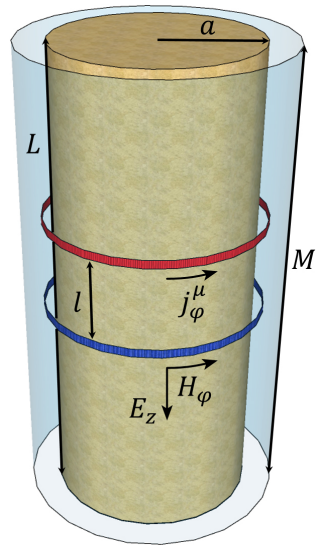


Рис. 1. Геоэлектрическая модель керна (коричневый цвет) и измерительного зонда, состоящего из генераторной (красный) и измерительной (синий) тороидальных катушек внутри трубы (голубой)

Выражая компоненты E_r и E_z через H_{φ}, получаем уравнение

$$-\frac{\partial}{\partial z}\left(\frac{1}{\sigma - i\omega\varepsilon}\frac{\partial H_{\varphi}}{\partial z}\right) - \frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{1}{r(\sigma - i\omega\varepsilon)}\frac{\partial (rH_{\varphi})}{\partial r}\right) - i\omega\mu H_{\varphi} = j_{\varphi}^{\mu}. \quad (3)$$

Поскольку модель и источник симметричны относительно оси z, имеем

$$H_{\varphi}\big|_{r=0} = 0.$$

Затухание магнитного поля вдали от источника запишем в виде

$$\lim_{r,z\to\infty}|H_{\varphi}| \to 0,$$

следовательно, можно установить нулевые граничные условия для реальной и мнимой составляющих компоненты H_{φ} на больших расстояниях R и Z от источника:

$$\left|H_{\varphi}\right|\Big|_{r=R} = 0, \left|H_{\varphi}\right|\Big|_{z=\pm Z} = 0.$$

Таким образом, сформулирована краевая задача Дирихле для уравнения (3).

Далее проводим аппроксимацию задачи Дирихле с помощью консервативной конечно-разностной схемы на неравномерной сетке (Самарский, Николаев, 1978). Сетка должна адекватно описывать геоэлектрическую модель, а именно образец, окруженный тонкостенной трубой. При построении сетки требуется учесть большие различия УЭС, возникающие на границе между образцом и трубой. Кроме того, необходимо учесть, что компонента E_z определяется из второго уравнения системы (2), а также необходимо обеспечить достаточную точность для вычисления пространственной производной от H_{φ}.

В результате аппроксимации получаем систему линейных алгебраических уравнений, которую рекомендуется решать с помощью параллельного варианта программы PARDISO (библиотека Intel Math Kernel Library, https://software.intel.com/en-us/articles/intel-math-kernel-library-documentation), поскольку размерность плохо обусловленной матрицы небольшая. Все вычисления проводились

на кластере НКС-30Т ССКЦ СО РАН, однако их можно выполнять и на персональном компьютере.

Для тестирования программы двумерного конечно-разностного моделирования и оптимального выбора сетки использовались опубликованные данные для радиально-слоистых сред, где образец и труба были бесконечно длинными (Эпов и др., 2018). Сравнительный анализ полученных результатов с имеющимися данными показал, что относительная погрешность двумерного моделирования не превышает 1,5% в практически значимом диапазоне УЭС керна.

Влияние конечных размеров керна на результаты моделирования

Рассмотрим однородный керн радиуса 0,040 м с типичным УЭС ρ = 10 Ом·м, соответствующим нефтеводонасыщенному песчанику. Для простоты расчетов примем, что генераторная и измерительная тороидальные катушки имеют радиус 0,040001 м, немного больший радиуса керна, и расположены на стенке непроводящей трубы (УЭС 10^6 Ом·м) вокруг керна. Внутренний радиус трубы равен 0,040 м, внешний радиус – 0,044 м. Измерительная система окружена воздухом с УЭС 10^6 Ом·м.

Расстояние между генераторной и измерительной катушкой (длина зонда) l равно 0,10 м. Операционные частоты: 10, 100 и 1 МГц – выбраны из соображений достаточной локальности измерений, а также малого влияния токов смещения.

При расчетах по программе двумерного моделирования длина керна L бралась равной 1,0 м, а при вычислении в цилиндрически-слоистой среде (одномерный подход) она – бесконечная. Для каждой конфигурации расчеты выполнены в одной точке по вертикальной оси, соответствующей середине керна. В табл. 1 приведены реальная и мнимая составляющие: вертикальной компоненты электрического поля (Re E_z, Im E_z) и тангенциальной компоненты магнитного поля (Re H_φ, Im H_φ).

В результате сопоставительного анализа установлено, что сигналы тороидальной катушки (кругового магнитного тока) при конечной и бесконечной длинах трубы существенно разные. Они могут отличаться как на несколько порядков, так и по знаку (Re E_z), при этом сигналы Re E_z и Re H_φ пропорциональны квадрату операционной частоты, а Im E_z и Im H_φ – частоте. Столь значительное отличие значений физически можно объяснить тем, что в первом случае нет поверхностных зарядов на торцах зонда, препятствующих стеканию токов в окружающую среду.

Сигнал	Re E_z, В/м	Im E_z, В/м	Re H_φ, А/м	Im H_φ, А/м
10 кГц				
1D	$-3{,}64\cdot10^{-8}$	$1{,}93\cdot10^{-3}$	$-7{,}89\cdot10^{-11}$	$3{,}86\cdot10^{-6}$
2D	$1{,}31\cdot10^{-10}$	$2{,}13\cdot10^{-3}$	$-2{,}97\cdot10^{-15}$	$2{,}19\cdot10^{-7}$
100 кГц				
1D	$-3{,}63\cdot10^{-6}$	$1{,}93\cdot10^{-2}$	$-7{,}88\cdot10^{-9}$	$3{,}86\cdot10^{-5}$
2D	$1{,}31\cdot10^{-8}$	$2{,}13\cdot10^{-2}$	$-2{,}97\cdot10^{-13}$	$2{,}19\cdot10^{-6}$
1 МГц				
1D	$-3{,}61\cdot10^{-4}$	$1{,}93\cdot10^{-1}$	$-7{,}83\cdot10^{-7}$	$3{,}86\cdot10^{-4}$
2D	$1{,}31\cdot10^{-6}$	$2{,}13\cdot10^{-1}$	$-2{,}97\cdot10^{-11}$	$2{,}19\cdot10^{-5}$

Табл. 1. Результаты одномерного (1D) численно-аналитического и двумерного (2D) конечно-разностного моделирования. Короткий зонд, непроводящая труба (УЭС 10^6 Ом·м), УЭС однородного образца 10 Ом·м

Таким образом, для обоснования параметров измерительной системы на непроводящей трубе следует использовать двумерный подход к моделированию сигналов.

Чувствительность сигналов зонда на непроводящей трубе к УЭС однородного образца

Расчеты выполнены для характерного диапазона УЭС терригенных коллекторов: от 2 до 200 Ом·м. Длина керна равна 1,0 м (координаты по вертикали: от –0,50 до 0,50 м), радиус керна – 0,040 м. Керн окружен непроводящей трубой и воздухом.

Определения УЭС однородного керна велись одновременно перемещаемыми на трубе вдоль керна зондами с l = 0,10; 0,40 и 0,70 м. Результаты моделирования сигналов в средней точке образца приведены в табл. 2.

При увеличении УЭС керна на два порядка относительное увеличение составляющих H_φ во всех случаях не превышает 1,03. Для E_z при возрастании длины зонда относительное увеличение Re E_z меняется от 1,29 до 2,37, а для Im E_z наблюдается относительное уменьшение – от 0,50 до 0,61.

Наибольшие изменения сигналов, характерные для длинного зонда, показаны на рис. 2 (частота 100 кГц). Здесь и далее составляющие как H_φ, так и E_z представлены по абсолютному значению.

Особо выделяется зависимость от УЭС керна для Im E_z: в отличие от остальных составляющих, она увеличивается с ростом УЭС. Это связано с тем, что поле в воздухе для компонент Re H_φ, Im H_φ и Re E_z равно нулю, а для Im E_z – ненулевой константе.

Рассмотрим диаграммы зондов разной длины для Re H_φ (рис. 3, 4). Отметим, что с увеличением длины зонда возрастает локализация диаграмм на интервале образца. Так, истинные границы керна (–0,50 и 0,50 м) выделяются на диаграммах в точках ±0,45 м (зонд 0,10 м), ±0,30 м (зонд 0,40 м) и ±0,15 м (зонд 0,70 м), т.е. кажущаяся граница образца сдвигается внутрь его области на половину длины зонда.

Даже в коротком зонде (рис. 3) измеренный сигнал Re H_φ в центре образца не достигает истинного значения, а колеблется в области его максимума: $2{,}97\cdot10^{-15}$ А/м (10 кГц). Для более длинных зондов (рис. 4) выводы аналогичны: с ростом длины зонда сигналы уменьшаются.

На рис. 4 показано сужение кажущейся длины образца, а также увеличение величины Re H_φ с ростом частоты.

Таким образом, сигналы зондов на непроводящей трубе вокруг керна характеризуются очень слабой чувствительностью к изменению его УЭС (от 2 до 200 Ом·м) и малыми уровнями сигналов, что недостаточно для решения практических задач. Однако ситуация становится

Изменение параметра	Длина зонда 0,10 м	Длина зонда 0,40 м	Длина зонда 0,70 м
$\Delta\rho$	100	100	100
ΔRe E_z	1,29	1,65	2,37
ΔIm E_z	0,50	0,59	0,61
ΔRe H_φ	1,03	1,03	1,03
ΔIm H_φ	1,02	1,02	1,02

Табл. 2. Относительное изменение сигналов зонда при увеличении УЭС однородного керна от 2 до 200 Ом·м на частотах от 10 кГц до 1 МГц

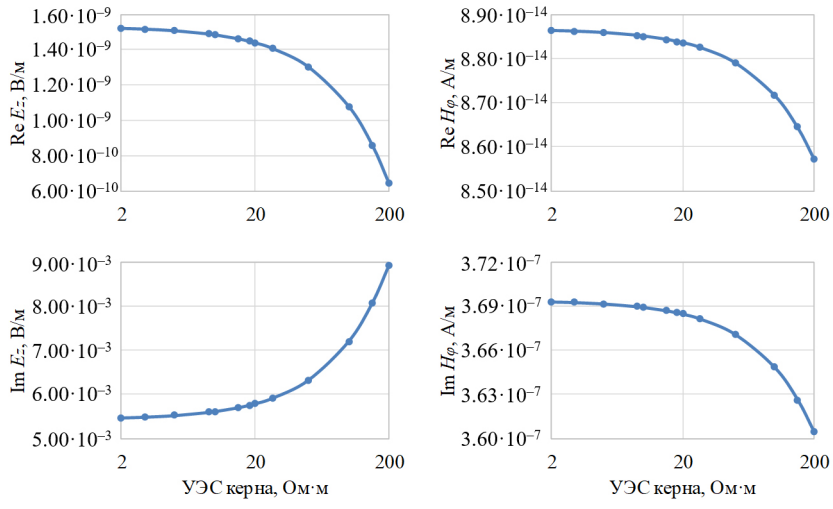


Рис. 2. Зависимость сигналов длинного зонда от УЭС однородного керна. Частота 100 кГц

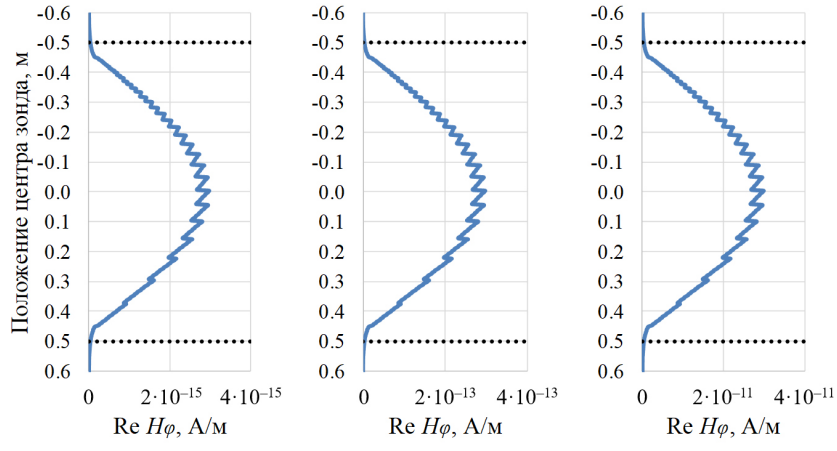


Рис. 3. Диаграммы Re H_φ для короткого зонда при профилировании однородного керна с УЭС 10 Ом·м. Слева направо: частота 10 кГц, 100 кГц, 1 МГц. Пунктирные линии – границы образца

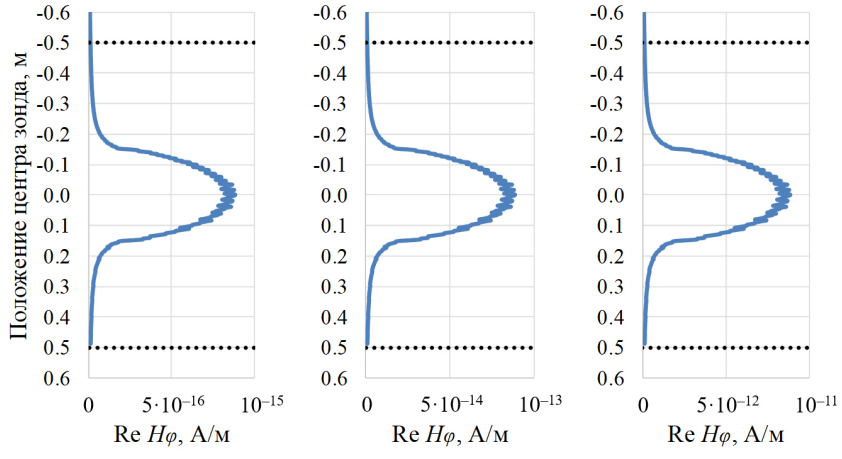


Рис. 4. Диаграммы Re H_φ для длинного зонда при профилировании однородного керна с УЭС 10 Ом·м. Слева направо частоты: 10 кГц, 100 кГц, 1 МГц. Пунктирные линии – границы образца

существенно иной, когда вместо непроводящей трубы образец окружает высокопроводящая металлическая труба.

Чувствительность тороидальных катушек на металлической трубе к УЭС однородного образца

Как и ранее, рассмотрим однородный цилиндрический образец радиуса 0,040 м с УЭС 10 Ом·м. Принципиальное отличие от вышерассмотренного случая состоит в том, что керн окружен высокопроводящей металлической трубой с УЭС 10^{-5} Ом·м. Внутренний и внешний радиусы трубы те же – 0,040 и 0,044 м соответственно. Тороидальные катушки радиуса 0,040001 м расположены на металлической трубе. Вся измерительная система окружена воздухом с УЭС, равным 10^6 Ом·м. В первом случае (численно-аналитическое решение) керн и металлическая труба имеют бесконечную протяженность, а во втором

(конечно-разностное моделирование) длины образца L и металлической трубы M составляют 1,0 м. Численные расчеты показали, что удлинение металлической трубы по обе стороны от керна, например на 0,25 м, слабо влияет на анализируемые сигналы (относительная разница для керна с УЭС 10 Ом·м – сотые доли процента). В табл. 3 представлены результаты моделирования. Для каждого случая расчеты выполнены в одной точке по вертикальной оси, соответствующей середине керна.

Из табл. 3 видно, что результаты одномерных и двумерных расчетов отличаются как по величине (до двух порядков), так и по знаку (компонента Re H_φ). Как и для случая непроводящей трубы, для дальнейших вычислений при определении УЭС керна с помощью тороидальных катушек будет применяться двумерное моделирование сигналов.

Относительные увеличения сигналов при изменении УЭС однородного образца от 2 до 200 Ом·м приведены в табл. 4. При добавлении металлической трубы длиной 1,0 м вокруг керна для короткого зонда происходит резкое увеличение чувствительности к УЭС всех четырех рассматриваемых сигналов. При этом наблюдается прямая пропорциональность УЭС (нижние строки, средний столбец табл. 4). С ростом частоты от 10 кГц до 1 МГц увеличивается чувствительность к УЭС составляющих Re E_z и Re H_φ. Для Im H_φ она практически не меняется, а для Im E_z незначительно уменьшается. На всех рассмотренных частотах с ростом длины зонда чувствительность к УЭС резко падает, а для среднего зонда она отсутствует. Относительное изменение сигналов при увеличении УЭС образца в 100 раз от 2 до 200 Ом·м на частоте 1 МГц близко к результатам на низкой частоте.

Далее приведены примеры профилирования однородного керна с УЭС 10 Ом·м для составляющей Re H_φ. Отметим, что диаграммы для компоненты Im H_φ выглядят аналогично, а для Re E_z и Im E_z характерны дополнительные экстремумы, связанные с переходом тороидальных катушек через границы окруженного металлом керна и усложняющие вид диаграмм. Поэтому в данном случае целесообразно анализировать компоненты H_φ, а не E_z, как более «стабильные». Уровень сигнала Re H_φ пропорционален операционной частоте.

Для короткого зонда (рис. 5) истинные границы керна (–0,50 и 0,50 м) определяются в точках ±0,45 м (сдвинуты к центру образца на половину длины зонда). На всем остальном протяжении керна отмечаются значения сигнала на каждой частоте, соответствующие УЭС керна 10 Ом·м: $3{,}66\cdot10^{-8}$, $3{,}61\cdot10^{-6}$ и $1{,}93\cdot10^{-4}$ А/м.

Для длинного зонда (рис. 6), как и для среднего, не достигается истинное значение сигнала. Внутри образца на половине длины зонда (0,35 м) также появляются аналогичные экстремумы. Значения сигналов на разных частотах в центре керна равны $5{,}76\cdot10^{-12}$, $5{,}48\cdot10^{-10}$ и $8{,}41\cdot10^{-10}$ А/м соответственно.

Сигнал	Re E_z, В/м	Im E_z, В/м	Re H_φ, А/м	Im H_φ, А/м
10 кГц				
1D	$-7{,}14\cdot10^{-9}$	$-4{,}27\cdot10^{-9}$	$-9{,}86\cdot10^{-11}$	$8{,}04\cdot10^{-6}$
2D	$-5{,}75\cdot10^{-10}$	$-1{,}77\cdot10^{-8}$	$3{,}66\cdot10^{-8}$	$7{,}06\cdot10^{-6}$
100 кГц				
1D	$-1{,}63\cdot10^{-7}$	$-1{,}47\cdot10^{-7}$	$-7{,}17\cdot10^{-9}$	$8{,}04\cdot10^{-5}$
2D	$-5{,}63\cdot10^{-8}$	$-1{,}85\cdot10^{-7}$	$3{,}61\cdot10^{-6}$	$7{,}02\cdot10^{-5}$
1 МГц				
1D	$-5{,}06\cdot10^{-6}$	$-4{,}95\cdot10^{-6}$	$-6{,}47\cdot10^{-7}$	$8{,}04\cdot10^{-4}$
2D	$-1{,}75\cdot10^{-6}$	$-4{,}68\cdot10^{-6}$	$1{,}93\cdot10^{-4}$	$5{,}63\cdot10^{-4}$

Табл. 3. Результаты одномерного численно-аналитического и двумерного конечно-разностного моделирования сигналов короткого зонда. Тороидальные катушки на высокопроводящей металлической трубе с УЭС 10^{-5} Ом·м. УЭС однородного керна 10 Ом·м

Изменение параметра	Длина зонда 0,10 м	Длина зонда 0,40 м
$\Delta\rho$	100	100
ΔRe E_z	95,30	1,00
ΔIm E_z	103,72	1,00
ΔRe H_φ	99,01	1,00
ΔIm H_φ	99,77	1,00
ΔRe E_z / $\Delta\rho$	0,95	0,01
ΔIm E_z / $\Delta\rho$	1,04	0,01
ΔRe H_φ / $\Delta\rho$	0,99	0,01
ΔIm H_φ / $\Delta\rho$	1,00	0,01

Табл. 4. Относительное изменение сигналов при увеличении УЭС образца в 100 раз от 2 до 200 Ом·м на частоте 10 кГц. Металлическая труба

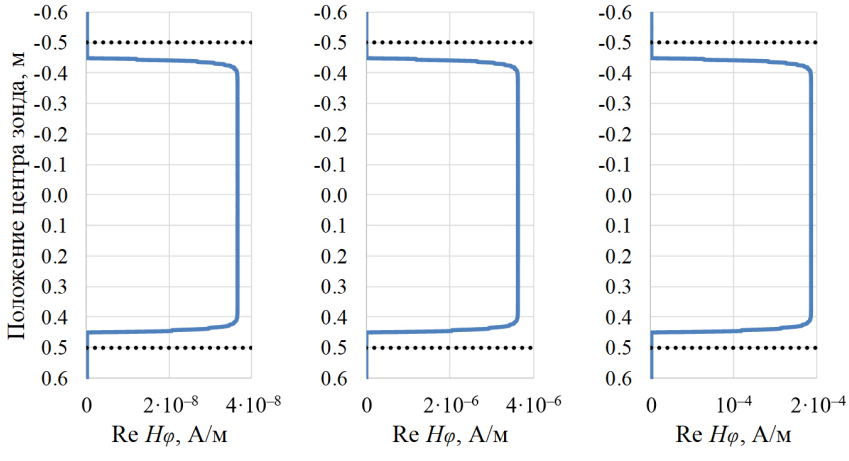


Рис. 5. Кривые Re H_φ при профилировании коротким зондом однородного образца с УЭС 10 Ом·м. Слева направо: частоты 10 кГц, 100 кГц, 1 МГц. Пунктирные линии – границы керна

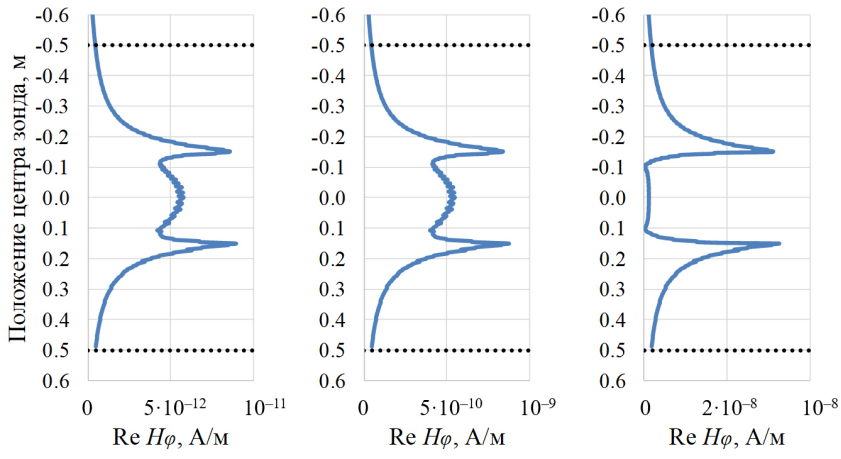


Рис. 6. Кривые Re H_φ при профилировании длинным зондом однородного образца с УЭС 10 Ом·м. Слева направо: частоты 10 кГц, 100 кГц, 1 МГц. Пунктирные линии – границы керна

Из анализа приведенных на рис. 5, 6 диаграмм следует: во-первых, для определения УЭС керна наиболее оптимально использовать короткий зонд; во-вторых, уровень сигналов при наличии металлической трубы вокруг керна на несколько порядков выше, чем при ее отсутствии.

Далее нами для короткого зонда построены зависимости сигналов от УЭС однородного цилиндрического образца. На их основе получены графики трансформаций сигналов в кажущиеся УЭС керна: для Re H_φ (рис. 7) и Im H_φ (рис. 8), а также для Re E_z и Im E_z (в настоящей статье не приведены).

Отметим, что все трансформации являются взаимно однозначными.

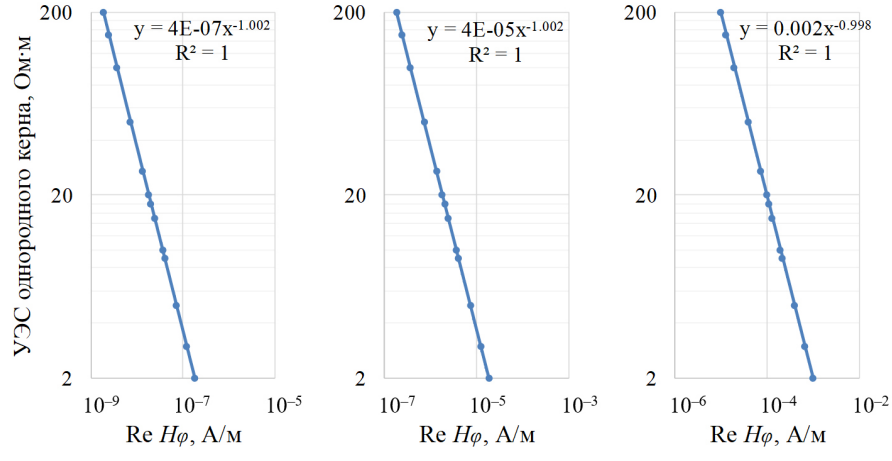


Рис. 7. Графики трансформаций Re H_φ короткого зонда в УЭС образца для тороидальных катушек на металлической трубе. Частоты: 10 кГц (слева), 100 кГц (по центру), 1 МГц (справа)

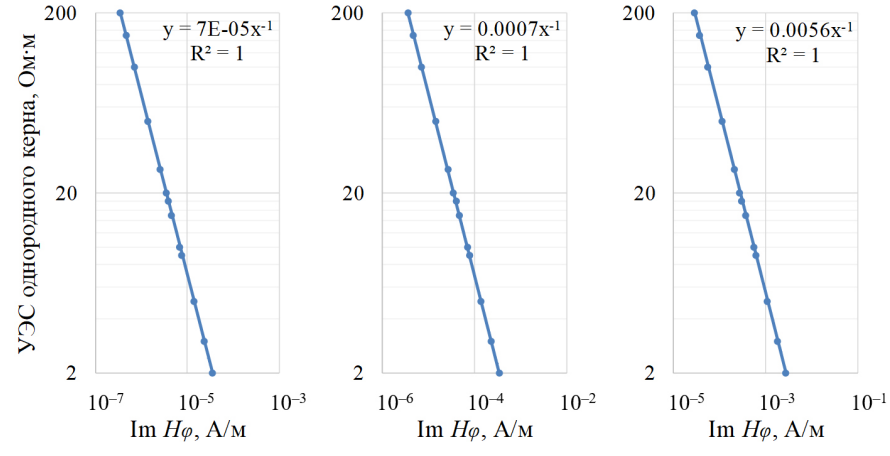


Рис. 8. Графики трансформаций Im H_φ короткого зонда в УЭС керна для тороидальных катушек на металлической трубе. Частоты: 10 кГц (слева), 100 кГц (по центру), 1 МГц (справа)

Трансформации сигналов тороидальной катушки в кажущиеся УЭС составного керна

Рассмотрим составной вертикально-неоднородный цилиндрический образец той же длины 1,0 м и радиуса 0,040 м. Керн состоит из четырех частей равной длины 0,25 м с монотонно увеличивающимся УЭС (в четыре раза) от его верхней части к нижней: 2–8–32–128 Ом·м. Для заданного распределения УЭС керна рассчитаны все анализируемые сигналы. Далее проведен пересчет измеренных сигналов Re H_φ и Im H_φ (рис. 9) и Re E_z и Im E_z (рис. 10) в значения кажущегося УЭС.

Относительно погрешности определения УЭС составного керна стоит отметить, что с минимальными относительными погрешностями определяется УЭС в центральной части каждой из четырех частей. В краевых частях кажущиеся УЭС арифметически усредняются с УЭС смежных частей. Кажущиеся УЭС по Re H_φ (рис. 9, слева) везде завышены относительно истинных. Так, на частотах 10 и 100 кГц для всех четырех частей образца относительное завышение составляет 12,4–13,6%, а на частоте 1 МГц – лишь 1,2–1,6%. Кажущиеся УЭС по Im H_φ (рис. 9, справа) занижены относительно истинных на 0,7–1,1%, (частота 10 кГц) и 0,2–0,6% (частоты 100 кГц и 1 МГц).

Для кажущихся УЭС по Re E_z и Im E_z (рис. 10) картина будет иной. По Re E_z отмечается завышение УЭС, причем наибольшее при 1 МГц (14–17%). На частоте 10 кГц завышение составляет 4,1–5,6%, а на 100 кГц оно наименьшее – 2,2–3,5%. Для Im E_z ситуация будет менее однозначной. Наибольшее завышение УЭС (на 8,1%) также имеется при 1 МГц. При 100 кГц УЭС занижается на 0,4–1,6%. Наконец, при 10 кГц кажущееся УЭС как завышается на 0,1–1,1%, так и занижается на 0,3%. Добавим, что на трансформациях по Im E_z присутствуют небольшие ложные экстремумы на отметках –0,03; –0,05 и 0,20 м (рис. 10, справа).

При изменении УЭС частей (2–32–8–128 Ом·м) в составном образце с повышением контраста между смежными частями (рис. 11) в целом наблюдаются все те же закономерности.

Итак, с учетом отмеченных особенностей наиболее оптимальной является трансформация в кажущееся УЭС по сигналу Im H_φ на частоте 1 МГц.

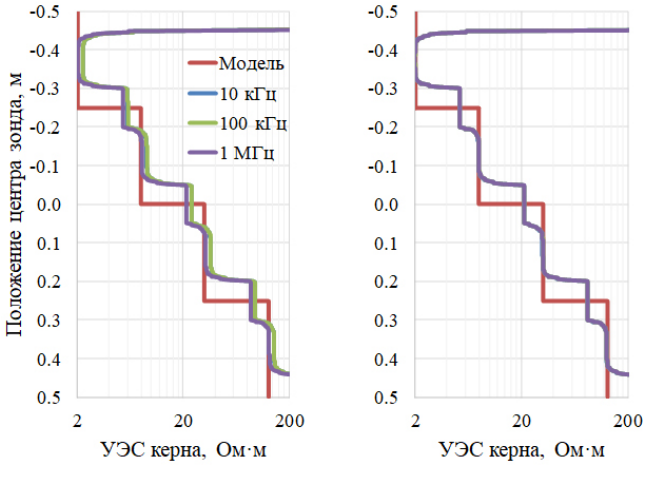


Рис. 9. Кажущиеся УЭС по Re H_φ (слева) и Im H_φ (справа) короткого зонда в составном образце с монотонным увеличением УЭС. Металлическая труба

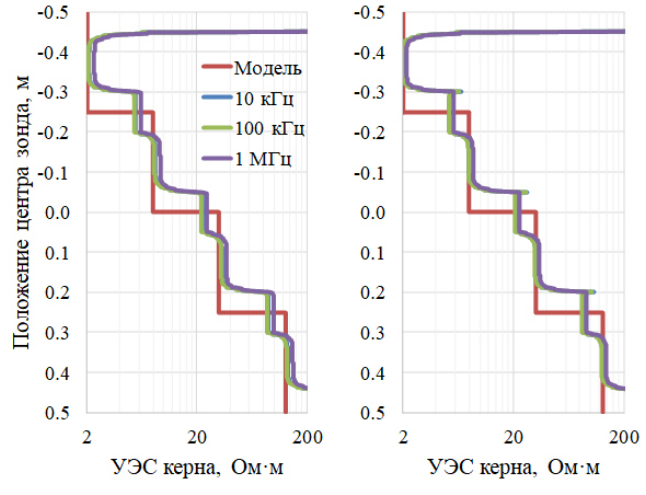


Рис. 10. Кажущиеся УЭС по Re E_z (слева) и Im E_z (справа) короткого зонда в составном образце с монотонным увеличением УЭС. Металлическая труба

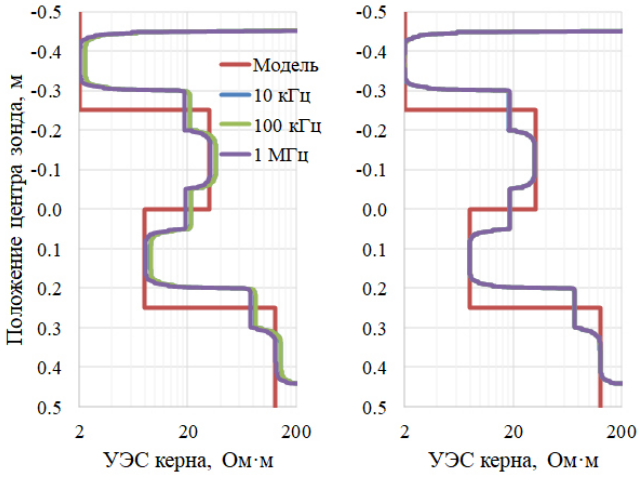


Рис. 11. Кажущиеся УЭС по Re H_φ (слева) и Im H_φ (справа) короткого зонда в составном образце с немонотонным увеличением УЭС. Металлическая труба

Сигналы тороидальных катушек на металлической трубе вокруг тонкослоистого образца

Далее проведено двумерное моделирование сигналов тороидальных катушек на металлической трубе, окружающих тонкослоистые цилиндрические образцы длиной 1,0 м. Толщина прослоев в каждом исследуемом керне одинакова и составляет 0,10; 0,05; 0,04; 0,03; 0,02 и 0,01 м. Рассмотрены два случая соотношения УЭС соседних прослоев: 3–9 Ом·м (контраст 3, соответствует чередованию глин и нефтеводонасыщенных песчаников), а также 3–27 Ом·м (контраст 9, чередование глин и нефтенасыщенных песчаников). Для установления взаимосвязи показаний измерительной системы с тороидальными катушками в тонкослоистой и электрически макроанизотропной средах выполнены расчеты составляющих E_z и H_φ. Макроанизотропная среда для УЭС 3–9 Ом·м имеет следующие параметры: горизонтальное УЭС ρ_h = 4,5 Ом·м, вертикальное УЭС ρ_v = 6 Ом·м; макроанизотропная

среда для УЭС 3–27 Ом·м – ρ_h = 5,4 Ом·м, ρ_v = 15 Ом·м. На рис. 12 и 13 представлены численные результаты для компоненты Im H_φ на частоте 1 МГц для короткого зонда, которые в целом отражают особенности и остальных компонент, включая другие операционные частоты.

Диапазон изменений Im H_φ при электрическом контрасте 3 (рис. 12) составляет от $4{,}72\cdot10^{-4}$ до $1{,}41\cdot10^{-3}$ А/м при прослоях толщиной 0,10 м и от $4{,}29\cdot10^{-4}$ до $5{,}46\cdot10^{-4}$ А/м при прослоях толщиной 0,01 м. При увеличении контраста до 9 (рис. 13) Im H_φ варьируется в пределах $7{,}70\cdot10^{-5}$–$6{,}81\cdot10^{-4}$ А/м (прослои толщиной 0,10 м) и $1{,}85\cdot10^{-5}$–$3{,}39\cdot10^{-5}$ А/м (прослои толщиной 0,01 м).

Из анализа диаграмм для тонкослоистых образцов на рис. 12 и 13 следует: во-первых, за счет компактности измерительной системы и выбранного диапазона частот выделяются все отдельные прослои в диапазоне их толщин от 0,10 до 0,01 м; во-вторых, при электрическом контрасте 9 (3–27 Ом·м, рис. 13) диаграммы в тонкослоистых кернах и эквивалентной им макроанизотропной среде не имеют общих точек, хотя стремятся друг к другу с уменьшением толщины прослоев. Иными словами, даже при прослоях в 0,01 м керн воспринимается системой с тороидальными катушками как тонкослоистый, а не как макроанизотропный.

Отдельно остановимся на рис. 12. При толщине прослоев 0,03 м соответствующая диаграмма в тонкослоистом образце накладывается на диаграмму в макроанизотропном образце. Еще в большей степени это проявляется при прослоях толщиной 0,02 м. Наконец, при толщине прослоев 0,01 м соответствующая «макроанизотропная» диаграмма становится огибающей для «тонкослоистой» диаграммы, что может указывать на достигаемую эквивалентность между тонкослоистостью и макроанизотропией при отношении длины зонда к толщине прослоя большем 10.

Для проверки этой эквивалентности для диаграммы с прослоями толщиной 0,01 м и соотношением УЭС 3–9 Ом·м вычислено ее относительное отклонение от среднего. Оно составляет 12%, т.е. полная эквивалентность еще не достигнута. Для соотношения УЭС 3–27 Ом·м относительное отклонение значительно больше – около 29%. При этом тонкослоистый керн будет восприниматься измерительной системой как макроанизотропный, когда такое отклонение будет сопоставимо с относительной погрешностью двумерного моделирования, не превышающей 1,5%. Таким образом, можно ожидать такой эквивалентности, когда толщина каждого прослоя будет составлять несколько миллиметров.

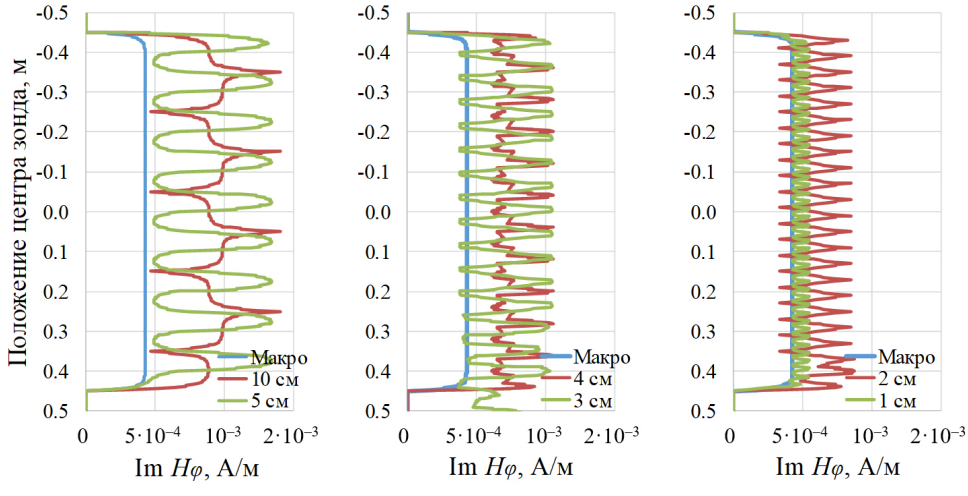


Рис. 12. Диаграммы Im H_φ короткого зонда в тонкослоистом и эквивалентном макроанизотропном образцах. УЭС смежных прослоев 3–9 Ом·м. Частота 1 МГц

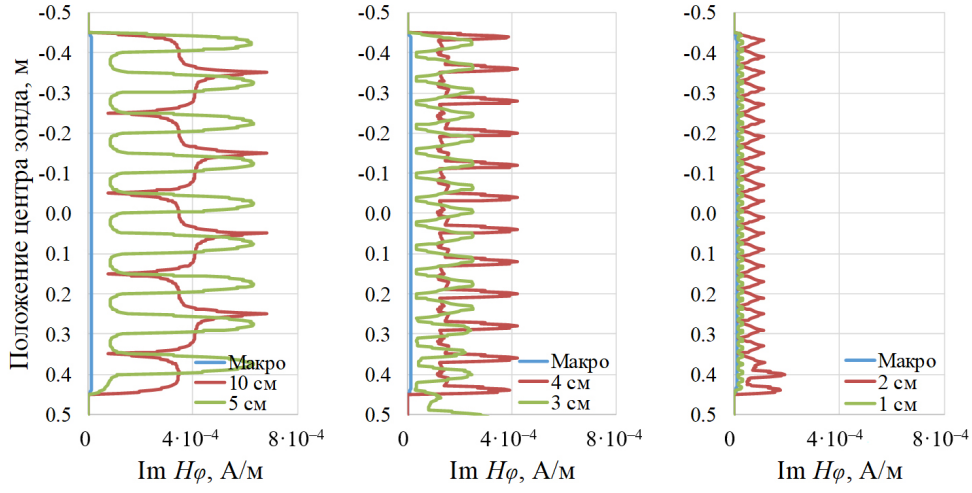


Рис. 13. Диаграммы Im H_φ короткого зонда в тонкослоистом и эквивалентном макроанизотропном образцах. УЭС смежных прослоев 3–27 Ом·м. Частота 1 МГц

Заключение

Предложен компактный зонд с тороидальными катушками для определения УЭС кернового материала. При математическом описании тороидальной катушки сторонним круговым магнитным током, разработаны специализированные программно-алгоритмические средства двумерного конечно-разностного моделирования, учитывающие как конечные размеры керна с заданным УЭС, так и высокий электрический контраст в геоэлектрической модели. Проведена верификация компьютерной программы на основе сравнения с численно-аналитическим решением в рамках одномерных цилиндрически-слоистых моделей.

Рассмотрено два основных случая, когда генераторная и измерительная тороидальные катушки расположены соответственно на изолирующей и сильнопроводящей металлической трубе вокруг керна. Показано, что в случае металлической трубы для короткого зонда достигается высокая чувствительность всех возбуждаемых сигналов к характерным значениям УЭС керна. Для однородных кернов построены взаимно однозначные трансформации сигналов в кажущееся УЭС. С использованием трансформаций получены достоверные распределения УЭС составных вертикально-неоднородных образцов. Проведено двумерное численное моделирование сигналов в тонкослоистых кернах, где толщина прослоя составляет от 0,01 до 0,10 м, и в эквивалентных им электрически макроанизотропных средах при разных контрастах УЭС. Сделан вывод о том, что даже при прослоях в 0,01 м керн проявляется в сигналах тороидальной системы как тонкослоистый; эквивалентности тонкослоистого и электрически-макроанизотропного керна следует ожидать при меньшей толщине прослоев.

Таким образом, можно заключить, что имеется принципиальная возможность определения УЭС кернового материала при размещении вокруг него измерительной системы с тороидальными катушками на сильнопроводящей трубе как во время бурения, так и при лабораторных измерениях.

Финансирование

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0026 «Инновационные аспекты электродинамики в задачах разведочной и промысловой геофизики».

Литература

Герке К.М., Корост Д.В., Карсанина М.В., Корост С.Р., Васильев Р.В., Лаврухин Е.В., Гафурова Д.Р. (2021). Изучение и анализ современных подходов к построению цифровых моделей керна и методов моделирования многофазной фильтрации в масштабах порового пространства. *Георесурсы*, 23(2), с. 197–213. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20

Каринский А.Д. (2018). Электромагнитное поле в моделях электрически анизотропной среды. М.: ГЕОС, 184 с.

Мезин А.А., Шумскайте М.Й., Глинских В.Н., Голиков Н.А., Чернова Е.С. (2020). Фильтрационно-емкостные свойства бурового шлама по данным ядерно-магнитной резонансной релаксометрии и диэлектрической спектроскопии. *Науки о Земле и недропользование*, 43(3), с. 364–374. https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-3-364-374

Решетова Г.В., Анчугов А.В. (2021). Цифровой керн: моделирование акустической эмиссии в целях локализации ее источников методом обращения волнового поля в обратном времени. *Геология и геофизика*, 62(4), с. 597–609. https://doi.org/10.15372/GiG2020148

Самарский А.А., Николаев Е.С. (1978). Методы решения сеточных уравнений. М.: Наука, 592 с.

Светов Б.С. (1984). Электродинамические основы квазистационарной геоэлектрики. М.: ИЗМИРАН, 183 с.

Фадеева И.И., Дучков А.А., Манаков А.Ю., Аюнов Д.Е. (2020). Количественная оценка содержания гидрата CO_2 в лабораторных образцах с помощью двухигольчатого зонда. *Геофизические исследования*, 21(2), с. 61–77. https://doi.org/10.21455/gr2020.2-5

Хачкова Т.С., Лисица В.В., Решетова Г.В., Чеверда В.А. (2020). Численная оценка удельного электрического сопротивления горных пород по их цифровым изображениям с использованием графических сопроцессоров. *Вычислительные методы и программирование*, 21(3), с. 306–318. https://doi.org/10.26089/NumMet.v21r326

Хачкова Т.С., Лисица В.В., Сотников О.С., Исламов И.А., Ганиев Д.И. (2023). Новая методика численной оценки абсолютной проницаемости горных пород по их микротомографическим изображениям. *Геофизика*, (1), с. 34–40. https://doi.org/10.34926/geo.2023.46.58.005

Шумскайте М.Й., Ян П.А., Голиков Н.А. (2022). Релаксационные характеристики образцов керна на примере параметрической скважины: база данных фильтрационно-емкостных свойств по ЯМР-данным. *Геофизические технологии*, (1), с. 88–98. https://doi.org/10.18303/2619-1563-2022-1-88

Эпов М.И., Никитенко М.Н., Глинских В.Н. (2018). Математическое обоснование нового электромагнитного зонда с тороидальными катушками для высокоразрешающего каротажа нефтегазовых скважин. *Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии*, 16(1), с. 113–129. https://doi.org/10.25205/1818-7900-2018-16-1-113-129

Эпов М.И., Шурина Э.П., Добролюбова Д.В., Кутищева А.Ю., Марков С.И., Штабель Н.В., Штанько Е.И. (2023). Определение эффективной электропроводности флюидонасыщенного керна по данным компьютерной томографии. *Физика Земли*, (5), с. 13–23. https://doi.org/10.31857/S0002333723050046

Ahmed H.M., Ahmed H.A.M., Adewuyi S.O. (2021). Characterization of Microschist Rocks under High Temperature at Najran Area of Saudi Arabia. *Energies*, 14(22), 7612. https://doi.org/10.3390/en14227612

Ashrafi J., Faramarzi L., Darbor M., Sharifzadeh M., Ferdosi B. (2020). The effects of temperature on mechanical properties of rocks. *International Journal of Mining and Geo-Engineering*, 54(2), pp. 147–152. https://doi.org/10.22059/ijmge.2019.271982.594771

Ben Aoun N., Kouki A., Aouina N., Haj Amara A.B. (2018). Radial Electrical Resistivity Measurements of Rocks on Laboratory Core Samples Using an Electromagnetic Sensor: Macro and Micro Eddy Currents. *Journal of Sensors*, 2018, 6435070. https://doi.org/10.1155/2018/6435070

Elsayed M., Isah A., Hiba M., Hassan A., Al-Garadi K., Mahmoud M., El-Husseiny A., Radwan A.E. (2022). A review on the applications of nuclear magnetic resonance (NMR) in the oil and gas industry: laboratory and field-scale measurements. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 12, pp. 2747–2784. https://doi.org/10.1007/s13202-022-01476-3

Gu B., Wan Z., Zhang Y., Ma Y., Xu X.B. (2020). Influence of Real-Time Heating on Mechanical Behaviours of Rocks. *Advances in Civil Engineering*, 2020, 8879922. https://doi.org/10.1155/2020/8879922

Kästner F., Klaeschen D., Berndt C., Pierdominici S., Hedin P. (2022). Anisotropic velocity models for (3-D) seismic imaging of the Lower Seve Nappe in Jämtland, Sweden. *Geophysical Journal International*, 228(1), pp. 66–77. https://doi.org/10.1093/gji/ggab339

Kästner F., Pierdominici S., Elger J., Zappone A., Kück J., Berndt C. (2020). Correlation of core and downhole seismic velocities in high-pressure metamorphic rocks: A case study for the COSC-1 borehole, Sweden. *Solid Earth*, 11(2), pp. 607–626. https://doi.org/10.5194/se-11-607-2020

Kim J.-W., Hong C.-H., Kim J.-S., Chong S.-H. (2021). Theoretical and Numerical Study on Electrical Resistivity Measurement of Cylindrical Rock Core Samples Using Perimeter Electrodes. *Energies*, 14(14), 4382. https://doi.org/10.3390/en14144382

Li J., Ke S., Yin C., Kang Z., Jia J., Ma X. (2019). A laboratory study of complex resistivity spectra for predictions of reservoir properties in clear sands and shaly sands. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, pp. 983–994. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.061

Liu H.Q., Tian J., Youming D., Chunning Q. (2016). Study of the low-frequency dispersion of permittivity and resistivity in tight rocks. *International Journal of Petrochemical Science & Engineering*, 1(3), pp. 55–61. https://doi.org/10.15406/ipcse.2016.01.00011

Luc Leroy M.N., Marius F.W., François N. (2021). Experimental and Theoretical Investigations of Hard Rocks at High Temperature: Applications in Civil Engineering. *Advances in Civil Engineering*, 2021, 8893944. https://doi.org/10.1155/2021/8893944

Morte M., Hascakir B. (2019). Characterization of complex permittivity for consolidated core samples by utilization of mixing rules. *Journal of*

Petroleum Science and Engineering, 181, 106178. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.042

Ponomarev A.A., Kadyrov M.A., Tugushev O.A., Drugov D.A., Vaganov Y.V., Leontiev D.S., Zavatsky M.D. (2024). Digital core reconstruction research: challenges and prospects. *Geology, Ecology, and Landscapes*, 8(1), pp. 49–56. https://doi.org/10.1080/24749508.2022.2086201

Sharifi J., Nooraiepour M., Amiri M., Mondol N.H. (2023). Developing a relationship between static Young's modulus and seismic parameters. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13, pp. 203–218. https://doi.org/10.1007/s13202-022-01546-6

Shumskayte M., Mezin A., Chernova E., Burukhina A., Golikov N., Melkozerova S. (2022). Estimating Water Content in Water–Oil Mixtures and Porous MEDIA They Saturate: Joint Interpretation of NMR Relaxometry and Dielectric Spectroscopy. *Geosciences*, 12(4), 179. https://doi.org/10.3390/geosciences12040179

Сведения об авторах

Михаил Иванович Эпов – доктор тех. наук, профессор, академик РАН, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3
e-mail: epovmi@ipgg.sbras.ru

Венер Галиуллинович Мамяшев – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет

Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38
e-mail: tmngeofiz@mail.ru

Игорь Владиславович Михайлов – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, доцент, Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3
Россия, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, д. 1
e-mail: mikhayloviv@ipgg.sbras.ru

Ирина Владимировна Суродина – кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3
e-mail: sur@ommfao1.sscc.ru

Марина Николаевна Никитенко – доктор тех. наук, ведущий научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3
e-mail: nikitenkomn@ipgg.sbras.ru

Статья поступила в редакцию 09.04.2024;
Принята к публикации 10.07.2024;
Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Application of Toroidal Coils to Obtain Electrical Resistivity of Core Samples: Mathematical Modeling

M.I. Epov[1], V.G. Mamyashev[2], I.V. Mikhaylov[1,3], I.V. Surodina[1], M.N. Nikitenko[1]*
[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
[2]Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation
[3]Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
[*]Corresponding author: Igor V. Mikhaylov, e-mail: mikhayloviv@ipgg.sbras.ru

Abstract. We consider the capability of evaluating the specific electrical resistivity of a cylindrical core by means of a transmitter-receiver system with toroidal coils placed around it. An algorithm for two-dimensional finite-difference modeling of electrical and magnetic signals from an external circular magnetic harmonic current equivalent to a toroidal coil has been developed and verified. We perform two-dimensional numerical modeling of the real (in-phase) and imaginary (quadrature) part of the vertical component of the electric field and the tangential component of the magnetic field for a practically-significant range of core resistivities, the sample being located within an insulating or highly conductive tube with toroidal coils. Following the results of numerical simulation, the optimal length of the measuring system is selected, as well as the operating frequency and type of measured signals. The transformation of the latter into the apparent resistivity values of vertically inhomogeneous samples is proposed. Moreover, criteria have been established for the correspondence of the measured signals in thin-layered and equivalent electrically macroanisotropic samples when changing the resistivity contrast and thickness of the interlayers.

Keywords: toroidal coil, core material, specific electrical resistivity, mathematical modeling, finite difference method, two-dimensional model, signal transformation

Recommended citation: Epov M.I., Mamyashev V.G., Mikhaylov I.V., Surodina I.V., Nikitenko M.N. (2024). Application of Toroidal Coils to Obtain Electrical Resistivity of Core Samples: Mathematical Modeling. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 151–161. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.16

Acknowledgements

The research was carried out with the financial support of the Russian federal research project No. FWZZ-2022-0026 "Innovative aspects of electrodynamics in problems of exploration and oilfield geophysics".

References

Ahmed H.M., Ahmed H.A.M., Adewuyi S.O. (2021). Characterization of Microschist Rocks under High Temperature at Najran Area of Saudi Arabia. *Energies*, 14(22), 7612. https://doi.org/10.3390/en14227612

Ashrafi J., Faramarzi L., Darbor M., Sharifzadeh M., Ferdosi B. (2020). The effects of temperature on mechanical properties of rocks. *International*

Journal of Mining and Geo-Engineering, 54(2), pp. 147–152. https://doi.org/10.22059/ijmge.2019.271982.594771

Ben Aoun N., Kouki A., Aouina N., Haj Amara A.B. (2018). Radial Electrical Resistivity Measurements of Rocks on Laboratory Core Samples Using an Electromagnetic Sensor: Macro and Micro Eddy Currents. *Journal of Sensors*, 2018, 6435070. https://doi.org/10.1155/2018/6435070

Elsayed M., Isah A., Hiba M., Hassan A., Al-Garadi K., Mahmoud M., El-Husseiny A., Radwan A.E. (2022). A review on the applications of nuclear magnetic resonance (NMR) in the oil and gas industry: laboratory and field-scale measurements. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 12, pp. 2747–2784. https://doi.org/10.1007/s13202-022-01476-3

Epov M.I., Nikitenko M.N., Glinskikh V.N. (2018). Mathematical substantiation of a new electromagnetic tool with toroidal coils for high-resolution logging of oil and gas wells. *Vestnik NSU. Series: Information Technologies*, 16(1), pp. 113–129. (In Russ.) https://doi.org/10.25205/1818-7900-2018-16-1-113-129

Epov M.I., Shurina E.P., Dobrolyubova D.V., Kutishcheva A.Yu., Markov S.I., Shtabel N.V., Shtanko E.I. (2023). Determination of the Effective Electrical Conductivity of a Fluid-Saturated Core from Computed Tomography Data. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 59(5), pp. 672–681. http://dx.doi.org/10.31857/S0002333723050046

Fadeeva I.I., Duchkov A.A., Manakov A.Y., Aunov D.E. (2020). Quantification of CO_2 hydrate in laboratory samples using a two-needle probe. *Geofizicheskie issledovanija = Geophysical Research*, 21(2), pp. 61–77. (In Russ.) http://dx.doi.org/10.21455/gr2020.2-5

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. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20

Gu B., Wan Z., Zhang Y., Ma Y., Xu X.B. (2020). Influence of Real-Time Heating on Mechanical Behaviours of Rocks. *Advances in Civil Engineering*, 2020, 8879922. https://doi.org/10.1155/2020/8879922

Karinskiy A.D. (2018). Electromagnetic field in electrically anisotropic medium models. Moscow: GEOS, 184 p. (In Russ.)

Kästner F., Klaeschen D., Berndt C., Pierdominici S., Hedin P. (2022). Anisotropic velocity models for (3-D) seismic imaging of the Lower Seve Nappe in Jämtland, Sweden. *Geophysical Journal International*, 228(1), pp. 66–77. https://doi.org/10.1093/gji/ggab339

Kästner F., Pierdominici S., Elger J., Zappone A., Kück J., Berndt C. (2020). Correlation of core and downhole seismic velocities in high-pressure metamorphic rocks: A case study for the COSC-1 borehole, Sweden. *Solid Earth*, 11(2), pp. 607–626. https://doi.org/10.5194/se-11-607-2020

Khachkova T.S., Lisitsa V.V., Reshetova G.V., Tcheverda V.A. (2020). Numerical estimation of electrical resistivity in digital rocks using GPUs. *Vychislitel'nye metody i programmirovanie = Numerical Methods and Programming*, 21(3), pp. 306–318. (In Russ.) https://doi.org/10.26089/NumMet.v21r326

Khachkova T.S., Lisitsa V.V., Sotnikov O.S., Islamov I.A., Ganiev D.I. (2023). A new technique for numerical estimation of the absolute permeability of rocks from their microtomographic images. *Geofizika = Geophysics*, 1, pp. 34–40. (In Russ.) https://doi.org/10.34926/geo.2023.46.58.005

Kim J.-W., Hong C.-H., Kim J.-S., Chong S.-H. (2021). Theoretical and Numerical Study on Electrical Resistivity Measurement of Cylindrical Rock Core Samples Using Perimeter Electrodes. *Energies*, 14(14), 4382. https://doi.org/10.3390/en14144382

Li J., Ke S., Yin C., Kang Z., Jia J., Ma X. (2019). A laboratory study of complex resistivity spectra for predictions of reservoir properties in clear sands and shaly sands. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, pp. 983–994. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.061

Liu H.Q., Tian J., Youming D., Chunning Q. (2016). Study of the low-frequency dispersion of permittivity and resistivity in tight rocks. *International Journal of Petrochemical Science & Engineering*, 1(3), pp. 55–61. https://doi.org/10.15406/ipcse.2016.01.00011

Luc Leroy M.N., Marius F.W., François N. (2021). Experimental and Theoretical Investigations of Hard Rocks at High Temperature: Applications in Civil Engineering. *Advances in Civil Engineering*, 2021, 8893944. https://doi.org/10.1155/2021/8893944

Mezin A.A., Shumskayte M.Y., Glinskikh V.N., Golikov N.A., Chernova E.S. (2020). Reservoir properties of drill cutting by the nuclear magnetic resonance relaxometry and dielectric spectroscopy data. *Earth Sciences and Subsoil Use*, 43(3), pp. 364–374. (In Russ.) http://dx.doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-3-364-374

Morte M., Hascakir B. (2019). Characterization of complex permittivity for consolidated core samples by utilization of mixing rules. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, 106178. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.042

Ponomarev A.A., Kadyrov M.A., Tugushev O.A., Drugov D.A., Vaganov Y.V., Leontiev D.S., Zavatsky M.D. (2024). Digital core reconstruction research: challenges and prospects. *Geology, Ecology, and Landscapes*, 8(1), pp. 49–56. https://doi.org/10.1080/24749508.2022.2086201

Reshetova G.V., Anchugov A.V. (2021). Digital Core: Time Reversal Modeling of Acoustic Emission Events. *Russian Geology and Geophysics*, 62(4), pp. 486–494. http://dx.doi.org/10.2113/RGG20194152

Samarskii A.A., Nikolaev E.S. (1978). Methods for Solving Grid Equations. Moscow: Nauka, 592 p. (In Russ.)

Sharifi J., Nooraiepour M., Amiri M., Mondol N.H. (2023). Developing a relationship between static Young's modulus and seismic parameters. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13, pp. 203–218. https://doi.org/10.1007/s13202-022-01546-6

Shumskayte M., Mezin A., Chernova E., Burukhina A., Golikov N., Melkozerova S. (2022). Estimating Water Content in Water–Oil Mixtures and Porous MEDIA They Saturate: Joint Interpretation of NMR Relaxometry and Dielectric Spectroscopy. *Geosciences*, 12(4), 179. https://doi.org/10.3390/geosciences12040179

Shumskayte M.Y., Yan P.A., Golikov N.A. (2022). Relaxation characteristics of core samples on the example of parametric well: database of formation properties by NMR-data. *Russian Journal of Geophysical Technologies*, 1, pp. 88–98. (In Russ.) https://doi.org/10.18303/2619-1563-2022-1-88

Svetov B.S. (1984). Electrodynamic foundations of quasi-stationary geoelectrics. Moscow: IZMIRAN, 183 p. (In Russ.)

About the Authors

Mikhail I. Epov – Dr. Sci. (Engineering), Professor, RAS Academician, Chief Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: epovmi@ipgg.sbras.ru

Vener G. Mamyashev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Industrial University of Tyumen

38 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation
e-mail: tmngeofiz@mail.ru

Igor V. Mikhaylov – Cand. Sci. (Engineering), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Associate Professor, Novosibirsk State University

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
1 Pirogova st., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: mikhayloviv@ipgg.sbras.ru

Irina V. Surodina – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: sur@ommfao1.sscc.ru

Marina N. Nikitenko – Dr. Sci. (Engineering), Lead Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: nikitenkomn@ipgg.sbras.ru

Manuscript received 9 April 2024;
Accepted 10 July 2024;
Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.17

УДК 622.276.1/4

Модель взаимодействия скважин при заводнении слоисто-неоднородного нефтяного пласта в рамках концепции CRM-моделирования

А.А. Глушаков[1], А.И. Архипов[1], И.В. Афанаскин[2]*

[1]Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

[2]Независимый исследователь, Москва, Россия

Рассмотрены основные виды CRM-моделей (Capacitance Resistive Model). Преимуществом CRM-моделей перед другими типами моделей является исключение из рассмотрения пластового давления, информация о котором обычно носит несистемный, разрозненный, а часто и недостоверный характер. Особое внимание в работе уделено многослойным CRM-моделям, описывающим поток в слоистых пластах. По литературным данным описаны три модели, наиболее близкие к предлагаемой в данной работе.

Предложена авторская модель взаимодействия скважин при заводнении нефтяного пласта с двойной проницаемостью (частный случай слоисто-неоднородного пласта) в рамках концепции CRM-моделирования. Отличия предлагаемой модели от моделей других авторов состоят в следующем: 1) модель учитывает возможные перетоки между слоями за счет вертикальной фильтрации поперек напластования; 2) модель учитывает двухфазный характер фильтрации при заводнении, благодаря использованию дифференциального уравнения сохранения объема воды в пластовых условиях, такой подход является наиболее точным и физически обоснованным; 3) дифференциальные уравнения модели решаются с помощью численных методов; 4) рассматривается система, состоящая из двух слоев с разными фильтрационно-емкостными свойствами.

Проведено тестирование предложенного подхода на модельных и фактических данных. В модельном примере при сравнении различных показателей разработки, рассчитанных с помощью CRM-модели и с помощью гидродинамического симулятора, коэффициент детерминации составляет не менее 0.9. Это является хорошим результатом и говорит о высоком уровне совпадения кривых. В фактическом примере при сравнении рассчитанных с помощью CRM-модели и фактических показателей разработки коэффициент детерминации составляет не менее 0.7. Это, как и в предыдущем случае, является хорошим результатом для фактических данных и говорит о высоком уровне совпадения расчетных и фактических кривых.

Ключевые слова: взаимодействие скважин, интерференция скважин, двуслойная CRM-модель, ML-CRM-модель

Для цитирования: Глушаков А.А., Архипов А.И., Афанаскин И.В. (2024). Модель взаимодействия скважин при заводнении слоисто-неоднородного нефтяного пласта в рамках концепции CRM-моделирования. *Георесурсы,* 26(3), с. 162–174. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.17

Введение

CRM-модель (Capacitance Resistive Model) или емкостно-резистивная модель – это математическая модель, описывающая интерференцию скважин в пласте с использованием уравнений двух видов: уравнения сохранения объема жидкости (обычно в пластовых условиях), отвечающего за «емкость» (C), и уравнения притока к скважине, отвечающего за сопротивление (R). Емкостное уравнение является видом уравнения материального баланса и записывается в предположении фильтрации слабосжимаемой жидкости в упругом пласте. В качестве уравнения притока обычно используют формулу Дюпюи или ее аналог в зависимости от конструкции скважины. Как правило, задача рассматривается в однофазной постановке. В зависимости от размеров рассматриваемого в емкостном уравнении объема пласта и учета различных физических явлений выделяют несколько видов CRM-моделей:

1. CRMT – Capacitance Resistive Model (Total Field) – для всех скважин рассматривается один поровый объем (Данько и др., 2019; Ручкин и др., 2018; Holanda et al., 2018; Sayarpour, 2008; Sayarpour et al., 2008; Sayarpour et al., 2009; Sayarpour et al., 2010).

2. CRMP – Capacitance Resistive Model (Producer-injectors) – у каждой добывающей скважины свой дренируемый поровый объем. Нагнетательная скважина влияет на поровые объемы одной или нескольких добывающих скважин (Ручкин и др., 2018; Lasdon et al., 2017; Holanda et al., 2018; Sayarpour, 2008; Степанов, Поспелова, 2019; Olenchikov, Posvyanskii, 2019; Sayarpour et al., 2009; Sayarpour et al., 2010).

3. CRMIP – Capacitance Resistive Model (Injector-Producer Pair) – отдельно рассматриваются общие поровые объемы каждой пары взаимодействующих скважин – добывающая и нагнетательная (Хатмуллин и др., 2018; Holanda et al., 2018; Sayarpour, 2008; Sayarpour et al., 2009).

* Ответственный автор: Иван Владимирович Афанаскин
e-mail: ivan@afanaskin.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

4. CRM Omega – Capacitance Resistive Model (Omega) – модификация CRMIP с учетом поправок на продуктивность при пусках и остановках скважин для учета нестационарности потока (Хатмуллин и др., 2018).

5. CRMs – Capacitance Resistive Model (simulator) – каждая скважина (как добывающая, так и нагнетательная) имеет свой поровый объем. Поровые объемы взаимодействуют. Есть учет двухфазного потока нефть – вода и аквифера. Учитывается нестационарный приток при пусках и остановках. Используется численное решение дифференциальных уравнений (Olenchikov, Posvyanskii, 2019).

6. CRM-Block – Capacitance Resistive Model (Blocks in series) – расширение моделей CRMT или CRMIP для повышения детальности расчетов. Общий дренируемый объем взаимодействующих скважин разделяется на несколько блоков, выстроенных в линию с последовательным перетоком жидкости из одного в другой. В результате получается квазидвумерная модель (Holanda et al., 2018; Sayarpour, 2008).

7. ML-CRM – Capacitance Resistive Model (Multi-Layer in parallel) – многопластовая модель, предполагающая вскрытие парой взаимодействующих скважин нескольких изолированных друг от друга пропластков (Holanda et al., 2018; Степанов и др., 2021; Azadeh Mamghaderi, Peyman Pourafshary, 2013; Seng Wang et al., 2023).

8. CRMT-M, CRMP-M и CRMIP-M – Capacitance Resistive Model (Total field – Modified), Capacitance Resistive Model (Producer-injectors – Modified) и Capacitance Resistive Model (Injector-Producer Pair – Modified) – модификация моделей CRMT, CRMP и CRMIP для случая наличия в пласте системы газ – нефть (Yousefi et al., 2019; Sayarpour, 2008).

Преимуществом CRM-моделей перед полномасштабными дискретными численными гидродинамическими моделями является относительная простота и, как следствие, многократно более высокая скорость вычислений. Это позволяет легко использовать CRM-модели в повседневной практике как для анализа и контроля разработки, так и для решения оптимизационных задач.

Преимуществом CRM-моделей перед другими типами моделей является исключение из рассмотрения пластового давления, информация о котором обычно носит несистемный, разрозненный, а часто и недостоверный характер. С ухудшением качества разрабатываемых запасов, наблюдаемым в России, на практике количество определений пластового давления методами восстановления и падения забойного давления неуклонно снижается. Это связано с тем, что такие виды исследований в низкопроницаемых коллекторах и в коллекторах, насыщенных высоковязкой нефтью, требуют остановки скважин на длительный период, что приводит к большим потерям в добыче нефти. В подобных случаях на практике преобладают приближенные методы, позволяющие оценить, но не определить пластовое давление.

Настоящая работа посвящена моделированию взаимодействия скважин при заводнении нефтяного пласта с двойной проницаемостью (слоисто-неоднородный пласт) в рамках CRM-концепции, поэтому рассмотрим подробнее модели типа ML-CRM.

В монографии (Степанов и др., 2021) рассмотрена модель ML-CRM в приближении укрупненных скважин, т.е. обобщена на случай многослойной системы модель CRMT. Это довольно грубый подход, поэтому он для нас не очень интересен, но его следует упомянуть, как редкую публикацию на тему ML-CRM на русском языке.

В работе (Azadeh Mamghaderi, Peyman Pourafshary, 2013) подход CRM к моделированию однослойного коллектора расширен для моделирования слоистого коллектора. В этой модели учитывается переток между пластами. На первом этапе вычислений авторами предлагается пренебрегать эффектами перетока, чтобы получить первоначальное решение и оценить коэффициенты модели, что позволяет увеличить скорость вычислений и перейти к более надежным ответам. В дальнейшем уравнения предложенной модели модифицируются для учета перетока. Утверждается, что при таком подходе сходимость решения происходит быстрее. Далее результаты разработанной модели объединяются с моделью двухфазного потока и представляются в виде кривых зависимости добычи жидкости или нефти от времени для каждой скважины в каждом слое отдельно.

В работе (Seng Wang et al., 2023) предлагается многослойная CRM-модель для определения межскважинной связи внутри каждого слоя с использованием неполных знаний о профилях закачки или добычи. Все известные профили вводятся в модель напрямую, тогда как неизвестные профили других скважин оцениваются путем сопоставления с историческими данными добычи. На основе нейронной сети типа «Долгая краткосрочная память» (LSTM – Long short-term memory) в (Seng Wang et al., 2023) предлагается метод определения связности скважин с учетом остановки скважины. Модель решается путем объединения эволюционного алгоритма биогеографии (BBO – Biogeography-based optimization) и регрессии методом наименьших квадратов.

Наиболее близким аналогом предлагаемой в настоящей статье модели является модель, рассмотренная в (Holanda et al., 2018). Она, в свою очередь, основана на развитии классической CRMP-модели вида:

$$\tau_i \frac{dq_i}{dt} + q_i(t) = \sum_{j=1}^{Ni} f_{ij} w_j(t) - \tau_i PI_i \frac{dp_{w,i}}{dt},$$
$$\tau_i = \frac{c_{t,i} V_{p,i}}{PI_i}, \ \sum_{i=1}^{Mj} f_{ij} = 1, \quad (1)$$

где $q_i(t)$ и $p_{w,i}(t)$ – дебит жидкости и забойное давление i-ой добывающей скважины; t – время; Ni – количество нагнетательных скважин, влияющих на i-ую добывающую; f_{ij} – коэффициент влияния j-ой нагнетательной скважины на i-ую добывающую (доля воды, закачиваемой в j-ую нагнетательную скважину, приходящаяся на i-ую добывающую); $w_j(t)$ – расход закачиваемой воды в j-ую нагнетательную скважину; τ_i – константа времени; PI_i, $c_{t,i}$ и $V_{p,i}$ – коэффициент продуктивности по жидкости, суммарная сжимаемость системы пласт – флюид и поровый объем, дренируемый i-ой добывающей скважиной; Mj – количество добывающих скважин, на которые влияет j-ая нагнетательная скважина.

Здесь и далее все уравнения записываются в пластовых условиях.

Специфические параметры CRM-моделей, например такие, как f_{ij}, τ_i и PI_i, определяются при решении обратной задачи в процессе адаптации моделей.

ML-CRM в работе (Holanda et al., 2018) записана на основании уравнения (1), составленного для каждого *k*-ого слоя без учета перетоков между слоями в пределах пласта, но с учетом перетоков между слоями через ствол скважины:

$$\tau_{i,k}\frac{dq_{p,i,k}}{dt}+q_{p,i,k}(t)=\sum_{j=1}^{Ni}f_{j,k}^{/}f_{ij,k}w_{j,k}(t)-\tau_{i,k}PI_{i,k}\frac{dp_{w,i}}{dt},$$
$$\tau_{i,k}=\frac{c_{t,i,k}V_{p,i,k}}{PI_{i,k}},$$
$$\sum_{i=1}^{Nj}f_{ij,k}=1,\ \sum_{k=1}^{Nk}f_{j,k}^{/}=1,\ q_{p,i,k}(t)=q_{i,k}(t)-Q_{c,i,k}(t),$$
$$q_{i,k}(t)=f_{p,i,k}q_i(t),\ \sum_{k=1}^{Nk}f_{p,i,k}=1,\ \sum_{k=1}^{Nk}Q_{c,i,k}(t)=0, \quad (2)$$

где $q_{p,i,k}(t)$ – дебит жидкости *k*-ого слоя *i*-ой скважины с учетом перетоков в другие слои через ствол скважины (кажущийся дебит слоя); $f_{j,k}^{/}$ – доля воды, закачиваемой в *j*-ую нагнетательную скважину, приходящаяся на *k*-ый слой; $f_{ij,k}$ – доля воды, закачиваемой в *k*-ый слой через *j*-ую нагнетательную скважину, приходящаяся на поровый объем *i*-ой добывающей скважины; $f_{p,i,k}$ – доля дебита жидкости *k*-ого слоя в дебите жидкости *i*-ой добывающей скважины; $q_{i,k}(t)$ – дебит *i*-ой скважины, приходящийся на *k*-ый слой, без учета перетоков между слоями через ствол скважины; $Q_{c,i,k}(t)$ – переток жидкости из *k*-ого слоя в другие слои через ствол *i*-ой добывающей скважины; *Nk* – количество слоев.

Работы других авторов, приведенные выше, имеют следующие недостатки, устранению которых посвящена настоящая статья.

1. Не учитываются перетоки жидкости между слоями непосредственно в пласте перпендикулярно напластованию.

2. При моделировании двухфазной фильтрации используется эмпирический подход, слабо учитывающий влияние изменения режимов работы нагнетательных скважин на характер обводнения.

Материалы и методы

Математическая модель

Рассмотрим авторскую модель взаимодействия скважин при заводнении нефтяного пласта с двойной проницаемостью (слоисто-неоднородный пласт) в рамках концепции CRM-моделирования.

Реальные нефтяные пласты обычно имеют более двух пропластков. Однако из теории упругого режима фильтрации и практики гидродинамических исследований скважин известно, что в большинстве случаев для моделирования упругой фильтрации достаточно двух слоев. Поэтому в статье рассмотрена модель двуслойного пласта. В теории гидродинамических исследований скважин модель двуслойного пласта с перетоками называют моделью двойной проницаемости. В практике численного моделирования разработки нефтяных месторождений под моделью двойной проницаемости понимают другое – модификацию модели двойной пористости. В этой статье мы будем придерживаться терминологии, принятой в области гидродинамических исследований скважин.

Отличия предлагаемой модели от моделей других авторов состоят в следующем.

1. Модель учитывает возможные перетоки между слоями за счет вертикальной фильтрации поперек напластования.

2. Модель учитывает двухфазный характер фильтрации при заводнении, благодаря использованию дифференциального уравнения сохранения объема воды в пластовых условиях. Такой подход является наиболее точным и физически обоснованным.

3. Дифференциальные уравнения модели решаются с помощью численных методов.

4. Рассматривается система, состоящая из двух слоев с разными фильтрационно-емкостными свойствами.

Будем считать, что в каждом слое у каждой добывающей скважины есть свой дренируемый поровый объем. Каждая нагнетательная скважина влияет на поровые объемы одной или нескольких добывающих скважин. Таким образом, предлагаемая модель является обобщением модели CRMP на случай двух слоев с перетоками.

Запишем систему уравнений CRM-модели, описывающую работу добывающей скважины в двухслойном пласте в рамках концепции CRMP:

$$c_{t,i,1}V_{p,i,1}\frac{dp_{i,1}}{dt}=w_{i,1}(t)-q_{i,1}(t)-q_{i,12}(t), \quad (3)$$
$$c_{t,i,2}V_{p,i,2}\frac{dp_{i,2}}{dt}=w_{i,2}(t)-q_{i,2}(t)+q_{i,12}(t), \quad (4)$$
$$q_{i,k}(t)=PI_{i,k}\left[p_{i,k}(t)-p_{w,i}(t)\right],\ k=1,2, \quad (5)$$
$$q_{i,12}(t)=PI_{i,12}\left[p_{i,1}(t)-p_{i,2}(t)\right], \quad (6)$$
$$q_i(t)=q_{i,1}(t)+q_{i,2}(t), \quad (7)$$
$$w_{i,k}(t)=\sum_{j=1}^{Ni}f_{ij,k}w_{j,k}(t),\ \sum_{j=1}^{Mj}f_{ij,k}=1, \quad (8)$$

где $p_{i,k}(t)$, $k=1, 2$ – среднее пластовое давление в объеме дренирования *i*-ой скважины; $q_{i,12}(t)$ – переток жидкости из первого слоя во второй за счет вертикальной фильтрации поперек напластования; $PI_{i,12}$ – соответствующий коэффициент перетока; $f_{ij,k}$ – доля воды, закачиваемой в пласт через *j*-ую нагнетательную скважину, приходящаяся на поровый объем *k*-ого слоя *i*-ой добывающей скважины, коэффициент переопределен по сравнению с используемым в формуле (2); остальные обозначения соответствуют обозначениям, приведенным к формулам (1) и (2).

Выразив из (5) среднее пластовое давление $p_{i,k}(t)$, получим:

$$p_{i,k}(t)=p_{w,i}(t)+q_{i,k}(t)/PI_{i,k},\ k=1,2. \quad (9)$$

Продифференцируем (9) по времени:

$$\frac{dp_{i,k}}{dt}=\frac{dp_{w,i}}{dt}+\frac{1}{PI_{i,k}}\frac{dq_{i,k}}{dt},\ k=1,2. \quad (10)$$

Сложим (3) и (4):

$$c_{t,i,1}V_{p,i,1}\frac{dp_{i,1}}{dt}+c_{t,i,2}V_{p,i,2}\frac{dp_{i,2}}{dt}=w_i(t)-q_i(t),$$
$$w_i(t)=w_{i,1}(t)+w_{i,2}(t),\ q_i(t)=q_{i,1}(t)+q_{i,2}(t). \quad (11)$$

Подставим (10) в (11), проведя алгебраические преобразования:

$$\tau_{i,1}\frac{dq_{i,1}}{dt}+\tau_{i,2}\frac{dq_{i,2}}{dt}=w_i(t)-q_i(t)-c_{t,i}V_{p,i}\frac{dp_{w,i}}{dt};$$
$$\tau_{i,k}=\frac{c_{t,i,k}V_{p,i,k}}{PI_{i,k}},\ k=1,2;\ c_{t,i}V_{p,i}=c_{t,i,1}V_{p,i,1}+c_{t,i,2}V_{p,i,2}. \quad (12)$$

Из (7) следует:

$$\frac{dq_{i,2}}{dt}=\frac{dq_i}{dt}-\frac{dq_{i,1}}{dt}. \quad (13)$$

Подставим (13) в (12) и получим дифференциальное уравнение для забойного давления $p_{w,i}(t)$ или дебита жидкости $q_i(t)$:

$$\left(\tau_{i,1}-\tau_{i,2}\right)\frac{dq_{i,1}}{dt}+\tau_{i,2}\frac{dq_i}{dt}=w_i(t)-q_i(t)-c_{t,i}V_{p,i}\frac{dp_{w,i}}{dt}. \quad (14)$$

Подставим (10) в (3):

$$c_{t,i,1}V_{p,i,1}\left(\frac{dp_{w,i}}{dt}+\frac{1}{PI_{i,1}}\frac{dq_{i,1}}{dt}\right)=w_{i,1}(t)-q_{i,1}(t)-q_{i,12}(t). \quad (15)$$

Подставим (9) в (6):

$$q_{i,12}(t)=PI_{i,12}\left[q_{i,1}(t)/PI_{i,1}-q_{i,2}(t)/PI_{i,2}\right]. \quad (16)$$

Выразим $q_{i,2}(t)$ из (7) и подставим в (16), проведя алгебраические преобразования:

$$q_{i,12}(t)=PI_{i,12}\left[\frac{PI_{i,1}+PI_{i,2}}{PI_{i,1}PI_{i,2}}q_{i,1}(t)-\frac{q_i(t)}{PI_{i,2}}\right]. \quad (17)$$

Подставим (17) в (15) и, проведя алгебраические преобразования, получим дифференциальное уравнение для дебита жидкости первого слоя $q_i(t)$:

$$\tau_{i,1}\frac{dq_{i,1}}{dt}=w_{i,1}(t)-q_{i,1}(t)+$$
$$+\frac{PI_{i,12}}{PI_{i,2}}\left[q_i(t)-\frac{PI_{i,1}+PI_{i,2}}{PI_{i,1}}q_{i,1}(t)\right]-c_{t,i,1}V_{p,i,1}\frac{dp_{w,i}}{dt}. \quad (18)$$

Для решения дифференциальных уравнений (14) и (18) нужно задать начальные условия для дебита жидкости и забойного давления.

Будем решать уравнения (14) и (18) с помощью численных методов.

Явный метод решения для уравнения (14):

– относительно дебита скважины по жидкости

$$q_i^{n+1}=q_i^n+\frac{1}{\tau_{i,2}}\left[\Delta\, t(w_i^n-q_i^n)-c_{t,i}V_{p,i}\left(p_{w,i}^{n+1}-p_{w,i}^n\right)-\right.$$
$$\left.-\left(\tau_{i,1}-\tau_{i,2}\right)\left(q_{i,1}^{n+1}-q_{i,1}^n\right)\right], \quad (19)$$

– относительно забойного давления

$$p_{w,i}^{n+1}=p_{w,i}^n+\frac{\Delta\, t}{c_{t,i}V_{p,i}}(w_i^n-q_i^n)-$$
$$-\frac{(\tau_{i,1}-\tau_{i,2})(q_{i,1}^{n+1}-q_{i,1}^n)+\tau_{i,2}(q_i^{n+1}-q_i^n)}{c_{t,i}V_{p,i}}, \quad (20)$$

где n – номер шага по времени, Δt – размер шага по времени.

Явный метод решения для уравнения (18):

$$q_{i,1}^{n+1}=q_{i,1}^n+\frac{\Delta\, t}{\tau_{i,1}}\left[w_{i,1}^n-q_{i,1}^n+\frac{PI_{i,12}}{PI_{i,2}}\left(q_i^n-\frac{PI_{i,1}+PI_{i,2}}{PI_{i,1}}q_{i,1}^n\right)\right]-$$
$$-PI_{i,1}\left(p_{w,i}^{n+1}-p_{w,i}^n\right). \quad (21)$$

Системы уравнений в конечных разностях (19) и (21) или (20) и (21), которые можно использовать для решения системы дифференциальных уравнений (14) и (18), следует дополнить соотношением:

$$q_{i,2}^{n+1}=q_i^{n+1}-q_{i,1}^{n+1}. \quad (22)$$

Неявный метод решения уравнений (14) и (18):

$$\left(\tau_{i,1}-\tau_{i,2}\right)\frac{q_{i,1}^{n+1}-q_{i,1}^n}{\Delta\, t}+\tau_{i,2}\frac{q_i^{n+1}-q_i^n}{\Delta\, t}=w_i^{n+1}-q_i^{n+1}-$$
$$-c_{t,i}V_{p,i}\frac{p_{w,i}^{n+1}-p_{w,i}^n}{\Delta\, t}, \quad (23)$$

$$\tau_{i,1}\frac{q_{i,1}^{n+1}-q_{i,1}^n}{\Delta\, t}=w_{i,1}^{n+1}-q_{i,1}^{n+1}+$$
$$+\frac{PI_{i,12}}{PI_{i,2}}\left[q_i^{n+1}-\frac{PI_{i,1}+PI_{i,2}}{PI_{i,1}}q_{i,1}^{n+1}\right]-c_{t,i,1}V_{p,i,1}\frac{p_{w,i}^{n+1}-p_{w,i}^n}{\Delta\, t}. \quad (24)$$

Аналогичную систему уравнений можно записать для j-ой нагнетательной скважины.

Тогда в общем случае получаем систему линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) относительно переменных $q_i(t)$ или $p_{w,i}(t)$, $w_j(t)$ или $p_{w,j}(t)$, $q_{i,k}(t)$ и $w_{j,k}(t)$ для $k=1, 2$, состоящую из $2(N_{prod}+N_{inj})$ уравнений, где N_{prod} – общее количество добывающих скважин, а N_{inj} – общее количество нагнетательных скважин.

Явный метод решения уравнения для давления является условно устойчивым и требует контроля шага по времени для обеспечения устойчивости решения.

Полностью неявный метод является безусловно устойчивым. Однако все равно необходимо вводить ограничения на шаг по времени, например, для уменьшения погрешности дискретизации.

Перейдем к расчетам обводнения. Для этого запишем дифференциальное уравнение сохранения объема воды в пластовых условиях для отдельной скважины в предположении упругого пласта и малой сжимаемости воды:

$$\frac{dV_{w,i,k}}{dt}=w_{i,k}(t)-q_{w,i,k}(t)\pm F_{i,12}(t)q_{i,12}(t),\ k=1, 2, \quad (25)$$

где знак плюс берется для второго слоя ($k=2$), а знак минус – для первого ($k=1$), $V_{w,i,k}$ – объем воды в зоне дренирования i-ой скважины в k-ом слое, $q_{w,i,k}(t)$ – дебит воды i-ой скважины в k-ом слое, $F_{i,12}(t)$ – доля воды в потоке из одного слоя в другой.

С другой стороны, в заданных условиях объем воды в отдельном слое можно определить способом, описанным в работе (Афанаскин, 2016). Обобщим формулу из этой работы на случай двуслойного пласта:

$$\frac{dV_{w,i,k}}{dt}=V_{p,i,k}\left[\left(c_{r,i,k}+c_w\right)s_{i,k}(t)\frac{dp_{i,k}}{dt}+\frac{ds_{i,k}}{dt}\right],\ k=1, 2, \quad (26)$$

где $V_{p,i,k}$ – поровый объем (объем дренирования) i-ой скважины в k-ом слое, $c_{r,i,k}$ – сжимаемость породы в объеме дренирования i-ой скважины в k-ом слое, c_w – сжимаемость воды, $s_{i,k}(t)$ – водонасыщенность в объеме дренирования i-ой скважины в k-ом слое.

Приравнивая выражения (25) и (26), после некоторых преобразований получим дифференциальное уравнение для водонасыщенности:

$$\frac{ds_{i,k}}{dt}=\frac{1}{V_{p,i,k}}\left[w_{i,k}(t)-q_{w,i,k}(t)\pm F_{i,12}(t)q_{i,12}(t)\right]-$$
$$-\left(c_{r,i,k}+c_w\right)s_{i,k}(t)\frac{dp_{i,k}}{dt},\ k=1, 2. \quad (27)$$

Подставим (10) в (27) и воспользуемся явным численным методом:

$$s_{i,k}^{n+1}=s_{i,k}^n+\frac{\Delta\, t}{V_{p,i,k}}\left[w_{i,k}^n-q_{w,i,k}^n\pm F_{i,12}^n q_{i,12}^n\right]-$$
$$-\left(c_{r,i,k}+c_w\right)s_{i,k}^n\left(p_{w,i}^{n+1}-p_{w,i}^n+\frac{q_{i,k}^{n+1}-q_{i,k}^n}{PI_{i,k}}\right),\ k=1, 2. \quad (28)$$

Доля воды в потоке из одного слоя в другой определяется методом «вверх по потоку»:

$$F_{i,12}^n=\begin{cases}F_{i,1}^n, & q_{i,1}^n/PI_{i,1}\geq q_{i,2}^n/PI_{i,2}\\ F_{i,2}^n, & q_{i,1}^n/PI_{i,1}<q_{i,2}^n/PI_{i,2}\end{cases}, \quad (29)$$

где $F_{i,1}{}^n$ и $F_{i,2}{}^n$ – доля воды в потоке в слое 1 и 2 соответственно, т.е. функция Бакли – Леверетта (Басниев и др., 1993), которая вычисляется как:

$$F_{i,k}^n=\frac{k_{rw,i,k}^n}{k_{rw,i,k}^n+k_{ro,i,k}^n\frac{\mu_w}{\mu_o}},\ k=1, 2, \quad (30)$$

где $k_{r\alpha,i,k}{}^n$ ($\alpha=o, w$ и $k=1, 2$) – относительная фазовая проницаемость фазы α, являющаяся однозначной заданной

функцией давления; $\mu_\alpha(\alpha = o, w)$ – динамическая вязкость фазы α.

Дебиты по фазам рассчитываются следующим образом:

$$q^n_{w,i,k} = q^n_{l,k} F^n_{i,k};\ \ q^n_{o,i,k} = q^n_{l,k} - q^n_{w,i,k};$$
$$q^n_{\alpha,i} = q^n_{\alpha,i,1} + q^n_{\alpha,i,2};\ \ \alpha = o, w. \qquad (31)$$

Явный метод решения уравнения для насыщенности является условно устойчивым и требует контроля шага по времени для обеспечения устойчивости решения. Насыщенность на новом шаге по времени рассчитывается после расчета давления.

При расчете давления изменение суммарной сжимаемости системы пласт-флюид в результате изменения насыщенности не учитывается. При расчете насыщенности учитываются сжимаемости пласта и флюида.

Модель калибруется на данные промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и историю разработки. В отсутствие данных ПГИ в качестве нулевого приближения можно использовать данные численного моделирования из гидродинамических симуляторов (в этом случае нужно знать длительную историю обводнения с отражением на ней послойного обводнения).

Полученная модель легко обобщается на случай переменного по времени коэффициента продуктивности по жидкости. Это может понадобиться при переменном скин-факторе или в случае, когда коэффициент продуктивности существенно зависит от обводненности.

Результаты

Тестирование на модельных данных

Рассмотрим применение предложенной модели на модельных данных. Преимуществом модельных данных является тот факт, что мы достоверно знаем как исходные данные (параметры пласта, скважин и жидкостей), так и все показатели разработки. Для получения модельных данных использовался трехмерный гидродинамический симулятор tNavigator компании RFD (Россия). Модель двухфазная – нефть и вода.

В модельном примере рассматривается взаимодействие четырех скважин – двух добывающих (P1 и P2) и двух нагнетательных (I1 и I2), рис. 1. Изучаются показатели разработки двух добывающих скважин.

Параметры гидродинамической модели:

1. Количество ячеек по осям X x Y x Z – 20 x 20 x 2 шт.
2. Размеры ячеек по осям X x Y x Z – 25 x 25 x 10 м.

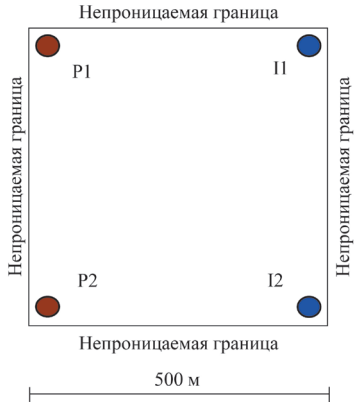


Рис. 1. Расположение скважин и границ в модельном примере

3. Глубина кровли пласта – 2859.3 м.
4. Начальное пластовое давление и температура (на кровле пласта) – 285.9 бар и 92.2 °C.
5. Проницаемость верхнего слоя – 100 мД.
6. Проницаемость нижнего слоя – 10 мД.
7. Пористость – 0.18 д.ед.
8. Коэффициент вертикальной анизотропии проницаемости – 0.1 д.ед.
9. Свойства воды: объемный коэффициент – 1.02 м^3/м^3, вязкость – 0.33 мПа·с, сжимаемость – $4.1 \cdot 10^{-5}$ 1/бар.
10. Свойства нефти: объемный коэффициент – 1.162 м^3/м^3, вязкость – 0.62 мПа·с, сжимаемость – $1.3 \cdot 10^{-4}$ 1/бар, газосодержание – 73.4 м^3/м^3, давление насыщения – 98.2 бар.
11. Сжимаемость пласта – $4.3 \cdot 10^{-5}$ 1/бар.
12. Начальная водонасыщенность – 0.34 д.ед.
13. Относительные фазовые проницаемости приведены на рис. 2.
14. Скважины вскрывают оба слоя.
15. Добывающие скважины работают при заданном дебите жидкости (меняется один раз в месяц) и ограничены минимальным забойным давлением 98.2 бар, равным давлению насыщения.
16. Нагнетательные скважины работают при заданном постоянном забойном давлении 335.9 бар (начальное пластовое давление плюс 50 бар репрессии).
17. Срок разработки – 20 лет.

Дебит добываемой жидкости и расход закачиваемой воды приведены на рис. 3. Забойные давления в добывающих скважинах приведены на рис. 4. Доля дебита жидкости из второго (низкопроницаемого) слоя приведена на рис. 5. Обводненность продукции добывающих скважин приведена на рис. 6.

Тестирование на фактических данных

Рассмотрим использование предложенной модели на фактических данных. Это необходимо, поскольку в конечном счете нас интересует практическая применимость предлагаемой модели. Очевидно, что точность расчетов на фактических данных должна быть меньше, чем на модельных. В разделе «Обсуждение результатов» этот вопрос комментируется более подробно.

В качестве примера рассмотрим показатели разработки добывающих скважин №№ 484 и 499, вскрывающих пласт Ач3 одного из нефтяных месторождений Западной Сибири. Будем также учитывать работу окружающих скважин. Всего на пласт работает 50 скважин. Фильтрационно-емкостные свойства пласта Ач3 в пределах водо-нефтяного контакта (ВНК) представлены в табл. 1. Коэффициент анизотропии вертикальной проницаемости принят 0.1 д. ед. В качестве примера распределения проницаемости и пористости по толщине пласта на рис. 7 приведено распределение в районе скважины № 484.

Залежь нефти пластового типа тектонически ограничена с двух сторон. Коллектор терригенный. Уровень ВНК – 2891 м. Начальное пластовое давление на ВНК – 255 бар. Начальная пластовая температура, свойства нефти и воды совпадают с описанными в предыдущем разделе «Тестирование на модельных данных».

Изучаемая скважина № 484 находится в центральной части ловушки, окружена добывающими скважинами

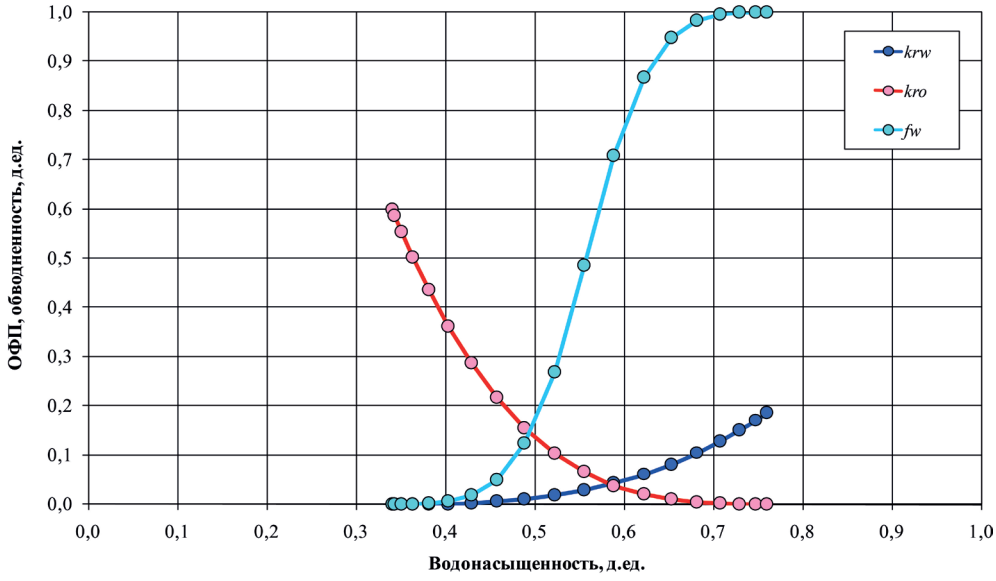


Рис. 2. Относительные фазовые проницаемости по воде (krw) и нефти (kro), обводненность (fw), как функции водонасыщенности в модельном примере

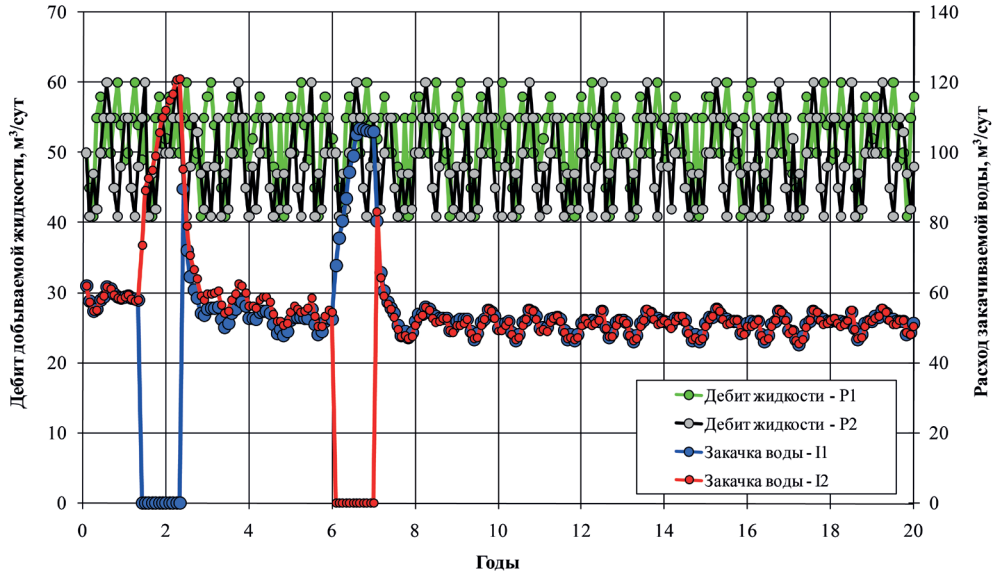


Рис. 3. Дебит добываемой жидкости и расход закачиваемой воды в модельном примере

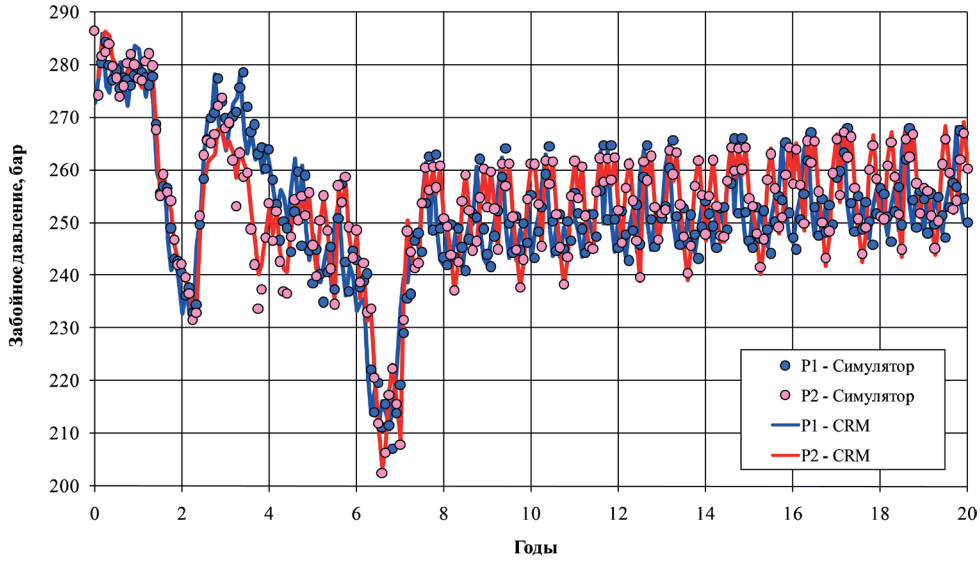


Рис. 4. Забойное давление в добывающих скважинах в модельном примере

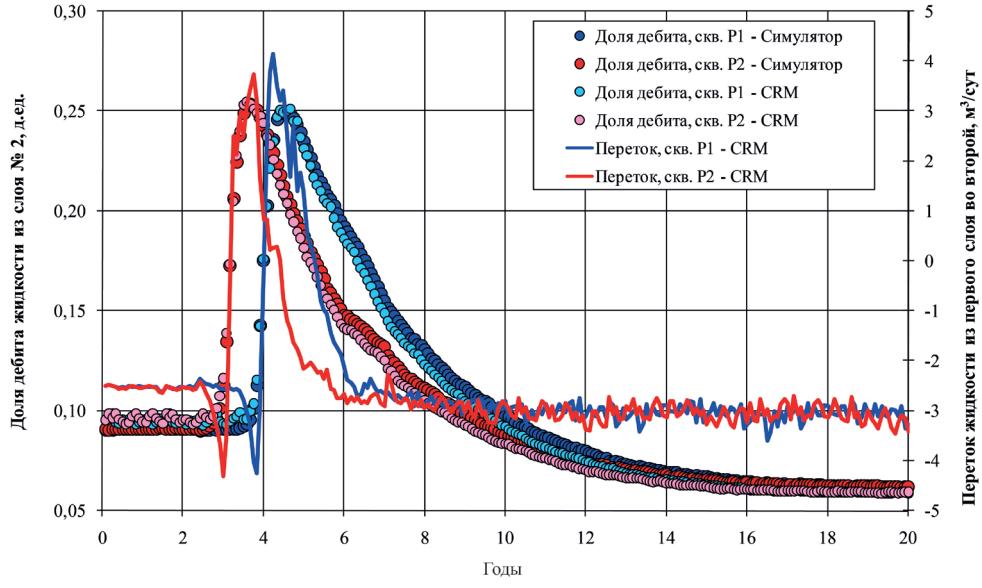


Рис. 5. Доля дебита жидкости из второго (низкопроницаемого) слоя в модельном примере

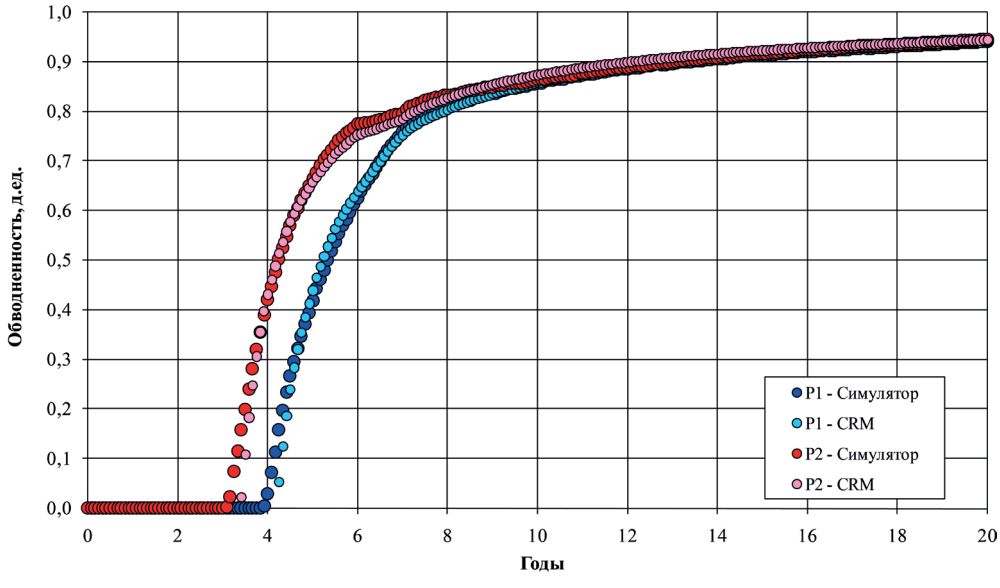


Рис. 6. Обводненность продукции добывающих скважин в модельном примере

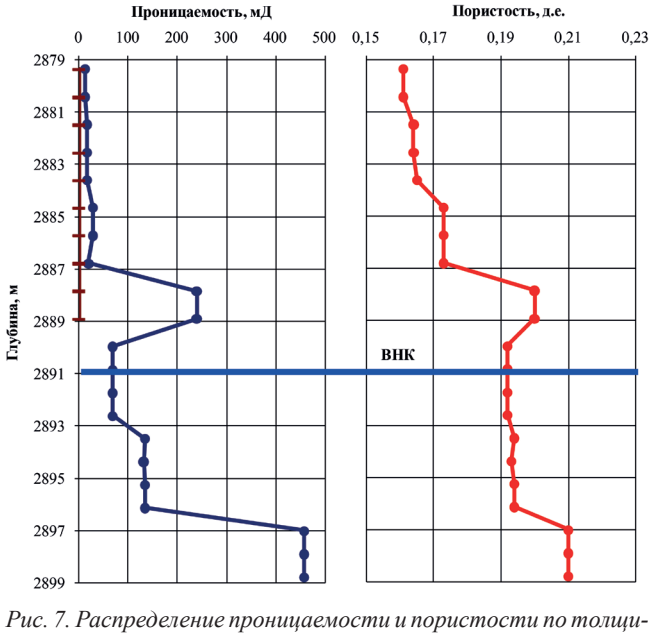


Рис. 7. Распределение проницаемости и пористости по толщине пласта в районе скважины № 484 в фактическом примере

№№ 482, 485, 487, 494, 495, 496 и водонагнетательными скважинами № 66 и 480 (рис. 8).

Изучаемая скважина № 499 находится в краевой зоне, окружена добывающими скважинами №№ 481, 483, 498, 774 и водонагнетательной скважиной № 486 (рис. 9).

Относительные фазовые проницаемости приведены на рис. 10. История работы исследуемых скважин и их окружения приведена на рис. 11 и 12. Забойные давления в добывающих скважинах приведены на рис. 13. Обводненность продукции добывающих скважин приведена на рис. 14.

Обсуждение результатов

В модельном примере дебиты жидкости добывающих скважин были получены с помощью генератора случайных чисел (рис. 3). Нагнетательные скважины работают при заданном постоянном забойном давлении. При этом расчетный расход закачиваемой воды в этих нагнетательных скважинах изменяется периодическим (регулярным) образом. Это объясняется тем, что они реагируют

Параметр	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее	Стандартное отклонение
Проницаемость, мД	2	508	62	85
Пористость, д.ед.	0.01	0.21	0.17	0.02
Доля коллектора, д.ед.	0.03	1.00	0.65	0.22
Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	0.00	0.70	0.52	0.11

Табл. 1. Фильтрационно-емкостные свойства пласта Ач3 в пределах ВНК

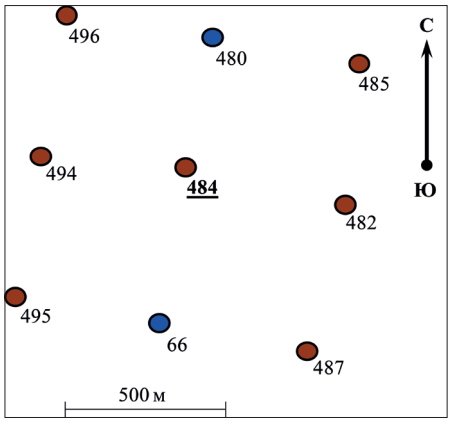


Рис. 8. Расположение скважин в фактическом примере, район скважины № 484

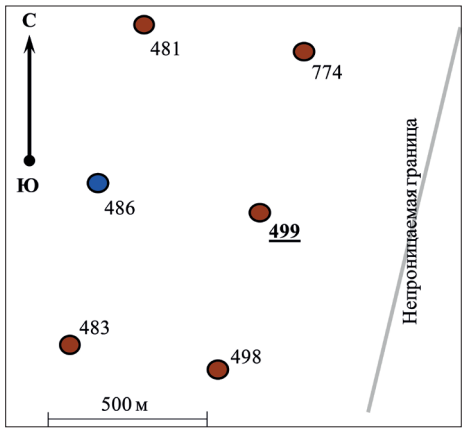


Рис. 9. Расположение скважин и границ в фактическом примере, район скважины № 499

на изменение дебита жидкости добывающих скважин в результате интерференции (рис. 3).

Каждая нагнетательная скважина один раз за историю разработки останавливается на несколько месяцев для внесения более существенной нестационарности в показатели разработки и создания сложной гидродинамической картины потоков в пласте (рис. 3).

На рис. 4 приведены забойные давления в добывающих скважинах, рассчитанные с помощью трехмерного гидродинамического симулятора и предлагаемой CRM-модели. Видно хорошее совпадение кривых: для скважины P1 получен коэффициент детерминации $R^2 = 0.9780$, а для скважины P2 – $R^2 = 0.9846$ (коэффициент детерминации R^2 – доля дисперсии зависимой переменной, объясняемая принятой моделью).

Доля дебита жидкости из второго (низкопроницаемого) слоя в модельном примере, полученная с помощью CRM-модели, имеет большие колебания, чем рассчитанная с помощью симулятора (рис. 5). Однако видно хорошее совпадение кривых, полученных с помощью симулятора и CRM-модели: для скважины P1 получен коэффициент детерминации $R^2 = 0.9841$, а для скважины P2 – $R^2 = 0.9822$.

В модельном примере обводненность продукции добывающих скважин, полученная с помощью CRM-модели, хорошо согласуется с обводненностью, рассчитанной с помощью симулятора (рис. 6). Для скважины P1 получен коэффициент детерминации $R^2 = 0.9621$, а для скважины P2 – $R^2 = 0.9259$.

В результате получаем, что в модельном примере при сравнении различных показателей разработки,

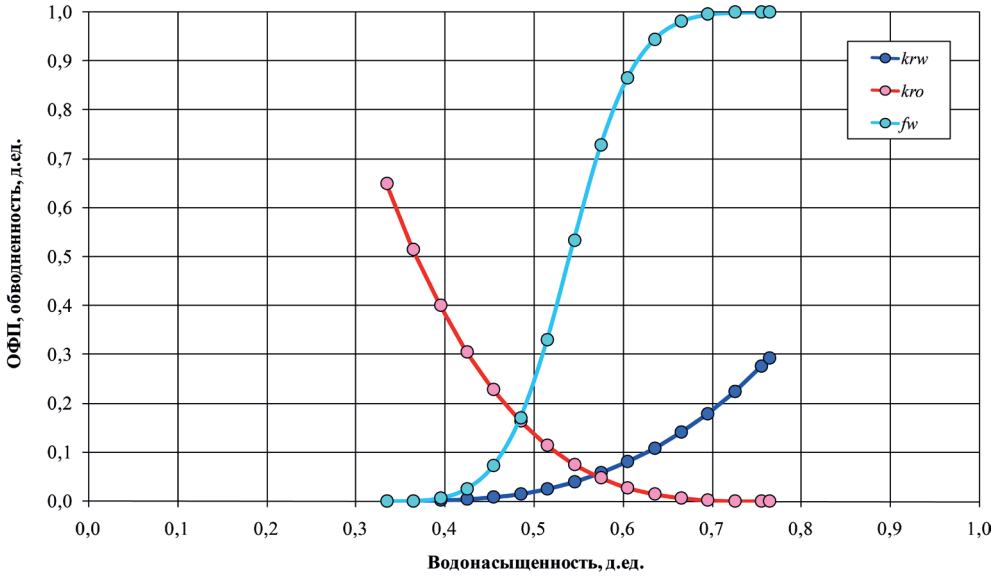


Рис. 10. Относительные фазовые проницаемости по воде (krw) и нефти (kro), обводненность (fw), как функции водонасыщенности в фактическом примере

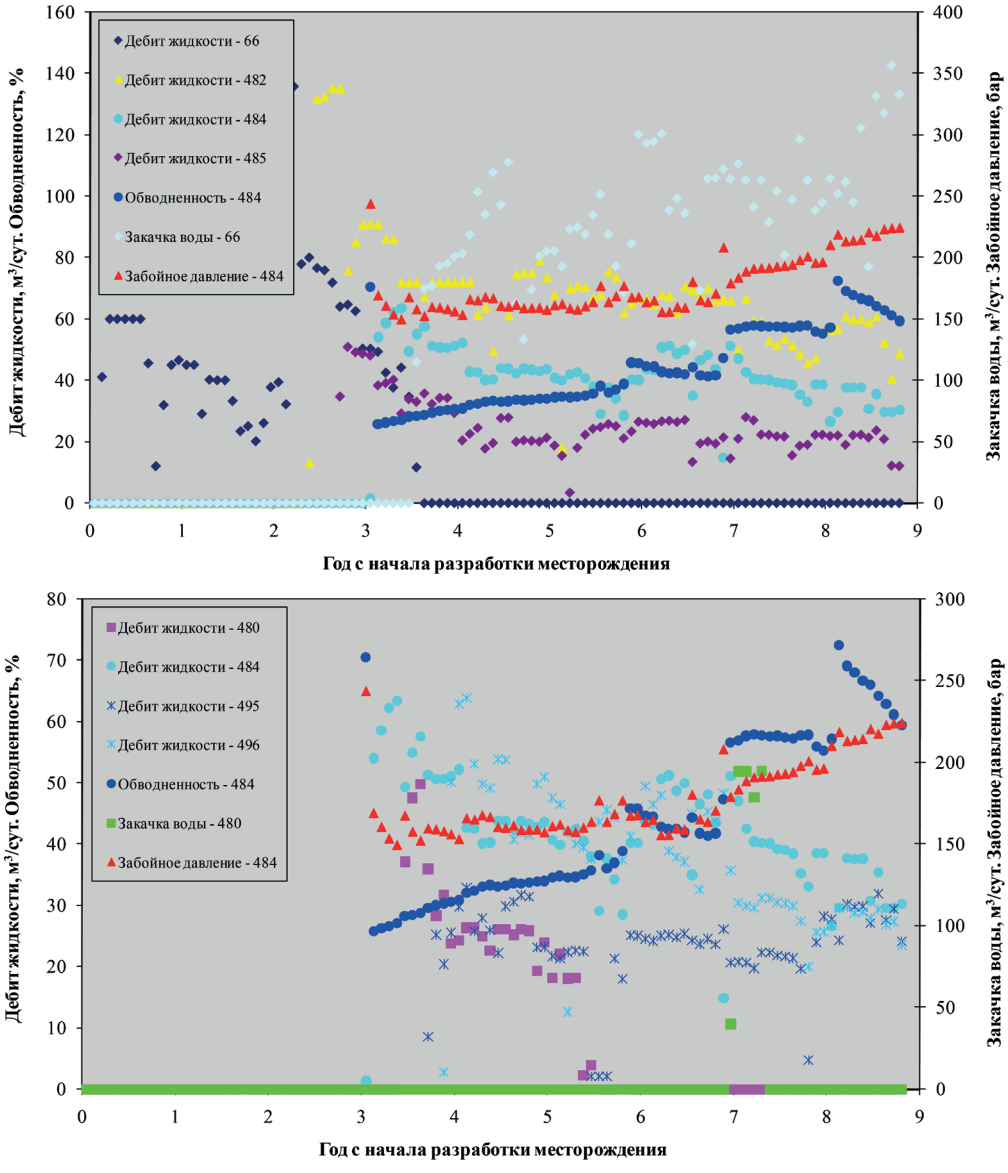


Рис. 11. История работы скважины № 484 и окружающих ее скважин: А) скв. №№ 66, 482, 484, 485; Б) скв. №№ 480, 484, 495, 496, фактический пример

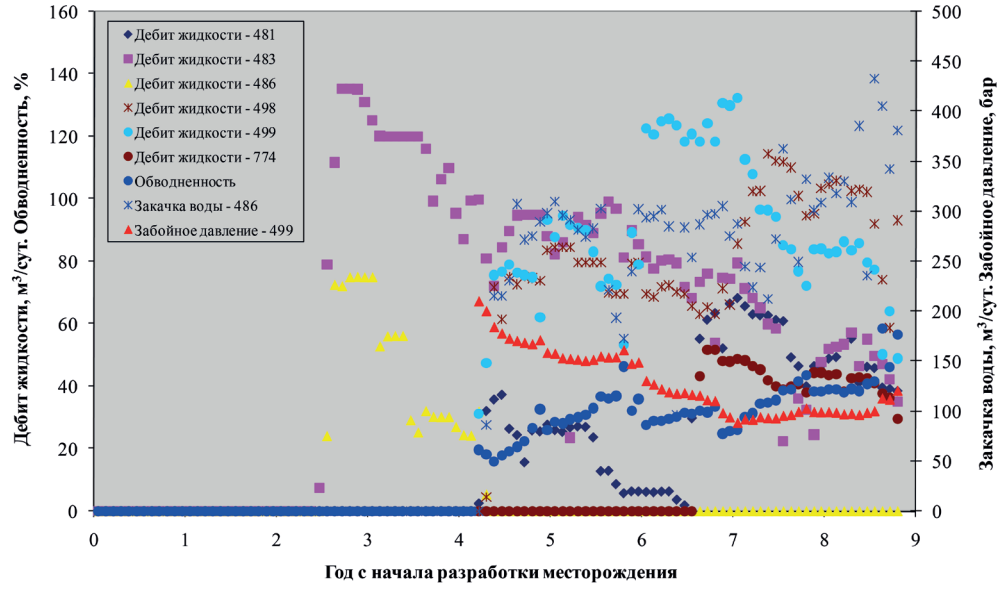


Рис. 12. История работы скважины № 499 и окружающих ее скважин, фактический пример

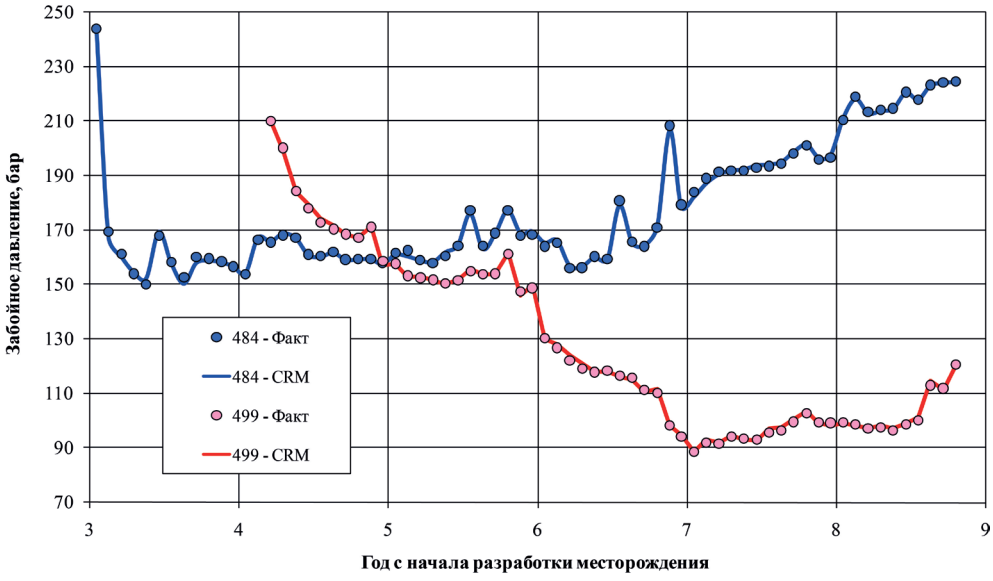


Рис. 13. Забойное давление в добывающих скважинах в фактическом примере

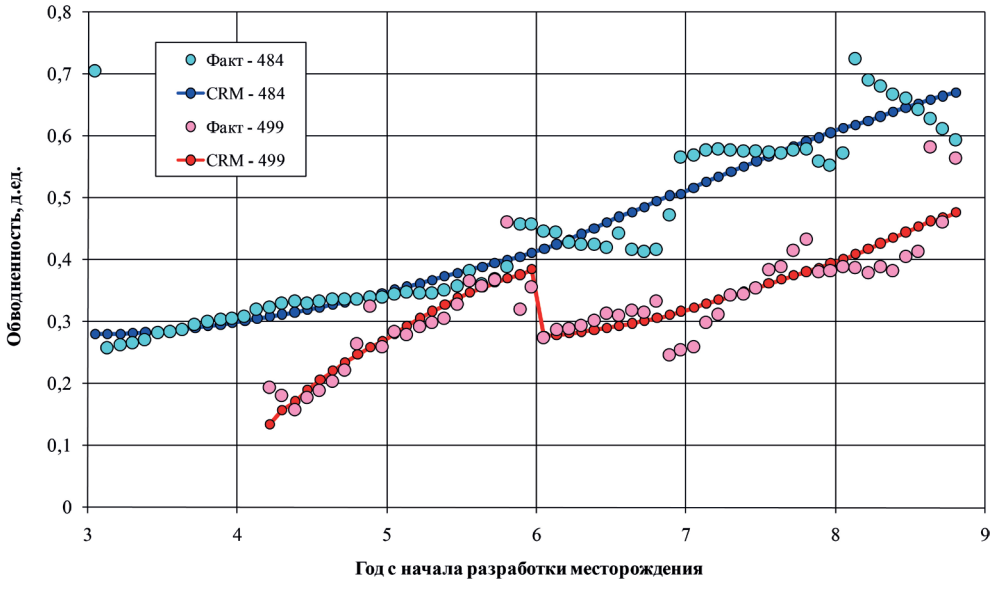


Рис. 14. Обводненность продукции в добывающих скважинах в фактическом примере

рассчитанных с помощью CRM-модели и с помощью гидродинамического симулятора, коэффициент детерминации R^2 составляет не менее 0.9. Это является хорошим результатом и говорит о высоком уровне совпадения кривых, рассчитанных двумя указанными способами.

Модель хорошо учитывает возможные перетоки между слоями за счет вертикальной фильтрации поперек напластования, что следует из наличия скачка на рис. 5. Скачок доли дебита жидкости из слоя 2 (низкопроницаемого) на рис. 5 связан с перераспределением жидкости между слоями при остановке закачки воды в скважину I1 и падением забойного давления в добывающих скважинах. При этом пластовые давления в слоях не равны из-за неравномерной выработки. Остановка нагнетательной скважины I2 уже не дает скачка, но меняет крутизну тренда. Также на рис. 5 приведен переток жидкости из первого слоя во второй. Видно, что на самом деле большую часть времени жидкость перетекает из второго слоя в первый. Из рисунка видно, что 10 % дебита второй слой отдает непосредственно через стенку скважины, и еще 6 % добывается за счет перетока жидкости поперек напластования из второго слоя в первый. Всего второй слой дает 16 % дебита жидкости.

В фактическом примере рассмотрены две добывающие скважины, расположенные в разных зонах продуктивного пласта реального нефтяного месторождения. При расчетах показателей разработки учтено влияние ближайших окружающих скважин.

На рис. 13 приведены фактические и рассчитанные с помощью предлагаемой CRM-модели забойные давления в добывающих скважинах. Видно хорошее совпадение кривых: для скважины № 484 получен коэффициент детерминации $R^2 = 0.9884$, а для скважины № 499 – $R^2 = 0.9894$.

В фактическом примере обводненность продукции добывающих скважин, полученная с помощью CRM-модели, хорошо согласуется с фактической обводненностью (рис. 14). Для скважины № 484 получен коэффициент детерминации $R^2 = 0.7845$, а для скважины № 499 – $R^2 = 0.8095$.

В результате получаем, что в фактическом примере при сравнении рассчитанных с помощью CRM-модели и фактических показателей разработки коэффициент детерминации R^2 составляет не менее 0.7 (здесь специально применено округление в меньшую сторону). Это является хорошим результатом для фактических данных и говорит о высоком уровне совпадения расчетных и фактических кривых.

Рассматривая оба примера вместе, можно сделать следующий вывод: в результате тестирования на фактических данных ожидаемо получены коэффициенты детерминации меньше, чем при тестировании на модельном примере. Это вызвано многими причинами, главные из них – погрешности в определении свойств пласта и флюидов, погрешности при замерах показателей разработки, влияние сложных нелинейных процессов, многие из которых отсутствуют в гидродинамических моделях и CRM-моделях, сложность геологического строения, влияние неоднородности пласта и др.

Заключение

В работе предложена модель взаимодействия скважин при заводнении слоисто-неоднородного нефтяного пласта в рамках концепции CRM-моделирования. Отличия предлагаемой модели от моделей других авторов состоят в следующем.

1. Благодаря учету механизма вертикальной фильтрации модель принимает во внимание внутрипластовые перетоки между слоями.

2. С помощью дифференциального уравнения сохранения объема воды моделируется процесс двухфазной фильтрации, развивающийся при заводнении. Это делает принятый в работе подход к учету двухфазного характера потока жидкости в пласте наиболее точным и физически обоснованным.

3. Для решения дифференциальных уравнений модели применяются численные методы.

4. Продуктивный нефтяной пласт в модели представлен системой, состоящей из двух слоев, обладающих различными фильтрационными и емкостными характеристиками.

Рассмотрены два метода решения системы уравнений.

1. Полностью явный метод решения уравнений для давления и насыщенности является условно устойчивым и требует контроля шага по времени для обеспечения устойчивости решения.

2. Неявный по давлению и явный по насыщенности метод также является условно устойчивым, но позволяет использовать большие шаги по времени.

Проведено тестирование предложенной модели на фактических и модельных (полученных с помощью трехмерного гидродинамического симулятора) данных.

В модельном примере при сравнении различных показателей разработки, рассчитанных с помощью CRM-модели и с помощью гидродинамического симулятора, коэффициент детерминации R^2 составляет не менее 0.9. Это является хорошим результатом и говорит о высоком уровне совпадения кривых, рассчитанных двумя указанными способами.

В фактическом примере при сравнении рассчитанных с помощью CRM-модели и фактических показателей разработки коэффициент детерминации R^2 составляет не менее 0.7. Это является хорошим результатом для фактических данных и говорит о высоком уровне совпадения расчетных и фактических кривых.

По результатам тестирования можно рекомендовать предлагаемую модель для практического использования при изучении взаимодействия скважин в процессе заводнения слоисто-неоднородного нефтяного пласта в рамках концепции CRM-моделирования.

Финансирование/Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-77-10081, https://rscf.ru/project/22-77-10081/

Авторы выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Афанаскин И.В. (2016). Адресная оценка эффективности реализуемых систем разработки нефтяных месторождений. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 8, с. 44–54.

Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. (1993). Подземная гидродинамика. М.: Недра, 416 с.

Данько М.Ю., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С. (2019). Применение метода динамического материального баланса и CRM-метода (Capacitance-Resistive Model) к подсчету запасов ачимовских и баженовских коллекторов. *Недропользование XXI век*, 4(50), с. 76–85.

Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В. и др. (2018). Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. *Нефть, газ, энергетика*, 4(4), с. 148–168. https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168

Степанов С.В., Бекман А.Д., Ручкин А.А., Поспелова Т.А. (2021). Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 300 с. https://doi.org/10.54744/TNSC.2021.53.50.001

Степанов С.В., Поспелова Т.А. (2019). Новая концепция математического моделирования для принятия решений по разработке месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 50–53. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-4-50-53

Хатмуллин И.Ф., Андрианова А.М. и Маргарит А.С. (2018). Полуаналитические модели расчета интерференции скважин на базе класса моделей CRM. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 38–41. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-12-38-41

Azadeh Mamghaderi, Peyman Pourafshary (2013). Water flooding performance prediction in layered reservoirs using improved capacitance-resistive model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 108, pp. 107–117. http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2013.06.006

Holanda R.W., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C.S. (2018). A State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting. *Energies*, 11, 3368. https://doi.org/10.3390/en11123368

Lasdon L., Shirzadi S. and Ziegel E. (2017). Implementing CRM models for improved oil recovery in large oil fields. *Optimization and Engineering*, 18, pp. 87–103. https://doi.org/10.1007/s11081-017-9351-8

Olenchikov D., Posvyanskii D. (2019). Application of CRM-Like Models for Express Forecasting and Optimizing Field Development. SPE-196893-MS. *SPE Russian Petroleum Technology Conference.* Moscow, Russia.

Sayarpour M. (2008). Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods. Dissertation by Ph.D. Faculty of the Graduate School of The University of Texas at Austin in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Doctor of Philosophy, p. 236. https://doi.org/10.13140/RG.2.1.1798.3847

Sayarpour M., Kabir C.S., Lake L.W. (2008). Field Applications of Capacitance Resistive Models in Waterfloods. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. https://doi.org/10.2118/114983-MS

Sayarpour M., Kabir C.S., Sepehrnoori K. and Lake L.W. (2010). Probabilistic History Matching With the Capacitance-Resistance Model in Waterfloods: A Precursor to Numerical Modeling. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, April. https://doi.org/10.2118/129604-MS

Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C.S., Lake L.W. (2009). The use of capacitance–resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 69(3–4), pp. 227–238. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.09.006

Seng Wang, Zhen Zhang, Zhang Wen, Qihong Feng, Jingshi Wang, Zhengwu Tao, Zhen Wang, Xing Zhao (2023). Inferring the interwell connectivity of multilayer waterflooded reservoirs accounting for incomplete injection/production profiles. *Geoenergy Science and Engineering*, 227, 211897. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211897

Yousefi S.H., Rashidi F., Sharifi M. et al. (2019). Prediction of Immiscible Gas Flooding Performance: a Modified Capacitance–Resistance Model and Sensitivity Analysis. *Pet. Sci*., 16, pp. 1086–1104. https://doi.org/10.1007/s12182-019-0342-6

Статья поступила в редакцию 11.03.2024;
Принята к публикации 09.07.2024;
Опубликована 30.09.2024

Сведения об авторах

Алексей Александрович Глушаков – младший научный сотрудник, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119296, Москва, Ленинский проспект, д. 65, корп. 1. e-mail: glushakoffal@yandex.ru

Алексей Игоревич Архипов – кандидат техн. наук, старший научный сотрудник, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119296, Москва, Ленинский проспект, д. 65, корп. 1. e-mail: arhipov.ai@gubkin.ru

Иван Владимирович Афанаскин – кандидат техн. наук, независимый исследователь, член Евразийского Союза экспертов по недропользованию (ЕСОЭН)

Россия, 117218, Москва, Нахимовский просп., д. 36, к. 1
e-mail: ivan@afanaskin.ru

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Model of Well Interference During Waterflooding of a Layered Heterogeneous Oil Reservoir within the Framework of the CRM Modeling Concept

A.A. Glushakov[1], A.I. Arhipov[1], I.V. Aafanaskin[2]*
[1]Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation
[2]Independent Researcher, Moscow, Russian Federation
[*]Corresponding author: Ivan V. Afanaskin, e-mail: ivan@afanaskin.ru

Abstract. The main types of CRM models (Capacitance Resistive Model) are considered. The advantage of CRM models over other types of models is the exclusion from consideration of reservoir pressure, information about which is usually unsystematic, scattered, and often unreliable. Particular attention in the work is paid to ML-CRM models that describe flow in layered formations. According to the literature, three models are described that are closest to the proposed one in this paper.

The author's model of interaction between wells during waterflooding of an oil reservoir with double permeability (layered heterogeneous reservoir) is proposed within the framework of the CRM modeling concept. Differences of the proposed model from models of other authors: 1) the model takes into account possible flows between layers due to vertical filtration across the bedding; 2) the model takes into account the two-phase nature of filtration during waterflooding, thanks to the use of a differential equation for the conservation of water volume in reservoir conditions, this approach is the most accurate and physically justified; 3) differential equations of the model are solved using numerical methods; 4) a system consisting of two layers with different filtration and capacitance properties is considered.

The proposed model was tested on model and actual data. In the model example, when comparing various development indicators calculated using the CRM model and using a hydrodynamic simulator, the coefficient of determination is at least 0.9. This is a good result and indicates a high level of coincidence of the curves. In the actual example, when comparing those calculated using the CRM model and actual development indicators, the coefficient of determination is at least 0.7. This is also a good result for the actual data and indicates a high level of agreement between the calculated and actual curves.

Keywords: well interaction, well interference, two-layer CRM model, ML-CRM model

Recommended citation: Glushakov A.A., Arhipov A.I., Aafanaskin I.V. (2024). Model of Well Interference During Waterflooding of a Layered Heterogeneous Oil Reservoir within the Framework of the CRM Modeling Concept. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 162–174. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.17

Acknowledgements

The study was supported by the Russian Science Foundation grant No. 22-77-10081, https://rscf.ru/project/22-77-10081/

The authors are very grateful to the anonymous reviewers for their valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

References

Afanaskin I.V. (2016). Targeted assessment of the efficiency of implemented oil field development systems. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 8, pp. 44–54. (In Russ.)

Azadeh Mamghaderi, Peyman Pourafshary (2013). Water flooding performance prediction in layered reservoirs using improved capacitance-resistive model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 108, pp. 107–117. http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2013.06.006

Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. (1993). Underground hydrodynamics. Moscow: Nedra, 416 p. (In Russ.)

Danko M.Yu., Brilliant L.S., Zavyalov A.S. (2019). Application of the dynamic material balance method and the CRM method (Capacitance-Resistive Model) to the calculation of reserves of the Achimov and Bazhenov reservoirs. *Nedropolzovanie XXI vek*, 4(50), pp. 76–85. (In Russ.)

Hatmullin I.F., Andrianova A.M., Margarit A.S. (2018). Semi-analytical models for calculating well interference: limitations and applications. *Neftyanoe hozyaystvo = Oil Industry*, 12, pp. 38–41. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-12-38-41

Holanda R.W., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C.S. (2018). A State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting. *Energies*, 11, 3368. https://doi.org/10.3390/en11123368

Lasdon L., Shirzadi S. and Ziegel E. (2017). Implementing CRM models for improved oil recovery in large oil fields. *Optimization and Engineering*, 18, pp. 87–103. https://doi.org/10.1007/s11081-017-9351-8

Olenchikov D., Posvyanskii D. (2019). Application of CRM-Like Models for Express Forecasting and Optimizing Field Development. SPE-196893-MS. *SPE Russian Petroleum Technology Conference.* Moscow, Russia.

Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Knyazev A.V., Stepanov A.V., Korytov A.V., Avsyanko I.N. (2018). Applying CRM Model to Study Well Interference. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. *Neft, gaza, energetika*, 4(4), pp. 148–168. (In Russ.) https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168

Sayarpour M. (2008). Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods. Dissertation by Ph.D. Faculty of the Graduate School of The University of Texas at Austin in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Doctor of Philosophy, p. 236. https://doi.org/10.13140/RG.2.1.1798.3847

Sayarpour M., Kabir C.S., Lake L.W. (2008). Field Applications of Capacitance Resistive Models in Waterfloods. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. https://doi.org/10.2118/114983-MS

Sayarpour M., Kabir C.S., Sepehrnoori K. and Lake L.W. (2010). Probabilistic History Matching With the Capacitance-Resistance Model in Waterfloods: A Precursor to Numerical Modeling. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, April. https://doi.org/10.2118/129604-MS

Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C.S., Lake L.W. (2009). The use of capacitance–resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 69(3–4), pp. 227–238. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.09.006

Seng Wang, Zhen Zhang, Zhang Wen, Qihong Feng, Jingshi Wang, Zhengwu Tao, Zhen Wang, Xing Zhao (2023). Inferring the interwell connectivity of multilayer waterflooded reservoirs accounting for incomplete injection/production profiles. *Geoenergy Science and Engineering*, 227, 211897. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211897

Stepanov S.V., Bekman A.D., Ruchkin A.A., Pospelova T.A. (2021). Support for Oil Field Development Using CRM Models. Tyumen: Ekspress, 300 p. (In Russ.) https://doi.org/10.54744/TNSC.2021.53.50.001

Stepanov S.V., Pospelova T.A. (2019). New concept of mathematical modeling for making reservoir engineering decisions. *Neftyanoe hozyaystvo = Oil Industry*, 04, pp. 50–53. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-4-50-53

Yousefi S.H., Rashidi F., Sharifi M. et al. (2019). Prediction of Immiscible Gas Flooding Performance: a Modified Capacitance–Resistance Model and Sensitivity Analysis. *Pet. Sci*., 16, pp. 1086–1104. https://doi.org/10.1007/s12182-019-0342-6

About the Authors

Aleksey A. Glushakov – Junior Researcher, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

65, Build. 1, Leninsky Av., Moscow, 119296, Russian Federation

e-mail: glushakoffal@yandex.ru

Aleksey I. Arhipov – Cand. Sci. (Engineering), Senior Researcher, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

65, Build. 1, Leninsky Av., Moscow, 119296, Russian Federation

e-mail: arhipov.ai@gubkin.ru

Ivan V. Afanaskin – Cand. Sci. (Engineering), Independent Researcher, Member of The Eurasian Union of Subsoil Use Experts

36, Build. 1, Nakhimovsky Av., Moscow, 117218, Russian Federation

e-mail: ivan@afanaskin.ru

Manuscript received 11 March 2024;
Accepted 9 July 2024; Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.18

УДК 553.98 550.832 51.73

Оценка пространственного распределения петрофизических свойств осадочных толщ многомерными сплайнами

В.В. Лапковский[1], В.А. Конторович[1], К.И. Канакова[1,2], С.Е. Пономарева[1,2], Б.В. Лунёв[1]*

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

[2]Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Прогнозировать средние ... показатели – все равно что уверять не умеющего плавать человека, что он спокойно перейдет реку вброд, потому что её средняя глубина не больше четырех футов.
Милтон Фридман

В работе рассмотрена возможность применения многомерных аппроксимирующих и регрессионных сплайнов как с учетом пространственно привязанных данных прямых наблюдений, так и с использованием каротажных кривых, статистически связанных с моделируемыми переменными для оценки пространственной изменчивости свойств в осадочных толщах. За счет использования косвенных данных удается существенно снизить погрешность прогноза. Прогноз может строиться как для отдельных скважин, так и для межскважинного пространства, что позволяет создавать геологические разрезы прогнозируемых свойств и 3D-модели их распределения. Для доказательства эффективности рассматриваемого подхода проведены численные эксперименты на данных из стратиграфического диапазона георгиевской и васюганской свит Казанского месторождения на юго-востоке Западной Сибири. Сравнение полученного прогноза с реальными, неизвестными при его выполнении, значениями моделируемой переменной показало высокое качество модели с коэффициентами детерминации до 0,9.

Ключевые слова: петрофизический прогноз, каротаж, многомерные сплайны, регрессионные сплайны, трехмерные модели, геофизические программные комплексы

Для цитирования: Лапковский В.В., Конторович В.А., Канакова К.И., Пономарева С.Е., Лунёв Б.В. (2024). Оценка пространственного распределения петрофизических свойств осадочных толщ многомерными сплайнами. *Георесурсы,* 26(3), с. 175–183. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.18

Введение

Петрофизические свойства осадочных пород определяются, как правило, для отдельных скважин, и только точечно, где поднят керн. Основными характеристиками, описывающими эти свойства, являются пористость, проницаемость, плотность породы. Прямых измерений может быть недостаточно для создания качественных пространственных моделей распределения свойств осадочных толщ. В таком случае приходится привлекать косвенную информацию, получаемую с помощью каротажа или в результате интерпретации сейсмических данных. Использование косвенных данных возможно, если удается выявить зависимости моделируемого параметра от других измеренных переменных. Если для примера рассмотреть определение пористости по данным каротажа, то для решения этой задачи известен ряд подходов. В классической работе (Головацкая и др., 1984) рассмотрены возможности оценки пористости по данным плотностного гамма-гамма- (ГГК-П), нейтронного (НК) и акустического (DTp) каротажа, а также совместное использование ГГК-П и НК. В методических рекомендациях по подсчету геологических запасов (Методические рекомендации…, 2003) приведены также зависимости для вычисления пористости по данным электрического и электромагнитного каротажа и метода, использующего эффект ядерно-магнитного резонанса. Известно большое количество работ, в которых пористость определяется на основе многомерных статистических зависимостей или с использованием обучаемых нейронных сетей. В некоторых работах сеть настолько близко воспроизводит данные реальных измерений, что коэффициент детерминации между прогнозными и измеренными величинами достигает 0,9999 (Wood, 2020). Подобный результат, скорее всего, свидетельствует о переобученности сети, он не может служить мерой качества прогноза. Примером успешного корректного применения рекуррентной нейронной сети к прогнозированию пористости по комплексу из 10 видов каротажа служит, например, работа китайских ученых (Yu et al., 2023). Во многих публикациях прогноз пористости осуществляется благодаря интерпретации сейсмических данных (Безходарнов и др., 2021; Liu et al., 2023). Наиболее часто пористость и другие фильтрационно-емкостные свойства оцениваются по результатам акустической инверсии (Boer et al., 1999; Шаповалов и др., 2023; Su et al., 2023).

Для объединения в общую модель различных оценок, полученных по разным данным и имеющих разные погрешности, могут использоваться несколько подходов. Может быть построена многомерная регрессионная зависимость, в которой данные с разными погрешностями

* Ответственный автор: Ксения Игоревна Канакова
e-mail: kanakovaki@ipgg.sbras.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

будут учитываться с разными весами. Однако в таком случае возникает вопрос: как определить эти веса, которые, очевидно, должны зависеть от погрешности оценок. Другой подход к объединению разнородной информации основан на использовании кокригинга. Кокригинг применялся при создании моделей пористости, учитывающих как скважинные данные, так и результаты сейсмической инверсии (Boer et al., 1999; Doyen, 2007). Один из эффективных численных методов кокригинга – это колакационный кокригинг (Демьянов, Савельева, 2010), который не требует вычисления кросс-ковариаций и учитывает данные по дополнительным переменным только в ближайших окрестностях точек оценивания. Этот вид кригинга предполагает линейную связь ковариации основной переменной с кросс-ковариацией.

Целью настоящей работы является создание пространственной модели петрофизичеких параметров на основе применения многомерных сплайнов с использованием как прямых наблюдений, так и косвенной информации. Последовательно решались задачи прогноза параметров вдоль траекторий скважин и в межскважинном пространстве. В отличие от колакационного кокригинга, многомерные сплайны не накладывают ограничения на вид связи основной и дополнительных переменных. Кроме того, хотя теоретически, кокригинг позволяет одновременно учитывать несколько дополнительных переменных, на практике из-за сложности метода используется только одна такая переменная. Сплайны легко позволяют учитывать любое разумное число дополнительных переменных, в настоящей работе таких переменных было две – акустический каротаж и нейтронный каротаж. В работе не ставилась задача сравнения качества получаемых оценок с теми, которые возникают при кокригинге, однако построенная модель имеет довольно хорошее совпадение с контрольными значениями в скважинах, коэффициент детерминации с ними в некоторых скважинах достигал 0,9.

Метод

Для создания модели пространственного распределения петрофизических свойств нами использован один вид сплайнов, выраженный через радиально-базисные функции – RBF-сплайны (Роженко, 2005). Модели строились в пространствах старших размерностей, а в них достаточно просто работать именно с этим видом сплайнов. В трехмерном евклидовом пространстве вертикальная координата, замеряющая глубину, была заменена на связанную с ней стратиграфическую переменную, которая имеет одинаковые значения для всех стратиграфически эквивалентных точек. В геологическом моделировании так обычно поступают, чтобы пространственные распределения вычисляемых величин зависели от топологии слоистой толщи. Между заданными границами стратиграфическая переменная непрерывна. Если требуется создать модель для толщ, имеющих несогласия или прилегания, то могут применяться специальные преобразования. Процесс создания стратиграфической модели в том числе с несколькими несогласиями был описан нами ранее (Лапковский и др., 2023).

Далее для зависимой переменной (в настоящей работе это прореженные значения ГГК-П) построена аппроксимация с помощью многомерных сплайнов. При этом сами радиальные базисные функции конструируются с использованием косвенных данных. Если ставить задачу построить модель для параметра z (это может быть пористость или плотность пород) и если z статистически связана с другими параметрами, например со значениями нейтронного или акустического каротажа, то эти виды каротажа могут использоваться для конструирования радиальных базисных функций. Это отчасти аналогично методу кокригинга при пространственном моделировании. Смысл такой постановки возникает, если значения z известны для малого количества точек, а статистически связанные с ней переменные охарактеризованы существенно бóльшим числом данных.

Модель строилась на основе аппроксимирующих и регрессионных сплайнов. Регрессионные сплайны используются в случае очень большого числа наблюдений (десятки тысяч значений и более). Регрессионная модель предполагает, что некоторая переменная представляется как линейная комбинация базисных функций. Коэффициенты в уравнении при этих базисных функциях определяются методом наименьших квадратов, с помощью которого минимизируется выражение

$$\sum_{i=1}^{N}(\delta(x)-z_i)^2, \quad (1)$$

где z_i – наблюденные данные, $\delta(x)$ – уравнение регрессии.

Обычно полагается, что все измерения равнозначны и имеют одинаковый вес. В случае, когда измерения учитываются с разными весами, вместо (1) минимизируется выражение

$$\sum_{i=1}^{N} w_i(\delta(x)-z_i)^2, \quad (2)$$

здесь w_i – вес, который соответствует i-му наблюдению.

В настоящей работе использована сплайн-регрессия (Роженко, 2005; 2018), особенность которого состоит в том, что количество опорных узлов сплайна многократно меньше числа точек, в которых известны аппроксимируемые значения. В общем случае опорные узлы могут даже не являться подмножеством точек с исходными данными. Применяемый сплайн имеет вид

$$\delta(s)=\sum_{i=1}^{N}\lambda_i G(s,t_i)+\mu_0+\sum_{k=1}^{n}\mu_k s_k, \quad (3)$$

где $G(s,t) = g(|s - t|)$ – радиальная функция, $s = (s_1,\ldots,s_n)$, $t_i = (t_{i,1},\ldots,t_{i,n})$, $i = 1,\ldots,N$, – опорные узлы сплайна в n-мерном пространстве $\mathbb{R}^n$, $\mu_0 + \sum_{k=1}^{n}\mu_k s_k$ – линейная компонента сплайна, λ_i – коэффициенты при радиальных функциях. Коэффициенты λ_i в случае сплайн-регрессии находятся методом наименьших квадратов. Сплайн-регрессия отличается от обычной многомерной регрессии тем, что в ней используются радиальные функции, связанные с набором опорных узлов, в то время как в обычной многомерной регрессии могут использоваться любые функции.

Вид сплайна зависит от выбора типа радиальных функций. В приведенных ниже примерах применялись наиболее простые из возможных – псевдолинейные сплайны (Роженко, 2005).

Подтверждение эффективности модели

Приведем полученные нами на полуискусственном примере результаты, которые показывают, насколько

эффективно предлагаемое решение прогноза петрофизических характеристик.

Суть проведенного численного эксперимента состоит в следующем.

- Рассмотрен один из методов каротажа, а именно ГГК-П, и принято, что это и есть интересующий параметр, для которого нужно построить модель его пространственного распределения.
- Удалены почти все значения ГГК-П из массива исходной информации. В данном эксперименте каротаж ГГК-П – это аналог параметра, значения которого можно установить, только подняв керн. Соответственно, только эти части скважин и с интервалом 10 м между образцами использовались при вычислениях. Таким образом, при создании сплайна, который служит для моделирования пространственного распространения прогноза значений ГГК-П, в качестве прямых измерений использовано менее 1% имеющихся данных (исходный каротаж ГГК-П записан с шагом 0,1 м, а также учтены данные не всех скважин).
- Остальные виды каротажа, для которых существуют статистически значимые связи с ГГК-П, использовались в полном объеме. В качестве таких методов взяты акустический каротаж (DTp) и нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (NKT1).
- Далее строили сплайн и сравнивали его значения с известными во всех точках измерениями ГГК-П во всех скважинах, включая контрольные, в которых «условный керн» не отбирался. Результат сравнения является метрикой эффективности решения.

Такой численный эксперимент хорош тем, что дает уверенность в качестве данных и их взаимной увязке в пространстве. Если брать реальные каротажные измерения и результаты аналитических анализов керна, то неизбежно возникают сомнения в качестве привязки керна и каротажа по стволу скважины. Кроме того, довольно трудно оценить собственные ошибки аналитических определений пористости. Эти ошибки зависят от размеров анализируемых образцов и вызываются так называемым масштабным эффектом (Гурбатова, Михайлов, 2011; Lie, 2019; Хасанов, Лоншаков, 2020). Кроме того, разные методики (по воде, по керосину, по гелию) могут приводить к существенным расхождениям результатов, иногда достигающим десятков процентов абсолютных значений пористости (Гильманов, 2020). Тогда плохие результаты прогноза могут быть обусловлены как плохо работающим алгоритмом построения модели, так и ошибками совмещения керна и каротажа. В нашем случае таких сомнений нет, более того, для начала брались только скважины одного эксплуатационного куста, где каротаж увязан по глубине, получен на одинаковых приборах в близких условиях и, если использовалась обработка кривых, то она была одинакова для всех стволов.

Модель построена для отложений георгиевской и васюганской свит в 24 стволах одного эксплуатационного куста Казанской площади. Из рис. 1 видно, что между значениями плотностного каротажа, DTp и NKT1 существует зависимость. На рисунке в левых треках скважин показаны кривые ГГК-П. Правые треки содержат по две кривые DTp и NKT1. Значения DTp показаны цветовой заливкой на треке с акустическим каротажем. Очевидна согласованность изменения форм рассматриваемых трех видов каротажа.

Как отмечено выше, на базе кривой ГГК-П построены аналоги лабораторных измерений плотности пород с отбором керна через 10 м. Полученная таким образом переменная названа MODEL_DENS, ее вид имеет мало общего с исходным ГГК-П (рис. 2). Однако для 113 сгенерированных измерений отчетливо прослеживается статистическая связь со значениями DTp и NKT1 (рис. 3).

Набор из 152 точек, для которых известны значения всех трех видов каротажа (MODEL_DENS, NKT1 и DTp), позволяет решить уравнение линейной регрессии и спрогнозировать величину MODEL_DENS. Коэффициент детерминации для этой регрессионной зависимости составил 0,677. По шкале Четтдока такой уровень говорит о высокой корреляционной связи. На рис. 4 представлен кросс-плот, показывающий измеренные и найденные из решения уравнения регрессии значения MODEL_DENS.

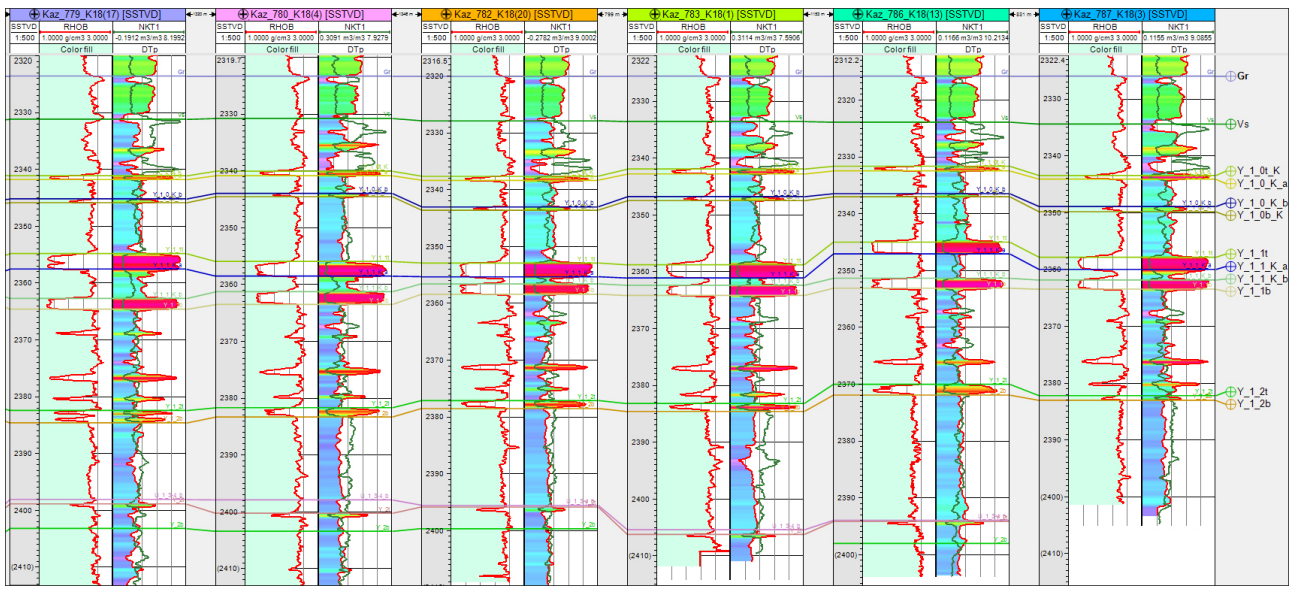


Рис. 1. Каротаж разреза георгиевской и васюганской свит в нескольких скважинах Казанской площади

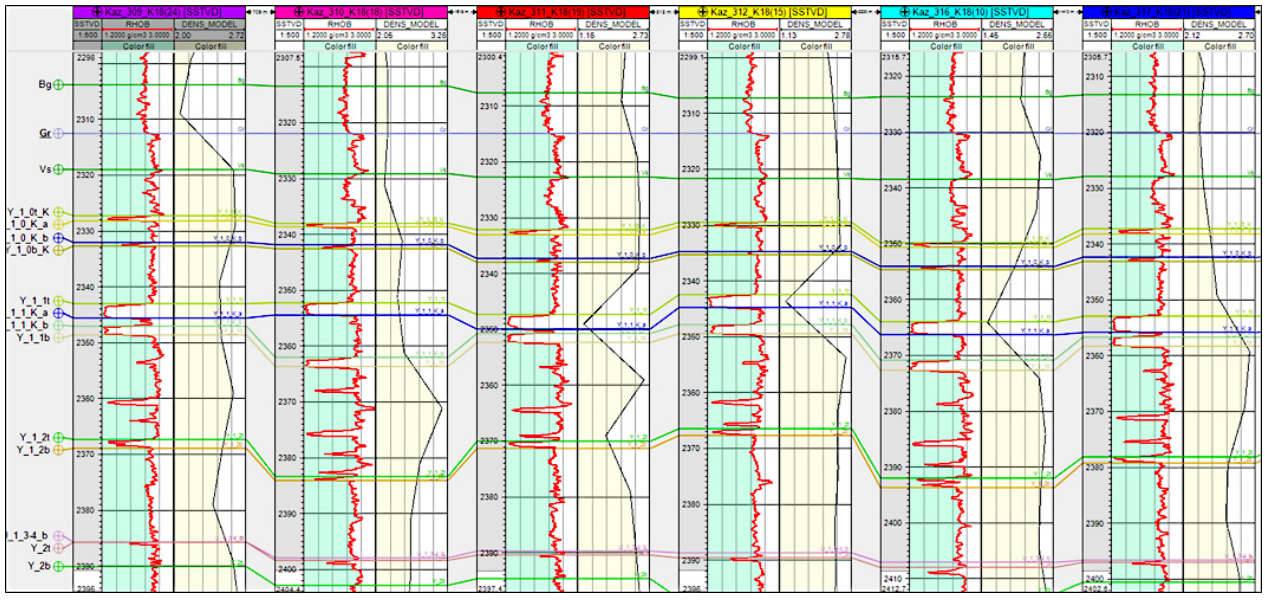


Рис. 2. Каротаж ГГК-П и созданные данные как бы аналитических определений (MODEL_DENS)

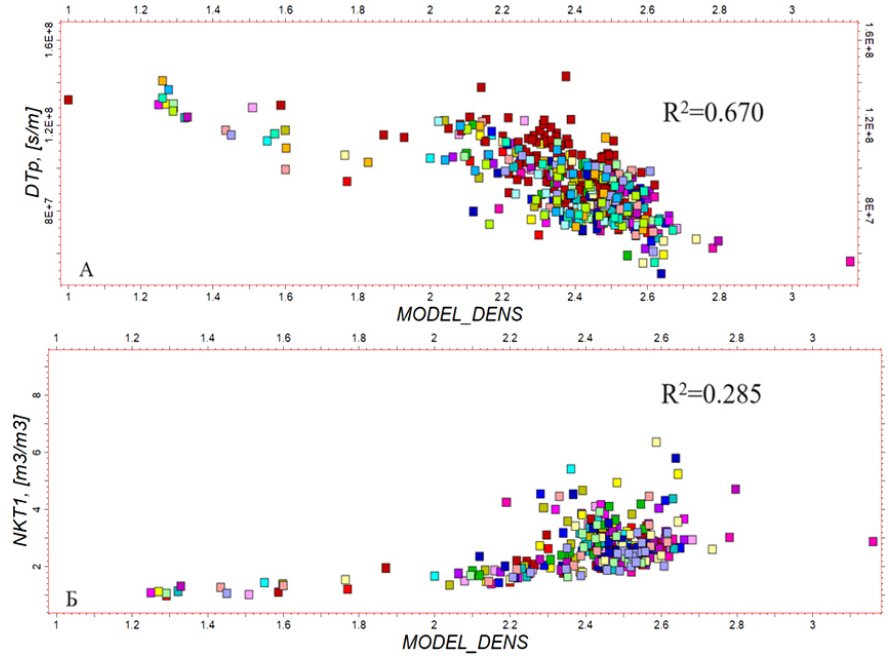


Рис. 3. Зависимость MODEL_DENS и значений каротажа: А – DTp, Б – NKT1. Разные цвета точек на диаграмме соответствуют различным скважинам

Сам прогноз на фоне истинных значений ГГК-П графически представлен на рис. 5. Как видно из рисунка, полученный результат оказался неудовлетворительным. Имеются систематические отклонения в сторону завышения прогнозных значений от истинных.

Рис. 6 построен уже с помощью сплайновой модели. Видно, что прогноз, сделанный с помощью многомерных сплайнов, оказался более точным.

Таким образом, в этом случае имеем более точное сходство реальных и прогнозных значений. Особый интерес представляет соответствие прогнозных и истинных значений в тех скважинах, в которых не получен «керн» (в проведенном эксперименте в этих скважинах не было задано ни одного значения MODEL_DENS). Это четыре крайние правые скважины на рис. 6, где результат прогноза визуально хорошо согласуется с реальными значениями. Для каждой из этих четырех скважин были вычислены парные коэффициенты корреляции между истинными значениями и результатом прогноза на основе сплайн-аппроксимации. Полученные значения составили (по порядку скважин слева направо): 0,93; 0,93; 0,84; 0,82. Коэффициент детерминации меняется от 0,67 до 0,87, что значительно лучше, чем было спрогнозировано на основе двумерной линейной регрессии. Для скважин, участвующих в создании модели сплайна, коэффициенты корреляции оказались чуть выше и достигали значения 0,95.

Отметим одно важное достоинство используемого метода – возможность прогноза значений параметров в межскважинном пространстве.

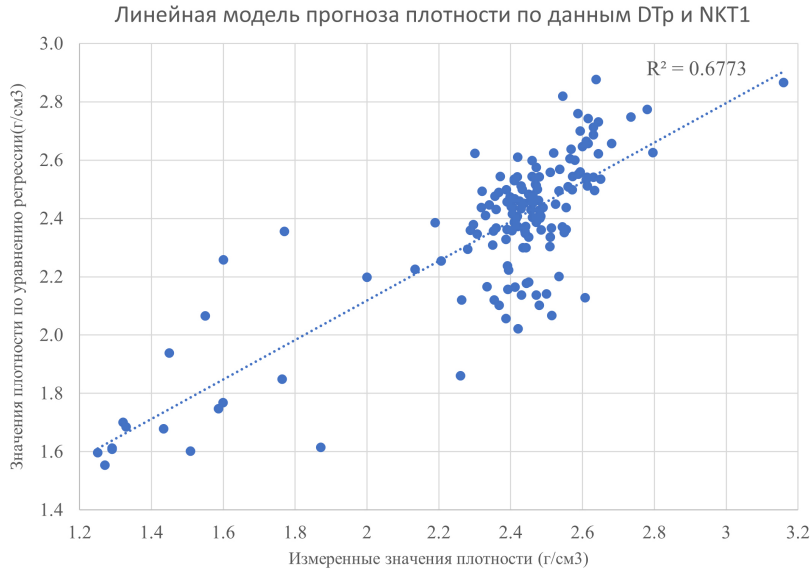


Рис. 4. Сравнение прогнозных (по уравнению двумерной регрессии) и сгенерированных значений MODEL_DENS

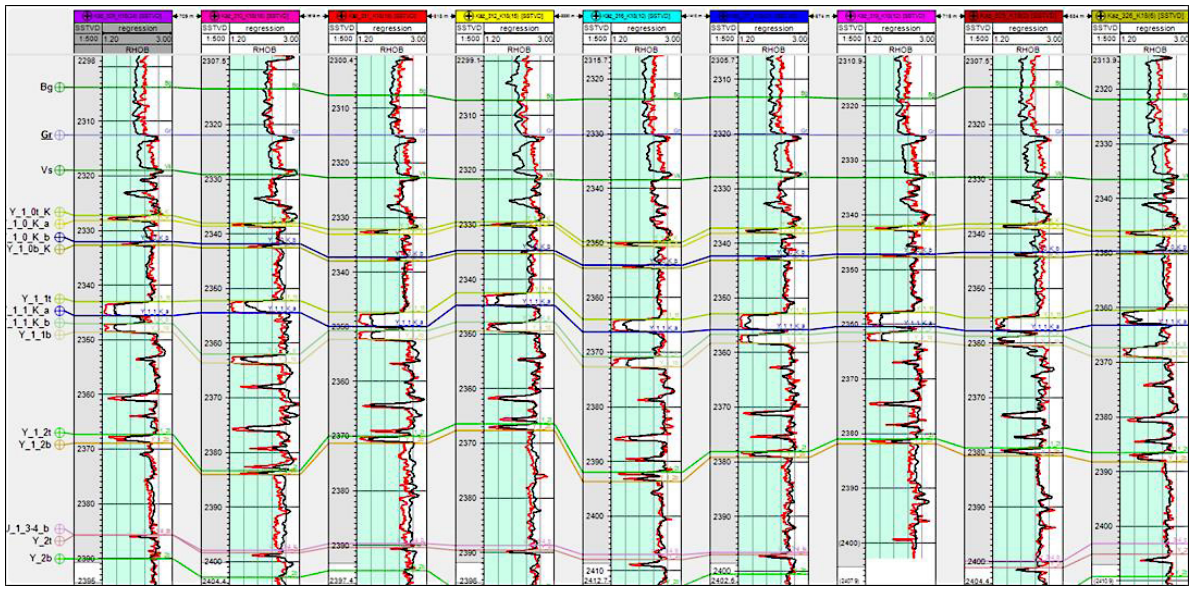


Рис. 5. Истинные значения моделируемого параметра MODEL_DENS (кривая ГГК-П, красная кривая) и прогнозные значения (на основе пересчета из DTp и NKT1, черная кривая)

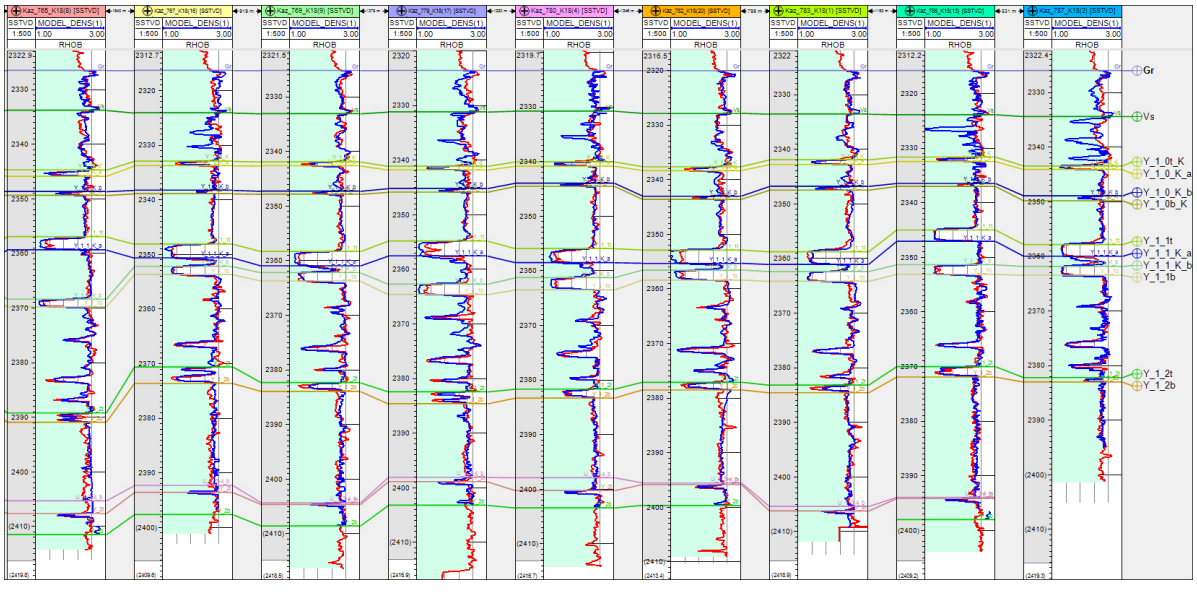


Рис. 6. Сравнение реальных (красная кривая) и прогнозных (синяя кривая) значений, полученных на основе сплайн-аппроксимации

Сплайн является непрерывной функцией, поэтому он может быть вычислен для любой точки пространства. Это позволяет строить трехмерные модели распределения свойств и любые двумерные срезы (горизонтальные, вертикальные, наклонные, сложной геометрии). На рис. 7 представлены разрезы для объемной модели, которая построена уже по всем скважинам месторождения (но опять же только для одной точки прямых данных с каждых 10 м разреза).

Срезы разной ориентации построенной трехмерной модели показаны на рис. 8. Область, для которой вычислена модель, выделена розовым прямоугольником на рис. 7.

Установлена высокая сходимость модельных значений плотности со значениями каротажа ГГК-П. Разрез плотности на качественном уровне иллюстрирует литологические особенности среды. Так, протяженный слой, характеризующийся наиболее пониженной плотностью (уровень, колеблющийся вблизи отметки –2350 м на разрезах), ассоциируется с угольным пластом $У_1^1$. Стоит отметить высокую сходимость мощностей на модели и в скважинах. Геологичность модели также подчеркивается характером распределения пласта по площади: он присутствует повсеместно, мощность меняется в пределах от 6 до 12 м. Кроме того, в разрезе четко прослеживается серия менее мощных слоев с пониженной плотностью, они вполне соответствуют угольным пластам, вскрытым в межугольной и надугольной пачках васюганской свиты, а слои с наиболее высокими значениями плотности, имеющие локальное распространение по латерали, могут быть

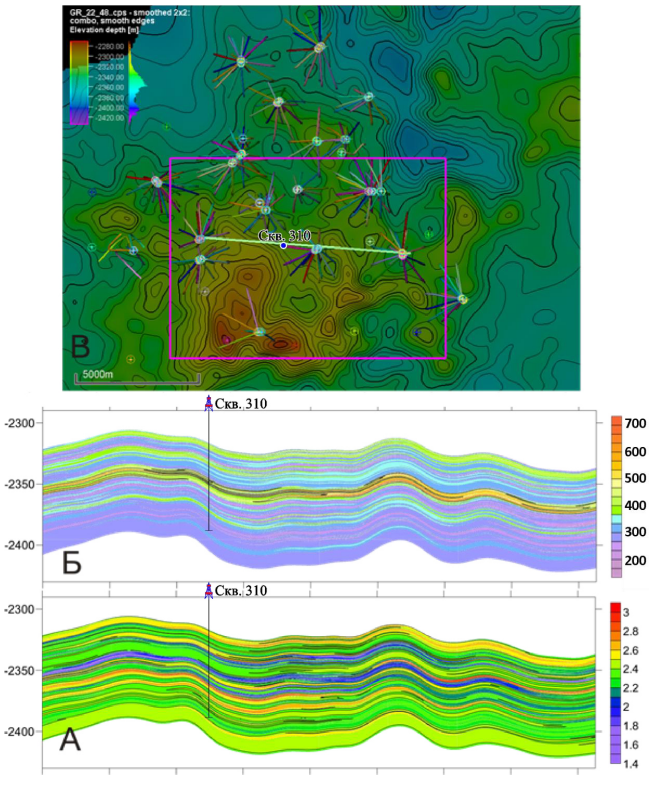


Рис. 7 Разрезы георгиевской и васюганской свит, извлеченные из объемной модели Казанского месторождения: А – разрез смоделированных значений плотности пород – цветовая шкала в г/см³; Б – разрез DTp – цветовая шкала в м/мкс; В – структурная карта кровли георгиевской свиты с положением разрезов (линия зеленого цвета)

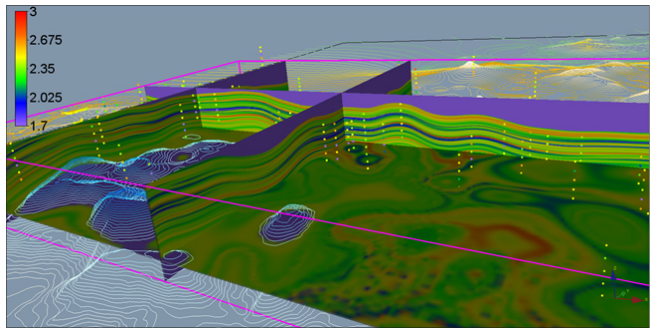


Рис. 8. Срезы трехмерного распределения спрогнозированной плотности пород (шкала – г/см³). Цветные точки – прямые данные, использованные для создания модели. Изолинии принадлежат подстилающей поверхности – подошве пласта $Ю_2^1$

сопоставлены с прослоями карбонатизированных песчаников и ракушняков.

Отдельно остановимся на скв. № 310, в которой угольный пласт $У_1^1$ имеет аномальное строение. Мощность угольной пачки здесь сильно увеличена и пласт разделен на две части толщей песчано-алевритового состава. Это связано с тем, что отложения кровли межугольной пачки на большей части изучаемой территории формировались в условиях илистой заболоченной равнины, однако выявлен ряд линейных зон, к которым приурочены небольшие по мощности песчаные тела аллювиального генезиса, разделяющие пласт $У_1^1$. На срезе модели в районе скв. № 310 на уровне –2360 м можно наблюдать локальное увеличение значения плотности внутри пласта, соответствующего $У_1^1$. Для этой же области на разрезах 7А, Б четко видно двухчленное строение угольной пачки, где от основного пласта влево и чуть вниз уходит клин пород с высокими значениями DTp и низкой плотностью.

Для всех скважин месторождения расчетные величины плотности оказались достаточно близкими к измерениям ГГП-К, из которых были отобраны только 274 значения прямых наблюдений.

Реализация

Для построения петрофизических моделей на основе многомерной сплайн-аппроксимации реализовано два варианта. Один из них включен в состав комплекса интерпретации сейсмических и скважинных данных W-SEIS (Канаков и др., 2022), другой является плагином для Petrel Schlumberger. Оба варианта позволяют прогнозировать петрофизические параметры в скважинах на основе имеющихся данных каротажа, строить разрезы по любым линиям, создавать трехмерные объекты, вычислять значения параметров на заданных поверхностях (на границах тел), а также составлять карты средних значений (арифметических, геометрических, гармонических) для тел между двумя заданными структурными поверхностями.

Результаты исследования были представлены на Всероссийской научной конференции, посвященной 90-летию со дня рождения академика РАН А.Э. Конторовича «Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа» (Лапковский и др., 2024).

Заключение

Представленные результаты показали достоинства моделирования пространственного распределения петрофизических параметров на основе применения многомерных сплайнов. При этом одновременно достигается весьма качественное восстановление искомых петрофизических переменных в скважинах (при условии, что их значения зависят от других каротажных данных, зарегистрированных в большинстве скважин) и адекватное поведение параметров модели в межскважинном пространстве. Прогноз на основе сплайнов дает меньшие погрешности по сравнению с использованием многомерных линейных регрессий. Преимущество сплайнов основывается на том, что сплайны учитывают пространственное положение скважин и всех точек измерения, по ним строится согласованная модель. При использовании уравнений регрессии имеют большое значение статистические связи между переменными, но при этом пространственное положение данных не учитывается.

Отметим, что созданная технология легко позволяет дополнить пространство переменных сейсмическими атрибутами, что может быть полезно при прогнозировании петрофизических параметров в межскважинном пространстве, например, с привлечением результатов сейсмической инверсии.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках научной темы FWZZ-2022-0009 «Цифровые геолого-геофизические модели и оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Арктической зоны Сибири и республики Саха (Якутия); усовершенствование геолого-геофизических методов исследований» Государственной программы ФНИ.

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали повышению уровня работы.

Литература

Безходарнов В.В., Чичинина Т.И., Коровин М.О., Трушкин В.В. (2021). Прогнозирование фильтрационно-ёмкостных свойств пород по данным сейсморазведки на основе многомерного вероятностного анализа. *Российская нефтегазовая техническая конференция SPE*, SPE-206595-RU. https://doi.org/10.2118/206595-MS

Гильманов Я.И. (2020). Опыт ООО «ТННЦ» в определении пористости образцов керна. *Нефтепромысловое дело*, (9), с. 35–41. https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9(621)-35-41

Головацкая И.В., Гулин Ю.А., Еникеева Ф.Х., Велижанин В.А., Журавлев Б.К., Козяр В.Ф., Ручкин А.В., Резванов Р.А. (1984). Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток). Калинин, ВНИГИК, 111 с.

Гурбатова И.П., Михайлов Н.Н. (2011). Масштабные и анизотропные эффекты при экспериментальном определении физических свойств сложнопостроенных коллекторов. *Каротажник*, (7), с. 138–145.

Демьянов В.В., Савельева Е.А. (2010). Геостатистика: теория и практика. М.: Наука, 327 с.

Канаков М.С., Лапковский В.В., Конторович В.А., Канакова К.И., Шорохов Ю.С. (2022). Программный комплекс интерпретации сейсмических и скважинных данных W-SEIS. *Геофизические технологии*, (2), с. 77–91. https://doi.org/10.18303/2619-1563-2022-2-77

Лапковский В.В., Лунёв Б.В., Антипов М.П., Волож Ю.А., Писаренко Ю.А., Фомина В.В. (2023). Трехмерное моделирование солянокупольных структур по данным детального бурения в Прикаспии. *Георесурсы*, 25(4), с. 192–202. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.18

Лапковский В.В., Конторович В.А., Канакова К.И., Пономарева С.Е., Лунев Б.В. (2024) *Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа: Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 90-летию со дня рождения академика РАН А.Э. Конторовича* с. 129-132 https://dx.doi.org/10.53954/9785604990070_129

Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. (2003). Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.: ВНИГНИ; Тверь: Тверьгеофизика. 267 с.

Роженко А.И. (2018). Сравнение радиальных базисных функций. *Сибирский журнал вычислительной математики*, 21(3), с. 273–292. https://doi.org/10.15372/SJNM20180304

Роженко А.И. (2005). Теория и алгоритмы вариационной сплайн-аппроксимации. Новосибирск: ИВМиМГ СО РАН, 244 с.

Хасанов Д.И., Лоншаков М.А. (2020). Исследование масштабного эффекта и понятия элементарного представительного объёма горных пород применительно к пористости. *Георесурсы*, 22(4), с. 55–69. https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.55-69

Шаповалов М.Ю., Хамитуллин И.М., Шакиров Р.Р., Филиппова К.Е., Брегида А.А. (2023). Использование сейсмической инверсии для прогноза коллектора в интервале прибрежно-континентальных отложений юрского комплекса. *Георесурсы*, 25(3), с. 49–56. https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7

Boer L.D.D., Doyen Ph.M., Rothenhofer H. (1999). 3-D seismic porosity modeling using a new form of cokriging. *World Oil*, 5(220) pp. 77–80.

Doyen P.M. (2007). Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective. EAGE, 255 p. https://doi.org/10.3997/9789073781771

Lie K.-A. (2019). An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST). Cambridge: Cambridge University Press, 678 p. https://doi.org/10.1017/9781108591416

Liu J., Zhao L., Xu M., Zhao X., You Y., Geng J. (2023). Porosity prediction from prestack seismic data via deep learning: incorporating a low-frequency porosity model. *Journal of Geophysics and Engineering*, 20(5), pp. 1016–1029. https://doi.org/10.1093/jge/gxad063

Su Z., Cao J., Xiang T., Fu J., Shi S. (2023). Seismic prediction of porosity in tight reservoirs based on transformer. *Frontiers in Earth Science*, 11, 1137645. https://doi.org/10.3389/feart.2023.1137645

Wood D.A. (2020). Predicting porosity, permeability and water saturation applying an optimized nearest-neighbour, machine-learning and data-mining network of well-log data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106587. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106587

Yu Z., Sun Y., Zhang J., Zhang Y., Liu Z. (2023). Gated recurrent unit neural network (GRU) based on quantile regression (QR) predicts reservoir parameters through well logging data. *Frontiers in Earth Science*, 11, 1087385. https://doi.org/10.3389/feart.2023.1087385

Сведения об авторах

Владимир Валентинович Лапковский – доктор геол.-минерал. наук, заведующий лабораторией, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3
e-mail: lapkovskiivv@ipgg.sbras.ru

Владимир Алексеевич Конторович –доктор геол.-минерал. наук, член-корр. РАН, заведующий лабораторией, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3
e-mail: KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

Ксения Игоревна Канакова – младший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; младший научный сотрудник, ассистент, Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3
e-mail: KanakovaKI@ipgg.sbras.ru

Светлана Евгеньевна Пономарёва – ведущий программист, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; инженер, Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3
e-mail: PonomarevaSE@ipgg.sbras.ru

Борис Валентинович Лунёв – кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН
Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3
e-mail: LunevBV@ipgg.sbras.ru

Статья поступила в редакцию 11.03.2024;
Принята к публикации 11.07.2024;
Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Prediction of the Spatial Distribution of Petrophysical Properties of Sediment Formations Using Multidimensional Splines

V.V. Lapkovsky[1], V.A. Kontorovich[1], K.I. Kanakova[1,2], S.E. Ponomareva[1,2], B.V. Lunev[1]*
[1] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
[2] Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
[*] Corresponding author: Kseniya I. Kanakova, e-mail: KanakovaKI@ipgg.sbras.ru

Abstract. The spatial variability of properties in sedimentary deposits can be assessed using approximation methods. A small number of direct measurements or their extremely uneven distribution leads to significant model errors. This article explores the possibility of using multidimensional approximation and regression splines, both considering spatially referenced direct observation data and using well log curves statistically linked to the modeled variables. It is possible to significantly reduce the forecast error by utilizing indirect data. The results can be computed for individual wells as for inter-well space, allowing for the creation of geological cross-sections of predicted properties and 3D models of their distribution. In order to demonstrate the effectiveness of the proposed approach, computational experiments were conducted using data from the stratigraphic range of the Georgievskaya and Vasyuganskaya formations in the Kazan field in southeastern West Siberia. Comparing the obtained forecast with the real, unknown values of the modeled variable at the time of its implementation showed a high quality model with determination coefficients up to 0.9.

Keywords: petrophysical forecast, well logging, multidimensional splines, regression splines, three-dimensional models, geophysical software packages

Recommended citation: Lapkovsky V.V., Kontorovich V.A., Kanakova K.I., Ponomareva S.E., Lunev B.V. (2024). Prediction of the Spatial Distribution of Petrophysical Properties of Sediment Formations Using Multidimensional Splines. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 175–183. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.18

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the scientific topic FWZZ-2022-0009 “Digital geological and geophysical models and assessment of oil and gas potential of sedimentary basins of the Arctic zone of Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia); improvement of geological and geophysical research methods” of the State Program of the Federal Federal Scientific Research.

The authors express their gratitude to the reviewers for their valuable comments and suggestions that helped improve the level of work.

References

Bezkhodarnov V.V., Chichinina T.I., Korovin M.O., Trushkin V.V. (2021). Prediction of Reservoir Properties from Seismic Data by Multivariate Geostatistics Analysis. *SPE*, SPE-206595-RU. (In Russ.) https://doi.org/10.2118/206595-MS

Demiyanov V.V., Savelieva E.A. (2010). Geostatistics: Theory and Practice. Moscow: Nauka, 327 p. (In Russ.)

Boer L.D.D., Doyen Ph.M., Rothenhofer H. (1999). 3-D seismic porosity modeling using a new form of cokriging. *World Oil*, 5(220) pp. 77–80.

Doyen P.M. (2007). Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective. EAGE, 255 p. https://doi.org/10.3997/9789073781771

Gilmanov Ya. I. (2020). Experience of TNNC LLC in determining the porosity of core samples. *Neftepromyslovoe delo*, 9(621), pp. 35–41. (In Russ.) https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9(621)-35-41

Golovackaya I.V., Gulin Yu.A., Enikeeva F.H., Velizhanin V.A., Zhuravlev B.K., Kozyar V.F., Ruchkin A.V., Rezvanov R.A. (1984). Determination of capacitive properties and lithology of rocks in sections of oil and gas wells based on radioactive and acoustic logging data (interpretation manual with a set of palettes). Kalinin: VNIGIK, 111 p. (In Russ.)

Gurbatova I.P., Mihaylov N.N. (2011). Scale and anisotropic effects in the experimental determination of the physical properties of complex reservoirs. *Karotazhnik*, 7, pp. 138–145. (In Russ.)

Kanakov M.S., Lapkovsky V.V., Kontorovich V.A., Kanakova K.I., Shorohov Yu.S. (2022). W-SEIS interpretation software for seismic and well drilling data. *Russian Journal of Geophysical Technologies*, (2), 77–91. (In Russ.) https://doi.org/10.18303/2619-1563-2022-2-77

Khassanov D.I., Lonshakov M.A. (2020). Investigation of the scale effect and the concept of a representative volume element of rocks in relation to porosity. *Georesursy = Georesources*, 22(4), pp. 55–69. https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.55-69

Lapkovsky V.V., Lunev B.V., Antipov M.P., Volozh Yu.A., Pisarenko Yu.A., Fomina V.V. (2023). 3D modeling of salt domes according to detailed drilling data in the Precaspian region. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 192–202. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.18

Lie K.-A. (2019). An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST). Cambridge: Cambridge University Press, 678 p. https://doi.org/10.1017/9781108591416

Liu J., Zhao L., Xu M., Zhao X., You Y., Geng J. (2023). Porosity prediction from prestack seismic data via deep learning: incorporating a low-frequency porosity model. *Journal of Geophysics and Engineering*, 20(5), pp. 1016–1029. https://doi.org/10.1093/jge/gxad063

Methodological recommendations for calculating geological reserves of oil and gas by the volumetric method (2003). Ed. V.I. Petersilie, V.I. Poroskun, G.G. Yacenko. Moscow – Tver: VNIGNI, Tver'geofizika, 267 p. (In Russ.)

Rozhenko A.I. (2005) Theory and algorithms of variational spline approximation. Novosibirsk: IVMiMG SO RAN, 243 p. (In Russ.)

Rozhenko A.I. (2018) Comparison of radial basis functions. *Sib. zhurn. vychisl. Matematiki = Siberian Journal of Numerical Mathematics*, 3(21), pp. 273–292. (In Russ.) https://doi.org/10.1134/S1995423918030047

Shapovalov M.Yu., Khamitullin I.M., Shakirov R.R., Filippova K.E., Bregida A.A. (2023). Reservoir characterization in coastal-continental environment of the Jurassic complex based on seismic data inversion. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 49–56. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.7

Su Z., Cao J., Xiang T., Fu J., Shi S. (2023). Seismic prediction of porosity in tight reservoirs based on transformer. *Frontiers in Earth Science*, 11, 1137645. https://doi.org/10.3389/feart.2023.1137645

Wood D.A. (2020). Predicting porosity, permeability and water saturation applying an optimized nearest-neighbour, machine-learning and data-mining network of well-log data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106587. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106587

Yu Z., Sun Y., Zhang J., Zhang Y., Liu Z. (2023). Gated recurrent unit neural network (GRU) based on quantile regression (QR) predicts reservoir parameters through well logging data. *Frontiers in Earth Science*, 11, 1087385. https://doi.org/10.3389/feart.2023.1087385

About the Authors

Vladimir V. Lapkovsky – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: lapkovskiivv@ipgg.sbras.ru

Vladimir A. Kontorovich – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Head of the Laboratory, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

Kseniya I. Kanakova – Junior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Junior Researcher, Assistant, Novosibirsk State University

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: KanakovaKI@ipgg.sbras.ru

Svetlana E. Ponomareva – Lead Programmer, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Engineer, Novosibirsk State University

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: PonomarevaSE@ipgg.sbras.ru

Boris V. Lunev – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: LunevBV@ipgg.sbras.ru

Manuscript received 11 March 2024;
Accepted 11 July 2024; Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.19

УДК 552.578.2.061.42

Литологическая характеристика и условия формирования отложений викуловской свиты центральной части Красноленинского свода Западной Сибири

А.В. Постников[1], О.В. Постникова[1], Е.С. Изъюрова[1], О.В. Сивальнева[1], А.Д. Изъюров[1], О.А. Зуева[1], Р.Р. Юнусов[2]*

[1]Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

[2]ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Когалым, Россия

В настоящей работе отражены результаты литологических и геофизических исследований отложений викуловской свиты, а также циклостратиграфического и фациального анализов. Выполненная увязка данных геофизических исследований скважин и сейсмики позволила выделить и проследить основные изохронные уровни отложений викуловской свиты в разнофациальных зонах Западно-Сибирского палеобассейна. Детальная увязка отражающих границ с границами седиментационных циклитов позволила провести фациальное моделирование пяти седиментационных единиц викуловской свиты. Результаты моделирования показали, что отложения свиты формировались в условиях подводной части дельты полуизолированного мелководного морского бассейна. Изменение положения источников сноса в период формирования отложений свиты выразилось в прихотливом строении и распределении отложений в бассейне седиментации. Такие особенности седиментации сказались и на литологической неоднородности отложений, которая в свою очередь определила дифференциацию фильтрационно-емкостных свойств и нефтенасыщения.

Ключевые слова: викуловская свита, дельтовый комплекс, мел, седиментационный и циклостратиграфический анализы, Западная Сибирь, Красноленинский свод

Для цитирования: Постников А.В., Постникова О.В., Изъюрова Е.С., Сивальнева О.В., Изъюров А.Д., Зуева О.А., Юнусов Р.Р. (2024). Литологическая характеристика и условия формирования отложений викуловской свиты центральной части Красноленинского свода Западной Сибири. *Георесурсы,* 26(3), с. 184–197. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.19

Введение

Изучению нижнемеловых терригенных отложений викуловской свиты посвящено большое количество научных работ в области литофациального моделирования и их петрофизических свойств (Булатов и др., 2022; Дернова и др., 2019; Дмитриев и др., 2013; Ильзит, 2022; Казанская и др., 2019; Коробова и др., 2023; Медведев, 2010a, b; Медведев и др., 2011; Натчук, 2018; Хуснуллина, 2014; Хуснуллина и др., 2012; Чернова, 2018; Чернова, Чухланцева, 2020; Мангазеев и др., 2006). Однако остаются проблемы, связанные с прогнозными характеристиками перспективных зон развития нефтенасыщенных пород-коллекторов, а также с высокими значениями обводненности получаемой нефти. Мы считаем, что решение этих проблем должно базироваться на результатах литофациальных реконструкций и исследований литолого-петрофизических характеристик пород-коллекторов. Однако имеющиеся данные литофациального моделирования не позволяют в полной мере объяснить особенности продуктивности отложений викуловской свиты. Главная проблема такого моделирования состоит в том, что представления о палеогеографии викуловского времени основаны на данных сейсмической интерпретации и не всегда подтверждаются результатами литологических исследований и бурения. В связи с этим основная цель настоящей работы – это построение литофациальных моделей отложений викуловской свиты и определение зон распространения пород-коллекторов в разнофациальных отложениях по комплексу литолого-геофизических данных.

Материалы и методы

Отложения викуловской свиты исследованы в рамках Каменного месторождения, входящего в ряд месторождений Красноленинской группы в пределах центральной части Красноленинского свода в западной части ХМАО Тюменской области (рис. 1). Нефтеносность Красноленинского месторождения в целом связана с отложениями юрского возраста. В последние годы большое внимание уделяется отложениям верхней юры (абалакской свиты), а также нижнемеловым отложениям викуловской свиты, породы которой характеризуются сложным строением и сильной изменчивостью коллекторских свойств. В объеме викуловской свиты выделяются несколько продуктивных пластов: $ВК_4$, $ВК_{2–3}$ и $ВК_1$. К кровле последнего приурочен региональный репер $М_1$.

Изучение отложений викуловской свиты проводили на основе большого объема кернового материала (540 м керна и 1080 образцов), а также геофизических данных

* Ответственный автор: Ольга Алексеевна Зуева
e-mail: oa_zueva@mail.ru

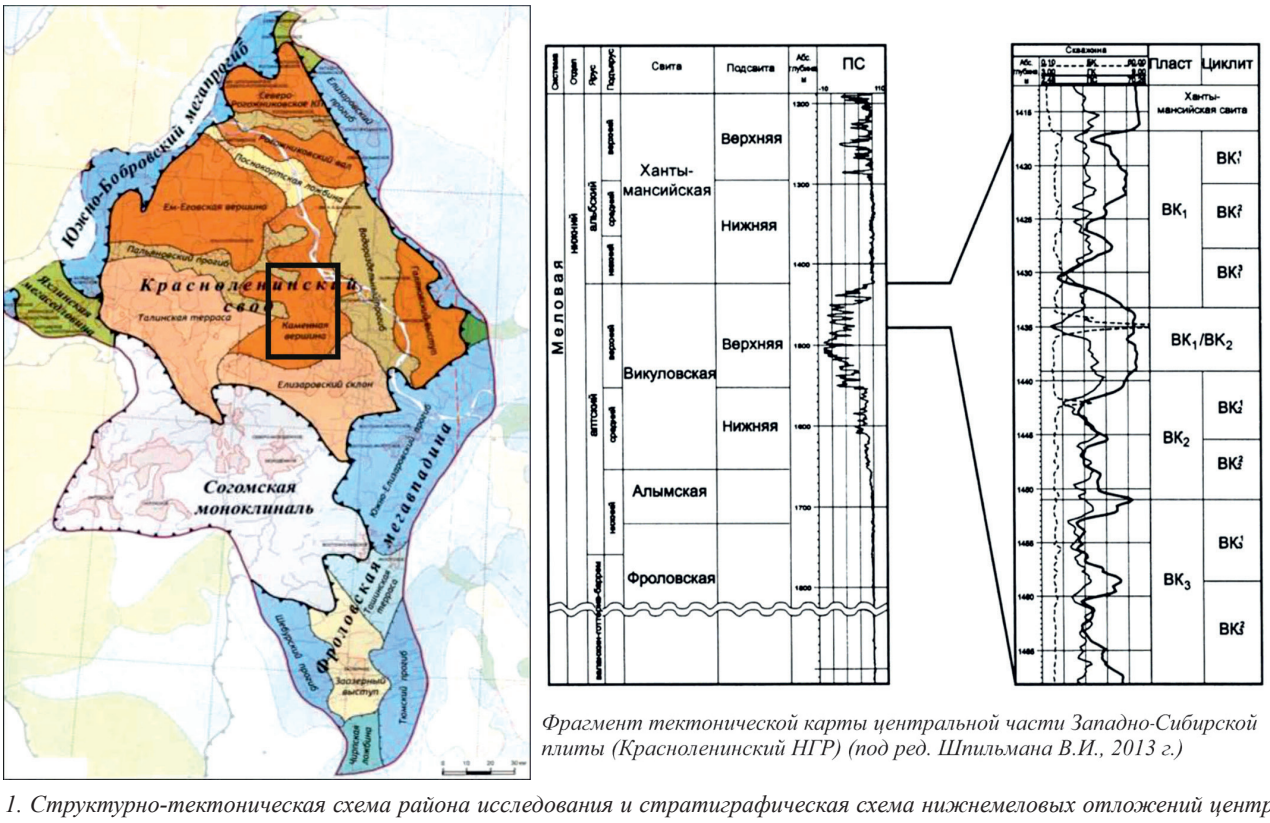
© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

более 45 скважин. Петрографическое изучение пород проводили в прокрашенных шлифах на оптическом микроскопе Axio Imager A2m (Carl Zeiss, Германия), а также в сколах пород на растровом электронном микроскопе JSM-6610LV (JEOL, Япония), снабженном приставкой для микрорентгеноспектрального анализа IE350-IW500-HKL (Oxford Instruments, Великобритания). Минеральный состав отложений изучали методами рентгеноструктурного анализа (РСА) на дифрактометре SmartLab (Rigaku, Япония). В работе использованы результаты стандартных петрофизических исследований, атрибутного анализа данных сейсмики, а также палинологических исследований образцов пород.

Литолого-петрофизическая характеристика отложений викуловской свиты

Отложения викуловской свиты представлены комплексом серых и бурых терригенных алевро-песчаных и алевро-глинистых пород. Эти отложения отличаются высокой степенью литологической неоднородности. По минералогическому составу обломки в породах представлены кварцем (~55–85%), полевыми шпатами (~5–20%), чешуйками слюд (~5–15%), обломками кремнистых, метаморфических и изверженных пород (~ до 10%). Часто встречаются зерна глауконита, из акцессорных минералов – циркон, турмалин, сфен, ильменит и др. Обломки в основном имеют слабо- и полуокатанную форму. В ряде случаев форма обломков изменена вторичными процессами: отмечается регенерация зерен кварца и полевых шпатов, последние также в различной степени серицитизированы и выщелочены. Цемент преимущественно глинистый пленочно-порового типа. В разных долях он представлен иллитом, хлоритом и каолинитом. Изменение процентного соотношения глинистых минералов связано со степенью интенсивности вторичных преобразований этих пород. Реже встречается карбонатный цемент базального типа, представленный кальцитом, распределенным равномерно, реже послойно по всему объему породы. Такие интервалы карбонатизации в разрезе викуловской свиты могут прослеживаться в средней части разреза и составлять до 5 м, а также отчетливо фиксироваться повышенными значениями нейтронного гамма-каротажа. В них кальцит практически полностью уничтожает первичную открытую пористость. Кроме того, в породах встречаются тонко-рассеянное черное органическое вещество, составляющее ~5–20%, а также красно-бурые, буровато-рыжие углистые органические остатки, присутствующие в образцах в виде отдельных включений. В породах викуловской свиты отмечаются как межзерновое пустотное пространство, так и внутризерновое, обусловленное выщелачиванием зерен. Размеры пустот варьируют от 1–3 мкм до 0,4–0,5 мм. По данным стандартных петрофизических исследований диапазон изменения открытой пористости коллекторов составляет от 11,2% до 33,2%, средневзвешенное значение в объеме отложений равно 23,58% (796 определений, 29 скважин). Диапазон изменения проницаемости варьирует от 0,01 до 721,0 мД, средневзвешенное значение равно 28,75 мД (527 определения, 28 скважин).

Отличительной особенностью фильтрационно-емкостных свойств отложений викуловской свиты являются относительно высокие значения пористости (~20–25%) по всему разрезу при контрастных значениях проницаемости (от первых единиц до 700 мД). Такая изменчивость проницаемости пород как по вертикали, так и по латерали связана с высокой вариативностью структурно-текстурных параметров, что, в свою очередь, связано с различными



Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (Красноленинский НГР) (под ред. Шпильмана В.И., 2013 г.)

Рис. 1. Структурно-тектоническая схема района исследования и стратиграфическая схема нижнемеловых отложений центральной части Красноленинского свода (Волков, Шпильман, 2013)

вариантами переслаивания литотипов терригенных пород (Постников и др., 2023). При этом изменчивость текстурных элементов повторяется как на микроуровне, так и на макроуровне исследований отложений.

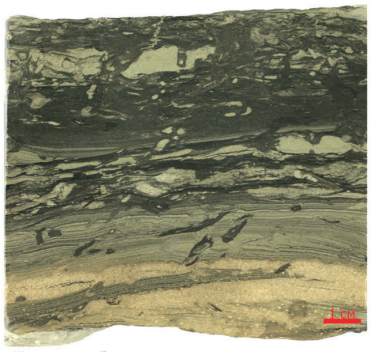
При изучении текстурных характеристик отложений рассматривались седиментационные и постседиментационные элементы, обусловленные тектоническими процессами и неравномерным нефтенасыщением. Для отложений викуловской свиты характерны следующие текстуры: горизонтальнослоистая, косослоистая (разнонаправленная, течений, волнений и восходящей ряби), флазерная, волнистослоистая, линзовиднослоистая, текстура смятия и оползания слойков, текстура внедрения («пламенная»), подушечная текстура, текстура биотурбации, брекчеевидная («пудинговая»), а также массивная (рис. 2) (Барабошкин, 2011; Алексеев и др., 2011), представленные в табл. 1. Прямые виды исследований керна, в частности текстурный анализ, имеют исключительное значение в интерпретации обстановок осадконакопления. Результаты текстурного анализа являются одним из основных диагностических признаков, по которым устанавливается генетическая принадлежность пород к тем или иным условиям седиментации. Будучи важным признаком анизотропии среды осадконакопления, первичные (седиментационные) текстуры, а также наложенные текстуры биогенного воздействия, нарушения сплошности слойков указывают на характер и динамику агента переноса осадочного материала и особенности седиментации, связанные с соответствующими фациальными комплексами. По масштабу проявления текстур в разрезе викуловской свиты, закономерностей их чередования с учетом минералогической и структурной составляющих породы можно заключить, что отложения викуловской свиты формировались в различных зонах подводных каналов дельтового комплекса, баров и лагун.

Для типизации текстур в разрезе скважин с керном в пределах исследуемой площади введены соответствующие кодировки и задан объем текстурных типов в каждой пачке, исходя из 100% (рис. 3).

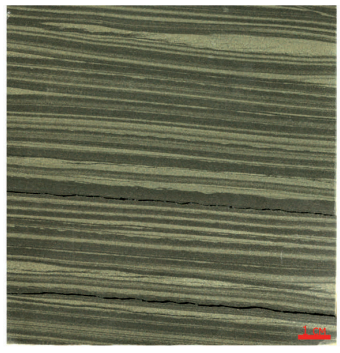
Особенностью отложений является частое чередование фаций в объеме литолого-геофизических пачек, что говорит о крайне изменчивой гидродинамической обстановке осадконакопления в условиях дифференцированного рельефа морского дна, а также об импульсном вбросе обломочного материала в бассейн седиментации. Наличие слабоамплитудных тектонических нарушений, чаще всего представленных компенсационными сбросами, свидетельствует о неравномерном распределении статического давления накопленного осадка, что характерно для дельтовых комплексов в стадии диагенеза.

Фациальный комплекс	Подразделение	Текстурные параметры пород	
		Слоистость	Биотурбация
Лагуны	Морская часть	Субгоризонтальная, слабо-волнистая слоистость	Интенсивная
	Опресненная часть	Тонко-горизонтальнослоистая до массивной	Отсутствует
Продельты	«Нижняя» (дистальная) часть	Турбидитная (алевро-песчаные слои до 5 см). Градационная. Трогообразная (мульдообразная). Косая. Тонко-горизонтальнослоистая. Песчаники+алевролиты ≤ глины	Слабая
	«Верхняя» (проксимальная) часть	Турбидитная (алевро-песчаные слои до 10 см). Градационная. Мульдообразная. Косая. Песчаники+алевролиты > глины	Слабая
Склоны (верхняя часть и подножье)		Оползания, сбросы	Отсутствует (слабая)
Каналы	Протоки	Трансгрессивная последовательность наслоения. Косая течения	Отсутствует
	Распределительные	Трансгрессивная последовательность наслоения. Косая течения, разнонаправленная	Отсутствует
	Основные, главные русловые	Косая течения	Отсутствует
	Промыва	Грубообломочная литокластовая (обломки глинистых пород)	Отсутствует
Фронт дельты		Регрессивная последовательность наслоения. Трогообразная (мульдообразная). Разнонаправленная косая	Отсутствует (слабая)
Бар	Осевая зона бара	Массивная. Флазерная. Неясно-горизонтальная. Наклонная параллельная (однонаправленная прямолинейная).	Отсутствует
	Морской фронт бара	Косая волнения, морского течения, флазерная.	Отсутствует

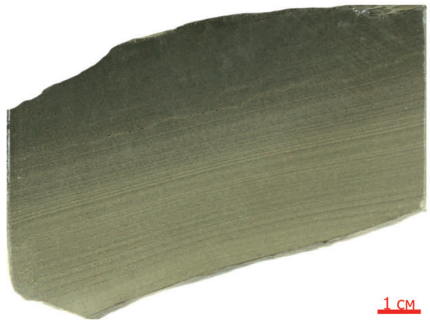
Табл. 1. Текстурные характеристики фациальных комплексов терригенных отложений викуловской свиты центральной части Красноленинского свода



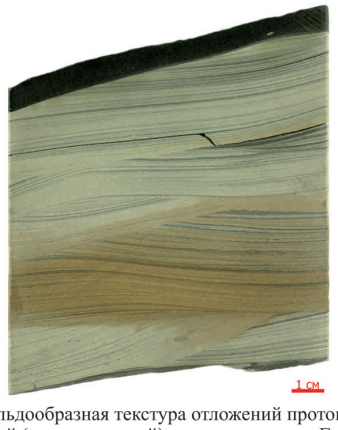
Тонко-слабо-волнистослоистая текстура с интенсивной биотурбацией отложений морской лагуны. Глубина 1556,50 м, угол отклонения оси скважины от вертикали 4,73°



Тонко-горизонтальнослоистая текстура отложений опресненной лагуны. Глубина 1490,03 м, угол отклонения оси скважины от вертикали 0°



Сочетание тонко-горизонтальнослоистой и градационной текстур отложений нижней (дистальной) части продельты. Глубина 1660,73 м, угол отклонения оси скважины от вертикали 15,72°



Мульдообразная текстура отложений протока в верхней (проксимальной) части продельты. Глубина 1586,48 м, угол отклонения оси скважины от вертикали 11,07°

Текстура сброса слойков отложений склона фронта дельты (верхняя часть). Глубина 1560,80 м, угол отклонения оси скважины от вертикали 4,06°

Текстура косая течения отложений распределительных каналов подводной части дельтовой системы. Глубина 1627,13 м, угол отклонения оси скважины от вертикали 9,89°

Текстура косая течения отложений руслового канала подводной части дельтовой системы. Глубина 1491,67 м, угол отклонения оси скважины от вертикали 0,72°

Обломки глинистых пород в песчанике отложений каналов промыва в баре. Глубина 1603,00 м, угол отклонения оси скважины от вертикали 1,42°

Мульдообразная текстура отложений фронта дельты. Глубина 1552,35 м, угол отклонения оси скважины от вертикали 24,19°

Массивная текстура отложений осевой зоны бара Глубина 1582,04 м, угол отклонения оси скважины от вертикали 24,55°

Горизонтальнослоистая текстура отложений осевой зоны бара. Глубина 1586,72 м, угол отклонения оси скважины от вертикали 24,55°

Текстура косая волнения отложений морского фронта бара. Глубина 1493,05 м, угол отклонения оси скважины от вертикали 0°

Рис. 2. Текстурные характеристики терригенных отложений викуловской свиты центральной части Красноленинского свода. Коричневыми оттенками в образцах представлено неравномерное проявление нефтенасыщения

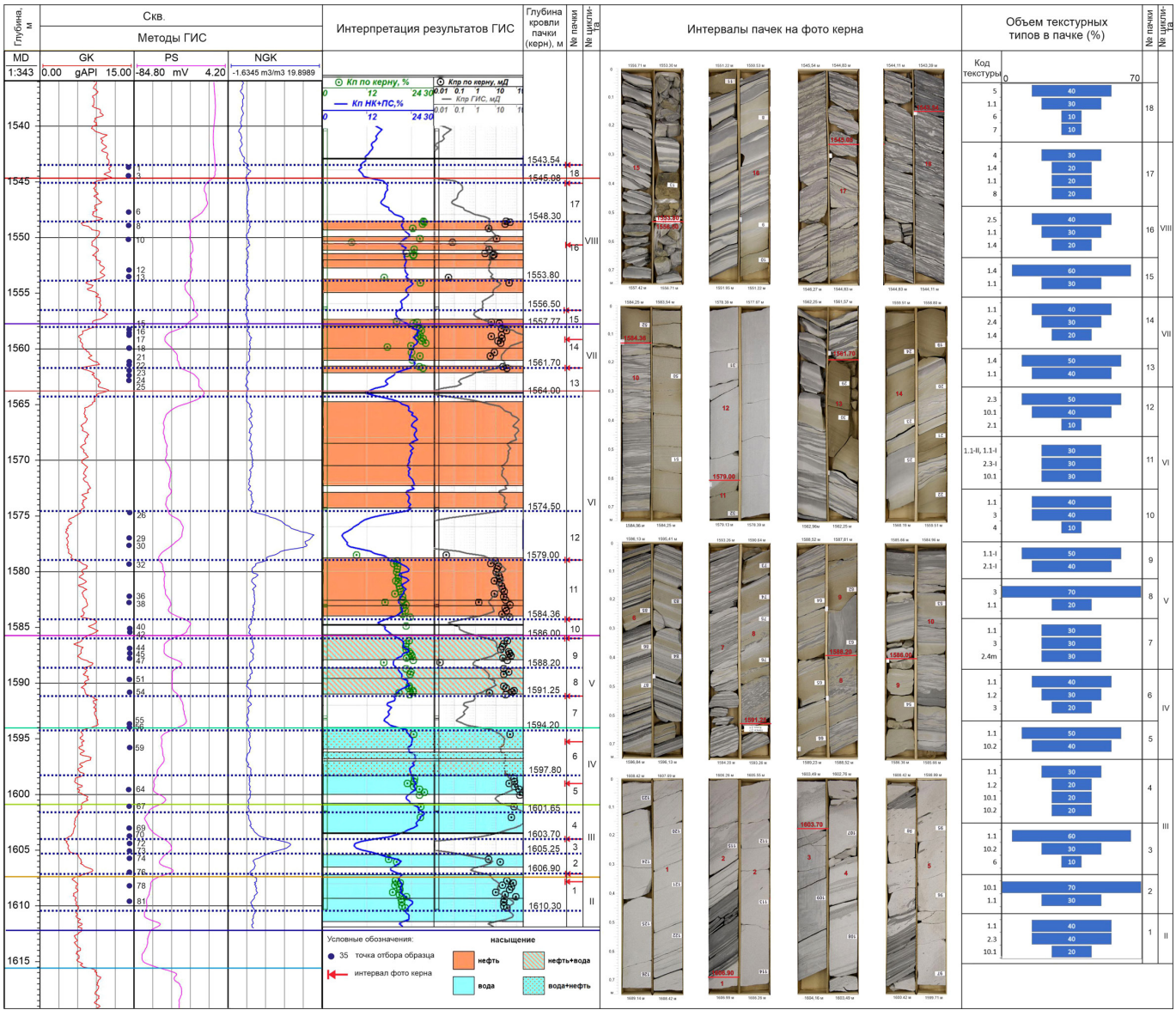


Рис. 3. Литолого-геофизический планшет одной из скважин с керном отложений викуловской свиты центральной части Красноленинского свода. Условные обозначения кодов текстур: 1.1 – тонкая горизонтальная слоистость (до 3 мм), 1.2 – средняя горизонтальная слоистость (3–10 мм), 1.3 – толстая горизонтальная слоистость (более 10 мм), 1.4 – градационная горизонтальная слоистость, 2.1 – разнонаправленная перекрестная косая слоистость (2.1.1 – срезания слоев), 2.2 – трогообразная косая слоистость, 2.3 – однонаправленная прямолинейная косая слоистость, 2.4 – однонаправленная косая слоистость течений (ассиметричная), 2.5 – однонаправленная косая слоистость волнений (симметричная), 2.6 – однонаправленная косая слоистость восходящей ряби, 3 – флазерная, 4 – волнистая, 5 – линзовидная, 6 – деформационные текстуры смятия и оползания, 7 – деформационные шаровые, подушечные текстуры, 8 – биогенные текстуры биотурбации, 9.1 – обломочная литокластовая текстура, 9.2 – обломочная интракластовая текстура, 10.1 – массивная однородная и 10.2 – массивная пятнистая текстуры.

Циклостратиграфический анализ и корреляция отложений викуловской свиты

Основным методическим принципом для выделения циклитов викуловской свиты является наличие закономерно повторяющихся в разрезе седиментационных единиц в разрезе (Карогодин, 1978), а также их увязка с данными геофизических исследований скважин (ГИС) и материалами сейсморазведки. На основании параметров, установленных методами гамма-каротажа, потенциала собственной поляризации, нейтронного гамма-каротажа, а также по керновым данным выделены седиментационные циклиты, границы которых были увязаны с основными отражающими границами, прослеживаемыми в викуловской свите, на сейсмических профилях.

По результатам текстурного анализа с учетом геофизических данных, а также согласно палеогеографическим представлениям (Барабошкин, 2011; Булатов и др.,2022; Дернова и др., 2019; Дмитриев и др. 2013) на исследуемой площади выделены и прослежены восемь седиментационных циклитов с резкими граничными переходами. Самыми стратиграфически полными стали разрезы разведочных скважин (рис. 4). Литологические характеристики и толщины седиментационных циклитов значительно дифференцированы. Циклиты включают в себя пачки с преобладанием пород глинистого или песчано-алевритового состава с четкими и плавными переходами литотипов

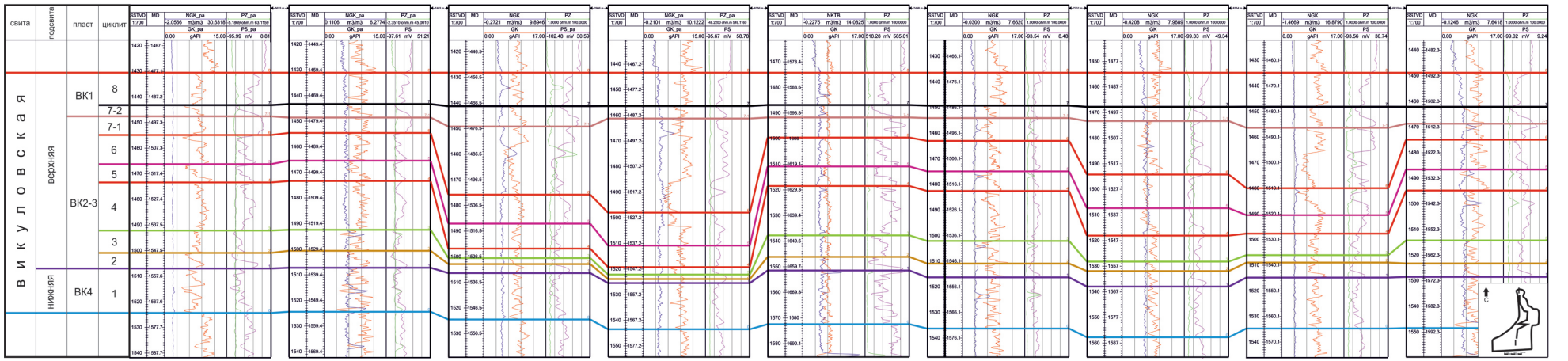


Рис. 4. Схема корреляции циклитов отложений викуловской свиты по линии I-I

между собой, а также характеризуются как асимметричным регрессивным, так и симметричным строением. При сопоставлении разбивок скважинных данных с сейсмическими профилями выделены сейсмические уровни (рис. 5), отражающие вещественную и мощностную неоднородность седиментационных циклитов. Так, для отложений викуловской свиты на сейсмическом профиле сверху вниз зафиксированы перекрывающая толща (черная линия), четко прослеживаемая в непрерывной фазе; отложения циклита 8 (красная линия), соответствующие пласту $ВК_1$; отложения циклита 7-2 (желтая линия), соответствующие перемычке в подошве $ВК_1$; отложения циклита 7-1 (интервал между желтой и зеленой линиями) и суммарные отложения циклитов 5 и 6 (зеленая линия), в целом отражающие крайне неоднородное распределение литолого-геофизических характеристик пласта $ВК_{2–3}$. Подошву викуловской свиты на профиле отследить не представилось возможным. Она находится в интервале между вспомогательными отражающими границами (синяя и фиолетовая линии). Таким образом, отложения нижних четырех циклитов свиты заключены между уровнями, выделенными зеленой и фиолетовой линиями.

Выделенные отражающие границы прослеживаются на сейсмических профилях различных простираний, что позволило в значительной степени обосновать мощностные изменения в объеме пласта $ВК_{2–3}$. При крайне изменчивых толщинах циклитов 4 и 7-2 общие толщины викуловской свиты остаются относительно выдержанными по площади и составляют в среднем 95–100 м. Суммарные толщины циклитов 4 и 5, соответствующие четко прослеживающейся красной фазе на сейсмическом профиле, также остаются относительно постоянными на изучаемой площади (20–25 м), что говорит о снижении темпов поступления обломочного материала в морской бассейн и некоторой стабилизации гидродинамических условий среды осадконакопления.

Поскольку практически нет тектонических нарушений на сейсмических профилях, контролирующих области увеличения толщин циклитов 4 и 7-2, слабые уклоны сейсмических фаз в зонах перехода от маломощных отложений к высоко мощностным, а также отсутствие в керне обилия оползневых и литокластовых текстур свидетельствуют о вероятном клиноформенном залегании отложений этих циклитов. Клиноформенное строение толщи также объясняет заполнение эпиконтинентального бассейна седиментации прогрессивно развивающимися дельтовыми отложениями. Кроме того, не подтвержденный керновыми данными и результатами сейсмических интерпретаций геосолитонный механизм накопления осадка, предусматривающий импульсные геодинамические возмущения, порождающие землетрясения, цунами и связанные с ними турбидитные, аллювиальные потоки и подводные оползни, подтверждает отсутствие мощных локализованных размывов (амплитуда до 90 м) и эрозии толщ в интервале викуловской свиты. Отложения, соответствующие сейсмическим отражениям и седиментационным циклитам викуловской свиты, также достаточно хорошо прослеживаются по исследуемой площади, что, в свою очередь, говорит об отсутствии существенного размыва более древних осадочных комплексов. Керновыми данными подтверждаются только локальные промывы положительных седиментационных тел типа баров, фронтов дельт и аккумулятивных форм распределительных каналов.

Литолого-фациальная характеристика отложений викуловской свиты

При литофациальном моделировании использовались данные литологических исследований керна, циклостратиграфического анализа, а также карты сейсмических атрибутов (амплитуды, когерентности, кривизны и спектральной декомпозиции).

Согласно палеогеографическим реконструкциям (Объяснительная записка…, 1976; Конторович и др., 2014), в позднем апте в результате регрессии началось изменение конфигурации Западно-Сибирского морского

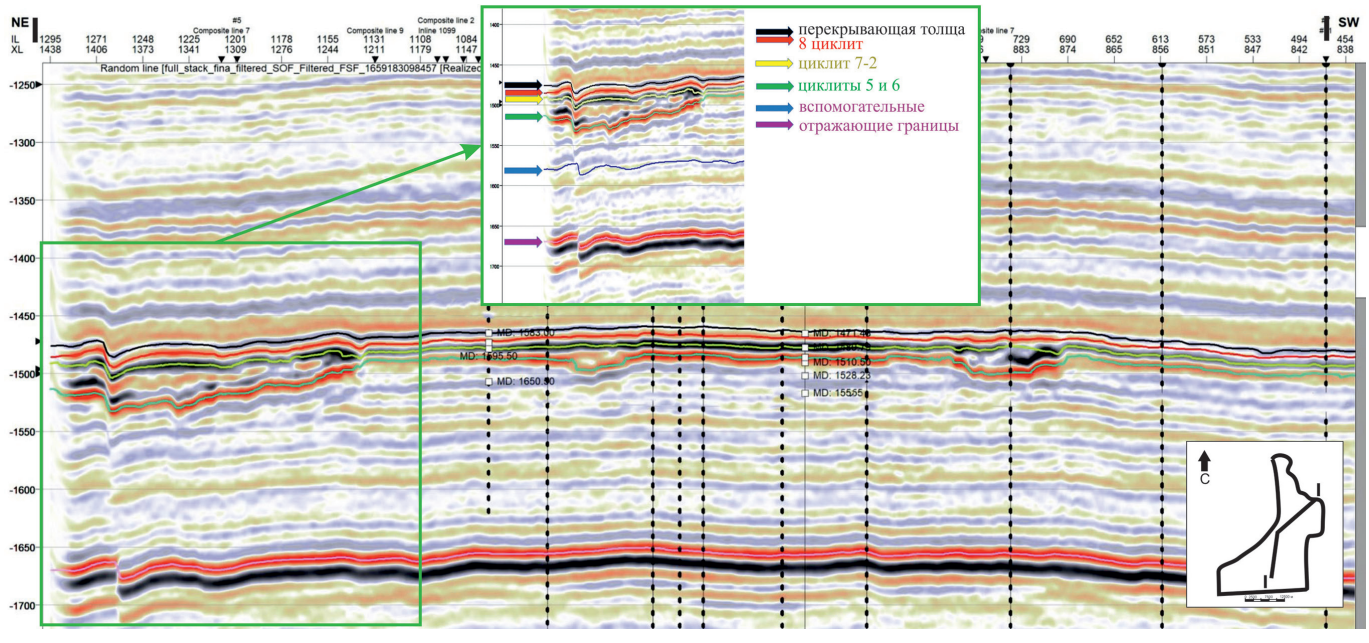
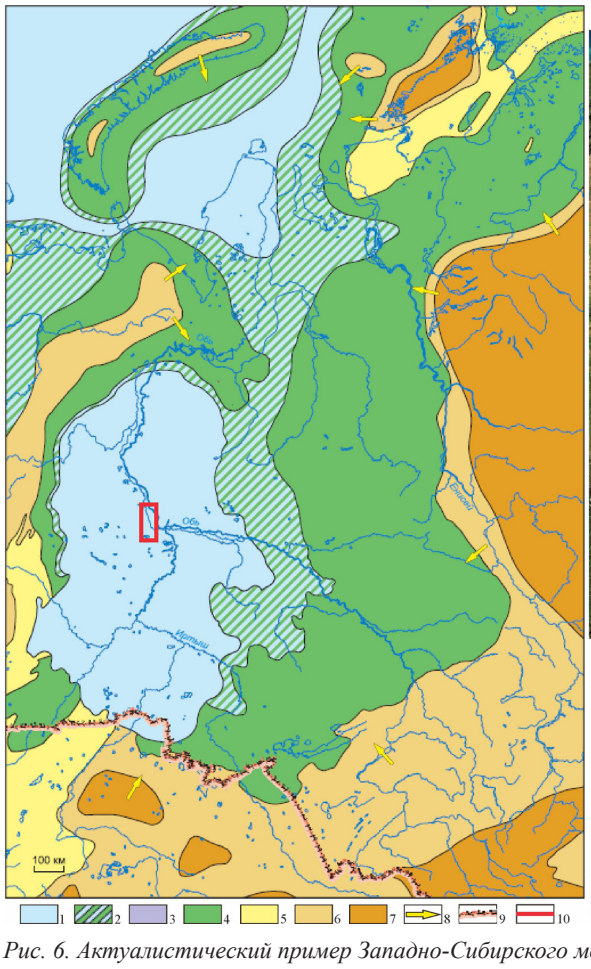


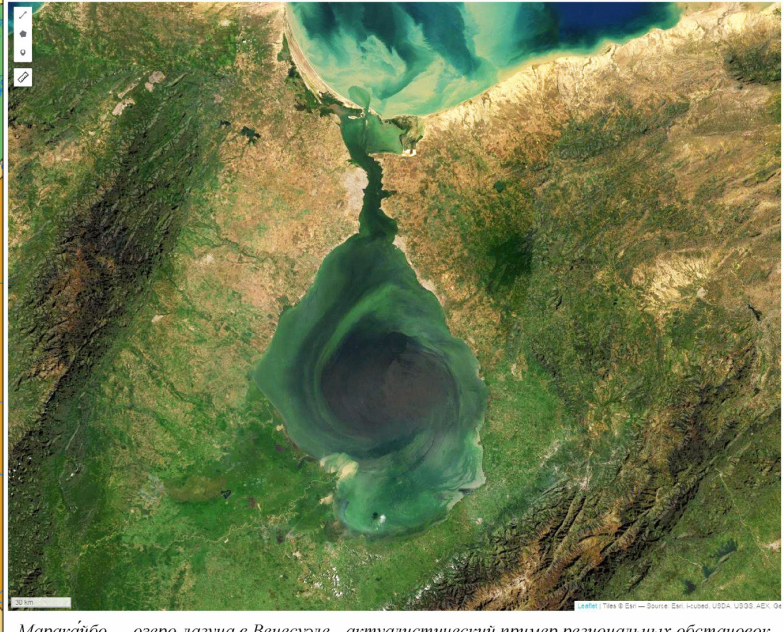
Рис. 5. Сейсмический профиль с северо-востока на юго-запад по линии I-I. Положительная фаза (черный цвет) – отрицательная фаза (красный цвет)

бассейна. Как следствие, восточная его часть резко обмелела, а южная несколько расширилась. Во время накопления отложений викуловской свиты исследуемая площадь располагалась в центральной части полуизолированного мелководного морского бассейна (глубиной менее 20 м), окруженного с запада и юга областями переходного осадконакопления. Низменная аккумулятивная равнина простиралась на западе от исследуемой площади и протягивалась полосой до 100 км вдоль Урала. Территория, занятая денудационной возвышенной равниной и низкими горами, находилась в 300 км на запад от изучаемой площади и в 600 км на юг в районе Северного Казахстана. Узкими проливами позднеаптское Западно-Сибирское море соединялось с бореальными морями. Из-за почти полной изоляции от Мирового океана и большого притока речных вод водоем периодически сильно опреснялся. Особенно сильно опреснение происходило в зонах главного руслового и многочисленных распределительных подводных каналов, отделяющихся друг от друга опресненными лагунами, что сильно отражалось на биоценозах. В общем региональном представлении палеогеография Западно-Сибирского морского бассейна в позднем апте схожа с озером-лагуной Маракайбо в Венесуэле (рис. 6). Маракайбо не только отвечает морфометрическим характеристикам Западно-Сибирского палеобассейна, но и имеет специфическую циркуляцию вод, оказывающую влияние на формирование и ориентацию песчаных аккумулятивных тел в нем.

Геологические и геофизические методы, применяемые в настоящей работе, имеют существенно разный масштаб. В связи с этим фациальная картина, получаемая по данным сейсморазведки, представляется достаточно обобщенной, а некоторые из фаций сгруппированы по литолого-геофизическим характеристикам в один комплекс. Детальная увязка отражающих границ с границами седиментационных циклитов позволила провести фациальное моделирование пяти изохронных седиментационных единиц викуловской свиты.

В результате литологических исследований для отложений первых четырех циклитов установлено наличие тонкослоистых и косослоистых серий с различной волновой активностью и слабой биотурбацией в алевролитах глинистых и песчанистых, свидетельствующих о наличие подводных распределительных каналов, отделяющих зоны лагун и продельт (рис. 7). Эти каналы были подводным продолжением рек, стекавших с Урала на восток вглубь мелководного Западно-Сибирского моря. Такие обстановки отражают эрозионную деятельность подводных течений, формирующих масштабную подводную долину. Однако этими же течениями в зону мелководного морского бассейна приносилось значительное количество алевро-песчаного материла, аккумулирующегося в участках перепада рельефа при снижении гидродинамической активности среды осадконакопления. На востоке изучаемой площади начинают развиваться баровые системы, формирование которых связано с привносом обломочного материала с юга. Эти системы являются положительными формами рельефа дна морского бассейна и отделяют подводную опресненную долину от морской лагуны с отложениями продельт. Баровые системы прорывались





Маракáйбо — озеро-лагуна в Венесуэле - актуалистический пример региональных обстановок седиментации поздеаптского Западно-Сибирского моря.

Палеогеографическая схема Западной Сибири, поздний апт. (Конторович и др., 2014)
Условные обозначения: 1—7 — палеогеографические области: 1 — море мелкое, менее 25 м; 2 — области переходного осадконакопления: равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); 3 — внутренние водоемы: пресные, временами засолонявшиеся; области континентального осадконакопления: 4 — равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озер и др.); 5 — равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва: 6 — равнина возвышенная (денудационная суша); 7 — горы низкие; 8 — главные направления сноса обломочного материала; 9 — государственная граница, 10 — объект исследований.

Рис. 6. Актуалистический пример Западно-Сибирского морского бассейна в позднем апте

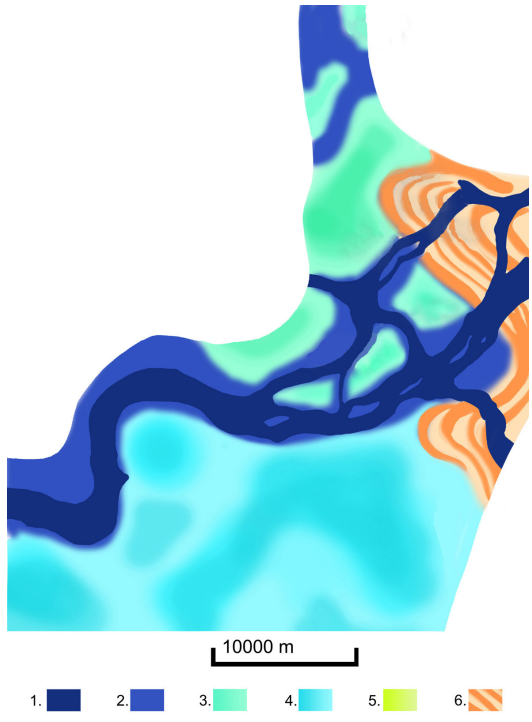


Рис. 7. Фациально-палеогеографическая схема на конец формирования отложений циклита 4 в пределах Красноленинского месторождения. Условные обозначения: 1 – фации русел основных и распределительных каналов подводной части дельты (стрелки указывают направление движения потоков); 2 – фации краевых частей подводных долин; 3 – фации опресненных лагун и продельт; 4 – фации морских лагун и продельт; 5 – фации фронта и склонов дельт; 6 – фации баровых систем; 7 – точки скважин

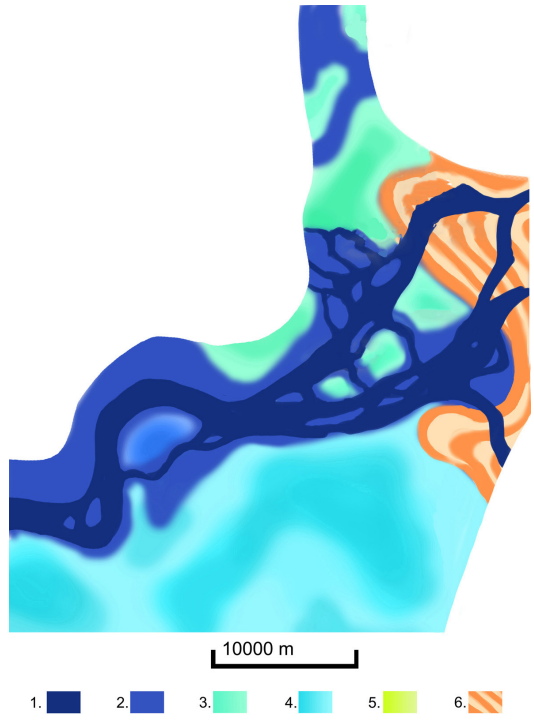


Рис. 8. Фациально-палеогеографическая схема на конец формирования отложений 6 циклита в пределах Красноленинского месторождения. Условные обозначения см. рис. 7

вытекающими реками с Урала, вследствие чего формировались каналы промыва, в которых накапливались алевро-песчаные отложения с глинистыми литокластами. Таким образом, на конец накопления циклита 4 нижележащие отложения сформировали эрозионно-аккумуляционный рельеф дна морского бассейна.

На следующем этапе развития бассейна осадконакопления, в объеме отложений циклитов 5 и 6, на востоке изучаемой площади продолжают развиваться мощные аккумулятивные формы песчаного материала баровых систем. Их строение неоднородно по латерали, что связано с корректировкой морфометрических характеристик этих тел каналами промыва. Устойчиво расширяющаяся и проградирующая подводная дельтовая система в условиях относительно стабильного уровня мелководного моря сформировала достаточно выдержанную по мощности полифациальную толщу облекания, подчеркивающую образовавшийся ранее рельеф. В пониженных частях рельефа сформировалась система опресненных и осолоненных морских лагун (рис. 8).

Во время отложения осадков циклита 7-1 (верх $ВК_{2–3}$) происходит изменение направления стока обломочного материала и интенсивности гидродинамики среды осадконакопления (Объяснительная записка…, 1976). Общая направленность дельтовой системы меняется от юго-восточной на северо-восточную. Привнос обломочного материала с северо-запада привел к сокращению областей опресненных лагун. На юге площади появляются распределительные каналы, несущие обломочный материал в зону морских лагун (рис. 9). Кроме того, за счет появления дополнительных подводных каналов с северо-запада, в бассейне седиментации произошло изменение параметров, контролирующих кинематику осаждения алевро-песчано-глинистого материала, который формировал толщу выполнения, заполнявшую отрицательные формы подводного палеорельефа.

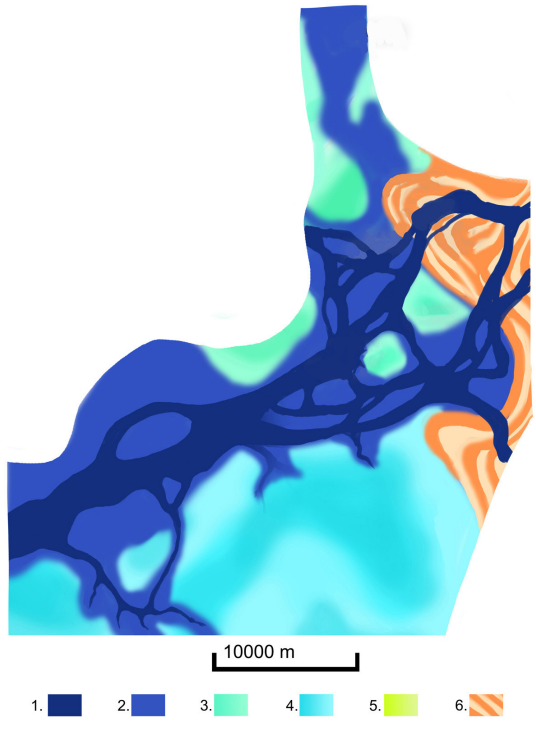


Рис. 9. Фациально-палеогеографическая схема на конец формирования отложений циклита 7-1 в пределах Красноленинского месторождения. Условные обозначения см. рис. 7

С момента накопления выполняющей толщи происходит относительное вырывание дна палеобассейна. Вышележащие отложения циклитов 7-2 и 8 (пласт $ВК_1$) отражают начало раннеальбской трансгрессии и представляют собой покрывающую толщу (пласт $ВК_1$) пластового характера залегания. В это время на площади появляются пески фронта дельты (рис. 10), окаймляющие густую разветвленную сеть каналов подводной части дельтового комплекса. Отложения этих фаций закономерно тяготеют к бывшим областям баровых систем.

Во время накопления отложений циклита 8 почти вся акватория формировалась отложениями основных и распределительных каналов подводной части дельты (рис. 11), ориентированной с северо-запада региона на юг и юго-восток. Окаймляющие густую разветвленную сеть каналов отложения фронта дельты продолжают свое развитие на востоке. В подводной дельтовой долине отмечаются лишь незначительные участки фаций морских лагун и продельт. Увеличение влияния морских условий осадконакопления этого времени подчеркивает интенсивная биотурбация, прослеживающая в отложениях по всей изучаемой площади.

Для более точного понимания фациальных обстановок викуловского времени проведен палинологический анализ пяти образцов керна из отложений разных фациальных зон. Установлено, что в образцах встречаются фрагменты тканей растений, относительно часто споры и пыльца растений. В то же время на их фоне отмечены редкие зеленые водоросли и единичные диноцисты, что указывает на прибрежно-морские и лагунные обстановки осадконакопления. Каких-либо признаков наличия перерывов в отложениях не выявлено, породы достаточно схожи между собой.

Обсуждение результатов

Основной объем отложений викуловской свиты сформировался в период относительной стабилизации эвстатики моря, сопровождавшегося циклическим заполнением бассейна проградирующими дельтовыми комплексами с подводными каналами, а также возможными циркулирующими течениями по периферии бассейна. Значительную роль в осадконакоплении играли эрозионно-аккумулятивные процессы, преобразующие рельеф морского дна. Выравнивание рельефа дна морского бассейна преимущественно связано с формированием толщи выполнения циклита 7-1. Особенности формирования отложений циклитов 7-2 и 8 обусловлены началом развития раннеальбской трансгрессии. При реконструкции условий осадконакопления Западно-Сибирского бассейна седиментации необходимо учитывать, что практически на всем протяжении его существования он представлял собой внутренний мелководный бассейн, который слабо связан с Мировым океаном. Это обстоятельство определяет отсутствие широкого распространения типично шельфовых, а также отложений, связанных с мощными приливно-отливными процессами. Гумидный климат и закрытость бассейна с активным привносом пресных вод способствовали его опреснению. Характер седиментации был обусловлен преимущественно энергией подводных потоков, что, видимо, частично повлияло на отсутствие в разрезе зрелых песчаников.

Обоснованность полученных реконструкций подтверждается тем, что сейсмически отражающие горизонты увязаны с литологическими границами циклитов, что позволило проследить пространственные изменения седиментационных единиц. Без учета сейсмических данных корреляция исключительно по скважинным материалам ГИС привела бы к заведомо ошибочной попластовой

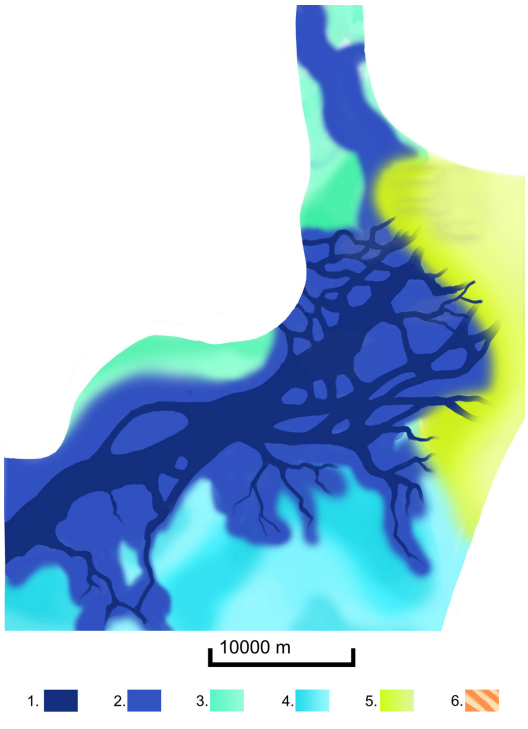


Рис. 10. Фациально-палеогеографическая схема на конец формирования отложений циклита 7-2 в пределах Красноленинского месторождения. Условные обозначения см. рис. 7

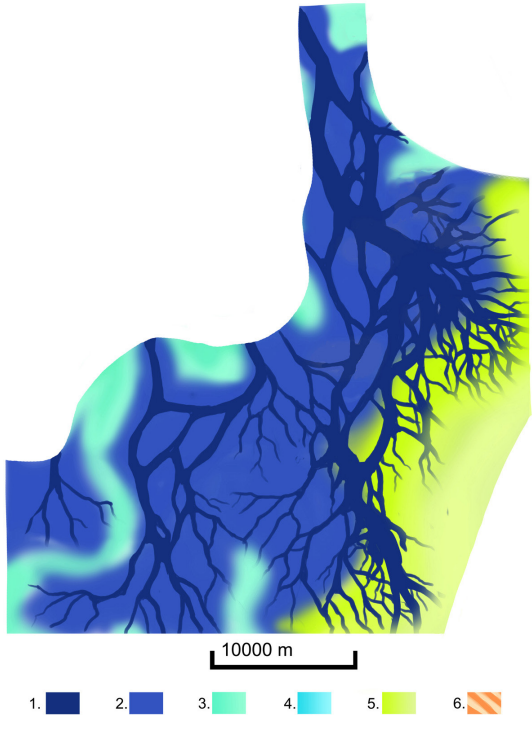


Рис. 11. Фациально-палеогеографическая схема на конец формирования отложений циклита 8 в пределах Красноленинского месторождения. Условные обозначения см. рис. 7

модели отложений викуловской свиты. Фациальная интерпретация сейсмических атрибутов без учета результатов седиментологического и циклостратиграфического анализов также может привести к искаженным представлениям о формировании той или иной толщи.

Фациальная дифференциация и постседиментационные преобразования отложений определили пространственную неоднородность фильтрационно-емкостных свойств викуловской свиты. Крайне высокая степень анизотропии связанности пустотного пространства пород-коллекторов викуловской свиты непосредственно связана с текстурными характеристиками отложений, проявленными на разных масштабных уровнях исследований (Постникова и др., 2023). Лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаные и алевро-песчаные породы с косослоистыми, флазерными и массивными текстурами. Наиболее мощные и выдержанные толщины таких отложений представлены в фациях фронта дельты, каналов и баровых систем, развитых на востоке площади. При этом высокоперспективными зонами развития пород-коллекторов являются баровые системы, в то время как областями средней перспективности обладают отложения фронта дельты. Перспективными зонами развития пород-коллекторов являются области подводных основных и распределительных каналов, а к низкоперспективным зонам относятся области лагун и продельты (рис. 12). Классифицированные по перспективности зоны развития пород-коллекторов подтверждаются результатами сейсмических исследований, а также продуктивностью скважин по данным бурения.

Заключение

Таким образом, по результатам литологического и циклостратиграфического анализов, а также их увязки с данными ГИС и сейсмики выделены и прослежены основные изохронные уровни отложений викуловской свиты в разнофациальных зонах. Отложения свиты представляют собой полифациальный комплекс, сформировавшийся в условиях подводной части дельты полуизолированного мелководного морского Западно-Сибирского палеобассейна.

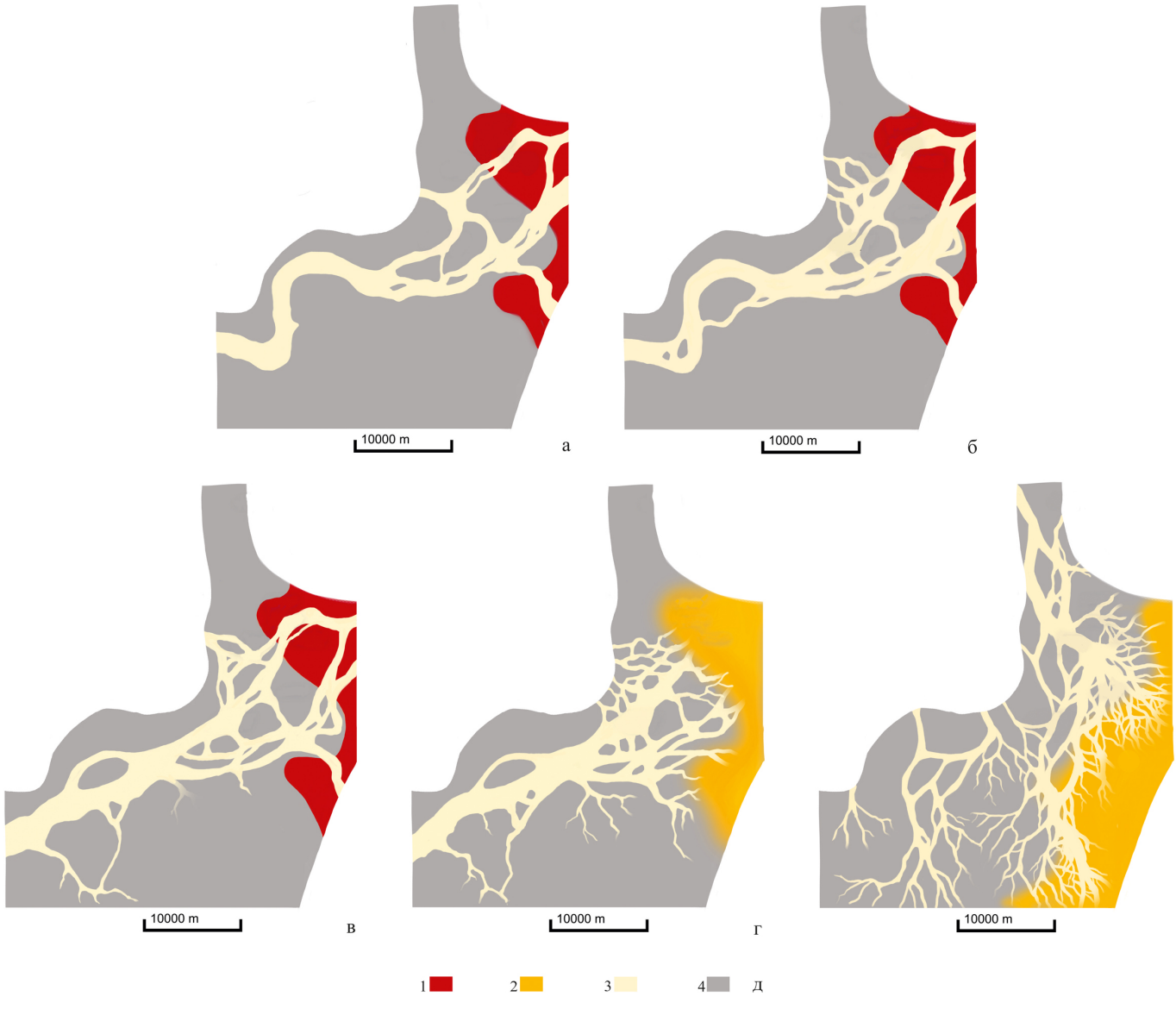


Рис. 12. Схемы прогнозных зон развития пород-коллекторов: а – на конец формирования отложений циклита 4; б – на конец формирования отложений циклита 6; в – на конец формирования отложений циклита 7-1; г – на конец формирования отложений циклита 7-2; д – на конец формирования отложений циклита 8 в пределах Красноленинского месторождения. Условные обозначения: 1 – высокоперспективные; 2 – среднеперспективные; 3 – перспективные; 4 – низкоперспективные; 5 – точки скважин

Литологическая неоднородность отложений викуловской свиты определяет дифференциацию фильтрационно-емкостных свойств и нефтенасыщения. При выполнении геологического и флюидодинамического моделирования отложений с высокой степенью неоднородности, в том числе викуловской свиты, необходимо учитывать данные детального литолого-фациального анализа.

Литература

Алексеев В.П., Амон Э.О., Федоров Ю.Н., Глебов А.Ф., Залевский О.А., Качкин А.А., Лебедев А.И., Чернова О.С. (2011). Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 325 с.

Барабошкин Е.Ю. (2011). Практическая седиментология. Терригенные резервуары: Пособие по работе с керном. М.: European assoc. of geoscientists; Тверь: ГЕРС, 2011, 150 с.

Булатов В.И., Игенбаева Н.О., Бирюкова О.Н., Нанишвили О.А. (2022). Перспективы нефтегазоносности в отложениях викуловской свиты на основе седиментологических исследований. *Бюллетень науки и практики*, 8(4), с. 82–90. https://doi.org/10.33619/2414-2948/77/09

Волков В.А., Шпильман А.В. (2013). Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. 1. Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 236 с.

Дернова Е.О., Капранова Е.А., Щербина Ю.В. (2019). Условия формирования и фильтрационно-емкостные свойства нижнемеловых отложений Тавдинского мегавыступа Иусского нефтегазоносного района. *Известия вузов. Геология и разведка*, (6), с. 53–62. https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-6-53-62

Дмитриев С.А., Грицюк Б.П., Задорожняя И.А. (2013). Выделение фациальных групп в разрезе викуловской свиты на восточной части Каменной площади. *Нефть и газ Западной Сибири: Материалы междунар. науч.-техн. конф., посвящ. 50-летию Тюменского индустриального института, Т.* 2, Тюмень: ТюмГНГУ, с. 193–198.

Ильзит Е.В. (2022). Определение и прогнозирование перспективных зон пласта ВК1 викуловская свита Ай-Торского поднятия с целью повышения эффективности эксплуатационного бурения скважин. *Экспозиция Нефть Газ*, (2), с. 14–18.

Казанская Д.А., Александров В.М., Белкина В.А. (2019). Моделирование геологического строения продуктивных отложений викуловской свиты. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(7), с. 195–207. https://doi.org/10.18799/24131830/2019/7/2195

Карогодин Ю.Н. (1978). Система понятий и терминов седиментационной цикличности. *Теоретические исследования по терминологии седиментационной цикличности: Сб. науч. тр*. Новосибирск, с. 7–53.

Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. (2014). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. *Геология и геофизика*, 55(5–6), с. 745–776.

Коробова Н.И., Шевчук Н.С., Карнюшина Е.Е., Сауткин Р.С., Краснова Е.А. (2023). Особенности состава и строения продуктивных отложений викуловской свиты Красноленинского свода и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства. *Георесурсы*, 25 (2), с. 105–122. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.8

Мангазеев В.П., Белозеров В.Б., Кошовкин И.Н., Рязанов А.В. (2006). Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 66–70.

Медведев А.Л. (2010a). Аптские врезанные речные долины Каменной площади Западной Сибири: региональные аспекты нефтегазоносности. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 5(3), с. 1–27.

Медведев А.Л. (2010b). Врезанные речные палеодолины: история изучения и современное состояние вопроса. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (4), с. 31–43.

Медведев А., Лопатин А.Ю., Масалкин Ю.В. (2011). Секвенс-стратиграфическая модель продуктивных отложений викуловской свиты Каменной площади Красноленинского свода. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (3), с. 39–55.

Натчук М.П. (2018). Генетический анализ и фациальная интерпретация отложений верхней части викуловской свиты на севере Красноленинского свода. *Литология и я: от идеи до выводов: Материалы 3-й Всерос. шк. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов по литологии*. – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, с. 105–107.

Объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5 000 000. (1976). Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 86 с.

Постникова О.В., Изъюрова Е.С., Сивальнева О.В., Изъюров А.Д., Зуева О.А. (2023). Литолого-петрофизическая неоднородность продуктивных отложений викуловской свиты. *Разведка и охрана недр*, (6), с. 8–12.

Хуснуллина Г.Р. (2014). Геологическое строение и условия формирования продуктивных пластов викуловской свиты Красноленинского месторождения нефти (Западная Сибирь): Дис. … канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 195 с.

Хуснуллина Г.Р., Биркле Е.А., Лебедев В.И. (2012). Гранулометрический анализ песчаников викуловской свиты (апт, нижний мел) Красноленинского месторождения (Западная Сибирь). *Литосфера*, (6), с. 90–99.

Чернова О.С. (2018). Научные основы построения геостатических моделей и геометризации юрско-меловых природных резервуаров Западной Сибири на базе петрофизических и седиментологических исследований керна: Дис. … д-ра геол.-минерал. наук. Томск, 522 с.

Чернова О.С., Чухланцева Е.Р. (2020). Методология комплексирования седиментологического и петрофизического моделирования терригенных природных резервуаров. *Недропользование XXI век*, (4), с.152–162.

Сведения об авторах

Александр Васильевич Постников – доктор геол.-минерал. наук, заведующий кафедрой литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: postnikov.a@gubkin.ru

Ольга Васильевна Постникова – доктор геол.-минерал. наук, декан факультета геологии и геофизики нефти и газа, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: olgapostnikova@yandex.ru

Елена Сергеевна Изъюрова – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: ekonovalceva@yandex.ru

Ольга Владимировна Сивальнева – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: sivalneva.o@gubkin.ru

Александр Дмитриевич Изъюров – старший преподаватель кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: alexizyurov@gmail.com

Ольга Алексеевна Зуева – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: oa_zueva@mail.ru

Радмир Руфович Юнусов – начальник отдела контроля и анализа разработки месторождений нефти и газа, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
Россия, 628486, Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20
e-mail: radmir.yunusov@lukoil.com

Статья поступила в редакцию 01.04.2024;
Принята к публикации 15.07.2024;
Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Lithological Characteristics and Formation Conditions of Sediments of the Vikulov Formation within the Central Part of the Krasnoleninsky Arch of Western Siberia

A.V. Postnikov[1], O.V. Postnikova[1], E.S. Iz'yurova[1], O.V. Sivalneva[1], A.D. Iz'yurov[1], O.A. Zueva[1], R.R. Yunusov[2]*

[1]*National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russian Federation*
[2]*LUKOIL-Zapadnaya Sibir, Kogalym, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Olga A. Zueva, e-mail: oa_zueva@mail.ru*

Abstract. This paper presents the results of lithological and geophysical studies of the Vikulov Formation sediments, as well as cyclostratigraphic and facies analyses. The geophysical and seismic data have been linked to identify and trace the main isochronal levels of the Vikulov Formation sediments in different facies zones of the West Siberian palaeobasin. The detailed alignment of the reflecting boundaries with the boundaries of sedimentation cyclites made it possible to conduct facies modeling of five sedimentation units of the Vikulov Formation. The modelling results showed that the sediments of the Formation were formed in the conditions of the underwater part of the avandelta of a semi-isolated shallow marine basin. The change in the source area location during the sediments formation was reflected in the whimsical structure and distribution of sediments in the sedimentation basin. The lithological heterogeneity of the Vikulov formation deposits determines the differentiation of filtration and reservoir properties and oil saturation.

Keywords: Vikulov Formation, delta complex, Cretaceous, sedimentation and cyclostratigraphic analyses, Western Siberia, Krasnoleninsky arch

Recommended citation: Postnikov A.V., Postnikova O.V., Iz'yurova E.S., Sivalneva O.V., Iz'yurov A.D., Zueva O.A., Yunusov R.R. (2024). Lithological Characteristics and Formation Conditions of Sediments of the Vikulov Formation within the Central Part of the Krasnoleninsky Arch of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 184–197. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.19

References

Alekseev V.P., Amon E.O., Fedorov Yu.N. et al. (2011). Composition, structure and conditions of formation of reservoirs of the VK group in the eastern part of the Krasnoleninsky oil field (Western Siberia). Yekaterinburg: UGSU, 325 p. (In Russ.)

Baraboshkin E.Y. (2011). Practical sedimentology. Terrigenous reservoirs. A manual for working with core. Tver: GERS, 152 p. (In Russ.)

Bulatov V.I., Igenbayeva N.O., Biryukova O. N., Naniashvili O. A. (2022). Prospects of oil and gas potential in the deposits of the Vikulov formation based on sedimentological studies. *Byulleten nauki i praktiki*, 8(4), pp. 82–90. (In Russ.)https://doi.org/10.33619/2414-2948/77/09

Chernova O.S. (2018). Scientific foundations for the construction of hemostatic models and geometrization of Jurassic-Cretaceous natural reservoirs in Western Siberia on the basis of petrophysical and sedimentological core studies. Dr. Geol. and Mineral. Sci. Diss. Tomsk, 521 p. (In Russ.)

Chernova O.S., Chukhlantseva E.R. (2020). Methodology of integration of sedimentological and petrophysical modeling of terrigenous natural reservoirs. *Nedropolzovanie XXI vek*, (4), pp. 152–162. (In Russ.)

Dernova E.O., Kapranova E.A., Shcherbina Yu.V. (2019). Conditions of formation and filtration and capacitive properties of the Lower Cretaceous deposits of the Tavdinsky megawall of the Iussky oil and gas bearing region. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, (6), pp. 53–62. (In Russ.) https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-6-53-62

Dmitriev S.A., Gritsyuk B.P., Zadorozhnaya I.A. (2013). Identification of facies groups in the section of the Vikulov formation in the eastern part of Kamennaya Square. *Oil and Gas of Western Siberia: Proc. International Scientific and Technical Conference*, vol. 2. Tyumen: TSOGU, pp. 193–198. (In Russ.)

Explanatory note to the atlas of lithological and paleogeographic maps of the Jurassic and Cretaceous periods of the West Siberian Plain on a scale of 1:5000000 (1976). Tyumen: ZapSibNIGNI, 86 p. (In Russ.)

Ilsit E.V. (2022). Determination and forecasting of promising zones of the VK1 Vikulovskaya formation of the Ai-Tor uplift in order to increase the efficiency of production drilling of wells. *Expositsiya Neft Gas*, (2), pp. 14–18. (In Russ.)

Kazanskaya D.A., Alexandrov V.M., Belkina V.A. (2019). Modeling of the geological structure of productive deposits of the Vikulov formation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*. *Georesource Engineering*, 330 (7), pp. 195–207. (In Russ.)

Karogodin Yu.N. (1978). A system of concepts and terms of sedimentation cyclicity. Novosibirsk: Nauka, Siberian Branch, pp. 7–53. (In Russ.)

Khusnullina G.R. (2014). Geological structure and conditions of formation of productive layers of the Vikulov formation of the Krasnoleninsky oil field (Western Siberia). Cand. Geol. and Mineral. Sci. Diss. Tyumen, 195 p. (In Russ.)

Khusnullina G.R., Birkle E.A., Lebedev V.I. (2012). Granulometric analysis of sandstones of the Vikulov formation (Apt, Lower Cretaceous) Krasnoleninsky deposit (Western Siberia). *Lithosphere*, (6), pp. 90–99. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A. and others (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5–6), pp. 582–609. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.005

Korobova N.I., Shevchuk N.S., Karnyushina E.E., Sautkin R.S., Krasnova E.A. (2023). Features of the composition and structure of productive deposits of the Vikulov formation of the Krasnoleninsky arch and their effect on filtration and capacitance properties. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 105–122. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.8

Mangazeev V.P., Belozyorov V.B., Koshovkin I.N., Ryazanov A.V. (2006). Methodology of representing lithological and facial features in a digital geological model. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, (5), pp. 66–70. (In Russ.)

Medvedev A.L. (2010a). The Aptian embedded river valleys of the Stone Area of Western Siberia: regional aspects of oil and gas potential. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 5(3), pp. 1–27. (In Russ.)

Medvedev A.L. (2010b). Embedded river paleodolines: the history of the study and the current state of the issue. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (4), pp. 31–43. (In Russ.)

Medvedev A., Lopatin A.Yu., Masalkin Yu.V. (2011). Sequence-stratigraphic model of productive deposits of the Vikulov formation of the Krasnoleninsky Arch Stone Area. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (3), pp. 39–55. (In Russ.)

Natchuk M.P. (2018). Genetic analysis and facies interpretation of deposits of the upper part of the Vikulov formation in the north of the Krasnoleninsky arch. *Lithology and me: from idea to conclusions: Proc. Conf.* Yekaterinburg: Zavaritsky Institute of Geology and Geochemistry, pp. 105–107. (In Russ.)

Postnikova O.V., Izyurova E.S., Sivalneva O.V., Izyurov A.D., Zueva O.A. (2023). Lithological and petrophysical heterogeneity of productive deposits of the Vikulov formation. *Razvedka i okhrana nedr*, (6), pp. 8–12. (In Russ.)

Volkov V.A., Shpilman A.V. (2013). Atlas of oil and gas fields of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra. Volume 1. Yekaterinburg: IzdatNauksErvice, 236 p. (In Russ.)

About the Authors

Alexander V. Postnikov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of Lithology, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65 Leninsky ave., build. 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: postnikov.a@gubkin.ru

Olga V. Postnikova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Faculty of Geology and Geophysics of Oil and Gas, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65 Leninsky ave., build. 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: olgapostnikova@yandex.ru

Elena S. Iz'yurova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Lithology, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65 Leninsky ave., build. 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: ekonovalceva@yandex.ru

Olga V. Sivalneva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Lithology, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65 Leninsky ave., build. 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: sivalneva.o@gubkin.ru

Alexander D. Iz'yurov – Senior Lecturer at the Department of Lithology, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65 Leninsky ave., build. 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: alexizyurov@gmail.com

Olga A. Zueva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Lithology, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65 Leninsky ave., build. 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: oa_zueva@mail.ru

Radmir R. Yunusov – Head of the Department of Control and Analysis of Oil and Gas Field Development, LUKOIL-Zapadnaya Sibir

20 Pribaltiyskaya st., Kogalym, 628486, Russian Federation

e-mail: radmir.yunusov@lukoil.com

Manuscript received 1 April 2024;
Accepted 15 July 2024; Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.20 УДК 504.433

Генетические коэффициенты Cl/Br, B/Br и Na/K: принципы их использования для уточнения генезиса природных вод

Т.А. Киреева
Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия
e-mail: ta_kireeva@mail.ru

В работе дано обоснование принципов использования хлор-бромного (Cl/Br), бор-бромного (B/Br) и натрий-калиевого (Na/K) отношений (генетических коэффициентов) для определения генезиса водных растворов. Приведены примеры уточнения происхождения вод, как природных, так и техногенных, по соотношению величин генетических коэффициентов и минерализации растворов. Показано, что по значениям Cl/Br можно не только установить различие природных рассолов концентрирования и рассолов растворения галитовых толщ, но и выделить подземные воды, загрязненные техногенными рассолами солянокислотных обработок. Отношение B/Br > 1 позволяет диагностировать поступление высокотемпературных (> 100 °C) вод в глубокие водоносные горизонты, а также является признаком выделения техногенных конденсатных вод. По значению Na/K в случае снижения до 1 и менее можно надежно определять как техногенные рассолы, так и техногенно загрязненные пресные воды.

Ключевые слова: рассолы, гидротермы, техногенные воды, генетические коэффициенты, тип воды, компоненты состава

Для цитирования: Киреева Т.А. (2024). Генетические коэффициенты Cl/Br, B/Br и Na/K: принципы их использования для уточнения генезиса природных вод. *Георесурсы,* 26(3), с. 198–205. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.20

Ведение

При любых гидрогеологических работах, особенно гидрохимического направления, установление генезиса водного раствора является необходимым условием.

Диагностика с применением общепринятых критериев (таких, как минерализация ($M_{общ}$), компонентный состав, тип воды по классификациям В.А. Сулина, О.А. Алекина и др.) часто бывает недостаточной для определения происхождения воды. Соотношения макрокомпонентов природных вод используются достаточно давно и в основном в целях классифицирования вод. В частности, отношения

$$\frac{r\mathrm{Na}}{r\mathrm{Cl}}, \frac{r\mathrm{Na} - r\mathrm{Cl}}{r\mathrm{SO_4}}, \frac{r\mathrm{Cl} - r\mathrm{Na}}{r\mathrm{Mg}}$$

(r – содержание элемента, мг-экв/л) лежат в основе классификации Сулина. В классификации Алекина для выделения типов вод используются отношения $r\mathrm{HCO_3^-} > (r\mathrm{Ca^{+2}} + r\mathrm{Mg^{+2}})$, $r\mathrm{HCO_3^-} < (r\mathrm{Ca^{+2}} + r\mathrm{Mg^{+2}}) < (r\mathrm{HCO_3^-} + r\mathrm{S0_4^{-2}})$, $(r\mathrm{HCO_3^-} + r\mathrm{SO_4^{-2}}) < (r\mathrm{Ca^{+2}} + r\mathrm{Mg^{+2}})$. Однако установление типа воды по той или иной классификации, в которой используются только соотношения макрокомпонентного состава, не всегда оказывается достаточным для определения происхождения воды, что особенно характерно для техногенных, а не природных вод. Соотношения элементов микрокомпонентного состава для этого применяются достаточно редко. Поэтому цель настоящей работы – обосновать возможность уточнения генезиса водного раствора по соотношениям элементов микрокомпонентного состава.

Постановка задачи

Определение происхождения (генетического типа) природных растворов имеет не только научное, но и важное практическое значение. Так, для оценки перспектив использования подземных рассолов в качестве химического сырья необходимо определить, являются эти рассолы результатом растворения соленосных толщ, или результатом подземного концентрирования (седиментогенные рассолы). В первом случае рассолы содержат практически только NaCl и не могут быть использованы в качестве сырья на бром, йод, редкие щелочи и др. ценные компоненты. Для нефтепоисковых целей важно знать маломинерализованные гидрокарбонатно-натриевые воды являются глубинными инверсионными или имеют инфильтрационное происхождение. Концентрированные хлоридно-натриево-кальциевые рассолы, являющиеся основным типом пластовых вод нефтегазовых месторождений, имеют очень близкий компонентный состав и $M_{общ}$ с техногенными рассолами, образующимися при разработке месторождений. Эти примеры можно продолжить.

Определение относительной доли растворов разных генетических типов в изучаемых пластовых водах опирается на ряд критериев, из которых главное значение имеют: а) изотопный состав молекул воды; б) изотопный состав растворенных газов, некоторых ионов (прежде всего, серы) и органических компонентов; в) общая минерализация растворов и концентрации растворенных веществ; г) характерные соотношения макрокомпонентов, позволяющие определить тип воды по какой-либо классификации д) содержание микрокомпонентов.

Известно, что наиболее надежно установить происхождение природных водных растворов возможно только изотопными методами исследований. Однако они

© 2024 Т.А Киреева
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

малодоступны и не могут быть использованы при массовых определениях. Кроме того, эти методы, в частности, не позволяют разделять природные инфильтрационные воды и фильтрат глинистого бурового раствора, т.к. последний часто готовится с использованием природных маломинерализованных вод.

Гидрохимическая характеристика генетических коэффициентов Cl/Br, B/Br и Na/K

Еще в середине XX в. ученые (Сулин, 1946; Виноградов, 1948; Валяшко, 1956; Уайт, 1957) обратили внимание на значимость генетических значений некоторых соотношений геохимически сходных компонентов природных вод. Теоретическое обоснование использования этих соотношений (генетических коэффициентов) заключается в том, что в процессе литогенеза первичное соотношение многих растворенных компонентов значительно нарушается (осаждение, сорбция, поглощение организмами, испарение, конденсация), что отражает «историю» изменения растворов.

Для анализа были выбраны наиболее значимые, с нашей точки зрения, следующие генетические коэффициенты: Cl/Br, B/Br и Na/K.

Отношение **Cl/Br**, предложенное М.Г. Валяшко (Валяшко, 1956), используется для определения генезиса и степени метаморфизма* подземных рассолов. Применение этого коэффициента основано на том, что концентрирование морской воды сопровождается постоянным ростом концентрации брома, продолжающимся и после садки галита, потому что бромид натрия (NaBr) имеет большую величину растворимости, чем хлорид натрия (NaCl) (905 и 360 г/л соответственно). Поэтому для рассолов «концентрирования», образующихся как при поверхностном испарении растворов, так и при подземном концентрировании в закрытой пластовой системе, характерна практически прямая зависимость между величиной $M_{общ}$ и содержанием Br (рис. 1). Это позволило предложить использовать Cl/Br для определения генезиса и степени метаморфизма подземных вод. Прямая зависимость между величиной минерализации и содержанием брома в растворе совершенно четко проявляется, начиная с $M_{общ}$ > 250–280 г/л, а не в столь явном виде – с $M_{общ}$ > 100 г/л (рис. 1). В качестве примера приведен пластовый рассол Тимано-Печорской провинции, в котором при $M_{общ}$, равной 110 г/л, значение Cl/Br уменьшается до 244 (табл. 1).

В океанической воде, которая по классификации Сулина относится к хлоридно-магниевому типу (ХМ), этот коэффициент равен 293–300. При захоронении вод бассейна седиментации и последующего метаморфизма образуются хлоридно-натриево-кальциевые рассолы, хлоридно-кальциевого (ХК) типа по классификации Сулина. В этих рассолах растет относительная доля брома по отношению к хлору вследствие его более высокой растворимости. Поэтому в метаморфизованных глубинных рассолах, в которых вместе с ростом $M_{общ}$ растет относительная

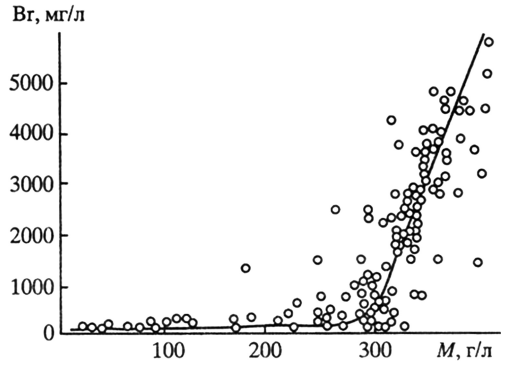


Рис. 1 Зависимость содержания брома от минерализации рассолов, по (Крайнов и др. 2004)

доля брома по отношению к хлору, коэффициент Cl/Br уменьшается (до 80–100) при соответствующих значениях $M_{общ}$ > 300 г/л (табл. 1). Такие же закономерности характерны и для рассолов поверхностного испарения морской воды. Так, для рассола эвтонической стадии концентрирования при $M_{общ}$ около 500 г/л, значение Cl/Br уменьшается до 39,5 (табл. 1).

В то же время рассолы, образовавшиеся в результате растворения галоидных толщ, обеднены бромом, т.к. бром практически не осаждается с хлоридами, поэтому в рассолах растворения галита значение коэффициента Cl/Br возрастает до 2000 и более при высоких значениях $M_{общ}$ ~ 300–360 г/л (Крайнов и др., 2004) (табл. 1). Такие рассолы растворения по классификации Сулина относятся к сульфатно-натриевому (СН) типу.

Отношение Cl/Br также растет при разбавлении пластовых рассолов и может служит признаком поступления техногенных маломинерализованных вод (фильтрат бурового раствора) или природных вод меньшей минерализации, залегающих выше по разрезу, что важно отслеживать при нефтегазовых разработках.

В водах вулканических горячих источников и в конденсатах вулканических паров это отношение составляет в среднем 500–1000 (до 10000) (табл. 2). В кратерных хлоридных рассолах с минерализацией 70–100 г/л оно также доходит до 1000–2000, что связано с практическим отсутствием брома в вулканических водах (Набоко, 1974).

В глубинных инверсионных водах, в которых увеличивается относительная доля HCO_3-иона, а $M_{общ}$ которых не превышает 6–35 г/л, значение Cl/Br уменьшается до 144–170 вследствие снижения относительной доли брома по отношению к Cl-иону и к бору (табл. 2) (Всеволожский, Киреева, 2010; Киреева, 2017).

Геохимическая инверсия подземных вод заключается в том, что в глубоких горизонтах земной коры происходит смена рассолов на менее минерализованные ($M_{общ}$ менее 35 г/л) высококарбонатные воды Cl–HCO_3–Na- и даже HCO_3–Cl–Na-состава (Крайнов и др., 2004, с. 311). В частности, такие глубинные маломинерализованные ($M_{общ}$ ~ 6–12 г/л) воды широко распространены в нижнемеловых и юрских отложения Западной Сибири, начиная с глубины около 2,5 км.

Этот же коэффициент, Cl/Br, можно использовать для выделения некоторых видов техногенных вод, образующихся при разработке нефтегазовых месторождений (Муляк и др., 2007).

*Под термином «метаморфизм» здесь понимается «все последующие геохимические процессы, которым подвергаются рассолы во вмещающих породах» (Крайнов и др., 2004, с. 271).

Компоненты (мг/л) и показатели химического состава	Средний состав океанической воды*	Тимано-Печорская провинция C_{2+3}, гл. ~ 2350 м	Рассол испарения океанической воды (эвтоническая стадия)**	Рассол растворения толщ галита**	Смесь рассола СКО (0,8) и пластового рассола (0,2)***	Фильтрат раствора бурения с добавлением солей KCl и K_2CO_3
K	387,5	710,1	800	290	890	52800
Na	10764	32647,6	3500	119370	8062	5880
Mg	1297	2492,8	128000	190	5735	38
Ca	408	5750,4	60	360	96954	600
Cl	19353	68586,3	336000	184220	201551	56420
Br	66	281,1	8500	50	253	9,47
I	0,05	19,7	н/о	н/о	н/о	н/о
SO_4	2701	164,6	41000	4100	124	28
HCO_3	143	183,2	4800	38	н/о	1098
B	5–12	49,2	1000	5,6	27	0,38
M, г/л	35,50	110,89	523,7	308,6	313,6	116,9
Формула ионного состава	$\frac{Cl90\ SO_4 9\ HCO_3 1}{(Na+K)79\ Mg17\ Ca4}$	$\frac{Cl\ 100}{(Na+K)74\ Ca15\ Mg11}$	$\frac{Cl\ 91\ SO_4 8\ HCO_3 1}{Mg\ 98\ (Na+K)\ 2}$	$\frac{Cl\ 98\ SO_4 2}{(Na+K)100}$	$\frac{Cl\ 100}{Ca85\ Mg8\ (Na+K)7}$	$\frac{Cl99\ HCO_3 1}{K82\ Na16\ Ca2}$
B/Br	0,08–0,18	0,18	0,12	0,11	0,11	0,02
Cl/Br	293,2	244,0	39,5	3684,4	796,6	5957
Na/K	27,8	46,0	4,4	411,6	9,1	0,11
Тип по Сулина	ХМ	ХК	ХМ	СН	ХК	ГКН

*Табл. 1. Показатели химического состава рассолов разного генезиса. Примечание: н/о – не обнаружен; содержание компонентов: * – по (Хорн, 1972); ** – по (Крайнов и др., 2004); *** – по (Муляк и др., 2007)*

Компоненты (мг/л) и показатели химического состава	Паужетское месторождение*, Камчатка, гл. ~ 350 м, T ~ 190 °C	Западная Сибирь, Красноленинская пл, гл. ~ 3480 м, T ~ 95 °C	Грязевые вулканы**, Керченско-Таманская обл., Тарханский (на поверхности), T ~ 75 °C	Вода гранитоидного фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам), гл. ~ 4400 м, T ~ 135 °C	Техногенные конденсатные воды***, Уренгойское месторождение (на устье), T ~ 90 °C
Na	940	2870	4200	1700	120,9
K	120		104		7,6
Mg	7	21,4	61	9	7,2
Ca	119	59,6	210	294	25,7
Cl	1470	4100	4365	2945	134,1
Br	2,8	26,1	30,4	7,2	0,53
I	н/о	10,6	19,2	2,1	0,06
SO_4	164	4	н/о	84	19,8
B	127	47,2	440	147,2	2,5
HCO_3	61	825	4742	86	183,0
$M_{общ}$, г/л	2,5	7,8	13,7	5,1	0,5
Формула ионного состава	$\frac{Cl\ 91\ SO_4 7\ HCO_3 2}{(Na+K)\ 87\ Ca12\ Mg1}$	$\frac{Cl\ 90\ HCO_3 10}{(Na+K)97\ Ca2\ Mg1}$	$\frac{Cl\ 61\ HCO_3 39}{(Na+K)92\ Ca5\ Mg\ 3}$	$\frac{Cl\ 96\ SO_4 2\ HCO_3 2}{(Na+K)83\ Ca16\ Mg1}$	$\frac{Cl\ 53\ HCO_3 41\ SO_4 6}{(Na+K)77\ Ca16\ Mg7}$
B/Br	45,4	1,8	14,5	20,4	4,7
Cl/Br	525	157	143,6	409,0	253
Na/K	7,8		40,4		15,9
Тип по Сулина	ХК	ГКН	ГКН	ГКН	ГКН

*Табл. 2. Показатели химического состава высокотемпературных вод. Примечание: н/о – не обнаружен; содержание компонентов: * – по (Арсанова, 1974); ** – по (Лагунова, 1978); *** – по (Козлов и др., 1997)*

Частым видом техногенных вод являются рассолы солянокислотных обработок (СКО), которые образуются при растворении карбонатного вещества пород соляной кислотой. По основным параметрам (таким, как $M_{общ}$, макрокомпонентный состав, ХК-тип воды по классификации Сулина) они очень схожи с природными хлоридно-кальциевыми подсолевыми и межсолевыми рассолами, однако их образование произошло не в результате внутрипластового концентрирования, а при растворении кальцита раствором HCl (искусственное привнесение большого количества хлора), что дает возможность их диагностики с использованием коэффициента Cl/Br. В отличие от природных хлоридно-кальциевых рассолов, в техногенных отмечается пониженное содержание брома, что связано с крайне малым содержанием этого элемента в карбонатных породах. Поэтому в рассолах СКО при величине $M_{общ}$ около 350–450 г/л значение Cl/Br увеличивается до 400–1000 и более (табл. 1).

Таким образом, по соотношению параметров $M_{общ}$ и Cl/Br можно выделить следующие группы вод.

1. Рассолы глубинного или поверхностного концентрирования, в которых с ростом $M_{общ}$ отношение Cl/Br уменьшается до < 300. т.е. меньше «океанического» значения.

2. Рассолы растворения, как природные, так и техногенные (в том числе смешанные или опресненные рассолы), для которых характерны одновременно высокие значения $M_{общ}$ и Cl/Br (> 300), т.е. больше «океанического» значения.

3. Воды вулканического происхождения (преимущественно Cl–Na-состава по преобладающим ионам), которые не образуются в результате концентрирования океанической воды или растворения легкорастворимых пород – для этой группы вод характерно сочетание относительно низкой $M_{общ}$ и высоких значений Cl/Br (> 300).

4. Глубинные гидрокарбонатно-натриевые (инверсионные) воды, в которых высока доля HCO_3-иона в анионном составе и происхождение которых продолжает оставаться дискуссионным, для них характерно сочетание относительно низких значений $M_{общ}$ (6–12 г/л) и Cl/Br (< 300).

В табл. 1. приведены в качестве примеров значения отношения Cl/Br для рассолов разного генезиса.

***Отношение* B/Br** было предложено использовать для выделения высокотермальных вод (Киреева, 2009), исходя из особенностей гидрохимии этих элементов.

Оба эти элемента постоянно присутствуют в океанических водах, в достаточно постоянных количествах: содержание брома составляет 64–66 мг/л, содержание бора колеблется в пределах 5–12 мг/л. Поэтому для океанических вод отношение B/Br составляет 0,08–0,19.

Однако условия накопления этих элементов в подземных водах существенно различаются. Анализ рассчитанных значений коэффициента B/Br для природных вод различного состава, возраста и структурной принадлежности показал, что по величине B/Br исследованные воды можно разделить на две группы.

Одна группа представляет собой рассолы как поверхностного, так и внутрипластового концентрирования (рассолы древних платформ), для которых значения B/Br практически соответствуют таковому для океанической воды и составляют 0,02–0,13. При этом общая минерализация рассолов может достигать 300–460 г/л, что свидетельствует о том, что коэффициент B/Br незначительно меняется в процессе концентрирования и метаморфизма подземных вод. Отношение B/Br сохраняет «морское» значение при поверхностном испарении морских вод вплоть до эвтоники (табл. 1).

Другую группу составляют термальные воды тектонически активных областей альпийской складчатости, гидротермы областей современного вулканизма, воды грязевых вулканов и глубинные HCO_3–Na (инверсионные) воды. В этих водах коэффициент B/Br возрастает до более 1 (до 9,4–45,4) при общей минерализации вод, не превышающей 25–30 г/л (табл. 2).

Относительное, по сравнению с бромом, увеличение содержания бора в высокотемпературных водах связано со следующими особенностями его гидрохимии:

1) резкое увеличение растворимости боратов при повышении температуры по сравнению с хлоридами и бромидами. Так, растворимость $Na_2B_4O_7$ при изменении температуры от 0 °С до 60 °С возрастает более чем в 10 раз (13,8 и 167 г/л соответственно при ст.усл.*, а растворимость NaCl (в этом же температурном интервале) – менее чем на 3% (263 и 271 г/л соответственно).

Растворимость NaBr увеличивается приблизительно на 18% (443 и 541 г/л соответственно в том же температурном интервале);

2) преимущественный перенос соединений бора в паровой фазе по сравнению с бромидами и хлоридами (Шувалов, 1974);

3) эффективная отгонка бора из вмещающих пород при воздействии высокотемпературных вод и пара (Красинцева, 1960).

Наиболее резкое увеличение относительной доли бора по сравнению с бромом в водном растворе (т.е. рост коэффициента B/Br) вызвано процессом «испарение – конденсация» (Киреева, Бычков, 2011), что было подтверждено данными термодинамического моделирования в программе HCh (Шваров,1999), которое показало, что в конденсате значения B/Br теоретически могут увеличиться до 10^6 (рис. 2). На рисунке видно, что наиболее резкое увеличение этого показателя соответствует снижению $M_{общ}$ менее 5 г/л, т.е. когда основную часть в смеси вод составляли техногенные конденсатные воды (рис. 2). Вероятно, именно с процессом «испарение – конденсация» связан наблюдаемый резкий рост величины B/Br как в высокотемпературных гидротермах (до 10–25), так и в техногенных конденсатных водах газонефтяных месторождений Западной Сибири (до 3–5) (табл. 2).

Таким образом, можно считать, что увеличение отношения B/Br > 1 в пластовых водах свидетельствует о поступлении в водоносные горизонты высокотемпературных газопаровых флюидов. За «точку отсчета» принято значение B/Br, соответствующее морской воде, в которой оно достаточно стабильно в пределах 0,1–0,2, кроме того, это значение сохраняется практически постоянным как при подземном, так и при поверхностном концентрировании растворов (Киреева, 2009).

По значениям этого показателя стало возможным уточнить генезис водного раствора. В частности, только по значению B/Br, равному 20,4 (табл. 2), стало возможным

* Стандартные условия (P = 1 атм., t = 25 °C).

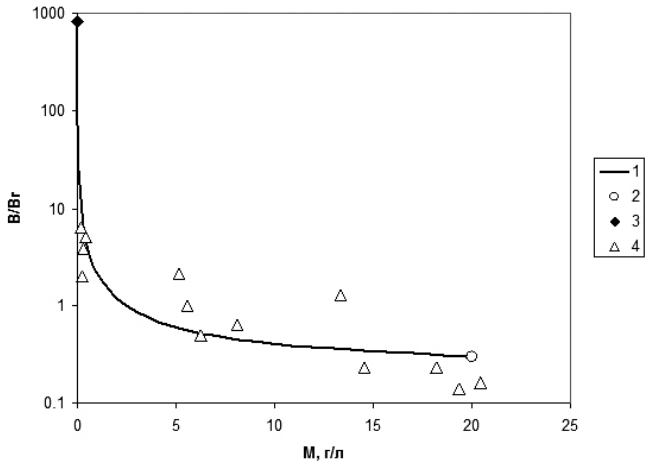


Рис. 2. Расчет изменения отношения B/Br при смешении конденсатных и пластовых вод Уренгойского месторождения. Условные обозначения: 1 – линия смешения; 2 – состав пластовых вод Уренгойского месторождения принятый в модели; 3 – расчетный (модельный) состав конденсационной воды, 4 – состав техногенных конденсатных и пластовых вод нефтяных месторождений Западной Сибири, по (Киреева, Бычков, 2011)

однозначно установить гидротермальный генезис воды гранитоидного коллектора месторождения Белый Тигр (Вьетнам) (Киреева, 2010).

Большие значения B/Br в техногенных конденсатных водах (табл. 2) позволяют достаточно надежно их отличить от маломинерализованного фильтрата бурового раствора и от близповерхностных пресных или почти пресных вод зон активного водообмена. Техногенные конденсатные воды – это маломинерализованные, с $M_{общ}$ обычно 0,3–1,5 г/л, преимущественно HCO_3–Na-состава по преобладающим ионам и гидрокарбонатно-натриевого (ГКН) типа по классификации Сулина, воды, которые образуются при конденсации водяного пара, содержащегося в природном газе (газоконденсатной смеси), при снижении пластового давления и температуры в процессе разработки залежи. Водяной пар, содержащийся в природном газе, представляет собой испаряющуюся пластовую воду, захваченную потоком газа. В составе конденсационной влаги также обязательно присутствуют брызги и капли пластовых вод, захваченные при движении газовой смеси, т.е. конденсационная влага – это смесь пластовых и остаточных вод. Техногенные конденсатные воды трудно отличить от воды активного водообмена или от фильтратов буровых растворов, так как эти воды разного генезиса имеют $M_{общ}$ ~ 1 г/л, HCO_3–Na- и HCO_3–Ca-состав по преобладающим ионам и в основном ГКН-тип по классификации Сулина.

***Отношение* Na/K.** Для основной части природных вод характерно Na/K ≫ 1, величина этого параметра обычно составляет 20–50, что связано с особенностями его гидрохимии.

Для океанической воды Na/K равно 27,7 (табл. 1). В рассоле эвтонической стадии концентрирования значение уменьшается до 4,4 (табл. 1), что связано с большей растворимостью солей калия, по сравнению с солями натрия, позволяющей соединениям калия преимущественно накапливаться при концентрировании раствора. Кроме того, оно меньше «океанической» величины в вулканических водах. Однако в глубинных водах калий, как правило, не накапливается, его количество обычно составляет 4–10% от содержания натрия. Это правило (отношение Na/K ≫ 1) не относится к растворам, образовавшимся при выщелачивании калиеносных пластов, и к некоторым рассолам поверхностного концентрирования, распространенным, однако, достаточно ограничено.

Миграция ионов калия в природных водах резко затруднена, что связано, во-первых, с его активным поглощением живым веществом, во-вторых, с тем, что он легко сорбируется, так как имеет достаточно высокую энергию поглощения, легко переходит в адсорбированное состояние, а затем и в кристаллическую решетку глин, наиболее часто калий входит в состав гидрослюд. Роль биохимического и сорбционного барьеров у калия настолько велика, что они полностью определяют особенности его затрудненной миграции в зоне гипергенеза (Самарина, 1977). Снижение доли калия в солевом составе вод при увеличении $M_{общ}$ показано на рис. 3.

Использование солей калия в растворах бурения и при приготовлении растворов для гидоразрывов пласта (ГРП), а также в агротехнике калийных удобрений приводит к резкому уменьшению отношения Na/K в любых типах техногенных вод (до 0,2). Например, на одном из нефтяных месторождений Западной Сибири для вод атлым-новомихайловского водоносного горизонта при $M_{общ}$ около 0,5 г/л характерно значение Na/K, равное 51–55, а для приготовленных на основе этих вод растворов, используемых при ГРП, при $M_{общ}$ около 0,2 г/л – значение Na/K, равное 0,7–0,73 (табл. 3). Жидкости ГРП – достаточно сложные многокомпонентные системы, в приготовлении которых используются природные маломинерализованные воды. Фильтрат жидкости ГРП, как показали наши исследования, хоть и является ультапресным, но имеет химический состав, отличный от «исходных» природных вод.

Отметим, что по компонентному составу (если не определять раздельно Na и K) и $M_{общ}$ вода атлым-новомихайловского горизонта и фильтрат жидкости ГРП практически аналогичны, у них также один тип по классификации Сулина. Установить техногенный генезис жидкости ГРП можно только по значению коэффициента Na/K < 1.

Аналогичное резкое уменьшение Na/K (табл. 1) характерно для соленасыщенных фильтратов буровых растворов, в приготовлении которых используются соли калия.

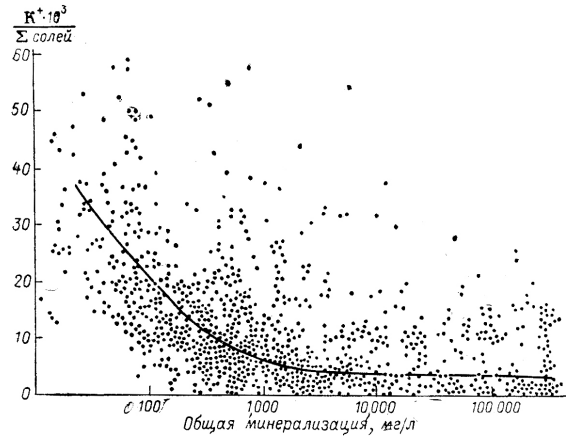


Рис. 3. Относительное (весовое) содержание иона K^+ в сухом остатке природных вод в зависимости от $M_{общ}$, по (Самарина, 1977)

Компоненты (мг/л) и показатели химического состава	Паужетское месторождение*, Камчатка, гл. ~ 350 м, *T* ~ 190 °C	Западная Сибирь, Красноленинская пл, гл. ~ 3480 м, *T* ~ 95 °C	Грязевые вулканы**, Керченско-Таманская обл., Тарханский (на поверхности), *T* ~ 75 °C	Вода гранитоидного фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам), гл. ~ 4400 м, *T* ~ 135 °C	Техногенные конденсатные воды***, Уренгойское месторождение (на устье), *T* ~ 90 °C
Na	940	2870	4200	1700	120,9
K	120		104		7,6
Mg	7	21,4	61	9	7,2
Ca	119	59,6	210	294	25,7
Cl	1470	4100	4365	2945	134,1
Br	2,8	26,1	30,4	7,2	0,53
I	н/о	10,6	19,2	2,1	0,06
SO_4	164	4	н/о	84	19,8
B	127	47,2	440	147,2	2,5
HCO_3	61	825	4742	86	183,0
$M_{общ}$, г/л	2,5	7,8	13,7	5,1	0,5
Формула ионного состава	$\underline{Cl\ 91\ SO_4\ 7\ HCO_3\ 2}$ (Na+K) 87 Ca12 Mg1	$\underline{Cl\ 90\ HCO_3 10}$ (Na+K)97 Ca2 Mg1	$\underline{Cl\ 61\ HCO_3\ 39}$ (Na+K)92 Ca5 Mg 3	$\underline{Cl\ 96\ SO_4 2\ HCO_3 2}$ (Na+K)83 Ca16 Mg1	$\underline{Cl\ 53\ HCO_3\ 41\ SO_4 6}$ (Na+K)77 Ca16 Mg7
B/Br	45,4	1,8	14,5	20,4	4,7
Cl/Br	525	157	143,6	409,0	253
Na/K	7,8		40,4		15,9
Тип по Сулина	ХК	ГКН	ГКН	ГКН	ГКН

Табл. 3. Показатели химического состава пресных вод (природных и техногенных). Примечание: < ПО – меньше предела обнаружения

Заключение

Таким образом, на основе проведенного анализа генетических коэффициентов Cl/Br, B/Br и Na/K можно обобщить признаки для определения генезиса подземных вод и выделить основные.

1. Глубинным хлоридным рассолам (ХК-типа по классификации Сулина) и рассолам поверхностного испарения при $M_{общ}$ > 100 г/л должны соответствовать значения Cl/Br < 300.

2. Рассолы растворения толщ галита при Cl–Na-составе и опресненные воды характеризуются значениями Cl/Br > 300.

3. Рассолам растворения карбонатных пород – техногенным хлоридным рассолам СКО (ХК-типа по классификации Сулина) – при $M_{общ}$ > 100 г/л соответствуют значения Cl/Br > 300.

4. Океанической воде, глубинным хлоридным рассолам (ХК-типа по классификации Сулина), рассолам растворения толщ галита и рассолам поверхностного испарения морской воды при любых значениях $M_{общ}$ отвечают значения B/Br ≪1, обычно в пределах 0,1–0,3.

5. Глубинным гидротермам, водам грязевых вулканов и глубинным гидрокарбонатно-натриевым (инверсионным) водам соответствуют значения B/Br ~ 1 или > 1.

6. Для подавляющего большинства природных вод, за исключением некоторых рассолов поверхностного испарения и рассолов выщелачивания калийных пластов, характерно Na/K ≫1.

Благодарности

Автор выражает благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Арсанова Г.И. (1974). К вопросу о происхождении перегретых хлоридно-натриевых вод молодых вулканических областей. *Гидротермальные минералообразующие растворы областей активного вулканизма*. Новосибирск: Наука, с. 14–21.

Валяшко М.Г. (1956). Геохимия брома в процессах галогенеза и использование содержаний брома в качестве генетического и поискового критерия. *Геохимия*, (6), с. 33–48.

Всеволожский В.А., Киреева Т.А. (2010). О роли газопаровых флюидов в формировании пластовых вод нефтегазовых месторождений. *Вестник Московского университета. Серия 4 Геология*, (3), с. 57–62. https://doi.org/10.3103/S0145875210030075

Киреева Т.А. (2009). К методике оценки эндогенной составляющей глубоких подземных вод. *Вестник Московского университета. Серия 4 Геология*, (1), с. 54–57. https://doi.org/10.3103/S0145875209010074

Киреева Т.А (2010). Генезис подземных вод месторождения Белый Тигр (шельф Ю. Вьетнама), в связи с нефтегазоносностью. *Вестник Московского университета. Серия 4 Геология*, (4), с. 35–40.

Киреева Т.А. (2017). Нефтегазопромысловая гидрогеохимия. М.: МАКС Пресс, 222 с.

Киреева Т.А., Бычков А.Ю. (2011). Новый метод диагностики конденсационных вод нефтегазовых месторождений Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, (2), с. 103–108.

Козлов В.Г., Левшенко Т.В., Гончаров В.С. и др. (1997). Технология промыслового гидрогеохимического контроля за обводнением газовых залежей. *Технология газопромысловых гидрогеологических исследований. (под ред. Л.М. Зорькина и Б.П. Акулинчева)*. М.: Недра, с. 27–65.

Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. (2004). Геохимия подземных вод. М.: Наука, 677 с.

Красинцева В.В. (1960). О накоплении бора в минеральных водах в результате выделения его из осадочных пород. *Проблемы гидрогеологии: Доклады к собранию Международной ассоциации гидрогеологов*. М.: Госгеолтехиздат, с. 287–298.

Лагунова И.А. (1978). Гидрогеохимические особенности грязевых вулканов. *Советская геология*, (8), с. 48–55.

Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенбергер Ю.П. и др. (2007). Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений М.: ГЕОС, 244 с.

Набоко С.И. (1974). Химические типы вулканических вод. *Гидротермальные минералообразующие растворы областей активного вулканизма.* Новосибирск: Наука, с. 8–14.

Самарина В.С. (1977). Гидрогеохимия Л.: Из-во ЛГУ, 359 с.

Хорн Р. (1972). Морская химия. М.: Мир, 398 с.

Шваров Ю.В. (1999). Алгоритмизация численного равновесного моделирования динамических геохимических процессов. *Геохимия*, (6), с. 646–652.

Шувалов Р.А. (1974). Распределение борной кислоты между водой и паром при сепарации пароводяной смеси Паужетского месторождения. *Гидротермальные минералообразующие растворы областей активного вулканизма*. Новосибирск: Наука, с. 111–114.

Сведения об авторе

Татьяна Алексеевна Киреева – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры гидрогеологии геологического факультета, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

e-mail: ta_kireeva@mail.ru

Статья поступила в редакцию 12.04.2024;
Принята к публикации 12.07.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Principles of Using Cl/Br, B/Br and Na/K Ratios to Clarify the Genesis of Natural Waters

T.A. Kireeva

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
e-mail: ta_kireeva@mail.ru

Abstract. The principles of using chlorine-bromine (Cl/Br), boron-bromine (B/Br) and sodium-potassium (Na/K) ratios to determine the genesis of aqueous solutions are substantiated. Examples are given of clarifying the origin of waters, both natural and man-made, based on the relationship between the values of these coefficients and the mineralization of solutions (M_{tot}). It is shown that different values of the Cl/Br coefficient make it possible not only to identify the difference between natural brines of concentration and brines of dissolution of halite strata, but also to identify groundwater

contaminated with technogenic brines of hydrochloric acid treatments. Using the ratio B/Br > 1 makes it possible to diagnose the influx of high-temperature (>100 °C) waters into deep aquifers, and is also a sign of the release of technogenic condensate waters. The value of the Na/K ratio, if reduced to 1 or less, makes it possible to reliably diagnose both technogenic brines and technogenically polluted fresh waters.

Keywords: brines, hydrotherms, technogenic waters, genetic coefficients, type of water, composition components

Recommended citation: Kireeva T.A. (2024). Principles of Using Cl/Br, B/Br and Na/K Ratios to Clarify the Genesis of Natural Waters. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 198–205. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.20

Acknowledgements

The author expresses gratitude to the reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

References

Arsanova G.I. (1974). On the question of the origin of superheated sodium chloride waters of young volcanic regions. Hydrothermal mineral-forming solutions of areas of active volcanism. Novosibirsk: Nauka, pp. 14–21. (In Russ.)

Horn R. (1972). Marine chemistry. Moscow: Mir, 398 p. (In Russ.)

Kireeva T.A. (2009). Methodology of assessing endogenous component deep groundwater. *Moscow Univ. Geol. Bull.,* 64, pp. 50–53. https://doi.org/10.3103/S0145875209010074

Kireeva T.A. (2010). The genesis of the groundwater of the Bely Tigr deposit (shelf Yu. Vietnam), in connection with the oil and gas potential. *Bulletin of the Moscow University*. *Series 4: Geology*, (4), pp. 35–40. (In Russ.)

Kireeva T.A. (2017). Oil and gas field hydrogeochemistry. Moscow: MAKS-PRESS, 222 pp. (In Russ.)

Kireeva T.A., Bychkov A.Yu. (2011). A new method for diagnosing condensation waters of oil and gas fields in Western Siberia. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 2, pp. 103–108. (In Russ.)

Kozlov V.G., Levshenko T.V. et al. (1997). Technology of field hydrogeochemical control over the flooding of gas deposits. *Technology of gas-field hydrogeological research*. Moscow: Nedra, pp. 27–65. (In Russ.)

Krainov S.R., Ryzhenko B.N., Shvets V.M. (2004). Geochemistry of groundwater. Moscow: Nauka, 677 pp. (In Russ.)

Krasintseva V.V. (1960). On the accumulation of boron in mineral waters as a result of its isolation from sedimentary rocks. *Problems of hydrogeology*. Moscow: Gosgeoltehizdat, pp. 287–298. (In Russ.)

Lagunova I.A. (1978). Hydrogeochemical features of mud volcanoes. *Soviet geology*, 8, pp. 48–55. (In Russ.)

Mulyak V.V., Poroshin V.D., Gattenberger Yu.P. et al. (2007). Hydrochemical methods of analysis and control of oil and gas field development. Moscow: GEOS, 244 p. (In Russ.)

Naboko S.I. (1974). Chemical types of volcanic waters. *Composition and genesis of mineral-forming hydrothermal solutions of areas of active volcanism.* Novosibirsk: Nauka. pp. 8–14. (In Russ.)

Samarina V.S. (1977). Hydrogeochemistry. Leningrad: LSU, 359 p. (In Russ.)

Shvarov Yu.V. (1999). Algorithmization of numerical equilibrium modeling of dynamic geochemical processes. *Geohimiya*, 6, pp. 646–652. (In Russ.)

Shuvalov R.A. (1974). Distribution of boric acid between water and steam during separation of steam-water mixture of the Pauzhetskoye field. *Hydrothermal mineral-forming solutions of areas of active volcanism*. Novosibirsk: Nauka, pp. 111–114. (In Russ.)

Valyashko M.G. (1956). The geochemistry of bromine in the processes of halogenation and the use of bromine contents as a genetic and search criterion. *Geohimiya,* 6, pp. 33–48. (In Russ.)

Vsevolozhsky V.A., Kireeva T.A. (2010). Influence of deep gas-steam fluids on the composition of reservoir waters of oil and gas fields. *Moscow Univ. Geol. Bull.,* 65, pp. 209–215. https://doi.org/10.3103/S0145875210030075

About the Author

Tatyana A. Kireeva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Hydrogeology, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: ta_kireeva@mail.ru

Manuscript received 12 April 2024;
Accepted 12 July 2024; Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.21 УДК 552.1

Изменение характеристик керогена и минеральной матрицы пород баженовских отложений при лабораторном моделировании гидротермальных процессов

Г.Г. Савостин[*]*, А.Г. Калмыков, А.П. Вайтехович, Н.В. Пронина, Д.А. Грязнова, Д.А. Марунова, Г.А. Калмыков*

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В работе приведены результаты исследования образцов пород баженовских отложений до и после лабораторного моделирования гидротермальных процессов в автоклавах. Для оценки влияния гидротермального воздействия на породы разной степени преобразованности изучены три образца из скважины, породы в которой находятся в самом начале главной зоны нефтеобразования ($ПК_3$–$МК_1$), и четыре образца из скважины, породы в которой находятся в середине генерации ($МК_2$–$МК_3$). Сравнение образцов до и после прогрева проводили с помощью пиролитических, углепетрографических исследований и анализа аншлифов под растровым электронным микроскопом. Показано, что при температуре 350 °С происходит изменение пиролитических характеристик породы, которое зависит от природы органического вещества и степени катагенетической преобразованности керогена на момент воздействия. Установлено, что в результате воздействия исходные мацералы уменьшаются в размерах и меняют свечение в ультрафиолетовом свете, в фрагментах онихитов появляется вторичная (керогеновая) пористость. В породах образуются новые минералы, в частности цеолиты бария. Идентификация подобных образований в природных объектах может свидетельствовать о протекании локальных температурных процессов, которые могут приводить к неоднородности преобразования органического вещества баженовских отложений и должны быть учтены для выявления локальных зон повышенного катагенеза.

Ключевые слова: баженовская свита, кероген, мацералы, катагенез, гидропиролиз, гидротермальные процессы, лабораторное моделирование

Для цитирования: Савостин Г.Г., Калмыков А.Г., Вайтехович А.П., Пронина Н.В., Грязнова Д.А., Марунова Д.А., Калмыков Г.А. (2024). Изменение характеристик керогена и минеральной матрицы пород баженовских отложений при лабораторном моделировании гидротермальных процессов. *Георесурсы,* 26(3), с. 206–219. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.21

Введение

Породы баженовской свиты и ее аналогов объединяют под названием баженовская высокоуглеродистая формация (БВУФ) (Топчий и др., 2019). Она распространяется на территории Западной Сибири и является одной из главных нефтегазоматеринских толщ России, а также одной из самых крупных в мире. Однако месторождения, приуроченные к ней, распространены достаточно неравномерно. Большая их часть расположена вдоль бортов Фроловской мегавпадины в центральной части бассейна. Это связывают с различным катагенезом отложений. Изучению самого органического вещества (ОВ) БВУФ, его составу и процессам преобразования посвящено большое количество работ, которые продолжаются и сейчас (Конторович и др., 1975; Вассоевич, Тимофеев, 1979; Брадучан и др., 1986; Гончаров и др., 2004; Гурари и др., 2005; Козлова и др., 2015; Пронина, Вайтехович, 2021).

Общие представления об увеличении катагенетической зрелости отложений заключаются в том, что, погружаясь на глубину, ОВ начинает преобразовываться, генерируя жидкие и газообразные углеводородные соединения (УВС). В основе этого процесса находится термический крекинг керогена – твердого ОВ, не растворимого в органических растворителях (Богородская и др., 2005; Vandenbroucke, Largeau, 2007).

Однако на территории Западной Сибири встречаются локальные зоны, в которых катагенетическая преобразованность баженовских отложений значительно выше окружающих площадей. Наличие таких зон не получается объяснить только за счет планомерного погружения осадочных толщ. Одним из объяснений может быть повышенный тепловой поток, вызванный геотермическим градиентом, который может локально повышаться до 4,5–5 °С/100 м относительно наиболее характерных 3 °С/100 м в основной части региона. В то же время помимо температурного градиента некоторые исследователи (Simoneit, 1990, 2020; Коробов, Коробова, 2015) предлагают в качестве объяснения рассмотреть процессы дополнительного прогрева за счет гидротермально-метасоматических процессов. Растворы при этом могут иметь метаморфогенную природу, образованную вследствие разложения водосодержащих минералов, и магматогенную, связанную с остывающими интрузивами (Перчук и др., 2015). При этом некоторые ученые рассматривают

[*] Ответственный автор: Григорий Геннадьевич Савостин
e-mail: g.savostin@oilmsu.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

магматические породы в качестве каналов фильтрации, которые возникают из-за контракционной усадки, а высокие температуры растворов связывают с высокой теплопроводностью данных пород (Заграновская, 2019). В ряде работ также отмечены прямые и косвенные подтверждения присутствия гидротермальной проработки осадочных пород БВУФ и нижележащих толщ, что зафиксировано обнаружением минералов гидротермального и метасоматического генезиса, таких как ангидрит, натроярозит, ярозит, мелантерит, сольфатерит, барит (Карпова и др., 2021), а также наличием в кварце газово-жидких включений (Латыпова и др., 2023). При этом преобразование керогена БВУФ будет напрямую зависеть от его природы, которая определяется в первую очередь мацеральным составом – отдельными микрокомпонентами, идентифицируемыми под микроскопом и имеющими определенные оптические признаки (Калмыков и др., 2017; Калмыков и др., 2021; Топчий и др., 2019; Пронина и др., 2022). Кроме основных нефтематеринских мацералов группы липтинита (битуминита и альгинита), в баженовских отложениях встречается также ОВ различных планктонных микроорганизмов: радиолярий, кальцисфер, а также онихитов (Вайтехович и др., 2022). Подчеркнем, что мацералы в ходе процессов катагенеза преобразуются неодинаково (Марунова и др., 2021; 2023).

Для оценки изменения мацералов и минеральной матрицы как в ходе катагенетических преобразований, так и при гидротермальных процессах могут быть проведены эксперименты по искусственному прогреву пород методом гидропиролиза (Lewan, 1985). Такой подход ранее использовался как для БВУФ (Бычков и др., 2015; Калмыков и др., 2017; Попов и др., 2017; Савостин и др., 2023) так и для других нефтематеринских толщ России (Бурдельная, 2017; Бурдельная и др., 2013; Бушнев и др., 2004, 2023; Калмыков и др., 2021). В этих работах показана возможность реализации генерационного потенциала керогена как в ходе искусственного воздействия субкритической воды на пласт, так и в результате природной гидротермальной проработки. Изменение пиролитических параметров ОВ при этом идет по тем же трендам, которые описаны для реальных образцов (Савостин и др., 2023). Продукты крекинга керогена показывают определенную сходимость с натуральными УВС, связанными с изучаемыми породами (Калмыков и др., 2017). Цель настоящей работы – продемонстрировать изменения в отдельных мацералах и минеральной матрице по результатам лабораторного моделирования гидротермальных процессов в нефтематеринских породах БВУФ и сравнить полученные результаты с составом природных образцов.

Материалы и методы

Материалы

Для проведения исследования отобрано семь образцов: три из скважины А и четыре из скважины Б (табл. 1). Скважины А и Б располагаются на 40 и 70 км южнее г. Нефтеюганска. Тектонически они приурочены к восточному борту Фроловской мегавпадины (рис. 1). Разрез скважины А вскрывают отложения БВУФ мощностью 30 м, а разрез скважины Б – 38 м. Все образцы выбирались с целью охарактеризовать разные органонасыщенные интервалы, при выборе образцов анализировались данные

Номер образца	Литологическое описание породы
А1	Известняк пеллоидный
А2	Глинисто-кремнисто-керогеновая порода
А3	Глинисто-кремнисто-керогеновая порода
Б1	Керогеново-глинисто-кремнистая порода
Б2	Керогеново-глинисто-кремнистая порода
Б3	Керогеново-глинисто-кремнистая порода
Б4	Керогеново-глинисто-кремнистая порода

Табл. 1. Характеристики изучаемых образцов БВУФ

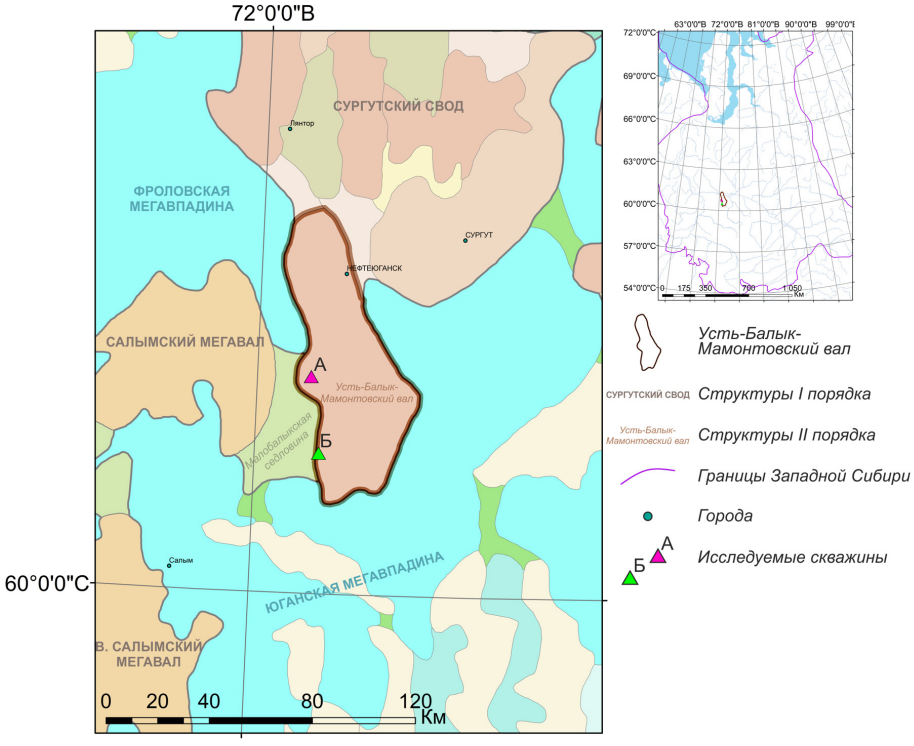


Рис. 1. Расположение изучаемых скважин на тектонической карте, (Геология…, 2004) с изменениями

литологического изучения и первичные пиролитические исследования. Важно отметить, что согласно результатам исследований ОВ, в образцах скважины А зрелость приурочена к началу главной зоны нефтеобразования ($ПК_3$–$МК_1$), тогда как в скважине Б органическое вещество достигло середины нефтяного окна ($МК_2$–$МК_3$).

Методы

Лабораторное моделирование преобразования ОВ выполняли методом гидропиролиза. Каждый образец погружали в отдельный автоклав с добавлением дистиллированной воды. Автоклавы помещали в печь, предварительно нагретую до температуры 350 °С, где выдерживали в течение 12 ч, после чего вынимали и охлаждали до комнатной температуры. После отбора продуктов преобразования из автоклава извлекали образец породы и высушивали до постоянной массы. От образца отбирали пробу на пиролитические исследования, из остальной части преобразованной породы изготавливали аншлиф, на котором проводили микроскопические исследования.

Пиролиз выполняли для образцов до и после прогрева по методу Rock-Eval (Espitalié et al., 1977, 1985) на пиролизаторе HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, США).

Углепетрографические исследования проводили на аншлифах, изготовленных из неэкстрагированных образцов до и после прогрева. Все описания и замеры выполняли на микроспектрофотометре QDI302 (Craic Technologies, США) согласно ГОСТам: Р 55663–2013, Р 55662–2013, Р 55659–2013, соответствующим международным стандартам ISO 7404-2, ISO 7404-3, ISO 7404-5. Мацералы исследовали в простом отраженном белом и ультрафиолетом (УФ) свете. Замеры показателя отражения битуминита (RB, %), онихитов (Ronh, %) проводили согласно ГОСТу Р 55659–2013 (ISO 7404-5) в иммерсионном масле с объективом ×50 и эталоном Spinel (R – 0,426%).

Изменение состава минералов до и после теплового воздействия изучали на растровом электронном микроскопе JEOL 6610 LV (JEOL Ltd., Япония), сопряженном с системой энергодисперсионного рентген-спектрометрического анализа Oxford Instruments INCA X-act (Oxford Instruments plc, Великобритания). Анализ проводили на отполированной поверхности аншлифа горной породы, на которую напыляли слой золота с помощью системы холодно-плазменной металлизации JEOL JFC1600 (JEOL Ltd., Япония). Обработку результатов проводили с помощью программного обеспечения SEM Control User Interface, версия 7.11 (Jeol Technics LTD, Япония).

Результаты и их обсуждение

Результаты пиролитических исследований

Пиролитические исследования исходных образцов скважины А показывают различия в содержании ОВ (табл. 2). Величина TOC (total organic carbon) показывает общее содержание органического углерода, она находится в диапазоне 8–20 мас. %. Параметр S_2, характеризующий содержание керогена и тяжелых битумоидов, варьирует от 50 до 144 мг УВ/г породы. При этом параметр T_{max}, определяемый по температуре максимального выхода углеводородов, показывает достаточно близкие величины (438–440 °С), а водородный индекс HI меняется в пределах 600–715 мг УВ/г TOC, что свидетельствует о вероятно схожей катагенетической зрелости ОВ пород. Образцы из скважины Б показывают более высокие параметры зрелости (T_{max} = 441–444 °С, HI = 420–450 мг УВ/г TOC). Образец Б1 является самым органонасыщенным (S_2 = 79,6 мг УВ/г породы, TOC = 17,6 мас. %), а Б2–Б4 показывают близкие значения пиролитических параметров. Значения S_0 и S_1 указывают на количество сорбированных газообразных и лёгких углеводородных соединений в породе. В исходных образцах их сумма варьирует от 5 до 9 мг УВ/г породы, что свидетельствует о наличии битумоидов. Таким образом, уменьшение этих параметров после прогрева свидетельствует об уходе углеводородных соединений из породы во время эксперимента, а их увеличение – об образовании новых.

После прогрева, согласно пиролитическим данным, наблюдается увеличение показателей зрелости и уменьшение содержания керогена и тяжелых битумоидов (табл. 2). В обр. А2, А3, Б1 и Б4 количество легких битумоидов (S_0 и S_1) растет, что свидетельствует об аккумуляции части сформировавшихся УВС в породах. Особенно ярко это видно в обр. Б4, где половина керогена и тяжелых битумоидов (S_2) трансформировалась в легкие битумоиды (S_1), при этом TOC практически не изменился. Отметим, что в большинстве образцов значения параметров TOC и S_2 существенно уменьшаются, что подтверждает протекание процессов новообразования УВС за счет

Номер образца	Прогрев	S_0, мг УВ/г породы	S_1, мг УВ/г породы	S_2, мг УВ/г породы	TOC, мас. %	T_{max}, °С	HI, мг УВ/г TOC
А1	до	1,52	3,19	49,96	8,21	438	608
	после	0,32	1,69	4,06	3,59	449	113
А2	до	2,64	6,36	143,61	20,26	439	708
	после	1,55	14,12	30,29	12,78	443	237
А3	до	1,62	5,07	75,84	11,27	440	672
	после	1,62	7,54	41,43	9,35	438	443
Б1	до	1,7	4,77	79,63	17,63	444	451
	после	1,1	5,56	69,32	15,81	445	438
Б2	до	2,93	5,95	47,45	10,52	441	451
	после	0,47	1,94	8,14	6,8	458	119
Б3	до	2,24	3,82	40,6	9,15	441	443
	после	1,75	3,92	31,15	8,62	442	361
Б4	до	1,61	3,28	42,94	10,63	442	423
	после	2,47	23,55	22,83	10,14	448	214

Табл. 2. Данные пиролитических исследований образцов до и после прогрева

крекинга керогена и, вероятно, вторичный крекинг тяжелых битумоидов.

Изменение пиролитических параметров зрелости в ходе эксперимента по гидропиролизу происходит согласно зафиксированным природным трендам для пород БВУФ (рис. 2). Сильнее всего преобразовался обр. А1: параметр HI в нем снизился на 495 мг УВ/г ТОС, а T_{max} вырос на 11 °С до 449 °С. Среди образцов скважины Б наибольшие изменения зафиксированы в обр. Б2: T_{max} вырос на 17 °С, а HI уменьшился на 332 мг УВ/г ТОС. Поскольку пиролиз проводили на неэкстрагированных образцах, значения параметров зрелости непосредственно керогена будут отличаться, более высокую зрелость, скорее всего, будет показывать ОВ.

Как было показано выше, количество керогена и тяжелых битумоидов, описываемое параметрами S_2 и ТОС, после прогрева уменьшилось, но произошедшие в образцах изменения были неодинаковыми (рис. 3). Если рассматривать угол наклона кривой, проходящей через значения образцов до и после прогрева, то большая часть образцов показывает схожий тренд изменения параметров S_2 – ТОС. Это косвенно свидетельствует о скорости происходящих

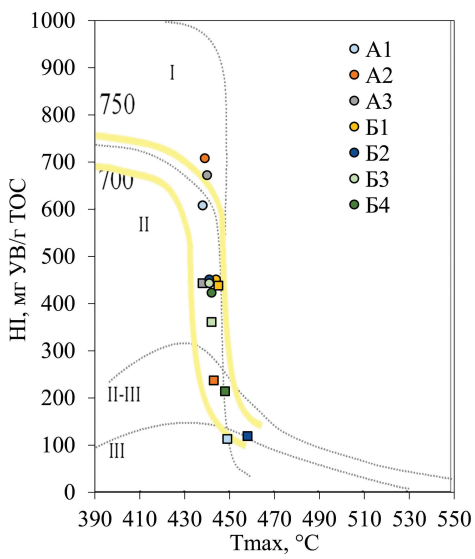


Рис. 2. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена ((Козлова и др., 2015) с изменениями) с нанесенными значениями пиролитических данных исследуемых образцов. Кружочки – исходные образцы, квадраты – образцы после прогрева

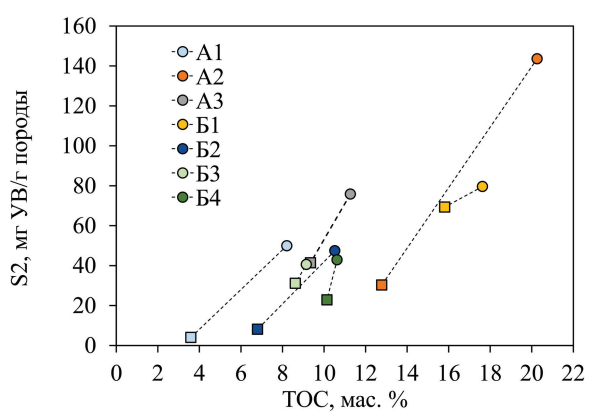


Рис. 3. Изменение параметров ТОС и S_2 изучаемых образцов после прогрева. Кружочки – исходные образцы, квадраты – образцы после прогрева

изменений ОВ в породе. Чем меньше угол наклона линии, тем медленнее идет преобразование и/или миграция из породы образованных тяжелых битумоидов из породы. Для большинства образцов этот угол составляет около 50°, что говорит о схожей динамике процессов преобразования ОВ. Из всей коллекции выделяются обр. Б1 и Б4. В обр. Б1 параметр S_2 уменьшился всего на 10 мг УВ/г породы, что значительно меньше изменения этого параметра для других образцов. Скорее всего, такое отличие связано с тем, что бóльшая часть новообразованных тяжелых битумоидов осталась в породе. В обр. Б4 параметр S_2 изменился значительно сильнее, чем ТОС. Существенно выросшее значение параметра S_1 (23,6 мг УВ/г породы) позволяет говорить о процессе вторичного крекинга тяжелых битумоидов.

Таким образом, согласно пиролитическим данным, фиксируется несколько процессов, которые произошли в результате искусственного прогрева породы. В первую очередь это крекинг керогена, который приводит к образованию новых УВС различной молекулярной массы. Предполагается, что при прогреве на начальных стадиях помимо образования легких жидких и газообразных углеводородов формируется большое количество высокомолекулярных соединений, часть из которых в дальнейшем подвергается вторичному крекингу, в результате чего образуются более легкие УВС. Кроме того, искусственный прогрев приводит к миграции битумоидов из породы. При этом в зависимости от таких факторов, как низкая проницаемость, сложная структура порового пространства, а также по другим причинам, например из-за сложного строения керогена и положения ОВ в объеме пород, различная часть легких УВС может удерживаться в образцах, вплоть до кратного увеличения параметра S_1. Следует отметить, что процессы генерации, вторичного крекинга и миграции идут параллельно друг другу, и разделить их поэтапно практически невозможно.

Результаты углепетрографических исследований

Пиролитические исследования образцов до и после прогрева показали различные значения ряда параметров, в том числе T_{max} и HI, что может быть связано с природой ОВ. В результате лабораторного моделирования установлено, что образцы преобразуются по-разному, поэтому для изучения микроскопического состава ОВ для всех образцов до и после прогрева дополнительно проведены углепетрографические исследования.

Мацеральный состав ОВ в исследуемых образцах представлен альгинитом (alg), битуминитом (bit), онихитами (onh), витринитоподобными включениями (Vt-like) и новообразованным битумом (B) в виде пленок, окружающих битуминит, онихиты. Помимо перечисленных мацералов, встречались биокласты неизвестной природы ярко-белого цвета, вытянутой формы. Альгинит встречен только в обр. А3 и имел очень яркое свечение в УФ-свете, которое пропало после эксперимента. Битуминит отмечен в каждом образце с окружающим его зерна битумом в виде пленок и примазок коричневого цвета с ярким свечением в УФ-свете, но отличался степенью преобразованности (догенерационный – обр. А2, генерационный – обр. Б1 и постгенерационный – обр. А2 после прогрева). Онихиты встречались в каждом образце, за исключением Б2,

причем наибольшее количество наблюдалось в скважине А. В обр. Б2 и Б3 в большом количестве обнаружены витринитоподобные включения (Vt-like). Данный термин используется для обнаруженных включений неизвестной природы, но по оптическим признакам, напоминающих витринит. Эти включения похожи между собой: имеют неправильную форму, иногда приближающуюся к овальной, нарушенность трещинами, типичными для подобных мацералов, минимальное свечение в УФ-свете, а также длину в среднем около 0,05 мм и ширину – 0,03 мм (табл. 3).

Замеры показателей отражения в исходных и прогретых образцах выполнялись по битуминиту и онихитам (кальцисферы встречены в данных образцах не были) (табл. 4). Во всех образцах, в которых удалось выполнить оба измерения, наблюдается рост показателя отражения, что свидетельствует об увеличении степени зрелости ОВ. При этом показатели отражения после прогрева в образцах из скважины А в большинстве своем показывают меньшие значения, чем исходные показатели в обр. Б3 и Б4.

Обобщая результаты изучения мацерального состава до и после прогрева, выделим следующие изменения. В исходных образцах битуминит встречается в виде линз и тонких слойков обычного серого (догенерационная форма) или коричневатого (генерационная форма) цвета. В составе основной массы также встречаются постгенерационные разновидности (postmature bit), которые еще до начала воздействия претерпели некоторые изменения. Следует отметить, что нахождение в одном образце различных видов битуминита, как не вступивших в процесс генерации, так и уже полностью преобразованных, является совершенно обычным явлением. Углепетрографический термин «битуминит» является собирательным и включает все многообразие ископаемых водорослей, находившихся как в толще воды, так и в виде водорослевых матов на дне водоема. В том виде, в каком они встречаются в БВУФ, их разделение на виды не представляется возможным. Наибольшее количество постгенерационного битуминита установлено в обр. А2, А3, где также зафиксировано присутствие догенерационного битуминита (premature bit) (рис. 4).

В образцах после прогрева количество битуминита резко сократилось, он уменьшился в размерах, а по краям появилось большое количество битума, выделившегося из него и заполнившего пустоты, а в обр. А2 зафиксировано появление вторичной (керогеновой) пористости в более крупных фрагментах. Это явление наблюдается и в естественных образцах с ОВ, находящимся в процессе генерации УВС. Кроме того, в полученных после эксперимента образцах появляется интенсивное желто-голубое свечение холодного оттенка (рис. 4).

В остальных образцах встречается в большом количестве генерационный битуминит коричневого цвета размером до 5 мкм. В УФ-свете догенерационный битуминит практически не люминесцирует, генерационный приобретает наиболее яркое свечение, а у постгенерационного битуминита свечение полностью пропадает (рис. 5).

Онихиты до прогрева обладали выраженной зональностью (рис. 6а, б), которая почти полностью пропадает в образцах, подвергавшихся термическому воздействию. После прогрева в образцах появилась «шагреневая» поверхность (рис. 6д, е), трещины, как продольные, так и поперечные, заполненные новообразованными люминесцирующими УВС (рис. 6).

Витринитоподобные включения (Vt-like) в простом свете очень напоминали витринит, наблюдались в виде трещиноватых изотропных включений неправильной формы без свечения в УФ-свете. После прогрева включения сократились в размерах, стали анизотропными, приобрели пустоты, заполненные битумом (рис. 7).

Альгинит присутствовал в виде единичных вытянутых фрагментов коричневого цвета с желтым свечением в УФ-свете. После прогрева он утратил яркое свечение,

Номер образца	Битуминит с битумом, %	Вид битуминита	Онихиты, %	Витринитоподобные включения
А1	70	генерационный	30	0
А2	85	догенерационный, постгенерационный	15	0
А3	80	догенерационный, постгенерационный	20	0
Б1	80	генерационный	20	0
Б2	91	генерационный	0	9
Б3	82	генерационный	10	8
Б4	81	генерационный, постгенерационный	19	0

Табл. 3. Распределение различных мацералов в исходных образцах

Номер образца	RB, % исходный	RB, % после прогрева	Ronh, % исходный	Ronh, % после прогрева
А1	нет площадок	нет площадок	0,19	0,24
А2	0,25	нет площадок	нет площадок	нет площадок
А3	нет площадок	нет площадок	0,12	0,28
Б1	нет площадок	нет площадок	0,19	0,24
Б2	0,20	0,56	нет площадок	нет площадок
Б3	0,35	0,56	нет площадок	нет площадок
Б4	нет площадок	нет площадок	0,34	0,65

Табл. 4. Обобщенные данные показателей отражения битуминита (RB, %) и онихитов (R onh, %) до и после прогрева. Нет площадок – отсутствие достаточно крупных площадок для замеров показателей отражения.

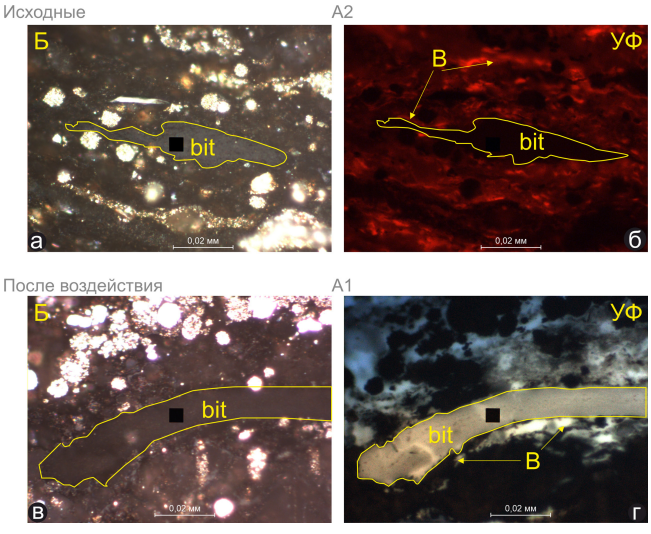


Рис. 4. Фрагменты битуминита (bit) с окружающим его битумом (В) в обр. А2 и А1; Б – простой отраженный белый свет, УФ – ультрафиолетовый свет

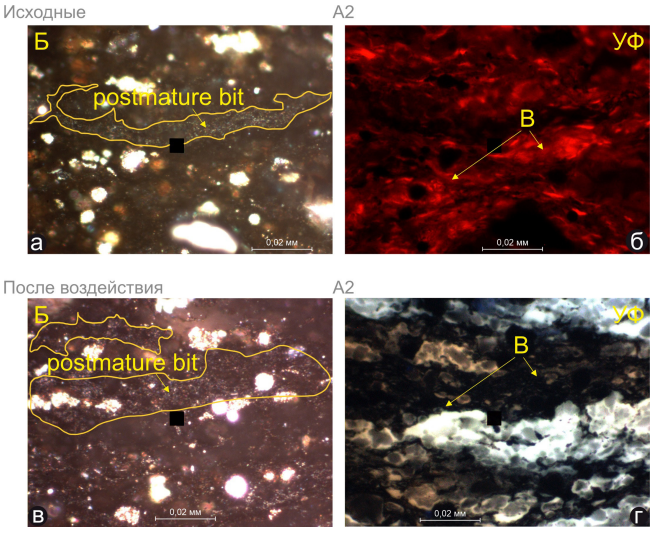


Рис. 5. Фрагменты постгенерационного битуминита (postmature bit) с окружающим его битумом (В) в обр. А2 и А1; Б – простой отраженный белый свет, УФ – ультрафиолетовый свет

сохранив границу, заполненную битумом интенсивного свечения (рис. 8).

Отметим, что до прогрева основная масса ОВ во всех образцах была достаточно однородной с темно-коричневым цветом за счет битумных пленок, обнаруживавшихся по яркому свечению в УФ-свете. Поскольку они тонкие, свечение усиливается лишь в местах их концентрирования в достаточно крупных порах пород (рис. 9).

После прогрева основная масса образцов демонстрирует определенную зональность, отчетливее фиксируются участки с повышенным содержанием твердого ОВ и выделившихся из него УВС. Появились похожие на капли пузыри – включения битумов – новообразованных продуктов генерации из твердой части ОВ. В УФ-свете проявилась смена цвета свечения с желтого на яркое бело-голубое в образцах после воздействия (рис. 10).

Таким образом, результаты углепетрографических исследований показали, что в ходе лабораторного гидротермального воздействия на изучаемые образцы наблюдались прямые признаки нефтеобразования. В первую очередь воздействие привело к преобразованию битуминита и альгинита. Фрагменты альгинита утратили свое свечение в УФ-свете, что говорит об окончании процессов новообразования УВС. Догенерационный битуминит перешел в генерационную форму, в которой наблюдалось очень яркое свечение в УФ-свете. Генерационный битуминит перешел в постгенерационный, полностью утратив свечение и распавшись на совокупность мелких включений. В некоторых мацералах сформировалась вторичная пористость. Витринитоподобные включения в обр. Б2

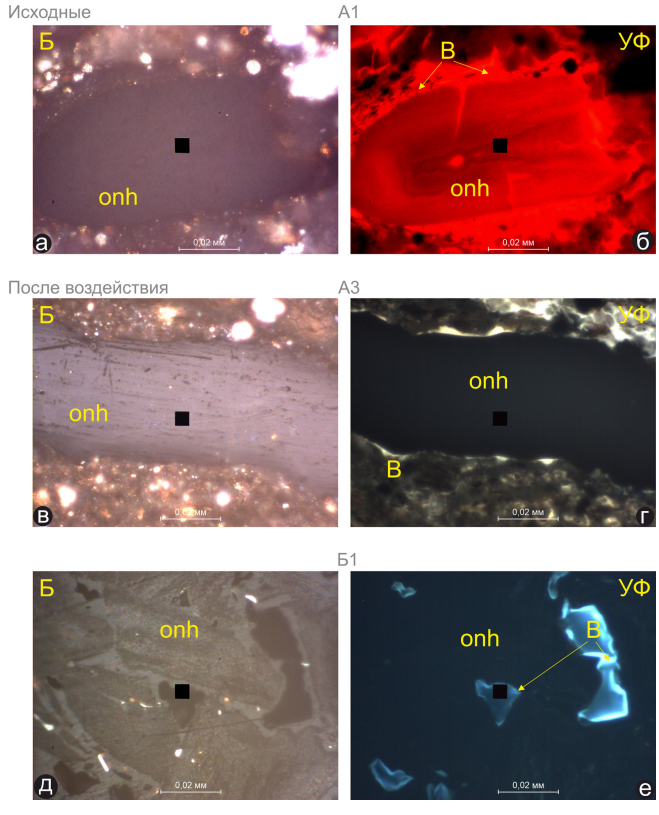


Рис. 6. Фрагменты онихитов (onh) в обр. А1, А3, Б1; Б – простой отраженный белый свет, УФ – ультрафиолетовый свет

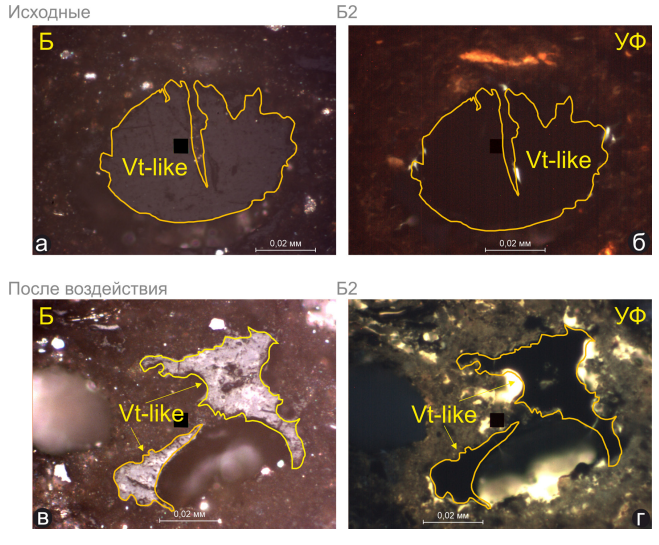


Рис. 7. Витринитоподобные фрагменты (Vt-like) в обр. Б2. Фотография: а) исходного образца в белом свете; б) исходного образца в УФ-свете; в) образца после прогрева в белом свете; г) образца после прогрева в УФ-свете

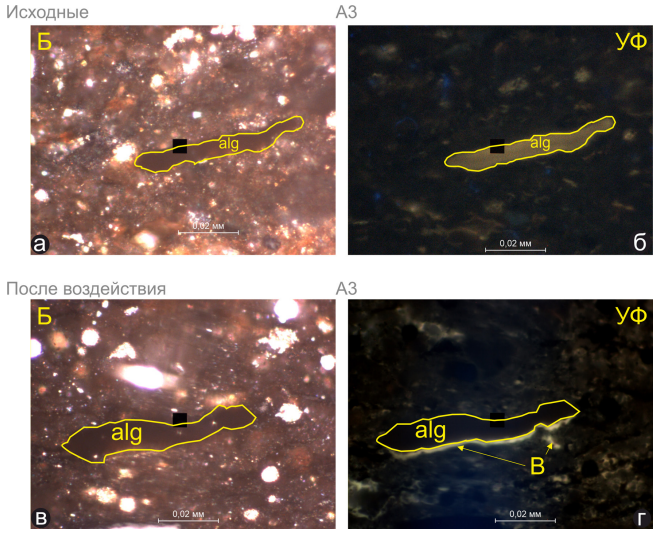


Рис. 8. Фрагмент альгинита (alg) в обр. А3. Фотография: а) исходного образца в белом свете; б) исходного образца в УФ-свете; в) образца после прогрева в белом свете; г) образца после прогрева в УФ-свете

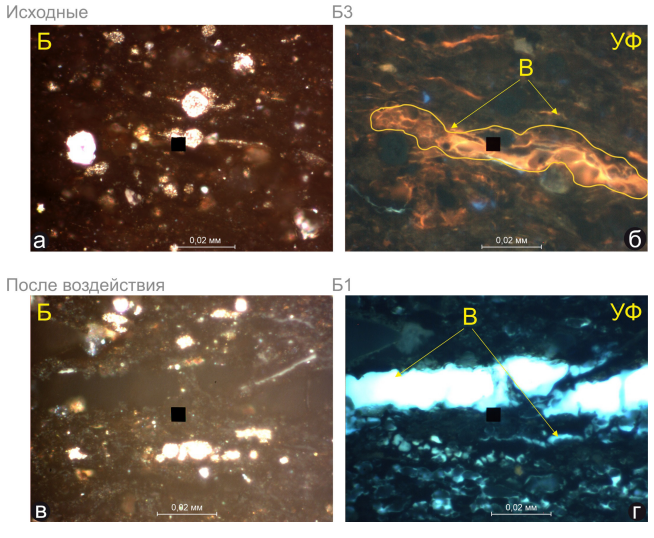


Рис. 9. Фрагменты битумов (В) в обр. Б3 и Б1; Б – простой отраженный белый свет, УФ – ультрафиолетовый свет

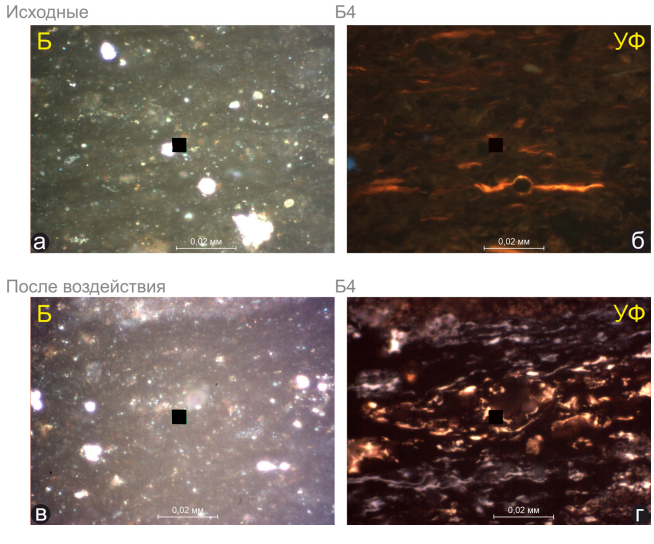


Рис. 10. Общий вид обр. Б4. Фотография: а) исходного образца в белом свете; б) исходного образца в УФ-свете; в) образца после прогрева в белом свете; г) образца после прогрева в УФ-свете

и Б3 также преобразуются, формируются жидкие УВС. Наименьшие изменения показали фрагменты онихитов. Их преобразование происходит постепенно от периферии к центру. В исходных более зрелых образцах скважины Б уже наблюдаются следы первичной генерации УВС, выраженные в образовании вторичной пористости вдоль краев онихитов. Гидротермальное воздействие увеличило ее количество и глубину проникновения пор. Результаты подтверждают, что альгинит и битуминит преобразуются по одинаковому пути: пропадает свечение в УФ-свете, меняется цвет мацерала, выделяется большое количество битума, причем, скорее всего, альгинит вступает раньше в процесс генерации. Онихиты преобразуются немного иным путем: появляется шагреневая поверхность, пропадает зональность, размеры первоначальных фрагментов не сильно меняются (Марунова и др., 2023). Как битуминит, так и онихиты демонстрируют рост показателя отражения в ходе лабораторного моделирования. Поскольку структура мацералов различается, при генерации нефти и газа будет наблюдаться определенная поэтапность процессов, которая будет зависеть от количества ОВ в породе и соотношения мацералов. Новообразованные УВС могут как мигрировать из пород, так и удерживаться в поровом пространстве образцов и новообразованных порах на границе фрагментов онихитов.

Результаты исследования пород под растровым электронным микроскопом

Поскольку в результате лабораторного моделирования гидротермальных процессов происходят изменения не только в ОВ, выполнены исследования пород до и после прогрева под растровым электронным микроскопом. Важно отметить, что изучение насыщенных битумоидами и ОВ образцов имеет ряд сложностей, связанных в первую очередь с трудностью определения точного количества отдельных элементов конкретного минерала с помощью энергодисперсионного спектрометра, если частица покрыта УВС. Поэтому выполненный анализ в ряде случаев будет только полуколичественным. Тем не менее отдельные минералы были диагностированы. Однако важно понимать, что точно идентифицировать минералы может не получиться не только из-за ОВ, но и в случае наличия в породах отдельных акцессорных минералов, в которых реальные отношения элементов могут отличаться от теоретических.

Согласно литологическому описанию, изучаемые образцы относятся к пеллоидному известняку, породе глинисто-кремнисто-керогеновой и керогеново-глинисто-кремнистой породе (табл. 1). Из всей коллекции исследуемых образцов выделяется обр. А1. Главным породообразующим минералом в нем является доломит. В меньшем количестве идентифицированы плагиоклазы, имеющие преимущественно анортитовый состав, а также встречены отдельные кристаллы альбита. Они приурочены к пространству между зернами доломита, заполненному ОВ. Там же присутствует пирит, образующий фрамбоидные срастания. Повсеместно встречается апатит, представленный гидроксоапатитом и фторапатитом. Судя по неправильным геометрическим формам, этот апатит ассоциирован с ОВ, которое, согласно углепетрографическим исследованиям, относится к онихитам. Схожий

состав может иметь отдельные биокласты, однако их в породах обнаружено в разы меньше. Важно отметить наличие акцессорных минералов, среди которых определены сфалерит (ZnS), приуроченный к межзерновому пространству, заполненному ОВ, и ряд минералов бария: барит ($BaSO_4$), предположительно баритокальцит ($BaCa(CO_3)_2$) и алюмосиликат бария, который был отнесен к цеолитам. Соотношение элементов Ba:Al:Si:O в этом минерале составляет около 1:2:6:20, в нем также присутствуют примеси кальция и натрия. Близкий состав имеет минерал гармотом ($Ba_2(Si_{12}Al_4)O_{32}\cdot 12H_2O$) и ряд других цеолитов. Однако без проведения специальных рентгеноструктурных исследований делать выводы о конкретном минерале не представляется возможным (рис. 11). Часть сульфатов и карбонатов бария ассоциирует с фрагментами апатита, нарастая и замещая его.

В результате изучения аншлифа обр. А1 после прогрева в автоклаве установлено формирование вторичной пористости, приуроченной к ОВ. Форма таких пор варьирует от круглой до вытянутой, трещинообразной, размерами от 1 до 30 мкм. Значительного изменения минеральной матрицы в ходе эксперимента не обнаружено, однако в отдельных участках породы наблюдался процесс замещения кристаллов альбита цеолитами бария (рис. 12). В редких случаях в цеолите идентифицирована примесь калия, которая может формироваться, поскольку барий и калий могут друг друга изоморфно замещать. Соотношение (Ba+K):Al:Si:O осталось прежним.

Глинисто-кремнисто-керогеновые породы обр. А2 и А3 имеют схожий минеральный состав. Основная масса состоит из глинистых минералов, образующих вытянутые частицы. Среднее соотношение длины к ширине равно 1:5. Между глинистыми частицами повсеместно присутствует ОВ. Определение отдельных глинистых минералов с помощью РЭМ является достаточно сложной задачей, однако, предположительно, в основной массе присутствуют гидрослюды и монтморилонит с примерными химическими формулами $K(Mg,Al)_2[AlSi_3O_{10}](OH)_2\cdot nH_2O$ и $(Na,Ca)_{0.33}(Al,Mg)_2(Si_4O_{10})(OH)_2\cdot nH_2O$ соответственно. В глинистых минералах фиксируются примеси титана, кальция и хлора. Среди других минералов в основной массе пород присутствуют кремнезем и альбит, в меньшей степени распространен калиевый полевой шпат. Повсеместно наблюдается пирит, который чаще всего образует фрамбоидные срастания, однако также встречаются следы замещения пиритом остатков биокластов. В поровом пространстве, заполненном ОВ, встречается каолинит ($Al_4[Si_4O_{10}](OH)_8$). Из других минералов в породе дополнительно определены сфалерит, барит, цеолиты бария, аналогичные описанным в обр. А1, и апатит, ассоциированный с ОВ. В обр. А2 также был зафиксирован тонкий слой около 1,5 мм, заполненный кальцитом и ОВ (рис. 13). Подробный анализ состава минералов в нем показал наличие витерита ($BaCO_3$), баритокальцита ($BaCa(CO_3)_2$), барита и цеолитов бария, а часть порового пространства заполнена ОВ и каолинитом. При этом в витерите присутствует малое количество изморфных примесей кобальта, а в цеолитах бария – натрия.

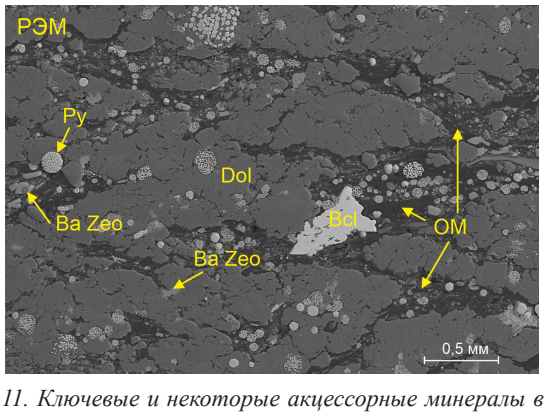


Рис. 11. Ключевые и некоторые акцессорные минералы в обр. А1. Обозначения по (Whitney, Evans, 2010; Warr, 2020): Dol – доломит; OM – органическое вещество; Py – пирит; Bcl – баритокальцит; Ba Zeo – бариевый цеолит

После прогрева данных образцов значительных изменений в главных породообразующих минералах зафиксировано не было. Достаточно сильно изменилась видимая связанность линз ОВ, которые стали образовывать более вытянутые структуры, проходящие через весь образец. Зафиксировано замещение кристаллов альбита цеолитами бария, наподобие тех, что встречены в обр. А1 (рис. 12). Наблюдается образование пор, которые отсутствовали в исходных образцах. Кроме того, вокруг фрагментов онихитов (ОВ с апатитом) наблюдается формирование обрамления, выполненного ОВ другого состава (рис. 13). Это же ОВ заполняет новообразованные трещины.

Общий минеральный состав образцов из скважины Б схож с составом обр. А2 и А3. Меняется соотношение отдельных компонентов, а также текстурные особенности образцов, так в обр. Б2 наблюдается пространство между отдельными частицами, заполненное ОВ. Основные глинистые минералы – это гидрослюда и монтмориллонит. Помимо глинистой составляющей в основной массе наблюдаются альбит, калиевый полевой шпат и кремнезем, при этом последний также встречается вместе с биокластами. В образцах идентифицированы пустоты, заполненные каолинитом. В обр. Б2 и Б3 в поровом пространстве также наблюдаются цеолиты бария, идентичные описанным ранее.

Из наиболее распространенных минералов, не относящихся к породообразующим, в скважине Б встречается апатит, ассоциирующийся с ОВ. При этом практически всегда он разбит системой трещин, заполненных ОВ. Такая картина наблюдалась в образцах скважины А, когда онихиты в ходе гидротермального воздействия начинали преобразовываться. Часто в трещинах в апатите, присутствующем в породах БВУФ скважины Б, фиксируются следы вторичных минеральных реакций, в результате которых формируются сфалерит, барит, цеолиты бария и доломит (рис. 14). На микрофотографии видно, что центральный фрагмент онихита состоит из ОВ и гидроксоапатита. Фрагмент онихита разбит системой трещин, которые заполнены ОВ, но там также встречаются сфалерит и цеолиты бария. При этом периферийная часть фрагмента сложена другим видом апатита – фторапатитом, у которого более четко прослеживаются грани кристаллов. Совместно с фторапатитом фиксируются срастания доломита. Таким образом, видимая картина очень похожа на следы перекристаллизации, которая часто наблюдается в метаморфических и метасоматических породах. Предположительно, в результате воздействия

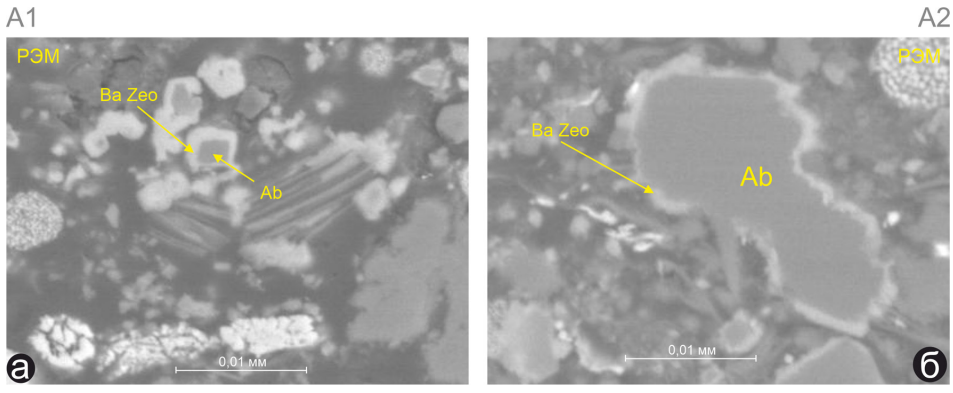


Рис. 12. Образование цеолита бария по кристаллам альбита в обр. А1 (а) и А2 (б) после прогрева. Обозначения по (Whitney, Evans, 2010; Warr, 2020): Dol – доломит; OM – органическое вещество; Py – пирит; Bcl – баритокальцит; Ba Zeo – бариевый цеолит

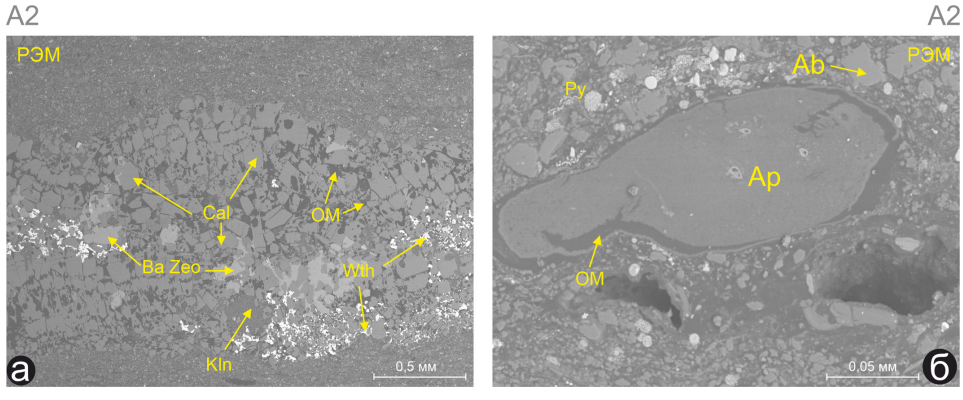


Рис. 13. РЭМ-фотографии обр. А2: а) кальцитовый слой с ОВ и другими минералами; б) фрагмент онихита. Обозначения по (Whitney, Evans, 2010; Warr, 2020): Cal – кальцит; OM – органическое вещество; Wth – витерит; Ba Zeo – бариевый цеолит; Kln – каолинит; Py – пирит; Ab – альбит

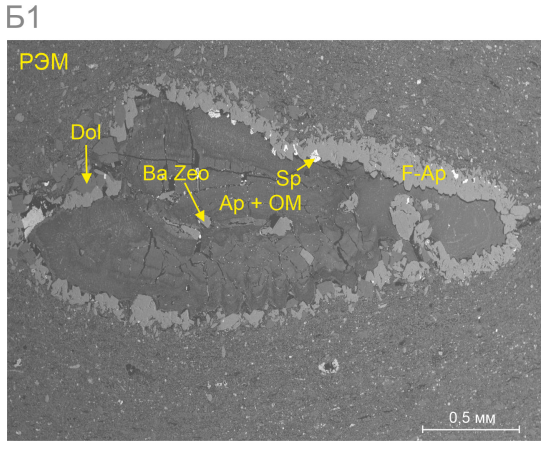


Рис. 14. Фрагмент онихита под растровым электронным микроскопом в обр. Б1. Обозначения по (Whitney, Evans, 2010; Warr, 2020): Ap – апатит; F-Ap – фторапатит; OM – органическое вещество; Sp – сфалерит; Dol – доломит; Ba Zeo – бариевый цеолит

гидротермального раствора образец с онихитами начал катагенетически преобразовываться. Процесс сопровождался генерацией битумоидов с высокой молекулярной массой и низкой подвижностью, которые заполняли новообразованные трещины. При этом неорганическая составляющая перераспределялась из центра онихита к периферийной части, за счет минеральных реакций начали кристаллизоваться срастания фторапатита и доломита. Подтверждением протекания указанных процессов является наличие сфалерита, который часто рассматривается как индикатор гидротермального воздействия (Карпова и др., 2021). Цеолиты бария также часто образуются из-за действия гидротерм. Еще одним подтверждением выдвинутой теории является замещение альбита цеолитами бария. В своей монографии Р. Баррера (1985) на основе экспериментов по искусственному синтезу цеолитов показал, что их формирование происходит при температурах до 300 °С. Близкий по составу к встречаемому в образцах скважин А и Б гармотом (цеолит) часто образуется вследствие преобразования вулканического материала в осадочных породах, а также в результате гидротермальных процессов (Gottardi, Galli, 1985; Bish, Ming, 2001). Отсутствие туфовых прослоев в исследуемых образцах исключает образование цеолитов из вулканического материала, поэтому можно предполагать именно гидротермальную проработку исходных пород БВУФ, вскрытых скважиной Б.

В ходе лабораторного прогрева образцов скважины Б, как и в случае пород скважины А, основные породообразующие минералы, такие как кремнезем и глины, не претерпели заметных изменений. Изменились только текстурные особенности благодаря формированию новых пор и трещин. Крупные фрагменты онихитов так же, как в породах скважины А, растрескиваются и преобразовываются, но эти изменения визуально не столь значительны, как в образцах скважины В. Однако вторичная пористость, возникшая за счет преобразования ОВ, выросла. Явные изменения произошли в обр. Б2 и Б3,

где зафиксированные в исходных образцах бариевые цеолиты в поровом пространстве разложились на кальцит, баритокальцит и каолинит после теплового воздействия (рис. 15), при этом каолинит, ассоциировавшийся с цеолитами, наблюдался и в исходных образцах. Поэтому можно предположить, что процессы минерального разложения происходили и в исходных образцах. Образование карбонатов свидетельствует не только о температурном преобразовании, но и о метасоматических реакциях из-за воздействия углекислотного флюида в ходе прогрева. Он мог в том числе образоваться за счет преобразования ОВ в ходе крекинга керогена. Однако наличие карбонатной минерализации также наблюдалось и в обр. А2 до прогрева, что дополнительно косвенно свидетельствует о синонимичности происходящих процессов в естественных условиях и в результате лабораторного гидротермального прогрева образцов БВУФ.

Заключение

Проведенные исследования исходных и подвергнутых лабораторному моделированию образцов БВУФ из двух скважин, расположенных в зоне единой обстановки осадконакопления, но имеющих разную катагенетическую преобразованность, позволили предположить протекание в пласте некоторых процессов. Лабораторное моделирование гидротермальной проработки образцов приводит к крекингу ОВ и генерации различных битумоидов. Новообразованные УВС заполняют трещины и поры, которые формируются в результате термического воздействия. Согласно изменению пиролитических параметров, эти УВС могут иметь как низкую, так и высокую молекулярную массу и, соответственно, разную подвижность. Результаты позволяют предположить, что в ходе гидротермального прогрева происходят процессы вторичного крекинга битумоидов, однако, чтобы точно доказать это, требуется проведение дополнительных геохимических исследований.

Крекинг керогена в ходе термального воздействия происходит неравномерно и может быть связан с мацеральным составом пород. В изученных образцах первым вступил в процесс генерации альгинит, позднее – битуминит. Онихиты вследствие своего хитинового состава преобразовывались немного медленнее и незначительно сокращались в размерах, хотя аналогично битуминиту проявляли признаки появления вторичной (керогеновой) пористости, в которой могут аккумулироваться новообразованные УВС. Благодаря своим крупным размерам наиболее заметен этот процесс для фрагментов онихитов.

Исследование онихитов под растровым электронным микроскопом показало, что помимо ОВ в нем присутствует апатит. В результате гидротермальной проработки в лабораторных условиях он начинает перекристаллизовываться и замещаться, в трещинах и на границе зерен образуются различные минералы, такие как сфалерит и цеолиты бария, а также ассоциации видов апатита и доломита. Обнаружение аналогичных минералов в природных образцах, в первую очередь в скважине с более высокой степенью преобразованности ОВ, позволило предположить, что на БВУФ могли воздействовать гидротермы. Это подтверждается наличием в образцах пород таких минералов, как сфалерит, барит, витерит и баритокальцит. Кроме того, можно предполагать, что наличие в некоторых случаях кальцита, по всей видимости, также связано с гидротермальными процессами. Отдельно стоит отметить присутствие в части образцов цеолитов бария, близких по составу к минералу гармотому. Согласно литературным данным, такие образования связаны с низко- или среднетемпературной гидротермальной проработкой (≤ 300 °С). Более крупные фрагменты кристаллов цеолитов в поровом пространстве, а также следы их разложения с образованием каолинита косвенно свидетельствуют о том, что скважина Б подвергалась более активной гидротермальной проработке, чем скважина А. Скорее всего, с этим связана разница в катагенетической преобразованности пород. Можно также говорить о том, что гидротермальные системы, по всей видимости, содержали некое количество углекислого газа или активизировали его образование в ходе крекинга керогена. В результате формировалась характерная карбонатная минерализация, а баритокальцит стал превалировать над баритом.

Таким образом, показана возможность моделирования природных гидротермальных процессов в лаборатории. В результате теплового воздействия происходит крекинг ОВ и образование новых УВС. При этом на процесс крекинга и, вероятно, на состав УВС будут влиять мацеральный состав керогена и соотношение различных мацералов. Установленное наличие отдельных минералов и следов преобразования ОВ свидетельствует о том, что часть образцов (в первую очередь породы скважины Б) подвергалась воздействию гидротермальных процессов.

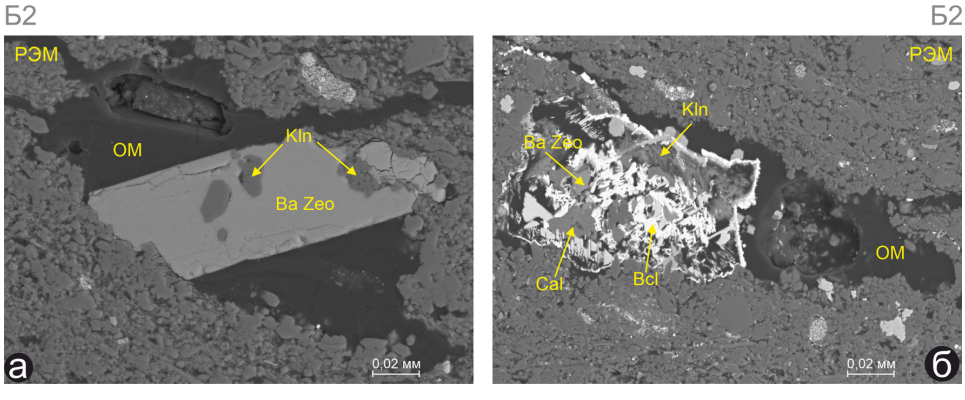


Рис. 15. Поровое пространство в обр. Б2 до (а) и после прогрева (б) под растровым электронным микроскопом. Обозначения по (Whitney, Evans, 2010; Warr, 2020): OM – органическое вещество; Bcl – баритокальцит; Cal – кальцит; Ba Zeo – бариевый цеолит; Kln – каолинит

Тем не менее остается ряд нерешенных вопросов, связанных с гидротермальными процессами в пласте. На настоящее время не установлен источник гидротермального флюида. Неясно, протекало ли преобразование ОВ и формирование новых минералов единовременно или процессы происходили в несколько этапов. Неизвестно, каков состав гидротермальных флюидов и как в них накапливались высокие концентрации бария. Причем самым главным вопросом можно назвать неопределенность, связаны ли гидротермальные процессы с различными магматическими массивами или же протекали за счет активизации водного флюида при тектонических преобразованиях пород фундамента. Эта информация позволила бы предположить возраст и возможную продолжительность активности гидротермальных систем. Эти данные, в свою очередь, позволят повысить точность прогноза положения нефтяных и газовых залежей, оценки запасов и ресурсов УВС, а также улучшить качество геологического и бассейнового моделирования.

Литература

Баррер Р. (1985). Гидротермальная химия цеолитов. М.: Мир, 420 с.

Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. (2005). Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: СО РАН, 254 с.

Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. (1986). Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Новосибирск: Наука, 215 с.

Бурдельная Н.С. (2017). Моделирование химической структуры керогена и ее трансформации при катагенезе средневолжских и доманиковых углеродистых пород Восточно-Европейской платформы: Автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук. Новосибирск, 36 с.

Бурдельная Н.С., Бушнев Д.А., Мокеев М.В. (2013). Изменения состава битумоида и химической структуры керогена при гидротермальном воздействии на породу. *Геохимия*, (9), с. 819–833. https://doi.org/10.7868/s0016752513060034

Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Ильченко А.А., Сенникова Я.Д. (2023). Образование углеводородных газов доманиковым сланцем при пиролизе в автоклаве в присутствии воды. *Вестник геонаук*, (10), с. 37–41. https://doi.org/10.19110/geov.2023.10.4

Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Шанина Н.С., Макарова Е.С. (2004). Генерация углеводородных и гетероатомных соединений высокосернистым горючим сланцем в процессе водного пиролиза. *Нефтехимия*, 44(6), с. 449–458.

Бычков А.Ю., Калмыков Г.А., Бугаев И.А., Калмыков А.Г., Козлова Е.В. (2015). Экспериментальные исследования получения углеводородных флюидов из пород баженовской свиты при гидротермальном воздействии. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (4), с. 34–39.

Вассоевич Н.Б., Тимофеев П.П. (1979). Нефтематеринские свиты и признаки их диагностики. М.: Наука, 264 с.

Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: Атлас. Под ред. Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова, В.Н. Гончаровой и др. (2004). Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 148 с.

Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Носова С.В. (2004). Молекулярные параметры катагенеза органического вещества пород баженовской свиты Томской области. Геология нефти и газа, № 5, с. 53–59.

ГОСТ Р 55659–2013. (2014). Методы петрографического анализа углей. Ч. 5: Метод определения показателя отражения витринита с помощью микроскопа. М.: Стандартинформ, 19 с.

ГОСТ Р 55662–2013. (2014). Методы петрографического анализа углей. Ч. 3: Методы определения мацерального состава. М.: Стандартинформ, 17 с.

ГОСТ Р 55663–2013. (2014). Методы петрографического анализа углей. Ч. 2: Методы подготовки проб углей. М.: Стандартинформ, 19 с.

Гурари Ф.Г., Девятов В.П., Демин В.И., Еханин А.Е., Казаков А.М., Касаткина Г.В., Курушин Н.И., Могучева Н.К., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнов Л.В., Смирнова Л.Г., Сурков В.С., Сысолова Г.Г., Шиганова О.В. (2005). Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск: Наука, 156 с.

Заграновская Д.Е. (2019). Прогнозирование залежей свободной нефти в баженовском горизонте по данным комплексирования геолого-геофизических исследований в Красноленинской и Фроловской нефтегазоносных областях Западной Сибири: Дис. … канд. геол.-минерал. наук. М., 184 с.

Калмыков А.Г., Бычков А.Ю., Калмыков Г.А., Бугае И.А., Козлова Е.В. (2017). Генерационный потенциал керогена баженовской свиты и возможность его реализации. *Георесурсы*, Спецвыпуск ч. 1, с. 165–172.

Калмыков А.Г., Гафурова Д.Р., Тихонова М.С., Видищева О.Н., Иванова Д.А., Манько И.Э., Корост Д.В., Бычков А.Ю., Калмыков Г.А. (2021). Влияние состава пород высокоуглеродистых формаций на процесс генерации нефтии газа (результаты лабораторного моделирования). *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (1), с. 85–98. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2021-1-85-98

Карпова Е.В., Хотылев А.О., Мануилова Е.А., Майоров А.А., Краснова Е.А., Хотылев О.В., Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Калмыков А.Г. (2021). Гидротермально-метасоматические системы как важнейший фактор формирования элементов нефтегазоносного комплекса в баженовско-абалакских отложениях. *Георесурсы*, 23(2), с. 142–151. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.14

Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Пронина Н.В., Полудеткина Е.Н., Костенко О.В., Юрченко А.Ю., Борисов Р.С., Бычков А.Ю., Калмыков А.Г., Хамидуллин Р.А., Стрельцова Е.Д. (2015). Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогенонасыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь). *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (5), с. 44–53.

Коробов А.Д., Коробова Л.А. (2015). Петрогенная вода, гидротермальный процесс и миграция нефти в тектонически активизированном погребенном континентальном рифте (Западная Сибирь). *Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Науки о Земле*, 15(4), с. 36–44.

Латыпова, М.Р., Прокофьев В.Ю., Балушкина Н.С., Коточкова Ю. А., Чуркина В.В., Иванова Д.А., Махнутина М.Л. Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. (2023). Геохимические характеристики флюидных включений как индикаторы степени преобразованности органического вещества из юрских отложений Ем-Еговской вершины (Красноленинский свод, Западная Сибирь). *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (2), с. 79–92. https://doi.org/10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-2-79-92

Марунова Д.А., Пронина Н.В., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Калмыков Г.А. (2021). Стадии преобразованности органического вещества пород тутлеймской свиты в зависимости от его мацерального состава. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (6), с. 86–97. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2021-6-86-97

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

Перчук А.Л., Сафонов О.Г., Сазонова Л.В., Тихомиров П.Л., Плечов П.Ю., Шур М.Ю. (2015). Основы петрологии магматических и метаморфических процессов. М.: КДУ; Университетская книга, 472 с.

Попов Е.Ю., Бондаренко Т.М., Добровольская С.А., Калмыков А.Г., Морозов Н.В., Ерофеев А.А. (2017). Потенциал применения третичных методов воздействия на нетрадиционные углеводородные системы на примере баженовской свиты. *Нефтяное хозяйство*, (3), с. 54–57. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-3-54-57

Пронина Н.В., Вайтехович А.П. (2021). Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты. *Георесурсы*, 23(2), с. 152–157. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.15

Пронина Н.В., Вайтехович А.П., Калмыков А.Г., Марунова Д.А. (2022). Значение определений мацералов для понимания и изучения процессов трансформации органического вещества нефтематеринских пород. *Георесурсы*, 24(2), с. 29–35. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.6

Савостин Г.Г., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Калмыков Г.А. (2023). Экспериментальные данные по изучению кинетики преобразования органического вещества в образце баженовской сланцевой формации Западной Сибири. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (5), с. 96–104. https://doi.org/10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-5-96-104

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

Bish D.L., Ming D.W. (Eds.). (2001). Natural zeolites: Occurrence, properties, applications. Berlin, Boston: De Gruyter, 668 p. https://doi.org/10.1515/9781501509117

Espitalié J., Deroo G., Marquis F. (1985). La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. *Revue Institut français du Pétrole*, 40(6), pp. 755–784. https://doi.org/10.2516/ogst:1985035

Espitalié J., Laporte J.L., Madec M., Marquis F., LePlat P., Paulet J., Boutefeu A. (1977). Méthode rapide de caractérisation des roches mètres, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Revue Institut français du Pétrole*, 32, pp. 23–42. https://doi.org/10.2516/ogst:1977002

Gottardi G., Galli E. (1985). Zeolites of the Heulandite Group. *Natural Zeolites. Minerals and Rocks, V. 18*. Berlin, Heidelberg: Springer, pp. 256–305. https://doi.org/10.1007/978-3-642-46518-5_7

Lewan M.D. (1985). Evaluation of petroleum generation by hydrous pyrolysis experimentation. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Series A, Mathematical and Physical Sciences*, 315, pp. 123–134. https://doi.org/10.1098/rsta.1985.0033

Simoneit B.R.T. (1990). Petroleum generation, an easy and widespread process in hydrothermal systems: an overview. *Applied Geochemistry*, 5(1–2), pp. 3–15. https://doi.org/10.1016/0883-2927(90)90031-Y

Simoneit B.R.T. (2020). Hydrothermal Petroleum. Wilkes H. (Ed.) *Hydrocarbons, Oils and Lipids: Diversity, Origin, Chemistry and Fate. Handbook of Hydrocarbon and Lipid Microbiology*. Springer, Cham. pp 557–591. https://doi.org/10.1007/978-3-319-90569-3_16

Vandenbroucke M., Largeau C. (2007). Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*, 38(5), pp. 719–833. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2007.01.001

Warr L.N. (2020). Recommended abbreviations for the names of clay minerals and associated phases. *Clay Minerals*. 55(3), pp. 261–264. https://doi.org/10.1180/clm.2020.30

Whitney D.L., Evans B.W. (2010). Abbreviations for names of rock-forming minerals. *American mineralogist*, 95(1), pp. 185–187. https://doi.org/10.2138/am.2010.3371

Сведения об авторах

Григорий Геннадьевич Савостин – ведущий инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

e-mail: g.savostin@oilmsu.ru

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

e-mail: a.kalmykov@oilmsu.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

Дарья Андреевна Грязнова – ведущий инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: d.ivanova@oilmsu.ru

Дарья Андреевна Марунова – соискатель кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: d_marunova@mail.ru

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-минерал. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

e-mail: g.kalmykov@oilmsu.ru

Статья поступила в редакцию 15.04.2024;
Принята к публикации 02.08.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Changes in Kerogen and Mineral Matrix Characteristics of Rocks of Bazhenov Deposits during Laboratory Modelling of Hydrothermal Processes

G.G. Savostin, A.G. Kalmykov, A.P. Vaitekhovich, N.V. Pronina, D.A. Griaznova, D.A. Marunova, G.A. Kalmykov*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Grigorii G. Savostin, e-mail: g.savostin@oilmsu.ru*

Abstract. The paper presents the results of the study of rock samples from Bazhenov deposits before and after laboratory modelling of hydrothermal processes in autoclaves. To evaluate the influence of hydrothermal influence on rocks of different degrees of transformation, 3 samples from the well, the rocks in which are located at the very beginning of the main zone of oil formation (PK_3–MK_1), and 4 samples from the well, the rocks in which are located in the middle of generation (MK_2–MK_3) were studied. Comparison of samples before and after heating was carried out by means of pyrolytic, coal petrography studies and analyses of polished section under scanning electron microscope. It is shown that at 350 °C there is a change in pyrolytic characteristics of the rock, which depends on the nature of organic matter and the degree of catagenetic transformation of kerogen at the time of exposure. It was found that as a result of exposure the initial

macerals decrease in size and change their luminescence in ultraviolet light, secondary (kerogenic) porosity appears in onychite fragments. New minerals, in particular barium zeolites, are formed in the rocks. Identification of such formations in natural objects may indicate the occurrence of local temperature processes, which may lead to heterogeneity of organic matter transformation in Bazhenov sediments and should be taken into account to identify local zones of increased catagenesis.

Keywords: Bazhenov Formation, kerogen, macerals, catagenesis, hydropyrolysis, hydrothermal processes, laboratory modelling

Recommended citation: Savostin G.G., Kalmykov A.G., Vaitekhovich A.P., Pronina N.V., Griaznova D.A., Marunova D.A., Kalmykov G.A. (2024). Changes in Kerogen and Mineral Matrix Characteristics of Rocks of Bazhenov Deposits during Laboratory Modelling of Hydrothermal Processes. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 206–219. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.21

References

Atlas of geology and oil and gas content of Khanty-Mansiysk Autonomous Region. (2004). Ekaterinburg: IzdatNaukaService, 148 p. (In Russ.)

Barrer R.M. (1982). Hydrothermal Chemistry of Zeolites. London: Academic Pr., 420 p.

Bish D. L., Ming D. W. (ed). (2018). Natural zeolites: occurrence, properties, applications. USA: De Gruyter. 45, 668 p. https://doi.org/10.1515/9781501509117

Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. (2005). Kerogen. Methods of study, geochemical interpretation. Novosibirsk: Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 254 p. (In Russ.)

Braduchan Y.V.V., Gurari F.G., Zakharov V.A. (1986). The Bazhenov horizon of Western Siberia (stratigraphy, palaeogeography, ecosystem, oil-bearing). *Proceedings of the Institute of Geology and Geophysics*, v. 649, pp. 27–31. (In Russ.)

Burdelnaya N.S. (2017). Modelling of kerogen chemical structure and its transformation during catagenesis of Middle Volga and Domanik carbonaceous rocks of the East European Platform. *Abstract Dr. geol.-min. sci. diss*. Novosibirsk, 36 p. (In Russ.)

Burdelnaya N.S., Bushnev D.A., Mokeev M.V. (2013). Changes in the composition of bitumen extracts and chemical structure of kerogen during hydrous pyrolysis. *Geochem. Int.,* 51, pp. 738–750. https://doi.org/10.1134/S0016702913060037

Bushnev D.A., Burdelnaya N.S., Shanina N.S., Makarova E.S. (2004). Generation of hydrocarbon and heteroatomic compounds by high-sulfur oil shale during hydropyrolysis. *Petroleum Chemistry,* 44(6), pp. 416–425.

Bushnev D.A., Burdelnaya N.S., Ilchenko A.A.; Sennikova Y.D. (2023). Formation of hydrocarbon gases in domanik shale during hydrous pyrolysis. *Vestnik of Geosciences*, 10(346), pp. 37–41. (In Russ.) https://doi.org/10.19110/geov.2023.10.4

Bychkov A.Yu., Kalmykov G.A., Bugaev I.A., Kalmykov A.G., Kozlova E.V. (2015). Experimental investigations of hydrocarbon fluid recovery from hydrothermally treated rocks of the Bazhenov Formation. *Moscow Univ. Geol. Bull.,* 70, pp. 299–304. https://doi.org/10.3103/S014587521504002X

Espitalie J., Laporte J.L., Madec M., Marquis F., Leplat P., Poulet J., Boutefeu A. (1977). M´ethode rapide de caract´erisation des roches m`etres, de leur potentielp´etrolier et de leur degr´e d'´evolution. *Rev. Inst. Fr. P´et.,* 32, pp. 23–42. https://doi.org/10.2516/ogst:1977002

Espitalie J., Deroo G., Marquis F. (1985). La pyrolyse Rock Eval et ses applications. *Rev. Inst. Fr. P´et.,* 40, pp. 755–784. https://doi.org/10.2516/ogst:1985035

Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Nosova S.V. (2004). Molecular parameters of organic matter catagenesis in rocks of the Bazhenov Formation of the Tomsk Region. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 5, pp. 53–59. (In Russ.)

Gottardi G., Galli E. (1985). Natural Zeolites. *Minerals and Rocks*, 18, pp. 256–305. https://doi.org/10.1007/978-3-642-46518-5

Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I., Ekhanin A.E., Kazakov A.M., Kasatkina G.V., Kurushin N.I., Mogucheva N.K., Sapyanik V.V., Serebrennikova O.V., Smirnov L.V., Smirnova L.G., Surkov V.S., Sysolova G.G., Shiganova O.V. (2005). Geological structure and oil and gas content of the Lower-Middle Jurassic of the West Siberian Province. Novosibirsk: Nauka, 156 p. (In Russ.)

Kalmykov A.G., Bychkov A.Yu., Kalmykov G.A., Bugaev I.A., Kozlova E.V. (2017). Generation potential of kerogen of the Bazhenov formation and possibility of its implementation. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 165–172. (In Russ.) http://doi.org/10.18599/grs.19.17

Kalmykov A.G., Gafurova D.R., Tikhonova M.S., Vidischeva O.N., Ivanova D.A., Manko I.E., Korost D.V., Bychkov A.Yu., Kalmykov G.A. (2021). Influence of rock composition of high-carbon formations on the process of oil-gas generation (results of laboratory modelling). *Bulletin of Moscow University*. *Series 4. Geology*, 1, pp. 85–98. (In Russ.) https://doi.org/10.33623/0579-9406-2021-1-85-98

Karpova E.V., Khotylev A.O., Manuilova E.A., Mayorov A.A., Krasnova E.A., Khotylev O.V., Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Kalmykov A.G. (2021). Hydrothermal-metasomatic systems as the most important factor for the formation of elements of the oil and gas-bearing complex in the Bazhenov-Abalak sediments. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 142–151. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.14

Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Pronina N.V., Poludetkina E.N., Kostenko O.V., Yurchenko A.Yu., Borisov R.S., Bychkov A.Yu., Kalmykov A.G., Khamidullin R.A., Streltsova E.D. (2015). Technology of research of geochemical parameters of organic matter of kerogen-saturated sediments (on the example of the Bazhenov Formation, Western Siberia). *Bulletin of Moscow University*. *Series 4. Geology*, 5, pp. 44–53. (In Russ.)

Korobov A.D., Korobova L.A. (2015). Petrogenic water, hydrothermal process and oil migration in tectonically activated buried continental rift (Western Siberia). *Proceedings of Saratov University. New Series. Earth Sciences Series*, 15(4), pp. 36–44. (In Russ.)

Latypova M.R., Prokofiev V.Yu, Balushkina N.S., Kotochkova Ju A., Churkina V.V., Ivanova D.A., Makhnutina M.L., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A. (2023). The Geochemical Characteristics of Fluid Inclusions as Indicators of the Degree of Organic Matter Transformation in Jurassic Sediments of the Em-Egovskaya Summit (Krasnoleninsky Arch, Western Siberia). *Moscow Univ. Geol. Bull.,* 78, pp. 367–379. https://doi.org/10.3103/S0145875223030109

Lewan M.D. (1985). Evaluation of petroleum generation by hydrous pyrolysis experimentation. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Series A, Mathematical and Physical Sciences*, 315(1531), pp. 123–134. https://doi.org/10.1098/rsta.1985.0033

Marunova D.A., Pronina N.V., Kalmykov AG, Ivanova D.A., Kalmkov G.A. (2021). Thr Transformation Stages of Organic Matter from the Tutleim Formation Rocks with Respect to its Maceral Composition. *Moscow University Geology Bulletin*, 77(1), pp. 86–97. https://doi.org/ 10.3103/S0145875222010112

Marunova D.A., Pronina N.V., Kalmykov A.G., Ivanova D.A., Savostin G.G., Vaytekhovich A.P., Kalmykov G.A. (2023). Evolution of bioclasts during catagenesis in rocks of the Bazhenov horizon in the Frolovskaya oil and gas bearing area. *Moscow University Geology Bulletin*, 5, pp. 87–95. https://doi.org/10.55959/msu0579-9406-4-2023-63-5-87-95

Popov E.Yu., Bondarenko T.M., Dobrovolskaya S.A., Kalmykov A.G., Morozov N.V., Erofeev A.A. (2017). Potential of application of tertiary methods of impact on unconventional hydrocarbon systems on the example of the Bazhenov formation. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 3, pp. 54–57. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-3-54-57

Pronina N.V., Vaitekhovich A.P. (2021). Direct signs of oil-generation in the rocks of Bazhenov Suite. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 152–157. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.15

Pronina N.V., Vaitekhovich A.P., Kalmykov A.G., Marunova D.A. (2022). The significance of the macerals identification for understanding and study the transformation processes of organic matter in source rocks. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 29–35. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.6

Savostin G.G., Kalmykov A.G., Ivanova D.A., Kalmykov G.A. (2023). Kinetics investigation of organic matter maturation in sample of the Bazhenov shale formations (Western Siberia). *Moscow University Geology Bulletin*, 5, pp. 96–104. (In Russ.) https://doi.org/10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-5-96-104

Simoneit B.R.T. (1990). Petroleum generation, an easy and widespread process in hydrothermal systems: an overview. *Applied Geochemistry*, 5(1–2), pp. 3–15. https://doi.org/10.1016/0883-2927(90)90031-Y

Simoneit B.R.T. (2020). Hydrocarbons, oils and lipids: diversity, origin, chemistry and fate. *Hydrothermal petroleum*, pp. 557–591. https://doi.org/10.1007/978-3-319-90569-3

State Standard 7404-2 (2015). Methods for the petrographic analysis of coals – Part 2: Methods of preparing coal samples.

State Standard 7404-3 (2015). Methods for the petrographic analysis of coals – Part 3: Methods of determining macerals group composition.

State Standard 7404-5 (2015). Methods for the petrographic analysis of coals – Part 5: Methods of determining microscopically the reflectance of vitrinite.

Topchiy M.S., Pronina N.V., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A., Fomina M.M., Karpov Y.A., Kozlova E.V., Fadeeva N.P. (2019). Distribution of organic matter in rocks of the Bazhenov High Carboniferous Formation. *Moscow University Geology Bulletin*, 2, pp. 46−57. (In Russ.)

Vandenbroucke M., Largeau C. (2007). Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*, 38(5), pp. 719–833. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2007.01.001

Vassoevich N.B., Timofeev P.P. (1979). Petroleum of oil source formations and signs of their diagnostics. Moscow: Nauka, 264 p. (In Russ.)

Warr L.N. (2020). Recommended abbreviations for the names of clay minerals and associated phases. *Clay Minerals*, 55(3), pp. 261–264. https://doi.org/10.1180/clm.2020.30

Whitney D.L., Evans B.W. (2010). Abbreviations for names of rock-forming minerals. *American mineralogist*, 95(1), pp. 85–187. https://doi.org/10.2138/am.2010.3371

About the Authors

Grigorii G. Savostin – Leading Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: g.savostin@oilmsu.ru.

Anton G. Kalmykov – Cand. Sci. (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

Anastasia P. Vaitekhovich – Postgraduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: nastyavait@mail.ru

Natalia V. Pronina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: nvproncl@mail.ru

Daria A. Griaznova – Leading Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: d.ivanova@oilmsu.ru

Daria A. Marunova – Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: d_marunova@mail.ru

Georgii A. Kalmykov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: g.kalmykov@oilmsu.ru

Manuscript received 15 April 2024;
Accepted 2 August 2024;
Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.22 УДК 622.726

Применение циклической закачки раствора ксантана с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти из неоднородных терригенных пластов

А.В. Деньгаев[1], А.Ф. Максименко[1], Л.В. Иванова[1], В.В. Дуркин[2], Д.Ю. Саврей[2], Б.В. Саргин[3]*

[1]*Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия*

[2]*Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Республика Коми, Россия*

[3]*ООО «БИГ», Москва, Россия*

По мере выработки запасов нефти при разработке нефтяной залежи на упруговодонапорном режиме постепенно растет обводненность продукции, что, в свою очередь, снижает эффективность заводнения и поддержания пластового давления системой нагнетательных скважин. Реологическая характеристика насыщающего флюида и структура коллектора влияют на вероятность преждевременного обводнения добывающих скважин. Для увеличения нефтедобычи и выравнивания фронта вытеснения используются различные полимерные системы, как синтетические, так и биологические, способствующие дополнительной добыче нефти из ранее не охваченных зон коллектора. Встречаются технологии как постоянной закачки рабочего агента с полимером, так и оторочки полимерного раствора определенной концентрации с последующей закачкой воды. В работе исследовано влияние закачек раствора ксантана на коэффициент вытеснения нефти с последующей закачкой пластовой воды. Выполнено экспериментальное (лабораторное) исследование по чередующейся закачке растворов ксантана и пластовой воды для увеличения фильтрационного сопротивления в обводненных фильтрационных каналах. В качестве физической модели для выполнения экспериментов выбраны неоднородные терригенные керновые образцы с различной трещиноватостью и фильтрационно-емкостными свойствами. Получена зависимость коэффициента вытеснения нефти и обводненности жидкости от закачанного объема пластовой воды. Отмечено, что ключевым фактором снижения эффективности вытеснения после закачки полимерной оторочки является потеря полимерных молекул как после адсорбции на горной породе, так и при дальнейшей фильтрации пластовой воды посредством диффузии. Установлено, что изменение скорости фильтрации благоприятно сказывается на вовлечении нефтенасыщенной горной породы в процесс вытеснения за счет герметизации обводненных участков при изменении давления закачки. За счет закачки трех полимерных растворов ксантана объемами 15%, 20% и 25% от исследуемого порового объема керновой модели удалось увеличить коэффициент вытеснения нефти на 31%. В качестве одного из контрольных параметров оценки эффективности применения полимерных оторочек бралось содержание воды в отбираемых объемах жидкости на выходе из керновой модели.

Ключевые слова: ксантан, полимерное заводнение, коэффициент вытеснения нефти, обводненность, неоднородный коллектор, физическое моделирование

Для цитирования: Деньгаев А.В., Максименко А.Ф., Иванова Л.В., Дуркин В.В., Саврей Д.Ю., Саргин Б.В. (2024). Применение циклической закачки раствора ксантана с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти из неоднородных терригенных пластов. *Георесурсы,* 26(3), с. 220–231. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.22

Введение

Одной из проблем добычи нефти из неоднородных коллекторов является преждевременное обводнение продукции скважин как на естественном режиме, так и на упруговодонапорном режиме разработки. После прорыва воды от нагнетательных скважин при упруговодонапорном режиме разработки залежи эффективность системы поддержания пластового давления резко снижается и уменьшается коэффициент нефтеотдачи пласта. Снижение добычи углеводородов способствует внедрению мероприятий по повышению эффективности заводнения, снижению обводненности и увеличению коэффициента извлечения нефти.

Полимерное заводнение дает возможность извлекать больше нефти из пластов, но требует значительных экономических затрат. На начальном этапе необходимо определить преимущества и недостатки применяемых полимеров. Ключевым фактором внедрения указанной технологии является литологический характер коллектора и его фильтрационно-емкостные параметры. Несмотря на преимущества технологии полимерного заводнения, рентабельность указанной технологии будет зависеть от затрат на приобретение применяемого реагента в требуемых объемах. В последние годы системы на основе синтетических полимеров широко применяются в нефтегазодобывающей отрасли, однако из-за их негативного влияния на экологию в качестве более безопасного аналога рассматриваются природные полимеры, например ксантановая камедь (Малкин, 2021; Anderson et al., 2023).

Ксантан – это биополимер, синтезируемый путем микробиологической ферментации углеводов с использованием бактерий. Растворы на основе продуктов

* Ответственный автор: Василий Вячеславович Дуркин
e-mail: vdurkin@ugtu.net

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

жизнедеятельности бактерий, в частности ксантановой камеди, обладают высокой вязкостью за счет наличия двойной, а также тройной структуры полимерной цепи с обширными водородными связями на полярных боковых цепях (Eiroboyi, Ikiensikimama, 2018; Eiroboyi et al., 2019). Такой полимер применим в различных областях нефтегазовой отрасли, в том числе и при полимерном заводнении.

Ксантановая камедь по сравнению с синтетическими полимерами имеет преимущество, состоящее в снижении нагрузки на окружающую среду за счет ускоренной биологической деградации и меньшего периода разложения (ферментирования) полимера.

Помимо биологической деградации в полимерных растворах, включая растворы ксантана, присутствует явление механической деструкции, которое обусловлено скоростью прохождения молекул через капилляры небольшого диаметра и проявляется в удлинении цепи макромолекулы с дальнейшим ее разрывом при определенных скоростях сдвига и разжижением раствора.

При полимерном заводнении характер механической деструкции зависит от размера и формы макромолекул полимера, концентрации полимера в растворе и скорости фильтрации. По некоторым экспериментальным данным (Cao et al., 2019; Ferreira, Moreno, 2017), механическое разрушение полимера происходит в капиллярах диаметром 0,12–0,508 мм при скоростях сдвига свыше 100–200 тыс. $с^{-1}$. Однако при фильтрации полимерного раствора в неоднородной пористой среде с развитой трещиноватостью и раскрытостью трещин величина критической скорости сдвига может быть существенно ниже. Отсюда следует, что помимо свойств полимеров в водной среде и термобарических условиях применения на эффективность полимерного заводнения может влиять как свойства скелета породы (пористость, проницаемость, тип коллектора, структура), так и свойства насыщающего коллектор флюида (вязкость нефти, остаточная нефтенасыщенность, содержание ионов различных солей в пластовой воде), исследованные в работах (Hashmet et al., 2017; Ng et al., 2018; Khamees, Flori, 2018; Alfazazi et al., 2019), а также режим закачки. Природные полимеры (ксантан, склероглюкан, шизофиллан, гуаровая камедь) менее подвержены механической деструкции, чем синтетические (полиакриламид), при этом ксантановая камедь является наиболее устойчивым биополимером к этому виду разрушения (Ferreira et al., 2022).

Следующим, достаточно важным свойством полимерных систем является адсорбирование, за счет чего эффективность вытеснения нефти снижается в результате потери полимерных молекул на стенках каналов при фильтрации в коллекторе и контакте с пластовой водой. Адсорбция может быть как первичной (равномерное покрытие молекулами скелета горной породы), так и вторичной, при которой возможен кратковременный срыв молекул полимера с поверхности горной породы. Данный процесс длится до тех пор, пока не установится новое равновесие (молекулы в жидкости занимают свободный участок адсорбции) в случае дальнейшей фильтрации полимерного раствора.

В работе (Ferreira, Moreno, 2019) по результатам исследования по адсорбции фильтруемых растворов полиакриламида через пористые терригенные горные породы отмечено, что при первичной адсорбции снижение проницаемости горной породы зависит от концентрации полимерного раствора. При повторной закачке раствора полимера снижение проницаемости ниже, чем при первичной, что, по всей видимости, связано с толщиной адсорбционного слоя. Аналогичное исследование с идентичными результатами выполнено другим коллективом авторов (Han et al., 2018).

Для повышения эффективности заводнения могут применяться комбинированные полимерные растворы, это, как правило, растворы с синтетическими и биологическими полимерами для создания оптимальных реологических свойств (Sancet et al., 2018).

Полимерное заводнение чаще всего используется для извлечения углеводородных пластовых флюидов, так как преждевременное обводнение нефтяной залежи может начаться через высокопроницаемые участки коллектора из-за отличий вязкостных показателей системы нефть – вода, причем приращение дебита по нефти зависит как от технологического процесса заводнения и свойств коллектора, так и от реологической характеристики флюида (Cenk et al., 2017). Отметим также исследования по закачке полимерных растворов в сочетании с другими агентами, например с углекислым газом (Dennar et al., 2022), поверхностно-активными веществами (ПАВ) (Izuchukwu et al., 2018; Tackie-Otoo et al., 2022) или наночастицами (оксидами металлов, глинами, бентонитом) с целью изменения профиля притока/приемистости скважин в призабойной зоне (Sheidaie at el., 2022; Zhangaliyev at el., 2022; Song at el., 2022), а также сочетания полимеров с ингибиторами солеотложений (Liu at el., 2021).

В работе (Abdulraheem et al., 2018) изучались различные скорости потока воды с полимерами после полного обводнения продукции с целью определения объемного расхода с максимальным коэффициентом вытеснения нефти. Очевидно, что чем ниже скорость сдвига, тем более равномерно двигается фронт воды с полимером, поэтому максимальное значение коэффициента вытеснения нефти получено при объемном расходе 2 мл/мин (максимальный – 10 мл/мин) через искусственную физическую модель со стеклянными шариками в стальном цилиндре диаметром 25 мм и длиной 2 м с поровым объемом 98,125 мл. При фильтрации с объемным расходом 10 мл/мин по сравнению с самым низким расходом коэффициент вытеснения нефти упал всего на 4,75%, что, в свою очередь, несущественно.

Авторы статьи (Jin et al., 2020) исследовали последовательную закачку нескольких полимерных растворов гидролизованного полиакриламида (ГПАА) различной концентрации. Во всех проведенных экспериментах при закачке порядка двух поровых объемов раствора ГПАА в насыпную модель с концентрациями 0,8–7,0 г/л после вытеснения нефти минерализованной водой коэффициент вытеснения увеличивался в среднем на 5,3%. Повторная закачка полимерного раствора в среднем снижала нефтенасыщенность керновых образцов на 4,0%. В результате анализа исследований установлено дополнительное снижение нефтенасыщенности горной породы за счет увеличения концентрации полимера и увеличения минерализации пластовой воды.

Влияние минерализации воды на изменение вязкостных параметров полимеров изучалось в работе (Azad, Trivedi, 2020) с целью определения реологической модели течения и входящих в нее показателей при полимерном заводнении, установлено, что снижение нефтенасыщенности обусловлено пробковым режимом течения на контакте с минерализованной водой за счет выравнивания профиля приемистости. В отличие от ГПАА, ксантановая камедь имеет более разветвленную структуру, соответственно, бóльшую молекулярную массу, что существенно снижает чувствительность к минерализации воды, в которой растворяется полимер, и скорости сдвига (Uzoho et al., 2020; Нажису, Ерофеев, 2018). Минерализация воды, в которой растворяется полимер, также влияет на адсорбцию полимерных молекул в скелете горной породы (Sebastian et al., 2022) и на изменение вязкоупругих свойств со скоростью сдвига (Romero-Zerón, Espinosa, 2020; Reinoso et al., 2018).

На рис. 1 представлена схема распределения полимерных молекул в пористой среде. Помимо адсорбции полимерного раствора **6**, в порах горной породы происходят следующие процессы: гидродинамическое удержание полимерных молекул **5** и их агломерация по мере движения полимерной оторочки **2**. Гидродинамическое удержание полимера зависит от скорости потока воды, поэтому можно считать, что сорбированный полимер временно находится в застойных поровых областях (Sugar et al., 2020). После срыва молекул полимера высока вероятность удержания **3** в узких фильтрационных каналах и закупоривания пор между зернами горной породы **1**, меняя при этом направление фильтрационного потока **4** за счет увеличения фильтрационного сопротивления в обводненной зоне (Велиев, 2020). Очевидно, что применение полимерного вытеснения на стадиях **1**–**3** разработки месторождения может спровоцировать образование застойных зон с остаточной нефтенасыщенностью.

Авторы работы (Vik et al., 2018) провели лабораторные эксперименты по вытеснению нефти из насыпной модели пласта с отслеживанием фронта движения воды с полимером по результатам томографических исследований. Концентрации реагентов (ГПАА, глицерина и ксантана) были подобраны таким образом, чтобы вязкости полимерных растворов совпадали при средней скорости потока и скорости сдвига (27 мПа·с). Вязкость нефти в насыпной

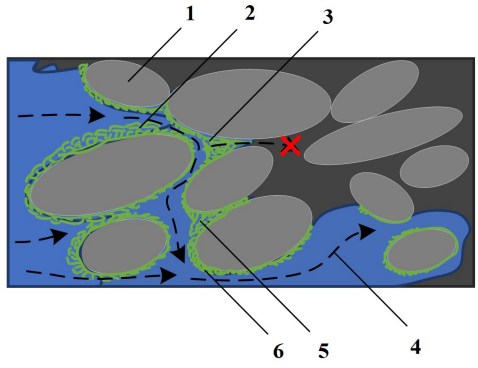


Рис. 1. Удержание полимера в горной породе при движении фильтрационного потока. Обозначения: 1 – зерна песчаника; 2 – увеличенный полимерный слой; 3 – удержание полимерных молекул в узком канале фильтрации; 4 – фильтрационный поток нефтивытесняющего агента; 5 – гидродинамическое удержание полимера; 6 – сорбированный полимер на зернах

модели перед проведением экспериментов составляла около 470 мПа·с при 50 °С (3000 мПа·с при 22 °С). Параметры насыпных моделей были следующими: поровый объем – около 435 мл, средняя проницаемость – 1,282 мкм^2, остаточная водонасыщенность – 0,110 д. ед. После насыщения нефтью при 50 °С модель термостатировалась и выполнялось вытеснение нефти раствором полимера с объемным расходом 0,05 мл/мин, результаты определения коэффициента вытеснения нефти представлены на рис. 2.

Раствор ксантана по сравнению с другими полимерными растворами (глицерином и ГПАА) при низкой концентрации имеет наименьший коэффициент нефтевытеснения. Полученный результат связан как с химическим строением молекулы, так и со свойствами биополимера – уменьшением вязкости раствора (от 27 до 6 мПа·с) при увеличении скорости сдвига (с 1 до 100 с$^{-1}$). Отметим также, что результаты, представленные на рис. 2, относятся к однородным пластам, содержащим высоковязкую нефть, и в случае проведения экспериментов на неоднородных моделях с другим насыщающим флюидом результаты могут существенно отличаться.

Изменение динамической вязкости при изменении скорости сдвига ксантана также рассматривалось в работе (Salmo et al., 2020). Механизм вытеснения нефти полимерным раствором представляет собой совокупность факторов, которые зависят от литологического состава и структуры порового пространства, наличия неоднородностей, а также от реологической модели течения и входящих в нее показателей полимерного раствора и скорости движения закачиваемой воды (истинной скорости) в фильтрационных каналах пористой среды.

В работе (Ogunkunle et al., 2022) провели экспериментальное исследование по закачке растворов гидрофобно ассоциированного полиакриламида, ксантана и гуаровой камеди с целью повышения нефтеотдачи из терригенных горных пород. Вытеснение одним из представленных выше полимерных растворов с концентрацией 0,6 г/л проводилось после закачки воды, причем аналогичные эксперименты проведены с закачкой растворов полимеров с концентрациями от 0,1 до 0,4 г/л. После закачки пластовой воды объемом 1,2 порового объема ($1{,}2V_{пор}$) без полимера коэффициент вытеснения составил 0,239 д. ед., закачка раствора ксантана $1{,}3V_{пор}$ с концентрациией 0,1 г/л и последующая закачка $1{,}3V_{пор}$ раствора ксантана с концентрацией 0,4 г/л увеличили коэффициент вытеснения на 0,088 и 0,209 д. ед. соответственно.

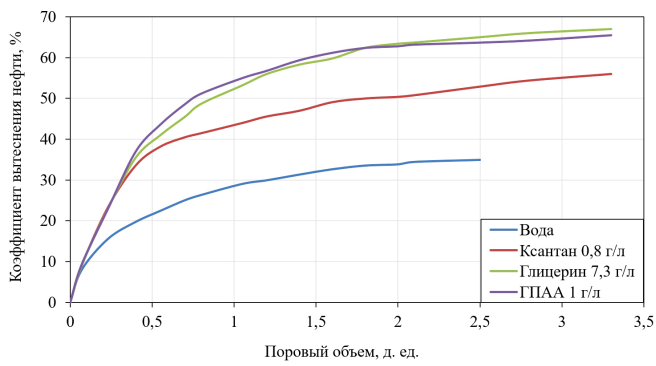


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения высоковязкой нефти от закачиваемого агента (Vik et al., 2018)

При аналогичной закачке растворов гидрофобно ассоциированного полиакриламида коэффициент вытеснения нефти составил 0,170 и 0,142 д. ед. соответственно. Отличительной особенностью указанного исследования является созданный перепад давления после фильтрации полимерных растворов, так после фильтрации растворов ксантана дифференциальное давление составило 6 кПа, после растворов полиакриламида – 3,6 кПа при расходе 0,025 мл/мин через керновые образцы со средней исходной проницаемостью, равной 2,85 мкм^2. Полученные проницаемости в результате закачки растворов полимеров ксантана и полиакриламида составили 2,395 и 2,078 мкм^2 соответственно. Установленные перепады давлений могут быть вызваны реологическими свойствами полимерных растворов и размером молекул, которые создавали адсорбционные слои внутри фильтрационных каналов.

Результаты серии экспериментов (Hashmet et al., 2017) по закачке оторочек биополимера шизофиллана при температуре 120 °C и минерализации пластовой воды 167 г/л в карбонатные керновые образцы показали хорошую стабильность биополимера в кернах относительно высокой проницаемости (от 120 мкм^2), а также механическую деструкцию шизофиллана в керновых образцах проницаемостью 3–44 мкм^2 при объемном расходе закачки 0,2 мл/мин. Выявлено также, что размер полимерной оторочки должен минимально составлять $0{,}1V_{пор}$, поскольку при закачке пластовой воды наблюдалось явление адсорбции. Авторами отмечено, что скорость закачки оказывает незначительное влияние на коэффициент вытеснения нефти после закачки раствора шизофиллана.

В случае применения технологии полимерного заводнения на месторождениях высоковязких нефтей полимеры также могут применяться с целью довытеснения нефтяных линз, ранее не охваченных заводнением. В работе (Izuchukwu et al., 2018) проведено экспериментальное исследование на прозрачной физической 2D-модели по закачке воды, затем воды с ПАВ, после чего раствора ПАВ с концентрацией биологического полимера гуммиарабика 5 г/л. Очевидно, что закупоривание пустот в данной модели будут отсутствовать, поэтому авторы работы придерживались лишь идеи отслеживания изменения фронта вытеснения нефти при закачке агентов. Закачка раствора ПАВ перед закачкой раствора биополимера с ПАВ благоприятно повлияла на вытеснение нефти за счет увеличения вязкости и снижения поверхностного натяжения между нефтяной фазой и закачиваемой водой с полимером.

На основе вышеизложенного определена цель, задачи и методика выполнения экспериментальных работ.

Целью представленного в настоящей статье экспериментального (лабораторного) исследования является оценка влияния циклической закачки раствора ксантана на коэффициент вытеснения нефти путем проведения физического моделирования на неоднородной керновой модели. Для выполнения поставленной цели решается следующий ряд задач:

1) закачка раствора ксантана в нефтенасыщенную керновую модель;

2) закачка пластовой воды и отбор жидкости на выходе фильтрационной модели с оценкой содержания нефти и воды;

3) выполнение повторной закачки раствора ксантана с дальнейшей закачкой пластовой воды;

4) анализ результатов по вытеснению нефти при циклической закачке биополимера и определение основных факторов, влияющих на эффективность процесса.

Научная новизна настоящей работы состоит в использовании для экспериментального исследования продуктов жизнедеятельности бактерий *Xanthomonas fuscans* совместно с бактерицидом для полимерного заводнения на произвольном месторождении. Оригинальность работы заключается в обосновании циклической закачки биополимерных растворов с целью уменьшения экономических затрат на увеличение нефтеотдачи, а также изменения режима закачки воды в результате перераспределения потока и довытеснения нефти из образцов горной породы.

Материалы и методы

Настоящее исследование по определению коэффициента вытеснения нефти при циклической закачке растворов ксантана проведено на фильтрационной установке ПИК-ОФП/ЭП-К-Т (АО «Геологика», Россия). Гидравлическая схема основных используемых узлов и агрегатов фильтрационной установки представлена на рис. 3. В качестве кернового материала (пористой среды) использованы терригенные горные породы с наличием трещин в прослоях аргиллита. Коллектор характеризуется средне-, мелко- и тонкозернистыми песчаниками, относящимися к старооскольским отложениям среднего девона (D_2st). Керновые образцы 17, 26 и 16 имеют однообразный гранулометрический состав, весьма слабую сцементированность. Образцы 70, 90 и 76 представлены среднезернистым песчаником, имеют примеси аргиллита с наличием трещин по длине образцов. Низкопроницаемые образцы 68 и 80 с высокой сцементированностью (содержат аргиллит и мелкозернистый песчаник) и не имеют сквозных трещин по длине. В табл. 1 представлены параметры керновых образцов неоднородной составной модели, фильтрационные параметры которых определены волюметрическим методом на установке ПИК-ПП.

Сухие керновые образцы предварительно насыщали в сатураторе пластовой водой. Минерализация пластовой воды – 78,9 г/л, тип воды – хлоридно-кальциевый, плотность и вязкость при 20 ° C) – 14,35 мПа·с, содержание серы – 0,07%, содержание парафина – 9,79%, содержание смол – 5,46%, содержание асфальтенов – 0,31%.

После насыщения пластовой водой керновые образцы помещали в кернодержатель с уменьшением проницаемости к выходу составной модели. Керновые образцы располагались таким образом, чтобы трещины были в одном направлении и частично пересекались между керновыми образцами составной модели, тем самым образуя канал с низким фильтрационным сопротивлением. Между торцами керновых образцов вставляли фильтрационную бумагу для снижения капиллярных концевых эффектов. Затем создавали горное давление (давление обжима керновой модели резиновой манжетой) и выполняли закачку дегазированной нефти в количестве 5 поровых объемов керновой модели ($5V_{пор}$). По мере прокачки нефти выходящий объем жидкости поступал по трубке в измерительную емкость для оценки вышедшего объема пластовой воды

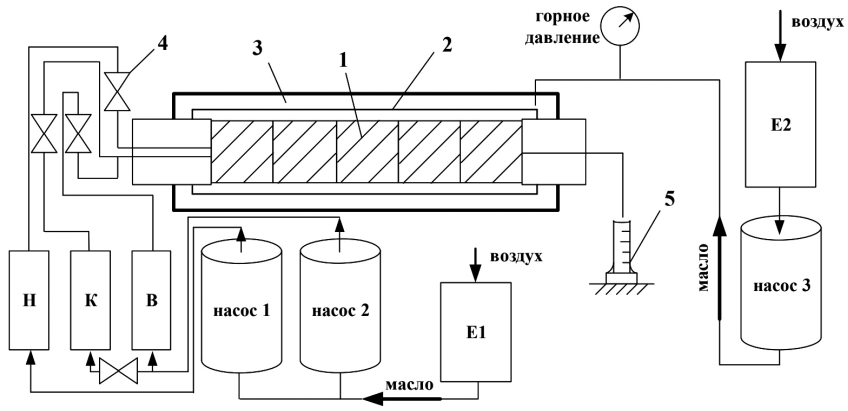


Рис. 3. Гидравлическая схема эксперимента по закачке раствора ксантана с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти. Обозначения: 1 – керновые образцы; 2 – резиновая манжета; 3 – кернодержатель заполненный трансформаторным маслом; 4 – вентильный кран; 5 – измерительная емкость; E1, E2 – емкости с трансформаторным маслом под давлением сжатого воздуха; Н – разделительная емкость с нефтью и трансформаторным маслом; К – разделительная емкость с раствором ксантана; В – разделительная емкость с водой и трансформаторным маслом

№ образца	Длина, см	Диаметр, см	Объем образца, мл	Поровый объем, мл	Абсолютная проницаемость по газу (гелий) × 10^{-15}, $м^2$
17	2,95	2,97	20,40	5,33	4264
26	2,95	2,98	20,56	5,23	4103
16	3,12	2,98	21,74	5,60	3846
70	2,91	2,96	20,00	4,64	218
90	3,06	2,95	20,86	5,13	134
76	3,46	2,97	23,92	5,83	131
68	3,66	2,97	25,25	7,20	20
80	3,59	2,98	24,97	6,59	9
∑ / среднее	25,7 / –	– / 2,97	177,70 / –	45,55 / –	– / 1590,6

Табл. 1. Параметры керновых образцов, установленные в ходе эксперимента по вытеснению нефти

из керновой модели и расчета начальной нефтенасыщенности. Насыщение шло при постоянном объемном расходе закачки нефти, который составляет 0,04 мл/мин (или 0,09% $V_{пор}$/мин). Начальная нефтенасыщенность модели в результате насыщения составила 0,932 д. ед.

Нефть и вода по мере насыщения и выполнения экспериментального исследования по вытеснению отбирали в градуированную стеклянную тару объемами 10, 25 и 50 мл со шкалами основных делений 0,2 мл для 10 мл и 1 мл для 25/50 мл. Минимальный отбираемый объем жидкости на выходе равен 5 мл, максимальный – 50 мл. По отбираемым объемам рассчитывали содержание воды в отобранном объеме жидкости для оценки динамики обводненности по мере вытеснения нефти водой.

Биополимерный раствор ксантана готовили на основе той же пластовой воды с массовой концентрацией полимера 1 г/л. Такая концентрация выбрана с учетом результатов проведенных ранее исследований по определению реологической модели поведения полимерного раствора, а также с рассчитанными гидравлическими сопротивлениями течению. При выборе также принимались во внимание экономическая целесообразность и обеспечение условия выравнивания профиля приемистости. Для предупреждения биологической деструкции полимерного раствора с течением времени применялся бактерицид Atren Bio A с концентрацией 0,5 г/л (Дуркин, Саврей, 2023).

Определение коэффициента вытеснения нефти (КВН) и оценку влияния закачки биополимерного раствора выполняли по следующему алгоритму.

1. Оценка КВН пластовой водой с постоянным объемным расходом 0,08 мл/мин, что соответствует истинной скорости фильтрации 0,32 м/сут. Такая скорость выбиралась на основании данных, полученных в ходе проведенных ранее трассерных исследований на нефтяном месторождении N.

2. Закачка $0{,}15V_{пор}$ раствора ксантана и продолжение вытеснения нефти пластовой водой с оценкой прироста КВН и уменьшения обводненности.

3. Закачка $0{,}20V_{пор}$ раствора ксантана с продолжением вытеснения нефти пластовой водой.

4. Закачка $0{,}25V_{пор}$ раствора ксантана и довытеснение нефти с изменением объемного расхода закачиваемой пластовой воды с оценкой влияния скорости фильтрации на изменение КВН и обводненности.

По завершению вытеснения нефти растворами ксантана с пластовой водой выполнена оценка распределения насыщенностей нефти и воды по керновым образцам составной модели с помощью аппарата Закса.

Предполагалось, что благодаря циклической стимуляции полимерным раствором будет происходить равномерное снижение коэффициента нефтенасыщенности по длине керновой модели до достижения обводненности 98–100% выходящей жидкости или момента прокачки $2V_{пор}$ пластовой воды. Обводненность выходящей жидкости из модели при постоянной скорости фильтрации является ключевым параметром эффективности вытеснения.

Кроме того, при циклической закачке раствора биополимера с дальнейшим довытеснением нефти пластовой водой оценивался эффект закупорки «промытых»

фильтрационных каналов посредством удержания полимера между зернами песчаника. По мере закачки пластовой воды после закачек растворов полимера ожидалось включение новых, ранее не охваченных вытеснением фильтрационных каналов, а также, что изменение фильтрационного потока, в свою очередь, будет поспособствовать снижению обводненности и увеличению коэффициента вытеснения нефти.

Результаты

В результате выполнения экспериментального исследования рассчитаны КВН пластовой водой после каждой закачки полимерного раствора (табл. 2). При закачке воды без биополимера КВН составил 36,4%, что для данного кернового материала, насыщенного дегазированной нефтью и пластовой водой при температуре около 20–22 °С, является ожидаемым результатом. Прирост КВН после закачки полимерного раствора объемом $0{,}15V_{пор}$ составил 8,0%, что соответствует полученному КВН, равному 44,4%. Однако после второй закачки раствора биополимера в объеме $0{,}20V_{пор}$ прирост КВН составил всего 7,4% (суммарный КВН равен 51,8%) при большем объеме закачанной пластовой воды, а при последующей (последней) закачке полимерного раствора объемом $0{,}25V_{пор}$ получен более существенный прирост КВН.

По динамике КВН и обводненности (рис. 4) можно заключить, что при вытеснении без полимерного раствора содержание воды резко увеличивается до 98–100% при отборе около $1{,}20V_{пор}$ жидкости. После первой закачки биополимера обводненность снизилась до 90–94%, с уменьшением эффективности вытеснения нефти увеличивается содержание воды до последующей закачки полимерного раствора. При второй закачке полимерного раствора прирост давления отличается несущественно – максимальное зафиксированное давление выросло на 2,2% относительно полученного максимального давления после первой закачки полимерного раствора, а установившееся давление при фильтрации пластовой воды увеличилось на 4,2% (табл. 2). Увеличение КВН после второй закачки раствора ксантана с небольшой обводненностью длится около $1{,}2V_{пор}$, после чего эффективность вытеснения резко снижается.

На рис. 5 представлена динамика давления закачки воды, КВН и обводненности выходящей жидкости в зависимости от прокачанного объема воды после закачки раствора ксантана объемом $0{,}25V_{пор}$. Увеличение расхода закачиваемой пластовой воды не привело к вовлечению в процесс вытеснения новых нефтенасыщенных участков керновой модели. Изменение темпа закачки повлияло на КВН и обводненность как на этапе движения полимерного раствора в горной породе, так и при перераспределении полимерных молекул в горной породе с увеличением фильтрационного сопротивления в обводненных канах фильтрации. Кроме того, отметим, что чем больше времени с момента закачки полимерного раствора прошло, тем меньше вероятность изменения фильтрационного потока за счет отрыва молекул полимера и закупорки обводненных фильтрационных каналов, так как процесс

Параметр и размерность	Вытеснение нефти пластовой водой			
	без раствора ксантана	после $0{,}15V_{пор}$ раствора ксантана 1 г/л	после $0{,}20V_{пор}$ раствора ксантана 1 г/л	после $0{,}25V_{пор}$ раствора ксантана 1 г/л
Максимальное давление закачки, МПа	0,647	1,379	1,410	2,875
Установившееся давление закачки при объемном расходе 0,08 мл/мин, МПа	0,462	1,138	1,186	1,935
Количество прокачанных $V_{пор}$ воды, ед.	1,96	2,11	2,56	4,27
КВН, %	36,4	44,4	51,8	67,4
Прирост КВН, %	–	8,0	7,4	15,6

Табл. 2. Основные результаты экспериментального исследования

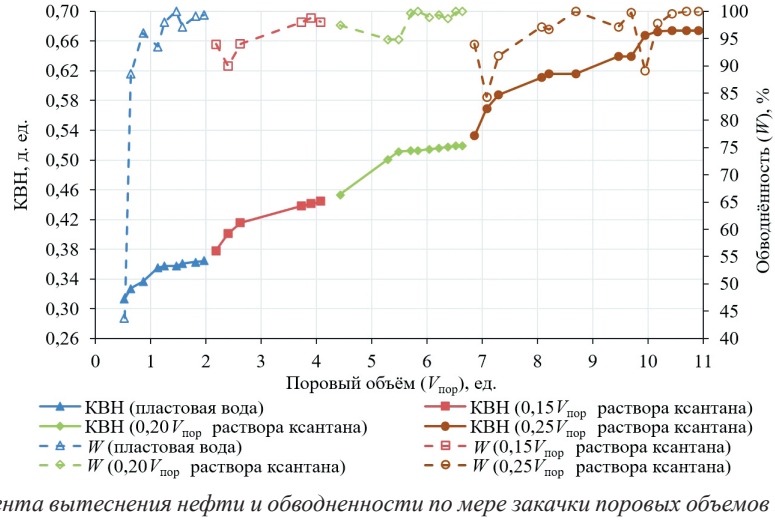


Рис. 4. Динамика коэффициента вытеснения нефти и обводненности по мере закачки поровых объемов пластовой воды с раствором ксантана концентрацией 1 г/л

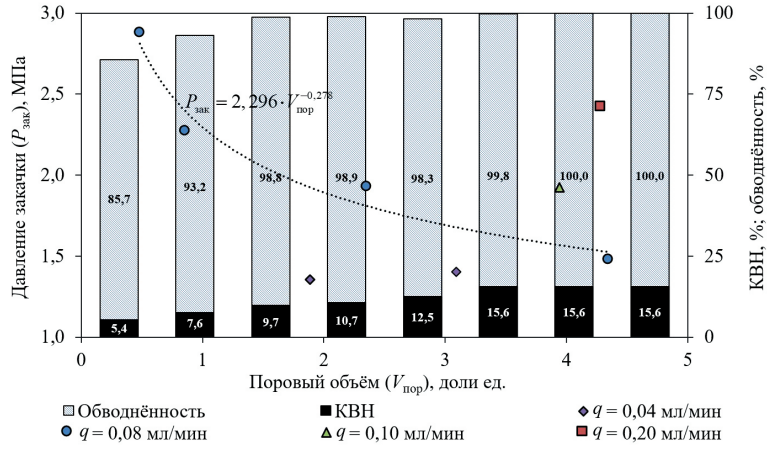


Рис. 5. Динамика коэффициента вытеснения нефти (КВН), обводненности и давления после закачки 0,25$V_{пор}$ ксантана 1 г/л в зависимости от объемного расхода (q) и прокачанного порового объема ($V_{пор}$) пластовой воды

диффузии проходит вне зависимости от скорости фильтрации, что указывает тренд снижения давления закачки воды при объемном расходе 0,08 мл/мин на рис. 5.

В конце экспериментального исследования керновые образцы извлекались из кернодержателя и по одному помещались в аппарат Закса для оценки водонасыщенности. На рис. 6 представлены фотографии торцов керна составной модели до и после проведения вытеснения, а также расчетные значения насыщенностей нефти и воды. Остаточная нефтенасыщенность преимущественно распределена в первой половине керновой модели. В образце 90 зафиксировано наибольшее содержание нефти после вытеснения и при визуальном осмотре выявлено, что движение воды было по одну сторону от продольной трещины. В низкопроницаемых образцах 68 и 80 остаточная нефтенасыщенность меньше, чем в других образцах.

Обсуждение результатов

Резкий рост обводненности перед закачкой полимерных растворов, вероятнее всего, вызван прорывом воды по каналу с низким фильтрационным сопротивлением. При первой закачке полимерного раствора за счет адсорбции часть полимерных молекул удерживается на горной породе, преимущественно в керновых образцах в начале составной модели – образцах повышенной проницаемости. После второй закачки полимера объемом 0,20$V_{пор}$ молекулы ксантана имеют более высокую подвижность в начале керновой модели за счет уже сформированного адсорбционного слоя на горной породе, тем самым обеспечивается его движение и формирование адсорбционного слоя на последующих керновых образцах. Однако закачка двух полимерных растворов с вытеснением нефти пластовой водой, по всей видимости, не привела к существенному накоплению полимерных молекул в кернах с развитой трещиноватостью вдоль направления фильтрации (образцы 70, 90 и 76), поэтому эффективность вытеснения после закачки 0,20$V_{пор}$ ксантана резко падает. Уменьшение объемного расхода в 2 раза (0,04 мл/мин) после достижения 100%-ного содержания воды в выходящей из модели жидкости привело к небольшому снижению обводненности и росту КВН на 0,6% (рис. 4).

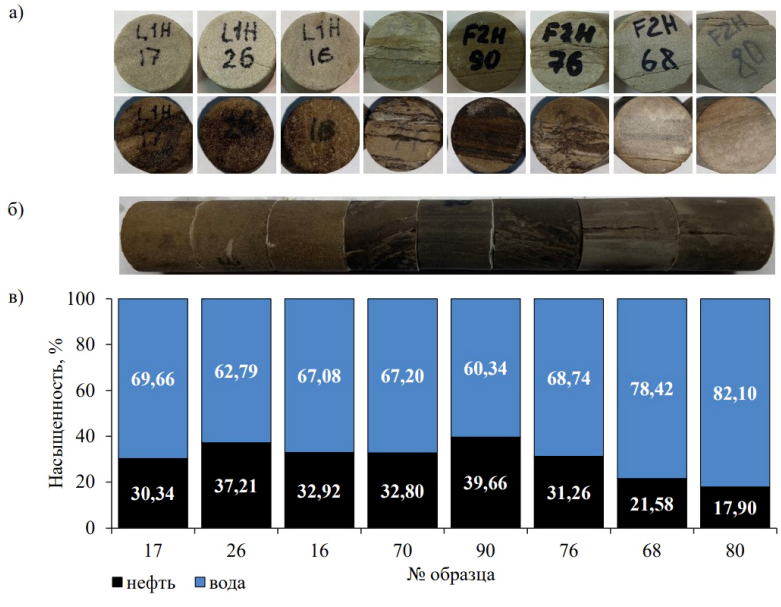


Рис. 6. Насыщенность керновых образцов после проведения полимерного вытеснения растворами ксантана. Обозначения: а – торцы керновых образцов до и после нефтевытеснения; б – составная модель после проведения эксперимента; в – насыщенности керновых образцов

При закачке полимерного раствора объемом $0{,}25V_{пор}$ зафиксировано снижение обводненности до 84% при объемном расходе 0,08 мл/мин. При вытеснении нефти после третьей закачки полимера выполнено заполнение емкости «В» (рис. 3), в связи с её опустошением и отсутствием пластовой воды (точка Г, рис. 7), далее вытеснение продолжалось с расходом 0,04 мл/мин.

По зафиксированной динамике давления закачки можно выделить несколько точек давления при объемном расходе 0,08 мл/мин. Видно, что после заполнения водой разделительной емкости фильтрационной установки при объемном расходе 0,04 мл/мин давление имеет тенденцию небольшого снижения по сравнению с темпом снижения при 0,08 мл/мин. С увеличением объемного расхода с 0,04 до 0,08 мл/мин и зафиксированным давлением в точке Б (рис. 7) объемный расход был снова снижен до 0,04 мл/мин, в результате чего наблюдается тенденция роста давления закачки, вызванная перераспределением потока закачиваемой пластовой воды и довытеснением нефти. Затем обводненность снова увеличивается, что отражается на динамике давления закачки за счет уменьшения фильтрационного сопротивления и вымывания полимерных молекул.

Для подтверждения процесса вымывания полимерных молекул на рис. 8 представлена динамика давления в керновой модели после остановки подачи пластовой воды в результате 2-й и 3-й закачки полимерного раствора объемом $0{,}20V_{пор}$ и $0{,}25V_{пор}$ соответственно. Видно, что установившееся давление в модели после 3-й закачки ниже, чем при остановке после 2-й закачки раствора ксантана. За счет увеличения объемного расхода (0,10 и 0,20 мл/мин) установившееся давление снизилось на 15%.

Остаточная нефтенасыщенность в начале керновой модели может быть вызвана герметизацией нефтенасыщенных участков после 1-й закачки полимерного раствора. Однако в случае попадания полимерных молекул и их адсорбции на горной породе пластовая вода двигается позади полимерного раствора, тем самым выравнивается профиль вытеснения нефти. Помимо адсорбции полимерных молекул, при движении раствора биополимера снижалась концентрация ксантана в фильтрационном канале при контакте как с пластовой водой в керне, так и с закачиваемой водой. Вероятней всего, изменение фильтрационного потока в первой половине составной модели и высокий градиент давления весьма положительно влияют на вытеснении нефти из низкопроницаемых образцов, что нельзя сказать о высокопроницаемых образцах керна в начале составной модели с наличием большего количества остаточной нефти после выполнения исследования.

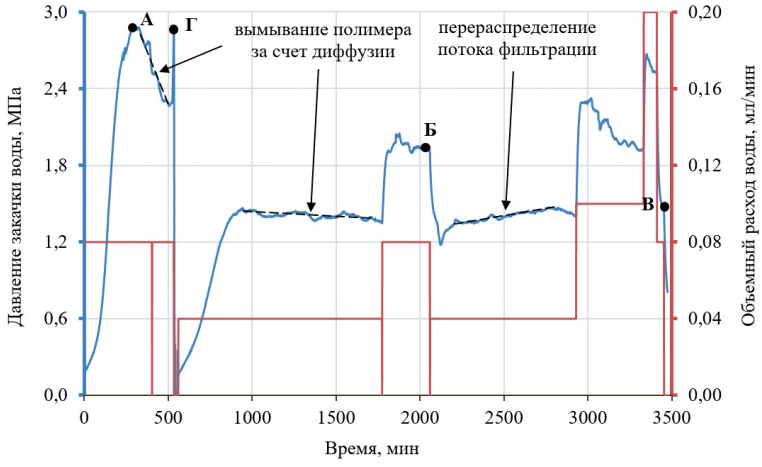


Рис. 7. Динамика давления и объемного расхода (q) закачиваемой воды после закачки ксантана объемом $0{,}25V_{пор}$. Обозначения: А – точка максимального зафиксированного давления после закачки $0{,}25V_{пор}$ ксантана; Б – установившееся давление при объемном расходе закачки воды q = 0,08 мл/мин; В – точка давления при q = 0,08 мл/мин после увеличения закачки воды; Г – отсутствие пластовой воды в разделительной емкости насоса (упор поршня в разделительной емкости пластовой воды)

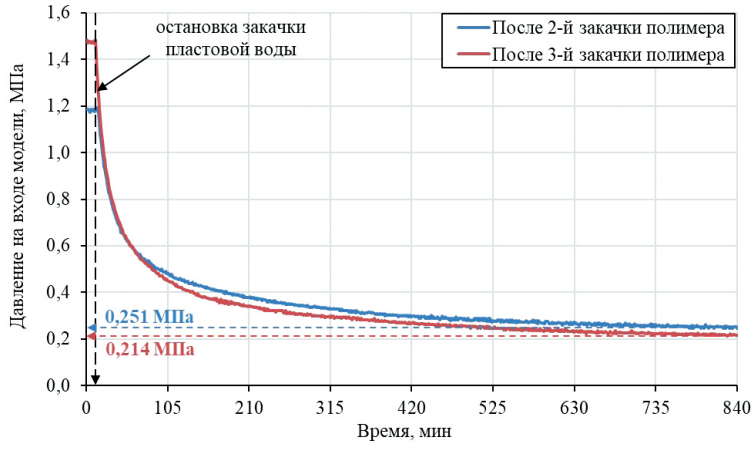


Рис. 8. Динамика давления в фильтрационной модели после остановки закачки пластовой воды при вытеснении нефти полимерными растворами ксантановой камеди

Заключение

Таким образом, на основании полученных результатов можно сделать следующие выводы.

1. Закачка раствора ксантана 0,15 д. ед. от порового объема и последующая закачка пластовой воды приводят к росту коэффициента вытеснения нефти на 8,0%. Эффект наблюдается в течение 2 поровых объемов закачиваемой воды. Прирост коэффициента вытеснения нефти при последующих закачках растворов ксантана 0,20 и 0,25 д. ед. от порового объема составил 7,4% и 15,6% соответственно. Суммарный прирост коэффициента вытеснения нефти равен 31,0% при прокачке более 8 поровых объемов пластовой воды и 0,6 порового объема полимерного раствора ксантана.

2. На вытеснение нефти влияет изменение скорости фильтрации полимерного раствора в горной породе. Данный факт подтверждает тенденция роста давления закачки при изменении объемного расхода пластовой воды после 3-й закачки раствора ксантана объемом $0{,}25V_{пор}$. Скорость потери вязкости посредством диффузии полимерного раствора ксантана концентрацией 1 г/л постоянна вне зависимости от прокачанного объема пластовой воды и объемного расхода воды (0,04–0,2 мл/мин).

3. Постепенное увеличение объема закачиваемого раствора ксантана привело к большему изменению фильтрационного потока, чем однократная закачка полимерного раствора. Это связано прежде всего с образованием адсорбционного слоя в обводненных фильтрационных каналах. Чем больше объем закачиваемого биополимера, тем выше вероятность герметизации зон с нефтенасыщенностью и отсутствием возможности вовлечения данных областей в процесс вытеснения в течение длительного промежутка времени.

Литература

Велиев Э.Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*, (3), с. 126–134.

Дуркин В.В., Саврей Д.Ю. (2023). Методика исследования деструкции полимеров для полимерного заводнения на примере ксантановой камеди. Севергеоэкотех-2023: Материалы конференции. Ухта: Изд-во УГТУ, с. 367–371.

Малкин А.Я. (2021). Реология полимеров в нефтяной промышленности. *Высокомолекулярные соединения. Серия С*, 63(2), с. 130–148. https://doi.org/10.31857/S2308114721020047

Нажису, Ерофеев В.И. (2018). Исследование и применение технологии полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи пластов. *Успехи современного естествознания*, (11-2), с. 420–424.

Abdulraheem M., Hamisu T., Abdullahi G., Oluwaseun T., Kelani B., Mohammed I., Olalekan O. (2018). Comparative Analysis on Rate Dependent Polymer Flooding Using Bio and Synthetic Polymers. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-193529-MS. https://doi.org/10.2118/193529-ms

Alfazazi U., Thomas N.C., AlAmeri W., Al-Shalabi E.W., Shaik A.R. (2019). An Experimental Investi-gation of Polymer Performance in Harsh Carbonate Reservoir Conditions. *SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference*, SPE-198607-MS. https://doi.org/10.2118/198607-ms

Anderson Z., Ioannou A., Howard S., Downs J. (2023). Understanding and Managing the Natural Self-Breaking Behaviour of Xanthan in Reservoir Drill-In, Completion and Workover Fluids. *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*, SPE-213822-MS. https://doi.org/10.2118/213822-MS

Azad M.S., Trivedi J.J. (2020). Extensional Effects during Viscoelastic Polymer Flooding: Understanding Unresolved Challenges. *SPE Journal*, 25(4), pp. 1827–1841. https://doi.org/10.2118/201112-pa

Cao D., Han M., Leng Z., Wang J. (2019). Laboratory Study on Polymer Mechanical Degradation in Carbonate Core Plugs Versus in Capillary Tubes. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*, SPE-198132-MS. https://doi.org/10.2118/198132-ms

Cenk T., Dike P., Henny A., Raul M. (2017). Economic Comparison of Hydrocarbon Recovery under Injection of Different Polymers. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, SPE-186414-MS. https://doi.org/10.2118/186414-ms

Dennar L., Amro M., Reichmann S. (2022) Polymer Selection for Enhanced Oil Recovery in a Niger-Delta Formation Via Laboratory Experiments. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-211928-MS. https://doi.org/10.2118/211928-MS

Eiroboyi I., Ikiensikimama S.S. (2018). Improved Water-Soluble Polymers for Chemical Flooding. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-193489-MS. https://doi.org/10.2118/193489-ms

Eiroboyi I., Ikiensikimama S.S., Oriji B.A., Okoye I.P. (2019). Experimental Investigation of the Macroscopic Displacement Efficiency of Locally Sourced Locust Bean Gum and Gum Arabic. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-198789-MS. https://doi.org/10.2118/198789-ms

Ferreira V.H., Clinckspoor K., Vermelho A. et al. (2022). Mechanical Degradation of Biopolymers for Enhanced Oil Recovery Applications. *SPE Journa*l, 27(04). pp. 2052–2072. https://doi.org/10.2118/209579-PA

Ferreira V.H.S., Moreno R.B.Z.L. (2017). Polyacrylamide Mechanical Degradation and Stability in the Presence of Iron. *Mat. Int. Conf.: OTC Brasil.* Rio de Janeiro. https://doi.org/10.4043/27953-ms

Ferreira V.H.S., Moreno R.B.Z.L. (2019). Polyacrylamide Adsorption and Readsorption in Sandstone Porous Media. *SPE Journal*, 25(1), pp. 497–514. https://doi.org/10.2118/199352-pa

Han X., Zhang G., Yu J., Chen Zh., Kurnia I. (2018). An Investigation of Retention and Unusually High Apparent Viscosity of Hydrophobically Associative Polymer in Porous Media. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-190330-MS. https://doi.org/10.2118/190330-ms

Hashmet M.R., AlSumaiti A.M., Qaiser Y., AlAmeri W.S. (2017). Laboratory Investigation and Simulation Modeling of Polymer Flooding in High-Temperature, High-Salinity Carbonate Reservoirs. *Energy & Fuels*, 31(12). pp. 13454–13465. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02704

Izuchukwu O., Ayodele T.O., Abdullahi G.S., Joshua D., Olalekan O. (2018). Visualization of Heavy Oil Recovery Processes Using Hele-Shaw Cell. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-193502-MS. https://doi.org/10.2118/193502-ms

Jin J., Qi P., Mohanty K., Balhoff M. (2020). Experimental Investigation of the Effect of Polymer Viscoelasticity on Residual Saturation of Low Viscosity Oils. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-200414-MS. https://doi.org/10.2118/200414-ms

Khamees T.K., Flori R.E. (2018). Modeling the Combined Effects of Water Salinity and Polymer Rheology on the Performance of Polymer Flooding and In-Depth Gel Treatment. *SPE Western Regional Meeting*, SPE-190046-MS. https://doi.org/10.2118/190046-ms

Liu Y., Vilain R., Shen D. (2021). How Does EOR Polymer Impact Scale Control During ASP Flooding? *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*, SPE-204350-MS. https://doi.org/10.2118/204350-MS

Ng J.H., Almubarak T., Nasr-El-Din H.A. (2018). Replacing the Use of Freshwater with Seawater: Problems, Solutions, and Applications. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*, URTEC-2896321-MS. https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2896321

Ogunkunle T.F., Oni B.A., Afolabi R.O., Fadairo A.S., Ojo T., Adesina O. (2022). Comparative analysis of the performance of hydrophobically associating polymer, xanthan and guar gum as mobility control agent, in enhanced oil recovery application. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 34(7). pp. 402–407. https://doi.org/10.1016/j.jksues.2022.01.003

Reinoso D., Martín-Alfonso M.J., Luckham P.F., Martínez-Boza F.J. (2018). Rheological characterisation of xanthan gum in brine solutions at high temperature. *Carbohydrate Polymers*, 203. pp. 103–109. https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2018.09.034

Romero-Zerón L., Espinosa C. (2020). Advantageous supramolecular system through self-association of xanthan gum/cationic surfactant via β-cyclodextrin host-guest complexations for Enhanced Oil Recovery Applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106644. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106644

Salmo I.C., Zamani N., Skauge T., Sorbie K., Skauge A. (2020). Use of Dynamic Pore Network Model-ing to Improve Our Understanding of Experimental Observations in Viscous Oil Displacement by Polymers. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-200387-MS. https://doi.org/10.2118/200387-ms

Sancet G.F., Goldman M., Buciak J.M., Varela O., D'Accorso N., Fascio M., Manzano V., Luong M. (2018). Molecular Structure Characterization and Interaction of a Polymer Blend of Xanthan Gum-Polyacrylamide to Improve Mobility-Control on a Mature Polymer Flood.

SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, SPE-190408-MS. https://doi.org/10.2118/190408-ms

Sebastian A., Mushtaq M., Al-Shalabi E.W., AlAmeri W., Mohanty K., Masalmeh Sh., AlSumaiti A.M. (2022). Effect of Make-Up Water Salinity on Polymer Adsorption in Carbonate Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-209964-MS. https://doi.org/10.2118/209964-MS

Sheidaie A., Fahimpour J., Sharifi M. (2022). Experimental Investigation of Low-Concentrated Nanocomposite Polymer Gels for Water Shutoff Treatment Under Reservoir Conditions. *SPE Journal*, 27(4). pp. 2390–2407. https://doi.org/10.2118/209604-PA

Song T., Feng Q., Schuman Th., Cao J., Bai B. (2022). A Novel Branched Polymer Gel System with Delayed Gelation Property for Conformance Control. *SPE Journal*, 27(1). pp. 105–115. https://doi.org/10.2118/206742-PA

Sugar A., Serag M.F., Torrealba V.A., Buttner U., Habuchi S., Hoteit H. (2020). Visualization of Polymer Retention Mechanisms in Porous Media Using Microfluidics. *SPE Europec*, SPE-200557-MS. https://doi.org/10.2118/200557-ms

Tackie-Otoo B.N., Mohammed M.A.A., Ghani M.F.M., Jufar Sh.R., Hassan A.M. (2022). Experimental Investigation into the Potential of a Green Alkali-Surfactant-Polymer Formulation for Enhanced Oil Recovery in Sandstone Reservoir. *Offshore Technology Conference Asia*, OTC-31505-MS. https://doi.org/10.4043/31505-MS

Uzoho C.U., Onyekonwu M.O., Akaranta O. (2020). Comparative Analysis of Local and Conventional EOR Agents. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-203777-MS. https://doi.org/10.2118/203777-ms

Vik B., Kedir A., Kippe V., Sandengen K., Skauge T., Solbakken J., Zhu D. (2018). Viscous Oil Recovery by Polymer Injection; Impact of In-Situ Polymer Rheology on Water Front Stabilization. *SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition*, SPE-190866-MS. https://doi.org/10.2118/190866-ms

Zhangaliyev M.M., Hashmet M.R., Pourafshary P. (2022). Laboratory Investigation of Hybrid Nano-Assisted-Polymer Method for EOR Applications in Carbonate Reservoirs. *Offshore Technology Conference Asia*, OTC-31398-MS. https://doi.org/10.4043/31398-MS

Сведения об авторах

Алексей Викторович Деньгаев – кандидат техн. наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65

e-mail: dengaev.a@gubkin.ru

Александр Фёдорович Максименко – доктор техн. наук, профессор, проректор по международной работе, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65

e-mail: maf@gubkin.ru

Людмила Вячеславовна Иванова – доктор хим. наук, профессор, заместитель заведующего кафедры органической химии и химии нефти по учебной работе, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65

e-mail: ivanova.l@gubkin.ru

Василий Вячеславович Дуркин – кандидат техн. наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики, Ухтинский государственный технический университет

Россия, 169300, Ухта, ул. Первомайская, д. 16

e-mail: vdurkin@ugtu.net

Дмитрий Юрьевич Саврей – заведующий лабораторией кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики, Ухтинский государственный технический университет

Россия, 169300, Ухта, ул. Первомайская, д. 16

e-mail: dsavrey@ugtu.net

Борис Викторович Саргин – генеральный директор, ООО «БИГ»

Россия, 121087, Москва, Береговой проезд, д. 5А корп. 1

e-mail: boris@bigcom.ru

Статья поступила в редакцию 02.02.2024;
Принята к публикации 16.05.2024;
Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The Use of Cyclic Injection of Xanthan Solution in order to Increase the Oil Recovery Factor from Heterogeneous Terrigenous Reservoirs

A.V. Dengaev[1], A.F. Maksimenko[1], L.V. Ivanova[1], V.V. Durkin[2], D.Y. Savrey[2], B.V. Sargin[3]*

[1]National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russian Federation

[2]Ukhta State Technical University, Ukhta, Russian Federation

[3]BIG LLC, Moscow, Russian Federation

[*]Corresponding author: Vasiliy V. Durkin, e-mail: vdurkin@ugtu.net

Abstract. As oil reserves are depleted during the development of an oil deposit in an elastic-water-pressure mode, the water cut of the fluid gradually increases, reducing the efficiency of waterflooding and maintaining reservoir pressure by the system of injection wells. The rheological characteristics of the saturating fluid and the structure of the reservoir affect the likelihood of premature watering of production wells. To increase oil production and level the displacement front, various polymer systems, both synthetic and biological, are used to promote additional oil production from previously untapped reservoir zones. There are technologies for both constant injection of a working agent with a polymer, and a slug of a polymer solution of a certain concentration with subsequent injection of water. The purpose of this work is to assess the effect of injection of xanthan solution on the oil displacement efficiency with subsequent injection of formation water. An experimental (laboratory) study was carried out on alternating injection of xanthan and

formation water solutions to increase filtration resistance in flooded filtration channels. Inhomogeneous terrigenous core samples with different fracturing and filtration-capacitive properties were selected as a physical model for carrying out the experiments. The main results of the laboratory study are the dependence of the oil recovery factor and water cut on the injected volume of formation water. It is noted that the key factor in reducing the displacement efficiency after injection of a polymer slug is the loss of polymer molecules both after adsorption on the rock and during further filtration of formation water through diffusion. As a result of the experimental study, it was revealed that changing the filtration rate can have a beneficial effect on the involvement of oil-saturated rock in the displacement process due to the sealing of watered areas when the injection pressure changes.

Keywords: xanthan, polymer flooding, oil recovery coefficient, waterlogging, heterogeneous reservoir, physical modeling

Recommended citation: Dengaev A.V., Maximenko A.F., Ivanova L.V., Durkin V.V., Savrey D.Yu., Sargin B.V. (2024). The Use of Cyclic Injection of Xanthan Solution in order to Increase the Oil Recovery Factor from Heterogeneous Terrigenous Reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 220–231. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.22

References

Abdulraheem M., Hamisu T., Abdullahi G., Oluwaseun T., Kelani B., Mohammed I., Olalekan O. (2018). Comparative Analysis on Rate Dependent Polymer Flooding Using Bio and Synthetic Polymers. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-193529-MS. https://doi.org/10.2118/193529-ms

Alfazazi U., Thomas N.C., AlAmeri W., Al-Shalabi E.W., Shaik A.R. (2019). An Experimental Investi-gation of Polymer Performance in Harsh Carbonate Reservoir Conditions. *SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference*, SPE-198607-MS. https://doi.org/10.2118/198607-ms

Anderson Z., Ioannou A., Howard S., Downs J. (2023). Understanding and Managing the Natural Self-Breaking Behaviour of Xanthan in Reservoir Drill-In, Completion and Workover Fluids. *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*, SPE-213822-MS. https://doi.org/10.2118/213822-MS

Azad M.S., Trivedi J.J. (2020). Extensional Effects during Viscoelastic Polymer Flooding: Understanding Unresolved Challenges. *SPE Journal*, 25(4), pp. 1827–1841. https://doi.org/10.2118/201112-pa

Cao D., Han M., Leng Z., Wang J. (2019). Laboratory Study on Polymer Mechanical Degradation in Carbonate Core Plugs Versus in Capillary Tubes. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*, SPE-198132-MS. https://doi.org/10.2118/198132-ms

Cenk T., Dike P., Henny A., Raul M. (2017). Economic Comparison of Hydrocarbon Recovery under Injection of Different Polymers. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, SPE-186414-MS. https://doi.org/10.2118/186414-ms

Dennar L., Amro M., Reichmann S. (2022) Polymer Selection for Enhanced Oil Recovery in a Niger-Delta Formation Via Laboratory Experiments. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-211928-MS. https://doi.org/10.2118/211928-MS

Durkin V.V., Savrei D.Yu. (2023). Methodology for studying the destruction of polymers for polymer flooding using xanthan gum as an example. *Severgeoekotekh-2023: Proc. conf*. Ukhta: USTU Publishing House, pp. 367–371. (In Russ.)

Eiroboyi I., Ikiensikimama S.S. (2018). Improved Water-Soluble Polymers for Chemical Flooding. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-193489-MS. https://doi.org/10.2118/193489-ms

Eiroboyi I., Ikiensikimama S.S., Oriji B.A., Okoye I.P. (2019). Experimental Investigation of the Macroscopic Displacement Efficiency of Locally Sourced Locust Bean Gum and Gum Arabic. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-198789-MS. https://doi.org/10.2118/198789-ms

Ferreira V.H., Clinckspoor K., Vermelho A. et al. (2022). Mechanical Degradation of Biopolymers for Enhanced Oil Recovery Applications. *SPE Journa*l, 27(04). pp. 2052–2072. https://doi.org/10.2118/209579-PA

Ferreira V.H.S., Moreno R.B.Z.L. (2017). Polyacrylamide Mechanical Degradation and Stability in the Presence of Iron. *Mat. Int. Conf.: OTC Brasil.* Rio de Janeiro. https://doi.org/10.4043/27953-ms

Ferreira V.H.S., Moreno R.B.Z.L. (2019). Polyacrylamide Adsorption and Readsorption in Sandstone Porous Media. *SPE Journal*, 25(1), pp. 497–514. https://doi.org/10.2118/199352-pa

Han X., Zhang G., Yu J., Chen Zh., Kurnia I. (2018). An Investigation of Retention and Unusually High Apparent Viscosity of Hydrophobically Associative Polymer in Porous Media. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-190330-MS. https://doi.org/10.2118/190330-ms

Hashmet M.R., AlSumaiti A.M., Qaiser Y., AlAmeri W.S. (2017). Laboratory Investigation and Simulation Modeling of Polymer Flooding in High-Temperature, High-Salinity Carbonate Reservoirs. *Energy & Fuels*, 31(12). pp. 13454–13465. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02704

Izuchukwu O., Ayodele T.O., Abdullahi G.S., Joshua D., Olalekan O. (2018). Visualization of Heavy Oil Recovery Processes Using Hele-Shaw Cell. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-193502-MS. https://doi.org/10.2118/193502-ms

Jin J., Qi P., Mohanty K., Balhoff M. (2020). Experimental Investigation of the Effect of Polymer Viscoelasticity on Residual Saturation of Low Viscosity Oils. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-200414-MS. https://doi.org/10.2118/200414-ms

Khamees T.K., Flori R.E. (2018). Modeling the Combined Effects of Water Salinity and Polymer Rheology on the Performance of Polymer Flooding and In-Depth Gel Treatment. *SPE Western Regional Meeting*, SPE-190046-MS. https://doi.org/10.2118/190046-ms

Liu Y., Vilain R., Shen D. (2021). How Does EOR Polymer Impact Scale Control During ASP Flooding? *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*, SPE-204350-MS. https://doi.org/10.2118/204350-MS

Malkin A.Ya. (2021). Rheology of polymers in the oil industry. *Vysokomolekulyarnye soedineniya. Seriya S*, 63(2), pp. 130–148. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S2308114721020047

Nazhisu, Erofeev V.I. (2018). Research and application of polymer flooding technology for enhanced oil recovery. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*, (11–2), pp. 420–424. (In Russ.)

Ng J.H., Almubarak T., Nasr-El-Din H.A. (2018). Replacing the Use of Freshwater with Seawater: Problems, Solutions, and Applications. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*, URTEC-2896321-MS. https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2896321

Ogunkunle T.F., Oni B.A., Afolabi R.O., Fadairo A.S., Ojo T., Adesina O. (2022). Comparative analysis of the performance of hydrophobically associating polymer, xanthan and guar gum as mobility control agent, in enhanced oil recovery application. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 34(7). pp. 402–407. https://doi.org/10.1016/j.jksues.2022.01.003

Reinoso D., Martín-Alfonso M.J., Luckham P.F., Martínez-Boza F.J. (2018). Rheological characterisation of xanthan gum in brine solutions at high temperature. *Carbohydrate Polymers*, 203. pp. 103–109. https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2018.09.034

Romero-Zerón L., Espinosa C. (2020). Advantageous supramolecular system through self-association of xanthan gum/cationic surfactant via β-cyclodextrin host-guest complexations for Enhanced Oil Recovery Applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106644. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106644

Salmo I.C., Zamani N., Skauge T., Sorbie K., Skauge A. (2020). Use of Dynamic Pore Network Model-ing to Improve Our Understanding of Experimental Observations in Viscous Oil Displacement by Polymers. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-200387-MS. https://doi.org/10.2118/200387-ms

Sancet G.F., Goldman M., Buciak J.M., Varela O., D'Accorso N., Fascio M., Manzano V., Luong M. (2018). Molecular Structure Characterization and Interaction of a Polymer Blend of Xanthan Gum-Polyacrylamide to Improve Mobility-Control on a Mature Polymer Flood. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, SPE-190408-MS. https://doi.org/10.2118/190408-ms

Sebastian A., Mushtaq M., Al-Shalabi E.W., AlAmeri W., Mohanty K., Masalmeh Sh., AlSumaiti A.M. (2022). Effect of Make-Up Water Salinity on Polymer Adsorption in Carbonate Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-209964-MS. https://doi.org/10.2118/209964-MS

Sheidaie A., Fahimpour J., Sharifi M. (2022). Experimental Investigation of Low-Concentrated Nanocomposite Polymer Gels for Water Shutoff Treatment Under Reservoir Conditions. *SPE Journal*, 27(4). pp. 2390–2407. https://doi.org/10.2118/209604-PA

Song T., Feng Q., Schuman Th., Cao J., Bai B. (2022). A Novel Branched Polymer Gel System with Delayed Gelation Property for Conformance Control. *SPE Journal*, 27(1). pp. 105–115. https://doi.org/10.2118/206742-PA

Sugar A., Serag M.F., Torrealba V.A., Buttner U., Habuchi S., Hoteit H. (2020). Visualization of Polymer Retention Mechanisms in Porous Media Using Microfluidics. *SPE Europec*, SPE-200557-MS. https://doi.org/10.2118/200557-ms

Tackie-Otoo B.N., Mohammed M.A.A., Ghani M.F.M., Jufar Sh.R., Hassan A.M. (2022). Experimental Investigation into the Potential of a Green Alkali-Surfactant-Polymer Formulation for Enhanced Oil Recovery in Sandstone Reservoir. *Offshore Technology Conference Asia*, OTC-31505-MS. https://doi.org/10.4043/31505-MS

Uzoho C.U., Onyekonwu M.O., Akaranta O. (2020). Comparative Analysis of Local and Conventional EOR Agents. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, SPE-203777-MS. https://doi.org/10.2118/203777-ms

Veliev E.F. (2020). On the mechanisms of polymer retention by a porous medium. *Scientific works of NIPI Neftegaz SOCAR,* (3), pp. 126–134. (In Russ.)

Vik B., Kedir A., Kippe V., Sandengen K., Skauge T., Solbakken J., Zhu D. (2018). Viscous Oil Recovery by Polymer Injection; Impact of In-Situ Polymer Rheology on Water Front Stabilization. *SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition*, SPE-190866-MS. https://doi.org/10.2118/190866-ms

Zhangaliyev M.M., Hashmet M.R., Pourafshary P. (2022). Laboratory Investigation of Hybrid Nano-Assisted-Polymer Method for EOR Applications in Carbonate Reservoirs. *Offshore Technology Conference Asia*, OTC-31398-MS. https://doi.org/10.4043/31398-MS

About the Authors

Alexey V. Dengaev – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil Fields, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65 Leninsky Av., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: dengaev.a@gubkin.ru

Aleksandr F. Maximenko – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Vice-Rector for International Work, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65 Leninsky Av., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: maf@gubkin.ru

Lyudmila V. Ivanova – Dr. Sci. (Chemistry), Professor, Deputy Head of the Department of Organic Chemistry and Petroleum Chemistry for Academic Work, National University of Oil and Gas "Gubkin University"

65 Leninsky Av., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: ivanova.l@gubkin.ru

Vasily V. Durkin – Cand. Sci. (Engineering), Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics, Ukhta State Technical University

16 Pervomayskaya str., Ukhta, 169300, Russian Federation

e-mail: vdurkin@ugtu.net

Dmitriy Y. Savrey – Head of the Laboratory of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics, Ukhta State Technical University

16 Pervomayskaya st., Ukhta, 169300, Russian Federation

e-mail: dsavrey@ugtu.net

Boris V. Sargin – General Director, BIG LLC

5A Bld. 1 Beregovoy pr., Moscow, 121087, Russian Federation

e-mail: boris@bigcom.ru

Manuscript received 2 February 2024;
Accepted 16 May 2024;
Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.23 УДК 622.276

Прогнозирование вязкостно-температурной зависимости смеси нефтей по информации об их плотности, содержании парафина, смол, асфальтенов и фракционном составе

А.Р. Валеев[1], Р.Р. Ташбулатов[1], Я. Чэнь[2], Р.М. Каримов[1]*

[1]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

[2]Юго-западный нефтяной университет, Ченгду, Китай

Предложен новый способ прогнозирования вязкостно-температурных характеристик смесей нефтей различных месторождений, непрерывно образующихся в процессе выполнения технологических операций при их сборе, транспорте и переработке в разветвленных трубопроводных системах. Основная идея заключается в определении корреляционной зависимости вязкости нефти от других ее физико-химических свойств, которые при смешении нефтей поддаются аддитивному расчету. Такими параметрами являются плотность, содержание высокомолекулярных соединений, их фракционный состав и т.п. По корреляционной зависимости можно оценить значение вязкости смеси после определения расчетным способом ее аддитивных физико-химических свойств. По известным характеристикам нефтей подобраны и проанализированы различные регрессии первого и второго рода с целью построения уравнений для определения вязкости при температурах 10 °С, 20 °С, 30 °С, 40 °С, 50 °С в зависимости от указанных аддитивных параметров. Предложен также способ определения вязкостно-температурной зависимости нефти на основе уравнения Рейнольдса – Филонова. Полученные погрешности определения вязкости являются допустимыми для выполнения предварительных прогнозных расчетов энергопотребления перекачки при планировании грузопотоков нефтей различных месторождений по разветвленной трубопроводной системе.

Ключевые слова: нефть, вязкость, кроссвалидация, парафины, смолы, асфальтены, база данных

Для цитирования: Валеев А.Р., Ташбулатов Р.Р., Чэнь Я., Каримов Р.М. (2024). Прогнозирование вязкостно-температурной зависимости смеси нефтей по информации об их плотности, содержании парафина, смол, асфальтенов и фракционном составе. *Георесурсы,* 26(3), с. 232–239. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.23

1. Введение

Современные крупные нефтепроводные системы таких стран, как Россия, США и Китай, представляют собой большие разветвленные сети. Планирование и управление технологическими операциями, а также выбор необходимых режимов перекачки нефти на отдельных частях системы является сложной и важной задачей, так как напрямую влияет на энергопотребление, следовательно, и на экономические показатели эффективности трубопроводного транспорта нефти. Затраты энергии компенсируют потери напора на трение при движении нефти по трубопроводам, величина которых, в свою очередь, определяется вязкостью перекачиваемой нефти (Chen et al., 2023).

Значения вязкости различных нефтей могут сильно отличаться друг от друга. Например, различие показателей вязкости маловязкой и высоковязкой нефтей, поступаемых в систему магистральных трубопроводов России, может составлять до 100 раз (Ташбулатов, 2019), следовательно, и затраты на перекачку таких нефтей при одних и тех же условиях могут отличаться существенным образом (Langbauer et al., 2021). Поэтому прогнозирование вязкости образующихся в процессе выполнения технологических операций смесей нефтей из различных месторождений является важной задачей при проектировании новых трубопроводов и расчете технологических режимов перекачки.

При перекачке по трубопроводу нефти с неизменными свойствами задача прогнозирования энергопотребления не является сложной. Однако при транспортировке нефтей из различных месторождений с отличающимися свойствами в отдельных частях трубопроводной системы перекачиваются технологические смеси с различным содержанием исходных смешиваемых нефтей, а соответственно, с различной вязкостью. С учетом регулярного изменения режимов перекачки на отдельных участках нефтепроводов нефть смешивается в разных порциях (Аралов и др., 2017). Таким образом, на каждом участке нефтепроводной системы могут меняться не только технологические параметры перекачки, но и свойства нефти. Для рационального прогнозирования и управления режимами работы трубопровода, а также для более точной оценки энергопотребления необходимо прогнозировать вязкость перекачиваемой технологической смеси в любой момент времени с учетом поступаемых в систему объемов нефти. Однако следует отметить, что вязкость смеси нефтей не поддается аддитивному расчету.

В простейшем случае вязкость можно оценить с помощью уравнения Аррениуса (Аралов и др., 2017):

$$\lg \nu_{\text{mix}} = x_1 \lg \nu_1 + x_2 \lg \nu_2, \quad (1)$$

* Ответственный автор: Анвар Рашитович Валеев
e-mail: anv-v@yandex.ru

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

где v_{mix} – коэффициент кинематической или динамической вязкости смеси; v_1, v_2 – коэффициенты кинематической или динамической вязкости исходных смешиваемых нефтей; x_1, x_2 – соотношения исходных смешиваемых нефтей.

Для описания изменения вязкости при смешении также часто используют следующие уравнения (Ташбулатов, 2019):

– уравнение Кендаля и Монрое

$$v_{\text{mix}}^{\frac{1}{3}} = x_1 v_1^{\frac{1}{3}} + x_2 v_2^{\frac{1}{3}}, \quad (2)$$

– уравнение Керна (Бингама, Здановского)

$$\frac{1}{v_{\text{mix}}} = \frac{x_1}{v_1} + \frac{x_2}{v_2}, \quad (3)$$

– уравнение Вальтера

$$\lg(\lg(v_{\text{mix}} + 0{,}6)) = x_1 \lg(\lg(v_1 + 0{,}6)) + x_2 \lg(\lg(v_1 + 0{,}6)). \quad (4)$$

В табл. 1 представлены математические модели для определения вязкости бинарных нефтяных смесей, описанные в работах (Ташбулатов, 2019; Закиров, 2016; Al-Maamari et al., 2015; Han et al., 2007; Khan et al., 1984; Miadonye et al., 2000; Miadonye et al., 1995; Miadonye et al., 1994; Puttagunta et al., 1993; Zhang et al., 2007).

Перечисленные математические модели для определения вязкости нефтяной бинарной смеси имеют свои достоинства и недостатки. В частности, поскольку вязкость смеси зависит от физико-химических свойств исходных смешиваемых компонентов, то и упрощенные подходы, использующие только значение вязкости и доли смешиваемых исходных нефтей в смеси, будут заведомо иметь ограниченную точность. Эти модели не учитывают возможное проявление неньютоновского характера течения смешиваемых компонентов, а также имеют низкую точность при прогнозировании вязкости смесей, имеющих в своем составе три и более исходных смешиваемых нефтей.

Теоретически решить проблему можно с помощью проведения предварительных лабораторных исследований по определению вязкости смесей нефтей во всех возможных пропорциях смешения. Но таких различных смесей может сформироваться бесконечно много, поэтому проводить лабораторное определение вязкости для каждой из смесей нефтей даже с некоторой дискретностью долей смешения является неоправданно трудоемко. Наиболее оптимальным решением указанной проблемы может стать разработка метода прогнозирования вязкости смеси расчетным методом без проведения предварительных лабораторных испытаний.

Основная идея заключается в определении корреляционной зависимости вязкости нефти от других ее физико-химических свойств, которые при смешении нефтей поддаются аддитивному расчету, таких как плотность, содержание высокомолекулярных соединений, фракционный состав и т.п. Определив расчетным способом аддитивные физико-химические свойства смеси, по корреляционной зависимости можно оценить значение ее вязкости.

Для определения указанной выше корреляционной зависимости нами использовалась база данных со свойствами нефтей, описанными в справочнике «Нефти СССР» (1971, 1972, 1974). В этой базе данных имеются сведения о вязкости, плотности, содержании парафина, смол, асфальтенов и фракционном составе 773 видов нефтей, добываемых в 70-е годы XX в. на территории СССР. При этом вязкости приведены при температурах от 0 °С до 70 °С с шагом в 10 °С.

Таким образом, целью настоящей работы является построение корреляционной зависимости вязкости нефти от ее плотности, содержания парафина, смол, асфальтенов и их фракционного состава. Это исследование продолжает серию наших работ (Валеев и др., 2024; Valeev et al., 2024) о прогнозировании вязкости смеси нефтей на основе их других физико-химических свойств, поддающихся аддитивности.

2. Базовая модель прогнозирования вязкости нефти

В качестве базовой модели прогнозирования вязкости взяты полученные нами ранее результаты (Valeev et al., 2024). В рамках настоящего исследования построены уравнения регрессии второго порядка для определения вязкости на основе плотности и содержании парафинов, смол, асфальтенов. Определение содержания таких высокомолекулярных соединений в нефти, как парафинов, смол и асфальтенов, при установлении свойств нефти применяется и в других направлениях исследований (Khuramshina, 2023). Погрешность формул оценивалась с учетом поэлементной кросс-валидации. Кросс-валидация, так же как и другие математические операции, проводилась посредством языка программирования Python. Значения оценки погрешности представлены в табл 2.

Уравнения регрессии корреляционных зависимостей для определения вязкости при различных температурах имеют следующий вид:

$$v_{10} = \exp(-13{,}4 + 172П - 6{,}46С - 227А + 5{,}51\rho_{20} - 180П^2 + 375ПА - 179П\rho_{20} - 11{,}1СП - 0{,}835С^2 - 6{,}84СА + 9{,}24С\rho_{20} - 25{,}9А^2 + 245\rho_{20}А + 15{,}2\rho_{20}^2), \quad (5)$$

$$v_{20} = \exp(40{,}0 - 2{,}30П - 6{,}78С + 51{,}6А - 117\rho_{20} + 48{,}6П^2 + 51{,}6ПА + 2{,}72П\rho_{20} + 0{,}650СП - 2{,}40С^2 + 14{,}6СА + 10{,}4С\rho_{20} + 14{,}5А^2 - 76{,}1\rho_{20}А + 84{,}6\rho_{20}^2), \quad (6)$$

$$v_{30} = \exp(63{,}7 + 24{,}2П - 14{,}1С + 88{,}6А - 167\rho_{20} - 3{,}83П^2 + 23{,}9ПА - 23{,}7П\rho_{20} - 0{,}762СП - 3{,}57С^2 + 14{,}6СА + 20{,}2С\rho_{20} + 11{,}3А^2 - 113\rho_{20}А + 110\rho_{20}^2), \quad (7)$$

$$v_{40} = \exp(44{,}8 + 34{,}6П - 23{,}2С + 97{,}4А - 119\rho_{20} - 3{,}14П^2 + 17{,}5ПА - 37{,}9П\rho_{20} - 0{,}744СП - 3{,}51С^2 + 9{,}74СА + 30{,}7С\rho_{20} + 8{,}68А^2 - 119\rho_{20}А + 79{,}1\rho_{20}^2), \quad (8)$$

$$v_{50} = \exp(16{,}6 + 65{,}7П - 25{,}1С + 99{,}4А - 52{,}7\rho_{20} - 0{,}473П^2 + 0{,}462ПА - 80{,}4П\rho_{20} + 11{,}3СП - 3{,}22С^2 + 12{,}3СА + 31{,}8С\rho_{20} + 10{,}1А^2 - 123\rho_{20}А + 40{,}9\rho_{20}^2), \quad (9)$$

где вязкости v_{10}–v_{50} представлены в размерности сСт, содержания парафинов (П), смол (С), асфальтенов (А) – в долях единицы, плотность ρ_{20} – в т/м^3.

Представленные в табл. 2 погрешности вязкости имеют значения порядка 30–40%. На первый взгляд, такие значения кажутся слишком большими, но при расчете энергопотребления и потерь напора трения погрешность станет мельше. Например, потери напора при перекачке нефти по трубопроводу в турбулентном режиме в зоне

Модель	Уравнение модели	Источник
Аррениус (Arrenius) (1887)	$ln(v_{mix}) = x_1\, ln(v_1) + x_2\, ln(v_2)$	(Arrhenius, 1887)
Бингхам (Bingham) (1914)	$v_{mix}^{-1} = x_1 v_1^{-1} + x_2 v_2^{-1}$	(Bingham, 1918)
Коваль (Koval) (1963)	$v_{mix}^{-0,25} = x_1 v_1^{-0,25} + x_2 v_2^{-0,25}$	(Koval, 1963)
Паркаш (Parkash) (2003)	$v_{mix} = exp\left(exp\left(\frac{I_P + 157,43}{376,38}\right)\right) - 0,93425$ $\mathrm{I_P} = \mathrm{x_1 I_{P_1}} + \mathrm{x_2 I_{P_2}}$ $I_{P_i} = -157,43 + 376,38\, ln(ln(v_i + 0,93425))$	(Parkash, 2003)
Рефутас (Refutas) (1989)	$v_{mix} = exp\left(exp\left(\frac{I_R - 10,975}{14,534}\right)\right) - 0,8$ $I_R = x_1 I_{R_1} + x_2 I_{R_2}$ $I_{R_i} = 10,975 + 14,534\, ln(ln(v_i + 0,93425))$	(Baird, 1989)
Максвелл (Maxwell) (1950)	$v_{mix} = exp\left(exp\left(\frac{I_M - 59,58959}{-21,8373}\right)\right) - 0,8$ $I_M = x_1 I_{M_1} + x_2 I_{M_2}$ $I_{M_i} = 59,58959 - 21,8373\, ln(ln(v_i + 0,8))$	(Maxwell, 1950)
Уоллес и Генри (Wallace and Henry) (1987)	$v_{mix} = 0,01\, exp\left(\frac{1}{I_{WH}}\right)$ $I_{WH} = x_1 I_{WH_1} + x_2 I_{WH_2}$ $I_{WH_i} = \frac{1}{ln\left(\frac{v_i}{0,01}\right)}$	(Wallace, Henry, 1987)
Шеврон (Chevron) (2005)	$v_{mix} = 10^{\left(\frac{3I_C}{1-I_C}\right)}$ $I_C = x_1 I_{C_1} + x_2 I_{C_2}$ $I_{C_i} = \frac{ln(v_i)}{3 + ln\, v_i}$	(Riazi, 2005)
Крэго (Cragoe) (1933)	$v_{mix} = 0,0005\, exp\left(\frac{1000\, ln(20)}{I_{Cr}}\right)$ $I_{Cr} = x_1 I_{Cr_1} + x_2 I_{Cr_2}$ $I_{Cr_i} = \frac{1000\, ln(20)}{ln\left(\frac{v_i}{0,0005}\right)}$	(Cragoe, 1933)
Мядонье /Латур (Miadonye /Latour) (2001)	$v_{mix} = exp(exp(a(1 - x_2^n) + ln(v_2) - 1))$ $a = ln(ln(v_1) - ln(v_2) + 1)$ $n = \frac{v_2}{0,09029 \cdot v_2 + 0,1351}$	(Miadonye et al., 2001)
Шан-Пэн (Shan–Peng) No. 1 (2007)	$lg(lg(v_{mix})) = x_1\, lg(lg(\mu_1)) + x_2\, lg(lg(\mu_2)) + C_{12} x_1 x_2$ $C_{12} = -0,0613 \cdot (lg(\mu_1) + lg(\mu_2)) + 0,134$	(Shan-peng et al., 2007)
Шан-Пэн (Shan–Peng) No. 2 (2007)	$lg(lg(v_{mix})) = x_1\, lg(lg(\mu_1)) + x_2\, lg(lg(\mu_2)) + C_{12} x_1 x_2$ $C_{12} = -0,0644 \cdot (lg(\mu_1) + lg(\mu_2)) + 0,1706$	
Аль-Басра (Al-Besharah) (1989)	$ln(v_{mix}) = x_1\, ln(v_1) + x_2\, ln(v_2) - 4,976 \cdot 10^{-3} x_1 x_2 (API_1 - API_2)^2$	(Al-Besharah, 1989)

Обозначения: v – коэффициент кинематической вязкости жидкости; μ – коэффициент динамической вязкости жидкости; x – массовая доля компонента; индексы “mix”, “1”, “2” показывают отношение величины к смеси, более вязкому компоненту и менее вязкому компоненту соответственно; API – плотность в градусах API (API gravity)

Табл. 1. Математические модели для определения вязкости бинарных нефтяных смесей

гидравлически гладких труб (наиболее характерной для магистральных нефтепроводов) зависят от вязкости в степени 0,25 (согласно формуле Лейбензона (Белоусов, Сафонов, 1971)), поэтому и потери напора будут определяться с погрешностью около 7–10%.

Указанные значения погрешности в 30–40% будут являться сравнительной характеристикой для дальнейших исследований, представленных в рамках настоящей статьи.

Вязкость при температуре	Количество точек	Ошибка кросс-валидации, %
10 °С	129	36,7 ± 7,5
20 °С	395	42,5 ± 3,3
30 °С	385	32,5 ± 2,2
40 °С	388	28,7 ± 2,0
50 °С	433	29,2 ± 2,8

Табл. 2. Оценка ошибки кросс-валидации при аппроксимации вязкости уравнением регрессии второго порядка в зависимости от плотности и содержания парафина, смол, асфальтенов

3. Прогнозирование вязкости нефти при заданной температуре на основе ее параметров, поддающихся аддитивности

Целью следующего этапа исследований является определение более сложной корреляционной зависимости вязкости нефти при заданной температуре с добавлением в уравнение, кроме плотности, содержания парафинов, смол, асфальтенов и фракционного состава.

Для каждой вязкости при температурах от 10 °С до 50 °С с шагом в 10 °С строились уравнения линейной регрессии и уравнения регрессии второго порядка для логарифма вязкости. Для построения корреляционной зависимости использовалось фракционное содержание для заданной температуры, а также фракционное содержание для заданного диапазона температур. Перебиралось различное сочетание плотности, содержания парафина, смол, асфальтенов, а также фракционного состава. Температуры для фракционного состава принимались согласно ГОСТ 2177-99 (раздел 6, метод «Б»): 100 °С, 120 °С, 150 °С, 160 °С и далее каждые 20 °С до 300 °С. Общее количество моделей, которые анализировались, составило 4220 (без учета объема выборки для кроссвалидации).

Были определены оптимальные аргументы для анализа: фракционное содержание для заданной температуры (модель 1) или содержание для заданного диапазона температур (модель 2).

В модели 1 использовалась регрессия второго порядка, а в качестве аргумента бралось фракционное содержание для заданной температуры, а также плотность, содержания смол, фракционное содержание до 300 °С.

В модели 2 также использовалась регрессия второго порядка, а в качестве аргумента учитывались значения плотности, содержаний смол, фракционного содержания до 150 °С, а также в диапазонах 150–220 °С и 220–300 °С. В табл. 3 приведены результаты сравнения. Погрешность формул оценивалась с учетом поэлементной кросс-валидации. Модель 1 показала лучший результат.

Как видно из таблицы, у модели 1 погрешность ниже, и данное отличие статистически значимо практически для всего диапазона температур (на основе двухвыборочного *t*-критерия Стьюдента при уровне значимости 0,05).

Таким образом, целесообразнее использовать фракционное содержание для заданной температуры, чем для диапазона температур. В таком же виде информация представлена и в справочнике «Нефти СССР».

В целях поиска наиболее подходящих параметров для определения вязкости проводился перебор комбинаций линейной регрессии второго порядка с различным набором параметров. Количество таких комбинаций составило 4220. В табл. 4 представлена информация по погрешности лучших уравнений для определенной вязкости при заданной температуре.

Новые уравнения регрессии корреляционных зависимостей для определения вязкости при различных температурах будут вид

$$\nu_{10} = \exp(-26{,}8 + 34{,}9\rho_{20} + 0{,}035\text{С} - 4{,}38\text{А} - 42{,}1\Phi_{120} + 7{,}15\Phi_{300}), \quad (10)$$

$$\nu_{20} = \exp(-128 + 244\text{П} + 219\rho_{20} - 6{,}31\text{С} - 254\Phi_{260} + 327\Phi_{300} + 25{,}0\text{П}^2 - 261\text{П}\rho_{20} - 186\text{П}\Phi_{260} + 101\text{П}\Phi_{300} - 73{,}7\rho_{20}^2 + 330\rho_{20}\Phi_{260} - 413\rho_{20}\Phi_{300} + 3{,}86\text{СП} - 1{,}59\text{С}\rho_{20} + 2{,}24\text{С}^2 - 28{,}9\text{С}\Phi_{260} + 35{,}9\text{С}\Phi_{300} + 239\Phi_{260}^2 - 401\Phi_{300}\Phi_{260} + 163\Phi300^2), \quad (11)$$

$$\nu_{30} = \exp(116 - 266\rho_{20} - 18{,}6\text{С} - 431\Phi_{280} + 389\Phi_{300} + 162\rho_{20}^2 + 507\rho_{20}\Phi_{280} - 474\rho_{20}\Phi_{300} + 17{,}5\text{С}\rho_{20} - 0{,}0177\text{С}^2 - 21{,}7\text{С}\Phi_{280} + 28{,}1\text{С}\Phi_{300} + 225\Phi_{280}^2 - 400\Phi_{300}\Phi_{280} + 183\Phi_{300}^2), \quad (12)$$

$$\nu_{40} = \exp(147 - 345\rho_{20} - 77{,}2\Phi_{180} - 87{,}1\Phi_{240} + 97{,}4\Phi_{300} + 208\rho_{20}^2 + 60{,}2\rho_{20}\Phi_{180} + 126\rho_{20}\Phi_{240} - 123\rho_{20}\Phi_{300} + 11{,}7\Phi_{180}^2 - 112\Phi_{240}\Phi_{180} + 129\Phi_{240}^2 + 122\Phi_{300}\Phi_{180} - 172\Phi_{300}\Phi_{240} + 35{,}0\Phi_{300}^2), \quad (13)$$

$$\nu_{50} = \exp(18{,}2 - 29{,}1\rho_{20} - 27{,}8\text{С} - 9{,}52\Phi_{300} + 15{,}1\rho_{20}^2 + 0{,}645\rho_{20}\Phi_{300} + 33{,}1\text{С}\rho_{20} - 1{,}63\text{С}^2 + 2{,}42\text{С}\Phi_{300} + 4{,}49\Phi_{300}^2), \quad (14)$$

где выход фракции до 260 °С (Φ_{260}) и 300 °С (Φ_{300}) – в долях единицы.

Вязкость при температуре	Модель 1. Использование в качестве аргументов фракционного содержания до заданной температуры		Модель 2. Использование в качестве аргументов фракционного содержания для заданного диапазона температур		Статистика критерия	Табличное значение	Сравнение
	Среднее значение, %	Стандартное отклонение, %	Среднее значение, %	Стандартное отклонение, %			
10 °С	34,0	5,0	51,0	5,7	–17,406	1,979	Различны
20 °С	29,1	1,7	35,7	3,2	–23,696	1,967	Различны
30 °С	23,9	1,5	28,3	1,7	–26,146	1,966	Различны
40 °С	20,5	1,5	24,0	2,2	–17,790	1,966	Различны
50 °С	19,5	1,6	21,7	1,4	–14,362	1,966	Различны

Табл. 3. Сравнение погрешности наиболее точных полученных регрессий с информацией о фракционном содержании до заданной температуры или содержании для заданного диапазона температур

Вязкость при температуре	Количество точек	Ошибка кросс-валидации, %
10 °C	35	25,7 ± 8,6
20 °C	167	26,9 ± 2,3
30 °C	203	23,7 ± 2,5
40 °C	220	20,0 ± 2,5
50 °C	218	19,5 ± 2,7

Табл. 4. Погрешности при определении вязкости при заданной температуре в зависимости от плотности, содержания парафина, смол, асфальтенов, а также от фракционного состава

4. Прогнозирование вязкости нефти на основе формулы Филонова –Рейнольдса и свойств нефти, поддающихся аддитивности

Полученные расчетные значения вязкости позволяют пересчитать вязкость и при других температурах с помощью, например, формул Филонова – Рейнольдса, Вальтера или Фогеля – Фульчера – Таммана. Поскольку эти формулы содержат в себе эмпирические коэффициенты, в них подставляются предварительно измеренные значения вязкости при заданных двух-трех величинах температуры. С учетом того, что в полученных уравнениях используются различные параметры, то имеем некоторое затруднение при выборе конкретных зависимостей среди уравнений (10)–(14).

Поскольку уже найдены вязкости при определенных температурах, то предлагается использовать формулу Филонова – Рейнольдса в качестве основы для искомой зависимости. Для того чтобы ее применять, необходимо уравнение для расчета коэффициента крутизны вискограммы (u).

На основе имеющих сведений о вязкости нефтей из базы данных определили коэффициент крутизны вискограммы и выбрали оптимальную зависимость для его расчета. Аналогично проведенному выше алгоритму, провели глубокой перебор уравнений регрессий первого и второго порядка с коэффициентами, в качестве которых могут выступать плотность, содержания парафинов, смол, асфальтенов и их фракционное содержание. В итоге оптимальным уравнением оказалось следующее:

$$u = 0{,}0462 + 0{,}277П + 0{,}0351С – 0{,}122Ф_{200} + 0{,}238П^2 – 0{,}241ПФ_{200} – 0{,}478СП – 0{,}00440С^2 – 0{,}0565СФ_{200} + 0{,}0885Ф_{200}{}^2. \quad (15)$$

Таким образом, уравнения (10)–(14) могут использоваться для расчета вязкости при заданной температуре, а уравнение (15) – для расчета коэффициента крутизны вискограммы. Для расчета вязкости по уравнению Рейнольдса – Филонова необходимо знать значение вязкости при определенной температуре. Было проведено сравнение, при какой температуре предпочтительнее использовать известное значение вязкости для наиболее точного определения вязкостно-температурной зависимости. Для этого получили расчетные значения вязкости по различным формулам и сравнили с фактическими значениями вязкости из базы данных. Погрешности определения вязкости представлены в табл. 5.

Из табл. 5 видно, что наименьшая погрешность 20,4% наблюдается при применении формулы Рейнольдса – Филонова для вязкости при температуре 30 °C. Таким образом, формула Рейнольдса – Филонова для определения вязкости $v(t)$ при температуре t имеет следующий вид:

$$v(t) = v_{30} \exp[–u(t – 30)], \quad (16)$$

где v_{30} определяется по формуле (12), а коэффициент крутизны вискограммы по формуле (15).

Согласно зависимости (16) вязкость при заданной температуре определяется по плотности, содержании парафинов, смол, а также по фракционному составу до 200 °C, 280 °C и 300 °C.

В соответствии с проведенными нами исследованиям (Валеев и др., 2024) уравнение Филонова – Рейнольдса имеет в среднем погрешность 13,8% при прогнозировании вязкости нефти. Таким образом, применение формулы (16) повышает погрешность определения вязкости только на 6,6% по сравнению с вязкостью, устанавливаемой при лабораторных испытаниях.

5. Заключение

В настоящей работе предложены эмпирические уравнения для определения вязкости нефти с использованием таких параметров, как плотность нефти, содержание асфальтенов, смол и парафинов, доля выхода фракции при заданной температуре. Поскольку данные параметры аддитивны, после их определения для смеси вязкость смеси также становится определяемой по полученной зависимости.

На основе имеющейся базы данных о свойствах нефтей и перебора большого количества различных регрессий первого и второго рода построены зависимости для определения вязкости при температурах 10 °C, 20 °C, 30 °C, 40 °C, 50 °C. Они имеют погрешность 20–27%, которая оценена при помощи поэлементной кросс-валидации.

Температура известной вязкости, °C	Формула	Погрешность определения вязкости при заданной температуре, %					
		10 °C	20 °C	30 °C	40 °C	50 °C	Среднее
10	(6)	19,2	34,1	35,8	33,7	26,9	29,9
20	(7)	24,3	25,8	26,4	26,0	20,8	24,7
30	(8)	22,0	22,7	19,9	19,2	18,1	20,4
40	(9)	21,8	24,6	21,8	19,4	15,8	20,7
50	(10)	25,1	28,2	27,7	23,1	14,8	23,8

Табл. 5. Погрешность определения вязкости при использовании уравнения Филонова – Рейнольдса и сведений о плотности, содержании парафина, смол, асфальтенов, а также о фракционном составе

В качестве исходных данных для расчета вязкости бралась информация о плотности, содержании парафинов, смол, асфальтенов, а также о их фракционном составе.

Построено уравнение для расчета вязкости при любой температуре, основанное на формуле Филонова – Рейнольдса. При расчете вязкостей в диапазоне 10–50 °С уравнение дает погрешность 20,4%, оцененную с помощью кросс-валидации. В качестве исходных данных для расчета также использовалась информация о плотности, содержании парафинов, смол, а также о их фракционном содержании до 200 °С, 280 °С и 300 °С.

С использованием полученных зависимостей можно будет определять вязкость смеси нефти в любой точки разветвленной сети нефтепроводов, когда известны только свойства нефти на входе в данную сеть (например, после пункта подготовки нефти), и пропорции смешения нефтей в узловых точках. Такой подход позволит сократить объем лабораторных исследований по определению вязкости смесей нефтей, повысить качество прогнозирования технологических режимов перекачки нефти, принимать верные управленческие решения за счет наличия более точной информации. В совокупности полученные результаты могут повысить экономические показатели нефтяной отрасли в целом и трубопроводного транспорта нефти в частности.

Отметим, что сделанные выводы основаны на определенной базе данных, а следовательно, при большем объеме информации результаты могут измениться, а некоторые значения могут быть получены с меньшей точностью.

Финансирование

Исследование выполнено за счет гранта Евразийского научно-образовательного центра (проект № ЕНОЦ-06-22).

Литература

Аралов О.В., Буянов И.В., Саванин А.С., Иорданский Е.И. (2017). Исследование методов расчета кинематической вязкости нефти в магистральном нефтепроводе. *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*, 7(5), с. 97–105.

Белоусов В.Д., Сафонов, В.С. (1971). Определение потери напора на трение в области смешанного трения по формуле Л.С. Лейбензона. *Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов*, (8), с. 9–12.

Валеев А.Р., Ташбулатов Р.Р., Барабанщикова Т.А. (2024). Определение оптимальных температур измерения вязкости нефти для восстановления ее вязкостно-температурной зависимости по формулам Филонова–Рейнольдса, Вальтера и Фогеля–Фульчера–Таммана. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 335(4), с. 131–138. https://doi.org/10.18799/24131830/2024/4/4283

Закиров А.И. (2016). Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти: Дис. … канд. техн. наук. СПб., 170 с.

Нефти СССР. (1971). Справочник. Т. 1: Нефти северных районов Европейской части СССР и Урала. Под ред. З.В. Дриацкой, Е.Г. Ивченко, Е.Г. Ивченко, М.А. Мхчиян. М.: Химия, 504 с.

Нефти СССР. (1972). Справочник. Т. 2: Нефти Среднего и Нижнего Поволжья. Под ред. З.В Дриацкой, Н.М. Жмыховой, И.С. Лазаревой, М.А. Мхчиян, А.П. Олейниковой. М.: Химия, 392 с.

Нефти СССР. (1972). Справочник. Т. 3: Нефти Кавказа и западных районов Европейской части СССР. Под ред. Г.Г. Ашумова, З.В. Дриацкой, Н.М. Жмыховой А.С. Журба, Е.С. Левченко, М.А. Мхчиян. М.: Химия, 616 с.

Нефти СССР. (1974). Справочник. Т. 4: Нефти Средней Азии, Казахстана, Сибири и о. Сахалин. Под ред. З.В. Дриацкой, Н.М. Жмыховой, М.А. Мхчиян, Г.Х. Ходжаева. М.: Химия, 792 с.

Ташбулатов Р.Р. (2019). Прогнозирование вязкостно-температурных характеристик течения смесей при совместной транспортировке различных нефтей в системе магистральных нефтепроводов: Дис. … канд. техн. наук. Уфа, 135 с.

Al-Besharah J.M. (1989). The effect of blending on selected physical properties of crude oils and their products. PhD dissertation: University of Aston, Birmingham, Alabama.

Al-Maamari R.S., Vakili-Nezhaad G., Vatani M. (2015). Experimental and Modeling Investigations of the Viscosity of Crude Oil Binary Blends: New Models Based on the Genetic Algorithm Method. *The Journal of Engineering Research (TJER)*, 12(1), pp. 81–91. https://doi.org/10.24200/tjer.vol12iss1pp81-91

Arrhenius S.A. (1887). Uber die Dissociation der in Wasser gelösten Stoffe. *Z Phys Chem*, (1), pp. 631–648. https://doi.org/10.1515/zpch-1887-0164

Baird C.T. (1989). IV Guide to petroleum product blending. Austin (TX): HPI Consultants, Inc.

Bingham E.C. (1918). The variable pressure method for the measurement of viscosity. In: *Proceeding of American society for testing materials*, 18 (Part II), 10.

Cragoe C.S. (1933). Changes in the viscosity of liquids with temperature, pressure and composition. *Proc. World Pet Congr,* London, 2, pp. 529–541.

Chen Y., Jin L., Zhang M., He M. (2023). Experimental study on the rheological characteristics and viscosity-enhanced factors of super-viscous heavy oil. *Liquid and Gaseous Energy Resource*s, 3(2), pp. 67–75. https://doi.org/10.21595/lger.2023.23660

Han S.-p., Jiang W.-x., Zhang, J.-j. (2007). Approaches to Predict Viscosities of Crude Oil Blends. *Journal of Central South University of Technology*, 14(Suppl. 1), pp. 466–470. https://doi.org/10.1007/s11771-007-0308-5

Khan M.A.B., Mehrotra A.K., Svrcek W.Y. (1984). Viscosity Models for Gas-Free Athabasca Bitumen. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 23(3), pp. 47–53. https://doi.org/10.2118/84-03-05

Khuramshina R. (2023). Analysis of hydrocarbon solvents for the removal of various types of asphalt, resin and paraffin deposits. *Liquid and Gaseous Energy Resources*, 3(1), pp. 7–13. https://doi.org/10.21595/lger.2023.23373

Koval E.J. (1963). A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. *SPE Journal*, (3), pp. 145–154. https://doi.org/10.2118/450-PA

Langbauer C., Langbauer T., Fruhwirth R., Mastobaev B. (2021). Sucker rod pump frequency-elastic drive mode development – from the numerical model to the field test. *Liquid and Gaseous Energy Resources*, 1(1), pp. 64–85. https://doi.org/10.21595/lger.2021.22074

Maxwell J.B. (1950). Data Book on Hydrocarbons: Application to Process Engineering. Princeton, New Jersey: D. Van Nostrand Company, Inc.

Miadonye A., Doyle N.L., Britten A., Latour N., Puttagunta V.R. (2001). Modelling viscosity and mads fraction of bitumen–diluent mixtures. *J Can Pet Technol*, 40(7), pp. 52–57. https://doi.org/10.2118/01-07-04

Miadonye A., Latour N., Puttagunta V.R. (2000). A Correlation for Viscosity and Solvent Mass Fraction of Bitumen-Diluent Mixtures. *Petroleum Science and Technology*, 18(1–2), pp. 1–14. https://doi.org/10.1080/10916460008949828

Miadonye A., Singh B., Puttagunta V.R. (1994). Modeling the Viscosity-Temperature Relationship of Alberta Bitumen. *Fuel Science and Technology International*, 12(2), pp. 335–350. https://doi.org/10.1080/08843759408916182

Miadonye A., Singh B., Puttagunta V.R. (1995). Viscosity Estimation for Bitumen-Diluent Mixtures. *Fuel Science and Technology International*, 13(6), pp. 681–698. https://doi.org/10.1080/08843759508947700

Parkash S. (2003). Refining Processes Handbook. Oxford, UK: Elsevier (Gulf Professional Publishing). https://doi.org/10.1016/B978-075067721-9/50007-4

Puttagunta V.R., Singh B., Miadonye A. (1993). Correlation of Bitumen Viscosity with Temperature and Pressure. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 71(3), pp. 447–450. https://doi.org/10.1002/cjce.5450710315

Riazi M.R. (2005). Characterization and properties of petroleum fractions, first ed. American Society and Testing Materials, ASTM Manual Series: MNL50, USA. https://doi.org/10.1520/MNL50_1ST-EB

Shan-peng H., Wen-xue J., Jin-jun Z. (2007). Approaches to predict viscosities of crude oil blends. J*ournal of Central South University of Technology*, (14), pp. 466–470. https://doi.org/10.1007/s11771-007-0308-5

Valeev A.R., Tashbulatov R.R., Barabanshchikova T.A. (2024). Recovery of oil viscosity values according to its additive parameters. *SOCAR Proceedings*, (1), pp. 76–80.

Wallace D., Henry D. (1987). A correlation for correcting the viscosity of solvent-extracted bitumen to a solvent-free basis. *AOSTRA Journal of Research,* (3), pp. 239–249.

Zhang C., Zhao H., Hu M., Xiao Q., Li J., Cai C. (2007). A Simple Correlation for the Viscosity of Heavy Oils from Liaohe Basin, NE China Text. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46(4), pp. 8–11. https://doi.org/10.2118/07-04-TN

Сведения об авторах

Анвар Рашитович Валеев – доктор тех. наук, профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

e-mail: anv-v@yandex.ru

Радмир Расулевич Ташбулатов – кандидат тех. наук, доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

e-mail: tashbulatovradmir@gmail.com

Чень Ян – кандидат тех. наук, Ph.D., доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», Юго-Западный Нефтяной Университет

Китай, 610500, Провинция Сычуань, Чэнду, ул. Щинду, д. 8

e-mail: doctorchenyang@foxmail.com

Ринат Маратович Каримов – кандидат тех. наук, доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

e-mail: karimov_rinat@mail.ru

Статья поступила в редакцию 11.04.2024;
Принята к публикации 09.07.2024; Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Prediction of the Viscosity-Temperature Dependence of a Mixture of Oils Based on Information about the Density, Content of Paraffin, Resins, Asphaltenes and Fractional Composition

A.R. Valeev[1], R.R. Tashbulatov[1], Y. Chen[2], R.M. Karimov[1]*

[1]*Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation*

[2]*Southwest Petroleum University, Chengdu, China*

[*]*Corresponding author: Anvar R. Valeev, e-mail: anv-v@yandex.ru*

Abstract. The article is devoted to the problem of predicting the viscosity of an oil mixture. Viscosity is an important characteristic of oil when calculating pressure losses due to friction when moving in a well, through field pipelines, through a network of main oil pipelines. In the presence of a complex branched network of pipelines and the flow of oil from various wells and fields in the condition of constantly changing production flow rates, a large number of mixture variants can be formed. Laboratory determination of viscosity for each theoretically possible mixture is practically difficult to implement, therefore, it is promising to determine the viscosity of the mixture by a computational method based on parameters amenable to additivity. Such parameters can be density, component composition and its derivatives, such as the content of paraffins, resins, asphaltenes, and fractional composition. The article analyzes various regressions of the first and second kind to obtain equations for determining viscosity depending on the mentioned parameters. A model is being developed to predict the viscosity-temperature dependence of an oil mixture based on information on density, paraffin content, resins, asphaltenes and fractional composition. The results can be applied to the calculation of field and trunk oil pipeline networks.

Keywords: oil, viscosity, cross-validation, paraffin, resins, asphaltenes, database

Acknowledgements

The research was carried out at the expense of a grant from the Eurasian Scientific and Educational Center (project No. ENOC-06-22).

Recommended citation: Valeev A.R., Tashbulatov R.R., Chen Y., Karimov R.M. (2024). Prediction of the Viscosity-Temperature Dependence of a Mixture of Oils Based on Information about the Density, Content of Paraffin, Resins, Asphaltenes and Fractional Composition. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 232–239. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.23

References

Al-Besharah J.M. (1989). The effect of blending on selected physical properties of crude oils and their products. PhD dissertation: University of Aston, Birmingham, Alabama.

Al-Maamari R.S., Vakili-Nezhaad G., Vatani M. (2015). Experimental and Modeling Investigations of the Viscosity of Crude Oil Binary Blends: New Models Based on the Genetic Algorithm Method. *The Journal of Engineering Research (TJER)*, 12(1), pp. 81–91. https://doi.org/10.24200/tjer.vol12iss1pp81-91

Aralov, O. V., Buyanov, I. V., Savanin, A. S., Iordansky, E. I. (2017). Investigation of methods for calculating the kinematic viscosity of oil in a main oil pipeline. *Science and Technologies of Pipeline Transportation of Oil and Oil Products*, 7(5), pp. 97–105. (In Russ.)

Arrhenius S.A. (1887). Uber die Dissociation der in Wasser gelösten Stoffe. *Z Phys Chem*, (1), pp. 631–648. https://doi.org/10.1515/zpch-1887-0164

Baird C.T. (1989). IV Guide to petroleum product blending. Austin (TX): HPI Consultants, Inc.

Belousov, V. D., Safonov, V. S. (1971). Determination of head loss due to friction in the area of mixed friction according to L. S. Leibenzon's formula. *Transport and Storage of Oil and Oil Products*, (8), 9–12. (In Russ.)

Bingham E.C. (1918). The variable pressure method for the measurement of viscosity. In: *Proceeding of American society for testing materials*, 18 (Part II), 10.

Cragoe C.S. (1933). Changes in the viscosity of liquids with temperature, pressure and composition. *Proc. World Pet Congr,* London, 2, pp. 529–541.

Chen Y., Jin L., Zhang M., He M. (2023). Experimental study on the rheological characteristics and viscosity-enhanced factors of super-viscous

heavy oil. *Liquid and Gaseous Energy Resource*s, 3(2), pp. 67–75. https://doi.org/10.21595/lger.2023.23660

Han S.-p., Jiang W.-x., Zhang, J.-j. (2007). Approaches to Predict Viscosities of Crude Oil Blends. *Journal of Central South University of Technology*, 14(Suppl. 1), pp. 466–470. https://doi.org/10.1007/s11771-007-0308-5

Khan M.A.B., Mehrotra A.K., Svrcek W.Y. (1984). Viscosity Models for Gas-Free Athabasca Bitumen. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 23(3), pp. 47–53. https://doi.org/10.2118/84-03-05

Khuramshina R. (2023). Analysis of hydrocarbon solvents for the removal of various types of asphalt, resin and paraffin deposits. *Liquid and Gaseous Energy Resources*, 3(1), pp. 7–13. https://doi.org/10.21595/lger.2023.23373

Koval E.J. (1963). A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. *SPE Journal*, (3), pp. 145–154. https://doi.org/10.2118/450-PA

Langbauer C., Langbauer T., Fruhwirth R., Mastobaev B. (2021). Sucker rod pump frequency-elastic drive mode development – from the numerical model to the field test. *Liquid and Gaseous Energy Resources*, 1(1), pp. 64–85. https://doi.org/10.21595/lger.2021.22074

Maxwell J.B. (1950). Data Book on Hydrocarbons: Application to Process Engineering. Princeton, New Jersey: D. Van Nostrand Company, Inc.

Miadonye A., Doyle N.L., Britten A., Latour N., Puttagunta V.R. (2001). Modelling viscosity and mads fraction of bitumen–diluent mixtures. *J Can Pet Technol*, 40(7), pp. 52–57. https://doi.org/10.2118/01-07-04

Miadonye A., Latour N., Puttagunta V.R. (2000). A Correlation for Viscosity and Solvent Mass Fraction of Bitumen-Diluent Mixtures. *Petroleum Science and Technology*, 18(1–2), pp. 1–14. https://doi.org/10.1080/10916460008949828

Miadonye A., Singh B., Puttagunta V.R. (1994). Modeling the Viscosity-Temperature Relationship of Alberta Bitumen. *Fuel Science and Technology International*, 12(2), pp. 335–350. https://doi.org/10.1080/08843759408916182

Miadonye A., Singh B., Puttagunta V.R. (1995). Viscosity Estimation for Bitumen-Diluent Mixtures. *Fuel Science and Technology International*, 13(6), pp. 681–698. https://doi.org/10.1080/08843759508947700

Parkash S. (2003). Refining Processes Handbook. Oxford, UK: Elsevier (Gulf Professional Publishing). https://doi.org/10.1016/B978-075067721-9/50007-4

Puttagunta V.R., Singh B., Miadonye A. (1993). Correlation of Bitumen Viscosity with Temperature and Pressure. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 71(3), pp. 447–450. https://doi.org/10.1002/cjce.5450710315

Riazi M.R. (2005). Characterization and properties of petroleum fractions, first ed. American Society and Testing Materials, ASTM Manual Series: MNL50, USA. https://doi.org/10.1520/MNL50_1ST-EB

Shan-peng H., Wen-xue J., Jin-jun Z. (2007). Approaches to predict viscosities of crude oil blends. J*ournal of Central South University of Technology*, (14), pp. 466–470. https://doi.org/10.1007/s11771-007-0308-5

USSR Oil. (1971). Handbook. Volume 1. Oil from the northern regions of the European part of the USSR and the Urals. Chemistry. (In Russ.)

USSR Oil. (1972). Handbook. Volume 2. Oil from the middle and lower Volga region. Chemistry. (In Russ.)

USSR Oil. (1972). Handbook. Volume 3. Oil from the Caucasus and western regions of the European part of the USSR. Chemistry. (In Russ.)

USSR Oil. (1974). Handbook. Volume 4. Oil from Central Asia, Kazakhstan, Siberia, and Sakhalin Island. Chemistry. (In Russ.)

Valeev, A.R., Tashbulatov, R.R., Barabanshchikova, T.A. (2024). Recovery of oil viscosity values according to its additive parameters. *SOCAR Proceedings*, 1.

Wallace D., Henry D. (1987). A correlation for correcting the viscosity of solvent-extracted bitumen to a solvent-free basis. *AOSTRA Journal of Research,* (3), pp. 239–249.

Zhang C., Zhao H., Hu M., Xiao Q., Li J., Cai C. (2007). A Simple Correlation for the Viscosity of Heavy Oils from Liaohe Basin, NE China Text. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46(4), pp. 8–11. https://doi.org/10.2118/07-04-TN

About the Authors

Anvar R. Valeev – Dr. Sci. (Engineering), Professor of the Department of Oil and Gas Transportation and Storage, Ufa State Petroleum Technical University

1 Kosmonavtov st., Ufa, 450064, Russian Federation

e-mail: anv-v@yandex.ru

*Radmir R. Tashbulato*v – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor of the Department of Transportation and Storage of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technical University

1 Kosmonavtov st., Ufa, 450064, Russian Federation

e-mail: tashbulatovradmir@gmail.com

Yang Chen – Cand. Sci. (Engineering), Ph.D., Associate Professor of the Department of Transportation and Storage of Oil and Gas, Southwest Petroleum University

8 Shchindu str., Chengdu, Sichuan Province, 610500, China

e-mail: doctorchenyang@foxmail.com

Rinat M. Karimov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor of the Department of Oil and Gas Transportation and Storage, Ufa State Petroleum Technical University

1 Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation

e-mail: karimov_rinat@mail.ru

Manuscript received 11 April 2024;
Accepted 9 July 2024;
Published 30 September 2024

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.24 УДК 622.276

Добыча нефти и газа из сланцевых формаций в США: текущее состояние и прогнозы

Н.А. Иванов[1,2], Н.Н. Пусенкова[3,4], А.В. Соколов[5]*

[1]*Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия*
[2]*Российское энергетическое агентство Минэнерго России, Москва, Россия*
[3]*Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН, Москва, Россия*
[4]*Исследовательский центр ЭНЕРПО Европейского университета в Санкт-Петербурге, Санкт-Петербург, Россия*
[5]*ООО «ПЕТРОГЕКО», Нижневартовск, Россия*

В работе проанализированы факторы, способствующие успеху добычи нефти и газа плотных коллекторов в США. Соединенные Штаты – единственная в мире страна, добывающая в настоящее время углеводороды из сланцевых формаций в промышленном масштабе, хотя другие нефтегазодобывающие государства пытаются повторить ее успех в этой сфере. Американская сланцевая революция стала возможной благодаря широкомасштабному применению гидроразрыва пласта в сочетании с бурением горизонтальных скважин для извлечения нефти и газа из плотных пород. Соответственно, важнейшим фактором успеха сланцевой революции США стал мощный технологический потенциал американского нефтегазового сектора.

Однако технологический прогресс является необходимым, но не достаточным условием для обеспечения устойчивого развития сланцевой промышленности. Важна институциональная среда добычи углеводородов из сланцевых формаций, характеризующаяся эффективной системой недропользования, мощной финансовой и производственной базой, государственной стратегией поддержки научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок, разумной налоговой политикой, прозрачным регулированием, конкурентной и диверсифицированной структурой сектора. Подобное сочетание этих факторов сложно повторить в других странах.

При построении долгосрочных сценариев добычи нефти и газа Управление энергетической информации США в качестве ключевых факторов рассматривает ресурсную обеспеченность и скорость совершенствования технологий добычи. При анализе этого явления сделан вывод, что эти два фактора взаимосвязаны – непрерывное технологическое развитие отрасли обеспечивает повышение коэффициента извлечения нефти и газа. В результате рост добычи сопровождается ростом ресурсной обеспеченности. Предела этой тенденции пока не просматривается, а значит, потенциал добычи углеводородов из сланцевых формаций еще не исчерпан.

Ключевые слова: ресурсная база, запасы, газ сланцевых формаций, нефть плотных коллекторов, гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение, США, система недропользования, налоговая политика, государственная поддержка научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок, институциональная среда

Для цитирования: 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

Введение

В 21-м веке США, крупнейший мировой потребитель энергоресурсов, вышли в мировые лидеры по добыче нефти и газа, стали их ведущим экспортером и, как представляется, обеспечили себе энергетическую независимость на несколько десятилетий вперед.

В настоящей статье сделана попытка оценить, насколько устойчив сектор американской добычи углеводородов (УВ) из сланцевых формаций, и в какой мере ее успех является закономерным результатом технологического развития, специфики институтов, инвестиционного климата и экономической политики государства.

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

© 2024 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

География добычи углеводородов из сланцевых формаций

Распространено мнение, что «США повезло с геологией». С этим утверждением трудно согласиться, поскольку дело обстоит противоположным образом. На самом деле, сланцевые поля (плэи), в недрах которых обнаружены горные породы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (рис. 1), расположены в разных географических зонах.

До начала 2000-х гг. эти недра с низкой плотностью углеводородных ресурсов не вовлекались в добычу, хотя о них было известно давно. Но долгое время считалась невозможной их добыча традиционными методами, а с помощью гидроразрыва пластов (ГРП) – технологически мало реальной и экономически не рентабельной. Гидроразрыв в сочетании с горизонтальным бурением стал применяться активнее сначала на газовых залежах в 2005–2006 гг., потом на нефтяных в 2008–2009 гг.

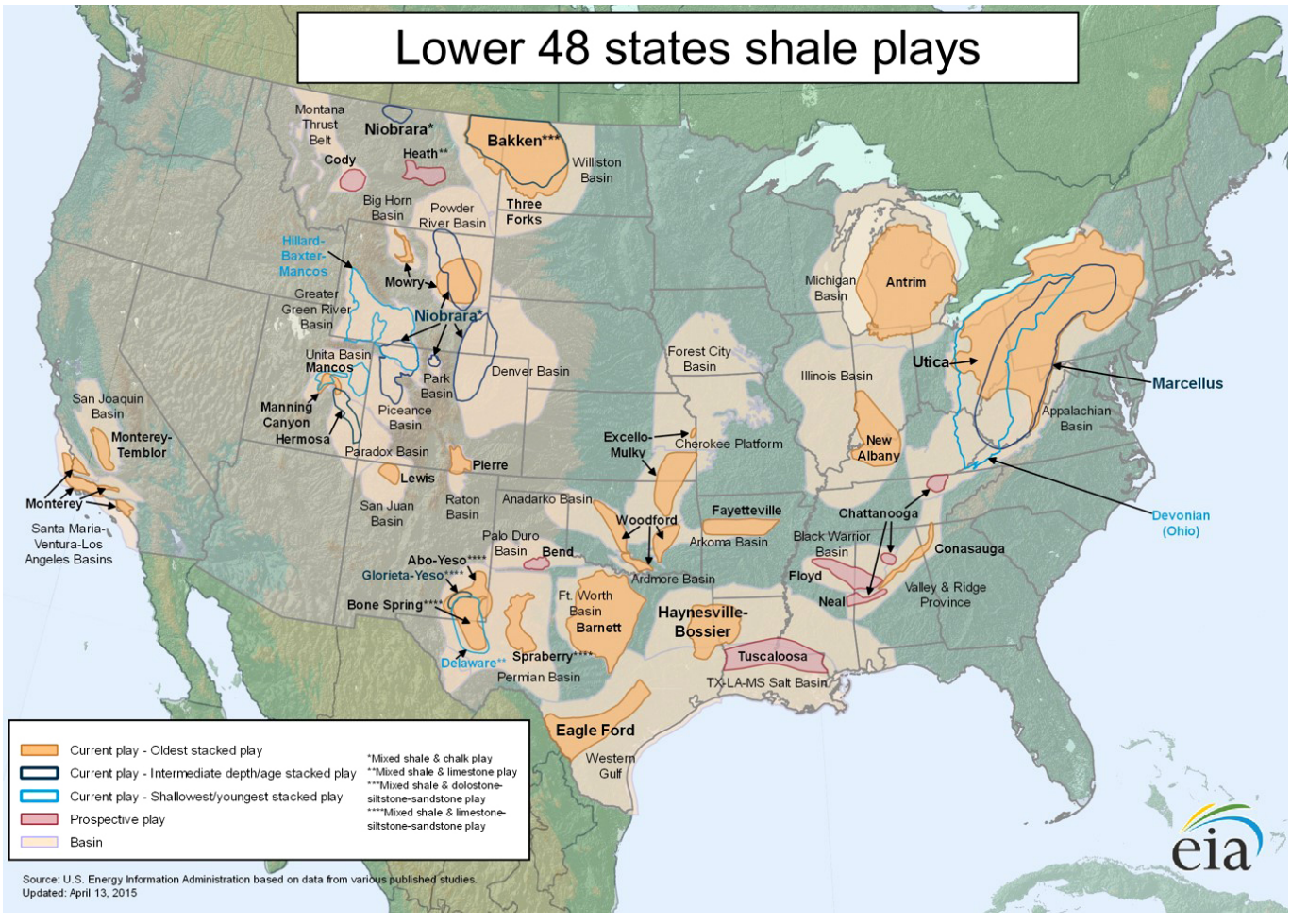


Рис. 1. Карта-схема расположения основных сланцевых формаций в США. Источник: US Energy Information Administration

Эффект масштабного применения ГРП на рост добычи нефти и газа наглядно иллюстрируют рис. 2 и 3.

Следует отметить, что в силу особенностей геологического строения, накопленный вклад в совокупную добычу нефти и газа каждого плэя оказался неравномерным (рис. 4, 5). Так, например, по совокупной накопленной добычи нефти доминирует плей Пермиан (Permian), а по газу – Марцеллус (Marcellus).

История применения ГРП на сланцевых плэях

Следует отметить, что ГРП был впервые использован в незначительных масштабах для добычи нефти из сланцевых формаций еще в 1947 году. Однако, как указывалось выше, эффективность его применения была невысока, и скептицизм по поводу потенциала такой нефти сохранялся десятилетиями.

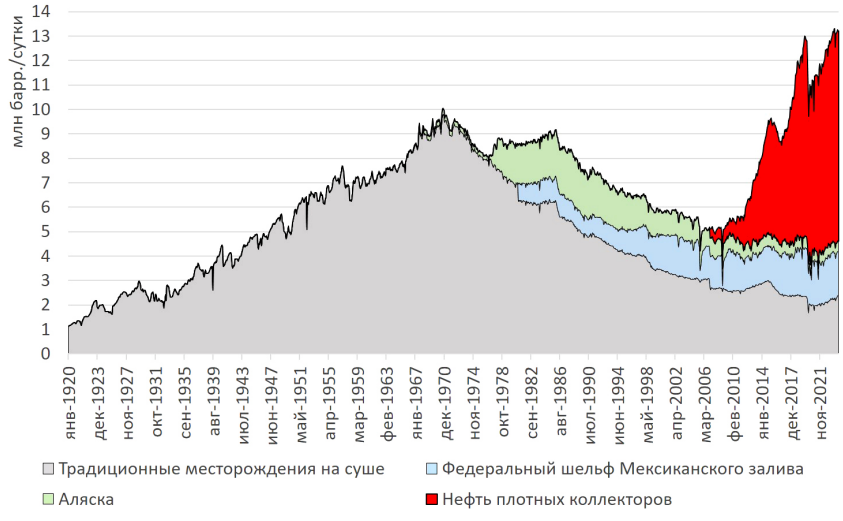


Рис. 2. Добыча нефти из разных источников в США, 1920–2021 гг., млн бар./сутки (мб/с). Источник: US Energy Information Administration

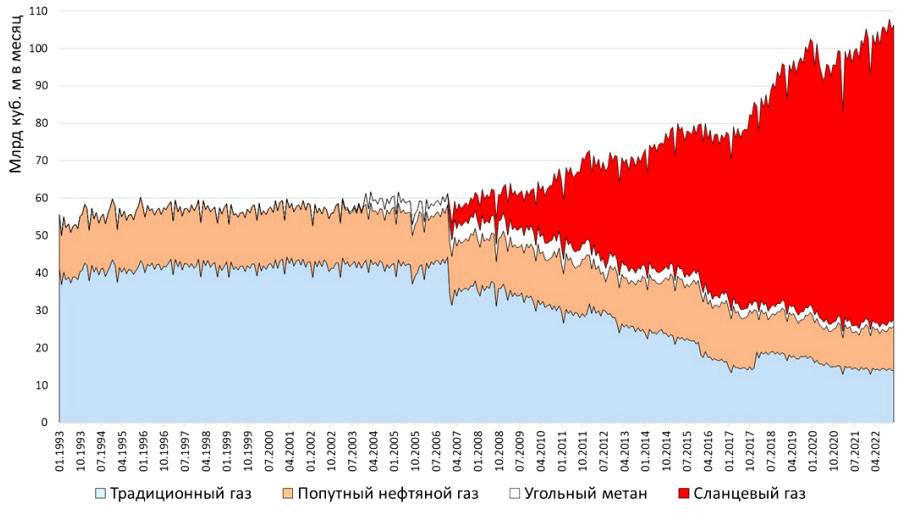


Рис. 3. Добыча газа в США из разных источников (1993–2021 гг.), млрд куб. м/месяц. Источник: US Energy Information Administration

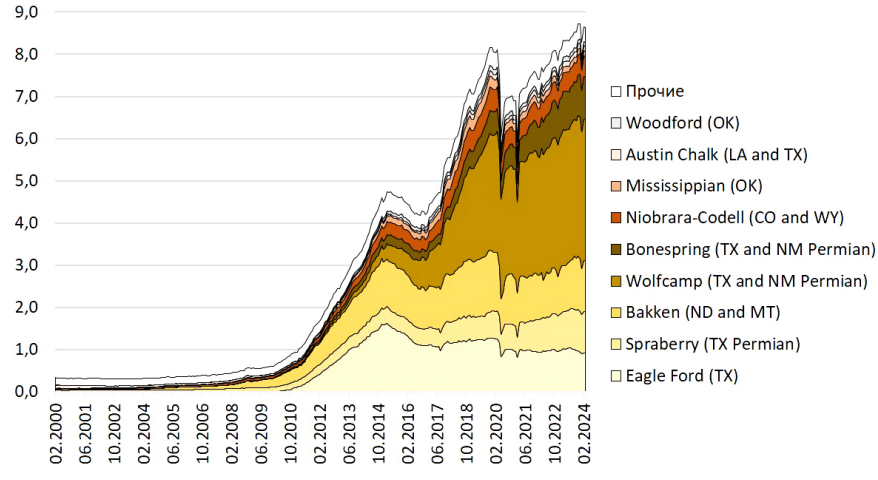


Рис. 4. Добыча нефти из разных сланцевых формаций в США, 2007–2023 гг., мб/с. Источник: US Energy Information Administration

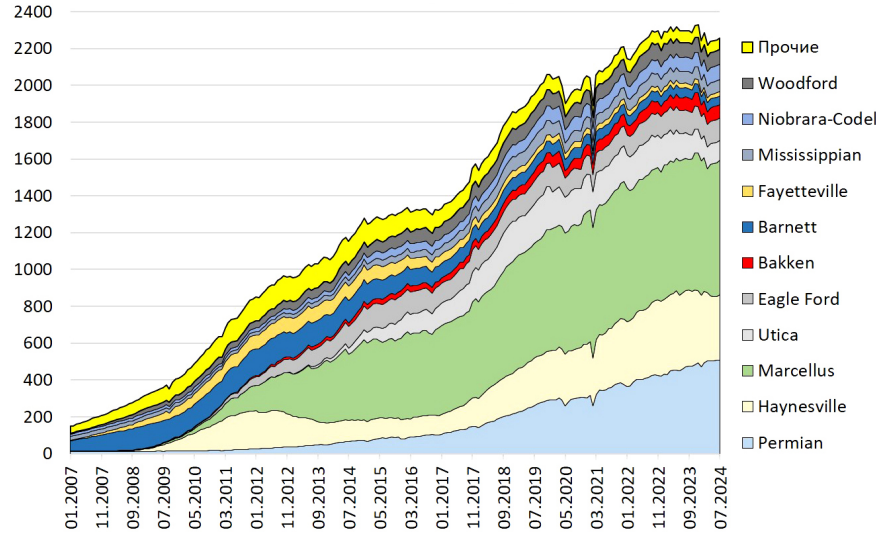


Рис. 5. Добыча газа в США из разных сланцевых формаций, 2007–2023 гг., млн куб. м/с. Источник: US Energy Information Administration

Скептицизм удалось преодолеть благодаря деятельности Джорджа Митчелла, которого называют отцом сланцевой революции США. Его компания Mitchell Energy вела бурение на газ на сланцевой формации Barnett с 1981 года. К середине 1990-х гг. она пробурила на Barnett порядка 250 скважин, экспериментировала с различными жидкостями и химикатами, но без особого успеха. Прорыв произошел лишь в 1997 году, когда в качестве жидкости стали применять воду и увеличили мощность насосов, что резко повысило добычу газа, снизив при этом ее себестоимость. Компания все агрессивнее бурила скважины, и добыча газа на Barnett быстро росла. Между 1993 и 2002 гг. газодобыча на формации Barnett увеличилась более чем в 20 раз.

Mitchell Energy параллельно предпринимала не очень удачные попытки бурить горизонтальные скважины на Barnett. Все изменилось после ее поглощения Devon Energy. Первые 5 горизонтальных скважин Devon, пробуренные в 2002 году, по показателям значительно превосходили все, что раньше отмечалось на Barnett, причем добыча газа в 3 раза превысила объемы, достигнутые Mitchell. Успех Devon с горизонтальным бурением во многом объяснялся комплексированием с данными трехмерной сейсморазведки (3D).

Через несколько лет количество перешло в качество. В сентябре 2008 года в стране добывали всего 3,9 мб/с: это был самый низкий уровень добычи с 1943 года. Через месяц, в октябре 2008 года компания Petrohawk Energy пробурила первую успешную горизонтальную скважину на формации Eagle Ford на юге Техаса. Менеджмент полагал, что бурят на природный газ, но, к своему удивлению, вместе с газом получили мощный приток нефти. Постепенно сланцевые компании успешно выявляли участки формаций, где идеально сочетаются такие характеристики, как мощность пласта, проницаемость, пористость и органический состав. Два года спустя нефтяники уже бурили горизонтальные скважины на разных продуктивных сланцевых залежах в бассейне Permian на западе Техаса. К 2012 году добыча в Техасе, составлявшая всего 1 мб/с в 2008 году, выросла до 3 мб/с. В ноябре 2023 года в Техасе добыли 5,6 мб/с, и, если бы этот штат был отдельной страной, он бы занимал 4 место в списке ведущих нефтедобывающих государств.

Взрывной рост добычи из сланцевых формаций привел к перепроизводству углеводородов, отчего цены на марку нефти WTI рухнули со 106 долл./барр. в июне 2014 году до 32 долл./барр. в январе 2016 года. Однако, несмотря на это, сланцевые компании продолжали бурить и вести добычу (рис. 6), и чем больше они бурили, тем успешнее сокращали издержки.

Этот ценовой кризис выявил важную закономерность, связанную с добычей УВ из сланцевых формаций. Как тогда отмечал Спенсер Дейл, главный экономист BP, гидроразрыв в такой добыче больше похож на стандартизированный, повторяющийся производственный процесс, чем на уникальные крупномасштабные инженерные работы на проектах по добыче конвенциональной нефти. Одни и те же буровые установки применяются для бурения многочисленных скважин, с одними и теми же процессами на схожих участках. И, как многие повторяющиеся

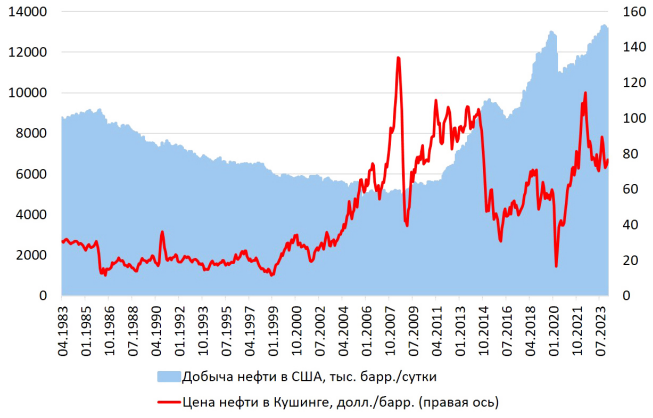


Рис. 6. Добыча нефти в США на фоне изменения цены. Источник: US Energy Information Administration

производственные процессы, гидроразрыв обеспечивает резкий рост производительности (Dale, 2015).

Следует особо подчеркнуть, что предложение на рынке конвенциональной (обычной) нефти не реактивно реагирует на изменение нефтяных цен, поскольку существует значительный временной лаг, зачастую годы, между принятием инвестиционных решений и началом нефтедобычи на конкретном месторождении. Эта закономерность характерна для всех стран, ведущих добычу конвенциональной нефти. Сланцевая же нефть радикально меняет эту картину. В сланцевом секторе лаг между принятием решения о бурении новой скважины и добычей нефти измеряется неделями, а не годами. Правда, жизненный цикл сланцевой скважины намного короче, чем конвенциональной скважины, и добыча на скважине снижается по гораздо более крутой траектории (рис. 7). В результате, в краткосрочном плане нефть из сланцевых формаций сильнее реагирует на изменение цен, чем конвенциональная нефть: когда нефтяные цены падают, инвестиции и буровая активность сокращаются, и уровень добычи быстро снижается. Но как только цены восстанавливаются, инвестиции и добыча оперативно растут.

«Пик добычи» или «Пик потребления»

За свою короткую историю сланцевая отрасль разрушила многие широко распространенные стереотипы. В частности, одним из неожиданных последствий сланцевой революции стал пересмотр прежде весьма популярных концепций об исчерпаемости природных ресурсов (Иванов, 2016). Они базировались на двух теориях. Первым теоретиком, предложившим модель исчерпания мировых запасов нефти, стал британский экономист Гарольд Хотеллинг, который показал, что по мере сокращения запасов и нарастания дефицита нефть будет дорожать. В соответствии с моделью Хотеллинга, владелец ресурсов должен обеспечить добычу на таком уровне, чтобы стоимость оставшихся запасов увеличивалась в соответствии с ростом реальной процентной ставки. Для него не должно быть разницы, добыть ли нефть сегодня и инвестировать полученные средства по реальной ставке, или добыть эту же нефть завтра. Ключевая экономическая предпосылка Хотеллинга заключалась в том, что нефть следует рассматривать в качестве финансового

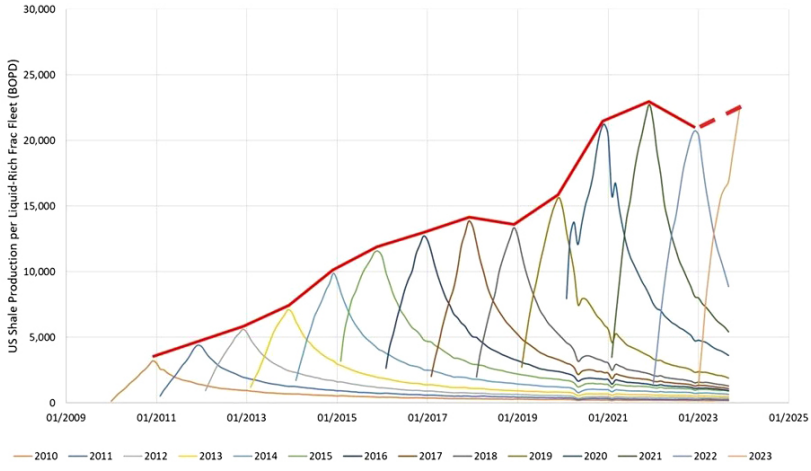


Рис. 7. Добыча нефти и конденсата из сланцевых формаций в США в расчете на установку ГРП, 2010–2023 гг., б/с. Источник: Rystad Energy

актива, стоимость которого растет по мере нарастания дефицита (Hotelling, 1931).

Вторым теоретиком стал Мэрион Кинг Хабберт, американский геофизик из исследовательской лаборатории Shell в Хьюстоне. В 1956 г. Хабберт представил доклад для Американского института нефти, на десятилетия определивший отношение к исчерпаемым природным ресурсам (Hubbert, 1956). Хабберт предложил теорию «пика нефти», полагая, что кривая добычи на нефтяном месторождении при идеальных условиях отсутствия ограничений напоминает по форме колокол. Сначала добыча будет расти ускоряющимися темпами, потом темпы замедляются, добыча выходит на плато, и в конечном итоге снижается по траектории, напоминающей ту, что наблюдалась на фазе роста. Он оценивал, что добыча достигает пика, когда извлечена половина запасов. По мнению Хабберта, максимум нефтедобычи будет отмечен в США в период между 1965 и 1970 годами, а в мире – к 1995 году. И хотя с каждым новым геологическим открытием пик «кривой Хабберта» сдвигался на более поздний срок, в 1975 г. Национальная академия наук США признала правильность теоретических выкладок Хабберта.

На протяжении десятилетий модель Хотеллинга и теория «пика нефти» Хабберта подтверждались на практике. Добыча нефти в США достигла пика в 1973 г. и потом снижалась вплоть до начала американской сланцевой революции. Но, как справедливо отметил Дэвид Деминг, слабость теории «пика нефти» состояла в том, что она представляла собой попытку чрезмерно упростить сложное явление, которое зависит не только от геологии, но и от человеческой природы, истории и, самое главное, прогресса технологии, позволяющей повысить коэффициент извлечения нефти (Deming, 2023). Именно успехи в развитии технологии в сфере добычи из сланцевых формаций привели к пересмотру концепции «пика нефти». Правда, некоторые американские исследователи, споря с критиками этой концепции, отмечают, что, хотя суммарная добыча жидких углеводородов в США опровергает предсказания Хабберта, если оценивать только добычу конвенциональных углеводородов, то теория «пика нефти» сохраняет свою актуальность: так, в 2022 году в США было извлечено лишь 3 мб/с конвенциональной нефти, или на 70% меньше пика в 9,6 мб/с, достигнутого в 1973 году[1]. То есть львиная доля добычи жидких углеводородов в США, составившую 11,8 мб/с в 2022 году, была обеспечена именно нефтью и конденсатом из сланцевых формаций.

В любом случае, когда добыча нефти плотных коллекторов в США стала быстро и стабильно расти, был сделан очевидный вывод: появился новый источник нефти (Иванов, 2014). И на смену теории «пика нефти» пришла концепция «пика потребления нефти», который, по ряду оценок, может скоро наступить из-за повышения энергоэффективности, климатической политики и разворачивающегося энергоперехода к возобновляемым источникам энергии.

Рост доказанных запасов нефти и газа

Развитие сланцевой революции привело к «парадоксальному» выводу – рост добычи углеводородов из сланцевых формаций способствует увеличению их суммарных доказанных запасов. Это утверждение особенно четко подтверждается, если анализировать изменение величины доказанных запасов на большом временном интервале. Так, на рисунке 8 виден убедительный прирост запасов нефти и газа, начиная с 2009 года, т.е. с начала добычи УВ из сланцевых формаций в промышленных масштабах.

Для детального изучения поведения величины доказанных запасов анализировались данные за последнее десятилетие. Так, к концу 2022 года доказанные запасы нефти и конденсата в США выросли на 9%, с 44,4 млрд барр. до 48,3 млрд барр., а добыча нефти и конденсата за 2022 год увеличилась на 6% (рис. 9).

Доказанные запасы природного газа выросли на 10%, с 625,4 трлн куб. футов в конце 2021 года до 691,0 трлн куб. футов в конце 2022 года, что поставило новый рекорд по доказанным запасам газа в США (рис. 10).

Тем не менее, несмотря на рост доказанных запасов, реальные перспективные нефтегазовые ресурсы сланцевых формаций остаются до конца неизвестными, поскольку они (ресурсы) определяются не на этапе

[1]The End of Abundant Energy: Shale Production and Hubbert's Peak, September 3, 2023, https://blog.gorozen.com/blog/the-end-of-abundant-energy

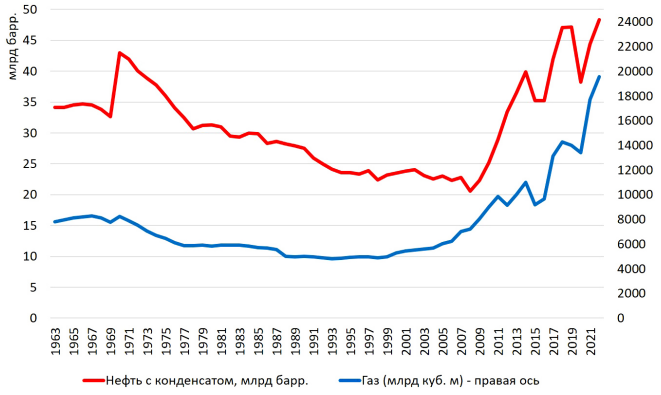


Рис. 8. Доказанные запасы нефти и газа в США, 1963–2020 гг., млрд барр. и млрд куб. м. Источник: US Energy Information Administration

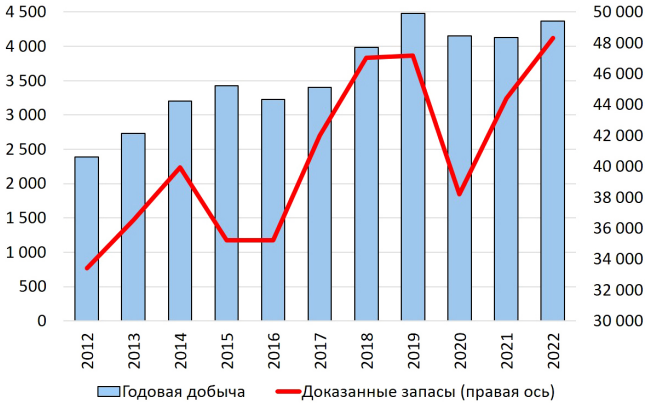


Рис. 9. Добыча и доказанные запасы нефти в США, млн барр. Источник: US Energy Information Administration

поиска и разведки, а непосредственно в процессе добычи. И при этом оценки сильно зависят от применяемых технологий. Поэтому ресурсная неопределенность – главная причина ошибок в прогнозировании добычи из неконвенциональных источников нефти и газа.

Технологический фактор

Широко известно, что сланцевые компании с самого начала делали ставку на научно-технический прогресс, благодаря которому они могли методично уменьшать издержки. Это сделало в конечном итоге экономически рентабельной добычу нефти из сланцевых формаций при цене на нефть в 70–80 долл./барр. Как показали события последних лет, при таких ценах сланцевые компании комфортабельно существовут, инвестируя достаточные средства в наращивание добычи, поддерживая хорошие финансовые показатели и выплачивая щедрые дивиденды акционерам[2].

Большое значение также имеет повышение скорости бурения скважин. Так, например, с 2007 по 2023 г., дебит газа, полученный со всех скважин, пробуренных конкретной буровой установкой за данный месяц, увеличился почти в 100 раз на формации Marcellus[3]. Очевидно, что рост объема добычи в расчете на скважину обеспечивает более низкие удельные издержки. В результате ExxonMobil полагает, что себестоимость добычи на его активах в бассейне Permian сейчас составляет 35 долл./барр.

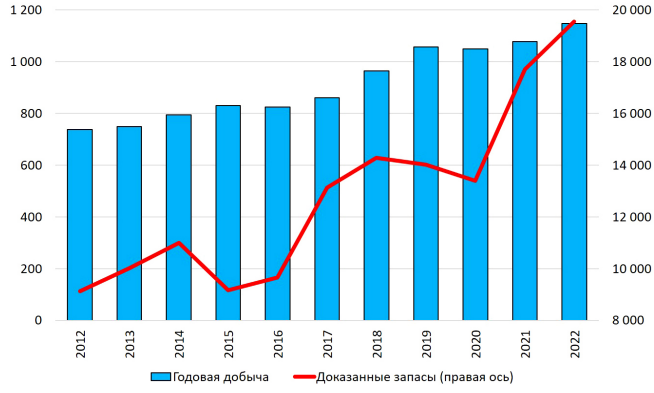


Рис. 10. Годовая добыча и доказанные запасы газа в США, млрд куб. м. Источник: US Energy Information Administration

Соответственно, эти активы оказываются весьма устойчивыми к снижению цен на нефть[4].

Сейчас сланцевые компании повышают эффективность за счет оптимизации деятельности, начиная с применения технологических нововведений до рационализации использования рабочей силы. Так, Diamond Energy Inc. за последние три года сократила время бурения средней скважины примерно на 40%. Йон Чо, ее директор по бурению, сказал: «В 2019 году у нас уходило 19,5 дней на бурение средней скважины. Теперь на это уходит 11,5 дней»[5]. Такое же ускорение процессов (на три дня) идет и в гидроразрыве – примерно до недели на скважину. «Мы наблюдаем ежегодный прирост эффективности», – отметил глава Chevron Майк Вирт, «и мы видим благодаря поглощениям и консолидации, что компании оказываются в состоянии применить эти приобретенные активы таким образом, который еще больше стимулирует эффективность и обеспечивает прогресс в промышленном масштабе»[6].

Оперативно внедряемые нововведения позволили сделать процесс гидроразрыва более быстрым, дешевым и продуктивным. За последние несколько лет удвоилась протяженность горизонтальных скважин, до 3 миль, и стало применяться оборудование, которое позволяет одновременно осуществлять гидроразрыв на 2 или 3 скважинах. Подобный метод синхронного гидроразрыва требует высокой производственной дисциплины и четкой организации работ, поскольку компаниям нужно закончить бурением большое количество скважин и быть готовыми одновременно приступить к гидроразрывам.

Технология синхронного гидроразрыва позволит сократить издержки на скважину на 200–400 тыс. долл., или 5–10%, по мнению Томаса Джекоба, старшего вице-президента консультативной фирмы Rystad Energy. Аналитики полагают, что использование этой новой

[2]Is U.S. Shale Too Big To Fail? Forbes, December 26, 2023. https://www.forbes.com/sites/daneberhart/2023/12/26/is-us-shale-too-big-to-fail/?sh=59630b8e17d0
[3]The Technological Innovations that Produced the Shale Revolution, October 30, 2023. https://ifp.org/the-technological-innovations-that-produced-the-shale-revolution/
[4]The Technological Innovations that Produced the Shale Revolution, October 30, 2023. https://ifp.org/the-technological-innovations-that-produced-the-shale-revolution/
[5]US Frackers Return to Haunt OPEC's Pricing Strategy, Bloomberg, December 17, 2023, https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-12-17/shale-oil-s-unexpected-surge-poses-threat-to-opec-s-bid-to-prop-up-crude-prices?itm_source=record&itm_campaign=The_Return_of_Shale&itm_content=OPEC%E2%80%99s_Nemesis-0
[6]Ibid

технологии в перспективе расширится. Кроме того, насосы с электрическим приводом теперь заменяют более дорогое и сложное в обслуживании оборудование, работающее на дизельном топливе. Более протяженные скважины и прогресс в осуществлении гидроразрыва полностью компенсируют снижающуюся продуктивность скважин и сокращение количества буровых установок, позволяя США выйти на рекордные объемы добычи нефти[7].

Как показал опыт 2023 г. – весны 2024 г., рост добычи продолжается на фоне сокращения количества буровых установок более чем на 25% за период[8]. На рис. 11 видно, как меняется производительность бурения (добыча нефти из новых скважин в расчете на буровую установку) и растет добыча нефти при сокращении количества буровых в бассейне Permian.

В последнее время, стали внедряться в практику и другие передовые технологии, например, технология S-BTF (лучше, чем гидроразрыв, “better than fracking”), запатентованная Galex Energy. Она использует принципиально новые физические механизмы для нефтяной промышленности, представляя собой эффективную альтернативу гидроразрыву. По оценкам экспертов эта технология весьма экономична и отвечает экологическим стандартам ЕС[9].

Институциональная среда

Технологический прогресс стал основным фактором успеха сланцевой революции, однако это необходимое, но не достаточное условие устойчивости сланцевой отрасли. Не менее важна та институциональная среда, в которой функционирует сланцевый сектор США. Она складывается из таких элементов, как мощная индустриальная и транспортная инфраструктура, высокоразвитая финансовая система, разумная практика недропользования, государственная поддержка НИОКР, налоговая политика, благоприятный и предсказуемый инвестиционный климат, разнообразная и конкурентная структура сектора и пр.

Специфика американской системы недропользования в нефтегазовой промышленности состоит в том, что самые продуктивные сланцевые формации залегают в штатах, где площади федеральных земель относительно невелики, например, богатейшие сланцевые бассейны Eagle Ford и Permian в основном расположены в Техасе. А, значит, власти штата наделены практически абсолютными полномочиями по контролю за нефтегазовой деятельностью, поскольку возможности президента США по регулированию американской промышленности ограничены, если та не функционирует на землях, принадлежащих федеральному правительству. Соответственно, власти Техаса (или иного богатого сланцевыми УВ штата) обеспечивают нефтяникам стабильно благоприятные условия работы, вне зависимости от партийной принадлежности президента, а такая стабильность очень важна с учетом резко различающихся подходов республиканцев и демократов к нефтегазовой промышленности.

Другая важная особенность системы недропользования США, способствовавшая успеху сланцевой революции, – частные землевладельцы являются собственниками углеводородных ресурсов, залегающих на их участках, в отличие от многих других стран, где государства обладают правами на запасы полезных ископаемых в недрах.

Рис. 11. Добыча нефти в бассейне Permian и количество активных буровых установок. Источник: Energy Information Administration

Хотя сланцевая революция явилась детищем частных инициатив, одним из важнейших ее драйверов была государственная политика, которая достаточно последовательно стимулировала развитие нефтегазовой промышленности и обеспечивала предсказуемый процесс регулирования.

Еще в 1973 году президент Ричард Никсон инициировал «Проект независимость» (Project Independence), направленный на превращение США в экспортера энергии. В его рамках федеральное правительство финансировало НИОКР в области неконвенциональных углеводородов, например, запустив Программу восточного сланцевого газа в 1976 году, которая стала важным элементом государственной политики по стимулированию разработки альтернативных источников природного газа[10].

Федеральные институты последовательно принимали стратегические решения, которые поощряли частные инвестиции в добычу из сланцевых формаций на разных стадиях становления сектора. Сначала они помогали нефтяным компаниям, ищущим эффективные методы добычи, преодолевать высокие барьеры на вход в сектор. Потом обеспечивали коммерческие стимулы, которые поддерживали инвестиции после технологических прорывов, и проводили макроэкономическую политику, стимулировавшую капвложения, необходимые для масштабной коммерциализации нововведений.

После того, как освоение сланцевых ресурсов стало экономически целесообразным, федеральное правительство начало предоставлять мощные налоговые стимулы для поддержания добычи. Большую роль сыграли кредит на неконвенциональный газ (Unconventional Gas Credit) и нематериальная скидка на бурение (Intangible Drilling Deduction). Кредит на неконвенциональный газ предоставлял экономические стимулы для рискованных и дорогих проектов бурения на сланцевых формациях. Скидка на бурение позволяет нефтедобывающим компаниям вычитать

[7] New technology helps US shale oil industry start to rebuild well productivity, Reuters, April 24, 2024. https://www.reuters.com/markets/commodities/new-technology-helps-us-shale-oil-industry-start-rebuild-well-productivity-2024-04-24/

[8] Rystad: US shale reinvestment rates hit 3-year high amid inflation, muted oil prices. Oil and Gas Journal, August 28, 2023. https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14298230/rystad-us-shale-reinvestment-rates-hit-3-year-high-amid-inflation-muted-oil-prices

[9] Myths and realities of the shale revolution. Shall the shale continue? Forbes, December 20, 2019. https://forbes.kz/life/observation/myths_and_realities_of_the_shale_revolution_shall_the_shale_continue/

[10] The Technological Innovations that Produced the Shale Revolution, October 30, 2023. https://ifp.org/the-technological-innovations-that-produced-the-shale-revolution/

из налогооблагаемой прибыли расходы на заработную плату, топливо и ремонт, которые необходимы для подготовки и бурения скважин.

Кроме того, в 1978 году был принят Закон о политике в области природного газа, направленный на стимулирование газодобычи. Он, в частности, освобождал компании, осваивающие запасы с высокой себестоимостью добычи, от бремени федерального регулирования цен. Потом в 2005 году был принят Закон об энергетической политике, задача которого – поддерживать разработку углеводородов и укреплять энергетическую безопасность США.

Инвестиционному буму в сланцевой промышленности в 2009–2012 гг. способствовали низкая ключевая процентная ставка, удерживаемая Федеральной резервной системой США. Она помогала сланцевым компаниям получать банковские кредиты. Только в 2014 г. было выдано кредитов на 250 млрд долл., что позволило быстро нарастить добычу. Показательно, что количество активных буровых установок выросло с 830 в июне 2002 г. до 1861 в октябре 2013 г., и этот взрывной рост в основном был профинансирован за счет долговых инструментов[11].

Не менее существенным фактором успеха стала и уникальная структура нефтегазового сектора США. Устойчивость и потенциал роста поддерживается активно проходящей сейчас консолидацией сланцевой отрасли, которая была создана усилиями мелких и средних фирм, и в которую затем пришли крупные игроки, в том числе супермейджоры. Волны слияний и поглощений привели к тому, что лучшие активы попали к наиболее эффективным и технологически продвинутым компаниям, а это позволяет еще больше снизить показатель безубыточности и улучшить долгосрочные перспективы роста в секторе. В результате сейчас в секторе работают разные типы компаний – супермейджоры (ExxonMobil, Chevron, BP), крупные (ConocoPhillips, Occidental Petroleum), средние (Chesapeake Energy, Devon Energy, Marathon Oil) и мелкие – привносящие в «общий котел» свои лучшие качества (новаторство, инициативу и предпринимательский дух «малышей»; мощный финансовый, технологический и лоббистский потенциал гигантов), создавая тем самым мощный синергетический эффект.

Соответственно, регулятивную, политическую, экономическую и деловую специфику США не так просто будет продублировать в других нефтегазодобывающих государствах, стремящихся повторить ее успех, пусть даже они и обладают благоприятными геологическими условиями.

Прогнозы добычи из сланцевых формаций

Даже краткосрочные прогнозы производства УВ различаются весьма существенно, и острые дискуссии по этому поводу возникают среди как экспертов, так и профессионалов-нефтяников. Так, представители аналитической компании Goerhring & Rosencwajg считают, что уже в 2024 году бассейн Permian выйдет на пик. Другие прогнозы гласят, что добыча углеводородов из сланцевых формаций достигнет максимума в конце этого десятилетия. Например, Райан Лэнс, глава ConocoPhillips, в марте 2024 года предсказал: «Возможно, в конце этого десятилетия мы станем свидетелями того, как добыча в США выйдет на плато, на котором, вероятно, и останется в течение длительного времени. Я не знаю, преодолеем ли мы планку в 15 мб/с, но я думаю, что мы пересечем рубеж в 14 мб/с на пути к 15 млн»[12].

Дэн Эберхарт, глава американской нефтесервисной компании Canary, также полагает: «Более вероятно, что США будут двигаться к уровню добычи в 15 мб/с к 2026 году, учитывая прирост эффективности и продуктивности, который сланцевые компании демонстрируют во флагманском бассейне Permian, наряду с более мелкими сланцевыми формациями, типа Bakken и Eagle Ford, а также в Мексиканском заливе»[13].

При этом McKinsey отмечает в своем 2024 Outlook on Oil, что «добыча из сланцевых формаций достигнет плато к середине 2020-х годов примерно в 10 мб/с и останется на этом уровне до 2040 года»[14].

Но недавний опыт показывает, что даже краткосрочные (не говоря уже о долгосрочных) прогнозы добычи из сланцевых формаций чаще всего не оправдываются, и представители сектора сильно расходятся в своих гипотезах о ближайшем будущем. Ведь сейчас многие профессионалы отмечают, что рост такой добычи в США постепенно замедляется. Так, Скотт Шеффилд, глава Pioneer Natural Resources, подчеркивал: «Эра агрессивного роста сланцевой промышленности США уже закончилась»[15]. В противовес этому ExxonMobil настаивает: освоение бассейна Permian, основного драйвера роста нефтедобычи в США, все еще находится во младенчестве, и нет никакого смысла утверждать, что сланцевый бум завершился[16].

Более того, в последние годы некоторые эксперты полагали, что добыча нефти из сланцевых формаций скоро выйдет на пик, поскольку объемы бурения в США сокращаются, и компании вынуждены перемещаться на менее продуктивные участки «второго сорта». Они считали, что продуктивность участков «первого сорта» упадет, в конечном итоге ведя к снижению добычи нефти в США. Однако этот сценарий не материализовался, поскольку компании активно внедряют инновации, используя передовую технологию и накопленный ими опыт работы на стареющих месторождениях. Так, в декабре 2022 года Управление энергетической информации предсказывало, что нефтедобыча в стране в 2023 году в среднем составит 12.5 мб/с. Но к концу 2023 года, когда стало ясно, что показатель вышел на уровень 12.9 мб/с, Управление, признав свою ошибку, уже заявило, что к концу 2024 года страна будет добывать 13.4 мб/с[17].

В более долгосрочной перспективе прогнозы добычи нефти из сланцевых формаций различаются еще сильнее. Так, BP предсказывает, что в этом десятилетии добыча неконвенциональной нефти с газовым конденсатом в США

[11]How Public Policy Accelerated the Shale Revolution, November 8, 2023. https://ifp.org/hot-rocks-part-two-how-public-policy-accelerated-the-shale-revolution/

[12]Is U.S. Shale Production Finally Nearing Its Peak?, OilPrice, March 21, 2024. https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Is-US-Shale-Production-Finally-Nearing-Its-Peak.html

[13]U.S. Shale Growth Could Exceed Forecasts in 2024, OilPrice, December 27, 2023. https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/US-Shale-Growth-Could-Exceed-Forecasts-in-2024.html

[14]Ibid

[15]What the End of the US Shale Revolution Would Mean for the World, Financial Times, January 15, 2023. https://www.ft.com/content/60747b3b-e6ea-47c0-938d-af515816d0f1

[16]Why America's Shale Boom Is Not Over, Forbes, August 16, 2023. https://www.forbes.com/sites/daneberhart/2023/08/16/why-americas-shale-boom-is-not-over/?sh=c66d5512e2e5

[17]Is U.S. Shale Too Big To Fail?, Forbes, December 26, 2023. https://www.forbes.com/sites/daneberhart/2023/12/26/is-us-shale-too-big-to-fail/?sh=59630b8e17d0

будет расти, выйдя на пик в диапазоне 11–16 мб/с к 2030 году. После этого она постепенно начнет снижаться в 2030–2040-х гг., поскольку, с одной стороны, истощаются самые продуктивные сланцевые месторождения, а, с другой стороны, ОПЕК обостряет конкуренцию, чтобы нарастить свою долю рынка. По мнению BP, добыча нефти из сланцевых формаций в США к 2050 году упадет до 2 мб/с в сценариях «Ускорение» и «Углеродонейтральный», и до примерно 6 мб/с в сценарии «Новый импульс», на который не так сильно влияет снижающийся общий спрос на нефть[18].

Иное видение будущего неконвенциональной нефти у ExxonMobil, который в своем последнем прогнозе предрекает, что «добыча жидких углеводородов из сланцевых формаций в Северной Америке вырастет примерно на 50% в период с 2021 по 2030 год. Этот существенный рост закрепит позиции США как чистого экспортера жидких углеводородов». Новые инвестиции в добычу нефти и в технологии, позволяющие повысить извлекаемость запасов и эффективность, а также сократить издержки, необходимы, чтобы скомпенсировать естественный спад добычи и удовлетворять растущий спрос. По мнению ExxonMobil, основной прирост добычи жидких углеводородов придется на те их источники, которые были открыты в последние 20 лет благодаря прогрессу технологий: неконвенциональная нефть и конденсат США, а также глубоководные проекты[19].

Такой разброс в предсказаниях двух ведущих игроков в сфере добычи нефти из сланцевых формаций, очевидно, во многом связан с полярными подходами к энергетическому переходу, характерными для европейских и американских нефтегазовых мейджоров. Европейские нефтегазовые компании верят в надвигающийся закат эры нефти и газа, стремятся трансформироваться в энергетические корпорации широкого профиля и активно расширяют долю возобновляемых источников энергии в своем портфеле активов. А американские игроки считают, что век углеводородов продлится еще долго, планируют и дальше наращивать добычу нефти и газа, но просто собираются делать это как можно более ответственно, снижая свой углеродный след благодаря использованию достижений научно-технического прогресса (Светенко, Пусенкова, 2023).

Заключение

В ближайшем будущем США останутся ведущим игроком мирового нефтегазового сектора. Такие ее перспективы базируются на технологических, финансовых, регулятивных и ресурсных характеристиках американской нефтяной промышленности, которые практически невозможно продублировать в других нефтегазодобывающих странах. Более долгосрочное будущее представляется пока весьма туманным, поскольку зависит от таких непредсказуемых параметров, как геополитические расклады, научно-технический прогресс, изменение долгосрочного спроса на углеводороды, климатическая политика и темпы продвижения энергетического перехода.

Литература

Иванов Н.А. (2014). Сланцевая Америка: энергетическая политика США и освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов. Москва, Магистр, 304 с.

Иванов Н.А. (2016). Ресурсная неопределенность сланцевой добычи. *Энергетическая политика*, 6, с. 64–70.

Светенко М., Пусенкова Н. (2023). Станут ли США лидером глобального энергоперехода? Политика декарбонизации американских нефтяных компаний. США: Экономика, политика, культура, 8, с. 46–58.

Dale S. (2015). New Economics of Oil. https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/news-and-insights/speeches/new-economics-of-oil-spencer-dale.pdf, Accessed May 15, 2024

Deming D. (2023). M. King Hubbert and the rise and fall of peak oil theory. *AAPG Bulletin*, 107 (6), pp. 851–861. https://pubs.geoscienceworld.org/aapgbull/article/107/6/851/623376/M-King-Hubbert-and-the-rise-and-fall-of-peak-oil

Hotelling, H. (1931). The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, 39(2).

Hubbert M.K. (1956). Nuclear Energy and the Fossil Fuels. Presented before the Spring Meeting of the Southern District, American Petroleum Institute, San Antonio.

Сведения об авторах

Николай Александрович Иванов – кандидат экон. наук, доцент кафедры международного нефтегазового бизнеса, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина; директор проекта, Российское энергетическое агентство Минэнерго России

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1

Россия, 127083, Москва, ул. 8 Марта, д. 12

Researcher ID: GYU-8237-2022; РИНЦ ID: 664353

ORCID: 0000-0002-6066-6416

e-mail: ivanov0660@gmail.com

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

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

Россия, 191187, Санкт-Петербург, ул. Гагаринская, д. 6/1 А

Researcher ID: N-4418-2016; РИНЦ ID: 416751;

Scopus Author ID: 55824758200

ORCID: 0000-0002-8971-1620

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

[18]BP Energy Outlook. 2023 Edition. Updated July 2023. https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf

[19]ExxonMobil Global Outlook: Our View to 2050, January 8, 2024. https://corporate.exxonmobil.com/what-we-do/energy-supply/global-outlook/energy-supply

Статья поступила в редакцию 22.07.2024;
Принята к публикации 04.09.2024;
Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Production of Shale Oil and Gas in the US: Current Status and Prospects

N.A. Ivanov[1,2], N.N. Poussenkova[3,4], A.V. Sokolov[5]*

[1]*National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russian Federation*
[2]*Russian Energy Agency of the Ministry of Energy of Russia, Moscow, Russian Federation*
[3]*Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*
[4]*ENERPO Center of the European University at St. Petersburg, St. Petersburg, Russian Federation*
[5]*PETROGEKO LLC, Nizhnevartovsk, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Nina N. Poussenkova, e-mail: npoussenkova@imemo.ru*

Abstract. The article analyzes resilience factors of tight oil and gas production in the USA. The US is the only country in the world that currently produces shale hydrocarbons on a commercial scale, though other petroleum states try to emulate their success in this sphere. The American shale revolution became possible due to a massive application of hydrofracking in combination with horizontal drilling to produce tight oil and gas. Therefore, the mighty technological potential of the American petroleum sector became the key success factor of the US shale revolution. However, technological breakthroughs are necessary, but not sufficient for ensuring a stable development of the shale industry. Of particular importance is the institutional framework of the US shale sector that is characterized by an efficient system of subsurface use, a powerful financial and industrial base, a long-term strategy of the state support for R&D, a reasonable fiscal policy, a transparent regulation, as well as a competitive and diversified structure of the shale sector. This unique combination of factors will be extremely difficult to replicate in other countries. When constructing long-term scenarios of oil and gas production, the US Energy Information Administration proceeds from the key assumptions of resource availability and rates of improving production technologies. The analysis of the shale phenomenon permits to conclude that these two factors are interconnected – the continuous technological progress of the sector ensures the enhanced oil and gas recovery ratio. As a result, the production growth is accompanied by the growth of resource availability. The limits to this trend are not visible yet, and, therefore, it means that the upside potential of shale production is not exhausted.

Keywords: resource base, proved reserves, shale gas, tight oil, hydrofracking, horizontal drilling, oil and gas production in the US, system of subsurface use, fiscal policy, state support for R&D, institutional environment

Recommended citation: 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. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.24

References

Dale S. (2015). New Economics of Oil. https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/news-and-insights/speeches/new-economics-of-oil-spencer-dale.pdf, Accessed May 15, 2024

Deming D. (2023). M. King Hubbert and the rise and fall of peak oil theory. *AAPG Bulletin*, 107 (6), pp. 851–861. https://pubs.geoscienceworld.org/aapgbull/article/107/6/851/623376/M-King-Hubbert-and-the-rise-and-fall-of-peak-oil

Hotelling, H. (1931). The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, 39(2).

Hubbert M.K. (1956). Nuclear Energy and the Fossil Fuels. Presented before the Spring Meeting of the Southern District, American Petroleum Institute, San Antonio.

Ivanov N.A. (2014). Shale America: US Energy Policy and Development of Unconventional Oil and Gas Resources. Moscow, Magistr. 304 p. (In Russ.)

Ivanov N.A. (2016). Resource Uncertainty of Shale Production. *Energeticheskaya politika*, 6, pp. 64–70. (In Russ.)

Svetenko M., Poussenkova N. (2023). Will the US Become the Leader of the Global Energy Transition? Decarbonization Policy of American Oil Companies. *USA: Economy, Politics, Culture*, 8, pp. 46–58. (In Russ.)

About the Authors

Nikolai A. Ivanov – Cand. Sci. (Economics), Associate Professor of the Department of International Oil and Gas Business, National University of Oil and Gas "Gubkin University"; Project Director, Russian Energy Agency of the Ministry of Energy of Russia

65/1 Lenin av., Moscow, 119991, Russian Federation
12 8th of March st., Moscow, 127083, Russian Federation
Researcher ID: GYU-8237-2022
ORCID: 0000-0002-6066-6416
e-mail: ivanov0660@gmail.com

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

23 Profsoyuznaya st., Moscow, 117997, Russian Federation
6/1A Gagarina st., St. Petersburg, 191187, Russian Federation
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 Mineralogy), Director for Geological Exploration, PETROGEKO LLC; Editor-in-Chief of the Journal Georesursy

20 Samotlornaya st., Nizhnevartovsk, 628606, Russian Federation
e-mail: sokolov@petrogeco.ru

Manuscript received 22 July 2024;
Accepted 4 September 2024; Published 30 September 2024