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

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 25. № 2. 2023

www.georesursy.ru

geol.msu.ru

msu.ru

oilmsu.ru

ИНСТИТУТ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ И ГАЗА МГУ

oilmsuresearch.ru

НОВЫЕ ИДЕИ
В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА
Новая реальность

oilgasideas.ru

GEORESURSY GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

СЛОВО ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА 26.06.2023

Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен

Прошедший второй квартал 2023 года демонстрировал стабильную хватку западных санкций, в то время как российский нефтяной бизнес показывал чудеса изворотливости и выносливости. Одним из результатов этой борьбы стало существенное вытеснение с рынков Индии и Китая западноафриканской и аравийской нефти и замещение ее российской. В итоге импорт сырой нефти Китаем из РФ в мае текущего года вырос до 2,29 млн б/с. Индия в мае закупала у РФ 1,96 млн б/с. Правда, пришлось заплатить за это высокую цену большими скидками. Однако, устроив «праздник жизни» для наших «дружественных партнеров», получающих неожиданно завышенные барыши, покупая дешевую российскую нефть, остается открытым главный вопрос – какой запас финансовой и технологической выносливости имеет российская нефтянка, и как долго она сможет выдерживать подобные «аттракционы неслыханной щедрости»? При кратно возросших затратах на логистику и страхование перевозок и на фоне снижения цены нефти на мировом рынке. Тем более, по известным причинам, отечественное налоговое давление неуклонно повышается, заставляя компании все дальше погружаться в режим выживания. Эти факторы приближают тот момент, когда единственным выходом сохранения бизнеса станет отключение ставших убыточными промыслов.

Прошедшее «без анестезии» сокращение на 80% экспорта сетевого газа на премиальный рынок ЕС, по всей вероятности, уже не позволит отметить в 2023 году 40-летний юбилей ввода в эксплуатацию в 1983 году экспортного магистрального газопровода «Уренгой – Помары – Ужгород», тем более объявлено, что к концу 2024 года прокачка по нему, возможно, прекратится. Есть ощущения того, что с 2025 года, российский сетевой газ будет поставляться только в двух направлениях – в Турцию («Турецкий Поток», фактическая мощность 31,5 млрд $м^3$/год) и Китай («Сила Сибири», проектная мощность 38 млрд $м^3$/год). Все же огромный оптимизм демонстрирует вице-премьер РФ А.В. Новак, заявив, что совокупный объем экспорта газа в Азию и другие страны к 2030 году вырастет до 170 млрд $м^3$. Другое оптимистичное заявление, уже на полях ПМЭФ-23, сделал глава Росатома А.Е. Лихачев, который объявил, что для расширения географии поставок СПГ и увеличения рынков сбыта в странах АТР, необходимо открыть регулярную круглогодичную навигацию по Севморпути в восточном направлении от полуострова Ямал до Берингова пролива. И это, по его заявлению, будет сделано уже в 2024 году.

И уже по традиции, о позитивных новостях

В мае 2023 года состоялась традиционная научно-практическая конференция МГУ имени М.В. Ломоносова «Новые идеи в геологии нефти и газа – 2023», где специалисты из разных регионов, геологических организаций и нефтегазовых компаний представили свои достижения на секциях: Системный анализ; Кадровый потенциал; Природные объекты добычи нефти и газа и размещения CO_2; Цифровые технологии и другие. Организатор конференции – Институт перспективных исследований нефти и газа МГУ. В настоящем выпуске журнала мы публикуем наиболее интересные и значимые результаты работы Института за 2022–2023, представленные в виде научных статей.

Также хочу поблагодарить авторов, публикующихся на страницах нашего журнала. Благодаря именно вашим статьям и их цитированию, по итогам 2022 года журнал «Георесурсы» сохранил свои позиции в рейтинге SCImago Journal & Country Rank (SJR) – второй квартиль Q2 по направлениям «Геология» и «Геофизика».

Искренне ваш,
к.г.-м.н., директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО»,
Главный редактор научно-технического журнала «Георесурсы»
Соколов А.В.

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

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

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 25. № 2. 2023

Содержание

Слово Главного редактора

Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен
А.В. Соколов

Статьи

Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна 5
А.В. Ступакова, А.А. Поляков, Н.А. Малышев, Р.С. Сауткин, В.Е. Вержбицкий, Д.К. Комиссаров, В.В. Волянская, С.В. Осипов, М.А. Большакова, А.А. Суслова, А.Г. Калмыков, К.А. Ситар, М.Е. Воронин, М.Ю. Карпушин, А.В. Мордасова, Н.И. Коробова

Применимость природных геологических объектов для хранения, захоронения и утилизации углекислого газа (обзор) 22
А.В. Корзун, А.В. Ступакова, Н.А. Харитонова, Н.В. Пронина, Е.Ю. Макарова, А.П. Вайтехович, К.О. Осипов, А.Ю. Лопатин, А.В. Асеева, М.Ю. Карпушин, Р.С. Сауткин, Ю.Д. Перегудов, М.А. Большакова, К.А. Ситар, А.С. Редькин

Создание новой логистики экспорта арктических минеральных ресурсов как условие их устойчивого освоения 36
М.Н. Григорьев

Строение северного сектора Баренцево-Карского региона для прогноза его нефтегазоносности 47
А.А. Суслова, А.В. Мордасова, А.В. Ступакова, Р.М. Гилаев, Ю.А. Гатовский, Н.И. Коробова, А.Р. Гумеров, Т.Р. Сахабов, Т.О. Колесникова

Оценка углеводородного потенциала Крымского полуострова: состояние и перспективы 64
Р.О. Самсонов, М.Ю. Карпушин, О.В. Крылов, А.А. Суслова, Т.О. Колесникова, А.Н. Стафеев, Р.С. Сауткин, Е.А. Краснова, Я.А. Шитова

Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности 75
А.В. Ступакова, Н.И. Коробова, А.В. Мордасова, Р.С. Сауткин, Е.Д. Сивкова, М.А. Большакова, М.Е. Воронин, А.А. Суслова, М.Ю. Карпушин, Д.Д. Кожанов, М.Л. Махнутина, Н.С. Шевчук, И.Я. Богатырева, В.В. Чупахина

Палеогеографические предпосылки нефтегазоносности хадумского горизонта (нижний олигоцен) Предкавказья 89
А.Н. Стафеев, А.В. Ступакова, Е.А. Краснова, А.А. Суслова, Р.С. Сауткин, Я.А. Шитова, М.Л. Махнутина, М.Е. Воронин

Особенности состава и строения продуктивных отложений викуловской свиты Красноленинского свода и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства 105
Н.И. Коробова, Н.С. Шевчук, Е.Е. Карнюшина, Р.С. Сауткин, Е.А. Краснова

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

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

- **Второй квартиль Q2** по данным SCImago (SJR) (в 2022 г. по направлениям «Геология» и «Геофизика»)

- Журнал включен в **Перечень ВАК**

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

Редакционная коллегия
А.В. Лаломов, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия
Д.К. Нургалиев, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Л.М. Ситдикова, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
К.О. Соборнов, ООО «Северо-Запад», Москва, Россия
А.В. Ступакова, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
B. Burganov, Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland
T. Koning, Independent Consultant, Calgary, Canada
N. Vandenberghe, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

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

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

Адрес редакции и издателя
Россия, 420087, 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 30.06.2023. 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

© 2023 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. 25. № 2. 2023

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Информация от Издателя

«Белый список» научных изданий от Минобрнауки РФ

Межведомственная рабочая группа Минобрнауки России утвердила **методику распределения по категориям** российских и международных научных изданий «Белого списка»* на 2023 год. Она предполагает присвоение изданиям «Белого списка» одного из 4 уровней – с первого (высшего) по четвертый (низший). **Журналу «Георесурсы» присвоена 2 категория**.

*«Белый список» – перечень наиболее авторитетных научных журналов, в него входят порядка 30 тысяч российских и международных изданий, индексируемых как в зарубежных базах данных WoS и Scopus, так и в российском Russian Science Citation Index (RSCI) (https://journalrank.rcsi.science/).

Отдельно необходимо уточнить про работу Высшей аттестационной комиссии по **ранжированию Перечня ВАК**. В Информационном письме ВАК при Минобрнауки России от 6 декабря 2022 № 02-1198 «О категорировании Перечня рецензируемых научных изданий» указано: «Обращаем внимание, что на основании рекомендации ВАК журналы, входящие в международные базы данных Web of Science, Scopus, MathSciNet, Chemical Abstracts, Springer или GeoRef и перечень журналов RSCI, приравниваются к изданиям категории К1...».

Содержание

Статьи

Строение, условия формирования и нефтегазоносность отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной и юго-восточной частей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна 123
А.П. Завьялова, М.Ю. Карпушин, А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, В.В. Чупахина, Н.И. Коробова, М.С. Борисова, К.А. Радченко

Особенности строения, изучения и разработки уникального геологического объекта Республики Коми – Нижнечутинского нефтяного месторождения 140
А.А. Богун, К.А. Иванов, Ю.А. Денисов, В.П. Волков, А.С. Завьялов, Н.С. Виноградова, А.В. Романенков, А.В. Соколов

Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов 150
А.Д. Егорова, Т.Г. Исакова, Т.Ф. Дьяконова, Е.Е. Кристя, Е.И. Бронскова, Н.В. Дорофеев, Е.А. Конорцева, Г.А. Калмыков

Источники нефтей Красноленинского месторождения 161
К.О. Осипов, М.А. Большакова, Э.А. Абля, Е.А. Краснова, Р.С. Сауткин, А.А. Суслова, А.Г. Калмыков, М.С. Тихонова

Георесурсы и филателия

Георесурсы и филателия: Основы геологической практики 183
В.В. Соколов

Статьи

Геодинамический контроль нефтегазоносности Предуралья 187
К.О. Соборнов

Первые радиометрические датировки тонштейнов из угленосных отложений Кузнецкого бассейна: U-Pb-геохронология тайлуганской свиты 203
В.В. Силантьев, Я.М. Гутак, М. Тихомирова, А.В. Куликова, А.С. Фелькер, М.Н. Уразаева, Л.Г. Пороховниченко, Е.В. Карасев, А.С. Бакаев, В.В. Жаринова, М.А. Наумчева

Изучение изменений структуры пустотности горных пород при создании напряженного состояния методами электронной микроскопии 228
Б.М. Осовецкий, К.П. Казымов, И.Ю. Колычев, Я.В. Савицкий, С.В. Галкин

Оценка коэффициента вытеснения для девонских отложений по результатам специализированных исследований скважин 236
И.М. Индрупский, К.В. Коваленко, Д.М. Газизова, А.Ф. Сибгатуллин, Д.П. Аникеев, Н.В. Шабалин, К.Р. Садеев, А.А. Лутфуллин

Анализ устойчивости крепи нефтедобывающих скважин при проведении кумулятивной перфорации на основе результатов геомеханического моделирования 245
С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, А.Д. Савич, В.В. Дерендяев

Происхождение и структурная позиция Камчатского срединного массива по данным глубинных геолого-геофизических исследований 254
А.Г. Нурмухамедов, М.Д. Сидоров, Ю.П. Трухин

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. 25. Is. 2. 2023

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

Editorial Board
Bulat Burganov, ETH Zurich, Zurich, Switzerland
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
Danis K. Nurgaliev, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Lyalya M. Sitdikova, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Konstantin O. Sobornov, Nord-West Geophysics Company, Moscow, Russian Federation
Antonina V. Stoupakova, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
Noel Vandenberghe, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

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

Criteria of petroleum potential of a sedimentary basin 5
A.V. Stoupakova, A.A. Polyakov, N.A. Malyshev, R.S. Sautkin, V.E. Verzhbitsky, D.K. Komissarov, V.V. Volyanskaya, S.V. Osipov, M.A. Bolshakova, A.A. Suslova, A.G. Kalmykov, K.A. Sitar, M.E. Voronin, M.Yu. Karpushin, A.V. Mordasova, N.I. Korobova

Applicability of natural geological objects for storage, disposal and utilization of carbon dioxide (review) 22
A.V. Korzun, A.V. Stoupakova, N.A. Kharitonova, N.V. Pronina, E.Yu. Makarova, A.P. Vaitekhovich, K.O. Osipov, A.Yu. Lopatin, A.V. Aseeva, M.Yu. Karpushin, R.S. Sautkin, Yu.D. Peregudov, M.A. Bolshakova, K.A. Sitar, A.S. Redkin

Creation of new logistics for the export of arctic mineral resources as a condition for their sustainable development 36
M.N. Grigoryev

Structure and petroleum prospects of the northern part of the Barents-Kara Sea region 47
A.A. Suslova, A.V. Mordasova, A.V. Stoupakova, R.M. Gilaev, Yu.A. Gatovsky, N.I. Korobova, A.R. Gumerov, T.R. Sakhabov, T.O. Kolesnikova

Assessment of the hydrocarbon potential of the Crimean peninsula: state and prospects 64
R.O. Samsonov, M.Yu. Karpushin,O.V. Krylov, A.A. Suslova, T.O. Kolesnikova, A.N. Stafeev, R.S. Sautkin, E.A. Krasnova, Ya.A. Shitova

Depositional environments as a framework for genetic classification of the basic criteria of petroleum potential 75
A.V. Stoupakova, N.I. Korobova, A.V. Mordasova, R.S. Sautkin, E.D. Sivkova, M.A. Bolshakova, M.E. Voronin, A.A. Suslova, M.Yu. Karpushin, D.D. Kozhanov, M.L. Makhnutina, N.S. Shevchuk, I.Ya. Bogatyireva, V.V. Chupakhina

Paleogeographic approach for the oil and gas potential assessment of the Khadum Formation (Lower Oligocene) in Pre-Caucasus basin 89
A.N. Stafeev, A.V. Stoupakova, E.A. Krasnova, A.A. Suslova, R.S. Sautkin, Ya.A. Shitova, M.L. Makhnutina, M.E. Voronin

Composition and structure features of the Vikulov productive deposits (Krasnoleninsky arch) and their influence on reservoir properties 105
N.I. Korobova, N.S. Shevchuk, E.E. Karnyushina, R.S. Sautkin, E.A. Krasnova

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. 25. Is. 2. 2023

Editorial office
Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova
Editor: Irina Abrosimova. Prepress: Alexander Nikolaev
Translator: Alexander Muraviev. Web-editor: Artur Sabirov

Publisher: Georesursy JSC
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 (Georesources) 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: June 30, 2023

© 2023 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)

Published by Georesursy JSC

Table of Contents

Articles

Structure, formation conditions, oil and gas potential of Domanicoid high-carbon formation in the Central and South-Eastern Parts of the Volga-Ural basin 123
A.P. Zavyalova, M.Yu. Karpushin, A.V. Stupakova, G.A. Kalmykov, V.V. Chupakhina, N.I. Korobova, M.S. Borisova, K.A. Radchenko

Features of the structure, study and development of a unique geological object of the Republic of Komi – the Nizhnechutinskoye oil field 140
A.A. Bogun, K.A. Ivanov, Yu.A. Denisov, V.P. Volkov, A.S. Zavyalov, N.S. Vinogradova, A.V. Romanenkov, A.V. Sokolov

Capillary model – complex geological and petrophysical representation of the deposit when calculating geological reserves of hydrocarbons 150
A.D. Egorova, T.G. Isakova, T.F. Dyakonova, E.E. Kristya, E.I. Bronskova, N.V. Dorofeev, E.A. Konortseva, G.A. Kalmykov

Oil sources of the Krasnoleninskoe field 161
K.O. Osipov, M.A. Bolshakova, E.A. Ablya, E.A. Krasnova, R.S. Sautkin, A.A. Suslova, A.G. Kalmykov, M.S. Tikhonova

Georesources and philately

Fundamentals of Geological Practice.....183
V.V. Sokolov

Articles

Geodynamic control on the petroleum habitat of the Uralian Foreland 187
K.O. Sobornov

First radiometric dating of tonsteins from coal-bearing succession of the Kuznetsk Basin: U-Pb geochronology of the Tailugan Formation 203
V.V. Silantiev, Ya.M. Gutak, M. Tichomirowa, A.V. Kulikova, A.S. Felker, M.N. Urazaeva, L.G. Porokhovnichenko, E.V. Karasev, A.S. Bakaev, V.V. Zharinova, M.A. Naumcheva

Study of texture changes in the emptiness of rocks under the tension conditions by electron microscopy methods.....228
B.M. Osovetsky, K.P. Kazymov, I.Yu. Kolychev, Ya.V. Savitckii, S.V. Galkin

Estimation of displacement efficiency for Devonian formations based on the results of specialized well tests.....236
I.M. Indrupskiy, K.V. Kovalenko, D.M. Gazizova, A.F. Sibgatullin, D.P. Anikeev, N.V. Shabalin, K.R. Sadeev, A.A. Lutfullin

Analysis of wells cement sheath stability during shaped charge perforating based on geomechanical modeling 245
S.E. Chernyshov, S.N. Popov, A.D. Savich, V.V. Derendyaev

Origin and structural position of the Kamchatka median massif according to deep geological and geophysical surveys 254
A.G. Nurmukhamedov, M.D. Sidorov, Yu.P. Trukhin

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1

УДК 553.982

Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна

А.В. Ступакова[1], А.А. Поляков[2], Н.А. Малышев[2], Р.С. Сауткин[1], В.Е. Вержбицкий[2], Д.К. Комиссаров[2], В.В. Волянская[2], С.В. Осипов[2], М.А. Большакова[1], А.А. Суслова[1], А.Г. Калмыков[1], К.А. Ситар[1], М.Е. Воронин[1], М.Ю. Карпушин[1], А.В. Мордасова[1], Н.И. Коробова[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*
[2]*ПАО «НК «Роснефть»», Москва, Россия*

Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна – это признаки, которые характеризуют работу углеводородной системы как геологической единицы. Критерии могут быть базовыми и дополнительными. К первым относятся те, без которых невозможна работа углеводородной системы и, как следствие, формирование месторождения. Вторые характеризуют свойства базовых критериев качественно и количественно. Свойства всех базовых критериев упорядочены по генезису и сведены в систему, которая позволяет достаточно быстро и точно установить связь между ними и классифицировать их. Система может быть использована не только для выбора количественных параметров при построении моделей разного масштаба, но и для автоматизированного использования в производственных целях геологоразведочных работ (ГРР). При этом классификацию базовых критериев нефтегазоносности можно использовать на всех этапах ГРР. На начальных региональном и поисково-оценочном этапах, когда с низкой долей вероятности можно судить лишь о типе осадочного бассейна и обстановках осадконакопления, можно спрогнозировать свойства нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов, типы ловушек и флюидоупоров. При наличии всех статических базовых критериев можно моделировать процесс формирования залежей углеводородов, включая генерацию, миграцию, аккумуляцию и последующие постаккумуляционные процессы. Если же месторождение находится на стадии разведки или разработки, то классификации помогут верифицировать геологические и гидродинамические модели с учетом привязки к региональному и зональному планам и правильно идентифицировать геологические особенности изучаемого объекта и выбрать геологические аналоги осваиваемого участка недр.

Ключевые слова: нефтегазоносность, базовые и дополнительные критерии, нефтегазоматекринская толща, породы-коллекторы, ловушка, флюидоупор, процессы, генерация, миграция, аккумуляция, консервация

Для цитирования: Ступакова А.В., Поляков А.А., Малышев Н.А., Сауткин Р.С., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Волянская В.В., Осипов С.В., Большакова М.А., Суслова А.А., Калмыков А.Г., Ситар К.А., Воронин М.Е., Карпушин М.Ю., Мордасова А.В., Коробова Н.И. (2023). Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна. *Георесурсы,* 25(2), с. 5–21. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1

Введение

Для поиска месторождений нефти и газа используются критерии нефтегазоносности осадочного бассейна, то есть признаки, по которым характеризуют нефтегазоносность осадочного бассейна. Это могут быть прямые признаки – нефте- и газопроявления, но в большинстве случаев это косвенные геологические признаки, которые указывают на работу углеводородной системы, то есть совокупность природных факторов, которые обусловливают генерацию углеводородов (УВ) и их последующую миграцию и аккумуляцию в залежи. Углеводородная система включает в себя очаг нефтегазогенерации и все углеводороды, сгенерированные в этом очаге, а также все элементы и процессы, необходимые для образования скоплений нефти и газа (Magoon, Dow, 1994). К элементам углеводородной системы относят нефтегазоматеринскую толщу, породу-коллектор, ловушку и флюидоупор, а также основные процессы: формирование ловушек, генерацию, миграцию и аккумуляцию/консервацию нефти и газа. Описание элементов углеводородной системы и анализ процессов ее работы требуют разработки критериев их оценки.

Критерии могут быть базовыми и дополнительными. Базовыми считаются те, без которых невозможна работа углеводородной системы и, как следствие, формирование месторождения. Отсутствие одного из базовых критериев повышает вероятность отрицательного результата геологоразведочных работ (ГРР) до 100%. Дополнительные критерии характеризуют свойства базовых критериев качественно и количественно.

Базовые критерии подразделяются на статические и динамические (рис. 1). К статическим критериям относятся элементы углеводородной системы, которые можно выделить в разрезе осадочного чехла, т.е. нефтегазоматеринская толща, коллектор, ловушка и флюидоупор. Динамические критерии отражают процесс формирования залежи – генерацию, миграцию, аккумуляцию и консервацию или постаккумуляционные процессы (рис. 2).

Изучение процессов как ключевых базовых критериев нефтегазоносности является важным требованием методологии поисково-разведочных работ. Углеводородная система динамична, она постоянно меняется под действием протекающих в ней процессов (Малышев,

* Ответственный автор: Роман Сергеевич Сауткин
e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Никишин, 2011). Знание базовых процессов формирования залежи имеет не меньшее значение, чем поиск в разрезе осадочного чехла нефтегазоматеринских толщ, коллекторов, ловушек и покрышек (флюидоупоров). Однако косвенные признаки, по которым можно проследить процесс формирования залежи в разрезе осадочного чехла, остаются до конца не разработанными.

Методы геологоразведочных работ на нефть и газ направлены на получение информации о критериях нефтегазоносности осадочного бассейна для решения задач поиска и разведки месторождений нефти и газа. Большой объем информации требует ее ранжирования, систематизации, создания справочников, классификаций, типизаций и методологий, по которым можно быстро определить критерий нефтегазоносности и его свойства. Информация постоянно обновляется, применяются новые методы исследования, появляются новые параметры, которые должны быть встроены в систему анализа критериев нефтегазоносности. Это требует создания их классификаций по единому принципу (рис. 3). Единые принципы ранжирования информации позволяют автоматизировать систему и быстро принимать решения с учетом возможных рисков.

Цель настоящей работы – создать систему классификаций для элементов нефтегазовой (углеводородной) системы. И, как следствие, одной из основных задач стало

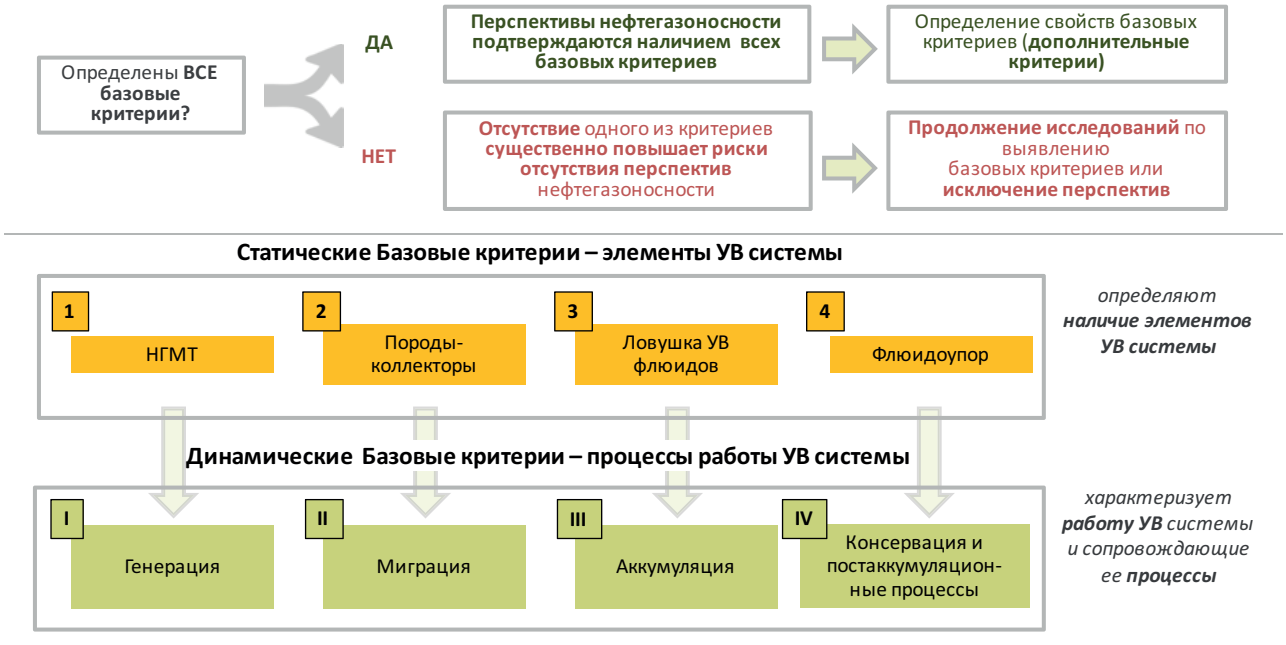


Рис. 1. Базовые критерии нефтегазоносности

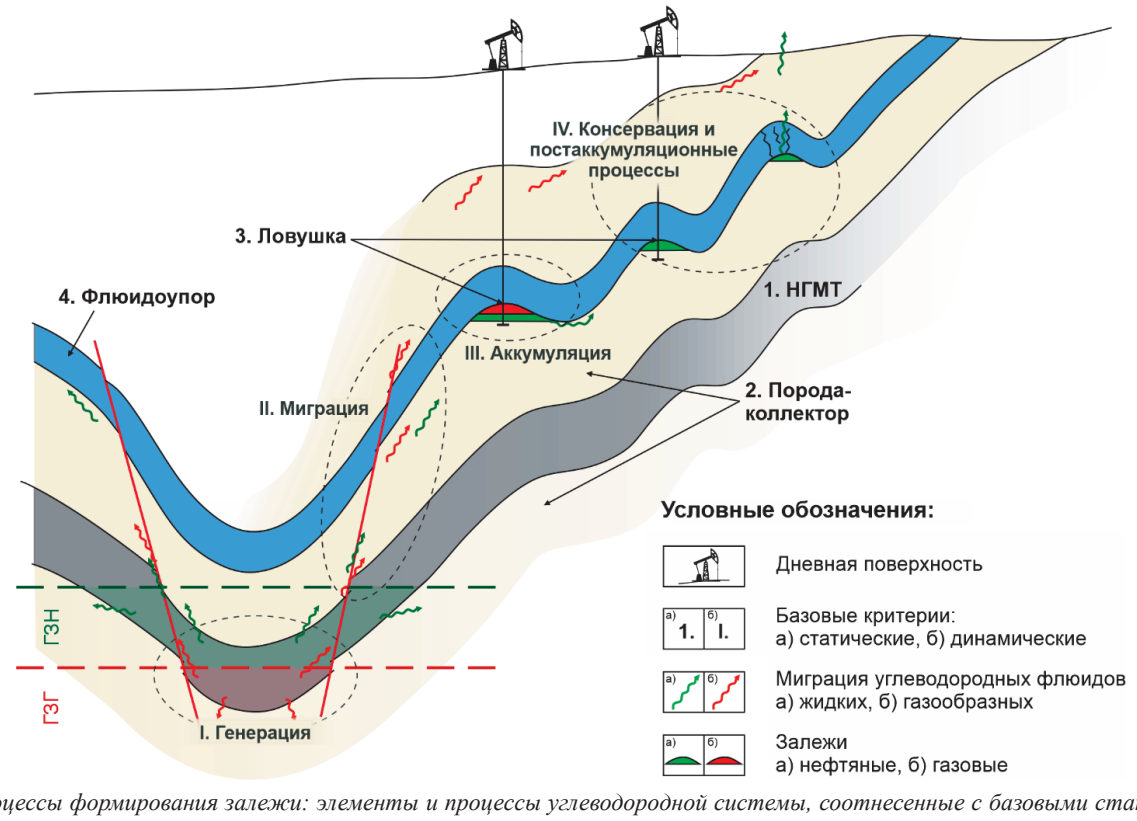


Рис. 2. Процессы формирования залежи: элементы и процессы углеводородной системы, соотнесенные с базовыми статическими и динамическими критериями

Рис. 3. Структура классификации базовых статических критериев

формулирование и формализация принципов классификаций элементов нефтегазовой системы (как объектов, так и процессов, входящих в ее состав) и определение их характеристик.

В данной работе предлагается ранжировать привычные для нас критерии нефтегазоносности по единому генетическому признаку. Зная условия образования элементов углеводородной системы (ЭУС) можно спрогнозировать их свойства и, наоборот, по свойствам установить генетический тип. Для ранжирования ЭУС по генезису систематизирована классификация обстановок осадконакопления с указанием наиболее благоприятных условий для образования нефтегазоматеринских толщ, коллекторов, флюидоупоров и литологических ловушек нефти и газа. В разработанных классификациях базовых критериев приведены те свойства, которые определяют их тип. Эти свойства являются справочным материалом для характеристики базовых критериев и выбора поискового объекта.

Нефтегазоматеринская толща и процесс генерации углеводородов

Нефтегазоматеринская толща (НГМТ) – это толща тонкозернистых осадочных пород, содержащих ОВ, которая при определенных термобарических условиях способна генерировать и выделять жидкие и газообразные углеводороды в количествах, достаточных для формирования месторождений нефти и газа (Баженова и др., 2000). Геологический этап, когда нефтегазоматеринская толща находится в условиях температур и давлений, при которых происходит наиболее интенсивная генерация нефтяных и газовых УВ, называется *главной фазой нефтегазообразования* (ГФН). Глубины, отвечающие главной фазе нефтеобразования, называются *главной зоной нефтегазообразования* (ГЗН). Структурные элементы осадочного бассейна, в пределах которых нефтегазоматеринские толщи вошли в главную зону нефтегазообразования, называются *очагом нефтегазообразования*.

Классификация НГМТ основывается на генезисе пород ее слагающих с указанием преобладающего литотипа пород и обстановок осадконакопления. Обстановки осадконакопления определяют тип органического вещества (ОВ) и его водородный индекс (HI). *Водородный индекс* отражает количество углеводородов, которое может быть сгенерировано из 1 г ОВ. С помощью дополнительных критериев оценивают качество нефтегазоматеринской толщи, в том числе количество и свойства ОВ и *катагенетическую зрелость*, то есть преобразованность ОВ под действием температур и давлений в катагенезе. По типу ОВ и его свойствам устанавливают фазовый состав генерируемых УВ. Обстановки осадконакопления определяют возможную суммарную мощность нефтегазоматеринской толщи для оценки объема сгенерированных УВ из ОВ пород (табл. 1).

Зная тип нефтегазоматеринской толщи и ее свойства, можно определить фазовый состав углеводородов в прогнозируемых месторождениях. Нефтяные углеводороды происходят преимущественно из толщ морского генезиса карбонатно-глинистого и карбонатно-кремнистого состава. УВ нефтяного ряда производят и озерные глинисто-кремнистые отложения. Наиболее высокопродуктивными отложениями, генерирующими нефть, являются высокоуглеродистые карбонатно-глинистые и глинисто-кремнистые породы относительно глубоководного шельфа, к которым относятся доманикоидные толщи Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов, баженовский горизонт Западной Сибири, хадумские отложения Предкавказья, куонамские отложения Восточной Сибири (Ступакова и др., 2015). Континентальные болотные и прибрежно-морские отложения содержат в большом количестве углистые прослои, которые резко повышают долю газа в составе генерируемых флюидов.

Процесс генерации углеводородов в осадочном бассейне оценивается по соответствию катагенетической зрелости органического вещества нефтегазоматеринской толщи главной фазе нефтегазообразования, по глубине зоны нефтегазообразования и по типу флюида (рис. 4).

Созревание органического вещества до того момента, когда нефтегазоматеринская толща вступит в главную фазу нефтегазообразования и начнет активно производить углеводороды, – процесс длительный и стадийный. В катагенезе выделяют следующие подстадии: протокатагенез, мезокатагенез и апокатагенез. Каждая из подстадий характеризуется определенными режимами, которым соответствуют различные значения параметров ОВ пород, таких как *показатель отражательной способности витринита* (R_0), T_{max} *пиролиза* и др. По этим значениям определяют, вступила ли нефтегазоматеринская толща в главную фазу нефтегазообразования. При этом для каждого типа ОВ рассчитывают значения, указывающие на начало активной фазы генерации углеводородов. Каждый тип ОВ в ходе преобразования выделяет определенное

Группа	Класс	Тип обстановки осадконакопления Группа фаций/фации	Литотип породы	Тип ОВ	HI, мгУВ/гТОС	$C_{орг}$, %: Средн.	$C_{орг}$, %: Мин.-макс.	Начало генерации: Стадия катагенеза	Начало генерации: T_{max}, °C	Начало генерации: R_o, %	Преобладающий тип генерируемого флюида	Элементный состав (О/Сат)	Элементный состав (Н/Сат)	Ожидаемая мощность, м
Глинисто-карбонатно-кремнистые	Континентальные	Болотные	Угли, углистые аргиллиты, аргиллиты, торф	III лимн.	150–300	3–5	0,5–80	$МК_2$–$МК_3$	448–459	0,65–1,15	Газ	0,2–0,3	0,75–0,95	<10
		Озёрные	Глинистые, кремнисто-глинистые породы	I	> 600	1,5	0,3–50	$МК_1$	430–438	0,5–0,65	Нефть	≤0,1	>1,45	5–20
	Прибрежно-морские (переходные)	Дельтовые	Угли, углистые алевролиты	III пар.	150–200	3–5	0,5–80	$МК_2$–$МК_3$	448–459	0,65–1,15	Газ	≥0,3	0,7–0,75	< 5
				III/IV	50–150	3–5	0,5 – 85	$МК_2$–$МК_3$	448–459	0,65–1,15	Газ	≥0,3	0,6–0,75	< 5
		Лагуны	Мергели, карбонатные аргиллиты аргиллиты, угли	III/II	250–350	6	1–50	$МК_1$–$МК_2$	430–448	0,5–0,85	Газ, нефть	0,1–0,3	0,95–1,15	5–30
	Морские	Шельф с карбонатной седиментацией	Мергели, карбонатные аргиллиты	II мелков.	300–600	2–5	0,5–25	$МК_1$	430	0,5–0,65	Нефть	0,1–0,2	1,15–1,35	10–100
		Шельф с терригенной седиментацией	Аргиллиты	II/III	250–350	2–4	0,5–45	$МК_1$–$МК_2$	438–448	0,5–0,85	Нефть, газ	0,1–0,3	0,95–1,15	10–100
		Относительно глубоководные впадины на шельфе	Высокоуглеродистые карбонатно-глинистые и глинисто-кремнистые породы	II глуб.	300–750	2–15	0,5–33	$ПК_3$–$МК_1$	425–430	0,5–0,65	Нефть	0,1–0,2	1,15–1,35	10–100
				IIS	300–750	2–13	0,5–30	ПК	425	0,4–0,65	Нефть	0,1–0,2 ($C_{орг}$/C = 0,03–0,06)	>1,0	10–100

Дополнительные критерии

Литотип и обстановка осадконакопления | Наличие и свойства ОВ | Катагенетическая зрелость НГМТ | Фазовый состав генерируемого УВ | Элементный состав ОВ | Мощность

Табл. 1. Классификация нефтегазоматеринских пород и их свойства

количество углеводородов в зависимости от приложенной температуры и времени ее воздействия и обладает своим собственным генерационным потенциалом. Процесс генерации нефти и газа описывается *кинетическим спектром деструкции керогена*, что необходимо для понимания объема генерируемых углеводородов на каждой стадии катагенеза и их фазового состава.

Зона нефтегазообразования зависит от температурного режима осадочного бассейна (истории геологического развития) и от типа ОВ нефтегазоматеринской толщи. Важную роль при этом играют глубинные тектонические процессы, скорость осадконакопления и длительность нахождения нефтегазоматеринской толщи в условиях главной зоны нефтегазообразования. Положение зоны нефтегазонакопления указывает на очаг нефтегазообразования, из которого поступают углеводороды. На рис. 5 представлены обобщенные данные о положении главных зон нефте- и газообразования по сведениям разных лет исследований и различных научных школ.

Нефтяные и газовые флюиды являются результатом процессов генерации. Тип флюида, свойства и количество можно спрогнозировать по типу нефтегазоматеринской толщи и условиям генерации. Косвенным признаком работы всей углеводородной системы является сходство состава и свойств ОВ и сгенерированного флюида.

Порода-коллектор и процесс миграции углеводородов

Существует много определений породы-коллектора. Большинство из них указывает на способность породы-коллектора отдавать флюиды при разработке месторождения. Так, например, по определению О.К. Баженовой

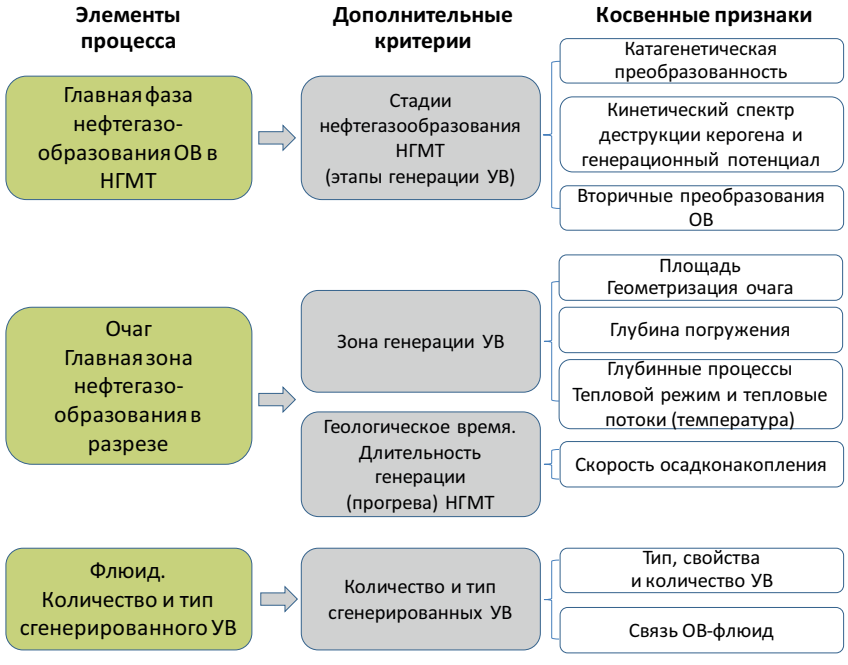


Рис. 4. Процесс генерации углеводородов, элементы процесса и критерии его определения

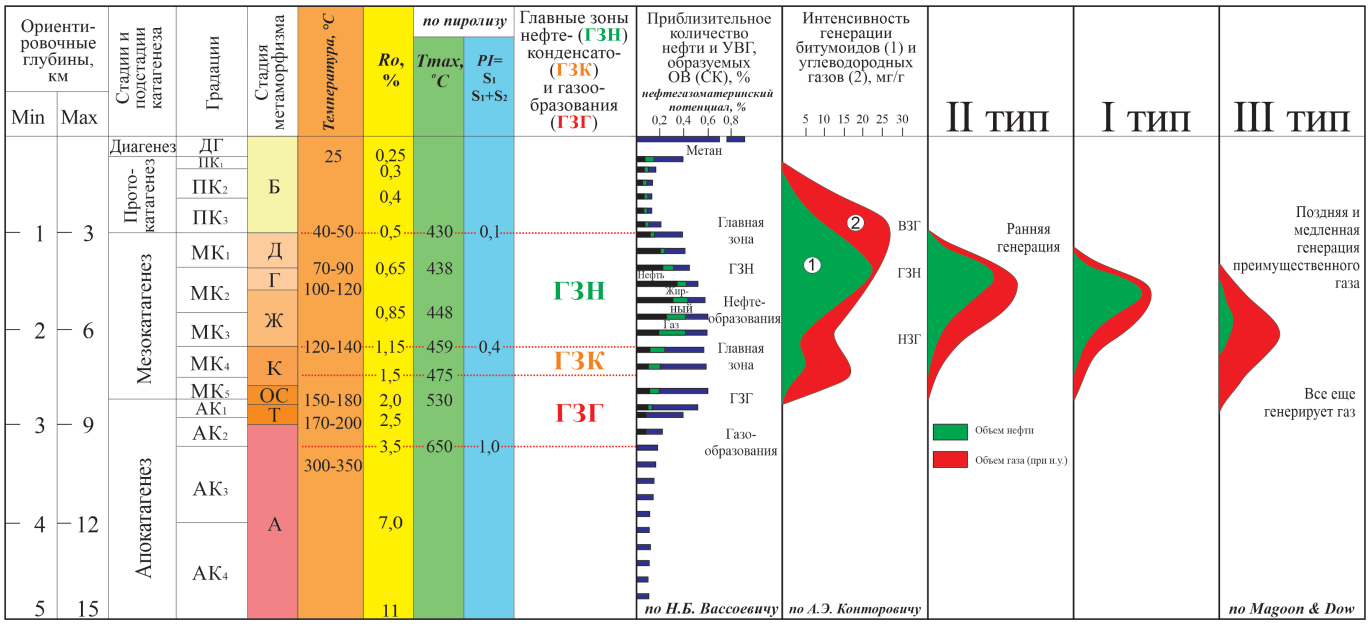


Рис. 5. Катагенетическая зрелость НГМТ и типы ОВ, способного генерировать разные УВ в зависимости от термобарических условий (по (Вассоевич, 1986; Espitalie, 1986; Вассоевич и др., 1984; Бурштейн и др., 1997, Конторович, 2004)). Градации метаморфизма: ПК – протокатагенез, МК – мезокатагенез, АК – апокатагенез. Стадии метаморфизма углей: Б – бурые, Д – длиннопламенные, Г – газовые, Ж – жирные, К – коксующиеся, ОС – отощенно спекающиеся, Т – тощие, А – антрациты. Зоны образования УВ: ГЗН – главная зона нефтеобразования, ГЗК – главная зона конденсатообразования, ГЗГ – главная зона газообразования

и Ю.К. Бурлина, «порода-коллектор – порода, которая обладает пустотным пространством, способным вмещать подвижные флюиды (воду, нефть, газ) и отдавать их в естественном источнике или в горной выработке (колодце, шахте, скважине)» (Баженова и др., 2000); породой-коллектором В.И. Ермолкин называет горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке (Ермолкин, Керимов, 2012). Однако есть породы, которые могут вмещать углеводороды, но практически не отдают их при разработке месторождения. Тем не менее эти породы пропускают углеводороды через себя и участвуют в качестве проводников в процессе миграции нефти, газа и воды от очага к залежи. Такие породы также должны быть отнесены к коллекторам. В залежи они часто рассматриваются как слабопроницаемые породы. Таким образом, породой-коллектором называется порода, которая обладает пустотным пространством, способным вмещать подвижные флюиды (воду, нефть, газ) и пропускать их через себя при наличии перепада давления.

Основным критерием выделения породы-коллектора является наличие пустотного пространства, которое вмещает нефть, газ и воду. Тип пустотного пространства может быть поровым, трещинным, каверновым или комбинацией этих типов. Он определяется условиями осадконакопления с последующими его изменениями

за счет вторичных постседиментационных процессов. Соответственно, как генезис пород, так и их вторичные изменения являются одними из основных критериев выделения и определения типа пород-коллекторов. Объем пустотного пространства оценивается *коэффициентом пористости*. Способность отдавать флюиды породой-коллектором определяется по ее фильтрационным свойствам и измеряется *коэффициентом проницаемости.*

В зависимости от решаемых задач разработаны многочисленные классификации пород-коллекторов, в основе которых лежат литологический состав, фильтрационно-емкостные свойства, морфологические признаки, генезис пустотного пространства и другие параметры. Наиболее распространено ранжирование по емкостно-фильтрационным свойствам пород (Теодорович, 1938; Леворсен, 1970; Смехов и др., 1958; Ханин, 1969; Бурлин, 197; Бурлин и др., 1991). Среди них есть классификации, разработанные отдельно для терригенных и карбонатных групп пород (Ханин, 1969; Багринцева, 1977, 2021).

Для емкостно-фильтрационных свойств песчано-алеврито-глинистых пород часто пользуются классификацией А.А. Ханина (1969), которая разработана для пород с межзерновой пустотностью и показывает тесную корреляционную связь между размером зерен пород, их пористостью и проницаемостью. Для карбонатных пород К.И. Багринцевой разработана классификация, в которой карбонатные породы ранжированы не только по их емкостно-фильтрационным свойствам, но и по их генезису (Багринцева, 1977, 1999, 2021).

Использование генезиса пород как основного критерия для выделения и ранжирования пород-коллекторов позволяет спрогнозировать их тип (поровый, трещинный, каверновый) в зависимости от условий и механизма его образования, а также оценить его долю в общем объеме данного генетического типа отложений (табл. 2). Рассматриваются группы терригенных, карбонатных и «нетрадиционных» коллекторов. К «нетрадиционным» относятся низкопроницаемые вулканогенно-осадочные, глинисто-кремнистые, а также метаморфические и интрузивные породы (табл. 3). Каждая группа пород-коллекторов подразделяется на литотипы по условиям их формирования и литологическому составу. Каждый литотип породы, в свою очередь, имеет характерные для него количественные значения пористости и проницаемости и может рассматриваться как тип коллектора согласно классификациям, разработанным для терригенных пород А.А. Ханиным, а для карбонатных пород К.И. Багринцевой.

С породой-коллектором связаны процесс *миграции углеводородов*, *перемещение их из нефтегазоматеринской толщи в коллектор и движение по коллектору в зону наименьшего давления*. Миграция – сложный и стадийный процесс, который описан в работах В.П. Савченко (1952), С.А. Пунановой (1974), В.А. Чахмахчева (1983), А.А. Бакирова (1976, 1990), В.И. Ермолкина (2012) и др. Понимание этого процесса позволяет спрогнозировать пропущенные залежи по пути движения флюидов.

Критерии оценки возможности миграции углеводородов в породе-коллекторе связаны с тремя элементами – участниками этого процесса. Первый элемент – это сама порода-коллектор. Изменения ее состава и пустотного пространства из-за фильтрации флюида, капиллярных явлений и эпигенетических преобразований являются косвенными признаками миграции флюида по коллектору. Второй элемент процесса – это флюид. Изменения состава и свойств мигрирующих флюидов косвенно указывают на их перемещение по пласту. Третьим элементом миграции является геологический разрез, структурный план бассейна и его термобарические условия. Все три элемента определяют направление и дальность миграции углеводородов (рис. 6).

Ловушка и процесс аккумуляции углеводородов (формирование залежи)

Ловушка – часть природного резервуара, в которой создаются условия для аккумуляции флюидов в залежи. Это определение использовали многие отечественные и зарубежные ученые, например А.А. Бакиров (1976), И.О. Брод (1951), Н.Б. Вассоевич (1986), Справочник по геологии нефти и газа (1984), М.К. Калинко (1987), А.И. Леворсен (1970), Г.А. Габриэлянц (1975) и др. В.В. Семенович (Семенович и др., 1987) определил ловушку как часть природного резервуара, в которой устанавливается равновесие между силами, вызывающими перемещение флюидов (воды, нефти и свободного газа) в породах, и препятствующими ему силами. В ловушке возникает статическое равновесие, которое является причиной аккумуляции углеводородов в залежи.

Существует большое количество классификаций ловушек и соответствующих им залежей нефти и газа. В основе большинства из них лежит морфогенетический принцип ранжирования ловушек как по генезису их образования, так и по их форме. Учет генетических и морфологических принципов ранжирования ловушек вызван необходимостью рационального применения комплекса геолого-геофизических работ для их выявления. В зависимости от причин, обусловливающих возникновение ловушек, выделяют три основные группы: структурные, стратиграфические и литологические. В каждой группе ловушек по механизму формирования выделяют классы. В группе структурных ловушек различают сводовые (антиклинальные), моноклинальные малоамплитудные и тектонически экранированные (табл. 4). В группе стратиграфических ловушек выделяют эрозионные ловушки и ловушки, сформированные процессами диапиризма и вулканизма (табл. 5). В группе литологических ловушек выделяют ловушки фациального замещения, биогенные и постседиментационные. Каждый класс этих ловушек подразделяется на типы по морфологии и имеет характерные признаки его выделения (табл. 6). Зная особенности геологического строения осадочного бассейна, можно определить зону с наиболее вероятным типом ловушек и их положение в разрезе.

Аккумуляция углеводородов в залежи – это процесс образования единичного скопления нефти или газа в ловушке, когда мигрирующие в зону наименьшего давления флюиды переходят в статическое равновесие. Элементами этого процесса являются ловушка, в которой происходит формирование залежи, углеводороды и пластовая вода. Косвенными признаками, по которым оценивают этот процесс, являются время формирования ловушки и время ее возможного заполнения, соотношение размера залежи к размеру ловушки, гидродинамические условия залежи, фазовое распределение углеводородов и состав пластовых вод в зоне контакта углеводороды – вода.

Группа	Класс	Тип обстановки осадконакопления. Группа фаций/Фации	Литологический состав/Литотип	Тип коллектора	$К_п$, %	$К_{пр}$, мД	Класс коллектора		Доля в объёме отложений
Терригенные	Континентальный	Ледниковые. Флювио-гляциальные. Зандры, озы, камы	Песчаники, алевролиты	Поровый, крупно-средне обломочный, плохой сортировки	1–10	1–10	V	Оценочная классификация (по Ханину, 1987))	0,01
		Предгорные (склоновые). Продукты выветривания и гравитационного переноса. Коллювий, элювий	Конгломераты, брекчии. Полимиктовые	Поровый, крупно обломочный, плохой сортировки	1–10	1–10	V		0,1
		Предгорные (склоновые). Пролювиально-аллювиальные. Русла	Конгломераты, брекчии. Полимиктовые	Поровый, крупно обломочный, плохой сортировки	1–5	1–10	V		0,1
		Предгорные (склоновые). Пролювиально-аллювиальные. Конус выноса	Конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты. Грубообломочные, полимиктовые	Поровый, крупно обломочный, плохой сортировки	1–5	1–10	V		0,1
		Аллювиальные. Спрямленные реки. Русла	Песчаники. Крупнозернистые, среднезернистые, грубообломочные, полимиктовые	Поровый, крупно-средне-мелкозернистый, средней сортировки	10–20	10–100	IV		0,2
		Аллювиальные. Ветвящие реки. Русла	Песчаники. Крупнозернистые, среднезернистые, мелкозернистые, полимиктовые	Поровый, крупно-средне-мелкозернистый, средней сортировки	15–20	100–500	III		0,3
		Аллювиальные. Меандрирующие реки. Русла	Песчаники, алевролиты. Крупнозернистые, среднезернистые, мелкозернистые, полимиктовые	Поровый, крупно-средне-мелкозернистый, средней сортировки	15–20	100–500	III		0,4
		Аллювиальные. Меандрирующие реки. Пойма (пески разливов)	Песчаники. Тонкозернистые (алевролиты крупнозернистые). Алевролиты. Мелкозернистые, полимиктовые	Поровый, мелкозернистый, плохой сортировки	5–15	10–100	IV		0,2
		Эоловые. Дюны, барханы	Песчаники, алевролиты	Поровый средне-мелкозернистый хорошей сортировки	5–15	10–500	IV–III		0,2
	Прибрежно-морской (переходный)	Дельтовые. Флювиальные. Распределительные каналы, фронт дельты (устьевые бары)	Песчаники. Среднезернистые, мелкозернистые, тонкозернистые (алевролиты крупнозернистые). Алевролиты. Полимиктовые, мезомиктовые, олигомиктовые	Поровый, средне-мелкозернистый средней сортировки	15–25	100–500	III		0,4
		Дельтовые. Приливно-отливные (эстуарии). Приливная коса, приливно-отливной бар	Песчаники. Среднезернистые, мелкозернистые, тонкозернистые (алевролиты крупнозернистые). Алевролиты. Полимиктовые, мезомиктовые, олигомиктовые	Поровый, средне-мелкозернистый средней сортировки	15–25	100–500	III		0,4
		Приливно-отливное побережье. С терригенной седиментацией. Приливно-отливные каналы, береговой склон	Песчаники. Среднезернистые, мелкозернистые, тонкозернистые (алевролиты крупнозернистые). Алевролиты. Полимиктовые, мезомиктовые, олигомиктовые	Поровый, средне-мелкозернистый средней сортировки	15–25	100–500	III		0,4
		Волновое побережье (барьерного типа). С терригенной седиментацией. Бары, гряды, пляж	Песчаники. Крупнозернистые, среднезернистые, мелкозернистые, тонкозернистые. Алевролиты. Мезомиктовые, олигомиктовые, мономиктовые, кварцевые	Поровый, крупно-средне-мелкозернистый, хорошей сортировки	20–30	500–1000	I–II		0,6
	Морской	Шельф. С теригенной седиментацией. Штормовые гряды, протоки сгонно-нагонных течений, вдольбереговые валы, рифели	Песчаники. Мелкозернистые, тонкозернистые. Алевролиты. Тонкозернистые. Мезомиктовые, олигомиктовые, мономиктовые, кварцевые	Поровый, преимущественно мелкозернистый средней и плохой сортировки	5–10	10–100	IV		0,3
		Склон. С преобладанием гравитационных процессов.Каналы и конусы выноса мутьевых и зерновых потоков	Песчаники. Среднезернистые, мелкозернистые, тонкозернистые (алевролиты крупнозернистые). Алевролиты. Полимиктовые, мезомиктовые, олигомиктовые	Поровый, средне-мелкозернистый средней сортировки	10–20	0,1–10	V		0,2
		Склон. С преобладанием гравитационных процессов.Продукты гравитационного переноса (оползни и олистостромы)	Песчаники. Мелкозернистые. Конгломерато-брекчии, брекчии. Полимиктовые, олигомиктовые	Поровый, преимущественно мелкозернистый средней и плохой сортировки	1–5	1–10	V		0,2
		Глубоководная равнина. Морских и океанических течений. Контуриты	Песчаники. Среднезернистые, мелкозернистые. Алевролиты.	Поровый, средне-мелкозернистый средней сортировки	Н/Д	Н/Д	Н/Д		Н/Д
Карбонатные	Прибрежно-морской (переходный)	Приливно-отливное побережье. С карбонатной седиментацией. Себха	Известняки (мадстоуны), доломиты	Порово-трещинные, трещинный	1–15	1–50	V–VI	Оценочная классификация (по Багринцева, 1977))	0,2
		Приливно-отливное побережье. С карбонатной седиментацией. Приливно-отливные каналы	Известняки литокластовые, биокластовые. Доломиты замещения (вторичные)	Трещинный, трещинно-каверновый	10–15	50–100	IV–V		0,3
		Волновое побережье (барьерного типа). С карбонатной седиментацией. Лагуны, бары, пляжи	Известняки пеллоидные (пакстоун), оолитовые (грейнстоун), литокластовые (грейндстоун, рудстоун)	Поровый	15–25	100–500	II–III		0,5
	Морской	Шельф. С карбонатной седиментацией (окаймлённый шельф, рамп). Одиночные рифы, биогермы, биостромы	Известняки биогермные, в том числе рифы	Поровый, каверно-поровый	20–35	500–1000	I		0,6
		Относительно глубоководная впадина на шельфе. Морских и океанических течений	Известняки	Трещинный	1–5	0,1–1	VI		0,2

Дополнительные критерии

Литотип и обстановка осадконакопления | Структура пустотного пространства | ФЕС пород | Мощность

Табл. 2. Классификация терригенных и карбонатных пород-коллекторов

Класс	Механизм формирования	Литологический состав	Тип коллектора	$К_п$, %	$К_{пр}$, Мд
Вулканогенно-осадочные (магматические?)	Вулканическая деятельность	Туфы, туффиты, туфо-песчаники, туфо-алевролиты	Смешанный (трещино-поровый, трещинный)	< 10	< 1
Глинисто-кремнистые	Катагенетические преобразования	Глинисто-кремнистые разности	Смешанный (трещино-поровый)	< 15	< 1
Метаморфические и интрузивные	Гипергенез (выщелачивание, гидротермальный)	Выветривание магматических и метаморфических пород (порфиры и порфириты)	Поровый	< 10	< 1
		Сланцы, серпентиниты	Трещинный, порово-трещинный		
Дополнительные критерии					
Литотип и обстановка осадконакопления			Структура пустотного пространства	ФЕС пород	

Табл. 3. Классификация вулканогенно-осадочных, глинистых, метаморфических и интрузивных пород-коллекторов

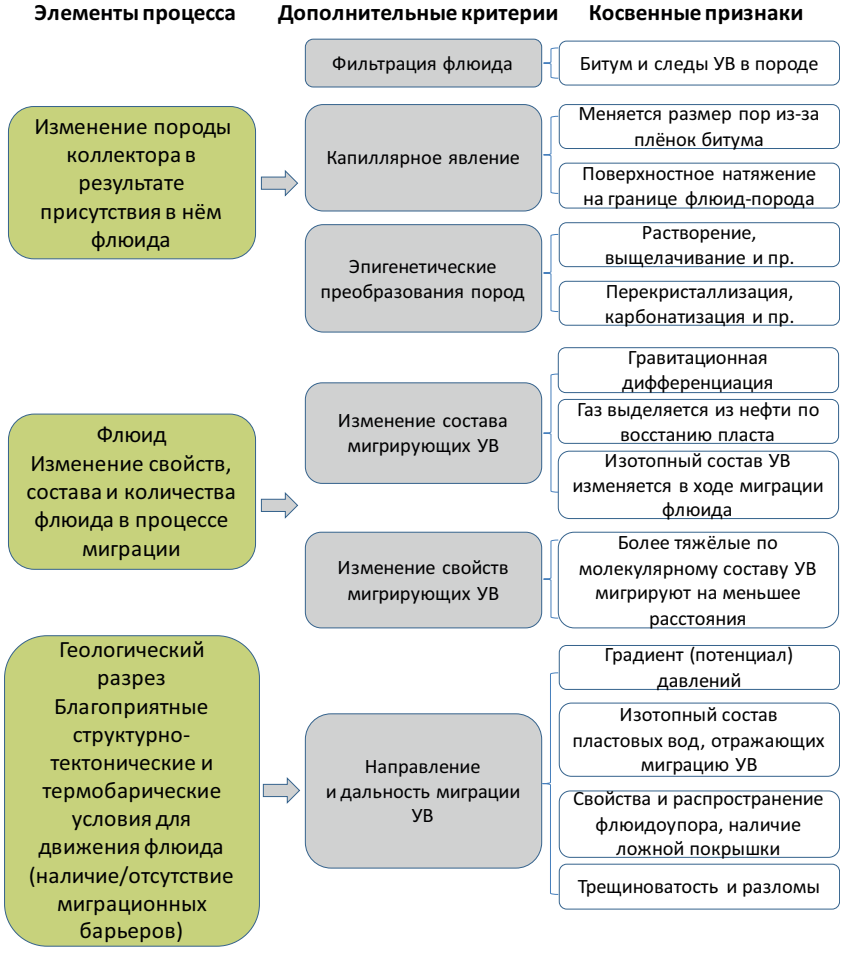


Рис. 6. Процесс миграции углеводородов: элементы процесса и критерии его определения

Все эти признаки необходимо учитывать при оценке ресурсов и запасов залежи (рис. 7).

Флюидоупор и постаккумуляционные процессы

Флюидоупор – это породы, которые препятствуют миграции нефти, газа и воды из породы-коллектора при определенных термобарических условиях. Флюидоупоры, непосредственно перекрывающие скопления углеводородов в залежи, часто называются *покрышками.* По существующим классификациям флюидоупоров их выделяют по трем независимым друг от друга свойствам: *площади распространения* (региональные, субрегиональные, зональные, локальные), *соотношению с этажами нефтегазоносности* (межэтажные и внутриэтажные) и *литологическому составу* (однородные глинистые, карбонатные, галогенные и неоднородные смешанные и расслоенные) и лишь фрагментарно определяют качество экранирующих свойств. Породы-флюидоупоры образуются в различных обстановках осадконакопления, где имеются условия для накопления тонкодисперсного материала. Они могут быть представлены как терригенными, так и карбонатными осадочными породами. Флюидоупорами могут служить и другие природные образования криогенной, магматической и гипергенной природы или плотные породы, сформированные вторичным минералообразованием.

Каждый генетический тип флюидоупора охарактеризован по литологическому составу и фильтрационным

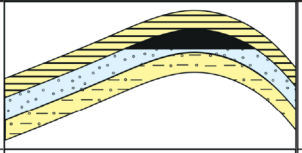
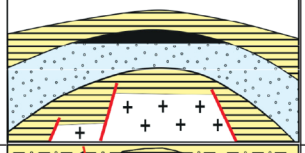
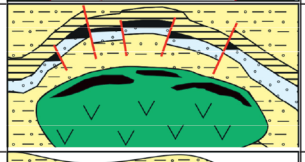
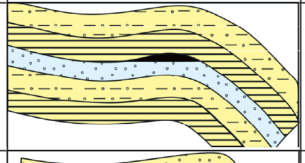
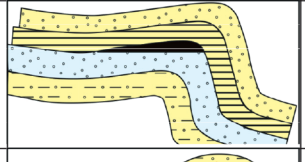
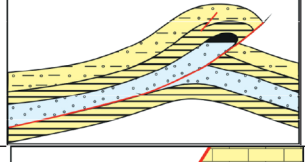
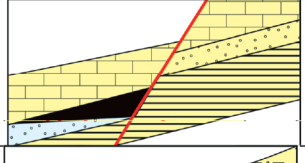
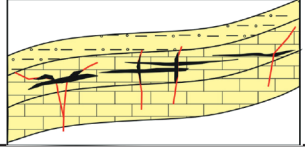
Группа	Класс	Тип	Схема	Характерные признаки
Структурные	Сводовые (антиклинальные)	Линейные валообразные структуры		Инверсионные валы над глубокими прогибами - перегиб слоев разреза без потери мощности. Распространены в осадочном чехле платформ.
		Сводовые поднятия по фундаменту		Перегиб слоев разреза над поднятием с частичной потерей мощности над куполом и налеганием пород на склоны поднятия. Распространены в пределах сводов.
		Соляно-куполные антиклинальные над поверхностью диапира		Антиклинальные складки над диапирами в солеродных бассейнах
	Моноклинальные (малоамплитудные)	Структурные носы на моноклинальных склонах - антиклинальное осложнение моноклинали		Антиклинальное осложнение моноклинали, вытянутое по направлению её падения. Встречаются на платформах, в зонах обрамления крупных впадин и прогибов
		Флексуры на моноклинальных склонах		Антиклинальное осложнение моноклинали. Наличие приподнятых и опущенных крыльев. Распространены на платформах, в краевых прогибах
	Тектонически экранированные	Структуры зон надвигов		Пластинчатое строение, высокая степень тектонической нарушенности, удвоение разреза при нарушении слоев взбросами. Области развития складчато-надвиговых деформаций: передовые, краевые прогибы
		Экранированные по разлому		Резкое изменение глубины залегания горизонта до и после разлома. Сбросовые разрывные нарушения, смещения различной протяжённости. Рифтовые системы/грабены. Блоковое строение залежи
		Линзы тектонической трещиноватости		Преимущественно в карбонатных породах. Участки вблизи разрывных нарушений.

Табл. 4. Типы структурных ловушек и признаки их наличия (с использованием материалов (Брод, 1951; Леворсен, 1970; Еременко и др., 1996; Баженова и др., 2000; Поляков и др., 2015))

свойствам (табл. 7). Понимание обстановок осадконакопления и постседиментационной истории преобразований (рис. 8) позволяет прогнозировать распространение литологических типов и свойств флюидоупоров по площади, что, в свою очередь, позволяет ранжировать тип флюидоупора по проницаемости следующим образом:

I – непроницаемый для нефти и газа;

II – непроницаемый для нефти, но слабопроницаемый для газа;

III – непроницаемый или слабопроницаемый для нефти, но диффузионно- и фильтрационно-проницаемый для газа;

IV – фильтрационно-проницаемый для нефти и газа.

Тип флюидоупора по проницаемости является наиболее значимым параметром классификации, так как позволяет оценить фазовый состав углеводородов в ловушке. Например, если мы предполагаем, что флюидоупор в потенциальной ловушке относится к III типу, то, скорее всего, в залежи могли сохраниться только нефтяные углеводороды, а газ не был удержан в залежи.

Литотипы и обстановки осадконакопления пород-флюидоупоров определяют их свойства. Высокими экранирующими свойствами обладают монтмориллонитовые или монтмориллонит-гидрослюдистые смешанно-слойные образования. Менее пластичные и менее прочные каолинитовые и гидрослюдисто-каолинитовые глины ухудшают свойства флюидоупора, повышая его проницаемость. Чем неоднороднее покрышка, тем, как правило, хуже ее экранирующие свойства. Так, глины без примеси более грубообломочных частиц обладают высокими изолирующими свойствами, но встречаются они крайне редко. Песчаная и алевритовая примесь в глинах ухудшает пластичность и увеличивает проницаемость, соответственно, резко снижает экранирующие свойства.

Среди хемогенных покрышек широко распространены эвапоритовые породы (каменная соль, ангидрит, гипс, хемогенные известняки и доломиты) и глинистые карбонаты. Высокая пластичность каменной соли, в особенности галита, сохраняющаяся в условиях больших глубин, обеспечивает высокие экранирующие способности этих

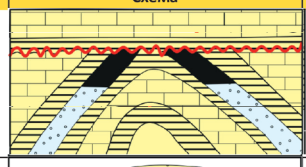
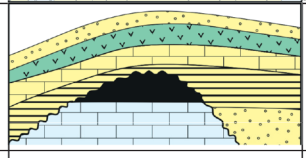
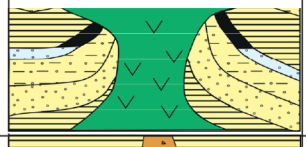
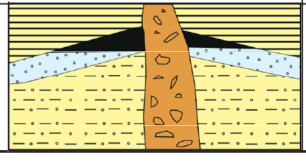
Группа	Класс	Тип	Схема	Характерные признаки
Стратиграфические	Эрозионные	Экранированные несогласно залегающими отложениями		Участки стратиграфических угловых несогласий на антиклиналях или моноклиналях. Интервалы разреза, соответствующие периодам структурных перестроек
		Эродированные выступы погребённого палеорельефа		Останцы палеорельефа, выступы кристаллического фундамента, древние коры выветривания. Приурочены к платформенным областям, сводам
	Диапиризма и вулканизма	Экранированные карнизом диапира		Кровля пласта ограничена карнизом диапира. Распространены в солеродных бассейнах
		Экранированные жерлом грязевого вулкана интрузивными породами		Кровля пласта ограничена жерлом грязевого вулкана, интрузивными породами. Распространены в складчатых, платформенных областях, в грабенах

Табл. 5 Типы стратиграфических ловушек и признаки их наличия (с использованием материалов (Брод, 1951; Леворсен, 1970; Еременко и др., 1996; Баженова и др., 2000; Поляков и др., 2015))

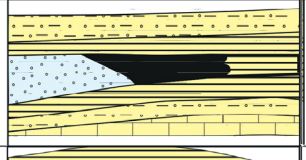
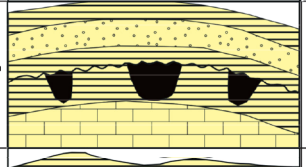
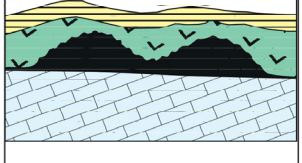
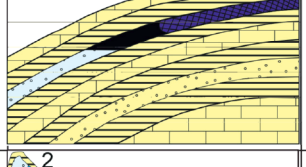
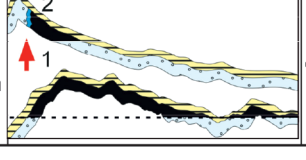
Группа	Класс	Тип	Схема	Характерные признаки
Литологические	Фациального замещения	Выклинивание пласта. Фациальное замещение по восстанию пласта		Размещаются на моноклиналях, на бортах прогибов, впадин, на склонах сводов и мегавалов. Подошвенное прилегание к поверхности. Дистальная часть клиноформ, конусы выноса мутьевых потоков
		Линзы проницаемых пород в толще непроницаемых		Шнурковые/рукавообразные (русла палеорек, контуриты), линзовидные (прибрежно- и мелководно-морские: пляжи, бары, валы, косы; шельфовые: песчаные гряды), олистостромы.
	Биогенные (рост биопродуцентов)	Рифы		Приуроченность к палеогеографическим зонам борвки склона шельфа. Холмовидный облик, увеличение мощности органогенных построек рифов при скоращённой мощности их возрастных аналогов
		Банки, биогермы, биостромы		Округлые, холмовидные, имеющие плоскую подошву тела различных размеров, палеогеографические условия карбонатного шельфа
	Постседиментационные (вторичное преобразование пород)	Окисления (запечатывания асфальтом, гипергенез)		Зоны разрушения залежей на склонах крупных эрозионных сводов и поднятий. Экранирующая пачка представлена продуктами гипергенного преобразования нефтей – мальт, асфальтов и асфальтитов
		Экранированные непроницаемыми зонами вторичных преобразований пород		Зоны вторичного преобразования пород в зонах древних ВНК. Формируются в результате миграции флюидов и их воздействия на породу в зоне контактов газ-нефть-вода

Табл. 6. Типы стратиграфических ловушек и признаки их наличия (с использованием материалов (Брод, 1951; Леворсен, 1970; Еременко и др., 1996; Баженова и др., 2000; Поляков и др., 2015))

толщ. Гипс по пластическим и экранирующим свойствам близок к каменной соли. Ангидрит же приобретает пластичность при больших давлениях. Качество карбонатных пород существенно хуже остальных литотипов, но они также могут выполнять роль флюидоупора.

Дополнительными критериями, которые необходимо оценивать при характеристике свойств флюидоупора, являются трещиноватость, проницаемость по газу, подверженность диффузии и давление прорыва. *Трещиноватость*, возникающая при уплотнении осадка

Рис. 7. Процесс аккумуляции углеводородов. Элементы процесса и критерии его определения

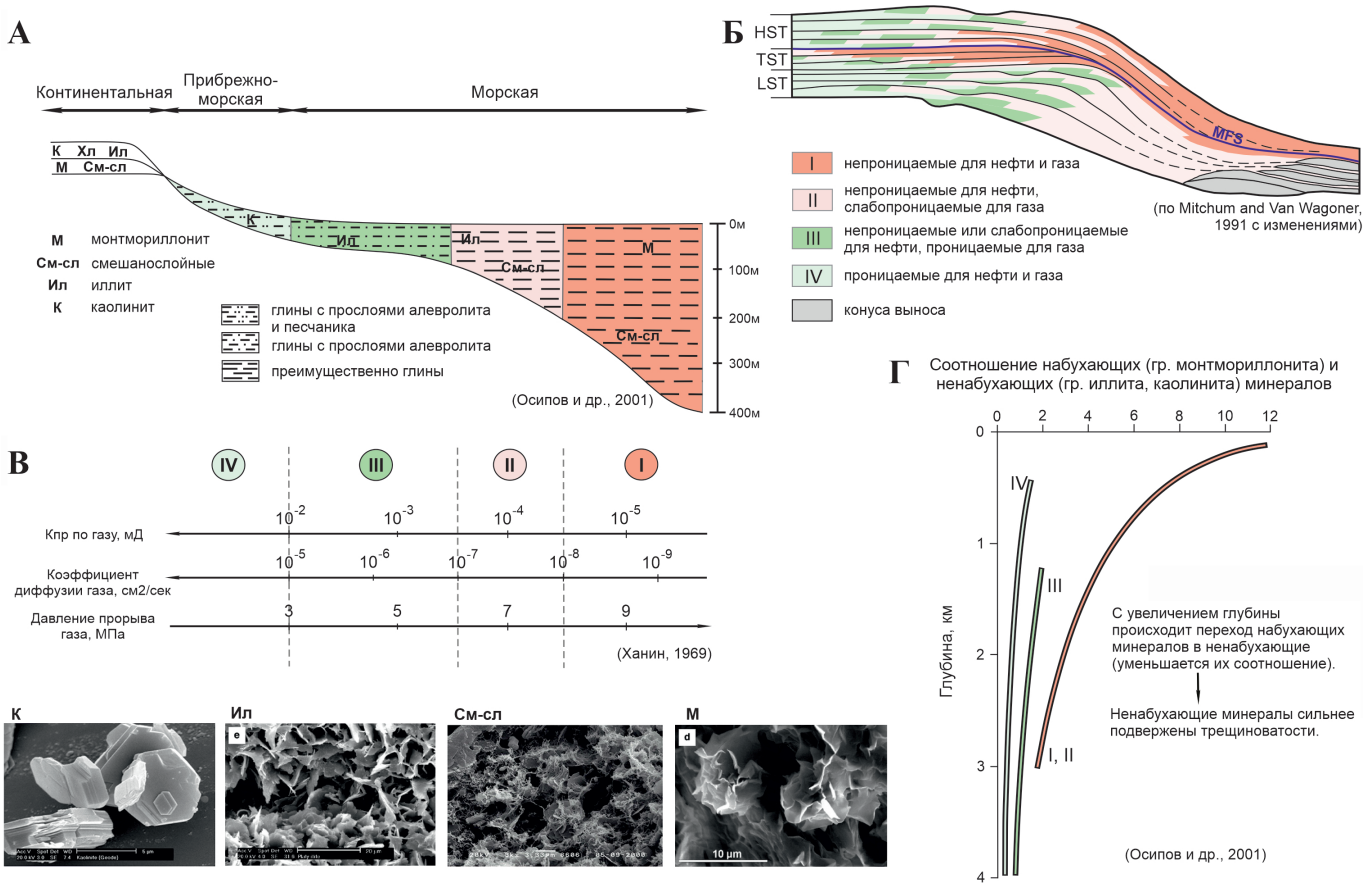


Рис. 8. Взаимосвязь генезиса и свойств глинистых флюидоупоров (с использованием материалов (А, Г – Осипов и др., 2001, Б – Mitchum, Van Wagon, 1991; В – Ханин, 1969))

или воздействии на породу тектонических процессов, приводит к нарушению сплошности флюидоупора и снижению его экранирующих свойств. *Проницаемость по газу* количественно отражает способность породы пропускать через себя флюид при перепаде давления. Любой флюидоупор частично пропускает через себя флюид, но с разной скоростью. Численно оценить пропускную способность породы позволяет *коэффициент диффузии* – количественная характеристика скорости перемещения флюида из области с высокой концентрацией в область с низкой концентрацией. Флюидоупор может долго сохранять свои экранирующие свойства при определенных давлениях и температурах. При резком увеличении давления в залежи или под влиянием внешних геологических процессов может произойти прорыв флюида через покрышку.

Группа	Класс	Тип обстановки осадконакопления. Группа фаций / Фации	Литологический состав породы/ Литотип	Тип по проницаемости		Характеристики				
						Трещиноватость	$К_{пр}$ по газу (мД)	Коэф-т диффузии газа ($см^2$/сек)	Давление прорыва (Мпа)	
Терригенный	Континентальный	Аллювиальные. Миандрирующие реки. Пойма	Глины. Неоднородные преимущественно каолинитовые, с прослоями алевролита и песчаника	IV	Фильтрационно-проницаемые для нефти и газа	Повышенная	$> 10^{-2}$	$> 10^{-5}$	< 3	
		Озерные. Гидрогеологически открытые, гидрогеологически закрытые	Глины. Различного минералогического состава от однородных до неоднородных с прослоями алевролита и песчаника	I-IV	От непроницаемых для нефти и газа, до диффузионно- и фильтрационно-проницаемых для нефти и газа	Различная	10^{-5}–>10^{-2}	10^{-10}–>10^{-5}	<3–>8	
	Прибрежно-морской (переходный)	Приливно-отливное побережье, Волновое побережье. Лагуны, марши, глинистая литораль.	Глины. Неоднородные преимущественно каолинитовые, с прослоями алевролита и песчаника	IV	Фильтрационно-проницаемые для нефти и газа	Повышенная	$> 10^{-2}$	$> 10^{-5}$	< 3	
		Дельтовые. Продельта и приливная воронка	Глины. Иллитовые, переслаивающиеся с алевролитами	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтрационно-проницаемые для газа	Есть микротрещины	10^{-3}–10^{-2}	10^{-7}–10^{-5}	3–5,5	
	Морской	Шельф. Штормовые гряды	Глины. Иллитовые, переслаивающиеся с алевролитами	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтрационно-проницаемые для газа	Есть микротрещины	10^{-3}–10^{-2}	10^{-7}–10^{-5}	3–5,5	
		Шельф. Шельфовая равнина	Глины. Преимущественно однородные иллит-монтмориллонитовые и иллитовые	II	Непроницаемые для нефти, слабопроницаемые для газа	Возможны микротрещины	10^{-4}	10^{-8}–10^{-7}	5,5–8	
		Относительно глубоководные впадины на шельфе	Глины. Однородные преимущественно монтмориллонитовые	I	Непроницаемые для нефти и газа	Не развита	10^{-5}	10^{-10}–10^{-9}	> 8	
Карбонатно-эвапоритовый	Континентальный	Озерные	Доломиты. Микрозернистые, ангидриты, гипсы, каменная соль	I-IV	От непроницаемых для нефти и газа, до диффузионно- и фильтрационно-проницаемых для нефти и газа	Различная	10^{-5}–>10^{-2}	10^{-10}–>10^{-5}	<3–>8	Для газовых залежей, приуроченных к карбонатным породам-коллекторам, характерны высокие значения пластового давления, что связано с соответствующими литолого-фациальными особенностями водоносных горизонтов
	Прибрежно-морской (переходный)	Приливно-отливное побережье. Карбонатные марши	Известняки. Водорослевые. Доломиты. Микрозернистые.	IV	Фильтрационно-проницаемые для нефти и газа	Повышенная	$> 10^{-2}$	$> 10^{-5}$	< 3	
		Приливно-отливное побережье. Себха, солончаки, солёные марши	Мергели. Трещиноватые, опесчаненные, Ангидриты, гипсы, каменная соль	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтрационно-проницаемые для газа	Есть микротрещины	10^{-3}–10^{-2}	10^{-7}–10^{-5}	3–5,5	
		Волновое побережье. Лагуна	Сульфатно-карбонатные породы	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтрационно-проницаемые для газа	Есть микротрещины	10^{-3}–10^{-2}	10^{-7}–10^{-5}	3–5,5	
			Ангидриты. С небольшой долей гипса и каменной соли	II	Непроницаемые для нефти, слабопроницаемые для газа	Возможны микротрещины	10^{-4}	10^{-8}–10^{-7}	5,5–8	
	Морской	Шельф. Шельфовая равнина	Известняки. Микрозернистые, мергели, карбонатные аргиллиты	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтрационно-проницаемые для газа	Есть микротрещины	10^{-3}–10^{-2}	10^{-7}–10^{-5}	3–5,5	
		Шельф. Зарифовая лагуна	Известняки. Микрозернистые, мергели, карбонатные аргиллиты, сульфатно-карбонатные породы	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтрационно-проницаемые для газа	Есть микротрещины	10^{-3}–10^{-2}	10^{-7}–10^{-5}	3–5,5	
			Ангидриты. С небольшой долей гипса и каменной соли	II	Непроницаемые для нефти, слабопроницаемые для газа	Возможны микротрещины	10^{-4}	10^{-8}–10^{-7}	5,5–8	
			Каменная соль, гипс	I	Непроницаемые для нефти и газа	Не развита	$<10^{-5}$	10^{-10}–10^{-9}	> 8	
		Относительно глубоководные впадины на шельфе	Известняки. Микрозернистые. Доломиты. Микрозернистые, сульфатно-карбонатные породы, высокоуглеродистые глинисто-карбонатные породы	III	Непроницаемые или слабопроницаемые для нефти, диффузионно- и фильтрационно-проницаемые для газа	Есть микротрещины	10^{-3}–10^{-2}	10^{-7}–10^{-5}	3–5,5	
			Ангидриты. С небольшой долей гипса и каменной соли	II	Непроницаемые для нефти, слабопроницаемые для газа	Возможны микротрещины	10^{-4}	10^{-8}–10^{-7}	5,5–8	
			Каменная соль, гипс	I	Непроницаемые для нефти и газа	Не развита	$<10^{-5}$	10^{-10}–10^{-9}	> 8	

Табл. 7. Классификация флюидоупоров

Группа	Класс	Тип обстановки осадконакопления. Группа фаций / Фации	Литологический состав породы/ Литотип	Тип по проницаемости		Трещино-ватость	$К_{пр}$ по газу (мД)	Коэф-т диффузии газа ($см^2$/сек)	Давление прорыва (Мпа)	
Неседиментационные	**Криогенные**	Условия частичного выхода за термо-барические границы существования газогидратов и льда	Частичный выход за границы t-р условий существования газогидратов и льда	**IV**	**Фильтрационно-проницаемые для нефти и газа**	Повышенная	**$> 10^{-4}$**	**$> 10^{-8}$**	**< 3**	*Диапазоны вариации параметров зависят от литологического состава водоносных пластов и типа глинистых минералов*
		Зоны развития многолетнемерзлых пород массивно-островного, прерывистого и сплошного типов	Лед в порах и системах микротрещин песчано-алевролитовых пород	**I**	**Непроницаемые для нефти и газа**	Не развита	**$< 10^{-5}$- 10^{-4}**	**$< 10^{-9}$–10^{-8}**	**> 8**	
		Территории с холодным климатом / относительно глубоководные озера, моря и океаны	Газогидраты, заполняющие пустотное пространство терригенных пород	**I**	**Непроницаемые для нефти и газа**	Не развита	**$< 10^{-5}$- 10^{-4}**	**$< 10^{-9}$–10^{-8}**	**> 8**	
	Магмати-ческие	Зоны внедрения интрузивных тел	Плотные интрузивные породы (долериты, гранитоиды и др.) от стекловатых до мелкокристаллических	**II-IV**	**От непроницаемых для нефти и газа, до диффузионно- и фильтационно-проницаемых для нефти и газа**	Различная	**10^{-4}–> 10^{-2}**	**10^{-8}–> 10^{-5}**	**<3–8**	
	Вторичного минерало-образования	Непроницаемые разломы, палео-ВНК и др.	Кварцевый / кальцитовый цемент, механическое уплотнение пород в разломах обстановок сжатия	**I-IV**	**От непроницаемых для нефти и газа, до диффузионно- и фильтационно-проницаемых для нефти и газа**	Различная	**$< 10^{-4}$–> 10^{-2}**	**$< 10^{-9}$–> 10^{-5}**	**<3–>8**	
	Гипергенные	Зоны окисления нефтяных залежей	Мальты, асфальты, асфальтиты и др.	**III–IV**	**От непроницаемых до проницаемых для нефти, диффузионно- и фильтационно-проницаемые для газа**	Возможно микротрещины	**$> 10^{-3}$**	**10^{-7}–> 10^{-5}**	**<3–5,5**	

Дополнительные критерии

Литотип и обстановка осадконакопления | Фильтрационные свойства | Геомеханические свойства

Табл. 7. Продолжение

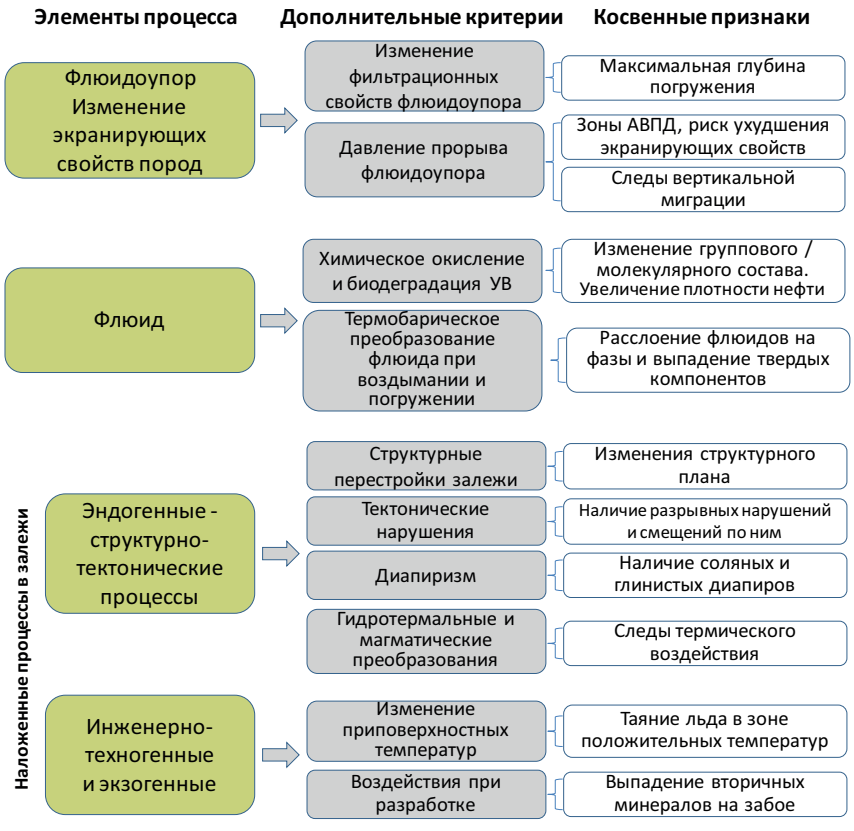


Рис. 9. Постаккумуляционные процессы в залежи: элементы процесса и критерии его определения

Для расчета этого состояния используют значение *давления прорыва*, установленное для каждого типа флюидоупора. Под давлением прорыва понимают перепад давления, при котором начинается фильтрация нефти или газа через покрышку.

К постаккумуляционным относятся процессы сохранения углеводородов в залежи (консервация) и вторичные процессы разрушения залежи. Главным элементом такого процесса является эволюция системы «флюидоупор – флюид». Изменение экранирующих свойств флюидоупора оценивается по глубине его залегания, изменению пластового давления и следам вертикальной миграции углеводородов над залежью. Процесс разрушения залежи может быть прослежен по изменению свойств флюида в залежи, окислению и биодеградации углеводородов. Для характеристики постаккумуляционных процессов в залежи необходимо оценить роль наложенных процессов, включая природные и инженерно-техногенные. Наложенные процессы могут сильно изменить первоначальный облик флюидоупора и привести к переформированию или разрушению залежи углеводородов (рис. 9).

Заключение

Рассмотрены базовые критерии нефтегазоносности, характеризующие элементы и работу углеводородной системы. Для каждого базового критерия разработаны дополнительные критерии в виде качественных и количественных характеристик. Дополнительные критерии стали основой создания классификаций каждого из базовых критериев нефтегазоносности. Генетический принцип лежит в основе создания классификаций и ранжирования базовых критериев.

Систематизированные свойства базовых критериев можно использовать для выбора месторождений-аналогов с целью анализа поисковых объектов и выбора рационального комплекса методов ведения геологоразведочных работ на нефть и газ, что позволяет выполнять оперативный анализ разнородных и объемных геологических данных.

Предлагаемый методический подход может быть использован для автоматизации выбора количественных параметров при построении моделей разного масштаба на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ.

Благодарность

Авторы выражают благодарность рецензентам за высокую оценку рукописи и рекомендации по изданию методического руководства, которое является «важным стратегическим инструментом оценки риска поисково-разведочных работ и средством поддержки принятия решений в нефтегазодобывающих компаниях».

Литература

Багринцева К.И. (2021). Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа и методы их изучения. М.: ФГУП ВНИГНИ, 330 с.

Багринцева К.И. (1977). Карбонатные породы коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 231 с.

Багринцева К.И. (1999). Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ, 285 с.

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2000). Геология и геохимия нефти и газа; Под ред. Б.А. Соколова. М.: Изд-во Моск. ун-та, 383 с.

Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С., Юдин Г.Т. (1976). Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М.: Высш. шк., 416 с.

Бакиров Э.А, Ермолкин В.И., Ларин В.И., Мальцев А.К., Рожков Э.Л. (1990). Геология нефти и газа. М.: Недра, 240 с.

Брод И.О. (1951). Залежи нефти и газа: формирование и классификация. М.-Л.: Гостоптехиздат, 351 с.

Бурлин Ю.К. (1976). Природные резервуары нефти и газа. М.: Изд-во Моск. ун-та, 135 с.

Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. (1991). Литология нефтегазоносных толщ. М.: Недра, 286 с.

Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. (1997). Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты). *Геология и геофизика*, (6), с. 1070-1078.

Вассоевич Н.Б. (1986). Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Наука, 368 с.

Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г., Конторович А.Э. и др. (1984). Под ред. Е.А. Глебовской. Моделирование процессов катагенеза органического вещества и нефтегазообразование. Л.: Недра, 139 с.

Габриэлянц Г.А. (1975). Генетическая и морфологическая классификации неантиклинальных ловушек нефти и газа. *Труды ВНИГНИ*. (173), с. 23–38.

Еременко Н.А., Чилингар Дж.В. (1996). Геология нефти и газа на рубеже веков. М.: Наука, 176 с.

Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. (2012). Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра, 460 с.

Калинко М.К. (1987). Геология и геохимия нафтидов. М.: Недра, 241 с.

Конторович А.Э. (2004). Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи. Науч. ред. С.Г. Неручев. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 545 с.

Леворсен А.И. (1970). Геология нефти и газа. М.: Мир, 639 с.

Малышев Н.А., Никишин А.М. (2011). Геология для нефтяников. М.-Ижевск: Ин-т компьютерных исслед., 360 с.

Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. (2001). Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 238 с.

Семенович В.В., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И. и др. (1987). Основы геологии горючих ископаемых. М.: Недра, 397 с.

Поляков А.А., Колосков В.Н., Фончикова М.Н. (2015). К вопросу о классификации залежей нефти и газа. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 10(1), https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2015

Пунанова С.А. (1974). Микроэлементы нефтей, их использование при геохимических исследованиях и изучении процессов миграции. Под ред. Л.А. Гуляевой. М.: Недра, 215 с.

Савченко В.П. (1952). Вопросы формирования нефтяных и газовых залежей. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 37–44.

Смехов Е.М., Гмид Л.П., Ромашова М.Г., Ромм Е.С. (1958). Вопросы методики изучения трещиноватых пород в связи с их коллекторскими свойствами. *Труды ВНИГРИ*, (121), Л.: Гостоптехиздат, с. 7–30.

Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А. и др. (2015). Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна. *Георесурсы*, 2(61), с. 77–86. https://doi.org/10.18599/grs.61.2.7

Справочник по геологии нефти и газа (1984). Под ред. Н.А. Еременко. М.: Недра, 480 с.

Теодорович Г.И. (1938). К вопросу о классификации глинисто-алеврито-песчаных пород. *Проблемы советской геологии*, (8–9).

Ханин А.А. (1969). Породы коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 368 с.

Чахмахчев В.А. (1983). Геохимия процесса миграции углеводородных систем. М.: Недра, 231 с.

Espitalie J. (1986). Use of Tmax as a Maturation Index for Different Types of Organic Matter. Comparison with Vitrinite Reflectance. Burrus, J. (Ed.). *Thermal Modelling in Sedimentary Basins*. Paris: Editions Technip, pp. 475–496.

Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The petroleum system-from sources to trap. *AAPG Memoir,* 60, pp. 3–24. https://doi.org/10.1306/M60585

Mitchum Jr. R.M., Van Wagoner J.C. (1991). High-frequency sequences and their stacking patterns: sequence-stratigraphic evidence of high-frequency eustatic cycles. *Sedimentary Geology*, 70(2–4), pp. 131–160. https://doi.org/10.1016/0037-0738(91)90139-5

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Андрей Александрович Поляков – кандидат геол.-мин. наук, вице-президент – главный геолог ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115035, Москва, Софийская набережная, д. 26/1

Николай Александрович Малышев – доктор геол.-мин. наук, заместитель директора департамента ГРР, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, д. 31а

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Владимир Евгеньевич Вержбицкий – кандидат геол.-мин. наук, начальник Управления ГРР по проектам с зарубежными партнёрами, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, д. 31а

Дмитрий Константинович Комиссаров – главный специалист Управления ГРР по проектам с зарубежными партнёрами, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, д. 31а

Виктория Владимировна Волянская – кандидат геол.-мин. наук, менеджер проекта ДНТРиИ, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 119333, Москва, Ленинский проспект, д. 55/1, стр. 2

Сергей Владимирович Осипов – кандидат физ.-мат. наук, менеджер проекта ДНТРиИ, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 119333, Москва, Ленинский проспект, д. 55/1, стр.2

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Ксения Александровна Ситар – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Михаил Евгеньевич Воронин – инженер, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Михаил Юрьевич Карпушин – ведущий специалист, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Наталия Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 22.04.2023;
Принята к публикации 03.06.2023;
Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Criteria of petroleum potential of a sedimentary basin

A.V. Stoupakova[1], A.A. Polyakov[2], N.A. Malyshev[2], R.S. Sautkin[1], V.E. Verzhbitsky[2], D.K. Komissarov[2], V.V. Volyanskaya[2], S.V. Osipov[2], M.A. Bolshakova[1], A.A. Suslova[1], A.G. Kalmykov[1], K.A. Sitar[1], M.E. Voronin[1], M.Yu. Karpushin[1], A.V. Mordasova[1], N.I. Korobova[1]*

[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[2]*Rosneft, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Roman S. Cautkin, e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru*

Abstract.The criteria of petroleum potential of a sedimentary basin are the features that characterize the evolution of a hydrocarbon system as a geological unit. There are basic and additional criteria of oil and gas potential. Without basic criteria, the functioning of the hydrocarbon system and consequent petroleum field formation is impossible. Additional criteria characterize qualitatively and quantitatively properties of the basic criteria. The properties of all basic criteria are ordered by genesis and summarized in a system that allows to quickly and accurately establish a relationship between them and classify them. The system can be used to select quantitative parameters for geological simulation of different scales, but also for automated applying for petroleum exploration and production. At the same time, the classification of basic criteria can be used at all stages of exploration. At the prospecting stage, when the type of sedimentary basin and the sedimentary conditions are recognized with some uncertainty, it is possible to predict the properties of source rocks, reservoirs, types of traps and seals. If all static basic criteria, such as source rock, reservoir, seal and trap, are available, it is possible to simulate the formation of petroleum fields, including generation, migration, accumulation and subsequent post-accumulation processes. At the stage of exploration and development, the classifications will help to verify the geological and hydrodynamic models of the field, taking into account the link to the regional and local structural plans and correctly identify the geological features of the study object and select the geological analogues.

Keywords: oil and gas potential, basic and additional criteria, source rock, reservoir, trap, seal, secondary processes, generation, migration, accumulation, conservation

Recommended citation: Stoupakova A.V., Polyakov A.A., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Volyanskaya V.V., Osipov S.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A., Kalmykov A.G., Sitar K.A., Voronin M.E., Karpushin M.Yu., Mordasova A.V., Korobova N.I. (2023). Criteria of petroleum potential of a sedimentary basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 5–21. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1

References

Bagrintseva K.I. (1977). Carbonate rocks-reservoirs of oil and gas. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)

Bagrintseva K.I. (1999). Formation conditions and properties of oil and gas carbonate reservoirs. Moscow: RGGU, 285 p. (In Russ.)

Bagrintseva K.I. (2021). Carbonate rocks – reservoirs of oil and gas and methods for their study. Moscow: FGUP VNIGNI, 330 p. (In Russ.)

Bakirov A.A., Bakirov E.A., Melik-Pashaev V.S., Yudin G.T. (1976). Theoretical bases and methods of prospecting and exploration of accumulations of oil and gas. Moscow: Vyssh. shk., 416 p. (In Russ.)

Bakirov E.A, Ermolkin V.I., Larin V.I., Mal'tsev A.K., Rozhkov E.L. (1990). Geology of oil and gas. Moscow: Nedra, 240 p. (In Russ.)

Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2000). Geology and geochemistry of oil and gas. Ed. B.A. Sokolova. Moscow: Mosc. univer. publ., 383 p. (In Russ.)

Brod I.O. (1951). Oil and gas deposits: formation and classification. Moscow-Leningrad: Gostoptekhizdat, 351 p. (In Russ.)

Burlin Yu.K. (1976). Natural reservoirs of oil and gas. Moscow: Mosc. univer. publ., 135 p. (In Russ.)

Burlin Yu.K., Konyukhov A.I., Karnyushina E.E. (1991). Lithology of oil and gas bearing strata. Moscow: Nedra, 286 p. (In Russ.)

Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. (1997). Model of catagenesis of organic matter (on the example of the Bazhenov formation). *Geologiya i geofizika = Russian geology and geophysics*, (6), pp. 1070–1078. (In Russ.)

Chakhmakhchev V.A. (1983). Geochemistry of the migration process of hydrocarbon systems. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)

Eremenko N.A., Chilingar Dzh.V. (1996). Geology of oil and gas at the turn of the century. Moscow: Nauka, 176 p. (In Russ.)

Ermolkin V.I., Kerimov V.Yu. (2012). Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Nedra, 460 p. (In Russ.)

Espitalie J. (1986). Use of Tmax as a Maturation Index for Different Types of Organic Matter. Comparison with Vitrinite Reflectance. Burrus, J. (Ed.) Thermal Modelling in Sedimentary Basins. Paris: Editions Technip, pp. 475–496.

Gabrielyants G.A. (1975). Genetic and morphological classification of non-anticlinal oil and gas traps. *Trudy VNIGNI*. (173), pp. 23–38. (In Russ.)

Handbook of Oil and Gas Geology (1984). Pod red. N.A. Eremenko. Moscow: Nedra, 480 p. (In Russ.)

Kalinko M.K. (1987). Geology and geochemistry of naphthides. Moscow: Nedra, 241 p. (In Russ.)

Khanin A.A. (1969). Rocks reservoirs of oil and gas and their study. Moscow: Nedra, 368 p. (In Russ.)

Kontorovich A.E. (2004). Essays on the theory of naftidogenesis: Selected articles. Ed. S.G. Neruchev. Novosibirsk: SO RAS Publ., «Geo», 545 p. (In Russ.)

Levorsen A.I. (1970). Geology of oil and gas. Moscow: Mir, 639 p. (In Russ.)

Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The petroleum system-from sources to trap. *AAPG Memoir*, 60, pp. 3–24. https://doi.org/10.1306/M60585

Malyshev N.A., Nikishin A.M. (2011). Geology for oilproducers. Moscow-Izhevsk: In-t komp'yuternykh issled., 360 p. (In Russ.)

Mitchum Jr. R.M., Van Wagoner J.C. (1991). High-frequency sequences and their stacking patterns: sequence-stratigraphic evidence of high-frequency eustatic cycles. *Sedimentary Geology,* 70(2–4), pp. 131–160. https://doi.org/10.1016/0037-0738(91)90139-5

Osipov V.I., Sokolov V.N., Eremeev V.V. (2001). Clay seals of oil and gas fields. Moscow: Nauka, 238 p. (In Russ.)

Polyakov A.A., Koloskov V.N., Fonchikova M.N. (2015). On the issue of classification of oil and gas deposits. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and Practice*, 10(1). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2015

Punanova S.A. (1974). Trace elements of oils, their use in geochemical studies and the study of migration processes. Ed. L.A. Gulyaeva. Moscow: Nedra, 215 p. (In Russ.)

Savchenko V.P. (1952). Issues of formation of oil and gas deposits. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (5), pp. 37–44. (In Russ.)

Semenovich V.V., Vysotskiy I.V., Korchagina Yu.I. et al. (1987). Fundamentals of the geology of fossil fuels. Moscow: Nedra, 397 p. (In Russ.)

Smekhov E.M., Gmid L.P., Romashova M.G., Romm E.S. (1958). Issues of methodology for studying fractured rocks in connection with their reservoir properties. *Trudy VNIGRI*, (121), Leningrad: Gostoptekhizdat, pp. 7–30. (In Russ.)

Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A. et al. (2015). Search criteria for oil and gas in the Domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 77–86. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.61.2.7

Teodorovich G.I. (1938). To the question of the classification of clayey-aleurite-sandy rocks. *Problemy sovetskoy geologii*, (8–9). (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1986). Geochemistry of organic matter and the origin of oil. Moscow: Nauka, 368 p. (In Russ.)

Vassoevich N.B., Neruchev S.G., Kontorovich A.E. et al. (1984). Ed. E.A. Glebovskoy. Modeling of catagenesis processes of organic matter and oil and gas formation. Leningrad: Nedra, 139 p. (In Russ.)

About the Authors

Antonina V. Stoupakova – DSc (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

Andrey A. Polyakov – PhD (Geology and Mineralogy), Vice President – Chief Geologist of Rosneft Oil Company

26/1, Sofiyskaya emb., Moscow, 115035, Russian Federation

Nikolay A. Malyshev – DSc (Geology and Mineralogy), Deputy Director of the Exploration Department of Rosneft Oil Company

31a, Dubininskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Vladimir E. Verzhbitsky – PhD (Geology and Mineralogy), Head of Exploration Department for Projects with Foreign Partners, Rosneft

31a, Dubininskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation

Dmitry K. Komissarov – Chief Specialist of Exploration Department for Projects with Foreign Partners, Rosneft

31a, Dubininskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation

Vitkoriya V. Volyanskaya – PhD (Geology and Mineralogy), Project Manager DNTRiI, Rosneft

55/1, build. 2, Leninsky ave., Moscow, 119333, Russian Federation

Sergey V. Osipov – PhD (Physics and Mathematics), Manager DNTRiI, Rosneft Oil Company

55/1, build. 2, Leninsky ave., Moscow, 119333, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anton G. Kalmykov – PhD (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ksenia A. Sitar – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mikhail E. Voronin – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mikhail Yu. Karpushin – Leading Specialist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nataliya I. Korobova – Assistant of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 22 April 2023;
Accepted 3 June 2023;
Published 30 June 2023

ОБЗОРНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.2

УДК 622.691.2

Применимость природных геологических объектов для хранения, захоронения и утилизации углекислого газа (обзор)

А.В. Корзун[1], А.В. Ступакова[1], Н.А. Харитонова[1], Н.В. Пронина[1], Е.Ю. Макарова[1], А.П. Вайтехович[1], К.О. Осипов[1], А.Ю. Лопатин[1], А.В. Асеева[2], М.Ю. Карпушин[1], Р.С. Сауткин[1], Ю.Д. Перегудов[1], М.А. Большакова[1], К.А. Ситар[1], А.С. Редькин[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*
[2]*Дальневосточный геологический институт ДВО РАН, Владивосток, Россия*

В условиях современной тенденции, ориентированной на низкоуглеродную энергетику, актуальной проблемой становится утилизация углекислого газа. Подземное размещение углекислого газа признано ключевой технологией сокращения выбросов углекислого газа в атмосферу и является важной частью проектов по улавливанию и размещению диоксида углерода (CCS). Множество проектов по размещению углекислого газа осуществляется по всему миру, но каждый проект имеет свою индивидуальность. В статье дан обзор различных типов геологических резервуаров и особенностей размещения углекислого газа в них, а также отмечены некоторые проекты по хранению, захоронению и утилизации углекислого газа. Выбор природного резервуара, разработка технологии его идентификации и критерии обоснования имеют ключевое значение для экологически стабильного размещения углекислого газа.

Ключевые слова: декарбонизация, углекислый газ, размещение, хранение, захоронение, утилизация, геологические объекты, природные резервуары, водоносные горизонты, угольные пласты, базальт, подземные хранилища газа, базальты

Для цитирования: Корзун А.В., Ступакова А.В., Харитонова Н.А., Пронина Н.В., Макарова Е.Ю., Вайтехович А.П., Осипов К.О., Лопатин А.Ю., Асеева А.В., Карпушин М.Ю., Сауткин Р.С., Перегудов Ю.Д., Большакова М.А., Ситар К.А., Редькин А.С. (2023). Применимость природных геологических объектов для хранения, захоронения и утилизации углекислого газа (обзор). *Георесурсы,* 25(2), с. 22–35. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.2

Введение

Основой современной энергетики и ее ближайшей и среднесрочной перспективой являются природные ископаемые – нефть, природный газ и уголь, составляющие на сегодняшний день около 80% мировых источников энергии. Однако они не могут оставаться основными бесконечно долго из-за ограниченности их запасов и роста спроса на энергию. Кроме того, эмиссия углекислого газа (CO_2) – основного парникового газа, с которой сопряжена энергетика на основе горючих копаемых, оказывает влияние на окружающую среду и климат планеты.

Необходимость снизить выбросы заставляет искать пути его переработки или утилизации. Закачка CO_2 в подземные природные резервуары является одним из возможных методов его размещения, но при этом следует учитывать неизбежные вторичные физические и химические процессы, проходящие в пористой среде при контакте углекислого газа с насыщающими коллектор флюидами и самой породой и приводящие к техническим проблемам и финансовым потерям.

Существуют различные варианты размещения CO_2 в природных геологических объектах, под которыми понимается естественная геологическая система, способная удерживать углекислый газ в стабильном состоянии и без потерь достаточно длительное время. Такие природные объекты часто называют природными резервуарами для хранения или захоронения углекислого газа. Отличие хранения от захоронения заключается в технической возможности извлечения углекислого газа обратно из природного объекта при необходимости. Нужно отметить также, что природные резервуары в зависимости от их свойств отличаются характеристиками отдачи или хранения углекислого газа. Некоторые резервуары поглощают углекислый газ без последующей его отдачи, т.е. газ утилизируется безвозвратно. При этом необходимо учитывать основные процессы, протекающие в пласте при смешении различных газов и жидкостей, а также что углекислый газ сильно отличается от углеводородных и по химическим, и по физическим свойствам.

В соответствии с нормативной практикой под размещением углекислого газа подразумевают закачку и хранение CO_2 в сухопутных и морских подземных хранилищах с проницаемыми пористыми подземными пластами, включая резервуары углеводородов, за исключением пластов, где CO_2 закачивают с целью увеличения нефтеотдачи при условии долгосрочной сохранности диоксида углерода таким образом, чтобы свести к минимуму риски для окружающей среды, природных ресурсов и здоровья человека (ГОСТ Р ИСО 27914-2023, 2023). Требования данного ГОСТа неприменимы к закачке/размещению углекислого

* Ответственный автор: Анна Вадимовна Корзун
e-mail: a.korzun@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

газа в угольные, базальтовые породы и сланцевые и соляные каверны с целью увеличения нефтеотдачи, а также к подземному размещению с использованием любых форм искусственных контейнеров.

Углекислый газ может размещаться и находится в геологических объектах в газообразном, жидком и сверхкритическом состояниях. Фазовое состояние газа определяется в первую очередь термодинамическими условиями и, следовательно, контролируется глубиной предполагаемого размещения. Общеизвестно, что при температуре больше 31,6 °С и давлении, превышающем 7,39 МПа, углекислый газ находится в сверхкритическом состоянии и проявляет свойства как жидкости (плотность), так и газа (вязкость).

Выбор объектов под размещение углекислого газа зависит от задач развития индустрии конкретного региона и от геологических условий. В качестве природных резервуаров чаще всего выступают истощенные месторождения нефти и газа, кроме того, ими могут выступать водоносные горизонты и соляные пласты осадочных бассейнов. Для захоронения и утилизации углекислого газа можно использовать магматические и метаморфические породы, угленосные пласты, широко развитые в пределах Российской Федерации.

Цель настоящей работы – провести обзор природных объектов, пригодных в качестве резервуаров для временного хранения, захоронения или утилизации диоксида углерода, показать преимущества различных природных объектов и связанные риски с размещением в них углекислого газа.

Соляные пласты и структуры для хранения CO_2

Хранить углекислый газ можно в соляных кавернах. Соляные каверны – искусственные полости в подземных соляных толщах, которые создаются путем контролируемого растворения соли с помощью закачки воды и добычи рассола (Donadei, 2022).

В таких кавернах можно хранить нефть, природный газ, сжатый воздух, гелий и водород. Соль является одним из лучших флюидоупоров, препятствующих перемещению углеводородных газов. Преимуществом соляных каверн является возможность многократной быстрой закачки/добычи хранимого продукта. Недостатками каверн являются относительно небольшой объем по сравнению с другими типами хранилищ, значительное время на создание каверн, а также необходимость утилизации добытого рассола.

Создание соляных каверн началось примерно 220 лет до н.э. в китайской провинции Сычуань с целью добычи рассола (Warren, 2016). Лишь в XX в. каверны стали использовать для хранения: с 40-х годов для хранения жидких углеводородов (Канада), с 1949 г. – сжиженного нефтяного газа (США, штат Техас), с 50-х – сырой нефти (Великобритания), с 1959 г. – щелочных отходов (Великобритания) и газа (Канада, провинция Саскачеван) (Warren, 2016), с 1972 г. – водорода (Великобритания, хранилище Teeside) (Małachowska et al., 2022), с 1978 г. – сжатого воздуха (Германия, хранилище Huntorf) (Donadei, 2022).

На сегодняшний день в мире действует 102 подземных хранилищ газа (http://ugs.igu.org), из них четыре – водорода (Malachowska et al., 2022), два – сжатого воздуха (Donadei, 2016), один – гелия (Оренбургский гелиевый завод). Хотя хранение углекислого газа в солях возможно, но пока таких хранилищ нет.

В хранилище может размещаться от одной до более ста каверн (Gillhaus, 2008). Объем одной каверны обычно колеблется от 300 000 до 700 000 м^3 в соляных структурах и от 100 000 до 300 000 м^3 в соляных пластах (Plaat, 2009) (рис. 1). Соляные структуры – это образования в виде подушек, штоков, валов, диапиров, возникших в результате соляной тектоники, то есть всплывания толщ соли благодаря ее низкой плотности и высокой текучести на значительных глубинах. Соляные пласты – это толщи, не затронутые процессами соляной тектоники.

Соляные каверны размещают в солях различной литологии, в основном в каменной соли (галит, NaCl), поскольку она обладает относительно низкой текучестью и высокой растворимостью: 7–8 м^3 пресной воды растворяют ~1 м^3 галита (Warren, 2016). Карналлит, тахидрит, бишофит имеют примерно на 2 порядка большую текучесть, чем галит (da Costa et al., 2019; Warren, 2016), поэтому их присутствие в месте заложения каверны является нежелательным и способно привести к уменьшению объема каверны. Ангидрит и гипс обладают очень низкой растворимостью (Warren, 2016), присутствие мощных

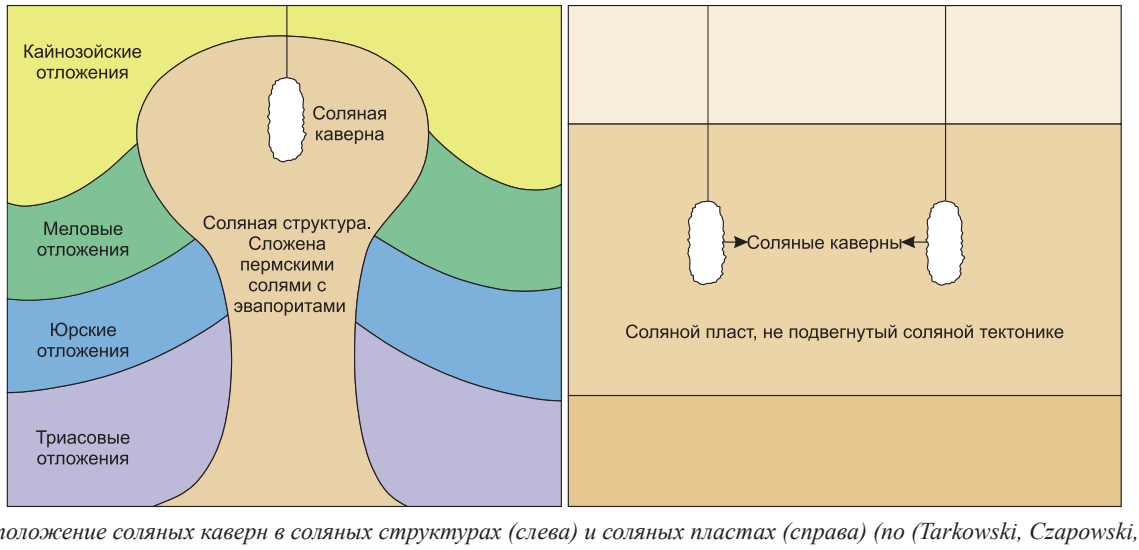


Рис. 1. Расположение соляных каверн в соляных структурах (слева) и соляных пластах (справа) (по (Tarkowski, Czapowski, 2018))

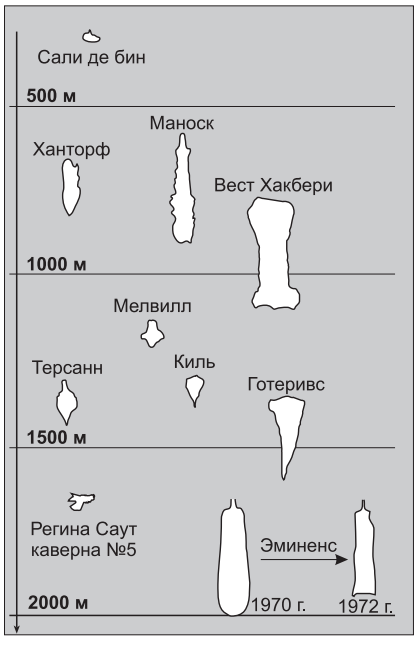


Рис. 2. Глубина и размеры различных соляных каверн (по (Warren, 2006)). Соляные каверны Сали де бин и Регина Саут расположены в соляных пластах, все остальные – в соляных структурах

прослоев этих пород также нежелательно, поскольку влечет неравномерное расширение каверны.

Каверны создают на глубинах от 300–400 до 2000 м относительно уровня Земли, наибольшая глубина – 2900 м (IOGCC, 1998; Warren, 2016) (рис. 2). На глубинах менее 300–400 м возможно интенсивное растворение соли подземными водами. С увеличением глубины повышаются температура и давление, вместе с ними растет текучесть соли (ее способность течь подобно вязкой жидкости). Это свойство имеет негативные последствия для каверны: уменьшается ее объем (Warren, 2016) и изменяется форма, что определяет максимальную глубину заложения каверн (2000 м). Для длительного хранения (35 лет и более) температура соли не должна превышать 80 °С (Thoms, Martinez, 1978).

Давление, создаваемое в каверне, следует удерживать в диапазоне от 25–30% (IOGCC, 1998; Duhan, 2018) до 80–85% (IOGCC, 1998; Brouard, 2019) от геостатического давления (рис. 3, справа). При давлении в каверне менее 25–30% от геостатического текучесть соли увеличивается. По этой причине, например, на 30% сократился объем хранилища Терсанн во Франции в период с 1970 по 1980 г. или на 40% на хранилище Эминенс в США с 1970 по 1972 г. (Warren, 2016). Максимальная величина давления 80–85% от геостатического объясняется способностью соли к трещинообразованию при создании высоких давлений внутри каверны, что вызывает разгерметизацию хранилища и утечку флюида в вышележащие водоносные горизонты и на поверхность.

Перед созданием каверн оценивают мощность соляных толщ и на основе этого выбирают форму и размер соляной каверны. Минимальная мощность солей для создания каверн составляет 50–70 м (IOGCC, 1998; Horváth et al., 2020) (рис. 3, слева). Минимально безопасная мощность соли под каверной равна 20% от диаметра каверны (Caglayan et al., 2020). Каверны располагают на некотором безопасном удалении друг от друга для недопущения их взаимного влияния. Минимальное расстояние между центрами каверн составляет 4 диаметра одной каверны (OGCC, 1998).

Соляные структуры, образованные соляной тектоникой, являются более предпочтительным местом для создания каверн-хранилищ по сравнению с соляными пластами. Во-первых, в соляных структурах мощность соли больше, что позволяет создавать вытянутые снизу вверх каверны в форме огурца с большим полезным объемом хранилища. В соляных пластах мощность, как правило, меньше, для увеличения объема каверны увеличивают ее диаметр, так что она напоминает по форме тыкву (Warren, 2016).

Во-вторых, увеличение диаметра каверны в маломощных соляных пластах ухудшает ее стабильность. Безопасным считается соотношение диаметр/высота менее 1 (DeVries et al., 2005).

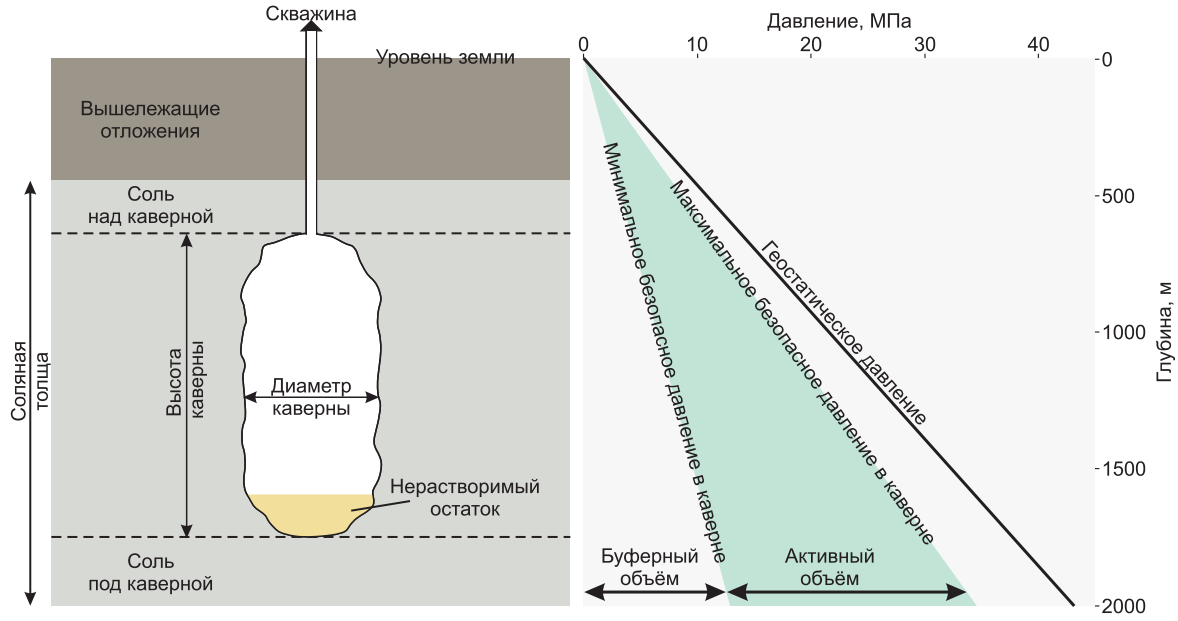


Рис. 3. Схема элементов каверны (слева) и безопасного диапазона давлений внутри каверны в зависимости от глубины (справа) (на основе (Caglayan et al., 2020))

В-третьих, в соляных структурах в сравнении с соляными пластами толща соли обладает меньшим содержанием нерастворимых компонентов. При выборе места заложения каверны максимальное содержание нерастворимых компонентов не должно превышать 20% (Horvath et al., 2020) или 35% (Гридин и др., 2015).

Использование соляных каверн в качестве транзитного временного хранения CO_2 является приемлемым, но долгосрочное хранение CO_2 не является желательным, поскольку каверны теряют все преимущества в виде быстрой и многократной закачки/добычи хранимого флюида и обладают меньшим объемом, чем другие типы хранилищ.

Водоносные горизонты для хранения CO_2

Особенностью водоносных горизонтов как объектов для размещения CO_2 является их повсеместное распространение на Земле, но при этом имеющих крайне разнообразные условия залегания, формирования, термодинамические условия, химический, газовый состав воды и т.д. Все это разнообразие делает выбор конкретного водоносного горизонта для хранения CO_2 многоцелевой проблемой, требующей учета как изначальных природных условий, так и многочисленных процессов, которые будут происходить после размещения CO_2 в водоносных пластах.

Оценка емкости для размещения CO_2 в водоносных горизонтах и возможных вторичных процессов очень сложна, поскольку здесь задействованы все механизмы улавливания, которые действуют с разной скоростью, а в отдельных случаях могут работать и одновременно (рис. 4). Стратиграфический (структурный, гидродинамический) механизм улавливания предполагает иммобилизацию CO_2 в виде свободного газа или сверхкритической жидкости. Остаточный (капиллярный) механизм проявляется в виде улавливания остаточного газа в поровом пространстве при незначительном водонасыщении. При размещении CO_2 в водоносных горизонтах улавливание может быть трех видов: ионное (улавливание растворением CO_2), минеральное (при вступлении CO_2 в химические реакции с породной матрицей) и адсорбционное (адсорбция на поверхностях минеральных частиц). Сложность выбора объекта и прогнозирования процессов обусловлена тем, что в реальности различные механизмы улавливания в водоносных горизонтах действуют не изолированно, а сложными, взаимозависимыми и зависящими от времени способами (Bachu, 2007).

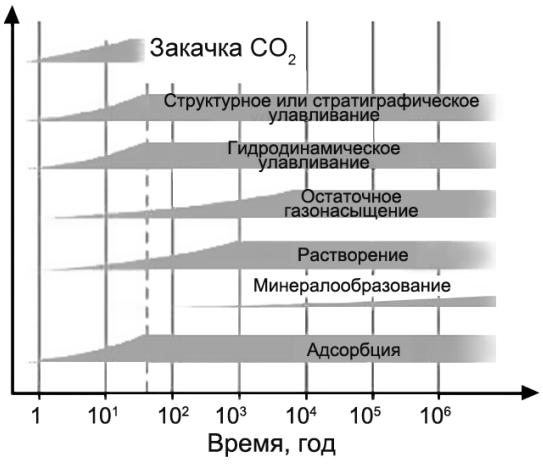


Рис. 4. Проявление процессов, связанных с геологическим хранением CO_2, во временном масштабе (по (Metz, 2005))

При растворении углекислого газа в воде происходит изменение ее химического состава и физических свойств жидкости. По мере увеличения концентрации в воде углекислого газа и повышения термобарических условий вязкость воды увеличивается, что снижает подвижность фазы и меняет химический состав не только воды, но и природного резервуара, ее содержащего. Растворение и осаждение минералов влияет на размер пор и трещин, как сокращая, так и увеличивая их. Однако при растворении одних минералов, как правило, в последующем происходит выпадение других, что приводит к повторному изменению емкостно-фильтрационных параметров породы коллектора. Поскольку насыщенная CO_2 вода на 1% тяжелее пластовой воды, при большой мощности водоносного горизонта могут происходить процессы плотностной конвекции, при этом усиливается процесс растворения (Lindeberg, Wessel-Berg, 1997; Ennis-King, Paterson, 2002). Для понимания всех рисков, связанных с закачкой углекислого газа в водоносный пласт, важно знание гидрогеологических и геомиграционных процессов, происходящих в пласте, также особое внимание следует уделять изучению деформации породы и изменению ее свойств, вызванных химическими реакциями между минералами, образующими горные породы, и закачиваемым агентом CO_2

Первым проектом по закачке CO_2 в водоносные горизонты стал Sleipner (Baklid, 1996; Zweigel et al., 2004) в Северном море, его начало сопровождалось изменениями в Норвежском экологическом законодательстве. При проектировании учитывались не только потенциальный объем закачки, но и возможные пути миграции углекислого газа (рис. 5). В 2000-х годах на фоне успеха Sleipner продолжились исследования Северного моря на предмет потенциального хранения CO_2. С 2008 г. стали хранить CO_2 в водоносном горизонте газового месторождения Snohvit (Maldal, 2004; Heiskanen, 2006).

В дальнейшем активно изучались методы геологического хранения CO_2, основывающиеся на различных механизмах улавливания диоксида углерода CO_2. Так, например, исследовалось удерживание диоксида углерода за счет плотности и вязкости (Vesovic et al., 1990; Sasaki, Akibayashi, 2000). Исследования механизма удерживание CO_2 за счет растворимости CO_2 в воде проводились Johnson (2001, 2004), Wilson et al. (2004), Gunter (1993), Rochelle (2004).

Истощенные месторождения нефти и газа

Нефть и газ накапливаются в природных ловушках, то есть в природных резервуарах, способных удерживать скопления флюидов вследствие благоприятных геологических условий: сочетания породы-коллектора и флюидоупора. На истощенных месторождениях нефти и/или газа возможность экранирования флюида в ловушке уже доказана самим фактом существования залежи углеводородов, что гарантирует размещение углекислого газа без риска прорыва его на поверхность. Однако существующий старый фонд скважин может утратить свою герметичность и быть непригодным для хранения углекислого газа, который в реакции с пластовой водой может образовывать агрессивную угольную кислоту (рис. 6). Поэтому те

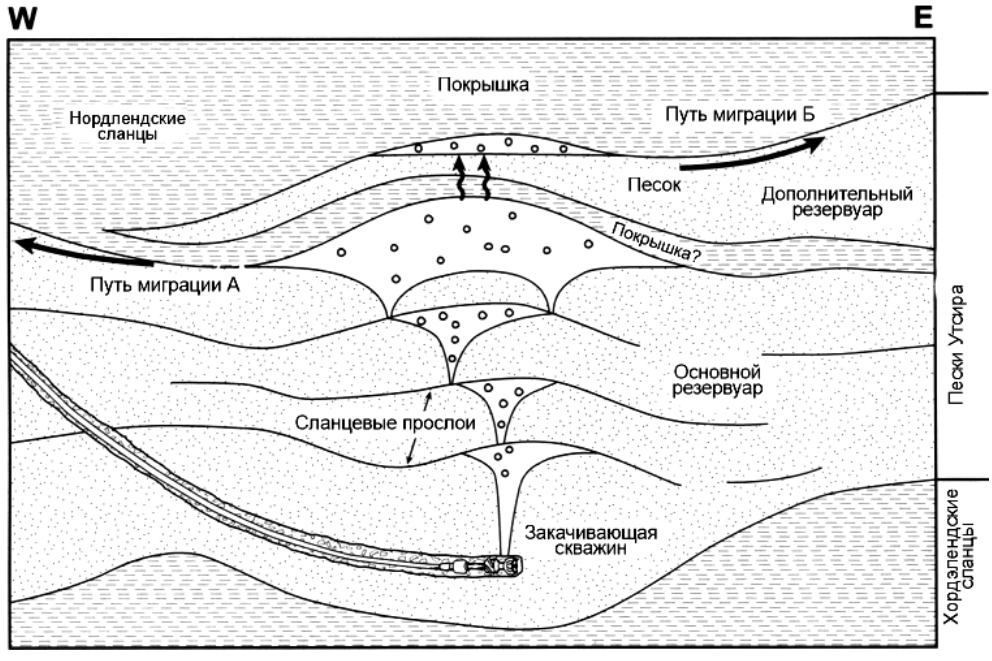


Рис. 5. Схема водоносного комплекса и прогнозируемого поведения миграции CO_2 в месте закачки (по (Zweigel, 2004))

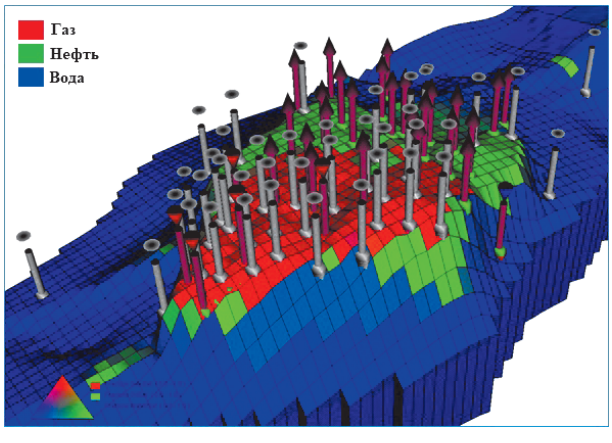


Рис. 6. Закачка углекислого газа в истощенное месторождение нефти

параметры, которые используются для характеристики газового или нефтяного месторождения, следует уточнять и адаптировать под хранение углекислого газа.

Физические и химические свойства CO_2 могут негативно влиять на экранирующие свойства флюидоупора не только покрышки, но и более тонких пропластков, разделяющих слои коллектора. Поэтому изучение минерального состава флюидоупора и коллектора, который будет вмещать в себя углекислый газ, важно при выборе истощенного месторождения нефти и газа как природного объекта для хранения углекислого газа.

Изучение строения ловушки, ее объема и поведения подземных вод в пределах контакта воды и флюида в истощенной залежи также является важным при установлении природного объекта, пригодного для хранения CO_2. Углекислый газ хорошо растворяется в воде и может перемещаться вместе с подземными водами за пределы ловушки, что влечет риск его выброса на поверхность вдали от места захоронения, где покрышка уже не будет иметь достаточную толщину и неразрывность. За счет своих физико-химических свойств CO_2 «стелется» по нижней кромке продуктивного пласта, а при наличии подошвенной воды его активное растворение не вызывает сомнений.

Подготовка любого истощенного месторождения углеводородов к размещению CO_2 должна включать в себя целый комплекс исследований, направленных на оценку взаимодействия CO_2 с породами коллектора и флюидами, а также экспертизу целостности существующего фонда скважин и строительство новых для закачки и мониторинга появления CO_2 в вышележащих горизонтах.

На данный момент в мире уже существуют или запланированы к реализации десятки сотни истощенных объектов в США, Мексике, Нидерландах, Испании, Недерландах, Австралии и др. В 136 из них осуществлена закачка углекислого газа. Так, например, в США в 2013 г. стартовала закачка CO_2 с планируемым общим объемом захоронения более 12 млн т на глубине 1500 м в истощенное месторождение Bell Creek Field (Hamling, 2015)

Помимо размещения углекислого газа существует возможность использования его в качестве частичной замены буферного природного метанового газа (рис. 7). Это не относится к проектам по улавливанию и размещению диоксида углерода (CCS), такая замена регулируется ИСО 27916. Особенностью ПХГ в пористых пластах является необходимость закачивания значительного объема буферного газа для поддержания энергетического потенциала (до 60% от общего объема), который должен постоянно находиться в пласте и не может быть использован в качестве товарного газа. Доля стоимости буферного газа в общих инвестициях на создание ПХГ в России в зависимости от цены на газ оценивается в 15–40%. Частичная замена буферного природного метанового газа менее дорогим (инертным по отношению к метану) углекислым газом в значительной степени снизит общие затраты в строительство ПХГ и повысит его эффективность по функционированию газохранилища.

На данный момент уже существуют несколько подземных хранилищ, где опробована эта технология:

• ПХГ Санте-Клер (Газ де Франс, Франция);
• ПХГ Гермигни-соус-Колумб (Газ де Франс, Франция);
• ПХГ Санте-Иллерс (Газ де Франс, Франция);
• ПХГ Вешховице (Польша) (Oldenburg, 2003; Hamling, 2015; Хан, 2010).

В России также ведутся исследования для осуществления замены части буферного объема на углекислый газ. Одним из таких проектов является ПХГ Северо-Ставропольское.

Применение углекислого газа возможно и как агента для увеличения нефтеотдачи (рис. 8). CO_2 растворяется как в воде, так и в нефти, снижая ее вязкость и увеличивая подвижность. Это особо актуально для месторождений с высоковязкими углеводородами. Углекислый газ не только может способствовать изменению физических свойств нефти, но и повышать коэффициент вытеснения, растворяясь в закачиваемой воде для более эффективного оттеснения нефти в сторону добывающего фонда скважин.

Однако закачка углекислого газа в истощенные месторождения имеет ряд критериев по возможному применению и рисков, связанных с самой закачкой. Условно их можно разделить на более или менее значимые по своему влиянию и вероятности проявления.

К наиболее значимым критериям относятся:
• наличие на месторождении необходимой инфраструктуры для закачки CO_2;
• степень выработанности месторождения УВ для создания на его базе хранилища углекислого газа;
• близость расположения объекта под закачку CO_2 с местом его генерации;
• наличие вышележащих горизонтов для организации контроля проявления утечек CO_2;
• объем объекта, рассматриваемого под закачку CO_2;
• глубина залегания объекта для хранения углекислого газа;
• сокращение начальных запасов нефти или газа после доразведки объектов;
• низкие ФЕС пласта коллектора в районе расположения нагнетательных скважин.

Основные риски:
• миграция закачиваемого CO_2 вверх по разрезу за счет аварийных скважин и их плохого технического состояния;
• коррозионное воздействие углекислого газа на конструкции существующего фонда скважин;
• коррозионное воздействие CO_2 в сочетании с пластовой водой на химический состав породы, флюидоупоров и самих флюидов в пласте;

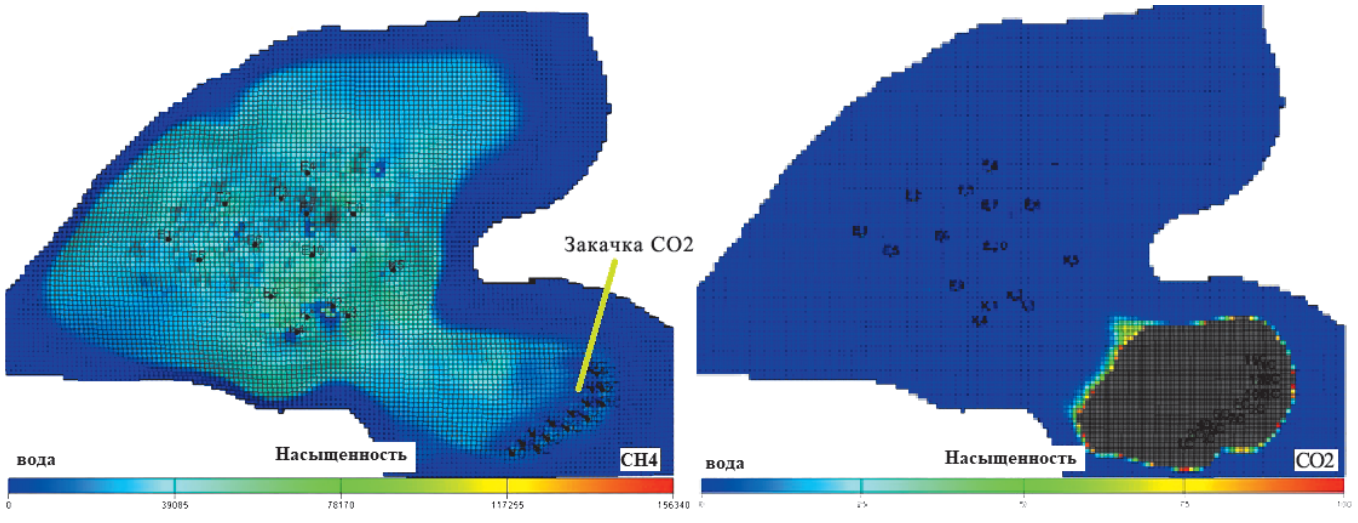


Рис. 7. Замещение буферного объема ПХГ на углекислый газ

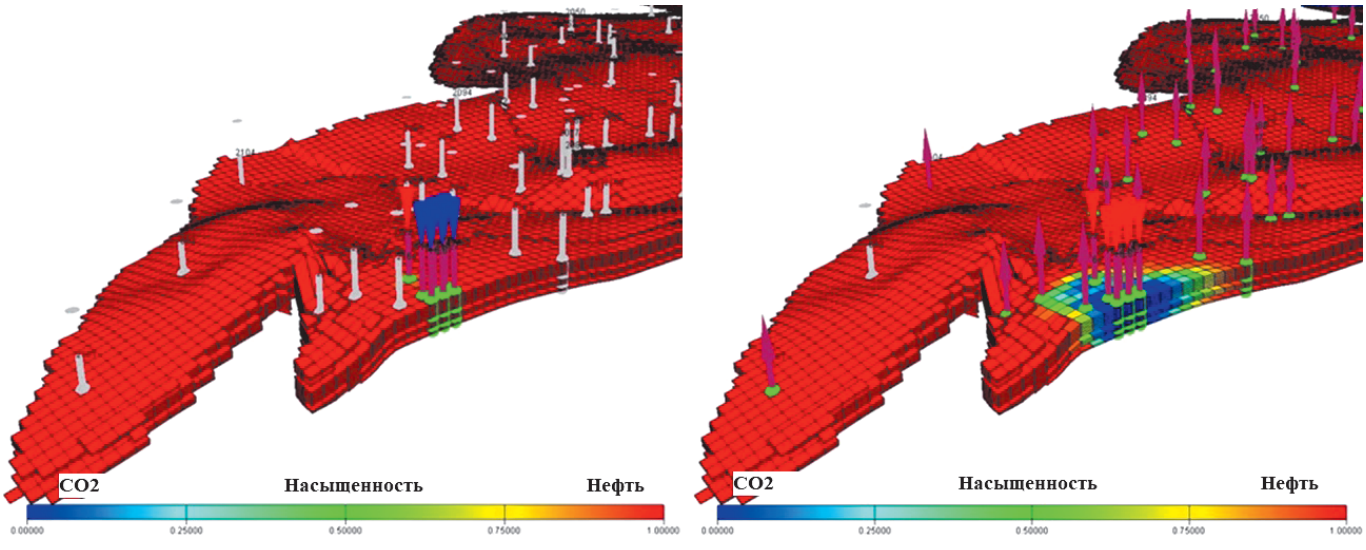


Рис. 8. Закачка CO_2 для повышения нефтеотдачи

• усиление прорывов закачиваемого газа в эксплуатационные скважины за счет закачки углекислого газа;

• активация миграции закачиваемого CO_2 вверх по разрезу при допустимом среднем пластовом давлении за счет повышения давления в зоне закачки;

• миграция закачиваемого углекислого газа вверх по разрезу за счет перекрывающих залежь флюидоупоров;

• растворение большого количества углекислого газа в пластовой воде (реликтовой и подошвенной/краевой).

Магматические и метаморфические породы для захоронения CO_2

Размещение CO_2 в осадочных формациях, таких как глубокие соленые водоносные горизонты; истощенные нефтяные и газовые месторождения, соленосные отложения, основано на краткосрочных физических и физико-химических механизмах захоронения, с которыми связаны достаточно высокие риски потерь CO_2. В глубоких горизонтах земной коры сверхкритический CO_2 ($CO_{2\ сверхкр}$) весьма подвижен и мобилен по отношению к пластовым рассолам, поэтому он может легко мигрировать через трещины и проницаемые зоны. Риск подобных потерь можно устранить, если использовать естественные свойства природных коллекторов (например, базальтов) вступать в реакцию с растворенным CO_2 и формировать вторичные минеральные фазы в виде твердых карбонатных минералов (так называемое минеральное удержание).

Скорость реакций силикатных минералов с углекислым газом резко возрастает с повышением температуры и парциального давления CO_2 (Сушенцова, 2013), т.е. повышенные температуры и давления на типичных глубинах захоронения, а также сдвиг pH пластовых вод при реакции с CO_2 в сторону кислых растворов вызывают ускоренное растворение силикатных минералов и реакцию карбонатизации. Отметим, что базальты широко распространены и покрывают значительные площади планеты Земля, что позволяет минимизировать расходы по транспортировке CO_2 до места захоронения в некоторых регионах.

Идея связывания углекислого газа путем минералообразования в процессе реакции карбонатизации впервые была высказана в 1990 г. (Seifritz, 1990), а чуть позднее были начаты экспериментальные исследования этого механизма (Lackner et al., 1995; Goff, 1998). Базальт состоит преимущественно из двух минералов: клинопироксена (диопсид-авгитового ряда) и кальциевого плагиоклаза (лабрадор-битовнит-анортит) (рис. 9, А) с второстепенными минералами оливин и ортопироксен. Кроме того, базальты очень часто содержат мантийные ксенолиты (рис. 9, Б), сложенные оливином и пироксенами. Силикатные минералы базальтов и мантийных ксенолитов могут быть довольно легко преобразованы агрессивным анионом CO_3^{2-} и перекристаллизованы в базальтовых порах в агрегаты кальцита, сидерита и магнезита *in situ*.

Реакция CO_2 с распространенными силикатными минералами с образованием карбонатных минералов идет по следующей схеме (Сушенцова, 2013):

$$(Mg,Ca)_x Si_y O_{x+2y+z} H_{2z} + xCO_2 \rightarrow x(Mg,Ca)CO_3 + ySiO_2 + zH_2O,$$

где x, y и z обозначают относительные количества атомов различных сортов.

Реакции карбонатизации носят экзотермический характер, при этом количество выделяемого тепла зависит от состава силиката: при взаимодействии углекислого газа с оливином выделяется 89 кДж/моль, с серпентином – 64 кДж/моль, с волластонитом – 90 кДж/моль при $T = 298$ К (Sipilä et al., 2009).

В настоящее время исследования в области минерального удерживания CO_2 ведутся многими научными группами: проведено много экспериментальных работ (Lackner et al., 1995; Huijgen et al., 2006; Gerdemann et al., 2007; Hänchen et al., 2008; Gysi, 2012, Сушенцова, 2013 и др.), осуществлены пилотные проекты по закачке диоксида углерода в различные геологические структуры в природных условиях (Gislason et al., 2010; Matter et al., 2007; Snæbjörnsdóttir et al, 2020). Однако многие детали этого взаимодействия остаются еще не выясненными (зависимость карбонатизации от температуры, давления, состава силикатов и др.).

Эффективность карбонатизации зависит от исходного минерала и повышается в следующем порядке: пироксен, серпентин, оливин; т.е. наиболее эффективным минералом для процесса минерального связывания CO_2 является форстерит (Oelkers et al., 2008; Daval et al., 2011). Установлено, что для связывания 1 т CO_2 необходимо всего 1,6–1,8 т форстерита, тогда как других силикатных минералов значительно больше (Oelkers et al., 2008; Goff, 1998). Кроме

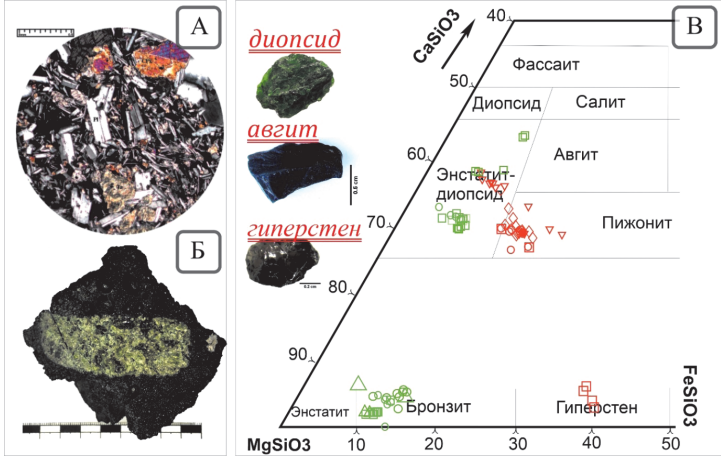


Рис. 9. А – кристаллы клинопироксена и плагиоклаза. Базальт. Шлиф. Поляризованный свет. Б – ксенолит перидотита в пористом базальте. В – моноклинные и ромбические пироксены, встречающиеся в базальте

того, оливин не требует дополнительной термической или другой обработки.

В качестве примера минерального удерживания можно привести пилотный проект CarbFix на юго-западе Исландии, который заключался в закачивании насыщенной углекислым газом воды в базальтовые породы (Alfredsson et al., 2008; Gislason et al., 2010).

Еще одним примером являлось захоронение CO_2 в виде $CO_{2\ сверхкр}$ в базальты бассейна реки Колумбия, штат Вашингтон, США (Валула проект). Преимущества захоронения $CO_{2\ сверхкр}$ заключаются в возможности эффективной транспортировки углекислого газа благодаря его низкой вязкости, высокой плотности и низкой критической температуре (31 °C) и давлению (74 бар).

В отмеченных выше проектах использовались различные методы для захоронения углекислого газа: растворенный в воде $H_2O + CO_2$ и жидком/сверхкритическом состоянии.

Исследование захоронения CO_2 в базальтах океанического дна в проливе Хуáн-де-Фýка (штат Вашингтон, США) показало, что риск утечки введенного CO_2 на подобных объектах снижается благодаря следующим природным факторам (Goldberg et al., 2008; Сушенцова, 2015):

а) покрывающие океаническое дно осадочные отложения являются хорошим изолирующим материалом и образуют низкопроницаемый литологический барьер, препятствующий вертикальной миграции флюида;

б) возникает гравитационный барьер и формируются клатратные гидраты CO_2, которые при температуре воды менее 2 °C являются более плотными и менее растворимыми, чем жидкая углекислота.

По предварительным оценкам, если весь введенный CO_2 преобразуется в карбонаты, то базальтовая формация в проливе Хуáн-де-Фýка сможет связать 250 Гт углерода.

Несмотря на большую доступность континентальных базальтов для захоронения CO_2, значительная часть мировых резервуаров ультраосновных/основных пород локализована на океаническом шельфе, где риски утечки и загрязнения окружающей среды ниже. При морском хранении также имеется практически неограниченный запас морской воды, которую можно использовать для предварительного растворения CO_2 и ускорения процесса карбонизации.

Угленосные пласты

Одним из интересных с точки зрения захоронения CO_2 природных объектов являются угольные пласты. Уголь отличается очень высокими сорбционными свойствами по отношению к другим веществам, в том числе к газам. Именно поэтому с самого начала появления проблемы избытка углекислого газа в атмосфере крупных техногенных центров угольные пласты стали объектом целенаправленного изучения для улавливания и возможной консервации двуокиси углерода. Тем более что вопросы газоносности углей рассматривались и ранее в связи с их метаноносностью (как дополнительный источник энергетического сырья и как обеспечение более безопасного ведения горных работ по добыче угля). Как видно из рис. 10, ресурсы метана в угольных пластах значительны в мире, Россия в этом списке занимает лидирующую позицию, поэтому угольные пласты, содержащие метан, представляют собой особые объекты для захоронения CO_2.

Исследования по закачке CO_2 в уголь и угольные пласты проводились в виде как лабораторных экспериментов с углями имеющими различные свойства, так и полевых работ на природных объектах – угольных пластах с определенными характеристиками. В качестве примеров исследований, разных по своим целям и методикам, можно привести работы преимущественно зарубежных исследователей: Espinoza et al., 2014; Reeves et al., 2005; Morse et al., 2010; Цзиньсюань и др., 2019.

Исследование Д.Н. Эспинозы с соавторами (Espinoza et al., 2014) интересно как разносторонний эксперимент

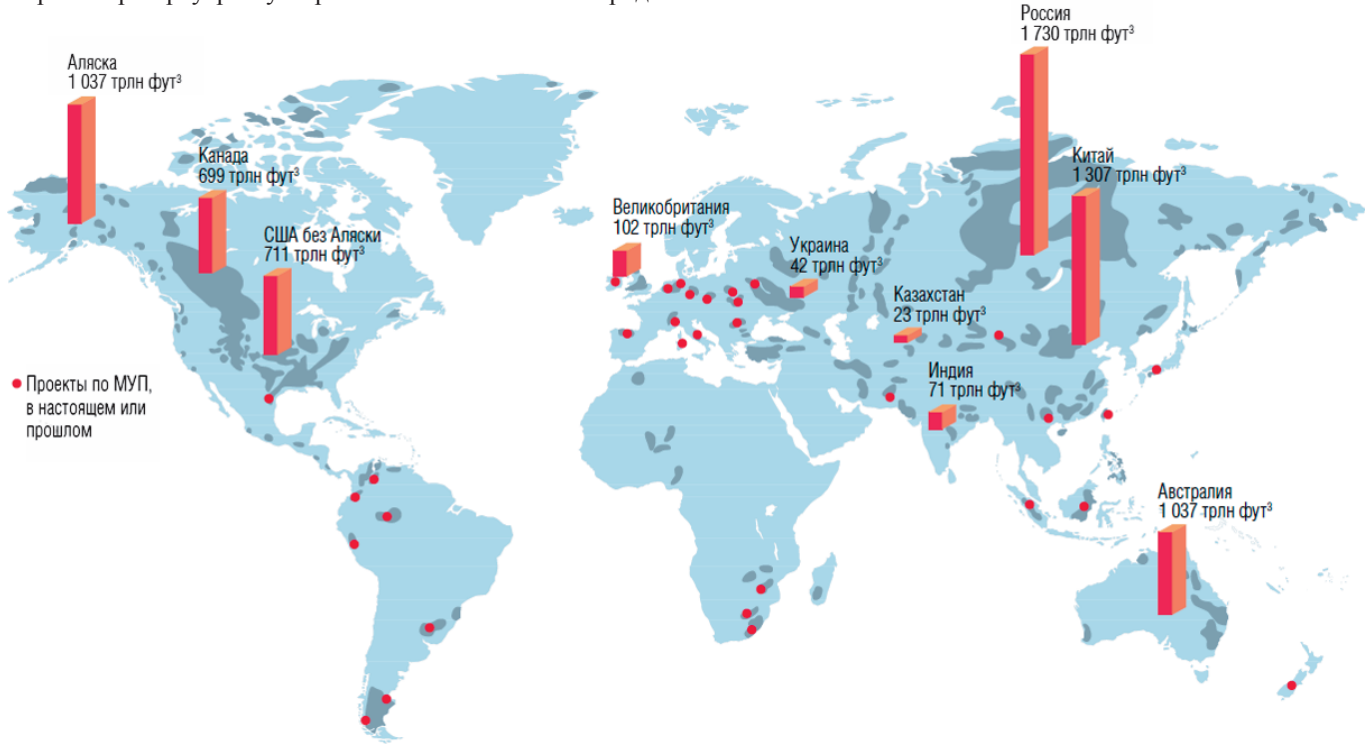


Рис. 10. Ресурсы метана в угольных пластах и проекты по изучению их извлечения (по (Schlumberger, 2021))

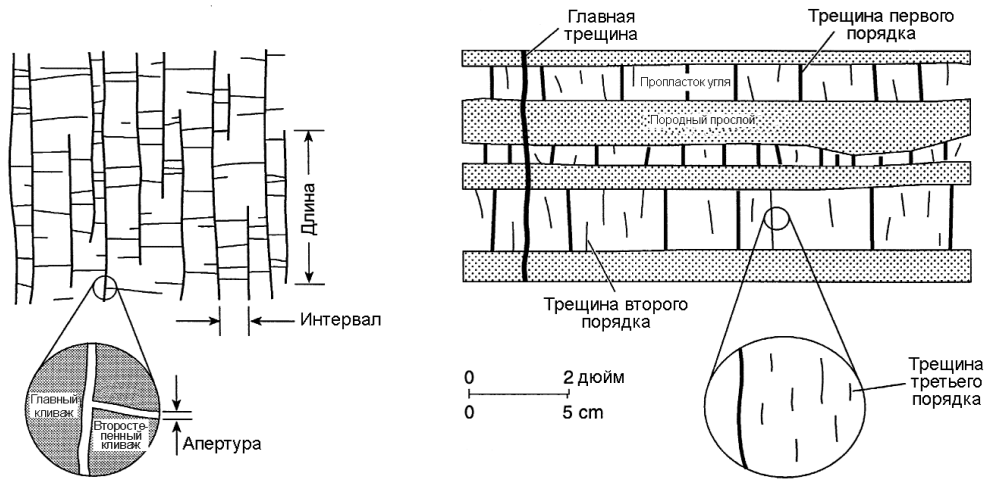


Рис. 11. Схема геометрии трещин угольного кливажа (по (Эттингер, 1966))

по изучению проницаемости углей. В результате были подтверждены анизотропия проницаемости для CH_4 и CO_2 в углях, подчиняющаяся системам кливажных трещин (рис. 11), которые включают в себя осевую или главную систему и торцевую или второстепенную систему, а также более высокая газоемкость углей по CO_2, чем по CH_4, что связано с преимущественной адсорбцией именно CO_2. Эта работа является хорошей иллюстрацией выбора доступного метода анализа проницаемости углей, который может использоваться как «калибровочный» для оценки ФЕС углей.

Проницаемость угля и адсорбционные свойства связаны с кливажом, поэтому рассматриваются в связи с возможностью вытеснения метана при его добыче из угольных пластов в работе (Цзиньсюань и др., 2019).

Угольный бассейн Сан-Хуан в США известен как первый успешный объект промышленной добычи метана из угольного пласта (МУП) как самостоятельного полезного ископаемого. В отчете американских исследователей (Reeves et al., 2005) описывается опыт закачки CO_2 в угольный пласт формации Фрутлэнд (проект получил название Allison Unit), находящийся на глубине 900 м и мощностью 13 м. Проект длился 6 лет (1995–2001 гг.). Для эксперимента были использованы четыре нагнетательных скважины и пять добывающих. Расположенные в разных участках добывающие скважины продемонстрировали разную динамику распространения закачиваемого CO_2, что отвечало направленности трещин кливажа. Измеряемыми параметрами выступали объем адсорбированного газа, плотность углей, проницаемость, пористость, давление.

Обзорная работа китайских исследователей (Yu et al., 2007) посвящена оценке угольных бассейнов и месторождений с перспективой их использования для закачки CO_2. Угольные бассейны Китая разнообразны по возрасту, размерам и качеству углей, поэтому их сравнение может быть полезно при выработке критериев для выбора наиболее подходящих объектов. Коллеги из КНР предлагают типизировать угольные бассейны как по общегеологическим критериям, так и по определенным физико-механическим свойствам углей.

Косвенно пригодность углей для закачки углекислого газа можно оценить по их метаноносности, которая определяется в ходе геологоразведочных работ. Наибольшая доля ресурсов метана приходится на очень крупные бассейны: Западно-Сибирский, Тунгусский, Ленский, Таймырский, Кузнецкий и Печорский (Макарова и др., 2015). Но многие из них расположены в труднодоступных районах и неперспективны с точки зрения самостоятельной добычи метана и утилизации CO_2. Наиболее интересен с этой точки зрения Кузнецкий каменноугольный бассейн.

Заключение

Данный обзор существующего мирового опыта по утилизации углекислого газа показывает, что нет универсального геологического объекта, отвечающего всем предъявляемым требованиям, таким как надежность размещения, близость к месту добычи и стоимость закачки.

При нефтедобыче наиболее пригодным резервуаром для хранения углекислого газа представляются выработанные месторождения нефти или газа. Полости в солях могут использоваться для временного хранения углекислого газа, поскольку соли имеют хорошие изоляционные свойства и практически не реагируют с газом. Если необходимо произвести утилизацию углекислого газа, то самым лучшим резервуаром являются основные/ультраосновные породы. Главным преимуществом водоносных горизонтов в качестве резервуара для углекислого газа являются их широкое распространение и удобство для закачки.

Таким образом, в зависимости от решаемых задач могут использоваться все представленные нами резервуары, и при выборе объектов в каждом конкретном случае необходимо руководствоваться имеющейся инфраструктурой, доступностью потенциальных хранилищ углекислого газа и экономической составляющей.

Благодарность

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные замечания, позволившие улучшить статью.

Литература

ГОСТ Р ИСО 27914-2023 (2023). Улавливание, транспортирование и хранение углекислого газа (Подземное размещение) (ISO 27914:2017, IDT).

Гридин В.А., Стерленко З.В., Еремина Н.В., Логвинова Т.В. (2015). Геологические основы проектирования и эксплуатации подземных хранилищ газа. Ставрополь: Северо-Кавказский фед. ун-т, 110 с.

Макарова Е.Ю., Митронов Д.В. (2015). Ресурсная база и перспективы добычи метана угольных пластов в России. *Георесурсы*. (2), с. 101–106. http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.9

Сушенцова Б.Ю. (2013). Взаимодействие углекислого газа с ультраосновными и основными породами: Дис. канд. геол.-минер. наук. М., 255 с.

Хан С.А. (2010). Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа. *Георесурсы*, (4), с. 55–62.

Цзиньсюань Х., Яньцзюнь Л., Макарова Е.Ю., Богомолов А.Х., Чжаочжун Я. (2019). Молекулярное моделирование конкурирующей адсорбции метана и углекислого газа в матрице угля в присутствии воды. *Химия твердого топлива*, (5), с. 20–29. https://doi.org/10.1134/S0023117719050050

Эттингер И.Л. (1966). Газоемкость ископаемых углей. М.: Недра, 224 с.

Alfredsson H.A., Hardarson B.S., Franzson H., Gislason S.R. (2008). CO_2 sequestration in basaltic rock at the Hellisheidi site in SW Iceland: Stratigraphy and chemical composition of the rocks at the injection site. *Mineralogical Magazine*, 72(1), pp. 1–5. https://doi.org/10.1180/minmag.2008.072.1.1

Bachu S., Bonijoly D., Bradshaw J., Burruss R., Holloway S., Christensen N.P., Mathiassen O.M. (2007). CO_2 storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(4), pp. 430–443. http://dx.doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2

Baklid A., Korbol R., Owren G. (1996). Sleipner Vest CO_2 disposal, CO_2 injection into a shallow underground aquifer. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE-36600-MS. https://doi.org/10.2118/36600-MS

Brouard B., Bérest P. (2019). Over-pressured salt solution mining caverns and leakage mechanisms. Phase 2: Cavern-Scale Report. 151 p.

Caglayan D.G., Weber N., Heinrichs H.U., Linßen, Robinius M., Kukla P.A., Stolten D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), pp. 6793–6805. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161

Da Costa A.M., da Costa P.V.M., Udebhulu O.D., Azevedo R.C., Ebecken N.F.F., Miranda, A.C.O., de Eston S. M., de Tomi G., Meneghini J. R., Nishimoto K., Ruggiere F., Malta E., Fernandes É.R., Brandão C.M., Breda A. (2019). Potential of storing gas with high CO_2 content in salt caverns built in ultra-deep water in Brazil. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 9(1), pp. 79–94. https://doi.org/10.1002/ghg.1834

Daval D., Sissmann O., Menguy N., Saldi G.D., Guyot F., Martinez I., Corvisier J., Garcia B., Machouk I., Knauss K.G., Hellmann R. (2011). Influence of amorphous silica layer formation on the dissolution rate of olivine at 90 °C and elevated pCO_2. *Chemical Geology*, 284(1–2), pp. 193–209. https://dx.doi.org/10.1016/j.chemgeo.2011.02.021

DeVries K.L., Mellegard K.D., Callahan G.D., Goodman W.M. (2005). Cavern roof stability for natural gas storage in bedded salt. *Final Report.* Rapid City: RESPEC, 191 p.

Donadei S., Schneider G.S. (2016). Compressed air energy storage in underground formations. *Storing Energy*. Elsevier, pp. 113–133. http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-803440-8.00006-3

Donadei S., Schneider G.S. (2022). Compressed air energy storage. *Storing Energy*. Elsevier, pp. 141–156. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824510-1.00034-9

Duhan J. (2018). Compressed Air Energy Storage in Salt Caverns: Geomechanical Design Workflow, CAES Siting Study from a Geomechanics Perspective, and Deep Brine Disposal. *Master of Applied Science in Civil Engineering thesis*. Waterloo: Univ. of Waterloo, 183 p.

Ennis-King J., Gibson-Poole C.M., Lang S.C., Paterson L. (2002). Long term numerical simulation of geological storage of CO_2 in the Petrel sub-basin, North West Australia. *Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Kyoto, Japan: Elsevier Science, pp. 1–4.

Espinoza D.N., Vandamme M., Pereira J.M., Dangla P., Vidal-Gilbert S. (2014). Measurement and modeling of adsorptive–poromechanical properties of bituminous coal cores exposed to CO2: Adsorption, swelling strains, swelling stresses and impact on fracture permeability. *International Journal of Coal Geology*, 134–135, pp. 80–95. http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2014.09.010

Gerdemann S.J., O'Connor W.K., Dahlin D.C., Penner L.R., Rush H. (2007). Ex situ aqueous mineral carbonation. *Environmental science & technology*, 41(7), pp. 2587–2593. https://doi.org/10.1021/es0619253

Gillhaus A., Horvath P.L. (2008). Compilation of geological and geotechnical data of worldwide domal salt deposits and domal salt cavern fields: Research Project Report 2007-1-SMRI. Clarks Summit, PA, USA: Solution Mining Research Insitute and KBB Underground Technologies GmbH.

Gislason S.R., Wolff-Boenisch D., Stefansson A., Oelkers E.H., Gunnlaugsson E., Sigurdardottir H., Sigfusson B., Broecker W.S., Matter J.M., Stute M., Axelsson G., Fridriksson T. (2010). Mineral sequestration of carbon dioxide in basalt: A pre-injection overview of the CarbFix project. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(3), pp. 537–545. https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.11.013

Goff F., Lackner K.S. (1998). Carbon dioxide sequestering using ultramafic rocks. *Environmental Geosciences*, 5(3), pp. 89–101. https://doi.org/10.1046/J.1526-0984.1998.08014.X

Goldberg D.S., Takahashi T., Slagle A.L. (2008). Carbon dioxide sequestration in deep-sea basalt. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, *105*(29), pp. 9920–9925. https://doi.org/10.1073/pnas.0804397105

Gunter W.D., Perkins E.H., McCann T.J. (1993). Aquifer disposal of CO_2-rich gases: Reaction design for added capacity. *Energy Conversion and management*, 34(9–11), pp. 941–948. https://doi.org/10.1016/0196-8904%2893%2990040-H

Gysi A.P., Stefánsson A. (2012). CO_2–water–basalt interaction. Low temperature experiments and implications for CO_2 sequestration into basalts. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 81, pp. 129–152. https://doi.org/10.1016/J.GCA.2011.12.012

Hamling J. (2015). Bell Creek Oil Field: A Study of Associated CO_2 Storage with a Commercial CO_2 Enhanced Oil Recovery Project. San Francisco, CA: IEAGHG Monitoring Research Network Meeting Lawrence Berkeley Laboratory. 34 p. https://dokumen.tips/documents/bell-creek-oil-field-a-study-of-associated-co2-bell-creek-oil-field-a-study.html?page=1

Hänchen M., Prigiobbe V., Baciocchi R., Mazzotti M. (2008). Precipitation in the Mg-carbonate system–effects of temperature and CO_2 pressure. *Chemical Engineering Science*, 63(4), pp. 1012–1028. https://doi.org/10.1016/j.ces.2007.09.052

Heiskanen E. (2006). Case 24: Snohvit CO_2 capture & storage project. Helsinki: National Consumer Research Centre, 20 p. https://www.esteem-tool.eu/fileadmin/esteem-tool/docs/CASE_24_def.pdf

Horváth P.L., Donadei S., Zapf D. (2020). Detailing of Basic Data, Information System & Potential Estimate for Site Selection of Salt Caverns for CAES and Hydrogen Storage in Bedded Salt. Solution Mining Research Institute Fall 2020 Virtual Technical Conference, pp. 1–16.

Huijgen W.J., Ruijg G.J., Comans R.N., Witkamp G.J. (2006). Energy consumption and net CO2 sequestration of aqueous mineral carbonation. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 45(26), pp. 9184–9194. http://dx.doi.org/10.1021/ie060636k

IOGCC (1988). Natural Gas Storage in Salt Caverns, A Guide for State Regulators. Oklahoma: Energy Resources Committee of the Interstate Oil and Gas Compact Commission, 45 p.

Johnson J.W., Nitao J.J., Steefel C.I., Knauss K.G. (2001). Reactive transport modeling of geologic CO2 sequestration in saline aquifers: the influence of intra-aquifer shales and the relative effectiveness of structural, solubility, and mineral trapping during prograde and retrograde sequestration. *First national conference on carbon sequestration*. National Energy and Technology Laboratory USA, pp. 14–17.

Johnson J.W., Nitao J.J., Knauss K.G. (2004). Reactive transport modelling of CO_2 storage in saline aquifers to elucidate fundamental processes, trapping mechanisms and sequestration partitioning. *Geological Society,* London, Special Publications, 233(1), pp. 107–128. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.08

Lackner K.S., Wendt C.H., Butt D.P., Joyce E.L. Jr., Sharp D.H. (1995). Carbon dioxide disposal in carbonate minerals. *Energy*, 20(11), pp. 1153–1170. https://doi.org/10.1016/0360-5442(95)00071-N

Lindeberg E., Wessel-Berg D. (1997). Vertical convection in an aquifer column under a gas cap of CO_2. *Energy Conversion and management*, 38, pp. 229–234. https://doi.org/10.1016/S0196-8904(96)00274-9

Małachowska A., Łukasik N., Mioduska J., Gębicki J. (2022). Hydrogen storage in geological formations – The potential of salt caverns. *Energies,* 15(14), 5038. https://doi.org/10.3390/en15145038

Maldal T., Tappel I.M. (2004). CO2 underground storage for Snøhvit gas field development. *Energy*, 29(9–10), pp. 1403–1411. https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.03.074

Matter J.M., Takahashi T., Goldberg D. (2007). Experimental evaluation of in situ CO_2-water-rock reactions during CO_2 injection in basaltic rocks: Implications for geological CO_2 sequestration. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 8(2), Q02001. https://doi.org/10.1029/2006GC001427

Metz B., Davidson O., de Coninck H., Loos M., Meyer L. (2005). IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Cambridge, UK: Cambridge Univ. Press, 431 p. https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/

Morse D.G., Mastalerz M., Drobniak A., Rupp J.A., Harpalani S. (2010). Variations in coal characteristics and their possible implications for CO_2 sequestration: Tanquary injection site, southeastern Illinois, USA. *International journal of coal geology*, 84(1), pp. 25–38. http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2010.08.001

National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. (2019).

sequestration of supercritical CO_2 in deep sedimentary geological formations. *Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda*, pp. 273–281. https://doi.org/10.17226/25259

Oelkers E.H., Gislason S.R., Matter J. (2008). Mineral carbonation of CO_2. *Elements*, 4(5), pp. 333–337. http://dx.doi.org/10.2113/gselements.4.5.333

Oldenburg C.M. (2003) Carbon dioxide as cushion gas for natural gas storage. *Energy and Fuels*, 17(1), pp. 240–246. https://doi.org/10.1021/ef020162b

Plaat H. (2009). Underground gas storage: Why and how. *Geological Society*, London, Special Publications, 313(1), pp. 25–37. https://doi.org/10.1144/SP313.4

Reeves S., Oudinot A. (2005). The Allison Unit CO_2-ECBM Pilot – A Reservoir and Economic Analysis. *2005 International Coalbed Methane symposium*, 0522, pp. 1–16.

Rochelle C.A., Czernichowski-Lauriol I., Milodowski A.E. (2004). The impact of chemical reactions on CO2 storage in geological formations: a brief review. *Geological Society, London, Special Publications*, 233(1), pp. 87–106. http://dx.doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.07

Sasaki K., Akibayashi S. (2000). A Calculation Model for Liquid CO_2 Injection into Shallow Sub-Seabed Aquifer. *Annals of the New York Academy of Sciences*, *912*(1), pp. 211–225. https://doi.org/10.1111/j.1749-6632.2000.tb06775.x

Seifritz W. (1990). CO_2 disposal by means of silicates. *Nature*, *345*, pp. 486–486. https://doi.org/10.1038/345486b0

Sipilä J., Teir S., Zevenhoven R. (2008). Carbon dioxide sequestration by mineral carbonation: Literature review update 2005–2007. Report VT 2008-1. 59 p. https://remineralize.org/wp-content/uploads/2015/10/LITR1.pdf

Snæbjörnsdóttir S.Ó., Sigfússon B., Marieni C., Goldberg D., Gislason S.R., Oelkers, E.H. (2020). Carbon dioxide storage through mineral carbonation. *Nature Reviews Earth & Environment*, 1(2), pp. 90–102. https://doi.org/10.1038/s43017-019-0011-8

Tarkowski R., Czapowski G. (2018). Salt domes in Poland–Potential sites for hydrogen storage in caverns. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(46), pp. 21414–21427. http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.212

Thoms R.L., Martinez J.D. (1978). Preliminary long-term stability criteria for compressed air energy storage caverns in salt domes. Baton Rouge, USA: Louisiana State Univ., 90 p. https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc1203514/m2/1/high_res_d/6524724.pdf

Vesovic V., Wakeham W.A., Olchowy G.A., Sengers J.V., Watson J.T.R., Millat J. (1990). The transport properties of carbon dioxide. *Journal of physical and chemical reference data*, 19(3), pp. 763–808. https://doi.org/10.1063/1.555875

Warren J.K. (2016). Evaporites: A Geological Compendium. Berlin, Springer, 1807 p. https://doi.org/10.1007/978-3-319-13512-0

Wilson M., Monea M., Whittaker S., White D., Law D., Chalaturnyk R. (2004). IEA GHG Weyburn CO_2 Monitoring & Storage Project: Summary Report 2000–2004. Regina: Petroleum Technology Research Centre, 284 p.

Yu H., Zhou, G., Fan W., Ye J. (2007). Predicted CO2 enhanced coalbed methane recovery and CO2 sequestration in China. *International Journal of Coal Geology*, 71(2–3), pp. 345–357. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.10.002

Zweigel P., Arts R., Lothe A.E., Lindeberg E.B. (2004). Reservoir geology of the Utsira Formation at the first industrial-scale underground CO2 storage site (Sleipner area, North Sea). *Geological Society,* London, Special Publications, 233(1), pp. 165–180. http://dx.doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.11

Сведения об авторах

Анна Вадимовна Корзун – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры гидрогеологии геологического факультета, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1
e-mail: a.korzun@oilmsu.ru

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Наталья Александровна Харитонова – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры гидрогеологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Анна Валерьевна Асеева – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник Лаборатории генетической минералогии и петрологии, Дальневосточный геологический институт ДВО РАН

Россия, 690022, Владивосток, пр. 100 лет Владивостоку, д. 159

Константин Олегович Осипов – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Наталья Владимировна Пронина – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Елена Юрьевна Макарова – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Анастасия Петровна Вайтехович – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Алексей Юрьевич Лопатин – кандидат тех. наук, Эксперт Фонда «НИР» по разработке месторождений, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Михаил Юрьевич Карпушин – ведущий специалист кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Юрий Дмитриевич Перегудов – магистрант кафедры гидрогеологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Ксения Александровна Ситар – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Александр Сергеевич Редькин – аспирант кафедры гидрогеологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 25.04.2023;
Принята к публикации 09.06.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

Applicability of natural geological objects for storage, disposal and utilization of carbon dioxide (review)

A.V. Korzun[1], A.V. Stoupakova[1], N.A. Kharitonova[1], N.V. Pronina[1], E.Yu. Makarova[1], A.P. Vaitekhovich[1], K.O. Osipov[1], A.Yu. Lopatin[1], A.V. Aseeva[2], M.Yu. Karpushin[1], R.S. Sautkin[1], Yu.D. Peregudov[1], M.A. Bolshakova[1], K.A. Sitar[1], A.S. Redkin[1]*

[1] *Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*

[2] *Far East Geological Institute of the Far East Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russian Federation*

[*] *Corresponding author: Anna V. Korzun, e-mail: a.korzun@oilmsu.ru*

Abstract. In the context of the current trend, today we are focused on low-carbon energy, so the question of carbon dioxide utilization is very important. Underground storage of carbon dioxide is an important part of carbon capture and storage (CCS) projects and a key technology to reduce emissions of carbon dioxide to the atmosphere. There are currently many carbon dioxide capture projects around the world, but each project has its own specifics. The article discusses the features of carbon dioxide capture in natural geological reservoirs and the principles of carbon dioxide retention in them. An example of some Carbon Capture in a natural geological reservoirs projects are given. The choice of a natural reservoir, the development of a technology for its identification and justification criteria are of key importance for the environmentally sustainable capture of carbon dioxide.

Keywords: decarbonatization, natural reservoirs, carbon dioxide, capture, burial, storage, utilization, reservoir, aquifer, coal bed, basalt, underground gas storage

Recommended citation: Korzun A.V., Stoupakova A.V., Kharitonova N.A., Pronina N.V., Makarova E.Yu., Vaytekhovich A.P., Osipov K.O., Lopatin A.Yu., Aseeva A.V., Karpushin M.Yu., Sautkin R.S., Peregudov Yu.D., Bolshakova M.A., Sitar K.A., Redkin A.S. (2023). Applicability of natural geological objects for storage, disposal and utilization of carbon dioxide (review). *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 22–35. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.2

References

Alfredsson H.A., Hardarson B.S., Franzson H., Gislason S.R. (2008). CO_2 sequestration in basaltic rock at the Hellisheidi site in SW Iceland: Stratigraphy and chemical composition of the rocks at the injection site. *Mineralogical Magazine*, 72(1), pp. 1–5. https://doi.org/10.1180/minmag.2008.072.1.1

Bachu S., Bonijoly D., Bradshaw J., Burruss R., Holloway S., Christensen N.P., Mathiassen O.M. (2007). CO_2 storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(4), pp. 430–443. http://dx.doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2

Baklid A., Korbol R., Owren G. (1996). Sleipner Vest CO_2 disposal, CO_2 injection into a shallow underground aquifer. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE-36600-MS. https://doi.org/10.2118/36600-MS

Brouard B., Bérest P. (2019). Over-pressured salt solution mining caverns and leakage mechanisms. Phase 2: Cavern-Scale Report. 151 p.

Caglayan D.G., Weber N., Heinrichs H.U., Linßen, Robinius M., Kukla P.A., Stolten D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), pp. 6793–6805. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161

Da Costa A.M., da Costa P.V.M., Udebhulu O.D., Azevedo R.C., Ebecken N.F.F., Miranda, A.C.O., de Eston S. M., de Tomi G., Meneghini J. R., Nishimoto K., Ruggiere F., Malta E., Fernandes É.R., Brandão C.M., Breda A. (2019). Potential of storing gas with high CO_2 content in salt caverns built in ultra-deep water in Brazil. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 9(1), pp. 79–94. https://doi.org/10.1002/ghg.1834

Daval D., Sissmann O., Menguy N., Saldi G.D., Guyot F., Martinez I., Corvisier J., Garcia B., Machouk I., Knauss K.G., Hellmann R. (2011). Influence of amorphous silica layer formation on the dissolution rate of olivine at 90 °C and elevated pCO_2. *Chemical Geology*, 284(1–2), pp. 193–209. https://dx.doi.org/10.1016/j.chemgeo.2011.02.021

DeVries K.L., Mellegard K.D., Callahan G.D., Goodman W.M. (2005). Cavern roof stability for natural gas storage in bedded salt. *Final Report.* Rapid City: RESPEC, 191 p.

Donadei S., Schneider G.S. (2016). Compressed air energy storage in underground formations. *Storing Energy*. Elsevier, pp. 113–133. http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-803440-8.00006-3

Donadei S., Schneider G.S. (2022). Compressed air energy storage. *Storing Energy*. Elsevier, pp. 141–156. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824510-1.00034-9

Duhan J. (2018). Compressed Air Energy Storage in Salt Caverns: Geomechanical Design Workflow, CAES Siting Study from a Geomechanics Perspective, and Deep Brine Disposal. *Master of Applied Science in Civil Engineering thesis.* Waterloo: Univ. of Waterloo, 183 p.

Ennis-King J., Gibson-Poole C.M., Lang S.C., Paterson L. (2002). Long term numerical simulation of geological storage of CO_2 in the Petrel sub-basin, North West Australia. *Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Kyoto, Japan: Elsevier Science, pp. 1–4.

Espinoza D.N., Vandamme M., Pereira J.M., Dangla P., Vidal-Gilbert S. (2014). Measurement and modeling of adsorptive–poromechanical properties of bituminous coal cores exposed to CO2: Adsorption, swelling strains, swelling stresses and impact on fracture permeability. *International Journal of Coal Geology*, 134–135, pp. 80–95. http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2014.09.010

Ettinger I.L. (1966). Gas content of fossil coals. Moscow: Nedra, 224 p. (In Russ.)

Gerdemann S.J., O'Connor W.K., Dahlin D.C., Penner L.R., Rush H. (2007). Ex situ aqueous mineral carbonation. *Environmental science & technology*, 41(7), pp. 2587–2593. https://doi.org/10.1021/es0619253

Gillhaus A., Horvath P.L. (2008). Compilation of geological and geotechnical data of worldwide domal salt deposits and domal salt cavern fields: Research Project Report 2007-1-SMRI. Clarks Summit, PA, USA: Solution Mining Research Insitute and KBB Underground Technologies GmbH.

Gislason S.R., Wolff-Boenisch D., Stefansson A., Oelkers E.H., Gunnlaugsson E., Sigurdardottir H., Sigfusson B., Broecker W.S., Matter J.M., Stute M., Axelsson G., Fridriksson T. (2010). Mineral sequestration of carbon dioxide in basalt: A pre-injection overview of the CarbFix project. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(3), pp. 537–545. https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.11.013

Goff F., Lackner K.S. (1998). Carbon dioxide sequestering using ultramafic rocks. *Environmental Geosciences*, 5(3), pp. 89–101. https://doi.org/10.1046/J.1526-0984.1998.08014.X

Goldberg D.S., Takahashi T., Slagle A.L. (2008). Carbon dioxide sequestration in deep-sea basalt. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, *105*(29), pp. 9920–9925. https://doi.org/10.1073/pnas.0804397105

GOST R ISO 27914-2023 (2023). Capture, transport and storage of carbon dioxide (Underground). ISO 27914:2017, IDT. (In Russ.)

Gridin V.A., Sterlenko Z.V., Eremina N.V., Logvinova T.V. (2015). Geological bases for the design and operation of underground gas storage facilities. Stavropol: North Caucasian Fed. Univer., 110 p. (In Russ.)

Gunter W.D., Perkins E.H., McCann T.J. (1993). Aquifer disposal of CO_2-rich gases: Reaction design for added capacity. *Energy Conversion and management*, 34(9–11), pp. 941–948. https://doi.org/10.1016/0196-8904%2893%2990040-H

Gysi A.P., Stefánsson A. (2012). CO_2–water–basalt interaction. Low temperature experiments and implications for CO_2 sequestration into basalts. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 81, pp. 129–152. https://doi.org/10.1016/J.GCA.2011.12.012

Hana J. X., Lua Y. J., Makarovaa E. Yu., Bogomolova A. Kh., and Yang Z. Z. (2019). Molecular Simulation of CH4 and CO2 Competitive Adsorption in Moisture Coals. *Solid Fuel Chemistry*, (5), pp. 270–279. https://doi.org/10.3103/S0361521919050057

Hamling J. (2015). Bell Creek Oil Field: A Study of Associated CO_2 Storage with a Commercial CO_2 Enhanced Oil Recovery Project. San Francisco, CA: IEAGHG Monitoring Research Network Meeting Lawrence Berkeley Laboratory. 34 p. https://dokumen.tips/documents/bell-creek-oil-field-a-study-of-associated-co2-bell-creek-oil-field-a-study.html?page=1

Hänchen M., Prigiobbe V., Baciocchi R., Mazzotti M. (2008). Precipitation in the Mg-carbonate system–effects of temperature and CO_2 pressure. *Chemical Engineering Science*, 63(4), pp. 1012–1028. https://doi.org/10.1016/j.ces.2007.09.052

Heiskanen E. (2006). Case 24: Snohvit CO_2 capture & storage project. Helsinki: National Consumer Research Centre, 20 p. https://www.esteem-tool.eu/fileadmin/esteem-tool/docs/CASE_24_def.pdf

Horváth P.L., Donadei S., Zapf D. (2020). Detailing of Basic Data, Information System & Potential Estimate for Site Selection of Salt Caverns for CAES and Hydrogen Storage in Bedded Salt. *Solution Mining Research Institute Fall 2020 Virtual Technical Conference*, pp. 1–16.

Huijgen W.J., Ruijg G.J., Comans R.N., Witkamp G.J. (2006). Energy consumption and net CO2 sequestration of aqueous mineral carbonation. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 45(26), pp. 9184–9194. http://dx.doi.org/10.1021/ie060636k

IOGCC (1988). Natural Gas Storage in Salt Caverns, A Guide for State Regulators. Oklahoma: Energy Resources Committee of the Interstate Oil and Gas Compact Commission, 45 p.

Johnson J.W., Nitao J.J., Steefel C.I., Knauss K.G. (2001). Reactive transport modeling of geologic CO2 sequestration in saline aquifers: the influence of intra-aquifer shales and the relative effectiveness of structural, solubility, and mineral trapping during prograde and retrograde sequestration. *First national conference on carbon sequestration*. National Energy and Technology Laboratory USA, pp. 14–17.

Johnson J.W., Nitao J.J., Knauss K.G. (2004). Reactive transport modelling of CO_2 storage in saline aquifers to elucidate fundamental processes, trapping mechanisms and sequestration partitioning. *Geological Society,* London, Special Publications, 233(1), pp. 107–128. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.08

Khan S.A. (2010). The analysis of world projects on catching and a burial place of carbonic gas. *Georesursy = Georesources*, 4(36), pp. 55–62. (In Russ.)

Lackner K.S., Wendt C.H., Butt D.P., Joyce E.L. Jr., Sharp D.H. (1995). Carbon dioxide disposal in carbonate minerals. *Energy*, 20(11), pp. 1153–1170. https://doi.org/10.1016/0360-5442(95)00071-N

Lindeberg E., Wessel-Berg D. (1997). Vertical convection in an aquifer column under a gas cap of CO_2. *Energy Conversion and management*, 38, pp. 229–234. https://doi.org/10.1016/S0196-8904(96)00274-9

Makarova E.Yu., Mitronov D.V. (2015). Resource base and prospects for coalbed methane production in Russia. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 101–106. (In Russ.)

Małachowska A., Łukasik N., Mioduska J., Gębicki J. (2022). Hydrogen storage in geological formations – The potential of salt caverns. *Energies,* 15(14), 5038. https://doi.org/10.3390/en15145038

Maldal T., Tappel I.M. (2004). CO2 underground storage for Snøhvit gas field development. *Energy*, 29(9–10), pp. 1403–1411. https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.03.074

Matter J.M., Takahashi T., Goldberg D. (2007). Experimental evaluation of in situ CO_2-water-rock reactions during CO_2 injection in basaltic rocks: Implications for geological CO_2 sequestration. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 8(2), Q02001. https://doi.org/10.1029/2006GC001427

Metz B., Davidson O., de Coninck H., Loos M., Meyer L. (2005). IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Cambridge, UK: Cambridge Univ. Press, 431 p. https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/

Morse D.G., Mastalerz M., Drobniak A., Rupp J.A., Harpalani S. (2010). Variations in coal characteristics and their possible implications for CO_2 sequestration: Tanquary injection site, southeastern Illinois, USA. *International journal of coal geology*, 84(1), pp. 25–38. http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2010.08.001

National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. (2019). sequestration of supercritical CO_2 in deep sedimentary geological formations. *Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda*, pp. 273–281. https://doi.org/10.17226/25259

Oelkers E.H., Gislason S.R., Matter J. (2008). Mineral carbonation of CO_2. *Elements*, 4(5), pp. 333–337. http://dx.doi.org/10.2113/gselements.4.5.333

Oldenburg C.M. (2003) Carbon dioxide as cushion gas for natural gas storage. *Energy and Fuels*, 17(1), pp. 240–246. https://doi.org/10.1021/ef020162b

Plaat H. (2009). Underground gas storage: Why and how. *Geological Society*, London, Special Publications, 313(1), pp. 25–37. https://doi.org/10.1144/SP313.4

Reeves S., Oudinot A. (2005). The Allison Unit CO_2-ECBM Pilot – A Reservoir and Economic Analysis. *2005 Int. Coalbed Methane symp.*, 0522, pp. 1–16.

Rochelle C.A., Czernichowski-Lauriol I., Milodowski A.E. (2004). The impact of chemical reactions on CO2 storage in geological formations: a brief review. *Geological Society, London, Special Publications*, 233(1), pp. 87–106. http://dx.doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.07

Sasaki K., Akibayashi S. (2000). A Calculation Model for Liquid CO_2 Injection into Shallow Sub-Seabed Aquifer. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 912(1), pp. 211–225. https://doi.org/10.1111/j.1749-6632.2000.tb06775.x

Seifritz W. (1990). CO_2 disposal by means of silicates. *Nature*, *345*, pp. 486–486. https://doi.org/10.1038/345486b0

Sipilä J., Teir S., Zevenhoven R. (2008). Carbon dioxide sequestration by mineral carbonation: Literature review update 2005–2007. Report VT 2008-1. 59 p. https://remineralize.org/wp-content/uploads/2015/10/LITR1.pdf

Snæbjörnsdóttir S.Ó., Sigfússon B., Marieni C., Goldberg D., Gislason S.R., Oelkers, E.H. (2020). Carbon dioxide storage through mineral carbonation. *Nature Reviews Earth & Environment*, 1(2), pp. 90–102. https://doi.org/10.1038/s43017-019-0011-8

Sushentsova B.Yu. (2013). Interaction of carbon dioxide with ultrabasic and basic rocks. Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow, 255 p. (In Russ.)

Tarkowski R., Czapowski G. (2018). Salt domes in Poland–Potential sites for hydrogen storage in caverns. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(46), pp. 21414–21427. http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.212

Thoms R.L., Martinez J.D. (1978). Preliminary long-term stability criteria for compressed air energy storage caverns in salt domes. Baton Rouge, USA: Louisiana State Univ., 90 p. https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc1203514/m2/1/high_res_d/6524724.pdf

Vesovic V., Wakeham W.A., Olchowy G.A., Sengers J.V., Watson J.T.R., Millat J. (1990). The transport properties of carbon dioxide. *Journal of physical and chemical reference data*, 19(3), pp. 763–808. https://doi.org/10.1063/1.555875

Warren J.K. (2016). Evaporites: A Geological Compendium. Berlin, Springer, 1807 p. https://doi.org/10.1007/978-3-319-13512-0

Wilson M., Monea M., Whittaker S., White D., Law D., Chalaturnyk R. (2004). IEA GHG Weyburn CO_2 Monitoring & Storage Project: Summary Report 2000–2004. Regina: Petroleum Technology Research Centre, 284 p.

Yu H., Zhou, G., Fan W., Ye J. (2007). Predicted CO2 enhanced coalbed methane recovery and CO2 sequestration in China. *International Journal of Coal Geology*, 71(2–3), pp. 345–357. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.10.002

Zweigel P., Arts R., Lothe A.E., Lindeberg E.B. (2004). Reservoir geology of the Utsira Formation at the first industrial-scale underground CO2 storage site (Sleipner area, North Sea). *Geological Society,* London, Special Publications, 233(1), pp. 165–180. http://dx.doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.233.01.11

About the Authors

Anna V. Korzun – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Hydrogeology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.korzun@oilmsu.ru

Antonina V. Stoupakova – DSc (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

Natalia A. Kharitonova – Dsc (Geology and Mineralogy), Proffesor of the Hydrogeology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna V. Aseeva – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Laboratory of Genetic Mineralogy and Petrology, Far East Geological Institute of the Far East Branch of the Russian Academy of Sciences
159, 100 let Vladivostoku ave, Vladivostok, 690022, Russian Federation

Konstantin O. Osipov – Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia V. Pronina – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elena Yu. Makarova – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anastasia P. Vaytekhovich – Graduate Student of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alexey Yu. Lopatin – PhD (Engineering), Expert in field development, Center of National Intellectual Reserve, Lomonosov Moscow State University
27, bld.1, Lomonosovsky Prospekt, Moscow, 119192, Russian Federation

Mikhail Yu. Karpushin – Leading Specialist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Yury D. Peregudov – Master Student of the Hydrogeology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ksenia A. Sitar – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alexandr S. Redkin – Graduate Student of the Hydrogeology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 25 April 2023;
Accepted 9 June 2023; Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.3

УДК 553:551.462.32

Создание новой логистики экспорта арктических минеральных ресурсов как условие их устойчивого освоения

М.Н. Григорьев

ООО «Гекон», Санкт-Петербург, Россия

Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений имени Е.М. Примакова РАН, Санкт-Петербург, Россия

e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Представлен обзор возможных трансформаций логистических схем вывоза добываемого в Арктической зоне Российской Федерации минерального сырья. Рассмотрена сложившаяся система транспортировки минерального сырья морским, железнодорожным, внутренним водным, автомобильным и авиационным транспортом. Дана характеристика минерально-сырьевых центров, формирующих грузовую базу арктической транспортной системы; приведена их типизация по видам транспорта вывоза продукции. Рассмотрено изменение логистических схем в связи с выходами на новые рынки в изменившихся геополитических условиях. Необходимость изменений не касается железнодорожного, внутреннего водного, автомобильного и авиационного транспорта, обеспечивающих в основном внутренние перевозки. Кардинальные изменения затрагивают трубопроводный и морской транспорт. Сделан вывод о необходимости создания производств сжиженного природного газа в точках выхода на побережье малоледовитых морей магистральных газопроводов с целью монетизации трубопроводного газа и расширении пропускной способности магистральных нефтепроводов, подходящих к припортовым нефтеналивным терминалам Балтийского и Черного морей. Отмечено ухудшение условий поставки на азиатские рынки нефтеналива морским путем в связи с ростом продолжительности круговых рейсов и стоимости фрахта танкеров. Кроме того, поставлена под сомнение возможность роста грузопотока нефтеналива на азиатский рынок по Севморпути в связи с недостаточностью грузового флота высокого дедвейта и требуемых арктических ледовых классов. Обосновано предложение о необходимости пересмотра документов стратегического планирования, принятых в иных политических и экономических условиях**,** исходя из сложившихся реалий.

Ключевые слова: Арктическая зона, транспортная система, минерально-сырьевой центр, рынки

Для цитирования: Григорьев М.Н. (2023). Создание новой логистики экспорта арктических минеральных ресурсов как условие их устойчивого освоения. *Георесурсы,* 25(2), с. 36–46. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.3

Введение

Побудительным мотивом, толкавшим европейцев, а затем североамериканских колонистов, в Арктику являлись и являются ее природные ресурсы. Сначала это были рыба и морской зверь, мягкая рухлядь (пушнина), потом руды, нефть и газ. Чтобы товар приобрел стоимость, он должен выйти на обмен, на рынок – стоимость есть только на рынке. Как утверждал Карл Маркс: «Потребительная стоимость осуществляется лишь в пользовании или потреблении». Капитализация природных ресурсов Арктики возможна только при условии создания эффективной транспортной системы, обеспечивающей их поставку на мировой рынок. Наличие ресурсной базы без транспортного обеспечения приводит к омертвлению запасов.

Различные виды полезных ископаемых Арктической зоны известны давно. Руды Норильска и Кольского полуострова использовались еще в XVII в., нефть в Тимано-Печорской провинции была открыта в XVIII в., а уголь Печорского угольного бассейна – в XIX в., золото на Чукотке было открыто в 1906 г., но их полноценное освоение стало возможным только при развитии адекватной транспортной системы.

Освоение месторождений углеводородного сырья начиналось с вывоза продукции речным и железнодорожным транспортом, затем пришла пора магистральных нефте- и газопроводов, в конце XX в. начался вывоз морским путем – сначала с месторождений, расположенных на суше, а затем с шельфового месторождения. Вовлечение в освоение руд Кольского полуострова и углей Печорского бассейна обеспечил и обеспечивает железнодорожный транспорт (на первых порах уголь вывозился и внутренним водным транспортом). Освоение Норильского промышленного района обеспечивается внутренним водным и морским транспортом. Морской транспорт сделал возможным освоение золотых месторождений Чукотки.

При освоении минеральных ресурсов Арктической зоны используются все виды транспорта, как для обустройства промыслов, так и для вывоза готовой продукции (рис. 1).

Сложившаяся транспортная система Арктической зоны Российской Федерации (АЗ РФ) представляет собой сочетание морского, железнодорожного, внутреннего водного, автомобильного, авиационного и трубопроводного транспорта и обеспечивает как прямые, так и мультимодальные экспортные поставки продукции нефтегазового и горнорудного комплекса (Григорьев, 2022).

Несмотря на актуальность проблемы, системный анализ структуры транспортной системы АЗ РФ не проводился,

© 2023 М.Н. Григорьев

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

ее взаимоотношение *с точками генерации* грузовой базы минерального сырья – пунктами сдачи товарной продукции минерально-сырьевых центров и возможность трансформации логистических экспортных схем детально не рассматривались.

Целью настоящей статьи является дать обзор возможных трансформаций логистических схем вывоза добываемого в АЗ РФ минерального сырья. Анализ обоснованности ожидаемых объемов добычи арктических проектов, сроков их ввода в освоение, инфраструктурной обеспеченности требует отдельного исследования, в настоящей работе он не рассматривается.

Исходные данные для исследования

Исходными данными для исследования послужили сведения Государственного баланса запасов полезных ископаемых, статистические сведения объемов перевозок трубопроводным, железнодорожным, морским, внутренним водным и авиационным транспортом; пространственные сведения по расположению транспортной инфраструктуры и т.п. В процессе исследований рассматривались следующие задачи: локализация минерально-сырьевых центров АЗ РФ; их типизация по видам транспорта вывоза продукции; определение положения в структуре комплексной транспортной системы АЗ РФ; анализ логистических потоков сырья; оценка транспортной обеспеченности действующих и планируемых транспортных схем.

Результаты и их обсуждение

Формирование грузопотока минерального сырья в Арктической зоне Российской Федерации

Освоение минерально-сырьевых ресурсов является драйвером экономического развития АЗ РФ. Объектами управления развитием и освоением минерально-сырьевой базы являются минерально-сырьевые центры, выделяемые с учетом возможностей транспортной инфраструктуры (Григорьев, 2017).

Минерально-сырьевые центры (МСЦ) представляют собой сложившиеся естественные образования территориальной организации грузопотоков товарной продукции минерально-сырьевого профиля. Определение минерально-сырьевых центров было введено в юридический оборот «Стратегией развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 года», утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 21 июня 2010 г. № 1039-р: «Минерально-сырьевые центры определяются как совокупность разрабатываемых и планируемых к освоению месторождений и перспективных площадей, связанных общей существующей и планируемой инфраструктурой и имеющих единый пункт отгрузки добываемого сырья или продуктов его обогащения в федеральную или региональную транспортную систему (железнодорожный, трубопроводный и морской транспорт) для доставки потребителям».

Разработка методических подходов к выделению МСЦ как объектов управления развитием крупного регионального добывающего предприятия была начата еще в 2002 г., для анализа структуры и оптимизации товарных потоков добываемой нефти ОАО «Самаранефтегаз», затем подход был использован для анализа различных нефтегазоносных регионов России и зарубежных стран, а также для анализа многих видов полезных ископаемых (Григорьев, 2003; Донской, Григорьев, 2010а; Донской, Григорьев, 2010б).

МСЦ рассматривается как базовый элемент управления вследствие четкой локализации в пространстве; ясно выраженной специализации; минимально простого набора очевидных связей между составляющими компонентами. Широкая апробация такого методического подхода позволила включить его в «Стратегию…» как инновационное решение в совершенствовании государственного программно-целевого планирования в сфере геологического изучения недр, воспроизводства и использования минерально-сырьевой базы. В настоящее время такой подход активно развивается (Земнухова, 2021; Филимонова, Земнухова, 2021), хотя в некоторых случаях

Расположение месторождений		Нефтегазовый комплекс, этапы		Транспортировка продукции из регионов добычи	Горно-рудный комплекс			
Суша	I	1916 (XVIII) Начало освоения Тимано-Печорской и Западно-Сибирской (1959) нефтегазоносных провинций		Речной транспорт		1934 (XIX) Освоение Печорского угольного бассейна	1939 (XVII) Освоение Норильского промышленного района	
				Железнодорожный транспорт	1930 (XVII) Освоение Кольского полуострова			
	II	**1967** нефтепровод Усть-Балык – Омск **1973** нефтепровод Уса-Ухта **1978** газопровод Уренгой-Челябинск		Магистральные нефте- и газопроводы				
	III	**1987** Рейдовый нефтяной терминал в районе острова Колгуев **2002** Арктический подводный погрузочный терминал "Варандей" ММП **2014** отгрузка с Новопортовского месторождения **2017** отгрузка Ямал СПГ		Морской транспорт			01.05.1978 начало круглогодичной навигации в акватории Севморпути	1950 (1906) Освоение золота Чукотки
				Авиационный транспорт				
Шельф	IV	**2014** Морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная»		Морской транспорт				

Рис. 1. Вклад различных видов транспорта в освоение минеральных ресурсов Арктической зоны

при выделении МСЦ авторами не соблюдаются критерии их локализации (Филимонова и др., 2023; Липина и др., 2018).

Выделение МСЦ как объектов управления развитием и освоением минерально-сырьевой базы стало общепринятым подходом в документах стратегического развития АЗ РФ различных уровней: федеральных, отраслевых и региональных (Григорьев и др., 2020). Переход нефтегазовых и горнорудных компаний на интегрированные проекты, учитывающие особенности не только разработки месторождений, но и подготовки товарной продукции и ее внешнего транспорта (Языков, Кудрин, 2016), позволяет сопоставить эти интегрированные проекты с МСЦ и определить МСЦ как объект управления, обеспечивающий взаимодействие бизнеса и власти. Это является эффективным условием освоения минерально-сырьевого потенциала АЗ РФ на условиях государственно-частного партнерства.

Формирование грузопотоков минерального сырья АЗ РФ происходит на пунктах отгрузки МСЦ, они являются точками генерации грузовой базы минерального сырья, определяя требования как к пространственному развитию транспортной системы, так и к пропускной способности отдельных ее линейных элементов и транспортных узлов

Взаимоотношение освоения минеральных ресурсов и развития транспортной инфраструктуры можно определить как облигатный симбиоз – форма симбиоза, при которой в естественных условиях популяции не могут существовать друг без друга (например, симбиоз гриба и водоросли в лишайнике). Ярким примером такого симбиоза является освоение Норильского промышленного района – обустройство месторождений и производств было бы невозможно без доставки грузов внутренним водным и морским транспортом, в свою очередь, потребности в обеспечении круглогодичного вывоза стратегически важной продукции (никеля, кобальта, меди) морским путем обусловили развитие атомного ледокольного флота.

На территории и акватории АЗ РФ можно выделить 109 значимых МСЦ углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых. Эти МСЦ находятся на разных стадиях развития (есть действующие, строящиеся, проектируемые, планируемые и только заявленные) и отличаются видами транспорта вывоза продукции (табл. 1).

Как видно из табл. 1, основное количество МСЦ ориентировано на использование морского, трубопроводного и железнодорожного транспорта.

Трубопроводный транспорт (магистральные газопроводы Единой системы газоснабжения ПАО «Газпром», нефтепроводы ПАО «Транснефть», региональные нефтеконденсатопроводы) обеспечивает основной объем грузоперевозок в АЗ РФ (435 млн т в 2020 г.). Его особенностью является то, что функционирует обособленно от других видов транспорта.

Авиационный транспорт используется для вывоза сплава Доре (золотосеребряного сплава, получаемого на золоторудных месторождениях и отправляемого на аффинажные заводы для последующей очистки) золотоизвлекательных фабрик, шлихового золота, алмазов.

Внутренний водный транспорт используется для вывоза как твердых полезных ископаемых, так и нефти с речных причалов, в том числе и с последующей перевалкой

Полезные ископаемые		Виды транспорта вывоза продукции						Число МСЦ по группам	
Группа	Вид	морской	трубопроводный	железнодорожный	авиационный	внутренний водный	автомобильный		
Углеводородное сырье	газ	9	12	2				23	57
	нефть	7	13			1		21	
	конденсат	8	2	3				13	
Твердые полезные ископаемые	руды	7		11	1	4	1	24	52
	уголь	5		2		1		8	
	золото	1		1	6			8	
	алмазы				5			5	
	фосфаты			3				3	
	флогопит			1				1	
	графит					1		1	
	щебень			1				1	
	стекольные пески			1				1	
Общее число МСЦ по виду транспорта вывоза продукции		37	27	25	12	7	1	109	

Табл. 1. Распределение МСЦ АЗ РФ по видам транспорта вывоза продукции

на морские суда или с поставкой конечному потребителю.

Автомобильный транспорт обеспечивает промежуточные операции по перевозкам минерального сырья на морской и внутренний водный транспорт и только в одном случае полностью обеспечивает вывоз продукции (серебряного концентрата, строящегося ГОК «Прогноз»).

Транспортная система АЗ РФ обеспечивает возможность как прямого экспорта продукции трубопроводным и морским транспортом, так путем взаимодействия при его перевозке различных видов транспорта (Григорьев, 2023б). В схематическом виде она представлена на рис. 2.

Вывоз арктического газа обеспечивается трубопроводным транспортом на внутренний и европейский рынок по системе магистральных газопроводов (в ряде случаев он поставляется по региональным газопроводам для местного энергообеспечения – Норильск, Нарьян-Мар, Анадырь). В сжиженном виде он вывозится морским транспортом на мировой рынок.

Нефть (и сдаваемый в систему ПАО «Транснефть» конденсат) доставляется трубопроводным транспортом

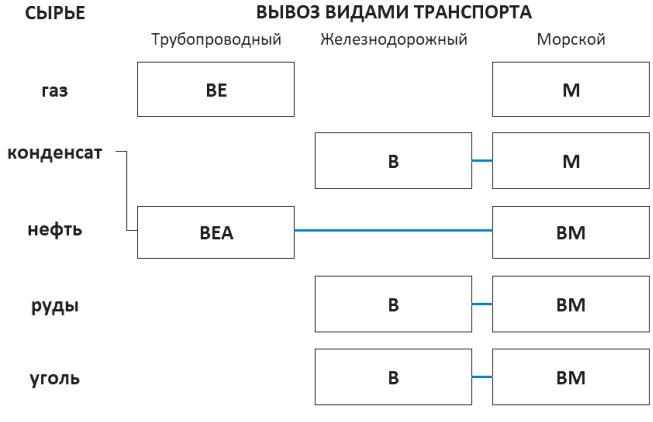


Рис. 2. Взаимодействие видов транспорта при вывозе минерального сырья из АЗ РФ. Рынки: В – внутренний, Е – европейский, А – азиатский, М – мировой

на внутренний рынок для последующей переработки, а также на европейский и азиатский рынки как напрямую, так и с перевалкой на припортовых морских терминалах.

Конденсат доставляется железнодорожным транспортом на внутренний рынок для последующей переработки. При избыточных поставках на Комплекс по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата в порту Усть-Луга на Балтийском море ПАО «НОВАТЭК» он экспортируется морским транспортом. На мировой рынок из регионов добычи вывозится морским транспортом.

Рудная продукция (а также минеральные удобрения) в основном вывозится железнодорожным транспортом на внутренний рынок (Кольский полуостров) для последующей переработки; часть продукции отгружается через порты Балтийского и Баренцева морей на мировой рынок. Из Норильского промышленного района морским транспортом горная продукция (файнштейн) доставляется для последующей переработки на внутренний рынок, а товарный металл – на экспорт на мировой рынок.

Уголь в основном поставляется на внутренний рынок железнодорожным транспортом, в ряде случаев с перевалкой в морских портах на экспорт; прямая доставка из районов добычи на экспорт осуществляется морским транспортом.

В измененных геополитических условиях возникает задача поиска новых рынков для арктического минерального сырья, первостепенным из которых рассматривается китайский (Changwei et al., 2018). В этом случае морской транспорт в текущих условиях становится безальтернативным (Пономаренко, 2022).

В первую очередь это связано с закрытием традиционного европейского рынка: в августе 2022 г. прекращены поставки российского угля в Европу, 5 декабря Европа официально прекратила импорт поставляемой морем российской нефти, введены ограничения по ввозу металлов, катастрофически снизились трубопроводные поставки газа и нефти; более того, 16 мая 2023 г. вице-премьер, министр экологического перехода и демографического вызова Испании Тереса Рибера в интервью агентству REUTERS выразила мнение, что Евросоюз может скоро ввести запрет на импорт сжиженного природного газа (СПГ) из России в страны сообщества[1].

Рассмотрим далее возможности создания новых логистических схем для экспорта минерального сырья, добываемого в АЗ РФ. Очевидно, что наибольший интерес представляет новая логистика основных бюджетоформирующих минеральных ресурсов – нефти и газа, освоение которых является основным драйвером экономического развития не только АЗ РФ, но и страны в целом.

Трубопроводный транспорт

Экспорт газа

Система магистральных газопроводов обеспечивала поставки арктического газа в основном Ямало-Ненецкого АО на европейский рынок. Основными магистральными направлениям являются система Ямал – Европа, транзит через Украину, Северный поток и Турецкий поток,

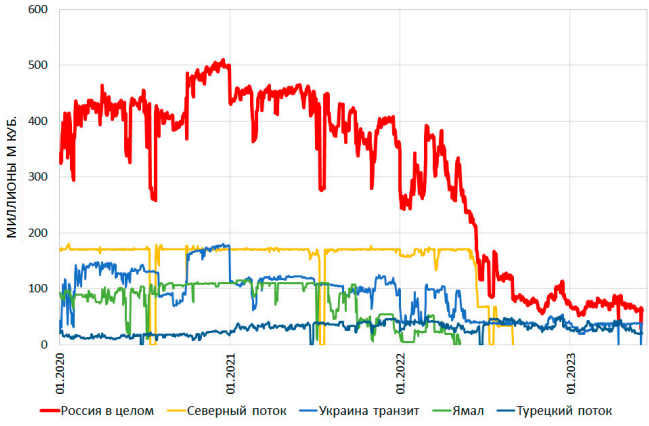


Рис. 3. Динамика трубопроводных поставок газа в Евросоюз по основным направлениям

обеспечивая поставки более 400 млн м куб. газа в сутки[2] (рис. 3). В страны Балтии и Финляндию в небольших объемах газ поставлялся по трансграничным коннекторам.

В новых геополитических условиях произошло последовательное прекращение прокачек: по системе Ямал – в мае 2022 г., по системе Северный поток (в связи с подрывом подводных трубопроводов) – в августе 2022 г. Транзит через Украину резко сократился в мае 2022 г. Поставки газа в Финляндию, Латвию, Литву и Эстонию полностью прекратились в мае-августе 2022 г.

В настоящее время (на середину июня 2023 г.) трубопроводный газ экспортируется по двум направлениям – транзитом через Украину через газоизмерительную станцию «Суджа» в объеме около 40 млн куб. м в сутки и через Турецкий поток – 20 млн куб. м. Таким образом, суммарные поставки составляют 60 млн куб. м в сутки.

Проект «Сила Сибири – 2» (экспорт ямальского газа 50 млрд куб. м в 2030 г.) в последнее время Россией и Китаем не обсуждается.

Перспективным направлением монетизации трубопроводного газа является предложенное ПАО «НОВАТЭК» строительство Мурманского СПГ мощностью 20,4 млн т. По сообщению компании[3], три линии завода мощностью по 6,8 млн т в год планируется разместить на гравитационных основаниях, производимых в Центре строительства крупнотоннажных морских сооружений в Белокаменке (с 2024 г. высвободится сухой док для строительства первой линии проекта), при этом первая линия может быть запущена в 2027 г., вторая – в 2029 г. Несомненным преимуществом проекта является использование незамерзающего порта Мурманск, что позволит обеспечивать круглогодичный вывоз продукции конвенциональными танкерами без ледовых классов.

Принципиальным обстоятельством является то, что 13 июня 2023 г. ПАО «НОВАТЭК» получил российский патент на собственную крупнотоннажную технологию производства СПГ «Арктический микс», которая обеспечивает производство 6 млн т/год на 1 линию[4].

[1] https://www.reuters.com/business/energy/eu-will-ban-russian-lng-sooner-than-later-spains-energy-minister-says-2023-05-16/

[2] https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports

[3] https://www.rbc.ru/business/06/06/24023/647ef2a89a79477484b7ed94?ysclid=liwkd7i6tf121760619

[4] https://neftegaz-ru.turbopages.org/neftegaz.ru/s/news/standarts/783148-novatek-rasshiril-portfel-sobstvennykh-spg-tekhnologiy-dopolniv-ego-arkticheskim-miksom/

Введение в строй проекта позволит утилизировать 30 млрд куб. м газа из 90–110 млрд куб. м системы обеспечения «Северных потоков», для чего потребуется строительство газопровода Волхов – Мурманск протяженностью 1,3 тыс. км. Реализация проекта требует определения технических условий для подключения к Единой системе газоснабжения (ЕСГ) ПАО «Газпром» и установления условий продажи СПГ.

Использование ключевого технологического оборудования от российских производителей позволит ПАО «НОВАТЭК» выступать лицензиаром для СПГ-заводов, которые планируется строить в России другими компаниями, в том числе для комплекса ПАО «Газпром» в Усть-Луге.

Создание производств СПГ не в местах арктической добычи, а на выходах магистральных газопроводов на побережье морей (Баренцева, Балтийского) значительно упрощает капитализацию арктического газа трубопроводного газа, обеспечивая возможность его выхода на новые рынки.

Экспорт нефти

Экспортные потоки арктической нефти направляются по системе магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» по двум направлениям: на запад и на восток.

Западное направление экспорта нефти Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций (НГП) обеспечивают связанные с системой нефтепроводов припортовые нефтеналивные терминалы Балтийского (Приморск, Усть-Луга) и Черного (Новороссийск) морей; часть нефти напрямую поставляется в Европу по трубопроводу «Дружба». Восточное направление обеспечивает трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), осуществляющая как поставки нефти на припортовый терминал Козьмино, так и прямые трубопроводные поставки в Китай по ответвлению Сковородино – Мохэ. Если в новых геополитических условиях восточное направление экспорта работает в штатном режиме, при этом ПАО «Транснефть» заявило о возможном увеличении прокачки, то произошло резкое снижение поставок нефти по системе «Дружба»[5] (рис. 4).

С января 2023 г. Германия прекратила закупки российской трубопроводной нефти, с марта – Польша. Исключения Евросоюза, позволяющие Чехии, Словакии и Венгрии получать российскую нефть по южной ветке, остаются в силе. По данным Bloomberg[6], с февраля по апрель поставки нефти оставались на одинаковом уровне. Одновременно произошел рост объемов отгрузки нефти через припортовые трубопроводные терминалы[7] (рис. 5).

В связи с сокращением трубопроводного экспорта на европейский рынок ПАО «Транснефть» начала работы по расширению мощностей магистральных нефтепроводов до основных припортовых терминалов. Завершение работ по порту Приморск намечено на 2024 г., по порту Новороссийск – на 2025 г.[8]. Обеспечить рост объемов перевалки в порту Козьмино запланировано в 2023 г.[9], в том числе и за счет расконсервирования станции Грузовая, входящей в структуру ООО «Транснефть – Дальний Восток» и использовавшейся для транспортировки нефти с 2009 по 2014 гг., пока велось строительство второй очереди (ВСТО-2)[10].

Расширение экспортных поставок трубопроводной арктической нефти может быть обеспечено и за счет строительства магистрального трубопровода на морской порт Мурманск; по сути это возвращение к решению ноября 2002 г., когда четыре компании (ЛУКойл, ЮКОС, ТНК и Сибнефть) подписали меморандум о намерении строительства экспортного нефтепровода «Западная Сибирь – Мурманск» мощностью 80 млн т/год. В данном случае речь идет, скорее, о строительстве ответвления от существующей Балтийской трубопроводной системы, связывающей месторождения Тимано-Печорской и Западно-Сибирской НГП с морским портом Приморск (ее пропускная способность составляет 74 млн т/год, а текущая отгрузка из Приморска в 2022 г. составила 40 млн т). Экономическая целесообразность этого решения не очевидна, но он может рассматриваться как один из наиболее реалистичных вариантов в случае возможных ограничений на транспортировку российской нефти танкерами из портов Балтики через Датские проливы.

Увеличение отгрузки через морские терминалы обеспечило выход на новые рынки, в первую очередь на азиатские, но привело к росту как длительности рейсов, так и стоимости фрахта, что негативно сказывается на экономике добывающих компаний.

Морской транспорт

Морской транспорт обеспечивает вывоз продукции проектов, связанных с разработкой углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых, расположенных вдоль всего побережья арктических морей; помимо этого, производится завоз грузов обеспечения, в том числе и для компаний, вывоз продукции которых производится не морским путем, например для золотодобывающих предприятий Чукотского АО (рис. 6).

В условиях прекращения поставок сырья на традиционный европейский рынок морской транспорт обеспечивает переориентацию поставок продукции арктических проектов на азиатский и международный рынок. Кроме того, предполагается, что Северный морской транспортный коридор (акватория от Баренцева и Белого до Берингова морей, центральной частью которой является Северный морской путь) будет использован для перевозок на азиатский рынок товаров, в том числе и минерального сырья, отгружаемых из морских портов Северо-Западного федерального округа (Приморск, Уст-Луга, Мурманск, Архангельск и т.п.).

В соответствии с «Планом развития Северного морского пути на период до 2035 года», утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации

[5] https://www.bruegel.org/dataset/russian-crude-oil-tracker

[6] https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-05-30/russian-oil-flows-stay-high-three-months-into-pledged-output-cut

[7] https://www.citekmag.ru/

[8] https://tass.ru/ekonomika/17713901?ysclid=li2245rgtw313439549

[9] https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/771150-transneft-mozhet-uvelichit-obemy-perevalki-v-portu-kozmino-v-2023-godu/?ysclid=liwozenb9m441286190

[10] https://tass.ru/ekonomika/17513875?ysclid=liwp2k2f2q796251450

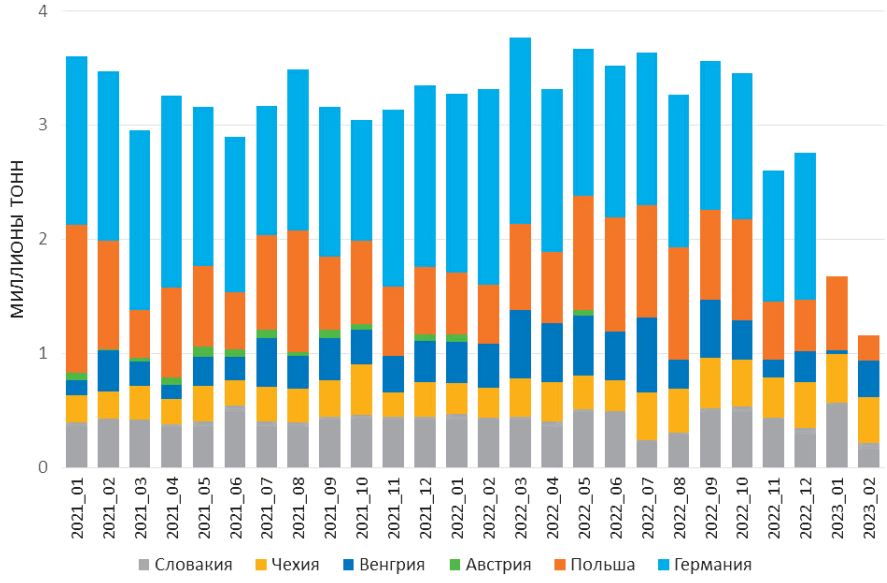


Рис. 4. Экспорт нефти по нефтепроводу «Дружба»

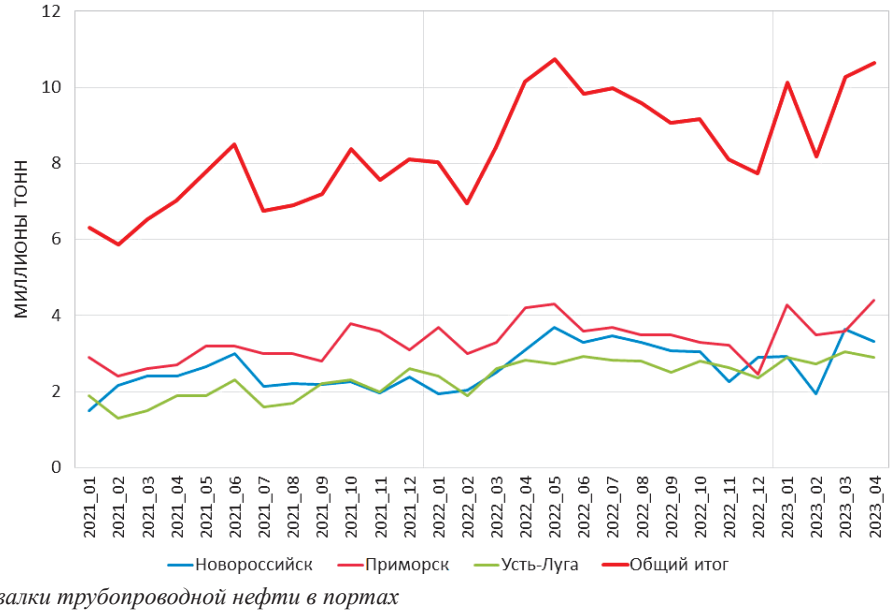


Рис. 5. Динамика перевалки трубопроводной нефти в портах

от 1 августа 2022 г. № 2115-р, этот новый грузопоток должен повысить транзитную (по отношению к акватории Севморпути) составляющую арктических морских перевозок, но основной объем грузопотока будет сформирован углеводородным сырьем (рис. 7).

Планируется, что в 2030 г. объем вывоза нефти, конденсата и СПГ арктических проектов, расположенных на побережье акватории Севморпути, составит 167 млн т (77% ожидаемого грузопотока). На уголь придется 6% грузопотока (12 млн т), на руды – 1% (3 млн т).

Экспорт продукции горнорудного комплекса

Морской транспорт решает несколько задач по экспорту продукции горнорудного комплекса. Из морского порта Мурманск ведется вывоз железорудного концентрата и минеральных удобрений, добываемых на Кольском полуострове. За исключением нескольких перевозок по Севморпути в прошлые годы железорудного концентрата на восток в летне-осеннюю навигацию, весь экспортный поток направлен в Атлантический океан. Значимые объемы горнорудной продукции ПАО «ГМК «Норильский никель» круглогодично вывозятся из морского порта Дудинка в порт Мурманск для дальнейшей переработки на мощностях компании. В последующем металлы поставляются на мировой рынок морским путем. Из порта Певек в летне-осеннюю навигацию вывозятся ограниченные объемы золоторудного концентрата как на внутреннюю переработку, так и на экспорт в азиатский регион. Ожидается запуск Баимского ГОКа с отгрузкой медного концентрата из порта Певек на азиатский рынок.

В новых геополитических условиях возникла необходимость реформирования логистических схем ПАО «ГМК «Норильский Никель», ориентированных в основном на европейский рынок. Как решение компания реализует два проекта – создание пункта перевалки грузов в регионе Средиземного моря для поставки на азиатский и иные рынки и прямые поставки на азиатский рынок по Севморпути. В 2023 г. контейнеровоз «Мончегорск» выполнил вывоз продукции в Китай (рейс был совмещен с плановым ремонтом на китайской верфи, ранее контейнеровозы Норильского никеля ремонтировались при выполнении рейсов в Европу). Пять контейнеровозов

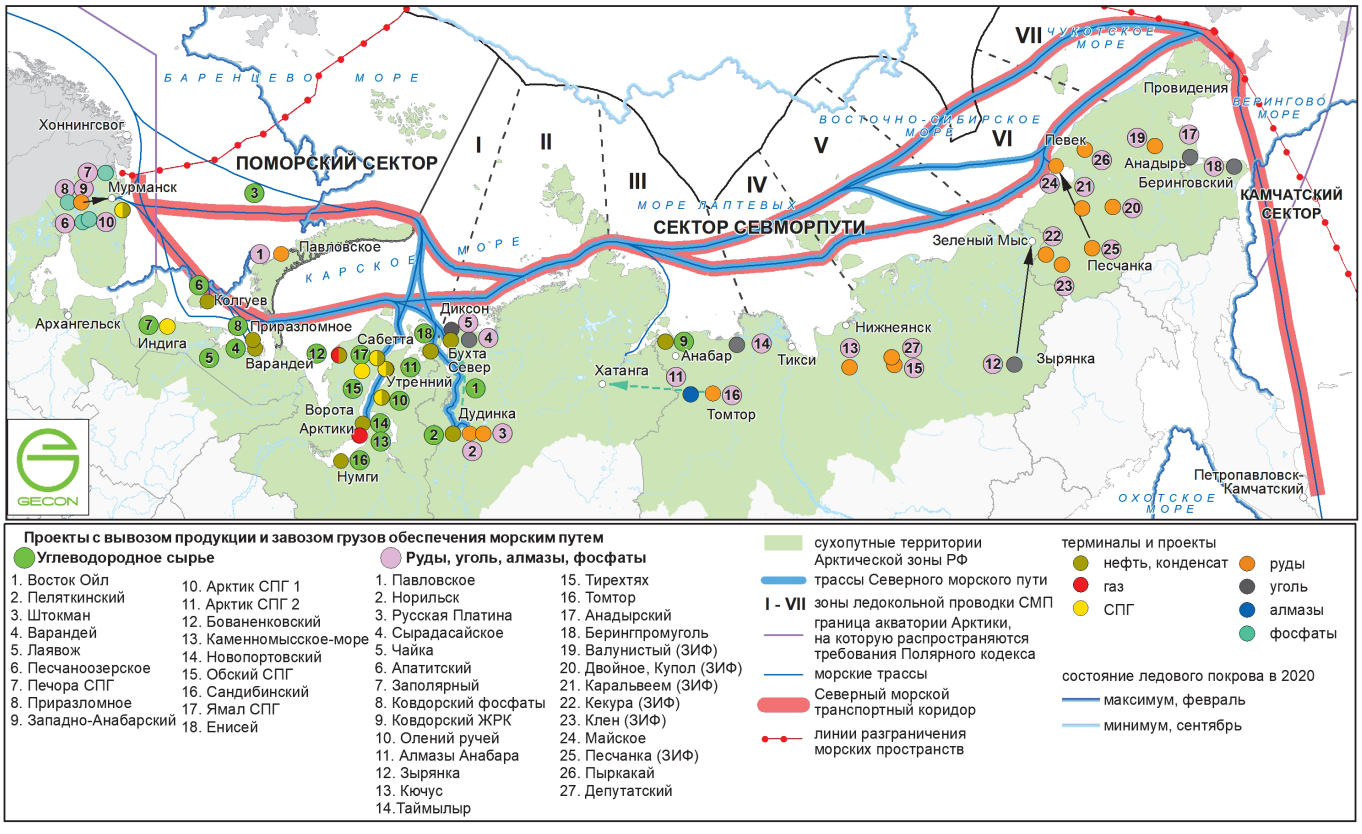


Рис. 6. Минерально-сырьевые центры, осваиваемые с помощью морского транспорта

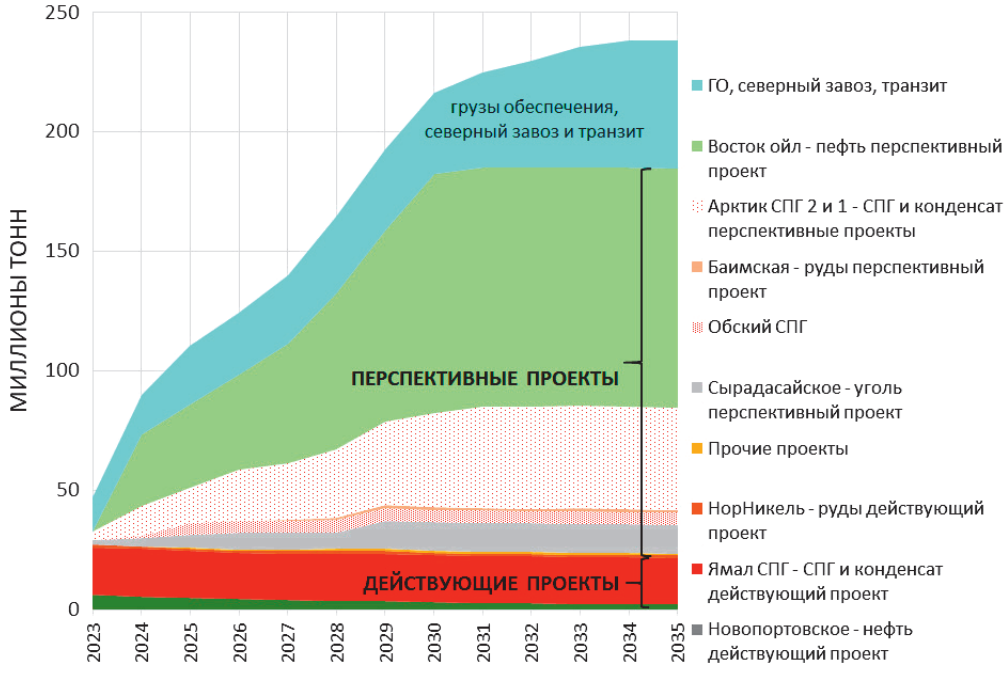


Рис. 7. Прогнозный грузопоток по Севморпути на период до 2035 г.

компании обладают самым высоким из текущих арктических ледовых классов – Arc7 – и при создании условий круглогодичной навигации в восточной части Севморпути смогут обеспечить прямые поставки продукции на азиатский рынок.

Переориентация на Севморпуть грузопотока горнорудной продукции из порта Мурманск возможна в рамках летне-осенней навигации при привлечении на условиях фрахта, как и ранее, балкеров зарубежных компаний, поскольку собственным флотом Россия не обладает.

Экспорт угля

Начаты экспортные поставки угля с месторождений Западного Таймыра с отгрузкой с терминала Енисей морского порта Диксон в Китай. Они носят пробный характер. Балкеров высоких арктических ледовых классов на фрахтовом рынке нет, что сужает период вывоза угля по Севморпути по летне-осенней навигации. По планам Корпорации АЕОН на дальневосточной верфи ООО «ССК «ЗВЕЗДА» будет вестись строительство балкеров арктического ледового класса Arc5, которые не могут

обеспечить круглогодичный вывоз в восточном направлении. Компанией планируется схема перевалки угля в будущем порту Индига (замерзающим в период с марта по апрель) на конвенциональные суда.

Экспорт нефти

Сложилась эффективная система круглогодичных челночных перевозок арктической нефти с терминалов Печорского и Карского морей (Григорьев, 2023б). Вывозимая с терминалов танкерами-челноками высокого арктического ледового класса (Arc6 и Arc7) нефть поставляется на рейдовые перевалочные комплексы на рейде Кольского залива и переваливается на экспорт на конвенциональные суда. Основной пункт поставок был расположен в Европе – это регион АРА (Амстердам – Роттердам – Антверпен).

В новых геополитических условиях, при закрытии европейского рынка для российской танкерной нефти, логистика поставок при сохранении стабильных объемов отгрузки, по данным Bloomberg[11] (рис. 8), претерпела кардинальное изменение.

С начала декабря 2022 г. весь грузопоток ориентирован в Азию через Суэцкий канал, при этом стали привлекаться суда большей грузовместимости и традиционные экспортные партии в 100 тыс. т увеличились до 140–150 тыс. т (танкеры типоразмера Suezmax), при этом возросла длительность круговых рейсов: если круговой рейс в АРА проходил за 13 сут, то его длительность в Китай возросла до 123 дней, в Индию до 74 сут (восток) и 66 сут (запад), в ближайшую Турцию – 41 день (Григорьев, 2023б).

Морские перевозки конденсата проекта «Ямал СПГ» продолжаются на европейские порты по настоящее время. Небольшие объемы конденсата Норильскгазпрома вывозятся для последующей перевалки в морской порт Мурманск.

Осенью 2023 г. танкер «Василий Динков», обеспечивающий вывоз нефти с терминала Варандей, выполнил рейс из Мурманска в Китай по Севморпути, совмещенный с плановым ремонтом на верфи в Шанхае. Обратно судно вернулось южным маршрутом через Суэцкий канал. Хронометраж рейса позволил оценить, что длительность кругового рейса по Севморпути в этом случае составляет 53 дня (Григорьев, 2023б). В настоящее время рассматривается возможность пробных перевозок нефти из Кольского залива по Севморпути в рамках летне-осенней навигации, речь идет, скорее, об оценке пропускной способности этого сезонного маршрута, поскольку танкерного флота должного дедвейта и ледового класса для круглогодичных перевозок по Севморпути нет.

Развитие грузопотока арктической нефти связано с проектом «Восток Ойл». На ООО «ССК «Звезда» начато строительство танкеров ледового класса Arc7 дедвейтом 120 тыс. т; в соответствии с «Перспективным планом строительства гражданских судов на период до 2035 года», утвержденным Минпромторг России 13 декабря 2022 г. № 14998п-П7, первое судно будет построено в 2024 г., к 2027 г. сформирован флот проекта из 10 судов; до этого времени необходимо привлекать суда на фрахтовом рынке. К началу 2024 г. планируется завершение строительства перевалочного комплекса в Кольском заливе. Очевидно, что на первых порах заявленный компаний в 2024 г. грузопоток нефти в 30 млн т будет направлен на этот терминал для последующей перевалки на конвенциональные суда, а в летне-осеннюю навигацию нефть «Восток ойл» судами низких ледовых классов сможет транспортироваться и в восточном направлении.

Возможным ограничением нового грузопотока может явиться продление Россией добровольного сокращения добычи нефти до конца 2024 г., согласованное на совещании ОПЕК+ 4 июня 2023 г.[12]

Экспорт СПГ

Основные объемы грузов круглогодично перевозятся флотом из 15 газовозов типоразмера Yamalmax самого высокого арктического ледового класса Arc7 в западном направлении на европейские порты. В летне-осеннюю навигацию часть газа перевозится этими судами на восток

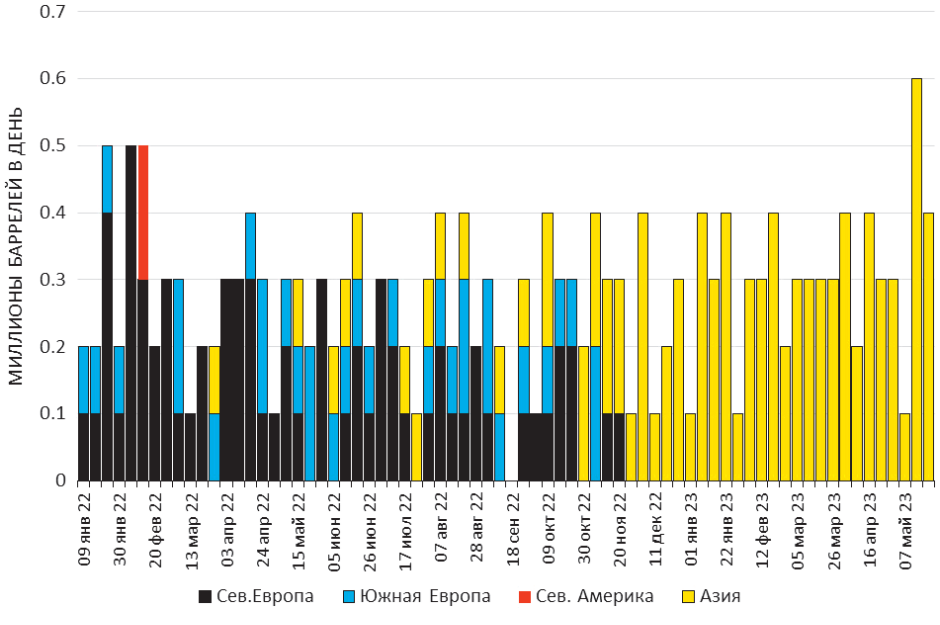


Рис. 8. Динамика недельных отгрузок нефти из морского порта Мурманск. Объемы отгрузок указаны с округлением до 0,1

[11] https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-05-30/russian-oil-flows-stay-high-three-months-into-pledged-output-cut

[12] https://www.rbc.ru/economics/04/06/2023/647cb94f9a7947033daf32e1?ysclid=liyhlett4a723870354

прямыми рейсами, при этом длительность кругового рейса в Китай возрастает по сравнению с рейсами в Европу вдвое – до 40 сут., что приводит к снижению провозной способности флота. Необходимость обеспечить равномерность отгрузки продукции Ямал СПГ обусловливает привлечение «компенсационного» флота, состоящего из судов арктического класса Arc4 и судов, не имеющих ледовый класс, которые обеспечивают вывоз как в западном, так и восточном направлении по Севморпути (Григорьев, 2023а).

Объемы вывоза СПГ проекта «Ямал СПГ» в 2022–2023 гг. достаточно стабильны (рис. 9).

Планируется, что первая очередь проекта «Арктик СПГ 2» будет запущена к началу 2024 г. Создание к этому времени двух морских перевалочных комплексов на терминалах морских портов Мурманск и Петропавловск-Камчатский позволит разработать эффективные схемы челночной транспортировки СПГ, что сократит потребности в газовозах высоких ледовых классов и обеспечит на восточном плече большую доступность азиатских рынков.

Заключение

В настоящее время, в условиях геополитических трансформаций, изменения рынков продукции и необходимости выстраивания новых логистических схем арктическая транспортная система выполняет возложенные на нее функции по вывозу добываемого минерального сырья.

Растет роль морского транспорта в обеспечении вывоза арктических ресурсов – нефти – как с припортовых терминалов, находящихся на выходах магистральных нефтепроводов вне АЗ РФ, так и непосредственно с арктических проектов.

Развитие морской транспортной системы является, безусловно, самым перспективным направлением изменения логистических схем поставок арктического сырья на новые рынки. Вместе с тем есть ряд причин, которые тормозят развитие морской транспортной системы. Основная причина – это дефицит крупнотоннажных судов определенных типов (газовозов, танкеров, балкеров) с высокими арктическими ледовыми классами, не ниже Arc7, начиная с которого суда имеют возможность участвовать в круглогодичных перевозках в акватории Севморпути. В противном случае в ближайшей перспективе (3–5 лет) мы можем говорить только о круглогодичных перевозках СПГ с проектов ПАО «НОВАТЭК» в восточном направлении.

Фактором, сдерживающим строительство собственного флота, является то, что такой опыт в России только формируется. Как временную меру на период формирования компетенций строительства крупнотоннажного флота высоких арктических классов в сложившейся геополитической обстановке и санкционном ограничении целесообразно использовать возможность строительства таких судов на зарубежных верфях по заказам дружественных иностранных компаний и привлечения этих судов на условиях долгосрочного фрахта (например, строительство DSME (Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Co.) газовозов Арктик СПГ 2 для японской судоходной компании MOL) (Григорьев, 2023а).

Планы по интенсивному освоению минерально-сырьевого потенциала АЗ РФ, развитию арктической транспортной системы, амбициозному росту арктического морского грузопотока за счет крупных ключевых проектов были заявлены достаточно давно, в иных и политических и экономических условиях. Очевидно, в настоящее время требуется их пересмотр, исходя из сложившихся реалий, поскольку санкционные ограничения коснулись всех составных элементов проектов освоения минеральных ресурсов, в первую очередь новых – от технологий геологоразведочных работ и добычи, обустройства месторождений до создания обеспечивающей транспортной инфраструктуры. Несомненно, что российская промышленность в состоянии заместить большую часть недоступных технологий (пример – разработка ПАО «НОВАТЭК» собственной технологии крупнотоннажного сжижения газа), но доводка созданных технологий до безотказно действующего промышленного оборудования потребует значительного времени.

Таким образом, нужен системный анализ всех факторов, влияющих на развитие проектов по освоению арктических минеральных ресурсов, в том числе уточнение

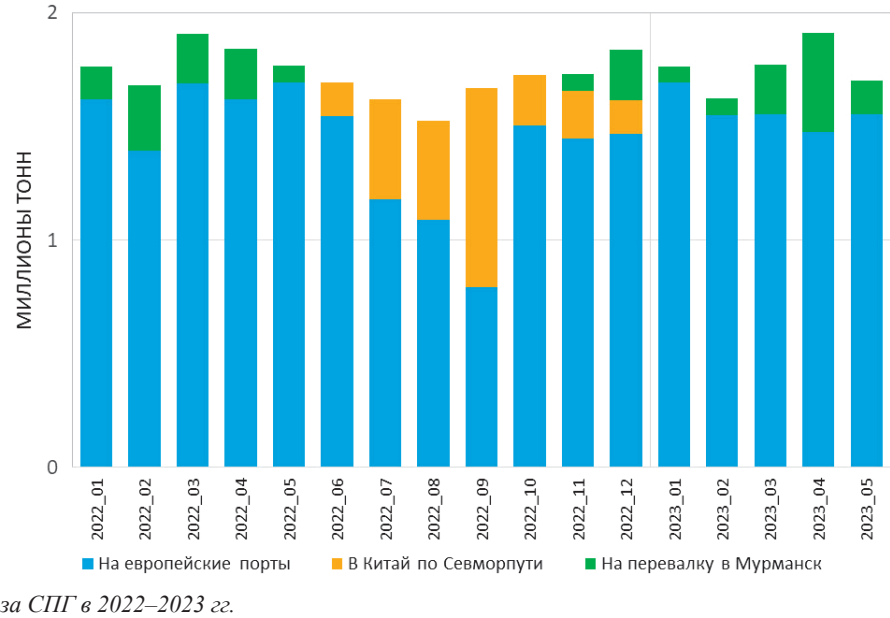


Рис. 9. Динамика вывоза СПГ в 2022–2023 гг.

графиков ввода проектов в разработку, координация задач судостроительной и иных отраслей с реальным развитием грузовой базы минерально-сырьевых центров, обеспечиваемых различными видами транспорта.

Литература

Григорьев М.Н., Светлова Ж.В., Соколова Е.Д. (2020). Минерально-сырьевые центры как объекты управления освоением ресурсного потенциала Арктической зоны Российской Федерации. *Арктические ведомости*, (2), с. 20–27.

Григорьев М.Н. (2003). Центры нефтедобычи как основа развития добывающих отраслей топливно-энергетического комплекса. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 16–19.

Григорьев М.Н. (2017). Условия раскрытия ресурсного потенциала Арктики. *Бурение и нефть*, (7–8), с. 12–16.

Григорьев М.Н. (2022). Задачи развития Северного морского пути как составной части комплексной транспортной системы Арктической зоны России. *Научные труды Вольного экономического общества России*, 233(1), с. 109–132.

Григорьев М.Н. (2023а) Арктический СПГ: в поиске выходов. *Газовый бизнес*, (1), с. 40–49.

Григорьев М.Н. (2023б). Задачи транспортно-логистического обеспечения развития проектов освоения арктических нефти и газа в современных условиях. *Бурение и нефть*, (5), с. 4–11.

Донской С.Е., Григорьев М.Н. (2010а). Задачи геологической отрасли по управлению развитием минерально-сырьевых кластеров углеводородного сырья. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 13–17.

Донской С.Е., Григорьев М.Н. (2010б). Подходы к выделению минерально-сырьевых центров нефти и управлению развитием их ресурсной базы. *Геология нефти и газа*, (5), с. 24–28.

Земнухова Е.А. (2021). Проблемы и перспективы формирования минерально-сырьевых центров в Арктической зоне России. *Экономика и предпринимательство*, (4), с. 443–448.

Липина С.А., Череповицын А.Е., Бочарова Л.К. (2018). Предпосылки формирования минерально-сырьевых центров в опорных зонах развития в Арктической зоне Российской Федерации. *Арктика и Север*, (33), с. 29–39.

Пономаренко И.А. (2022). Пространственные особенности танкерных морских перевозок в Арктической зоне России. *Успехи современного естествознания*, (8), с. 59–64. https://doi.org/10.17513/use.37869

Филимонова И.В., Иванова М.В., Кузнецова Е.А., Козьменко А.С. (2023). Оценка эффективности организации новых центров экономического роста в Арктике. *Арктика и Север*, (50), с. 66–88. https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2023.50.66

Филимонова И.В., Земнухова Е.А. (2021). Пространственная организация системы коммуникаций арктического минерально-сырьевого центра. *Экономические науки*, (7), с. 131–138. https://doi.org/10.14451/1.200.131

Языков А.В., Кудрин П.А. (2016). Интегрированный подход к освоению месторождений группы компаний ПАО «НОВАТЭК» на разных стадиях реализации. *Газовая промышленность*, (12), с. 30–40.

Changwei P., Zhou Xiaojia, Sun Lu (2018). US hegemony and Sino-Russia energy security cooperation. *Regional Energy Policy of Asian Russia, E3S Web of Conferences*. https://doi.org/10.1051/e3sconf/20197701002

Сведения об авторе

Михаил Николаевич Григорьев – кандидат геол.-мин. наук, директор, ООО «Гекон»; ведущий научный сотрудник, Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений имени Е.М. Примакова РАН

Россия, 199406, Санкт-Петербург, а/я 19

Статья поступила в редакцию 01.06.2023;
Принята к публикации 16.06.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Creation of new logistics for the export of arctic mineral resources as a condition for their sustainable development

M.N. Grigoryev

[1]*Gecon LLC, St. Petersburg, Russian Federation*

[2]*Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations of the Russian Academy of Sciences, St. Petersburg, Russian Federation*

e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Abstract. An overview of possible transformations of logistic schemes for the export of mineral raw materials mined in the Arctic zone of the Russian Federation is presented. The existing system of transportation of mineral raw materials by sea, rail, inland water, road and air transport is considered. The description of mineral resource centers forming the cargo base of the Arctic transport system is given; their typification by types of transport for the export of products is given. A change in logistics schemes in connection with access to new markets in the changed geopolitical conditions was considered. The need for changes does not apply to rail, inland water, road and aviation transport, which provide mainly domestic transportation. Major changes affect pipeline and maritime transport. It was concluded that it is necessary to create liquefied natural gas production facilities at the exit points to the coast of the poorly devoured seas of main gas pipelines in order to monetize pipeline gas and expand the throughput capacity of main oil pipelines suitable for port oil loading terminals of the Baltic and Black Seas. The conditions for delivery to Asian oil export markets by sea have deteriorated due to the increase in the duration of circular flights and the cost of tanker freight. In addition, the possibility of an increase in the cargo traffic of the oil export to the Asian market in the Northern Sea Route was questioned due to the lack of a high deadweight cargo fleet and the required Arctic ice classes. The proposal on the need to revise strategic planning documents adopted in other political and economic conditions based on the current realities is justified.

Keywords: Arctic zone, transport system, mineral resource center, markets

Recommended citation: Grigoryev M.N. (2023). Creation of new logistics for the export of arctic mineral resources as a condition for their sustainable development. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 36–46. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.3

References

Changwei P., Zhou Xiaojia, Sun Lu (2018). US hegemony and Sino-Russia energy security cooperation. *Regional Energy Policy of Asian Russia, E3S Web of Conferences*. https://doi.org/10.1051/e3sconf/20197701002

Filimonova I.V., Ivanova M.V., Kuznetsova E.A., Kozmenko A.S. (2023). Evaluation of the effectiveness of the organization of new centers of economic growth in the Arctic. *Arktika i Sever = Arctic and North*, (50), pp. 66–88. (In Russ.) https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2023.50.66

Filimonova I.V., Zemnukhova E.A. (2021). Spatial organization of the communication system of the Arctic mineral resource center. *Ekonomicheskie nauki,* (7), pp. 131–138. (In Russ.) https://doi.org/10.14451/1.200.131

Grigoryev M.N., Svetlova Zh.V., Sokolova E.D. (2020). Mineral resource centers as management objects for the development of the resource potential of the Arctic zone of Russia. *Arkticheskie vedomosti = The Arctic Herald*, (2), pp. 20–27. (In Russ.)

Grigoryev M.N. (2003). Oil production centers as a basis for the development of extractive industries of the fuel and energy complex. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (12), pp. 16–19. (In Russ.)

Grigoryev M.N. (2017). Conditions for unlocking the resource potential of the Arctic. *Burenie i neft*, (7–8), pp. 12–16. (In Russ.)

Grigoryev M.N. (2022). Tasks for the development of the Northern Sea Route as an integral part of the integrated transport system of the Arctic zone of Russia. *Nauchnye trudy Volnogo ekonomicheskogo obshchestva Rossii*, 233(1), pp. 109–132. (In Russ.)

Grigoryev M.N. (2023a). Arctic LNG: looking for solutions. *Gazovyy biznes,* (1), pp. 40–49. (In Russ.)

Grigoryev M.N. (2023b). Tasks of transport and logistics support for the development of projects for the development of Arctic oil and gas in modern conditions. *Burenie i neft*, (5), pp. 4–11. (In Russ.)

Donskoy S.E., Grigoryev M.N. (2010a). Tasks of the geological industry in managing the development of mineral resource clusters of hydrocarbon raw materials. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (5), pp. 13–17. (In Russ.)

Donskoy S.E., Grigoryev M.N. (2010b). Approaches to identifying mineral resource centers of oil and managing the development of their resource base. *Geologiya nefti i gaza = Russian oil and gas geology*, (5), pp. 24–28. (In Russ.)

Lipina S.A., Cherepovitsyn A.E., Bocharova L.K. (2018). The preconditions for the formation of mineral and raw materials centers in the support zones of the Arctic zone of the Russian Federation. *Arktika i Sever = Arctic and North*, (33), pp. 29–39. (In Russ.)

Ponomarenko I.A. (2022). Spatial features of tanker shipping in the Arctic zone of Russia. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya,* (8), pp. 59–64. (In Russ.) https://doi.org/10.17513/use.37869

Yazkov A.V., Kudrin P.A. (2016). An integrated approach to the development of fields of the NOVATEK group of companies at various stages of implementation. *Gazovaya promyshlennost*, (12), pp. 30–40. (In Russ.)

Zemnukhova E.A. (2021). Problems and prospects for the formation of mineral resource centers in the Arctic zone of Russia. *Ekonomika i predprinimatel'stvo*, (4), pp. 443–448. (In Russ.)

About the Author

Mikhail N. Grigoryev – PhD (Geology and Mineralogy), Director, Gecon LLC; Leading Researcher, Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations of the Russian Academy of Sciences

P.O. 19, St. Petersburg, 199406, Russian Federation

e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Manuscript received 1 June 2023;
Accepted 16 June 2023; Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.4

УДК 553.982

Строение северного сектора Баренцево-Карского региона для прогноза его нефтегазоносности

А.А. Суслова, А.В. Мордасова, А.В. Ступакова, Р.М. Гилаев, Ю.А. Гатовский, Н.И. Коробова, А.Р. Гумеров, Т.Р. Сахабов, Т.О. Колесникова*

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,, Москва, Россия

Геологическое строение западной части Арктического шельфа Российской Федерации до сих пор недостаточно изучено в силу отсутствия глубокого бурения и низкой степени изученности осадочного чехла, а перспективы ее нефтегазоносности остаются неясными. Одной из ключевых проблем в оценке перспектив нефтегазоносности Северо-Карского бассейна и сопредельной с ним Северо-Баренцевской впадины является отсутствие доказанной стратиграфической модели осадочного чехла.

В статье представлена модель строения осадочного чехла северной части Баренцево-Карского региона на основе анализа региональных сейсмических данных и сопоставления с разрезами архипелагов и сопредельной суши. Строение архипелагов определяется тектоническими событиями и перестройками, которые также отразились и в строении осадочных бассейнов акватории. В строении северного сектора Баренцево-Карского региона можно выделить три крупные структуры: Северо-Баренцевскую впадину, Восточно-Баренцевскую зону ступеней и Северо-Карскую впадину. Восточно-Баренцевская зона ступеней в рифейско-раннепалеозойское время представляла собой поднятие, сформированное в период байкальской складчатости и разделявшее на протяжении первой половины палеозоя Северо-Баренцевскую и Северо-Карскую впадины. Северо-Карская впадина заложилась, вероятно, в рифее и испытывала наибольшее прогибание в раннем палеозое, в то время как разрез Северо-Баренцевской впадины сложен мощной толщей верхнепалеозойско-мезозойских отложений. В пермско-триасовое время западный склон Восточно-Баренцевского поднятия был вовлечен в интенсивное погружение и была сформирована зона ступеней, а нижнепалеозойские комплексы были погребены под мощным пермско-триасовым комплексом отложений.

В осадочном чехле северной части Баренцево-Карского шельфа можно выделить четыре перспективных НГК: доверхнедевонский, верхнедевонско-нижнекаменноугольный, пермско-триасовый и юрско-меловой. Отложения доверхнедевонского перспективного НГК в пределах изучаемой акватории выделяются только в Северо-Карской впадине, а углеводородные системы в его пределах могут быть аналогичны тем, которые описаны для нефтегазоносных бассейнов окраин древних платформ.

Ключевые слова: Северо-Карский бассейн, Баренцевоморский бассейн, история развития, сейсмостратиграфический анализ, несогласия, отражающие горизонты, элементы углеводородных систем

Для цитирования: Суслова А.А., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Гилаев Р.М., Гатовский Ю.А., Коробова Н.И., Гумеров А.Р., Сахабов Т.Р., Колесникова Т.О. (2023). Строение северного сектора Баренцево-Карского региона для прогноза его нефтегазоносности. *Георесурсы,* 25(2), с. 47–63. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.4

Введение

Геологическое строение акваториальных частей арктических регионов Российской Федерации до сих пор остается спорным, в виду отсутствия масштабного глубокого бурения и малой степени изученности осадочного чехла. Северные акватории Баренцево-Карского шельфа остаются наименее изученными, но перспективными на поиски нефти и газа. Одной из ключевых проблем в оценке перспектив нефтегазоносности Северо-Карского бассейна и сопредельной с ним Северо-Баренцевской впадины является отсутствие доказанной стратиграфической модели осадочного чехла. Представление о стратиграфии осадочного чехла основывалось на анализе разрезов архипелагов Шпицберген, Земля Франца Иосифа, Северная Земля, Новая Земля (Шипилов, Верниковский, 2010; Дараган-Сущова и др., 2013; Малышев и др., 2012; Вержбицкий и др., 2011; Ступакова и др., 2017 и др.). В конце 2020 г. благодаря инициативе ПАО «НК «Роснефть» на шельфе Северо-Карского моря было пробурено 10 новых стратиграфических скважин (Малышев и др., 2023), в результате были получены новые фактические данные, уточняющие возраст разреза Баренцево-Карского шельфа и, соответственно, возможную модель его нефтегазоносности.

В строении северной части Баренцева-Карского шельфа выделяются структурные элементы разного порядка, размера и амплитуды. Наиболее четко они были выделены по сейсмогеологическим работам 2008–2013 гг. ОАО «Севморнефтегеофизика» для Карского моря и по совместным работам ОАО «Севморнефтегеофизика» с ОАО «МАГЭ» для северной части Баренцева моря. Однако природа, возраст и взаимоотношение этих структурных элементов остаются до сих пор спорными, несмотря на предложение моделей их строения от различных исследователей. Поэтому в настоящей статье строение разреза

* Ответственный автор: Алина Владимировна Мордасова
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

будет рассматриваться в пределах крупных структурно-тектонических элементов с учетом того, что в их пределах будут выделяться структуры более мелкого порядка (рис. 1).

Оценка перспектив нефтегазоносности северных акваторий Баренцево-Карского шельфа сводилась к поиску крупных антиклинальных локальных структур. Зоны развития глубоких прогибов рассматривались как основные очаги нефтегазообразования, возраст отложений которых редко принимался древнее верхнего отдела девонской системы. Некоторые исследователи: Л.А. Дараган-Сущова и др. (2013), А.В. Ступакова и др. (2017), Мартиросян В.Н. и др. (2011) – предполагали более древние отложения, слагающие низы осадочного чехла Северо-Баренцевской и Северо-Карской впадин. Л.А. Дараган-Сущова и др. (2013), А.В. Ступакова и др. (2017) предполагали в основании Северо-Карского осадочного бассейна зоны древнего рифтогенеза, которые могут иметь рифей-ско-кембрийское выполнение (рис. 2). Э.В. Шипилов, В.А. Верниковский (2010), Д.В. Метёлкин (2015) предполагали байкальский фундамент в Северо-Карском осадочном бассейне и рассматривали его как часть единого Тимано-Североземельского блока. В Баренцевоморском бассейне Е.А. Кораго и Т.Н. Тимофеева рассматривали гренвильский возраст фундамента, исходя из возраста древнейших метаосадочных комплексов арх. Новая Земля и арх. Шпицберген (Кораго, Тимофеева, 2005). Северо-Карский бассейн и северную зону арх. Новая Земля Е.А. Кораго с соавторами рассматривает как единый дорифейский блок, опираясь на возраст и состав интрузивных тел и возраст цирконов из нижнепалеозойских пород архипелага. Согласно разрезам различных зон арх. Новая Земля в основании осадочного чехла северной части Баренцевоморского бассейна могут залегать кембрийско-ордовикские терригенные отложения, а в основании Северо-Карского – верхнепротерозойско(?)-кембрийские отложения, аналогичные ломоносовской толще Русскогаванской зоны арх. Новая Земля (Кораго и др., 2022).

Вариативность стратиграфических моделей влечет за собой отсутствие согласия по вопросам истории развития региона, возраста и эволюции нефтяных систем и,

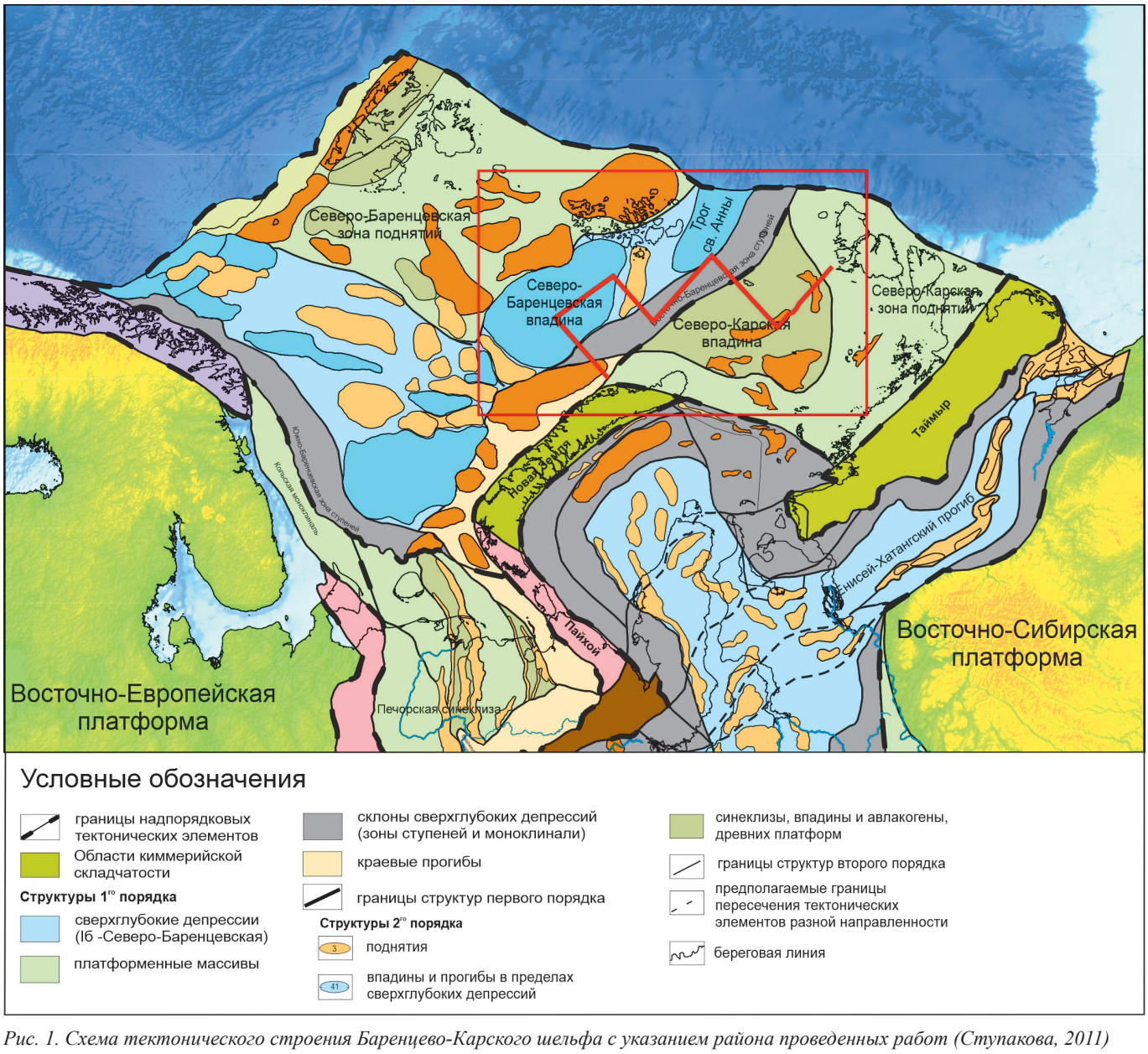


Рис. 1. Схема тектонического строения Баренцево-Карского шельфа с указанием района проведенных работ (Ступакова, 2011)

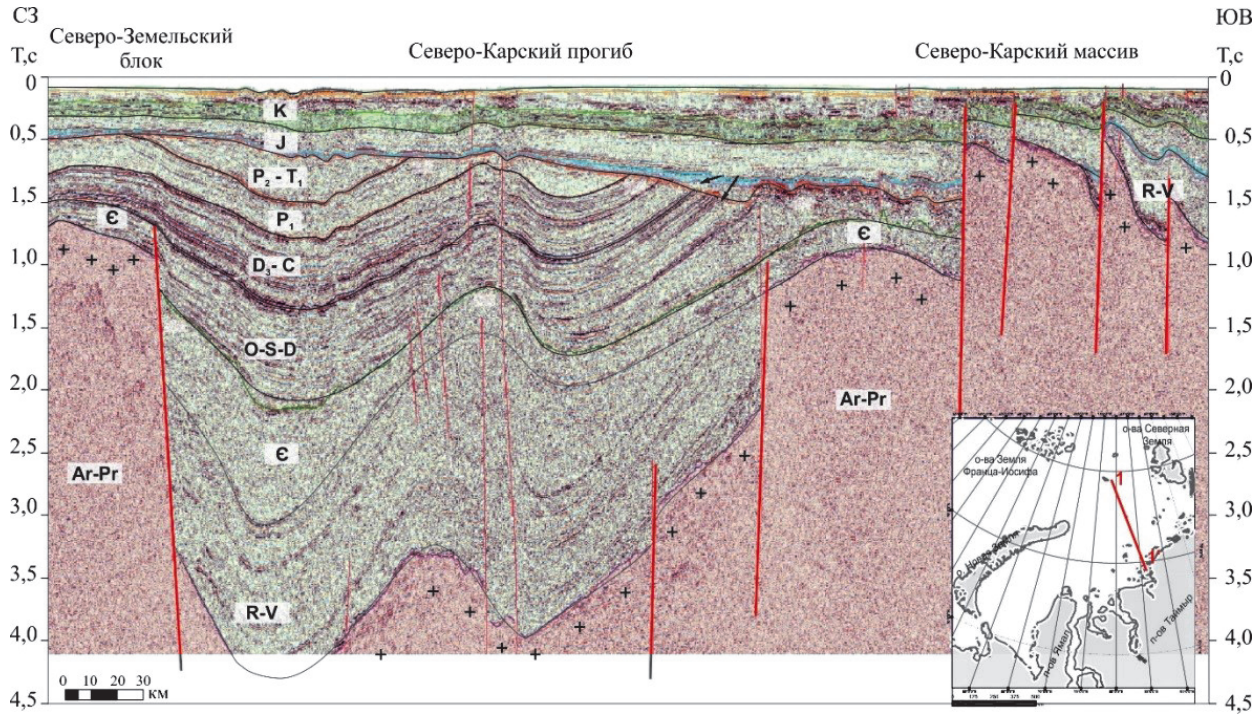


Рис. 2. Принципиальный сейсмогеологический разрез Северо-Карской впадины (Ступакова и др., 2017)

соответственно, по критериям прогноза месторождений нефти и газа (Ступакова и др., 2013).

Для сопоставления разрезов зоны сочленения Северо-Баренцевской и Северо-Карской впадин был составлен композитный региональный 2D-профиль, пересекающий Северо-Баренцевскую впадину от арх. Новая Земля до арх. Земля Франца-Иосифа, Восточно-Баренцевскую зону ступеней, Северо-Карскую впадину и Северо-Карскую зону поднятий, обрамляющих центральную часть впадины (рис. 1). Региональный композитный профиль был составлен на базе 2D-сейсмических профилей в объеме 8000 пог. км, выполненных АО «Севморнефтегеофизика» в течение полевых сезонов трех лет: 2005, 2007 и 2008 (рис. 3). На временных сейсмических разрезах были прослежены основные несогласия по типу эрозионного срезания и подошвенного налегания. Проведен анализ разрезов обрамляющей суши с целью выделить региональные, главным образом угловые несогласия. Выявленные на архипелагах несогласия сопоставлены с границами сейсмостратиграфических комплексов. Установить возраст верхних осадочных комплексов (предфранское несогласие, кровля раннепермских карбонатов и мезозойские) удалось с помощью корреляции отражающих горизонтов из Северо-Баренцевской впадины.

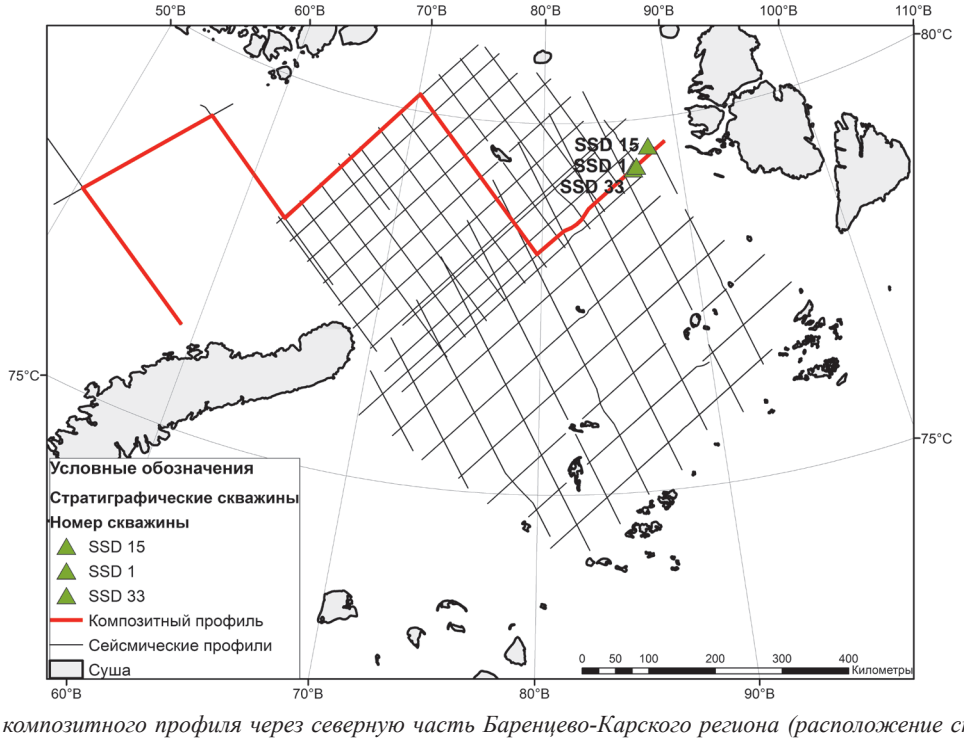


Рис. 3. Положение композитного профиля через северную часть Баренцево-Карского региона (расположение стратиграфических скважин обозначено по (Малышев и др., 2023))

Результаты исследования

1. Строение разрезов архипелагов. Ключевые несогласия

Строение и возраст отложений неразбуренной акваториальной части Баренцево-Карского региона прогнозируются по строению и возрасту отложений обрамляющих архипелагов (рис. 4, 5). Литолого-стратиграфические схемы разрезов составлены по работам (Дымов и др., 2011; Васильев и др., 2013; Качурина и др., 2013; Кораго и др., 2022).

Самые древние в регионе породы архея и нижнего протерозоя относятся к фундаменту и установлены на арх. Северная Земля, п-ве Таймыр, о-вах ЦИК, Свердруп. Представлены они метаморфическими сланцами. Верхнепротерозойские песчаники и сланцы установлены на Новой Земле в обнажениях бухты Иностранцева, на о-вах Таймырского мелководья. В акваториальной части бассейна эти отложения могут залегать на глубинах от 1–5 до 14–17 км.

Архей-нижний протерозой охарактеризован только в северной части Таймыра и представлен фаддеевским метаморфическим комплексом и верхнекарельской симовской толщей, сложенной метаморфическими образованиями.

Верхний протерозой в разной мере описан в пределах арх. Земля Франца-Иосифа в составе нагурской метаморфической серии, в Русскогаванской зоне арх. Новая Земля, где представлен маковской и ломоносовской метаморфическими толщами, а также на севере Таймыра.

Кембрийская система представлена частично метаморфизованными породами на Северном о-ве арх. Новая Земля, терригенно-карбонатными породами на севере Таймыра и преимущественно терригенными отложениями на арх. Северная Земля. В акваториальной части бассейна Северо-Карской впадины их мощность может достигать 2–3 км.

Породы *ордовикского возраста* закартированы в Ледяногаванской зоне арх. Новая Земля, где представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. На севере Таймыра ордовикская система характеризуется преимущественно терригенным составом. В пределах о-ва Большевик описана только касаткинская толща раннеордовикского возраста. На о-вах Октябрьской Революции и Пионер в разрезе ордовика выделяется четыре свиты терригенно-карбонатного состава.

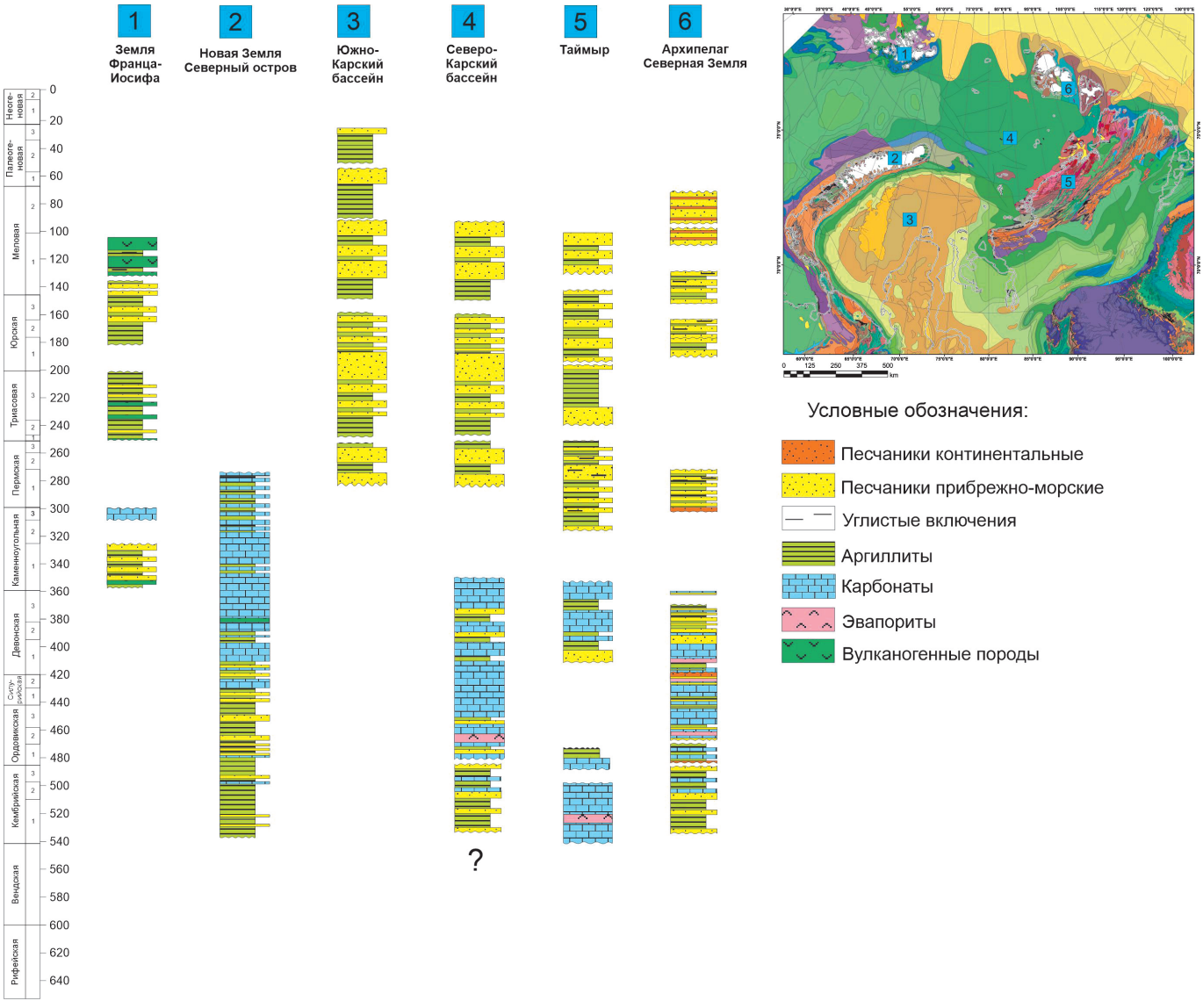


Рис. 4. Сводные литостратиграфические колонки опорных разрезов Баренцево-Карского шельфа и положение опорных разрезов на геологической карте Карского моря, по данным (Васильев и др., 2013, Ступакова, 2011)

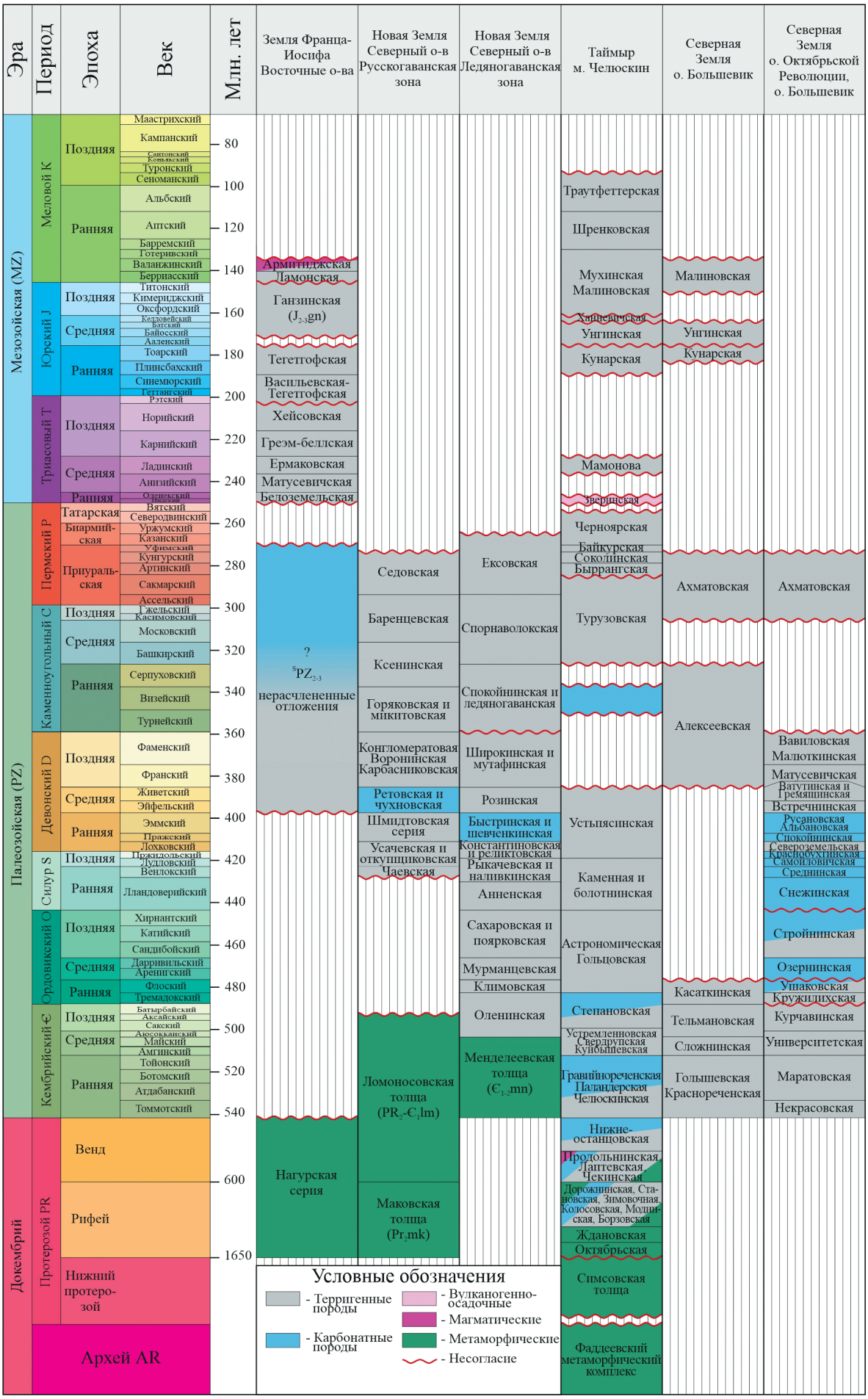


Рис. 5. Схема сопоставления свит и несогласий на обрамляющей суше и архипелагах Баренцево-Карского региона (составлена по (Каленич и др., 2004; Гаврилов и др., 2010; Ступакова, 2011; Дымов и др., 2011; Качурина и др., 2013; Журавлев, 2016; Норина, 2014))

Контакт с подстилающими породами тектонический, отмечается резкое азимутальное несогласие (Качурина и др., 2013). Мощность отложений ордовикской системы может достигать до 2,5 км.

Силурийская система описана в пределах Северного о-ва арх. Новая Земля и на севере Таймыра и характеризуется преимущественно терригенным составом пород. На о-вах Октябрьской Революции и Пионер породы силурийского возраста отличаются карбонатным составом и с незначительным стратиграфическим несогласием залегают на нижележащих отложениях (Качурина и др., 2013). Мощность силурийских отложений в пределах акватории может достигать 1–1,5 км.

Девонская система представлена на всех рассматриваемых разрезах, однако характеризуется различным карбонатно-терригенным и карбонатным составом и несогласной границей между живетским и франским ярусами, выраженной в разрезах Русскогаванской зоны арх. Новая Земля и на севере Таймыра. Мощность девонских отложений в пределах акватории может достигать 1 км.

Каменноугольная система характеризуется главным образом терригенными отложениями и в той или иной степени присутствует на всех представленных разрезах. В полосе Таймырского побережья от о-ва Диксон до Пясинского залива нижнекаменноугольные отложения представлены преимущественно карбонатными породами. Вверх по разрезу они сменяются терригенно-карбонатными породами среднего отдела. В пределах Ледяногаванской зоны арх. Новая Земля породы спокойнинской свиты раннекаменноугольного возраста несогласно залегают на нижележащих образованиях. На арх. Северная Земля в основании ахматовской свиты позднекаменноугольно-раннепермского возраста также фиксируется угловое несогласие. В пределах севера Таймыра в разрезе каменноугольной системы фиксируется несколько несогласных границ, связанных с герцинским орогенезом. Мощность нерасчлененных каменноугольно-пермских отложений в пределах акватории не превышает 1 км.

Присутствующие во всех рассматриваемых разрезах породы *пермского возраста* характеризуются терригенным составом и представлены главным образом приуральским отделом. Отсутствие в большинстве разрезов биармийской и татарской систем связано, вероятно, с позднегерцинской фазой складчатости.

Триасовая система наиболее полно представлена на восточных о-вах арх. Земля Франца-Иосифа. На севере Таймыра в индском ярусе выделяется вулканогенно-осадочная зверинская свита, а в ладинском ярусе – терригенная мамонова свита.

Терригенные породы *юрского возраста* описаны на арх. Земля Франца-Иосифа, севере Таймыра и о-ве Большевик. Граница с нижележащими отложениями несогласная.

Меловая система на арх. Земля Франца-Иосифа представлена терригенной ламонской свитой берриас-валанжинского возраста и армитиджским вулканогенно-осадочным комплексом, залегающим на нижележащих породах с азимутальным несогласием. Кроме того, меловые терригенные породы зафиксированы на севере Таймыра и о-ве Большевик.

Прогнозируемая мощность мезозойских отложений в Северо-Карской впадине не превышает 1,5 км.

2. Структурные этажи и этапы проявления магматической деятельности

В разрезе Северо-Баренцевской и Северо-Карской впадин можно предположить три структурных этажа. Нижний структурный этаж сложен отложениями нижне-среднепалеозойского и, возможно, рифейского комплексов. Средний структурный этаж представлен отложениями верхнепалеозойского комплекса, где можно выделить отложения девонско(?)-раннекаменноугольной карбонатной платформы, периодически осушаемой, и каменноугольно-пермско-нижнетриасовые терригенные отложения. Верхний структурный этаж сложен мезозойскими терригенными образованиями. На границах каждого структурного этажа отмечается перестройка структурного плана и активное проявление магматической деятельности.

В составе нижнего структурного этажа формирование магматических комплексов на арх. Северная Земля связано с завершением раннекаледонского тектоно-магматического цикла. Позднедевонский магматизм в пределах Северного о-ва арх. Новая Земля, по-видимому, был связан одновременно и с заключительными фазами каледонско-элсмирского орогенеза (Кораго и др., 2022).

В составе среднего структурного этажа выделяется максимальное количество магматических тел, связанных с магматической активностью герцинского и киммерийского этапов тектогенеза. Интенсивный гранитоидный магматизм фиксируется главным образом на юге арх. Северная Земля и в северной части Таймыра. Герцинский этап заканчивается магматизмом в раннем триасе, проявленном также на арх. Северная Земля и севере Таймыра. Киммерийский этап проявился внедрением по зонам разломов даек средне-позднетриасового возраста и пестрого состава на п-ове Челюскин и лампрофиров предположительно позднетриасового возраста на о-ве Большевик.

Формирование верхнего структурного этажа началось, по-видимому, в среднетриасовое время. В позднетриасовое и раннеюрское время отмечается раннемезозойская магматическая активность, зафиксированная на о-вах Земли Франца Иосифа (Шипилов, Карякин, 2010). В Русскогаванской зоне Северного о-ва арх. Новая Земля выделяется желанинский габбродолеритовый комплекс, представленный дайками, образование которых происходило в посттриасовое время после завершения раннекиммерийского тектогенеза. Этап позднемезозойского магматизма начался в меловое время и был связан с формирующимися окраинно-континентальными и океаническими структурами. На арх. Земля Франца-Иосифа зафиксирован армитиджский габбро-базальтовый вулканический комплекс ранне-среднемелового возраста.

3. Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов

Стратиграфическая привязка опорных отражающих горизонтов проводилась комплексно, разными доступными методами на основе анализа несогласий, корреляции отражающих горизонтов (ОГ) по региональным сейсмогеологическим разрезам от мест привязки скважин со стратиграфическими разбивками и сейсмостратиграфического анализа сопредельных частей осадочных бассейнов Баренцева и Карского морей.

Индексация ОГ проводилась согласно индексации, принятой в МГУ имени М.В. Ломоносова, АО «Севморнефтегеофизика» и ОАО «МАГЭ» для Баренцево-Карского региона (рис. 6).

ОГ AF, приуроченный к кровле акустического фундамента, проводился по появлению субпараллельных рефлекторов выше хаотической волновой записи. Наиболее ярко выраженный из нижних отражающих горизонтов осадочного чехла горизонт ОГ III2 был привязан к эрозионным срезаниям на склонах поднятий. По всей видимости, этот горизонт соответствует *предфранскому несогласию*, проявленному в разрезах арх. Новая Земля, о-ва Большевик и северного Таймыра. Этот горизонт может быть кровлей нижнего структурного этажа, соответствующего раннепалеозойскому комплексу пород.

Между отражающими горизонтами ОГ AF и ОГ III2 выделяется несколько отражающих горизонтов, которые по наличию несогласий в разрезе обрамляющих островов можно датировать как кровлю кембрийских отложений (ОГ VI), кровлю ордовикских отложений (ОГ V) и кровлю силурийских отложений (ОГ IV). Отражающие горизонты, залегающие выше ОГ III2, были привязаны к отражающим горизонтам Баренцевоморского шельфа и разрезам о-вов Карского и Баренцева морей.

ОГ II ассоциируется с кровлей карбонатных и терригенно-карбонатных *нижнекаменноугольных отложений*, выше него залегают верхнекаменноугольно-нижнепермские предположительно терригенные отложения, сопоставляемые с ахматовской свитой арх. Северная Земля (рис. 2). Несогласие в среднем карбоне, вероятно, связано со складчатыми деформациями на Таймыре.

ОГ Ia приурочен к кровле терригенного *верхнекаменноугольно-нижнепермского* комплекса в Северо-Карском бассейне и сопоставляется с кровлей ахматовской свиты арх. Северная Земля и ёксовской и седовской свит арх. Новая Земля. Отражающий горизонт ОГ Ia соответствует горизонту Ia в Баренцевоморском бассейне, который проводится по кровле карбонатных верхнедевонско-нижнепермских пород (Казанин и др., 2011). Сейсмостратиграфический комплекс между ОГ Ia и ОГ A по положению в разрезе датируется как *средне-верхнепермский*, а его кровля, ОГ A, продолжается в Баренцевоморский бассейн и выражена в виде эрозионного срезания на границе пермского и триасового комплексов отложений (Норина, 2014). Корреляция отражающих горизонтов A, BJU, BCU из Баренцевоморского бассейна позволила выделить в мезозойском разрезе Северо-Карского бассейна *меловые*, *юрские* и *среднетриасовые* отложения.

4. Сейсмостратиграфические комплексы

Акустический фундамент ограничен в кровле ОГ AF и характеризуется хаотической волновой записью. Верхняя граница комплекса предполагается на временах порядка 5,5–5,7 с в пределах прогибов в Северо-Карском бассейне и 2–3,5 с в пределах сводов и мегавалов. В Северо-Баренцевской впадине кровля акустического фундамента погружается глубже 8 с (рис. 7). Кровля акустического фундамента расчлененная, в бортовых частях прогибов развиты сбросы. Оценка возраста акустического фундамента является дискуссионным вопросом, но, вероятно, не моложе докембрийского.

Верхнепротерозойско(?)*-кембрийский ССК* выделяется между ОГ AF и IV лишь в некоторых зонах Северо-Карской впадины. Он характеризуется низкими амплитудами и единичными и непротяженными внутренними отражениями. Максимальная временная мощность этого комплекса в секундах достигает 3,2 с (при скорости 4,5 км/с может соответствовать 7 км) в Присевероземельском прогибе. Мощность комплекса резко сокращается на склонах Восточно-Баренцевской зоны ступеней.

Ордовикский ССК прогнозируется между ОГ IV и V и характеризуется субпараллельными внутренними отражениями и двумя яркими рефлекторами. Ордовикский комплекс достигает максимальной временной мощности до 1 с (2–2,5 км) вблизи о-вов Северной Земли. В пределах поднятий наблюдается полное отсутствие ордовикского ССК вследствие более поздних тектонических деформаций и полного срезания отложений комплекса.

Силурийский ССК ограничен в кровле ОГ IV, который выделяется по стратиграфическим угловым несогласиям вблизи поднятий. Перекрытие нижележащих отложений вышележащими, возможно, верхнедевонскими отложениями с угловым несогласием связано, вероятно, с раннедевонской поверхностью затопления. В Северо-Карской впадине временная мощность силурийского ССК составляет порядка 400 мс. К западу, в направлении к Восточно-Баренцевской зоне ступеней мощность силурийского комплекса резко сокращается в результате его срезания. В строении Северо-Баренцевской впадины, к западу от зоны Восточно-Баренцевских ступеней силурийские отложения могут присутствовать в составе нерасчлененной толщи нижнепалеозойского возраста.

Нижне-среднедевонский ССК ограничен в кровле ОГ III2, приуроченным к предфранскому несогласию, и характеризуется высокоамплитудными субпараллельными внутренними отражениями. Нижне-среднедевонский комплекс в Северо-Карской впадине занимает лишь наиболее погруженные части разреза. На положительных структурах, расположенных по обрамлению Северо-Карской впадины, нижне-среднедевонский комплекс срезается, аналогично подстилающему силурийскому комплексу. В зоне Восточно-Баренцевских ступеней отложения нижне-среднедевонского ССК отсутствуют. В пределах Северо-Баренцевской впадины нижне-среднедевонские отложения можно предположить в составе нерасчлененного нижнепалеозойского ССК, временная мощность которого может достигать 3 с.

Верхнедевонско-нижнекаменноугольный ССК со стратиграфическим несогласием перекрывает нижележащие ССК. В кровле он ограничен ОГ II, связанным с регионально распространенными глинистыми отложениями раннекаменноугольного возраста и эрозионной поверхностью, связанной с каменноугольно-пермской эрозией. Внутреннее строение комплекса характеризуется субпараллельными отражениями средней амплитуды. Комплекс развит в Северо-Карской впадине, где его временная мощность достигает 220 мс. Отложения комплекса срезаются полностью на поднятиях вблизи арх. Северная Земля, так и на поднятиях Восточно-Баренцевской зоны ступеней. В Баренцевоморском бассейне верхнедевонско-нижнекаменноугольные отложения входят в состав единого верхнедевонско-нижнепермского карбонатного комплекса (по (Казанин и др., 2011)).

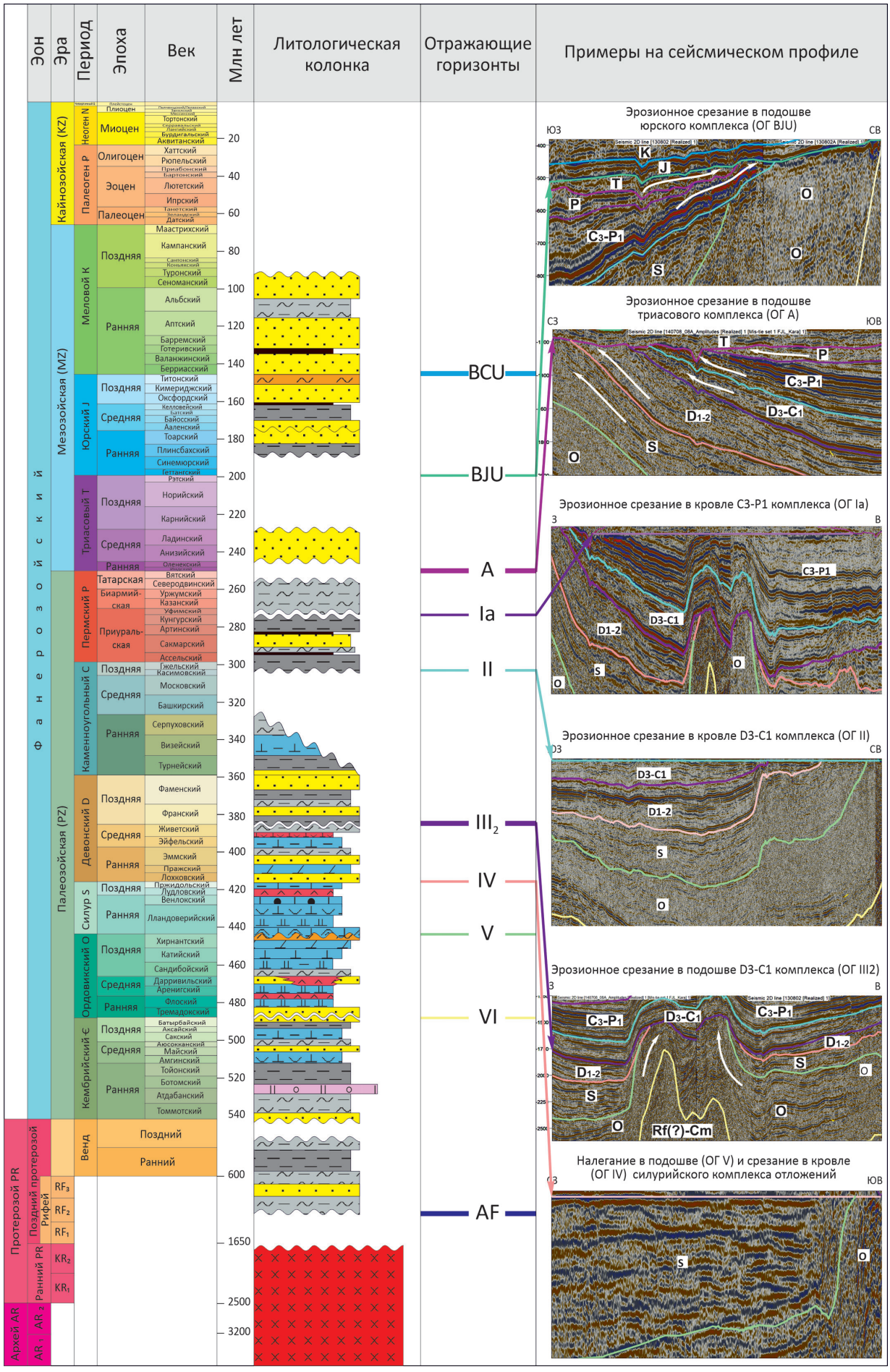


Рис. 6. Стратиграфическая привязка опорных отражающих горизонтов и сопоставление сейсмостратиграфических комплексов со сводным литостратиграфическим разрезом Северо-Карского бассейна. Положение примеров на сейсмическом профиле см. на рис. 7

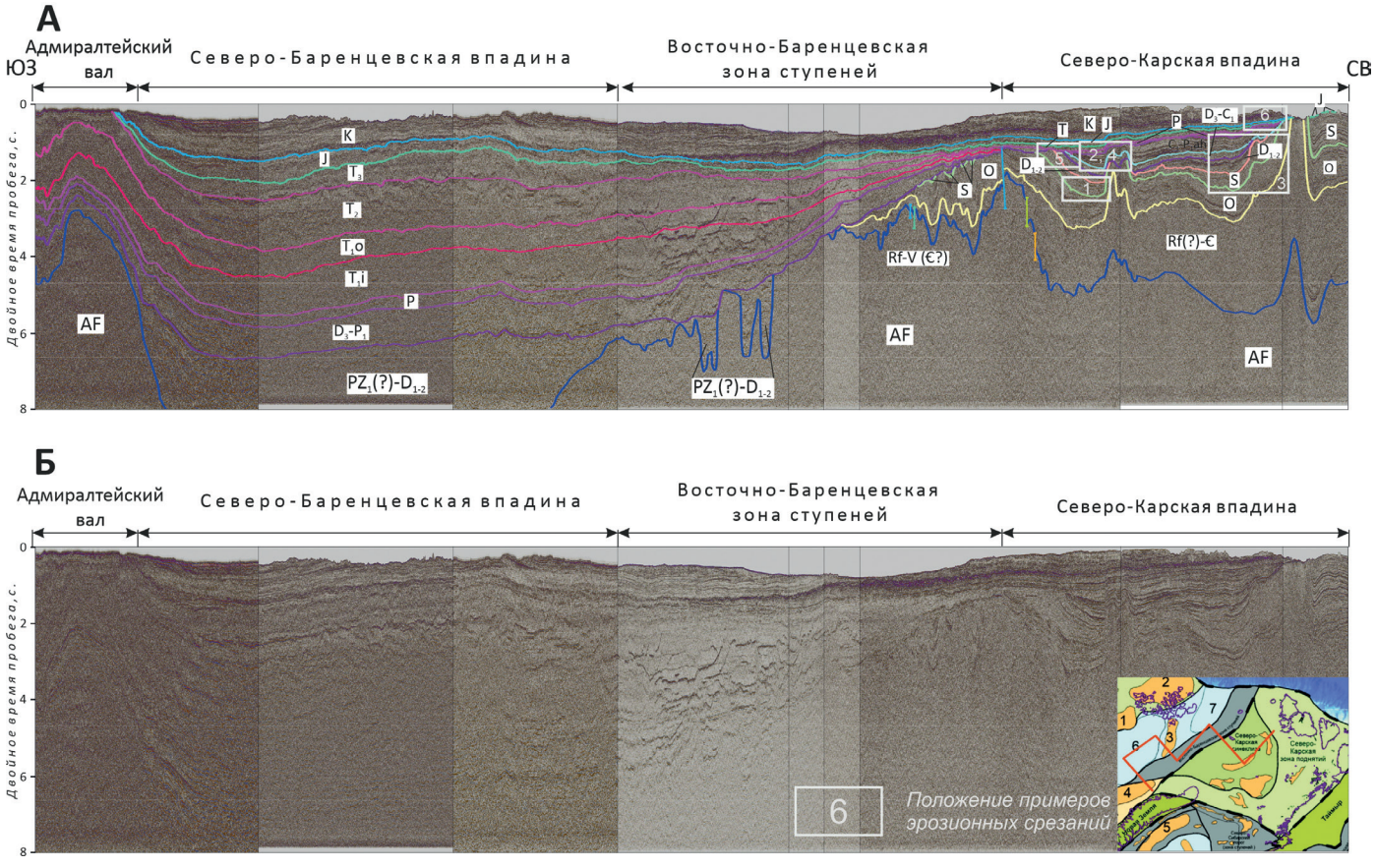


Рис. 7. Композитный сейсмический профиль через Баренцевоморский и Северо-Карский бассейны: А – с интерпретацией, Б – без интерпретации

Каменноугольно-нижнепермский ССК ограничен в кровле ОГ Ia и характеризуется высокоамплитудными и протяженными внутренними отражениями. Максимальные временные мощности комплекса до 500 мс отмечаются в центральной части Северо-Карской впадины. В Северо-Баренцевской впадине отложения каменноугольно-нижнепермского ССК входят в состав нерасчлененного верхнедевонско-нижнепермского преимущественно-карбонатного комплекса. Мощности каменноугольно-нижнепермских отложений сокращаются до полного отсутствия в пределах Восточно-Баренцевской зоны ступеней за счет их срезания в результате позднепермско-триасовой структурной перестройки региона.

Пермский ССК в кровле ограничен ОГ А, приуроченному к ярко выраженному эрозионному срезанию нижележащих отложений. Эта поверхность отражает структурную перестройку на рубеже пермского и триасового периодов. Внутреннее строение ССК характеризуется низкоамплитудными субпараллельными отражениями. В пределах Северо-Карской впадины комплекс развит ограниченно, временные мощности его изменяются от 50 до 100 мс, не превышая 120 мс, видимо, за счет неравномерной эрозии отложений в раннетриасовое время. В Северо-Баренцевской впадине мощность ССК увеличивается до 800 мс. Надо отметить, что отложения пермского ССК отмечаются также и в пределах Восточно-Баренцевской зоны ступеней, они перекрывают отложения нижнепалеозойского возраста.

Мезозойские сейсмостратиграфические комплексы ограничены в кровле современным морским дном, рельеф которого сформировался в результате палеогенового аплифта и ледниковой эрозии в голоцене. Среди них выделяются триасовый, юрский и меловой ССК. В пределах Северо-Карской впадины их временная мощность незначительна и составляет 100–200 мс. В пределах Северо-Баренцевской впадины их суммарная временная мощность составляет до 5 с. Увеличение мощности происходит за счет триасового ССК. Если в пределах Северо-Карской впадины мощность триасового комплекса незначительна, вплоть до полного отсутствия, то в Северо-Баренцевской впадине временная мощность триасового ССК составляет 3–4 с. Отложения юрского и мелового ССК также постепенно сокращаются в сторону Северо-Карской впадины. Следует отметить, что постепенное сокращение мощности начинается от Восточно-Баренцевской зоны ступеней и продолжается вплоть до полного срезания этих отложений на о-вах арх. Северная Земля.

5. Строение и история развития региона

Зона сочленения Северо-Баренцевской и Северо-Карской впадин изучена крайне слабо. По разным тектоническим схемам (Мартиросян и др., 2011; Ступакова, 2011; Малышев и др., 2012) в этом регионе выделяются структуры разного порядка, которые часто носят и разные названия, в зависимости от структурно-тектонического этапа их проявления и детальности интерпретации сейсмогеологических разрезов. Из структур первого порядка можно выделить Северо-Баренцевскую и Северо-Карскую впадины, разделенные Восточно-Баренцевской зоной ступеней, которая в рифейско-раннепалеозойское время

представляла собой поднятие, сформированное, скорее всего, за счет байкальской складчатости. Если предположить байкальский этап формирования складчатости Восточно-Баренцевской зоны ступеней, то в ее пределах можно ожидать развитие наиболее древних рифей-вендских, в отдельных прогибах – кембрийских отложений.

Поднятие Восточно-Баренцевской зоны ступеней разделяло практически на протяжении всего палеозоя Северо-Баренцевскую и Северо-Карскую впадины. По нижнепалеозойскому комплексу отложений впадины представляют собой прогибы с мощностью отложений в несколько километров, где могут быть развиты отложения от кембрийских до девонско-каменноугольных включительно. По мезозойскому комплексу строение впадин различно. Мощность мезозойского комплекса отложений Северо-Баренцевской впадины составляет около 5–7 км, а в Северо-Карской впадине мощность отложений мезозойского комплекса не превышает 1–2 км, сокращаясь до полного их отсутствия.

Важным этапом в формировании структур северной части Баренцево-Карского шельфа был байкальский тектогенез, результатом которого стало образование позднерифей-вендской складчатой системы, на месте которой впоследствии образовалась Восточно-Баренцевская зона ступеней (рис. 8). В прилегающих Северо-Карской и Северо-Баренцевской впадинах в это время, возможно, шло накопление вендско-кембрийских отложений, аналогичных отложениям Восточно-Сибирской платформы. В ордовикско-силурийское время преобладали условия карбонатной платформы, аналоги которой известны в пределах Печорской синеклизы.

Кембрийско-силурийские отложения установлены по обрамлению Северо-Карской впадины (Малышев и др., 2023). Накопление нижнепалеозойских (кембрийско(?)-силурийских) отложений, вероятно, происходило и в Северо-Баренцевской впадине, однако их мощность и локализацию установить сложно. По предположению А.А. Кораго, основанному на строении разрезов Новой Земли, кембрийско-ордовикские молассовые красноцветные отложения могли накапливаться повсеместно (Кораго и др., 2022). К началу позднего девона в Северо-Баренцевской впадине был накоплен мощный нижне-среднепалеозойский дофранский комплекс, толщина которого составляет порядка 5–6 км (3 с). В зоне Восточно-Баренцевских поднятий происходит эрозия рифей-вендских и, возможно, маломощных нижнепалеозойских отложений, которые накапливаются в пределах прилегающих впадин.

В конце раннепалеозойского структурно-тектонического этапа развития, судя по резкому угловому несогласию в кровле среднего девона, в предфранское время Северо-Карский осадочный бассейн испытал структурную перестройку

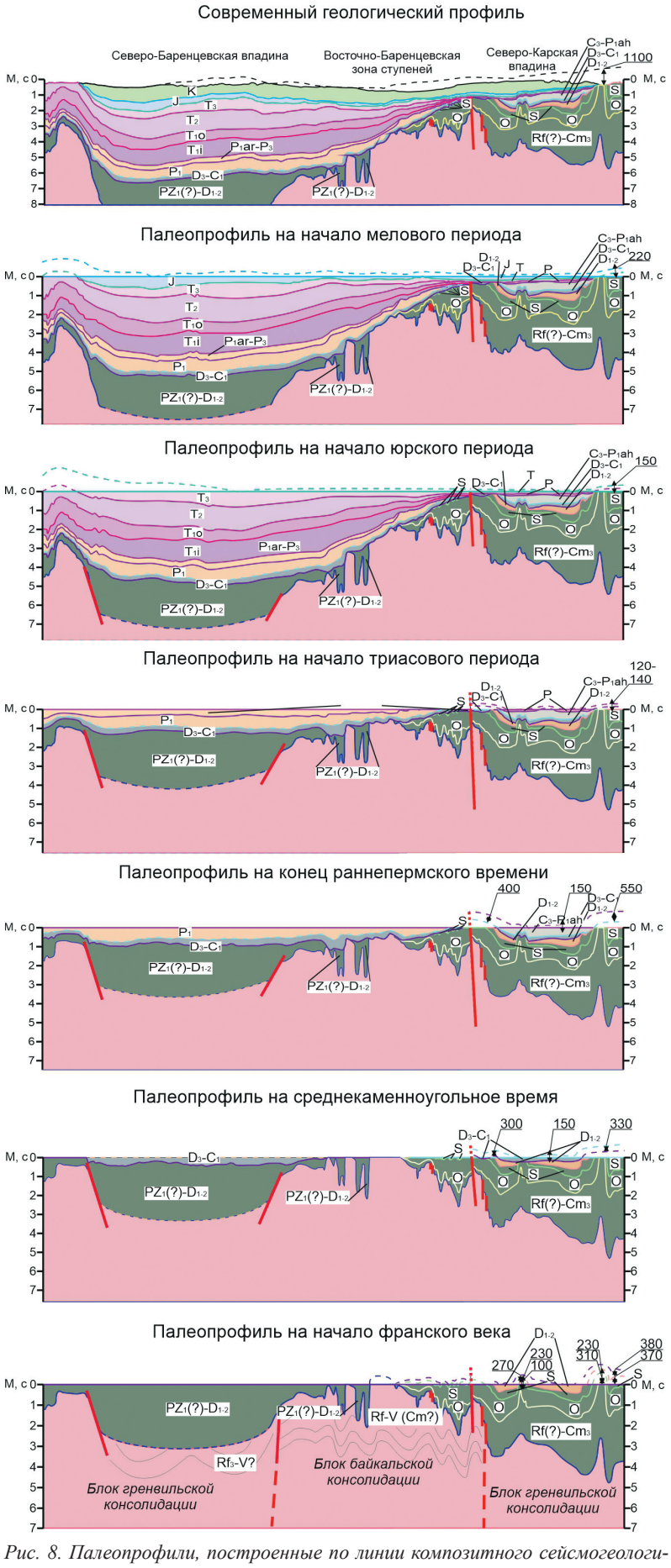


Рис. 8. Палеопрофили, построенные по линии композитного сейсмогеологического разреза, иллюстрирующие историю развития Северо-Баренцевской и Севро-Карской впадин, разделенных Восточно-Баренцевской зоной ступеней. Цифрами обозначены времéнные мощности эрозий в миллисекундах

(рис. 9). В результате предфранского размыва в районе некоторых поднятий вблизи Североземельской структурной зоны могло быть эродировано до 2,5–3 км (до 1,3 с) отложений. На поднятиях центральной части Северо-Карской впадины амплитуды эрозии нижнепалеозойских отложений достигали порядка 200–700 м (100–370 мс).

С позднедевонского до среднекаменноугольного времени на территории Северо-Карского осадочного бассейна происходило накопление терригенного верхнедевонско-нижнекаменноугольного осадочного комплекса мощностью порядка 400–450 м (200–220 мс). В раннесреднекаменноугольное время бóльшая часть накопившихся отложений была сэродирована в результате подъема территории, связанной с герцинским орогенезом на Северном Таймыре. В результате могло быть размыто до 600–700 м (330 мс) нижнепалеозойских отложений в районе поднятий Присевероземельской зоны. Эти отложения могли сноситься в направлении в Северо-Баренцевской впадины через зону Восточно-Баренцевских ступеней, которая уже не была столь выражена как в раннепалеозойское время.

В позднекаменноугольное–раннепермское время в Северо-Карском бассейне накапливались терригенные отложения, по возрасту аналогичные ахматовской толще арх. Северная Земля и достигающие мощности порядка 900–1000 м (до 550 мс). В пермское время, на заключительной стадии герцинского тектогенеза, произошел общий подъем территории, в результате которого часть ахматовской толщи была эродирована. В Присевероземельской зоне верхнекаменноугольно-нижнепермские отложения были полностью размыты, в то время как в центральной части Северо-Карской впадины могло быть сэродировано порядка 250 м (150 мс). На севере Баренцевоморского бассейна начиная с позднего девона до сакмарского века пермского периода накапливалась толща карбонатных отложений. Во второй половине пермского периода в Северо-Карской и Северо-Баренцевской впадинах продолжалось накопление терригенных отложений, поступающих, вероятно, со стороны Восточной и Западной Сибири.

На рубеже пермского и триасового периодов произошла складчатость на Новой Земле. Северо-Баренцевская впадина стала активно погружаться, втягивая в погружение и поднятия Восточно-Баренцевской зоны. Как следствие, современный восточный склон Северо-Баренцевской впадины ступенчато погружается к центральной ее части. В Северо-Карской впадине на рубеже пермского и триасового периодов наблюдается размыв отложений порядка 200 м (120–140 мс). Триасовые терригенные отложения поступали со стороны эпигерцинской Западно-Сибирской суши, при этом Северо-Карский бассейн был областью транзита огромных масс обломочного материала, разгружавшихся в Северо-Баренцевской впадине. Мощные клиноформы заполнили Северо-Баренцевскую впадину (Gilmullina et al., 2020) и зону прогибов Франц-Виктория на протяжении раннего и среднего триаса. В конце триасового периода изучаемый регион вновь испытал фазу воздымания (Суслова и др., 2021), что привело к размыву порядка 200 м (140 мс) отложений на восточных участках зоны Восточно-Баренцевских ступеней, сопряженных с Северо-Карской впадиной.

С начала юрского периода началась постепенная морская трансгрессия в Баренцевоморском бассейне (Суслова, 2014), затронувшая и Северо-Карский бассейн. В бат-байосское и позднеюрское время накопилось порядка 250–300 м (180 мс) преимущественно песчано-глинистых отложений, которые затем в начале мелового периода были уничтожены на поднятиях, обрамляющих Северо-Карскую впадину и вблизи складчатой системы Таймыра.

В меловое время в Северо-Баренцевской и Северо-Карской впадинах накапливалась толща терригенных отложений с прослоями вулканогенно-осадочных пород на фоне вулканической активности на арх. Земля Франца-Иосифа (Шипилов, Карякин, 2010) и проявления HALIP в районе исследования. В Северо-Баренцевской впадине, так же как и в Западной Сибири, в это время снова господствует лавинная седиментация, клиноформы проградируют с востока и северо-востока Баренцева моря (Мордасова и др., 2019), Северо-Карский бассейн при этом находится в области континентальной седиментации. Современная мощность меловых отложений достигает 1,5 км в Северо-Баренцевской впадине и 1,2–1,3 км в центральной части Северо-Карской впадины, однако еще не менее 1,5 км отложений было уничтожено во время кайнозойских аплифтов.

6. Нефтегазоносность

В осадочном чехле северной части Баренцево-Карского шельфа можно выделить четыре перспективных НГК: 1) доверхнедевонский; 2) верхнедевонско-нижнекаменноугольный; 3) пермско-триасовый; 4) юрско-меловой.

Отложения *доверхнедевонского перспективного НГК* в пределах изучаемой акватории выделяются только в Северо-Карской впадине. Формирование углеводородных систем в нижнепалеозойских отложениях описано для древних нефтегазоносных бассейнов Восточной Сибири – Тимано-Печорского и Волго-Уральского, где важную роль играют нефтегазоматеринские толщи рифейского, вендского, кембрийского, ордовикского, силурийского и раннедевонского возрастов (рис. 10). Природные резервуары сложены преимущественно карбонатными нижнепалеозойскими отложениями и, возможно, карбонатно-терригенными породами рифей-вендского возраста. Залежи в основном пластово-сводовые, массивные и литологически экранированные, где одним из определяющих поисковых критериев является процесс их переформирования в результате многочисленных структурных перестроек осадочного бассейна (рис. 11). Перспективы нефтегазоносности доверхнедевонского НГК можно ожидать в западной части Северо-Карской впадины и ее сочленения с зоной Восточно-Баренцевских ступеней, там, где отложения комплекса доступны для бурения.

Верхнедевонско-нижнекаменноугольныый перспективный НГК может быть выделен в пределах как Северо-Карской, так и Северо-Баренцевской впадины, вблизи Адмиралтейского вала и поднятий Земли Франца-Иосифа. В пределах этого комплекса основными нефтегазоматеринскими толщами могут быть высокоуглеродистые отложения доманикоидного типа в пределах Северо-Баренцевской впадины.

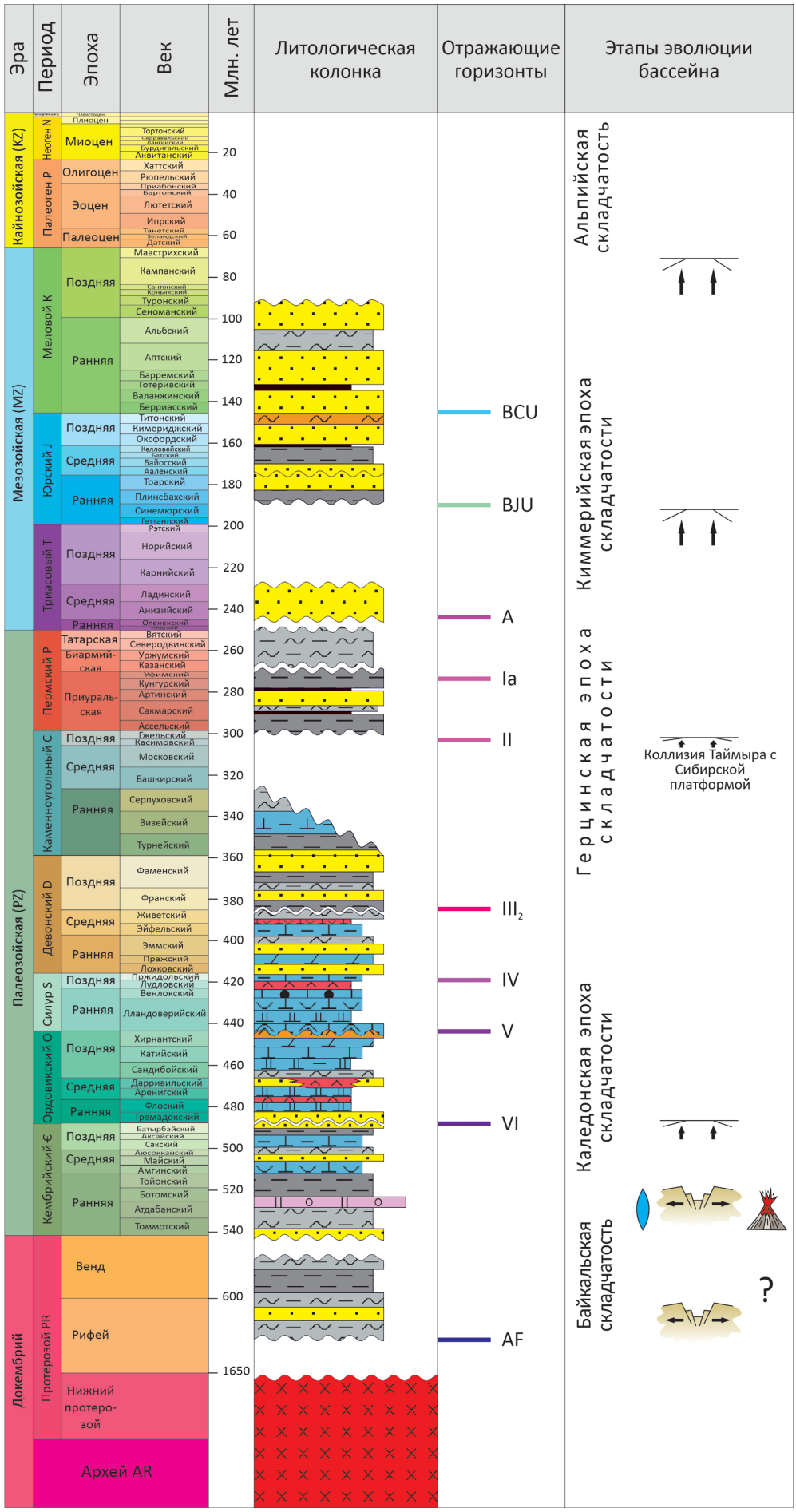


Рис. 9. Тектоно-стратиграфическая колонка по Северо-Карскому осадочному бассейну и основные этапы его геологического развития

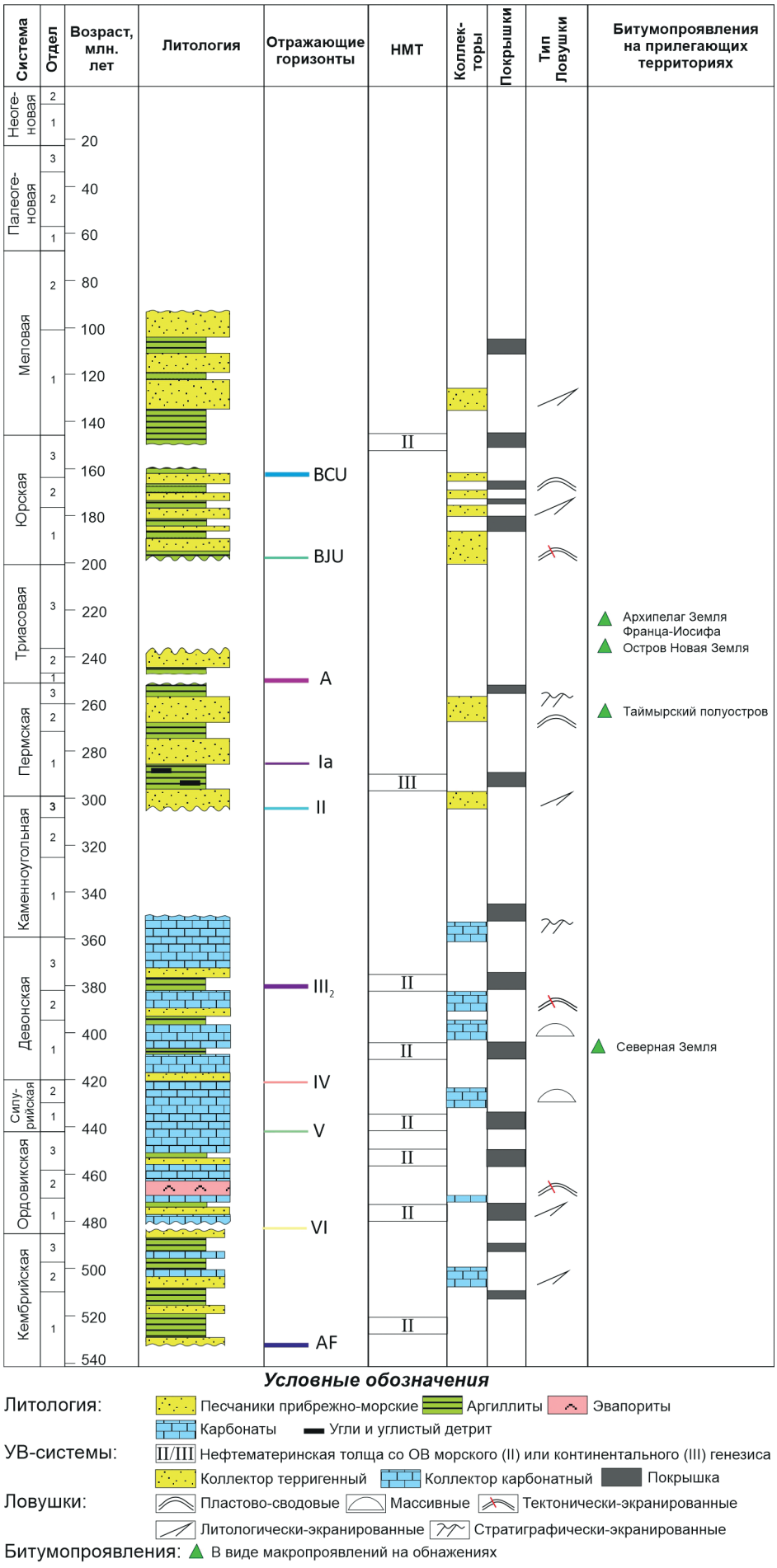


Рис. 10. Элементы возможных углеводородных систем Северо-Карской впадины

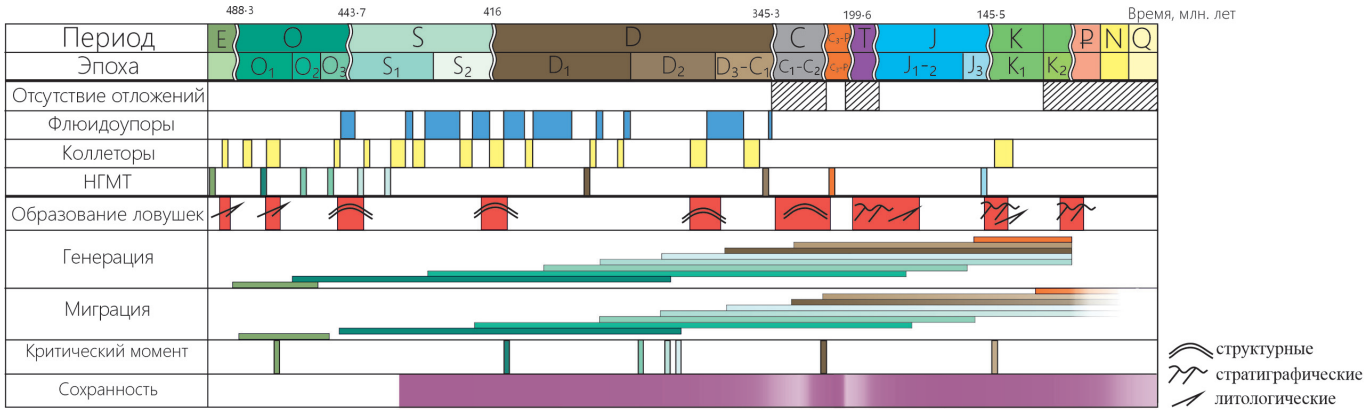


Рис. 11. Шкала возможных событий в формировании углеводородной системы для северной части Карского моря

В пределах Северо-Карской впадины верхнедевонские нефтегазоматеринские отложения могут быть распространены лишь локально, и они, скорее всего, не будут столь насыщенными органическим веществом, как это характерно для отложений бассейнов окраины Восточно-Европейской платформы.

Пермско-триасовый потенциальный НГК распространен в основном в пределах Северо-Баренцевской впадины, где он залегает на больших глубинах. Этот комплекс может содержать нефтегазоматеринские толщи, богатые смешанным сапропелево-гумусовым органическим веществом в отложениях нижнепремского и среднетриасового возраста. Литологические, стратиграфически экранированные ловушки и песчаные резервуары могут быть благоприятны для формирования скоплений углеводородов на склонах поднятий.

Юрско-меловой НГК с доказанной нефтегазоносностью в Южно-Баренцевской и Южно-Карской впадинах может быть перспективен и в Северо-Баренцевской и Северо-Карской впадинах. Он залегает на небольших глубинах от менее 1 км в Северо-Карской впадине до 2–3 км в Северо-Баренцевской впадине и содержит потенциальные верхнеюрские НГМТ с высоким содержанием органического вещества. Залежи углеводородов могут быть встречены как в терригенных юрских отложениях, так и в нижнемеловом клиноформенном комплексе отложений. Нижнемеловые клиноформные тела проградировали со стороны Северо-Карской впадины в сторону Северо-Баренцевской впадины, но могли сохраниться не повсеместно в результате последующих региональных поднятий осадочных бассейнов.

Заключение

В разрезе северной части Баренцево-Карского шельфа выделяются верхнепротерозойско(?)-кембрийские, нижнепалеозойские ордовикско-нижне-среднедевонские, верхнедевонско-каменноугольные, каменноугольно-пермские, пермско-триасовые и юрско-меловые сейсмостратиграфические комплексы отложений. Литолого-стратиграфическое расчленение палеозойских отложений осадочного чехла основано на описании разрезов прилегающих архипелагов Земля Франца-Иосифа, Северная Земля, Новая Земля и складчатой зоны Таймыра. Мезозойские сейсмостратиграфические комплексы увязаны с отражающими горизонтами Южно-Баренцевской впадины.

В северной части Баренцево-Карского шельфа как структуры первого порядка можно выделить Северо-Баренцевскую и Северо-Карскую впадины, разделенные Восточно-Баренцевской зоной ступеней. Восточно-Баренцевская зона ступеней в рифейско-раннепалеозойское время представляла собой поднятие, сформированное в период байкальской складчатости. Поднятие Восточно-Баренцевской зоны ступеней разделяло на протяжении первой половины палеозоя Северо-Баренцевскую и Северо-Карскую впадины. По палеозойскому комплексу впадины представляют собой прогибы с мощностью отложений в несколько километров, где могут быть развиты отложения от кембрийских до девонско-каменноугольных и пермских включительно. По мезозойскому комплексу строение впадин различно. Начиная с триасового времени Северо-Баренцевская впадина стала активно погружаться, втягивая в погружение и поднятия Восточно-Баренцевской зоны ступеней.

В осадочном чехле северной части Баренцево-Карского шельфа можно выделить четыре перспективных НГК: доверхнедевонский, верхнедевонско-нижнекаменноугольный, пермско-триасовый и юрско-меловой. Отложения *доверхнедевонского перспективного НГК* в пределах изучаемой акватории выделяются только в Северо-Карской впадине, а углеводородные системы в его пределах могут быть аналогичны тем, которые описаны для нефтегазоносных бассейнов окраин древних платформ. Формирование нефтегазоносности наложенных верхнепалеозойских и мезозойских НГК может быть осложнено влиянием углеводородных систем глубоких горизонтов.

Благодарность

Авторы выражают признательность рецензентам за конструктивные комментарии и замечания.

Литература

Васильев В.В., Вискунова К.Г., Кийко О.А., Козлов С.А. и др. (2013). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист Т-41–44 – мыс Желания. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 200 с.

Вержбицкий В.Е., Мурзин Р.Р., Васильев В.Е. (2011). Новый взгляд на сейсмостратиграфию и углеводородные системы палеозойских отложений Северо-Карского шельфа. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 18–21

Гаврилов В.П., Гибшман Н.Б., Карнаухов С.М., Холодилов В.Л., Цемкало М.Л., Шамалов Ю.В. (2010). Биостратиграфия и литофация нефтегазоносных отложений Баренцево-Карского региона. М.: Недра,. 255 с.

Дараган-Сущова Л.А., Петров О.В., Дараган-Сущов Ю.И., Васильев М.А. (2013). Особенности геологического строения Северо-Карского шельфа по сейсмическим данным. *Региональная геология и металлогения*, (54), с. 5–16.

Дымов В.А., Качурина Н.В., Макарьев А.А., Макарьева Е.М. и др. (2011). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Лист U-41–44 – Земля Франца-Иосифа (восточные острова). Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 220 с.

Журавлев А.В. (2016) Строение и условия формирования франских отложений северо-западного Пай-Хоя. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 11(4). https://doi.org/10.17353/2070-537938_2016

Каленич А.П., Орго В.В., Соболев Н.Н. и др. (2004). Новая Земля и остров Вайгач. Геологическое строение и минерагения. Ред. Ю.Е. Погребицкий. СПб.: ВНИИОкеангеология, 174 с.

Качурина Н.В., Макарьев А.А., Макарьева Е.М. и др. (2013). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 1 000 000 (третье поколение). Серии Северо-Карско-Баренцевоморская и Таймырско-Североземельская. Лист Т-45−48. – м. Челюскин. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 568 с.

Кораго Е.А., Ковалева Г.Н., Щеколдин Р.А., Ильин В.Ф., Гусев Е.А., Крылов А.А., Горбунов Д.А. (2022). Геологическое строение архипелага Новая Земля (запад российской Арктики) и особенности тектоники евразийской Арктики. *Геотектоника*, (2), с. 21–57. https://doi.org/10.31857/S0016853X22020035

Кораго Е.А., Тимофеева Т.Н. (2005). Магматизм Новой Земли. СПб.: ВНИИОкеанология, 235 с.

Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Скарятин М.В., Балагуров М.Д., Илюшин Д.В., Колюбакин А.А., Губарева О.А., Гатовский Ю.А., Лакеев В.Г., Лукашев Р.В., Ступакова А.В., Суслова А.А., Обметко В.В., Комиссаров Д.К. (2023). Стратиграфическое бурение на севере Карского моря: первый опыт реализации проекта и предварительные результаты. *Геология и геофизика*, (3), с. 311–326. https://doi.org/10.15372/GiG2022131

Малышев Н.А., Никишин В.А., Никишин А.М., Обметко В.В., Мартиросян В.Н., Клещина Л.Н., Рейдик Ю.В. (2012). Новая модель геологического строения и истории формирования Северо-Карского осадочного бассейна. *Доклады Академии наук*, 445(1), с. 50–54.

Мартиросян В.Н., Васильева Е.А., Устрицкий В.И., Супруненко О.И. (2011). Север Карского моря – высокоперспективная на нефть область арктического шельфа России. *Геология нефти и газа*, (6), с. 59–69.

Мордасова А.В., Ступакова А.В., Суслова А.А., Ершова Д.К., Сидоренко С.А. (2019). Условия формирования и прогноз природных резервуаров в клиноформном комплексе нижнего мела Баренцево-Карского шельфа. *Георесурсы*, 21(2), с. 63–79. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.63-79

Норина Д.А. (2014). Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа: Дис. канд. геол.-минер. наук. М.: МГУ, 208 с.

Ступакова А.В. (2011). Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. *Геология нефти и газа*, (6), с. 99–115.

Ступакова А.В., Бордунов С.И., Сауткин Р.С., Суслова А.А., Перетолчин К.О., Сидоренко С.А. (2013). Нефтегазоносные бассейны российской Арктики. *Геология нефти и газа*, (3), с. 30–47.

Ступакова А.В., Суслова А.А., Большакова М.А., Сауткин Р.С., Санникова И.А. (2017). Бассейновый анализ для поиска крупных и уникальных месторождений в Арктике. *Георесурсы*, Спецвып., с. 19–35. http://doi.org/10.18599/grs.19.4

Суслова А. (2014). Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9(2), https://doi.org/10.17353/2070-5379/24_2014

Суслова А.А., Ступакова А.В., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Гильмуллина А.А. (2021). Структурные перестройки восточного сектора Баренцева моря на мезо-кайнозойском этапе его развития и их влияние на перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы,* 23(1), с. 78–84. https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.8

Шипилов Э.В., Верниковский В.А. (2010). Строение области сочленения Свальбардской и Карской плит и геодинамические обстановки ее формирования. *Геология и геофизика*, 51(1), с. 75–92.

Шипилов Э.В., Карякин Ю.В. (2010). Мезозойский базальтовый магматизм Баренцевоморской континентальной окраины: геодинамические обстановки раннего этапа раскрытия Арктического океана (по результатам исследований на архипелагах Земля Франца-Иосифа и Шпицберген). *Строение и история развития литосферы.* (*Вклад России в Международный полярный год 2007/08)*. М.: Paulsen, с. 310–328.

Metelkin D.V., Vernikovsky V.A., Matushkin N.Yu. (2015). Arctida between Rodinia and Pangea. *Precambrian Research*, 259, pp. 114–129, https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.09.013

Сведения об авторах

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Ринар Мавлетович Гилаев – кандидат геол.-мин. наук, младший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Юрий Артурович Гатовский – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, кафедра палеонтологии, лаборатория палеонтологии фанерозоя, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Наталия Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, лаборатория природного резервуара, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Арсен Ранисович Гумеров – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Тимур Рустамович Сахабов – магистр кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Татьяна Олеговна Колесникова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 22.05.2023;
Принята к публикации 16.06.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Structure and petroleum prospects of the northern part of the Barents-Kara Sea region

A.A. Suslova, A.V. Mordasova, A.V. Stoupakova, R.M. Gilaev, Yu.A. Gatovsky, N.I. Korobova, A.R. Gumerov, T.R. Sakhabov, T.O. Kolesnikova*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Alina V. Mordasova, e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru*

Abstract. The geological structure and the petroleum potential of the western part of the Russian Arctic shelf are still matter for disputes, especially due to the absence of deep drilling and scarce data. One of the key problems in assessing the petroleum potential of the North Kara Sea Basin and the adjacent North Barents Sea Basin is the lack of a proven stratigraphic model of the sedimentary cover.

The article presents a model of the structure of the sedimentary cover of the northern part of the Barents-Kara Sea region based on the analysis of the regional seismic data and comparison with outcrop sections of the archipelagos and adjacent land. The structure of the archipelagos is determined by tectonic events and rearrangements, which also reflect on the structure of the offshore sedimentary basins. In the structure of the northern part of the Barents-Kara Sea region, three large structures can be distinguished: North Barents Sea Basin, East Barents Steps, and North Kara Sea Basin. The East Barents Steps formed during Baikal orogeny and in the Riphean-Early Paleozoic time were uplifted, and separated the North Barents Sea and North Kara Sea basins.

The North Kara Sea Basin was probably formed in the Riphean and subsided in the Early Paleozoic, while the section of the North Barents Sea Basin is composed of a thick of Upper Paleozoic-Mesozoic sequence. In the Permian-Triassic time, the western slope of the East Barents Uplift was involved in the intensive subsidence of the North Barents Sea Basin and transformed to the steps, while the Lower Paleozoic succession were buried under a thick Permian-Triassic sequence.

In the sedimentary cover of the northern part of the Barents-Kara shelf, four promising petroleum plays can be distinguished: pre-Upper Devonian, Upper Devonian-Lower Carboniferous, Permian-Triassic, and Jurassic-Cretaceous. Pre-Upper Devonian promising petroleum complex within the study area are distinguished only in the North Kara Sea Basin, and hydrocarbon systems within it can be similar to hydrocarbon systems in the basins of the ancient platforms.

Keywords: North Kara Sea Basin, North Barents Sea Basin, geological evolution, seismic stratigraphy, unconformities, seismic reflectors, hydrocarbon system

Recommended citation: Suslova A.A., Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Gilaev R.M., Gatovsky Yu.A., Korobova N.I., Gumerov A.R., Sakhabov T.R., Kolesnikova T.O. (2023). Structure and petroleum prospects of the northern part of the Barents-Kara Sea region. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 47–63. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.4

References

Daragan-Sushchova L.A., Petrov O.V., Daragan-Sushchov Yu.I., Vasiliev M.A. (2013). Geological structure peculiarities of the North Kara Shelf according to seismic data. *Regional geology and metallogeny*, pp. 5–16. (In Russ.)

Dymov V.A., Kachurina N.V., Makar'ev A.A., Makarieva E.M. et al. (2011). State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). Sheet U-41-44 – Franz Josef Land (Eastern Islands). Explanatory letter. St. Petersburg: VSEGEI Map Factory, 220 p. (In Russ.)

Gavrilov V.P., Gibshman N.B., Karnaukhov S.M., Kholodilov V.L., Tsemkalo M.L., Shamalov Yu.V. (2010). Biostratigraphy and lithofacies of oil and gas deposits in the Barents-Kara region. Moscow: Nedra, 255 p. (In Russ.)

Kachurina N.V., Makar'ev A.A., Makarieva E.M. et al. (2013). State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). The North Kara-Barents Sea and Taimyr-Severozemelskaya series. Sheet T-45−48 – m.h. Chelyuskin. Explanatory letter. St. Petersburg: Cartographic factory VSEGEI, 568 p. (In Russ.)

Kalenich A.P., Orgo V.V., Sobolev N.N. et al. (2004). Novaya Zemlya and Vaygach Island. Geological structure and minerageny. Ed. Yu.E. Pogrebitsky. St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya, 174 p. (In Russ.)

Korago, E.A., Kovaleva, G.N., Schekoldin, R.A. et al. (2022). Geological Structure of the Novaya Zemlya Archipelago (West Russian Arctic) and Peculiarities of the Tectonics of the Eurasian Arctic. *Geotecton.,* 56, pp. 123–156. https://doi.org/10.1134/S0016852122020030

Korago E.A., Timofeeva T.N. (2005). Magmatism of Novaya Zemlya. St. Petersburg: VNIIOkeanologiya, 235p. (In Russ.)

Malyshev N.A., Nikishin V.A., Nikishin A.M., Obmetko V.V. (2012). Martirosyan V.N., Kleshchina L.N., Reidik Yu.V. A new model of the geological structure and history of the formation of the North Kara sedimentary use. *Doclady Academy of Sciences*, 445(1), pp. 50–54. (In Russ.)

Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E., Skaryatin M.V., Balagurov M.D., Ilyushin D.V., Kolyubakin A.A., Gubareva O.A., and Yu. Lakeev V.G., Lukashev R.V., Stupakova A.V., Suslova A.A., Obmetko V.V., Komissarov D.K. (2023). Stratigraphic Drilling in the Northern Kara Sea: First Case and Preliminary Results. *Russ. Geol. Geophys,* 64(3), pp. 257–269. https://doi.org/10.2113/RGG20224459

Martirosyan V.N., Vasil'eva E.A., Ustritsky V.I., Suprunenko O.I. (2011). The north of the Kara Sea is a highly promising area of oil on the Arctic shelf of Russia. *Oil and gas geology*, 6, pp. 59–69. (In Russ.)

Metelkin D.V., Vernikovsky V.A., Matushkin N.Yu. (2015). Arctida between Rodinia and Pangea. *Precambrian Res.*, 259, pp. 114–129. https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.09.013

Mordasova A. V., Stupakova A. V., Suslova A.A., Ershova D.K., Sidorenko S.A. (2019). Conditions for the formation and prediction of natural reservoirs in the clinoform complex of natural chalk of the Barents-Kara shelf. *Georesursy = Georesources.* 21(2), pp. 63–79. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.63-79

Norina D.A. (2014). Construction and oil and gas source potential of Permian-Triassic terrigenous deposits of the Barents Sea shelf. Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow: Moscow State University. (In Russ.)

Shipilov E.V., Karyakin Yu.V. Mesozoic basaltic magmatism of the Barents Sea continental margin: geodynamic studies of the Arctic distribution environment (based on the results of studies on the archipelagos of Franz Josef Land and Svalbard). In the book: Construction and history of the development of the lithosphere "Russia's contribution to the International polar year". Moscow, pp. 310–328. (In Russ.)

Shipilov E.V., Vernikovsky V.A. (2010). The structure of the junction area of the Svalbard and Kara plates and the geodynamic settings of its formation. *Russian geology and geophysics*, 14(1), pp. 75–92. (In Russ.)

Stupakova A.V. (2011). Structure of oil and gas potential of the Barents-Kara shelf and discovery of deposits. *Geologiya nefti i gaza = Geology of Oil and Gas*, (6), pp. 99–115. (In Russ.)

Stupakova A.V., Bordunov S.I., Sautkin R.S., Suslova A.A., Peretolchin K.O., Sidorenko S.A. (2013). Oil and gas bearing basins of the Russian Arctic. *Geologiya nefti i gaza = Geology of Oil and Gas*, (3), pp. 30–47. (In Russ.)

Stupakova A.V., Suslova A.A., Bolshakova M.A., Sautkin R.S., Sannikova I.A. (2017). Basin analysis for the search of large and unique fields in the Arctic region. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 19–35. (In Russ.) http://doi.org/10.18599/grs.19.4

Suslova A. (2014). Seismic stratigraphic analysis and oil and gas potential of the Jurassic deposits of the Barents Sea shelf. *Neftegazovaya geologiya. Theory and practice,* 9(2), pp. 1–19. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.63-79

Suslova A.A., Stoupakova A.V., Mordasova A.V., Sautkin R.S., Gilmullina A.A. (2021). Structural reconstructions of the Eastern Barents Sea at Meso-Tertiary evolution and influence on petroleum potential. *Georesursy = Georesources*, 23(1), pp. 78–84. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.8

Vasil'ev V.V., Viskunova K.G., Kiiko O.A., Kozlov S.A. et al. (2013). State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). Series North Kara-Barents Sea. Sheet T-41-44 – Cape Desire. Explanatory letter. St. Petersburg: Cartographic factory VSEGEI, 200 p. (In Russ.)

Verzhbitsky V.E., Murzin, R.R., Vasiliev V.E. (2011). A new look at seismostratigraphy and hydrocarbon systems of the Paleozoic deposits of the North Kara shelf. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry,* (12). (In Russ.)

Zhuravlev A.V. (2016). Structure and formation conditions of the Frasnian deposits of the northwestern Pai-Khoi. *Neftegazovaya geologiya. Theory and practice*, 11(4). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-537938_2016

About the Authors

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – DSc (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

Rinar M. Gilaev – PhD (Geology and Mineralogy), Junior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Yury A. Gatovsky – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Department of Paleontology, Laboratory of Phanerozoic Paleontology, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nataliya I. Korobova – Assistant of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Arsen R. Gumerov – Postgraduate Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Timur R. Sakhabov – Master, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatyana O. Kolesnikova – Postgraduate Student, , Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 22 May 2023;
Accepted 16 June 2023; Published 30 June 2023

ОБЗОРНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.5 УДК 553.982

Оценка углеводородного потенциала Крымского полуострова: состояние и перспективы

Р.О. Самсонов, М.Ю. Карпушин, О.В. Крылов, А.А. Суслова, Т.О. Колесникова, А.Н. Стафеев, Р.С. Сауткин, Е.А. Краснова, Я.А. Шитова*

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В настоящее время на территории Крыма расположено 36 месторождений углеводородов: 12 месторождений природного газа, 9 – нефти, 4 – нефтегазовых, 2 – нефтегазоконденсатных и 9 – газового конденсата. Несмотря на то, что многие месторождения являются небольшими по запасам углеводородов и некоторые из них уже разрабатывались, необходимо пересмотреть их потенциал и оценить возможность ввода в эксплуатацию. Во второй половине XX в. комплексные поисково-разведочные работы были практически полностью прекращены из-за выявленных незначительных запасов углеводородов на разбуренных структурах. Применение современных технологий и подходов позволит открыть новые ресурсы углеводородов, которые остаются неразведанными, особенно в нижних стратиграфических комплексах. Большая часть ловушек мезозойско-кайнозойского разреза связана с различными разломными нарушениями, которые затрудняют открытие крупных залежей. Проведенное бассейновое моделирование показало потенциал и недостаточный учет вклада более глубоких пермско-триасовых и юрских толщ в формирование современных скоплений углеводородов. Правильная постановка геологоразведочных задач и проведение современных региональных и в последующем локальных сейсморазведочных работ значительно повысят возможности открытия новых месторождений углеводородов.

Ключевые слова: Крымский полуостров, нефтегазоносность, моделирование, нефтегазоматеринская толща, месторождения углеводородов, глубокие горизонты

Для цитирования: Самсонов Р.О., Карпушин М.Ю., Крылов О.В., Суслова А.А., Колесникова Т.О., Стафеев А.Н., Сауткин Р.С., Краснова Е.А., Шитова Я.А. (2023). Оценка углеводородного потенциала Крымского полуострова: состояние и перспективы. *Георесурсы,* 25(2), с. 64–74. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.5

Введение

Изучение нефтегазоносного потенциала Крымского полуострова, особенно его сухопутной части, прекращается примерно в конце 60-х – начале 70-х годов XX в. Последние 50 лет геологоразведочные работы практически не производились, велась только масштабная разработка в основном уже открытых нефтяных месторождений различными частными компаниями, в том числе с иностранным капиталом. Все заключения о сегодняшнем нефтегазоносном потенциале мы можем основывать лишь на комплексных работах, проведенных до 70-х годов и ранее. Весь материал, использованный в настоящей статье для оценки потенциала Крымского региона, взят из различных региональных геологических фондов. Изучены уже открытые месторождения углеводородов, свойства их пород-коллекторов и флюидов. Составлены региональные разрезы, проанализированы свойства нефтематеринских толщ, их генерационная способность, проведено региональное бассейновое моделирование. Большой энергетический потенциал и значительный прирост запасов связывают с реализацией шельфовых проектов Азовского и Черного морей. Следует уделить особое внимание оценке уже разведанных в 70-х годах XX в. месторождений на суше, их доразведке с применением современных технологий для выявления новых интервалов нефтегазоносности, а также рассмотрению возможности снижения водоотдачи за счет пересмотра геологических моделей и оптимизации схем разработки.

Несмотря на более чем 100-летнее изучение, геология Крыма, и особенно его горной части, еще не достаточно ясна. Изучение сложно построенного региона является важной задачей для реконструкции и понимания нефтегазоносности региона.

Современная нефтегазоносность Крымского региона

В Крыму месторождения нефти, газа и конденсата обнаружены на Керченском полуострове, в пределах центральной части равнинного Крыма, на Тарханкутском полуострове и в других частях (рис. 1). На шельфе Черного и в акватории Азовского моря, а также на суше Крымского полуострова расположены одно газоконденсатное, одно нефтегазоконденсатное, одно нефтяное и четыре газовых месторождений, причем одно из газовых месторождений переведено в подземное хранилище газа (ПХГ).

Всю сухопутную часть территории Республики Крым можно разделить на три нефтегазоносные области: Причерноморско-Крымская (запад и центральная часть равнинного Крыма), Западно-Предкавказская и Западно-Кубанская. Каждая из областей имеет свою геологическую специфику и разные оценки ресурсного потенциала.

* Ответственный автор: Анна Анатольевна Суслова
e-mail: a.suslova@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

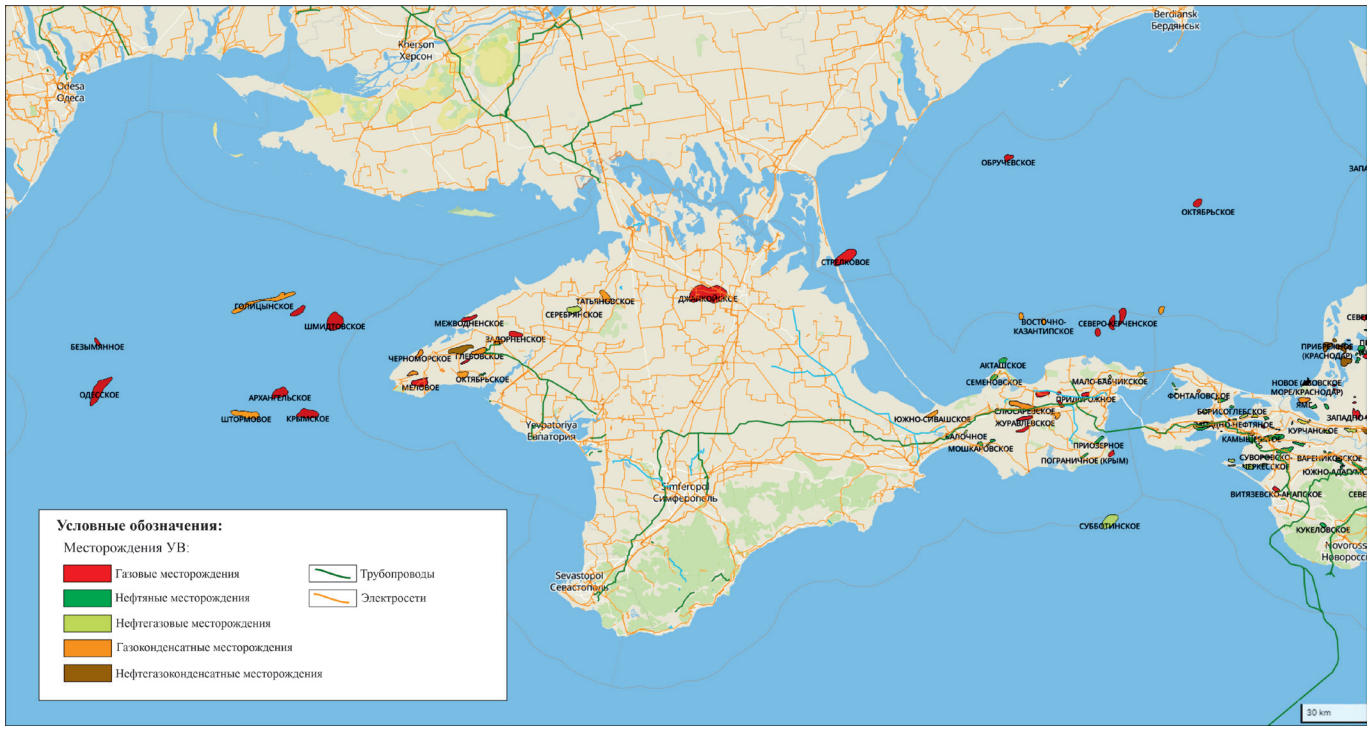


Рис. 1. Месторождения Крымского полуострова и его шельфа

Изученный интервал нефтегазоносности приурочен к мел-кайнозойским отложениям (рис. 2), основные известные нефтематеринские толщи также отмечаются в этом же стратиграфическом диапазоне (табл. 1).

Для оценки перспектив нефтегазоносности проведено бассейновое моделирование по двум региональным 2D-профилям: I–I' и II–II'. Положения профилей показаны на рис. 3. Профили простираются с юга на север и пересекают основные структурные элементы (рис. 3–5).

Для достоверного расчета тепловых характеристик модели проведена ее калибровка по замеренным температурам и давлениям скважин, расположенных в Индоло-Кубанском и Сивашском прогибах (рис. 6).

Моделирование позволило оценить степень зрелости нефтематеринских пород в разных структурно-тектонических зонах (рис. 7). Наибольшей зрелости породы достигают в Индоло-Кубанском прогибе, который, по всей видимости, является основным очагом генерации углеводородов в регионе. В наиболее глубокопогруженных зонах все нефтегазоматеринские породы от мела до миоцена вышли из главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и вошли в главную зону газообразования (ГЗГ) (рис. 8), то есть на данный момент генерируют газовые углеводороды. Этим фактом можно объяснить то, что количество газовых месторождений в регионе преобладает. В Сивашском прогибе практически все меловые нефтегазоматеринские толщи вошли в ГЗН, а аптские нефтегазоматеринские породы только начали входить в ГЗГ (рис. 9). В пределах Азово-Майкопской системы поднятий все нефтематеринские толщи находятся в главной зоне нефтеобразования (рис. 10), то есть в данный момент генерируют нефтяные углеводороды. Большинство нефтематеринских пород в пределах Молдавско-Северо-Черноморской системы прогибов являются незрелыми, однако в западной части меловые нефтематеринские породы могут входить в ГЗН, где они наиболее погружены (рис. 11).

В целом нефтегазоносность отмечена практически по всему разрезу мел-кайнозойского осадочного чехла. Промышленные залежи нефти и газа установлены:

- в базальных алевро-песчаниках нижнего мела (Октябрьская, Татьяновская площади);
- в вулканогенно-кластических породах среднего и нижней части верхнего альба (Западно-Октябрьская, Задорненская площади и др.);
- в вулканогенно-терригенных отложениях верхней части альба и нижней части сеномана (Татьяновская площадь);
- в карбонатных породах верхнего мела: сеноманский ярус (Карлавская, Родниковская, Октябрьская, Межводненская площади и др.);
- в карбонатных породах верхнего мела: коньякский ярус и нижняя часть сантонского яруса (Серебрянская площадь);
- в карбонатных породах верхнего мела: сантонский и кампанский ярусы (Межводненская площадь);
- в карбонатных породах верхнего мела: маастрихтский ярус (Бакальская площадь);
- в карбонатных отложениях палеоцена (Глебовская, Оленевская, Краснополянская, Кировская, Черноморская, Северо-Серебрянская, Голицинская площади и др.);
- в терригенных толщах эоцена, олигоцена, миоцена и плиоцена (Фонтановская, Джанкойская, Куйбышевская, Южно-Сивашская, Северо-Керченская, Белокаменная, Голицинская, Славянская, Мысовая площади и др.).

Наибольшие скопления на доступных глубинах установлены в отложениях майкопской свиты. На глубинах более 1 км майкопская свита, помимо общеизвестных свойств нефтематеринской толщи и покрышки, может также проявлять и коллекторские свойства (Ульмасвай и др., 2016).

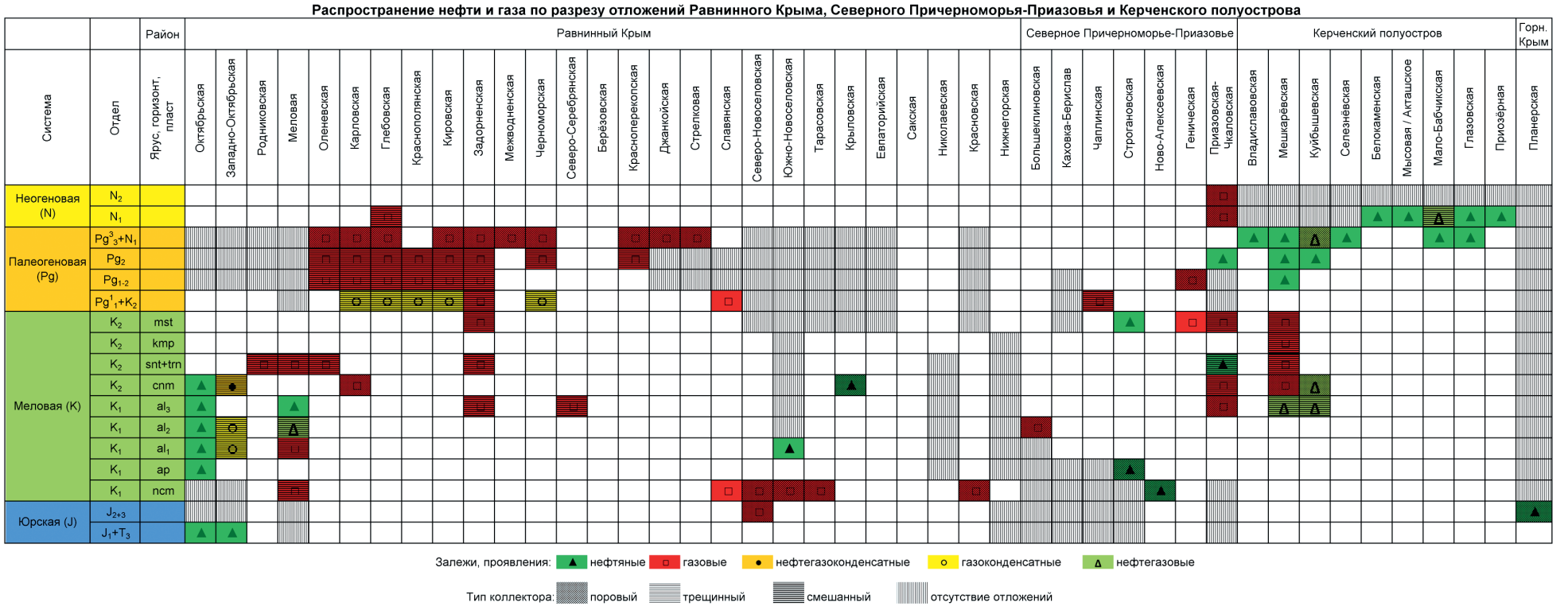


Рис. 2. Распределение открытых и предполагаемых к открытию залежей углеводородов по разрезу и площади (составлено по (Богаец А.Т., Шестопал Б.А. и др., 1973) с дополнениями)

НГМТ	TOC_0, %			HI_0, мг УВ/г Сорг			Тип ОВ	Кинетический спектр
	Юг	Центр	Север	Юг	Центр	Север		
P_3-N_{1mk}	2%	до 1%		350	300		II-III	Pepper&Corvi(1995)_TIII(DE)
P_2	до 1,5-2%			350	300		II-III	Pepper&Corvi(1995)_TIII(DE)
K_2	до 1%	0,7%	0,7%	350	250	250	II-III	Pepper&Corvi(1995)_TIII(DE)
K_{1al}	1, до 1,5-2%	1%	1%	450	350		II	Pepper&Corvi(1995)_TII(B)
K_{1ap}	2%	2-3%	1%	400	450	350	II	Pepper&Corvi(1995)_TII(B)

Табл. 1. Основные характеристики нефтегазоматеринских пород Крыма (по данным (Шестопал, 1975; Дистанова, 2007; Пешков и др., 2016))

Стоит обратить особое внимание на майкопские отложения, приуроченные к Сивашскому прогибу, где они находятся гипсометрически выше, чем в Индоло-Кубанском прогибе, и, соответственно, миграция сгенерированных углеводородов майкопскими нефтематеринскими толщами идет вверх по восстанию слоев в сторону Азово-Майкопской системы поднятий и далее в северном направлении (рис. 12). Так, на Джанкойском месторождении в майкопских песчано-алевритовых трещинно-поровых коллекторах обнаружено четыре газоносных горизонта (336–525, 849–892, 627–655, 523–560 м).

Результаты моделирования профиля показали I–I' генерацию и начало аккумуляции в отложениях нижнего мела (рис. 13). Однако большая часть углеводородов осталась в наиболее погруженной части Сивашского прогиба, где заполнены локальные антиклинальные структуры на глубинах около 4 км. Наблюдается в основном латеральная миграция углеводородов вдоль пластов. В южном направлении отмечается и вертикальная миграция вверх по разрезу, в результате которой произошло заполнение небольших структурных ловушек мела и структурно-литологических ловушек мел-палеогена на глубинах от 1 до 2 км.

В числе потенциально нефтегазоносных толщ следует рассматривать терригенные отложения пермо-триаса, широко представленные в основании мезозойского осадочного комплекса (Казанцев, 1982). Например, в Предкавказье из аналогичных отложений получены притоки газа на Каневской, Староминской и Челбасанской площадях. В пределах Симферопольского поднятия, в окрестностях г. Симферополя на Белоглинской площади в мелких скважинах № 6, 7 и 10 на глубинах 268–350 м из пород нижнего мела и юры при бурении отмечалось газирование. Кроме того, в скв. № 6 в этом же диапазоне наблюдалась пленка нефти. Поскольку чехол мел-неогеновых пород здесь незначительный (до 100–500 м), углеводороды, скорее всего, на этих глубинах могут быть связаны с нижележащими более древними палеозой-юрскими

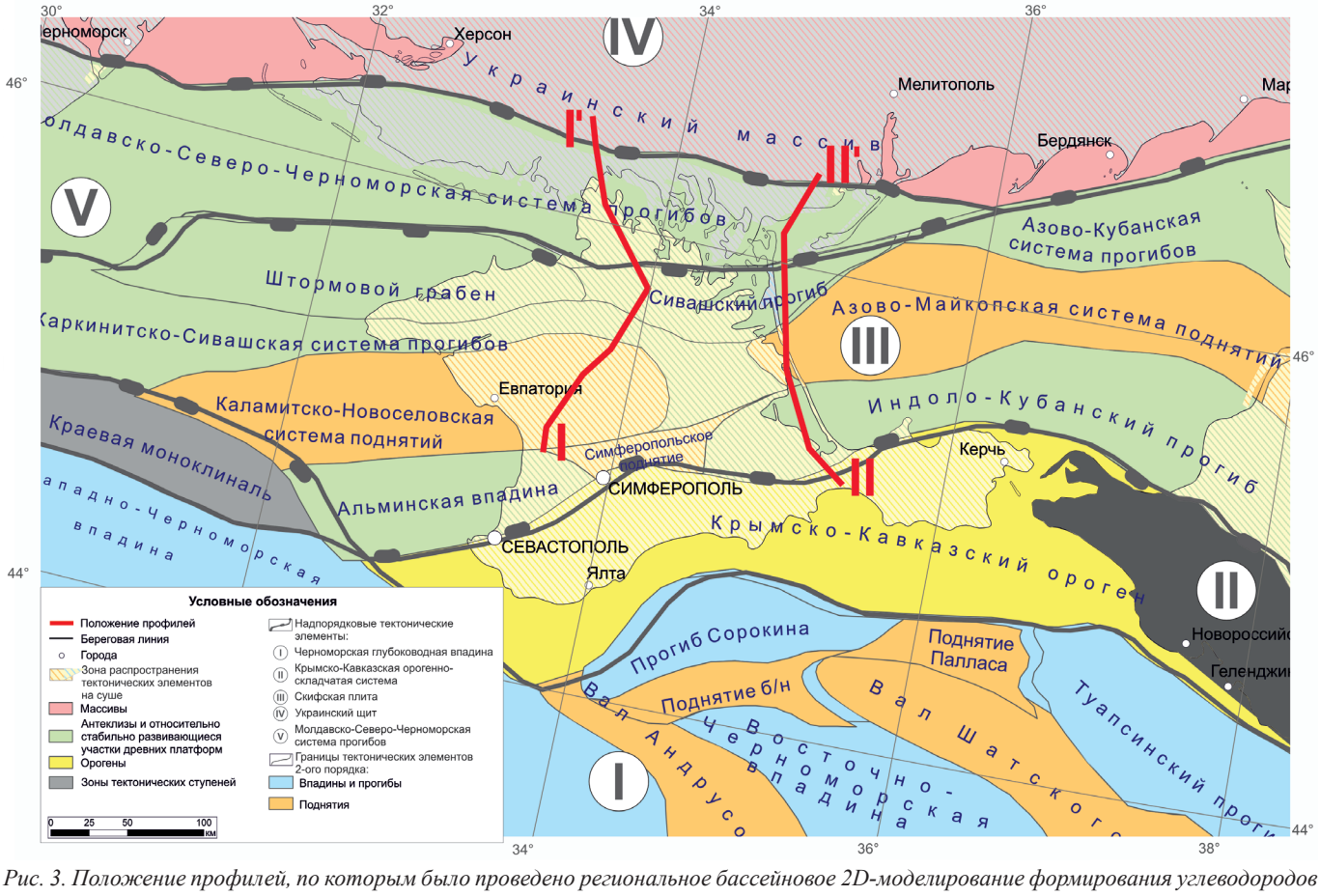


Рис. 3. Положение профилей, по которым было проведено региональное бассейновое 2D-моделирование формирования углеводородов

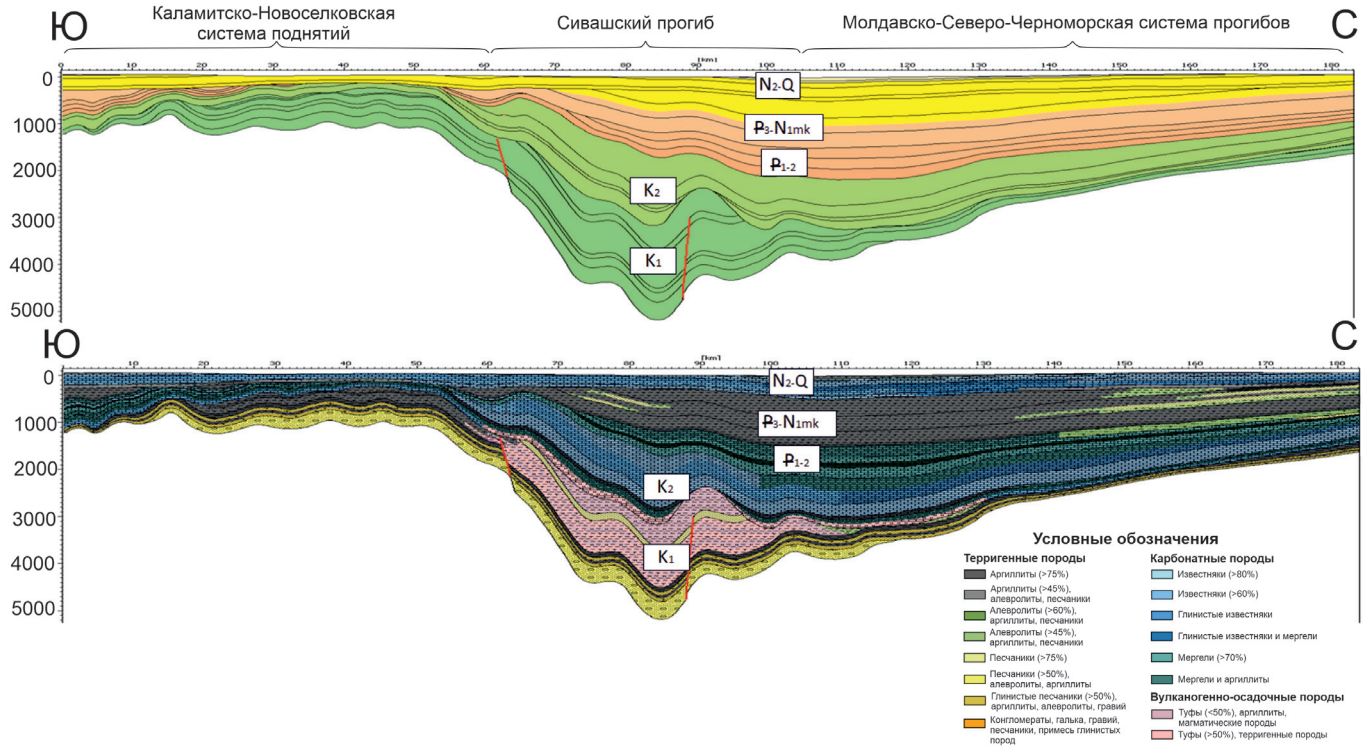


Рис. 4. Профиль I–I': верхний профиль – стратиграфическая модель; нижний профиль – литологическая модель (положение профиля показано на рис. 3

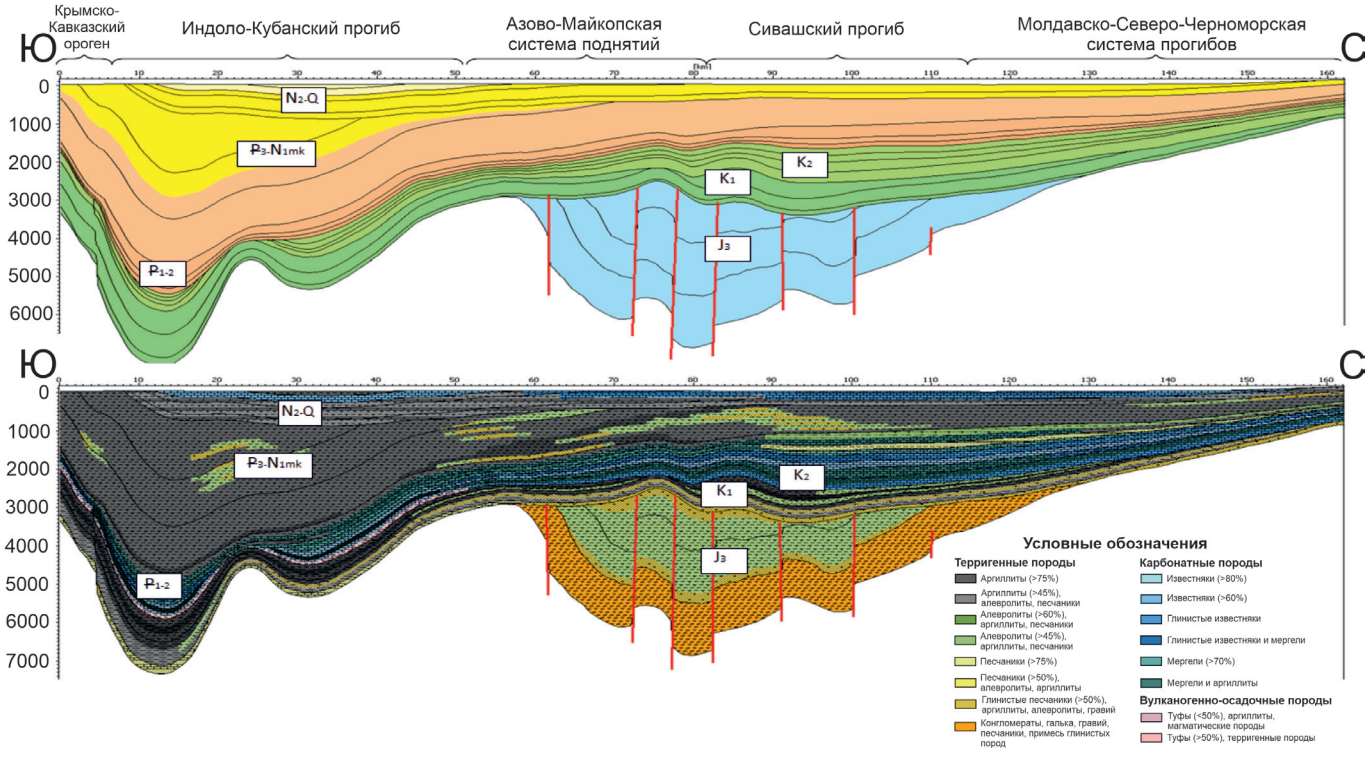


Рис. 5. Профиль II–II': верхний профиль – стратиграфическая модель; нижний профиль – литологическая модель (положение профиля показано на рис. 3

отложениями, слагающими свод Симферопольской антиклинали. Существуют и другие описания нефтегазопроявлений, но они не всегда четко привязаны на местности.

Не стоит исключать из рассмотрения и более глубокопогруженные (8–10 км) палеозойские комплексы отложений. В мезозойском осадочном комплексе отмечаются многочисленные олистолитовые глыбы каменноугольно-пермского возраста. Они могут быть свидетельством присутствия полого-складчатого, возможно, локально метаморфизированного палеозойского комплекса отложений. В пользу того, что палеозойский комплекс не сильно метаморфизован и в нем могли сохраниться все свойства нефтематеринских пород, свидетельствуют и сами олистолиты, внутренняя структура которых часто не нарушена и в которых сохранены определимые палеонтологические формы. Аналогичные палеозойские

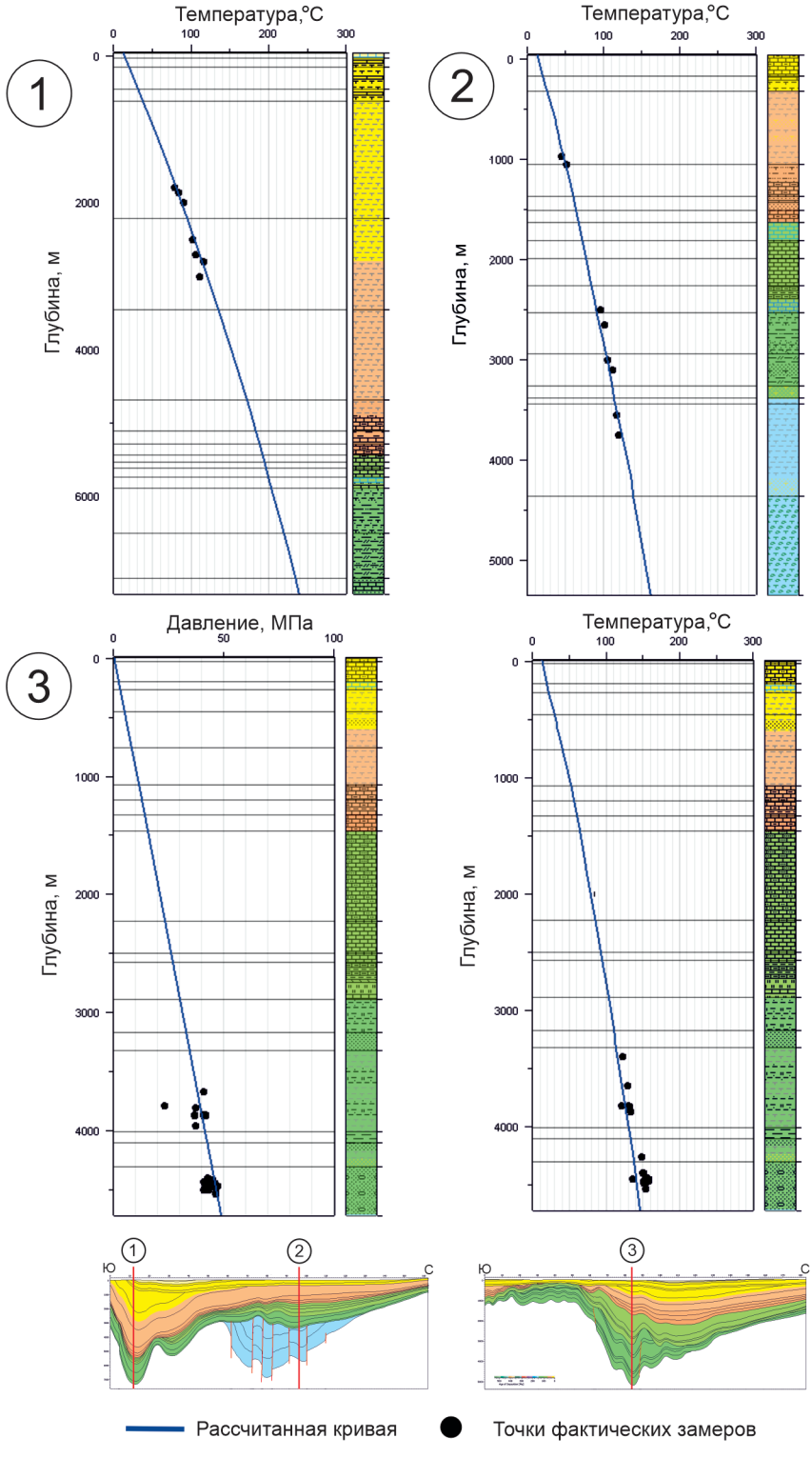


Рис. 6. Калибровочные графики соответствия замеренных температур и давлений, снятых со скважин Индоло-Кубанского (1) и Сивашского прогибов (2, 3), расчетным показателям модели (по (Богаец и др., 1973))

комплексы также выделяются и в восточном продолжении субширотных структур в Предкавказье. Как известно, на западе в Преддобружье с палеозойскими отложениями связаны основные перспективны нефтегазоносности.

Достоверно датированные образования палеозойского возраста известны в пределах западной (Тарханкутское и Новоселовское поднятия, северный борт Альминского прогиба) и в центральной (Симферопольское поднятие) областях Крыма. Кровля палеозойских образований по данным бурения встречена в интервале глубин от 325 м (скв. 753, Симферопольское поднятие) до 1760 м (скв. 321 Новоселовское поднятие). Как правило, они представлены сланцами кремнисто-глинистыми (тальково-хлоритовыми) с прожилками кальцита и известняками серыми, плотными, мраморовидными с прослоями аргиллитов, песчаников и конгломератов. Вскрытая мощность оценивается от 15 до 1198 м (Гордиевич и др., 1963).

Несмотря на то, что палеозойский комплекс сильно погружен и в качестве первоочередного объекта для выявления ловушек его рассматривать пока не стоит, все же он

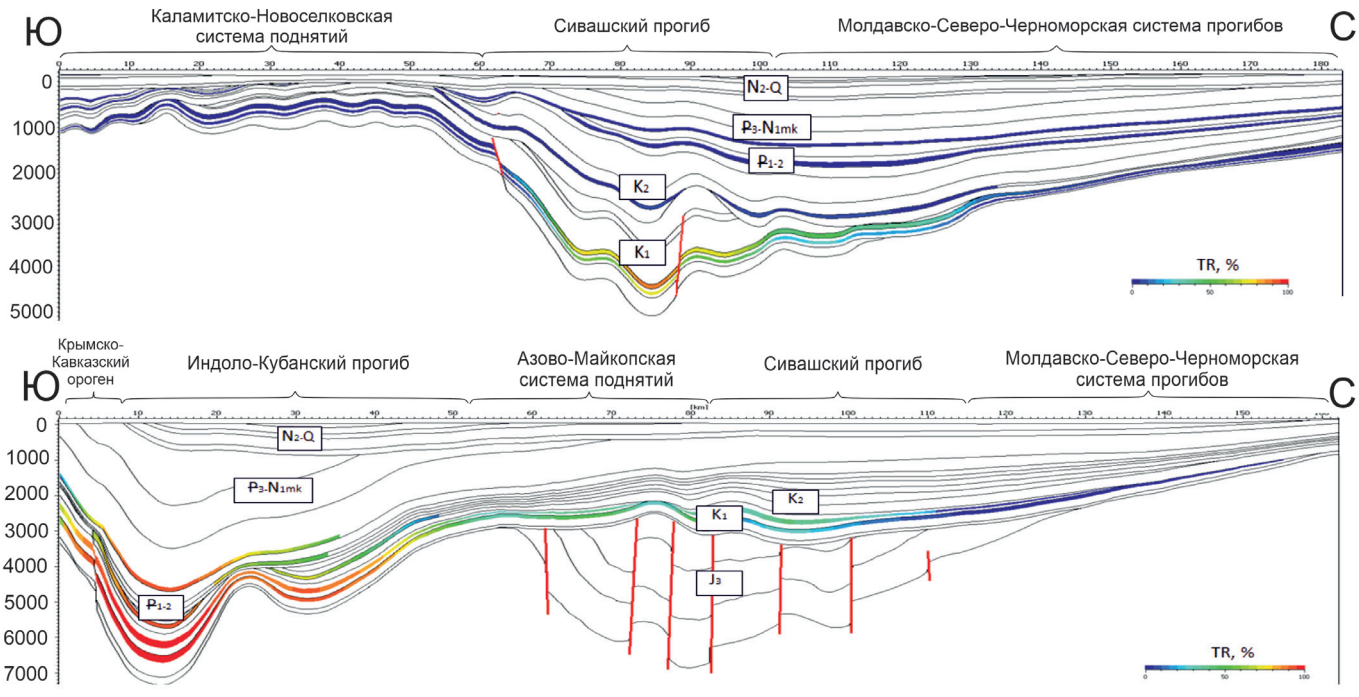


Рис. 7. Профили, отражающие индекс трансформации (TR, %) органического вещества нефтематеринских пород по площади. Верхний профиль соответствует региональному I–I', нижний – II–II'

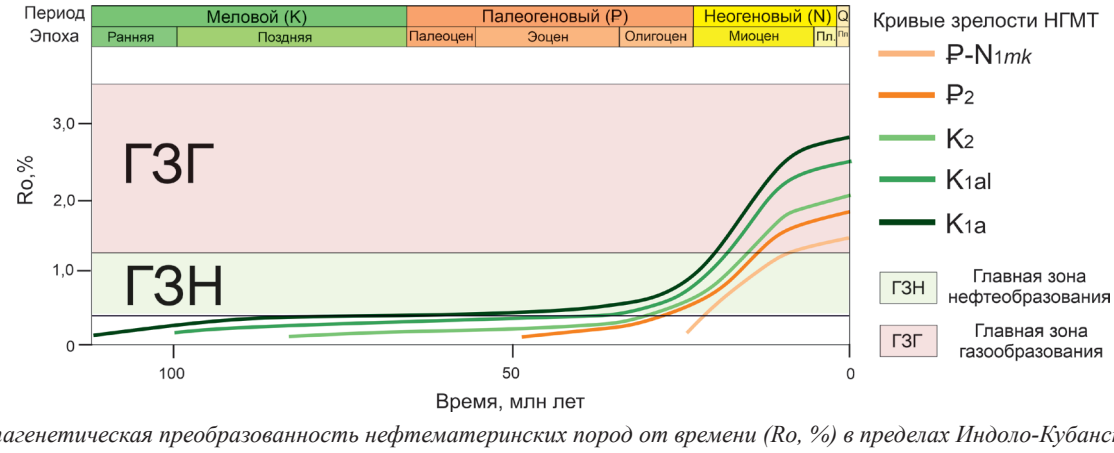


Рис. 8. Катагенетическая преобразованность нефтематеринских пород от времени (Ro, %) в пределах Индоло-Кубанского прогиба

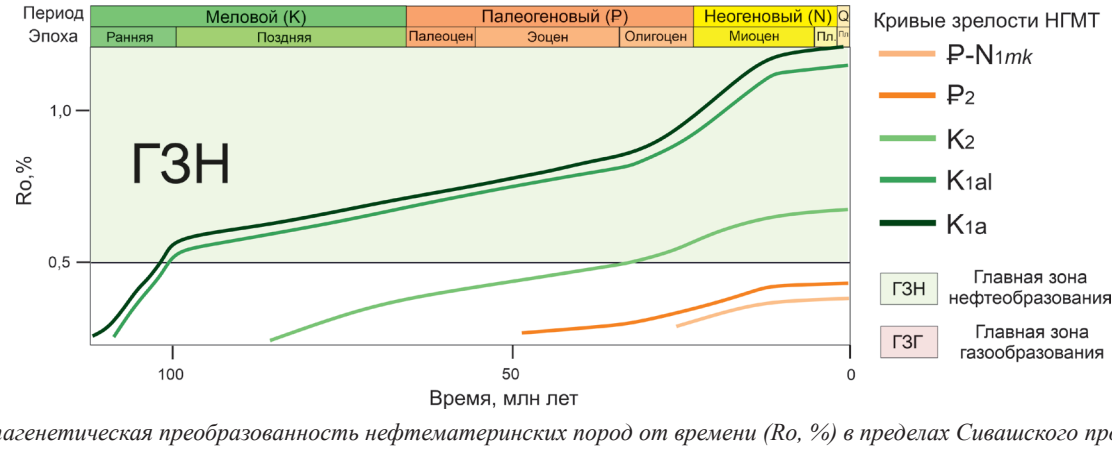


Рис. 9. Катагенетическая преобразованность нефтематеринских пород от времени (Ro, %) в пределах Сивашского прогиба

требует более детального изучения с точки зрения наличия и распространения нефтематеринских толщ, которые могли бы генерировать в течение разных периодов развития бассейна, формировать залежи, которые, в свою очередь, могли впоследствии переформироваться. Например, в породах горного Крыма отмечаются нефте- и газопроявления в ряде скважин (Ялтинская-1, Алуштинская 2-А, 8, 9, 12, Планерские и др.) и в естественных выходах (источник Аджи-Су). Они могут быть рассмотрены как свидетельства наличия возможных залежей углеводородов на глубине (под аллохтоном горного Крыма), поступающих вверх по многочисленным трещинным зонам (Казанцев, 1982). В олистолитах позднепермских биогермных известняков казанского яруса, которыми сложен остров в центральной

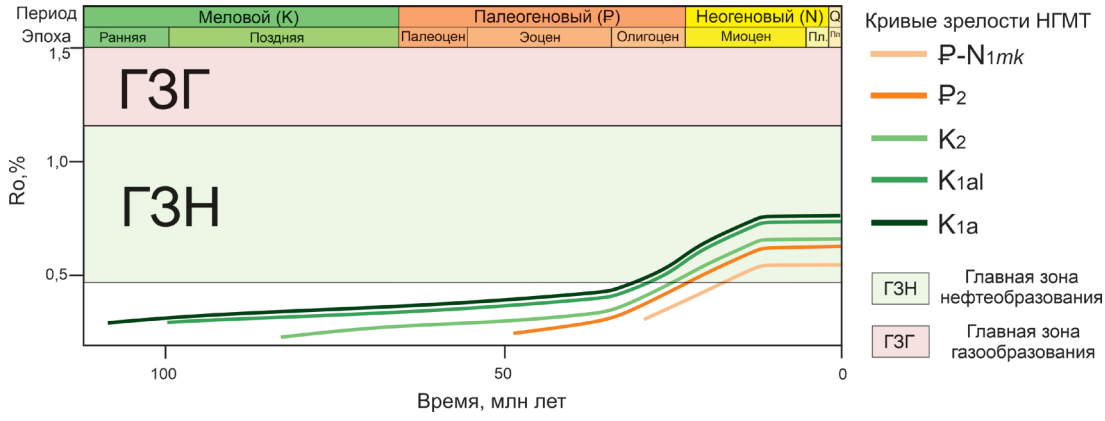


Рис.10. Катагенетическая преобразованность нефтематеринских пород от времени (Ro, %) в пределах Азово-Майкопской системы поднятий

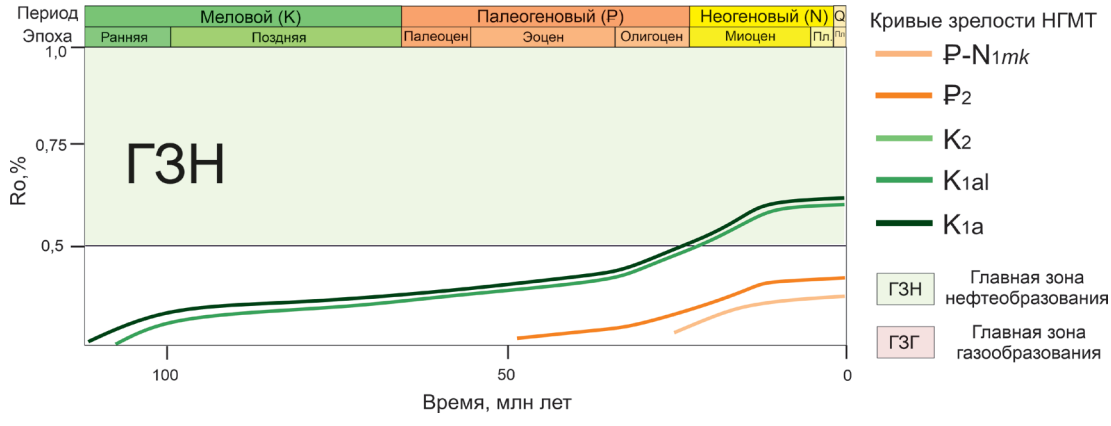


Рис. 11. Катагенетическая преобразованность нефтематеринских пород от времени (Ro, %) в пределах западной Молдавско-Северо-Черноморской системы прогибов (в районе профиля I–I')

части Симферопольского водохранилища, обнаружены редкие мелкие примазки и стяжения битума-антраксолита. Отдельные разности каменноугольно-пермских известняков в глыбах Симферопольского меланжа имеют темный цвет и характерный запах при раскалывании (Юдин, 2003).

Помимо палеозойских олистолитов, выделяется также серия юрских преимущественно карбонатного состава. Согласно проведенному анализу сейсморазведочных данных и материалов бурения в Юго-Западном Крыму крупные олистолиты верхнеюрских известняков есть не только у поверхности, но и в самой глинистой толще матрикса олистостромы. Ассоциация трещинных коллекторов в известняках и глинистой покрышки при благоприятных условиях может рассматриваться как новый структурно-литологический тип ловушки, более вероятный в восточной части Предгорного Крыма (Юдин, 1997).

В равнинной части Крыма юрские отложения приурочены к Новоселовскому, Симферопольскому поднятиям и северной части Альминского прогиба (Сакская структура), а также установлены в районе г. Феодосии (Шубинская, Тамбовская, Видненская, Гончаровская площади). По своему составу это глинистые, иногда углистые сланцы с прослоями известняков (рифовых в районе г. Феодосии), аргиллитов, песчаников, конгломератов с дайками и пластами габбро-долерита. В верхней части юрского разреза встречены красноцветные глины и песчаники, которые, скорее всего, являются корой выветривания. Мощность вскрытых отложений в западной части равнинного Крыма меняется от 18 м (скв. 1023, с. Белоглинка) до 543 м (скв. 643, Сакская структура) (Гордиевич и др.,1963), и значительно увеличивается в восточной, по сути, предгорной части от 455 м (скв. 1, Тамбовская площадь) до 1040 м (скв. 5, Гончаровская площадь) (Самарский и др., 1982). Интервал глубин вскрытия кровли также значительно варьирует от 120 м в пределах Симферопольского поднятия до 4073 м в районе Тамбовской площади (Самарский и др., 1982).

Отметим, что на территории Крымского полуострова встречаются многочисленные надвиговые структуры, с которыми могут быть развиты ловушки на различных структурных уровнях.

В акваториальной части Азовского и Черноморского шельфов в качестве перспективных интервалов стоит рассматривать палеоцен-миоценовые отложения, для которых уже установлено наличие нефтегазоносных комплексов. Так, начиная с 1975 года, в пределах Западно-Черноморского шельфа Крыма открыто восемь месторождений углеводородов: два газоконденсатных (Голицинское и Штормовое) и шесть газовых (Одесское, Безымянное, Южно-Голицинское, Шмидтовское, Архангельское и Крымское) (Минеральные ресурсы…, 2001).

Заключение

Крымский регион обладает значительным потенциалом, с точки зрения открытия новых месторождений. Основные ресурсы связываются с акваториальным сектором, при этом стоит также провести пересмотр и переоценку сухопутных активов. Постановка региональных

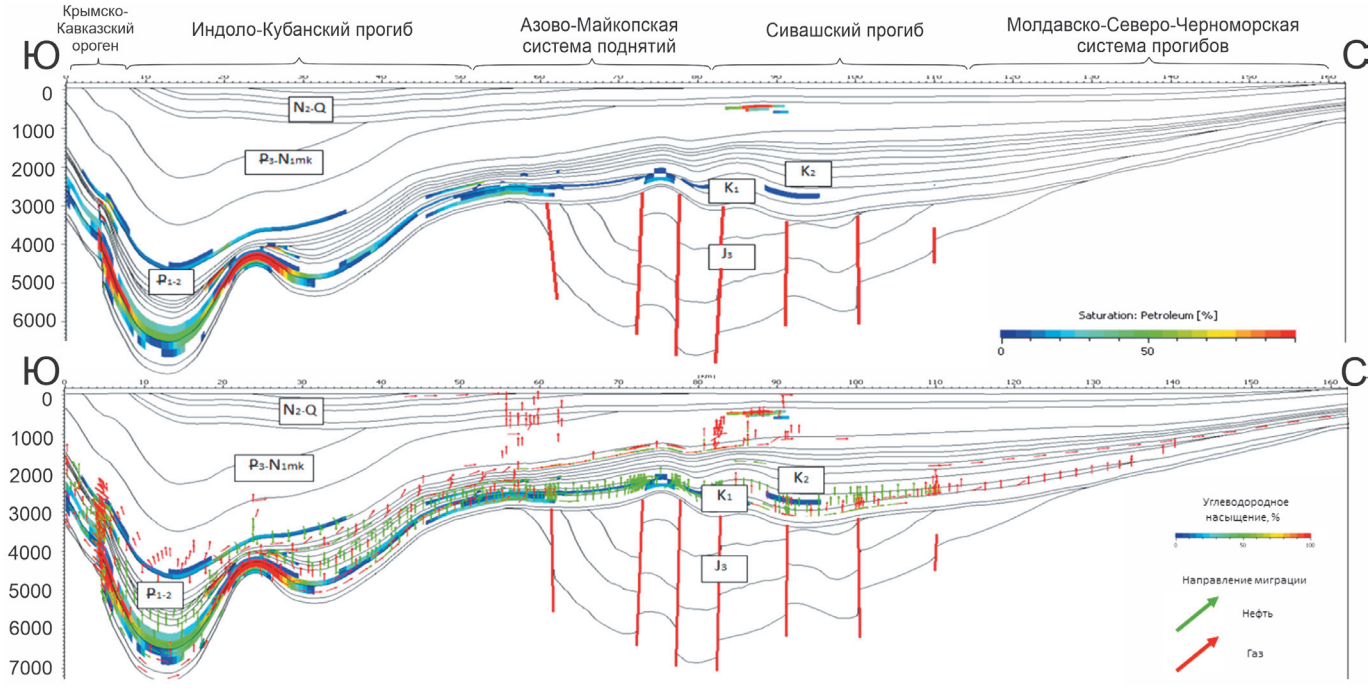


Рис. 12. Результаты моделирования профиля II–II': на верхнем профиле показано углеводородное насыщение (%); на нижнем – направление миграции углеводородов (положение профиля показано на рис. 3)

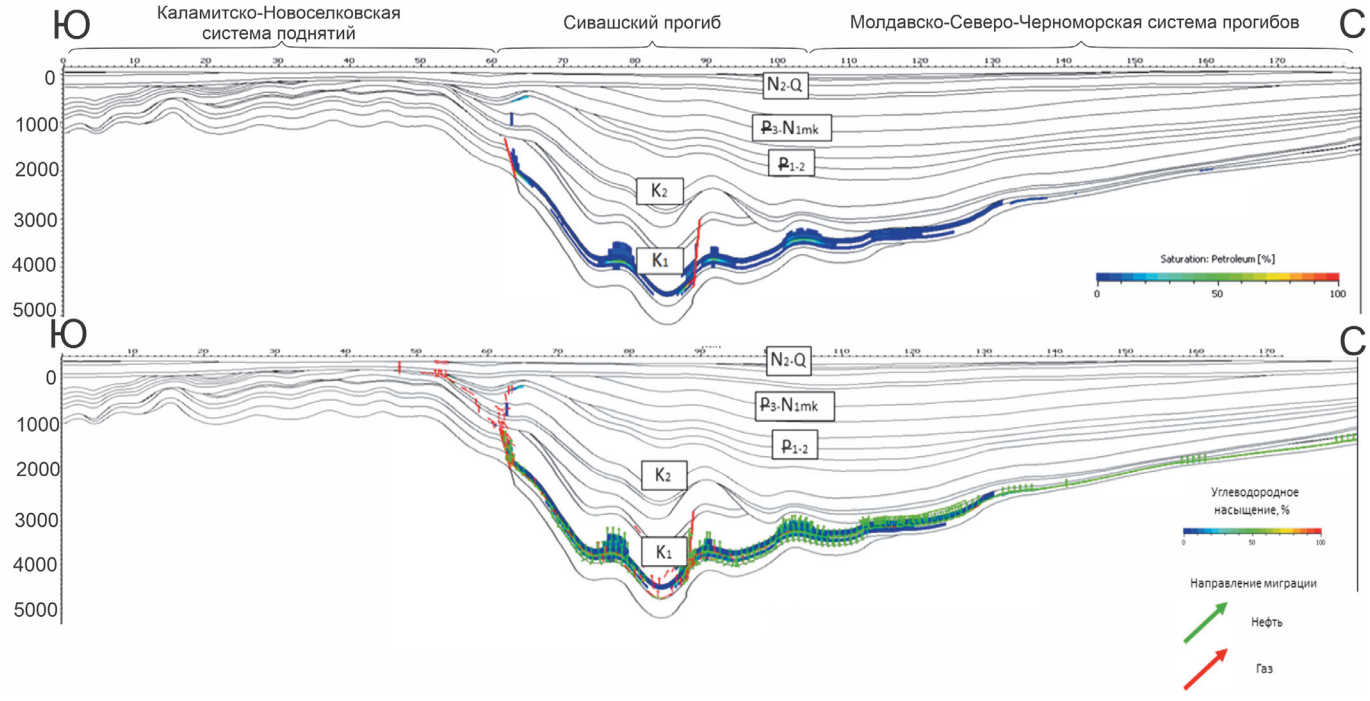


Рис. 13. Результаты моделирования профиля I–I': на верхнем профиле показано углеводородное насыщение (%); на нижнем – направление миграции углеводородов (положение профиля показано на рис. 3)

геологоразведочных работ в регионе крайне необходима для полноценного обеспечения как собственных энергетических потребностей, так и для реализации нефтепродуктов на экспорт. Одним из потенциальных направлений использования добываемого сырья является производство масел, в том числе продуктов перегонки нафтеновых нефтей. Наличие развитой транспортной инфраструктуры, горнодобывающей промышленности, сельского хозяйства позволяют рассматривать различные способы использования природного газа, добываемого на малых месторождениях.

Литература

Богаец А.Т., Шестопал Б.А., Захарчук С.М., Бойчук Г.В., Савицына А.А., Столяр Л.Н., Вартанова В.А., Меннес М.А., Самарский А.Д. (1973). Тектоника, коллекторские свойства и нефтегазоносность мезозойских отложений Крыма и Присивашья. Львов: УкрНИГРИ, 228 с.

Дистанова Л.Р. (2007). Геохимия органического вещества эоценовых отложений (на примере кумской свиты Крымско-Кавказского региона): *Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук*. М.: МГУ, 27 с.

Казанцев Ю.В. (1982). Тектоника Крыма. М.: Наука, 112 с.

Пешков Г.А., Барабанов Н.Н., Большакова М.А., Бордунов С.И., Копаевич Л.Ф., Никишин А.М. (2016). Нефтегазоматеринский потенциал кумских отложений в Бахчисарайском районе Крыма. *Вестник Московского Университета, Серия 4. Геология*, 2, с. 44–51.

Ульмасвай Ф.С., Добрынина С.А., Козлов А.В. (2016). Изучение скоплений углеводородов полуострова Крым. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*, (1). https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art12

Хмара Я.А., Хлебников А.Н., Иванова В.Д., Дякович П.И., Капинос Н.Н. (2001). Минеральные ресурсы Крыма и прилегающей акватории Черного и Азовского морей: Атлас. Сборник «Вопросы развития Крыма». Симферополь: Таврия-Плюс, 80 с.

Шестопал Б.А. (1975). Нефтегазообразование в нижнемеловых отложениях Равнинного Крыма в связи сихкатагенезом. *Геология нефти и газа*, (7), с. 38–43.

Юдин В.В. (1997) Структурные предпосылки нефтегазоносности Крыма. *Геология нефти и газа*, (7), с. 8–12.

Юдин В.В. (2003). Потенциально нефтегазоносные структуры Предгорного Крыма. *Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона: Сб. докл. IV Межд. конф. Крым-2002*. Симферополь, с. 271–279.

Сведения об авторах

Роман Олегович Самсонов – доктор техн.наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Михаил Юрьевич Карпушин – научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Олег Владимирович Крылов – кандидат геол.-мин. наук, доцент сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Татьяна Олеговна Колесникова – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Александр Николаевич Стафеев – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры динамической геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Роман Сергеевич Сауткин –кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Елизавета Андреевна Краснова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; старший научный сотрудник, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Яна Айратовна Шитова – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 11.04.2023;
Принята к публикации 28.04.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

Assessment of the hydrocarbon potential of the Crimean peninsula: state and prospects

R.O. Samsonov, M.Yu. Karpushin,O.V. Krylov, A.A. Suslova, T.O. Kolesnikova, A.N. Stafeev, R.S. Sautkin, E.A. Krasnova, Ya.A. Shitova*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
**Corresponding author: Anna A. Suslova, e-mail:a.suslova@oilmsu.ru*

Abstract. The active development of the Crimean region requires the provision of an independent energy system. Currently, there are 36 hydrocarbon fields in Crimea: 12 with natural gas, 9 with oil, 4 with oil and gas, 2 with oil and gascondensate and 9 gascondensate fields (according to www.mygeomap.ru portal by February 10, 2023). Despite the fact that the vast majority of fields are small and some of them werealready under the development it is necessary to consider their potential and production possibility at least for selling products on the domestic market within Crimea peninsula. In the second half of the last century, extensive exploration work was almost completely stopped because small deposits in the drilled structures have been found. Most of the traps of the Mezocenozoic section are complicated bythe faults. The possibility of discovering unexplored yet hydrocarbon resources especially in the lower stratigraphic complexes can be solved due to modern technologies distribution in the area. The contribution of deeper Permian-Triassic and Jurassic complexesto of modern hydrocarbon accumulations formation is poore evaluated and need to be analyzed in more details. Proper setting of geological exploration tasks and conducting modern regional and local seismic surveys will significantly increase the possibility of discovering new hydrocarbon deposits.

Keywords: Crimean peninsula, oil and gas potential, modeling, source rocks, hydrocarbon deposits, deep horizons

Recommended citation: Samsonov R.O., Karpushin M.Yu., Krylov O.V., Suslova A.A., Kolesnikova T.O., Stafeev A.N., Sautkin R.S., Krasnova E.A., Shitova Ya.A. (2023). Assessment of the hydrocarbon potential of the Crimean peninsula: state and prospects. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 64–74. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.5

References

Bogaets A.T., Shestopal B.A., Zakharchuk S.M., Boychuk G.V., Savitsyna A.A., Stolyar L.N., Vartanova V.A., Mennes M.A., Samarsky A.D. (1978). Tectonics, reservoir properties and oil and gas content of the Mesozoic deposits of the Crimea and the Sivash region. Lvov: UkrNIGRI, 228 p. (In Russ.)

Distanova L.R. (2007). Geochemistry of organic matter of Eocene deposits (on the example of the Kuma Formation of the Crimean-Caucasian region). *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: MSU, 27 p. (In Russ.)

KazantsevYu.V. (1982). Tectonics of the Crimea. Moscow: Nauka, 112 p. (In Russ.)

Mineral resources of the Crimea and the adjacent waters of the Black and Azov Seas. Atlas. Authors-compilers: KhmaraYa.A., Khlebnikov A.N., Ivanova V.D., Dyakovich P.I., Kapinos N.N. (2001). In: *Issues of development of the Crimea*. Simferopol: Tavria-Plus, 80 p. (In Russ.)

Peshkov G.A., Barabanov N.N., Bolshakova M.A., Bordunov S.I., Kopaevich L.F., Nikishin A.M. (2016). Oil and gas source potential of Kuma deposits in the Bakhchisaray region of Crimea. *Bulletin of Moscow University, Geology*, 4(2), pp. 44–51. (In Russ.)

Shestopal B.A. (1975). Oil and gas formation in the Lower Cretaceous deposits of Plain. Crimea in connection with their catagenesis. *Geology of oil and gas*, (7), pp. 38–43. (In Russ.)

Ulmasvay, F.S., Dobrynina S.A., Kozlov A.V. (2016). Study of accumulations of hydrocarbons of the Crimean peninsula. *Georesources, geoenergy, geopolitics*, 1(13), 12 p. (In Russ.)

Yudin V.V. (1997). Structural prerequisites for the oil and gas potential of the Crimea. *Geology of Oil and Gas*, (7), pp. 8–12. (In Russ.)

Yudin V.V. (2003). Potential oil and gas structures of the Piedmont Crimea. *Proc. IV International Conference Crimea-2002 "Geodynamics and oil and gas structures of the Black Sea-Caspian region"*, Simferopol, pp. 271–279. (In Russ.)

About the Authors

Roman O. Samsonov – DSc (Engineering), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mikhail Yu. Karpushin – Leading Specialist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Oleg V. Krylov – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatiana O. Kolesnikova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Aleksandr N. Stafeev – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Dynamic Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elizaveta A. Krasnova – PhD (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

Yana A. Shitova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 April 2023;
Accepted 28 April 2023; Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.6

УДК 553.982

Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности

А.В. Ступакова, Н.И. Коробова, А.В. Мордасова, Р.С. Сауткин, Е.Д. Сивкова, М.А. Большакова, М.Е. Воронин, А.А. Суслова, М.Ю. Карпушин, Д.Д. Кожанов, М.Л. Махнутина, Н.С. Шевчук, И.Я. Богатырева, В.В. Чупахина*

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Основанием большинства классификаций коллекторов, флюидоупоров или нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) выступает способность породы генерировать, вмещать или сохранять углеводороды и удерживать их, при этом не всегда учитывается генезис отложений. В статье представлена схема ранжирования континентальных, прибрежно-морских и морских обстановок осадконакопления, определяющих генезис и свойства НГМТ, коллекторов, флюидоупоров и литологически экранированных ловушек – базовых критериев нефтегазоносности осадочного бассейна.

В каждой среде осадконакопления формируются породы, которые впоследствии могут выполнять функции НГМТ, коллекторов и флюидоупоров. Но их строение, состав и область распространения будут отличаться между собой в зависимости от среды и обстановок осадконакопления. Формируется сочетание элементов углеводородной системы, соответствующее среде осадконакопления и характерное для бассейнов разного типа. Континентальные обстановки благоприятны для формирования коллекторов и локальных флюидоупоров, в то время как накопление НГМТ ограничено озерными, пойменными и болотными фациями. Прибрежно-морская среда благоприятна для формирования всех базовых критериев нефтегазоносности, а трансгрессивно-регрессивная цикличность определяет переслаивание в разрезе НГМТ, коллекторов и флюидоупоров. Морская среда осадконакопления наиболее благоприятна для накопления региональных флюидоупоров и НГМТ, в том числе и высокоуглеродистых формаций.

Предлагаемая схема ранжирования обстановок осадконакопления и генетически связанных с ними базовых критериев нефтегазоносности может быть использована в системном анализе при поиске аналогов элементов углеводородной системы в осадочных комплексах, сформировавшихся в сходных обстановках осадконакопления.

Ключевые слова: обстановки осадконакопления, базовые критерии нефтегазоносности, элементы углеводородных систем, нефтегазоматеринская толща, коллектор, флюидоупор

Для цитирования: Ступакова А.В., Коробова Н.И., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Сивкова Е.Д., Большакова М.А., Воронин М.Е., Суслова А.А., Карпушин М.Ю., Кожанов Д.Д., Махнутина М.Л., Шевчук Н.С., Богатырева И.Я., Чупахина В.В. (2023). Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности. *Георесурсы,* 25(2), с. 75–88. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.6

Введение

Условия осадконакопления определяют генезис, свойства и особенности распределения в пространстве базовых критериев нефтегазоносности, или элементов углеводородных систем, к которым относятся нефтегазоматеринская толща (НГМТ), коллектор, флюидоупор и ловушки нефти и газа. Нефтегазоматеринская толща, коллектор и флюидоупор непосредственно связаны с породой, ее литологическим типом, составом и свойствами. Строение наиболее распространенных типов ловушек, структурных и стратиграфически экранированных, больше зависит от структурно-морфологического фактора. Однако литологически экранированные ловушки связаны с изменениями состава пород, которые чаще происходят при смене обстановок осадконакопления. Анализ связи условий образования отложений с формированием базовых критериев нефтегазоносности необходим для качественного прогноза наиболее благоприятных мест для формирования залежей нефти и газа и количественной их оценки.

Базовые критерии нефтегазоносности и обстановки осадконакопления классифицируются по-разному. Основным критерием многих общепринятых детальных классификаций обстановок осадконакопления выступает только литологический тип формирующейся породы, генезис и изменчивость свойств НГМТ, коллекторов и флюидоупоров не рассматриваются. В существующие классификации редко включаются обстановки, в которых накапливаются высокоуглеродистые формации. Эти вопросы еще требуют дальнейшего изучения. В настоящей работе предпринята попытка показать, какие обстановки осадконакопления из общепринятых классификаций благоприятны для формирования элементов углеводородной системы.

Необходимость решения данной задачи отмечали многие учёные, принимавшие активное участие в поисково-разведочных работах на нефть и газ. В.П. Алексеев

* Ответственный автор: Алина Владимировна Мордасова
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

(2007; 2011) на основе анализа большого объёма кернового материала из юрско-меловых отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) создал классификации континентальных и морских терригенных обстановок и учёл качественное изменение свойств коллекторов в зависимости от их генезиса. Р. Дж. Данэм (1959) и Р.Л. Фолк (1963) разработали генетическую классификацию карбонатных пород на основе анализа структуры породы и соотношения форменных компонентов и матрикса, ими также сделан качественный прогноз коллекторских свойств пород. К.И. Багринцевой (1977) разработана оценочно-генетическая классификация карбонатных пород-коллекторов, учитывающая как их основные емкостно-фильтрационные параметры: пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность, так и взаимосвязь этих свойств с литогенетическими типами карбонатных пород и ролью седиментации в формировании коллекторов различного типа. Классификация НГМТ А.С. Пеппер и П.Дж. Корви (Pepper, Corvi, 1995) учитывает генетическую принадлежность пород, обогащенных органическим веществом, поскольку это напрямую влияет на тип захороненного органического вещества и генерационный потенциал НГМТ. В.Т. Фролов (1995) также рассматривает обстановки формирования толщ, обогащенных органическим веществом. Ссылаясь на Н.М. Страхова, В.Т.Фролов выделяет обстановки «подводных лугов», современных, как в дельте Волги, и ископаемых, как ааленские угленосные толщи Дагестана и среднеордовикские кукерситы Эстонии, представляющие собой особые застойные биоценозы с высокой продуктивностью бентосной фауны (Фролов, 1995). Кроме того, ключевые классификационные признаки НГМТ были исследованы О.К. Баженовой, Т.К. Баженовой, С.Г. Неручевым, Н.Б. Вассоевичем и другими, однако все они основаны на различных геохимических критериях и не учитывают литолого-геохимические особенности формирования НГМТ.

Классификации коллекторов, флюидоупоров или НГМТ базируются, как правило, на способности породы генерировать, вмещать или сохранять углеводороды, но без учета генезиса отложений, поскольку на породу влияют также вторичные изменения. Тем не менее, учитывать генезис пород при характеристике базовых критериев нефтегазоносности целесообразно, так как исходные свойства породы определяют все последующие процессы ее изменения.

Обстановка осадконакопления, генезис породы могут служить общим параметром ранжирования элементов углеводородной системы. Унифицированный подход к ранжированию критериев нефтегазоносности по генезису пород необходим для упрощения работы с разрозненными данными и результатами их обработки в автоматизированных системах, а также для возможности сопоставления критериев нефтегазоносности по единому генетическому признаку.

В настоящей работе представлена схема ранжирования обстановок осадконакопления с характерными фациями и типами пород, благоприятными для формирования НГМТ, коллекторов, флюидоупоров и литологических ловушек нефти и газа. В основу предлагаемого ранжирования положены наиболее часто используемые классификации, предложенные в работах Н.М. Страхова (1960), Х.Г. Рединга (1990), Р.Ч. Селли (1970), В.Т. Фролова (1995), Р.Дж. Уолкера и Н.П. Джеймса (1992), В.П. Алексеева (2011), В.А. Жемчуговой (2014) и др. Связь обстановок осадконакопления с условиями формирования элементов углеводородных систем установлена по работам В.П. Алексеева (2007; 2011), К.И. Багринцевой (1977), Ю.К. Бурлина и А.И. Конюхова (1991), Ю.О. Гаврилова (2008), В.А. Жемчуговой (2014), Е.Е. Карнюшиной (2003; 2022), В.Г. Кузнецова (2007) и др. Связь обстановок осадконакопления и формирования базовых критериев углеводородной системы легла в основу ранжирования и типизации НГМТ, коллекторов, флюидоупоров по их свойствам.

Обстановки осадконакопления. В предлагаемой классификации как наивысший ранг выделяется *класс отложений*, который соответствует *среде осадконакопления*, т.е. генетически взаимосвязанным наборам фаций, накапливающихся в самых крупных физико-географических зонах – континентальной, прибрежно-морской и морской (по (Selley, 1970; Жемчугова, 2014)). Каждая среда осадконакопления определяется набором обстановок осадконакопления с характерным для нее типом отложений. Под обстановкой осадконакопления понимается физико-географическая (геоморфологическая), динамическая и геохимическая обстановка формирования отложений (по (Selley, 1970, Фролов, 1995, Алексеев, 2011)) (рис. 1). Часто обстановки осадконакопления выделяются по преобладающему способу и характеру переноса осадочного материала.

В каждой обстановке осадконакопления выделяется *группа фаций (парагенез фаций)* – генетически и пространственно взаимосвязанный набор фаций (Рединг, 1990). В пределах группы фаций можно выделить отдельные *фации* – осадочные тела или ассоциации горных пород, которые обладают определенными признаками, отражающими *условия их осадконакопления* (термодинамические условия, концентрации компонентов, агрегатное состояние, динамику осадконакопления и т.п.) и отличающими их от соседних или ассоциирующих с ними пород (по (Рединг, 1990; Gressly, 1838, Логвиненко,1984; Страхов, 1960)). В пределах различных обстановок осадконакопления накапливается тот или иной ***тип осадка***, который в процессе диагенеза и дальнейшего уплотнения превращается в определенный литотип, или ***тип породы***, формируя фацию.

В *континентальной среде* выделяются *ледниковые* (1), *предгорные* (2), или склоновые, *аллювиальные* (3), *озёрные* (4) и *эоловые* (5) обстановки осадконакопления (рис. 1, табл. 1), которые определяются по способу переноса обломочного материала за счет действия гравитационных сил, временных потоков, деятельности рек, ледников и ветра. Особняком в этом ряду стоят озерные обстановки, которые являются приёмными бассейнами и областями разгрузки осадочного материала внутри континента. По особенностям осадконакопления крупные озера имеют схожие черты с морскими бассейнами.

К прибрежно-морской среде относятся побережья *дельтового* (6)*, приливно-отливного* (7) *и волнового (барьерного) типа* (8) (табл. 2). Приливно-отливные и волновые побережья следует разделить на побережья с преимущественно терригенной и с преимущественно карбонатной седиментацией, где формируются разные

наборы фаций. Обстановки осадконакопления дельт ранжируются, как правило, по типу дельтовой равнины.

В *морской среде* осадконакопления выделяются обстановки *относительно мелководного шельфа* (9), *относительно глубоководного шельфа* (10), *склона* (11) и *глубоководной равнины* (12) (рис. 1, табл. 3). Ключевым критерием ранжирования морских обстановок становится батиметрия, или глубина, моря (океана) с характерными особенностями переноса и накопления осадочного материала. При этом различаются условия осадконакопления в относительно глубоководных впадинах на шельфе и в глубоководных впадинах океанических. Склоновые обстановки не дифференцируются для разных типов впадин, шельфовых и океанических, так как ключевым фактором осадконакопления на склоне являются гравитационные процессы и движение плотностных потоков.

Связь элементов нефтяных систем с обстановками их осадконакопления

В каждой среде осадконакопления формируются породы разного типа, которые впоследствии могут выполнять в углеводородной системе различные функции. Но их строение, состав и область распространения будут отличаться между собой в зависимости от среды и обстановок осадконакопления. Формируется «условный» парагенез элементов углеводородной системы, соответствующий среде осадконакопления и характерный для осадочных бассейнов разного типа.

Континентальная среда осадконакопления. В континентальной среде потенциальные НГМТ могут формироваться в болотной и озерной обстановках. Болотные отложения, относящиеся к НГМТ, содержат угольные пласты. Они также нередко бывают глинистыми и углисто-глинистыми. Для данной группы фаций присуще наличие органических остатков высшей наземной растительности. Примером могут служить угли и углистые аргиллиты радомской пачки шеркалинской (J_2a) и тюменской (J_2bt-cl) свит Западно-Сибирского НГБ.

В *озерной обстановке* встречаются кремнисто-карбонатные породы, мергели, карбонатные аргиллиты и ленточные глины, характеризующиеся тонкой ритмичной слоистостью и малой мощностью. Распространение этой группы фаций обычно ограничивается зоной расположения бассейна седиментации. В качестве примера могут быть рассмотрены глинисто-карбонатные породы свиты Ликаугоу (P_3) Джунгарского НГБ.

Природные резервуары, сформированные в *континентальной среде*, характеризуются сложным внутренним строением и латеральной изменчивостью. Терригенные коллекторы могут быть связаны с широким спектром обстановок осадконакопления: от ледниковых до эоловых, однако, в ледниковых и предгорных обстановках маловероятно накопление выдержанных по площади глинистых флюидоупоров (табл. 4). Наиболее благоприятными обстановками для формирования природных резервуаров нефти и газа являются долины меандрирующих рек.

Как следствие, в осадочных комплексах, сформированных в континентальных условиях, которые часто выделяются в кайнозойских осадочных бассейнах, наблюдается наличие НГМТ и флюидоупоров пойменного и болотного генезиса, а песчаные коллекторы имеют русловой генезис. Породы, наиболее обогащенные органическим веществом, в континентальной среде накапливаются в условиях озер, старичных болот и пойм.

В *прибрежно-морской переходной среде* потенциально нефтегазоматеринские породы формируются в обстановках со спокойной гидродинамикой: в межрусловых участках дельтовой равнины, надприливной зоне и лагунах. В литологическом плане отложения представлены в основном углями, углистыми аргиллитами и углистыми алевролитами. В качестве примера можно привести угли и аргиллиты груборучейской, устьбезмошицкой (D_3fr) и покаямской (D_3fm) свит Северного Тимана.

В обстановках побережий с терригенной седиментацией потенциальные НГМТ можно выделить в составе отложений маршей надприливной зоны, где широко развиты угли паралического типа.

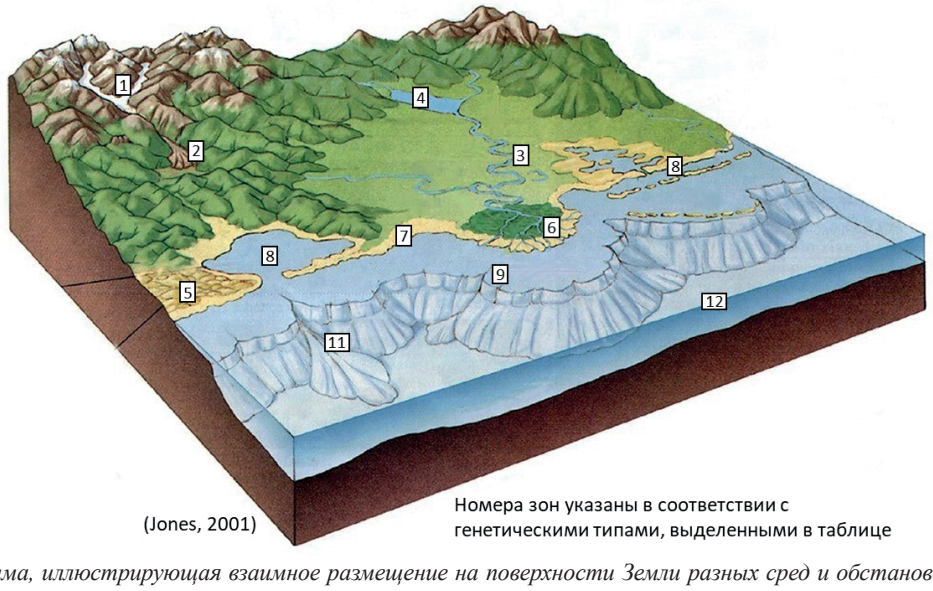


Рис. 1. Блок-диаграмма, иллюстрирующая взаимное размещение на поверхности Земли разных сред и обстановок осадконакопления: 1–5 – континентальная среда: 1 – ледниковые обстановки; 2 – предгорные; 3 – аллювиальные; 4 – озёрные; 5 – эоловые; 6–8 – прибрежно-морская среда: 6 – дельтовые побережья; 7 – приливно-отливные побережья; 8 – волновые побережья; 9–12 – морская среда: 9 – относительно мелководно-морской шельф, 10 – относительно глубоководно-морской шельф, 11 – склон, 12 – глубоководная равнина

среда осадконакопления	обстановки осадконакопления	Условия осадконакопления	Фации (осадочные тела)	Тип осадка	Тип породы (литотип)	Базовые критерии нефтегазоносности			
						НГМТ	Коллектор	Флюидоупор	Ловушка литологическая
Континентальная	Ледниковые (1)	Моренные	боковые морены конечные морены донные морены	валуны щебень дресва глины	валунные конгломераты тиллиты брекчии, дресвяники глины/аргиллиты				
		Флювио-гляциальные	зандры озы	пески алевриты	песчаники алевролиты				
			камы	ритмичное чередование песков и глин (*ленточные глины*)	ритмичное чередование песчаников и аргиллитов				
	Предгорные (2)	Выветривания и гравитационного переноса	эрозионные останцы элювиальные, коллювиальные, делювиальные отложения	глыбы валуны щебень дресва галька	глыбовые конгломераты валунные конгломераты брекчии дресвяники конгломераты				
		Пролювиально-аллювиальные	русловые отложения	галька гравий	конгломераты брекчии гравелиты				
			конус выноса аллювиальный	галька гравий песок алеврит глины	конгломераты, брекчии гравелиты песчаники алевролиты глины/аргиллиты				
	Аллювиальные (3)	Спрямлённые реки	русловые отложения	глыбы валуны галька гравий	глыбовые конгломераты валунные конгломераты конгломераты гравелиты				
		Ветвящиеся реки	русловые отмели прирусловые валы	гравий песок	гравелиты песчаники				
			русловые отмели прирусловые валы	гравий песок алеврит	гравелиты песчаники алевролиты				
		Меандрирующие реки	пойменные и болотные отложения	глины алеврит торф	аргиллиты алевролиты угли углистые аргиллиты				
				пески разливов пески стариц	песчаники				
	Озерные (4)	Гидрогеологически открытые озера	отложения внутренней части озера	глины ритмичное чередование песков и глин (варвы) глинисто-кремнистые илы, в т.ч. сапропелевые кремниевый (диатомовый) ил ритмиты градационные (турбидиты) терригенный осадок оползневой	глины/аргиллиты ритмиты песчано-глинистые высокоуглеродистые глинистые породы высокоуглеродистые кремнисто-глинистые породы горючие сланцы диатомиты ритмичное чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов (*турбидиты*) порода терригенная оползневая				
		Гидрогеологически закрытые озера	отложения внутренней части озера	сапропелевые ламиниты гипсы соли глины	высокоуглеродистые глинистые породы ангидриты каменная соль глины/аргиллиты				
		Термальные озера	отложения внутренней части озера	карбонатные корки кремниевые корки водорослево-бактериальные маты	травертины (карбонатные туфы) гейзериты (кремнистые туфы) известняки водорослевые (грейнстоун, баундстоун)				
	Эоловые (5)	Эоловые аккумулятивные формы	дюны барханы	пески алевриты	песчаники алевролиты				

Табл. 1. Схема ранжирования континентальных обстановок осадконакопления с характерными фациями и типами пород, благоприятными для накопления НГМТ, коллекторов, флюидоупоров и литологических ловушек (с использованием материалов Н.М. Страхова (1960), Х.Г. Рединга (1990), Р.Ч. Селли (1970), В.Т. Фролова (1995), Р.Дж. Уолкера и Н.П. Джеймса (1992), В.П. Алексеева (2011), В.А. Жемчуговой (2014))

среда осадконакопления	обстановки осадконакопления	Условия осадко-накопления	Фации (осадочные тела)	Тип осадка	Тип породы (литотип)	Базовые критерии нефтегазоносности			
						НГМТ	Коллектор	Флюидоупор	Ловушка литологическая
Прибрежно-морская (переходная)	Дельтовые (6)	Дельтовые флювиальные	отложения распределительных каналов	пески	песчаники				
			отложения межрусловых участков дельтовой равнины	торф алевриты	угли углистые алевролиты углистые аргиллиты				
			отложения фронта дельты (устьевые бары)	пески	песчаники				
			отложения продельты	глины алевриты с линзами песка	глины/аргиллиты алевролиты с линзами песчаника				
		Эстуариевые (приливно-отливные дельтовые)	приливная коса приливно-отливной бар	пески	песчаники				
			отложения приливной воронки	глины	глины/аргиллиты				
			отложения залива	пески алевриты глины	песчаники алевролиты глины/аргиллиты				
	Приливно-отливное побережье (7)	Приливно-отливные с терригенной седиментацией	марши надприливной зоны	глины почвы, алевриты торф	глины/аргиллиты алевролиты глинистые угли				
			отложения глинистой литорали, смешанной литорали	глины, алевриты пески	глинисто-алевритовые породы песчаники				
			отложения берегового склона, приливно-отливных каналов, отливных дельт, островов	пески	песчаники				
		Приливно-отливные с карбонатной седиментацией	карбонатные марши	карбонатные илы глинисто-карбонатные илы карбонаты песчано-алевритовые	известняки водорослевые доломиты микрозернистые мергели терригенно-карбонатные породы				
			отложения приливно-отливных каналов, отливных дельт, биостромы	карбонатные илы с био- и литокластами ракушняки (несцементированные) водорослево-бактериальные маты	известняки био- и литокластовые (вакстоун, пакстоун) ракушняки (грейнстоун, рудстоун) строматолиты (баундстоун)				
		Приливно-отливные с сульфатно-карбонатной седиментацией	отложения себх солончаки солёные марши	карбонатные илы глинисто-карбонатные илы гипсы соли	известняки (мадстоун) доломиты микрозернистые мергели ангидриты каменная соль				
	Волновое побережье (барьерного типа) (8)	Волновые с терригенной седиментацией	песчаные отмели, валы, бары, гряды, пляжи,	пески	песчаники				
			терригенные отложения лагун	глины алевриты	глины/аргиллиты алевролиты				
		Волновые с карбонатной седиментацией	карбонатные бары, пляжи, отмели	карбонатные илы с био- и литокластами ракушняки (несцементированные) оолиты карбонатные литокласты	известняки биокластовые (грейнстоун, рудстоун, пакстоун) известняки пеллоидные (пакстоун) ракушняки (грейнстоун, рудстоун) известняки оолитовые (грейнстоун) известняки литокластовые (грейнстоун, рудстоун)				
			сульфатно-карбонатные отложения лагун	карбонатные илы глинисто-карбонатные илы гипсы соли	известняки микрозернистые (мадстоун) известняки пелоидные (вакстоун) мергели карбонатные аргиллиты сульфатно-карбонатные породы ангидриты каменная соль				

Табл. 2. Схема ранжирования прибрежно-морских бстановок осадконакопления с характерными фациями и типами пород, благоприятными для накопления НГМТ, коллекторов, флюидоупоров и литологических ловушек. (с использованием материалов Н.М. Страхова (1960), Х.Г. Рединга (1990), Р.Ч. Селли (1970), В.Т. Фролова (1995)., Р.Дж. Уолкера и Н.П. Джеймса (1992), В.П.Алексеева (2011), В.А. Жемчуговой (2014))

среда осадконакопления	обстановки осадконакопления	Условия осадко-накопления	Фации (осадочные тела)	Тип осадка	Тип породы (литотип)	Базовые критерии нефтегазоносности			
						НГМТ	Коллектор	Флюидоупор	Ловушка литологическая
Морская	Относительно мелководный шельф (9)	Мелкий шельф с терригенной седиментацией	штормовые гряды отложения проток сгонно-нагонных течений вдольбереговые валы, рифели	чередование песков, алевритов и глин глины пески	чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов (*темпеститы терригенные*) глины/аргиллиты песчаники				
			отложения шельфовой равнины	глины алевриты	глины/аргиллиты алевролиты				
		Мелкий шельф с карбонатной седиментацией	отложения зарифовых лагун	карбонатный ил глинисто-карбонатные илы гипсы соли	мергели карбонатные аргиллиты сульфатно-карбонатные породы известняки микрозернистые (мадстоун) доломиты микрозернистые ангдриты каменная соль				
			барьерные рифы рифовый шлейф одиночные рифы биогермы биостромы карбонатные отмели	карбонатные илы с био- и литокластами оолиты литокластовые карбонаты спикулы губок водорослево-бактериальные маты	известняки органогенные (баундстоун) известняки биокластовые (рудстоун) известняки оолитовые (грейнстоуны) известняки литокластовые (грейнстоун, рудстоун) известняки биогермные (баундстоун) строматолиты (байндстоун) силициты (спонголиты, спикулиты)				
			отложения шельфовой равнины	карбонатные илы с биокластами глинисто-карбонатные илы карбонатные обломки	известняки микрозернистые (мадстоун) мергели карбонатные аргиллиты известняки биокластовые (вакстоун, пакстоун)				
	Относительно глубоководный шельф (10)	Относительно глубоководные впадины на шельфе холодноводные	высокоуглеродистые отложения холодноводных относительно глубоководных впадин	сапропель глины карбонатные илы кремниевые илы (радиоляриевый ил)	высокоуглеродистые глинисто-кремнистые породы высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые породы глины/аргиллиты известняки микрозернистые (мадстоун) известняки органогенные, в т.ч. тентакулитовые, фораминиферовые (вакстоун) силициты (радиоляриты, диатомиты), мел				
		Относительно глубоководные впадины на шельфе тепловодные	высокоуглеродистые отложения тепловодных относительно глубоководных впадин	сапропель глины карбонатные илы	известняки микрозернистые (мадстоун) доломиты микрозернистые глины/аргиллиты высокоуглеродистые глинисто-карбонатные породы				
	Склон (11)	Преобладания гравитационных процессов	отложения каналов и конусов выноса, мутьевых и зерновых потоков	галька песок гравий глина	чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов (*турбидиты*) конгломераты, гравелиты				
			оползневые блоки и олистостромы	валуны глыбы щебень дресва глина	брекчии конгломерато-брекчии диамиктиты				
	Глубоководная равнина (12)	Глубоководная равнина	отложения морских и океанических течений	контуриты биогенные (радиоляриевый ил с костями рыб) контуриты терригенные	радиоляриты с костями рыб песчаники, алевролиты				
			отложения абиссальных равнин и котловин	глины глины красные глубоководные карбонатные илы кремнистые илы	глины/аргиллиты известняки пелитоморфные (мадстоун) известняки фораминиферовые (вакстоун) силициты (радиоляриты, диатомиты, спикулиты)				

Табл. 3. Схема ранжирования морских обстановок осадконакопления с характерными фациями и типами пород, благоприятными для накопления НГМТ, коллекторов, флюидоупоров и литологических ловушек (с использованием материалов Н.М. Страхова (1960), Х.Г. Рединга (1990), Р.Ч. Селли (1970), В.Т. Фролова (1995), Р.Дж. Уолкера и Н.П. Джеймса (1992), В.П. Алексеева (2011), В.А. Жемчуговой (2014))

Среда осадконакопления	Обстановки осадконакопления	Условия осадконакопления	Фации (осадочные тела)	Базовые критерии нефтегазоносности			Источник
				НГМТ	Коллектор	Флюидоупор	
Континентальная	Ледниковые (1)	Флювио-гляциальные	зандры озы камы		песчаники камов и озов (О3) в бассейнах Алжира, Ливии и Турции		Huuse et al., 2012; Şenalp, Tetiker, 2020
	Предгорные (2)	Выветривания и гравитационного переноса	эрозионные останцы элювий коллювий делювий		алевролиты, песчаники и гравелиты урманской (J1), шеркалинской (J1t-J2a) и тюменской (J2bt-cl) свит, Западно-Сибирский НГБ *Ловинское месторождение*		Чернова, 2002; Алексеев, 2007
		Пролювиально-аллювиальные	русловые отложения				
			конусы выноса аллювиальные				
	Аллювиальные (3)	Спрямлённые реки	русловые отложения		песчаные продуктивные пласты тюменской свиты (J2bt-cl), Западно-Сибирский НГБ *Красноленинское месторождение*		Эпов, Жемчугова, 2017
		Ветвящиеся реки	русловые отмели прирусловые валы				
		Меандрирующие реки	русловые отмели прирусловые валы				
			пойменные и болотные отложения	угли и углистые аргиллиты радомской пачки шеркалинской свиты (J2a), тюменской свиты (J2bt-cl), Западно-Сибирский НГБ		аргиллиты радомской пачки шеркалинской свиты (J2a), тюменской свиты (J2bt-cl), Западно-Сибирский НГБ	Алексеев, 2007; Комков и др., 2022
	Озерные (4)	Гидрогеологически открытые озёра	отложения внутренней части озера	угли и углистые аргиллиты радомской пачки шеркалинской свиты (J2a), тюменской свиты (J2bt-cl), Западно-Сибирский НГБ		аргиллиты радомской пачки шеркалинской свиты (J2a), тюменской свиты (J2bt-cl), Западно-Сибирский НГБ	Алексеев, 2007; Комков и др., 2022
		Гидрогеологически закрытые озёра	отложения внутренней части озера	глинисто-карбонатные породы свиты Ликаугоу (Lucaogou Formation), Джунгарский бассейн		глинисто-карбонатные породы свиты Ликаугоу (Lucaogou Formation), Джунгарский бассейн	Gao et al., 2016
	Эоловые (5)	Эоловые аккумулятивные формы	дюны барханы		песчаники свиты ротлигенд (P3) Северного моря *Месторождение Гронинген*		Monsees, 2021

Табл. 4. Примеры НГМТ, коллекторов и флюидоупоров, сформировавшихся в континентальных обстановках осадконакопления

Распространение данных отложений локальное с частым латеральным замещением «соседними» фациями. Примером служат угли Донецкого угольного бассейна (С).

В пределах волнового побережья (барьерного типа) потенциальные НГМТ накапливаются в обстановках лагун. В разрезе преобладают глинистые известняки и мергели, нередко аргиллиты. В качестве примеров НГМТ отложений лагун с терригенной седиментацией можно рассмотреть толщи кожимрудницкой свиты Тимано-Печорского НГБ, с карбонатной седиментацией – пиндицуаньской свиты (P_2p) Джунгарского НГБ.

Разрезы отложений, сформировавшихся в условиях прибрежно-морской среды осадконакопления, благоприятны для формирования природных резервуаров нефти и газа. В этих отложениях часто отмечается цикличность строения разреза, связанная с чередованием пород, накапливавшихся в периоды трансгрессий и регрессий моря. В периоды повышения уровня моря и трансгрессии накапливаются выдержанные по площади и мощности глинистые пласты – флюидоупоры. В периоды обмеления формируются песчаные пласты – коллекторы. На побережьях с терригенным осадконакоплениям песчаные коллекторы могут формироваться в распределительных каналах дельтовой равнины, устьевых барах, в приливно-отливных барах и заливах, в условиях берегового склона, песчаных гряд, кос и отмелей (табл. 5). Распределение в пространстве и форма песчаных тел зависит от типа побережья – дельтового, приливно-отливного или волнового (барьерного) типа. Карбонатные коллекторы формируются в разнообразных обстановках переходной среды. На приливно-отливном побережье накапливаются строматолитовые и микробиально-водорослевые известняки и доломиты, на побережьях барьерного типа – оолитовые и органогенно-обломочные известняки баров, пляжей и отмелей. Флюидоупоры формируются в условиях глинистой литорали и супралиторали (карбонатные и соляные марши, себха) на приливно-отливном побережье и в условиях лагун на побережьях барьерного типа.

Морская среда осадконакопления наиболее благоприятна для накопления пород, как обогащенных органическим веществом, так и выдержанных по площади природных резервуаров.

Среда осадконакопления	Обстановки осадконакопления	Условия осадконакопления	Фации (осадочные тела)	Базовые критерии нефтегазоносности			Источник
				НГМТ	Коллектор	Флюидоупор	
Прибрежно-морская (переходная)	Дельтовые (6)	Дельтовые флювиальные	отложения распредели-тельных каналов		песчаники распределительных каналов субаквальной дельты, ахская свита (K1), Западно-Сибирский НГБ *Приобское месторождение*		Бородкин и др., 2016; Бабина и др., 2022
			отложения фронта дельты (устьевые бары)				
			отложения межрусловых участков дельтовой равнины	углии и аргиллиты груборучейской, устьбезмошицкой и покаямской свит Северного Тимана (D3)		*теоретически возможно*	Безносов и др., 2018; Павлова и др., 2017
			отложения продельты				
		Эстуариевые (приливно-отливные дельтовые)	приливная коса приливно-отливной бар отложения залива		песчаники свиты Агбада (N1), НГБ Дельта Нигера *Месторождение Мерен*		Tuttle et al., 1999
			отложения приливной воронки			аргиллиты свиты Агбада (N1), НГБ Дельта Нигера	
	Приливно-отливное побережье (7)	Приливно-отливные с терригенной седиментацией	марши надприливной зоны	угли Донецкого бассейна (C1)		*теоретически возможно*	Ермолов и др., 2009
			отложения глинистой литорали смешанной литорали			аргиллиты ванаварской свиты (V1), Лено-Тунгусский НГБ	Карнюшина и др., 2022
			отложения берегового склона отложения приливно-отливные каналов отливных дельт островов		Песчаники ванварской свиты (V1), Лено-Тунгусский НГБ *Ново-Юдуконское месторождение*		Карнюшина и др., 2022
		Приливно-отливные с карбонатной седиментацией	карбонатные марши			*теоретически возможно*	
			биостромы		строматолитовые доломиты юрубченской (R2), долготкинской (R2) и куюмбинской свит (R3), Лено-Тунгусский НГБ *Юрубчено-Тохомская ЗНГН*		Багринцева и др., 2003
			отложения приливно-отливных каналов, отливных дельт		микробиально-водорослевые вторичные доломиты (D1), Тимано-Печорский НГБ *Месторождение им. Требса и Титова*		Маслова, 2022
		Приливно-отливные с сульфатно-карбонатной седиментацией	себха солончаки солёные марши			*теоретически возможно*	
	Волновое побережье (барьерного типа) (8)	Волновые с терригенной седиментацией	песчаные отмели песчаные валы песчаные бары песчаные гряды песчаные пляж		песчаники свиты Сто (J1-J2), продуктивный пласт Ю0 (J2cl), Баренцевоморский НГБ *Месторождения Сновит, Штокмановское*		Суслова, 2014; Klausen et al., 2018
			терригенные отложения лагун	кожимрудницкая свита (P1k-u), Тимано-Печорский НГБ		кожимрудницкая свита (P1k-u), Тимано-Печорский НГБ	Процько, 2009; Котик, 2019
		Волновые с карбонатной седиментацией	карбонатные бары карбонатные пляжи карбонатные отмели		оолитовые и водорослево-фораминиферовые известняки нижней карбонатной толщи (C1-2), Прикаспийский НГБ *Жанажол, Астраханское*		Багринцева и др., 2003
			сульфатно-карбонатные отложения лагун	пиндицуаньская свита (P2p), Джунгарский бассейн		*пиндицуаньская свита (P2p), Джунгарский бассейн*	Ян, Соболева, 2021

Табл. 5. Примеры НГМТ, коллекторов и флюидоупоров, сформировавшихся в прибрежно-морских (переходных) обстановках осадконакопления

Среда осадконакопления	Обстановки осадконакопления	Условия осадконакопления	Фации (осадочные тела)	Базовые критерии нефтегазоносности			Источник
				НГМТ	Коллектор	Флюидоупор	
Морская	Относительно мелководный шельф (9)	Мелкий шельф с терригенной седиментацией	штормовые гряды протоки сгонно-нагонных течений вдольбереговые валы рифели		песчаники и темпеститы викуловсской свиты (K1a), Западно-Сибирский НГБ *Каменное месторождение*		Карнюшина и др., 2003
			отложения шельфовой равнины	волжская сланценосная толща (J3v2), Волжский сланцевый бассейн *Перелюбское месторождение*		георгиевская свита (J3o-t), Западно-Сибирский НГБ	Гаврилов и др.. 2008; Илясов, Староверов, 2021
		Мелкий шельф с карбонатной седиментацией	отложения зарифовой лагуны	гардаринская свита (J3gd), Бухаро-Хивинский регион		каменная соль и сульфатные породы усольской свиты (Cm1), Лено-Тунгусский НГБ	Недоливко, 2012
			барьерные рифы рифовый шлейф одиночные рифы биогермы биостромы карбонатные отмели		органогенные и органогенно-обломочные известняки, рифовый комплекс (C1-P1), Прикаспийский НГБ *Месторождение Карачаганак*		Багринцева и др., 2003
			отложения шельфовой равнины	абалакская свита (J2cl-J3o), Западно-Сибирский НГБ		абалакская свита (J2cl-J3o), Западно-Сибирский НГБ	Юрченко и др., 2015
	Относительно глубоководный шельф (10)	Относительно глубоководные впадины на шельфе холодноводные	высокоуглеродистые отложения холодноводных относительно глубоководных впадин	керогеново-глинисто-кремнистые породы баженовской свиты (J3t-K1b), Западно-Сибирский НГБ	радиоляриты баженовской свиты (J3t-K1b), Западно-Сибирский НГБ *Салымское месторождение*	керогеново-глинисто-кремнистые породы баженовской свиты (J3t-K1b), Западно-Сибирский НГБ	Балушкина и др., 2014; Панченко и др.. 2017; Стафеев и др., 2019
		Относительно глубоководные впадины на шельфе тепловодные	высокоуглеродистые отложения тепловодных относительно глубоководных впадин	керогеново-кремнисто-карбонатные породы - доманикиты (D3fr-C1t) Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ	керогеново-кремнисто-карбонатные породы - доманикиты (D3fr-C1t) Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ *Троицкое месторождение*	керогеново-кремнисто-карбонатные породы - доманикиты (D3fr-C1t) Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ	Ступакова и др. 2015, Завьялова и др., 2018)
	Склон (11)	Преобладания гравитационных процессов	отложения каналов и конусов выноса, мутьевых и зерновых потоков		песчаники проксимальной части зернового потока, ахская свита (K1), Западно-Сибирский НГБ. *Приобское месторождение*		Бородкин и др., 2016; Бабина и др., 2022
			оползни и олистостромы		олистолиты в нижнечокракских отложениях ($N1^2$) Терско-Каспийского передового прогиба , Предкавказский НГБ *месторождения Махачкала, Избербаш*		Сабанаев и др., 2008
	Глубоководная равнина (12)	Глубоководная равнина	отложения морских и океанических течений		*теоретически возможно*		
			Отложения глубоководных равнин	пачка чёрных глин (P3) в разрезе Акамори, Япония		*теоретически возможно*	Takahashi et al., 2009

Табл. 6. Примеры НГМТ, коллекторов и флюидоупоров, сформировавшихся в морских обстановках осадконакопления

Особенно благоприятными обстановками осадконакопления для нефтегазоматеринских пород являются относительно глубоководные впадины на шельфе со спокойными обстановками седиментации, а также с наличием зон некомпенсированного осадконакопления. В этих условиях формируются одни из лучших нефтегазоматеринских пород, богатых органическим веществом. Они представлены как глинисто-кремнистыми и карбонатно-кремнистыми породами. Примерами НГМТ, накапливавшихся в условиях относительно глубоководной впадины на шельфе, являются отложения баженовской свиты ($J_3t–K_1b$) Западно-Сибирского НГБ, доманиковые отложения (D_3dm) Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ, хадумские отложения (₽$_3$r) Предкавказского НГБ, куанамская и иниканская свиты Восточно-Сибирского НГБ (табл. 6). Нефтегазоматеринские толщи глубоководных абиссальных равнин встречаются крайне редко. В основном они представлены тонкослоистыми глинистыми отложениями, к которым можно отнести черные глины в разрезе Акамори (N_1, Япония).

Природные резервуары морского генезиса наиболее характерны для обстановок осадконакопления мелководно-морского шельфа как с терригенной, так и с карбонатной седиментацией. Песчаные породы-коллекторы связывают с фациями штормовых гряд, вдольбереговых валов и течений. Карбонатные коллекторы формируются в зонах развития органогенных построек и карбонатных отмелей. На склонах, в зонах развития каналов и конусов выноса мутьевых потоков и продуктов гравитационного переноса также могут формироваться породы, обладающие пустотным пространством, достаточным для содержания углеводородов. Флюидоупоры высокого качества формируются в глинистых толщах морского генезиса, а также в сульфат-галогенных породах.

Заключение

Схема ранжирования обстановок осадконакопления с характерными фациями и типами пород, благоприятными для накопления НГМТ, коллекторов, флюидоупоров и литологических ловушек нефти и газа позволяет спрогнозировать не только парагенетические ассоциации не только литологических типов пород и фаций, но и их вероятные функции в углеводородной системе.

Классификации НГМТ, коллекторов и флюидоупоров, в основе которых лежит генезис породы, позволяют сравнивать их свойства и характер распределения в осадочных комплексах, сходных по условиям формирования.

Особенности строения разреза, связанные с частой сменой условий осадконакопления отложений, приводят к чередованию типов НГМТ, пород-коллекторов и флюидоупоров с разными свойствами в разрезе нефтегазоносного комплекса.

Предложенная схема классификации и иерархии обстановок осадконакопления может использоваться при поиске аналогов слабо изученной углеводородной системы в осадочных комплексах, сформировавшихся в сходных обстановках осадконакопления, а также применяться в качестве библиотеки литотипов и фаций при работе с разрозненными данными при автоматизированном анализе.

Благодарности

Выражаем признательность уважаемым рецензентам и редакторам за высокую оценку статьи и конструктивные замечания и комментарии, которые позволили доработать статью. Особую благодарность выражаем Жемчуговой Валентине Алексеевне за дискуссию и ценные критические замечания.

Литература

Алексеев В.П., Амон Э.О., Федоров Ю.Н. и др (2011). Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь). Под ред. В. П. Алексеева. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 325 с.

Алексеев В.П. (2007). Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 209 с.

Бабина Е.О., Калмыков Г.А., Ступакова А.В., Мордасова А.В., Коробова Н.И., Хотылев О.В., Шарданова Т.А., Хромова Е.В., Гилаев Р.М. (2022). Анализ геометрии и прогноз природных резервуаров в нижнемеловых клиноформах северной части Приобского месторождения. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (4), с. 111–130. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2022-4-111-130

Багринцева К.И. (1977). Карбонатные породы коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 231 с.

Багринцева К., Дмитриевский А., Бочко Р. (2003). Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. Под ред. К. Багринцевой. М., 264 с.

Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Хамидуллин Р.А., Корост Д.В. (2014). Кремнистые коллекторы баженовского горизонта Средне-Назымского месторождения и структура их пустотного пространства. *Вестник Московского университета*. *Серия 4. Геология,* (2), с. 35–43. https://doi.org/10.3103/S0145875214020033

Безносов П.А., Снигиревский С.М., Наугольных С.В., Лушкевич Э.В. (2018). Верхнедевонский комплекс отложений дельтовой равнины на Северном Тимане. *Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН*, (1), с. 25–44. https://doi.org/10.19110/2221-1381-2018-1-25-44

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Самитов В.И. (2016). Характеристика текстурных особенностей пород ачимовской толщи Западной Сибири в связи с моделью ее седиментации. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (8), с. 4–10.

Бурлин Ю.К., Карнюшина Е.Е., Конюхов А.И. (1991). Литология нефтегазоносных толщ. М.: Недра, 286 с.

Гаврилов Ю.О., Щепетова Е.В., Рогов М.А., Щербинина Е.А. (2008). Седиментология, геохимия и биота Волжских углеродистых отложений средней части среднерусского моря (Костромская область). *Литология и полезные ископаемые*, (4), с. 396–424. https://doi.org/10.1134/S002449020804007X

Ермолов В.А., Ларичев Л.Н., Тищенко Т. В., Кутепов Ю.И. (2009). Геология. Часть VII: Горнопромышленная геология твердых горючих ископаемых. М.: Горная книга, Изд-во Моск. гос. горн. ун-та, 668 с.

Жемчугова В.А. (2014). Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: ИЦ РГУ нефти и газа, 344 с.

Завьялова А.П., Чупахина В.В., Ступакова А.В., Гатовский Ю.А., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Суслова А.А., Большакова М.А., Санникова И.А., Калмыков А.Г. (2018). Сравнение разрезов доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов в местах их естественного выхода на дневную поверхность. *Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология*, (6), с. 57–73. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-6-57-73

Илясов В.С., Староверов В.Н. (2021). Верхнеюрские горючие сланцы Волжского бассейна: литотипы, модели формирования, продуктивность. *Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология*, (1), с. 26–35. https://doi.org/10.17308/geology.2021.1/3335

Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Серпикова В.М. (2003). Аптский нефтеносный комплекс месторождения Каменное (Западная Сибирь). *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (3), с. 8–15.

Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Шевчук Н.С., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Сивкова Е.Д. (2022). Цикличность, обстановки осадконакопления и влияние постседиментационных процессов на строение

и формирование природного резервуара ванаварской свиты венда на основе кернового материала скважин Ново-Юдоконского месторождения. *Георесурсы*, 24(2), с. 75–92. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.10

Комков И.К., Мордасова А.В., Дахнова М.В., Можегова С.В., Большакова М.А., Пронина Н.В. (2022). Условия осадконакопления и закономерности распределения органического вещества нижнесреднеюрского комплекса юго-западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 24(2), с. 150–171. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.15

Котик О.С. (2007). Органическое вещество нижнепермских углей севера Предуральского прогиба (Тимано-Печорский бассейн). *Трофимуковские чтения – 2019: Мат. Всерос. молодежной науч. конф*. Новосибирск: Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, с. 112–114.

Кузнецов В.Г. (2007). Литология. Осадочные горные породы и их изучение. Осадочные горные породы и их изучение. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 511 с.

Логвиненко Н.В. (1984). Петрография осадочных пород (с основами методики исследования). М.: Высш. шк., 416 с.

Маслова Е.Е. (2022). Условия формирования и особенности строения нижнедевонских карбонатных резервуаров северо-востока Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2(362), с. 5–13. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-2(362)-5-13

Недоливко Н.М. (2012). Генетические признаки и условия образования отложений усольской свиты Непско-Ботуобинской антеклизы. *Экспозиция Нефть Газ*, (2), с. 30–33.

Павлова М.А., Шелухина Ю.С., Снигиревский С.М. (2018). Девонские угли Северного Тимана. *Актуальные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии: Мат. XXIX молодежной науч. шк.-конф., посвящ. памяти чл.-корр. АН СССР К.О. Кратца и акад. РАН Ф.П. Митрофанова*. Петрозаводск: Карел. науч. центр РАН, с. 194–198.

Панченко И.В., Немова В.Д. (2017) Контуриты в баженовских отложениях Западной Сибири: формирование, распространение и практическое значение. Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. *VII Всерос. сов.: Научные материалы*. М.: ГИН РАН, с. 153–156.

Процько О. С. (2009). Состав рассеянного органического вещества пермских терригенных отложений Косью-Роговской впадины. *Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН*, (3), с. 6–8.

Рединг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А., Эллиотт Т., Шрейбер Б.Ш., 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. Т. 1. Под ред. Х. Рединга. М.: Мир, 352 с.

Сабанаев К.А., Магомедов Ю.М., Гаджиева Т.Р., Шульгина Т.А. (2008). Генетические особенности нетрадиционных природных резервуаров нефти и газа Восточного Предкавказья. *Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН*, (52), с. 274–281.

Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Суслова А.А., Гилаев Р.М., Шелков Е.С., Книппер А.А. (2019). Баженовский горизонт Сибири (титон – нижний берриас): тектонические и гидродинамические условия осадконакопления. *Георесурсы*, 21(2), с. 117–128. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.117-128

Страхов Н.М. (1960). Основы теории литогенеза. Т. 1: Типы литогенеза и закономерности их размещения на поверхности Земли. М.: Изд-во Акад. наук СССР, 231 с.

Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. (2015). Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна. *Георесурсы*, 2(61), с. 77–86. http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.7

Суслова А. (2014). Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9(2), https://doi.org/10.17353/2070-5379/24_2014

Фролов В.Т. (1995). Литология. Кн. 3. М.: Изд-во Моск. ун-та, 352 с.

Чернова О.С. (2002). Палеогеографические условия формирования нижнеюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. Известия Томского политехнического университета. *Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 305(8), с. 96–117.

Эпов К. А., Жемчугова В. А. (2017). Количественный учет априорной геологической и информации при сейсмической инверсии часть 2: пример практического применения. *Технологии сейсморазведки*, (2), с. 28–48. https://doi.org/10.18303/1813-4254-2017-2-28-48

Юрченко А.Ю., Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Хамидуллин Р.А., Коробова Н.И., Блинова В.Н. (2015). Строение и генезис известняков на границе абалакской и баженовской свиты в центральной части Западно-Сибирского бассейна. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (5), с. 62–68.

Ян Х., Соболева Е.В. (2021). Геолого-геохимические условия формирования состава нефтей залежей пермского и юрского нефтегазоносных комплексов впадины Фукан (бассейн Джунгария). *Георесурсы*, 23(2), с. 110–119. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.10

Dunham R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Classification of carbonate rocks. *AAPG Mem*, (1), pp. 108–121. https://doi.org/10.1306/M1357

Folk R.L. (1959). Practical petrographic classification of limestones. *AAPG Bulletin*, (43), pp. 1–38. https://doi.org/10.1306/0BDA5C36-16BD-11D7-8645000102C1865D

Gao G., Zhang W., Xiang B., Liu G., Ren J. (2016). Geochemistry characteristics and hydrocarbon-generating potential of lacustrine source rock in Lucaogou Formation of the Jimusaer Sag, Junggar Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, pp. 168–182. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.03.023

Gressly A. (1838). Observations Géologiques sur le Jura soleurois. Neue Denkschriften der Allgemeinen Schweizerischen Gesellschaft für die gesammten Naturwissenschaften, (II), 349 p.

Huuse M., Redfern J., Le Heron D.P., Dixon R.J., Moscariello A., Craig, J. (Eds.) (2012). Glaciogenic Reservoirs and Hydrocarbon Systems. Geological Society, London, Special Publications, 368, pp. 1–28, http://dx.doi.org/10.1144/SP368.19

Klausen T.G., Müller R., Olaussen S., Rismyhr B., Sláma J., Helland-Hansen W. (2018). Depositional history of a condensed shallow marine reservoir succession: Stratigraphy and detrital zircon geochronology of the Jurassic Stø Formation, Barents Sea. *Journal of the Geological Society*, 175, pp. 130–145. http://dx.doi.org/10.1144/jgs2017-024

Monsees A.C. (2021). Diagenetic controls on fluid flow and mechanical properties in Rotliegend reservoir sandstones: PhD Theses. Karlsruher Institut für Technologie, 177 p. http://dx.doi.org/10.5445/KSP/1000133960

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple Kinetic Models of Petroleum Formation. Part I: Oil and Gas Generation from Kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291–319. https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E

Selley R.C. (1970). Ancient Sedimentary Environments. London: Chapman & Hall Ltd., 237 p.

Şenalp M., Tetiker S. (2020). Sedimentology and hydrocarbon potential of the Late Ordovician glacial deposits on the Arabian Platform and southeastern Turkey. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 29(3), pp. 455–500. https://doi.org/10.3906/yer-1907-11

Takahashi S., Yamakita S., Suzuki N., Kaiho K., Ehiro M. (2009). High organic carbon content and a decrease in radiolarians at the end of the Permian in a newly discovered continuous pelagic section: A coincidence? *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 271(1–2), pp. 1–12. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2008.08.016

Tuttle M.L.W., Charpentier R.R., Brownfield M.E. (1999). The Niger Delta Petroleum System: Niger Delta Province, Nigeria, Cameroon, and Equatorial Guinea, Africa: Open-File Report 99-50-H. U.S. Geological Survey, 65 p. https://doi.org/10.3133/ofr9950H

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Наталия Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Екатерина Дмитриевна Сивкова – кандидат геол.-мин. наук, инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Михаил Евгеньевич Воронин – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Михаил Юрьевич Карпушин – ведущий специалист, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Дмитрий Дмитриевич Кожанов – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Мария Леонидовна Махнутина – студент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Надежда Сергеевна Шевчук – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Ирина Ярославовна Богатырева – Эксперт Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119192, Москва, Ломоносовский проспект, д. 27, к. 1, ауд. 641

Виталия Валерьевна Чупахина – Ведущий специалист кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 22.05.2023;
Принята к публикации 13.06.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Depositional environments as a framework for genetic classification of the basic criteria of petroleum potential

A.V. Stoupakova, N.I. Korobova, A.V. Mordasova[*]*, R.S. Sautkin, E.D. Sivkova, M.A. Bolshakova, M.E. Voronin, A.A. Suslova, M.Yu. Karpushin, D.D. Kozhanov, M.L. Makhnutina, N.S. Shevchuk, I.Ya. Bogatyireva, V.V. Chupakhina*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

[*]*Corresponding author: Alina V. Mordasova, e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru*

Abstract. Most classifications of reservoirs, seals and source rocks based on the ability of the rock to generate, accumulate and preserve hydrocarbons, and the genesis of rocks is not always taken into account. The article presents a ranking scheme for continental, coastal-marine and marine sedimentation environments that determine the genesis and properties of the basic criteria of petroleum potential – source rocks, reservoirs, seals and pinch-out traps.

Rocks, which can consider as source rock, reservoirs and seals are formed in each depositional environment. However, their structure, mineral composition and distribution area will differ from each other depending on the sedimentary environment and conditions. A combination of elements of the hydrocarbon system formed, corresponding to the sedimentation environment and are characteristic for basins of various types. Continental environments are favorable for the formation of reservoirs and local seals, while the accumulation of source rocks limited by lacustrine, floodplain, and swamp facies. The coastal-marine environment is favorable for the formation of all the basic criteria of petroleum potential, and the transgressive-regressive cyclicity determines the interbedding of source rocks, reservoirs and seals in the section. The marine depositional environments are most favorable for the formation of regional seals and source rocks, including high-carbon formations.

The proposed ranking scheme of sedimentary environments and the basic criteria of petroleum potential genetically related to them is applicable in system analysis and selection for analogues of petroleum system elements in sedimentary complexes formed in similar depositional environments.

Keywords: sedimentation environment, basic criteria of petroleum potential, elements of hydrocarbon systems, source rock, reservoir, seal

Recommended citation: Stoupakova A.V., Korobova N.I., Mordasova A.V., Sautkin R.S., Sivkova E.D., Bolshakova M.A., Voronin M.E., Suslova A.A., Karpushin M.Yu., Kozhanov D.D., Makhnutina M.L., Shevchuk N.S., Bogatyireva I.Ya., Chupakhina V.V. (2023). Depositional environments as a framework for genetic classification of the basic criteria of petroleum potential. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 75–88. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.6

References

Alekseev V.P., Amon E.O., Fedorov Yu.N. et al. (2011). Composition, structure ad formation conditions of reservoirs VK in the eastern part of Krasnoleninskoe oil field (Western Siberia). Ed.: V.P. Alekseev. Yekaterinburg: USMU publ., 325 p. (In Russ.)

Alekseev V.P. (2007). Atlas of facies of Jurassic terrigenous deposits (coal-bearing strata of Northern Eurasia). Yekaterinburg: USMU publ., 209 p. (In Russ.)

Babina E.O., Kalmykov G.A., Stupakova A.V., Mordasova A.V., Korobova N.I., Khotylev O.V., Shardanova T.A., Khromova E.V., Gilaev R.M. (2022). Geometry analysis and oil reservoirs prediction in the Lower Cretaceous clinoforms of the northern Priobskoye field. *Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*, (4), pp. 111–130. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2022-4-111-130

Bagrintseva K.I. (1977). Carbonate rocks reservoirs of oil and gas. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)

Bagrintseva K.I., Dmitrievsky A.N., Bochko R.A. (2003). Atlas of carbonate reservoir rocks of the oil and gas fields of the East European and Siberian platforms. Ed. K. Bagrintseva. Moscow, 264 p. (In Russ.)

Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Belokhin V.S., Khamidullin R.A., Korost D.V. (2014). Siliceous reservoirs of the Bazhenov horizon of the Sredne-Nazymskoye field and the structure of their void space. *Bulletin of the Moscow University. Series 4: Geology*, (2), pp. 35–43. (In Russ.) https://doi.org/10.3103/S0145875214020033

Beznosov P.A., Snigirevsky S.M., Naugolnykh S.V., Lushkevich E.V. (2018). Upper Devonian complex of deposits of the deltaic plain on the Northern Timan. *Vestnik IG Komi SC UB RAS*, (1), pp. 25–44. (In Russ.)

Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Samitov V.I. (2016). Characterization of the textural features of the rocks of the Achimov strata of Western Siberia in connection with the model of its sedimentation. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, (8), pp. 4–10. (In Russ.)

Burlin Yu.K., Karnyushina E.E., Konyukhov A.I. (1991). Lithology of oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 286 p. (In Russ.)

Chernova O.S. (2002). Paleogeographical conditions for the formation of the Lower Jurassic deposits in the southeast of the West Siberian Plate. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University-Geo Assets Engineering*, 305(8), pp. 96–117. (In Russ.)

Dunham R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Classification of carbonate rocks. *AAPG Mem*, (1), pp. 108–121. https://doi.org/10.1306/M1357

Epov K.A., Zhemchugova V.A. (2017). Quantitative accounting of a priori geological and information in seismic inversion part 2: an example of practical application. *Seismic technologies,* (2), pp. 28–48. (In Russ.) https://doi.org/10.18303/1813-4254-2017-2-28-48

Ermolov V.A., Larichev L.N., Tishchenko T.V., Kutepoi Yu.I. (2009). Geology. Part VII: Mining geology of solid fossil fuels. Moscow: Gornaya kniga, Moscow State Mining University publ., 668 p. (In Russ.)

Folk R.L. (1959). Practical petrographic classification of limestones. *AAPG Bulletin*, (43), pp. 1–38. https://doi.org/10.1306/0BDA5C36-16BD-11D7-8645000102C1865D

Gao G., Zhang W., Xiang B., Liu G., Ren J. (2016). Geochemistry characteristics and hydrocarbon-generating potential of lacustrine source rock in Lucaogou Formation of the Jimusaer Sag, Junggar Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, pp. 168–182. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.03.023

Gavrilov, Y.O., Shchepetova, E.V., Rogov, M.A. et al. (2008) Sedimentology, geochemistry, and biota of Volgian carbonaceous sequences in the northern part of the central Russian Sea (Kostroma region). *Lithol Miner Resour,* 43, pp. 354–379. https://doi.org/10.1134/S002449020804007X

Gressly A. (1838). Observations Géologiques sur le Jura soleurois. Neue Denkschriften der Allgemeinen Schweizerischen Gesellschaft für die gesammten Naturwissenschaften, (II), 349 p.

Huuse M., Redfern J., Le Heron D.P., Dixon R.J., Moscariello A., Craig, J. (Eds.) (2012). Glaciogenic Reservoirs and Hydrocarbon Systems. Geological Society, London, Special Publications, 368, pp. 1–28, http://dx.doi.org/10.1144/SP368.19

Ilyasov V.S., Staroverov V.N. (2021). Upper Jurassic oil shales of the Volga basin: lithotypes, formation models, productivity. *Bulletin of the Voronezh State University. Series: Geology*, (1), pp. 26–35. (In Russ.) https://doi.org/10.17308/geology.2021.1/3335

Karnyushina E.E., Korobova N.I., Serpikova V.M. (2003). Aptian oil reservoirs of the Kamennoye field (Western Siberia). *Bulletin of the Moscow University. Ser. 4. Geology*, (3), pp. 8–15. (In Russ.)

Karnyushina E.E., Korobova N.I., Shevchuk N.S., Stupakova A.V., Sautkin R.S., Sivkova E.D. (2022). Cyclicity, conditions of sedimentation and the influence of post-sedimentary processes on the structure and formation of the reservoir in the Vendian Vanavara Formation based on the core material from the wells of the Novo-Yudokonskoye field. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 75–92. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.10

Klausen T.G., Müller R., Olaussen S., Rismyhr B., Sláma J., Helland-Hansen W. (2018). Depositional history of a condensed shallow marine reservoir succession: Stratigraphy and detrital zircon geochronology of the Jurassic Stø Formation, Barents Sea. *Journal of the Geological Society*, 175, pp. 130–145. http://dx.doi.org/10.1144/jgs2017-024

Komkov I.K., Mordasova A.V., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Bolshakova M.A., Pronina N.V. (2022). Conditions of sedimentation and distribution of organic matter in the Lower-Middle Jurassic complex of the South-Western part of the West Siberian oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 150–171. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.15

Kotik O.S. (2019). Organic matter of the Lower Permian coals of the northern Pre-Ural trough (Timan-Pechora basin). *Proc. All-Russian Youth Scientific Conference "Trofimuk readings–2019"*, Novosibirsk, pp. 112–114. (In Russ.)

Kuznetsov V.G. (2007). Lithology. Moscow: Nedra, 511 p. (In Russ.)

Logvinenko N.V. (1984). Petrography of sedimentary rocks (with the basics of research methods). Moscow: Vyssh. shkola, 416 p. (In Russ.)

Maslova E.E. (2022). Formation conditions and structural features of the Lower Devonian carbonate reservoirs in the northeast of the Timan-Pechora Basin. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2(362), pp. 5–13. (In Russ.) https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-2(362)-5-13

Monsees A.C. (2021). Diagenetic controls on fluid flow and mechanical properties in Rotliegend reservoir sandstones: PhD Theses. Karlsruher Institut für Technologie, 177 p. http://dx.doi.org/10.5445/KSP/1000133960

Nedolivko N.M. (2012). Genetic signs and conditions for the formation of deposits of the Usolskaya suite of the Nepa-Botuobinskaya anteclise. *Expositsiya neft gas*, (2), pp. 30–33. (In Russ.)

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple Kinetic Models of Petroleum Formation. Part I: Oil and Gas Generation from Kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291–319. https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E

Pavlova M.A., Shelukhina Yu.S., Snigirevsky S.M. (2018). Devonian coals of the Northern Timan. Actual problems of geology, geophysics and geoecology. *Proc. XXIX youth scientific. school-conf., dedicated. memory of Corresponding Member. USSR Academy of Sciences K.O. Kratz and acad. RAS F.P. Mitrofanov*. Petrozavodsk: Karel. nauch. tsentr RAN, pp. 194–198. (In Russ.)

Panchenko I.V., Nemova V.D. (2017). Contourites in the Bazhenov formation of the Western Siberia Basin: formation, distribution and practical significance. *Jurassic system of Russia: problems of stratigraphy and paleogeography: Seventh All-Russian meeting*. Ed. V.A. Zakharov, M.A. Rogov, E.V. Shchepetova. Moscow: GIN RAN, pp. 153–156. (In Russ.)

Protsko O. S. (2009). Composition of dispersed organic matter in Permian terrigenous deposits of the Kosyu-Rogovskaya depression. *Vestnik IG Komi SC UB RAS*, (3), pp. 6–8. (In Russ.)

Reading H.G., Collinson J.D., Allen F.A., Elliott T., Schreiber B.Sh., Johnson G.D., Baldwin K.T., Sellwood B.W., Jenkins H.K., Stowe D.A.W., Edwards M., Mitchell A.X.G. (1990). Sedimentary environments and facies. Ed. H. Reading. Moscow: Mir, 352 p. (In Russ.)

Sabanaev K. A., Magomedov Yu. M., Gadzhieva T. R., Shulgina T. A. (2008). Genetic features of unconventional natural oil and gas reservoirs in the Eastern Ciscaucasia. *Proc. Institute of Geology of the Dagestan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*, (52), pp. 274–281. (In Russ.)

Stafeev A.N., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Gilaev R.M., Shelkov

E.S., Knipper A.A. (2019). Bazhenov horizon of Siberia (Tithonian-Lower Berriasian): tectonic and hydrodynamic conditions of sedimentation. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 117–128. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.117-128 (In Russ.)

Stoupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Shardanova T.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Poludetkina E.N., Kozlova E.V., Mitronov D.V., Korkots F.V. (2015). Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 77–86. http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.7 (In Russ.)

Strakhov N.M. (1960) Fundamentals of the theory of lithogenesis. Types of lithogenesis and patterns of their distribution on the Earth's surface. Volume 1. Moscow: Academy of Sciences of the USSR, 212 p. (In Russ.)

Suslova A.A. (2014). Seismic stratigraphic analysis and oil and gas potential of the Jurassic deposits of the Barents Sea shelf. *Neftegazovaya geologiya. Theoriya i praktika*, 9(2), pp. 1–19. https://doi.org/10.17353/2070-5379/24_2014 (In Russ.)

Frolov V.T. (1995). Lithology. Book. 3. Moscow: Moscow State University publ., 352 p. (In Russ.)

Selley R.C. (1970). Ancient Sedimentary Environments. London: Chapman & Hall Ltd., 237 p.

Şenalp M., Tetiker S. (2020). Sedimentology and hydrocarbon potential of the Late Ordovician glacial deposits on the Arabian Platform and southeastern Turkey. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 29(3), pp. 455–500. https://doi.org/10.3906/yer-1907-11

Takahashi S., Yamakita S., Suzuki N., Kaiho K., Ehiro M. (2009). High organic carbon content and a decrease in radiolarians at the end of the Permian in a newly discovered continuous pelagic section: A coincidence? *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 271(1–2), pp. 1–12. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2008.08.016

Tuttle M.L.W., Charpentier R.R., Brownfield M.E. (1999). The Niger Delta Petroleum System: Niger Delta Province, Nigeria, Cameroon, and Equatorial Guinea, Africa: Open-File Report 99-50-H. U.S. Geological Survey, 65 p. https://doi.org/10.3133/ofr9950H

Yurchenko A.Yu., Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Khamidullin R.A., Korobova N.I., Blinova V.N. (2015). Structure and genesis of limestones on the border of the Abalak and Bazhenov formations in the central part of the West Siberian basin. *Bulletin of the Moscow University Ser.4. Geology*, (5), pp. 62–68. (In Russ.)

Yang H., Soboleva E.V. (2021). Geological and geochemical conditions for the formation of the oil composition in the deposits of the Permian and Jurassic oil and gas complexes in the Fukang depression (Junggar basin). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 110–119. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.10

Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Stupakova A.V., Gatovsky Yu.A., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Suslova A.A., Bolshakova M.A., Sannikova I. A., Kalmykov A.G. (2018). Comparison of sections of Domanik deposits of the Volga-Ural and Timan-Pechora basins in places of their natural outcrop. *Bulletin of the Moscow University. Series 4. Geology*. (6), pp. 57–73. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-6-57-73 (In Russ.)

Zhemchugova V.A. (2014). Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems. Moscow: Russian State University of Oil and Gas, 342 p. (In Russ.)

About the Authors

Antonina V. Stoupakova – DSc (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

Nataliya I. Korobova – Assistant of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ekaterina D. Sivkova – PhD (Geology and Mineralogy), Engineer, Petroleum Geology Department, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mikhail E. Voronin – Engineer, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mikhail Yu. Karpushin – Leading Specialist, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Dmitry D. Kozhanov – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria L. Makhnutina – Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nadezhda S. Shevchuk – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Irina Ya. Bogatyireva – Expert, Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

27, bld. 1, Lomonosovsky prospect, Moscow, 119192, Russian Federation

Vitalia V. Chupakhina – Leading Specialist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 22 May 2023;
Accepted 13 June 2023; Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.7

УДК 552.578.2

Палеогеографические предпосылки нефтегазоносности хадумского горизонта (нижний олигоцен) Предкавказья

А.Н. Стафеев[1], А.В. Ступакова[1], Е.А. Краснова[1,2], А.А. Суслова[1], Р.С. Сауткин[1], Я.А. Шитова[1], М.Л. Махнутина[1], М.Е. Воронин[1]*

[1]Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, России
[2]Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия

В статье рассмотрены палеогеографические условия осадконакопления хадумского горизонта Предкавказья и их влияние на распределение концентраций и типов органического вещества (ОВ), а также на качество коллекторов с целью выявления генерационного потенциала разнофациальных толщ и локализации участков с наибольшими концентрациями ОВ разных типов для раздельного прогноза нефтегазоносности. Показано, что большие перспективы Западного и Центрального Предкавказья, где для хадумского горизонта характерны террагенный и частично переходный типы ОВ, связаны с фациями Сарпинско-Армавирского канала стоковых течений из Волго-Донского бассейна, а также с конусами выноса обломочного материала на северном склоне бассейна. В Восточном Предкавказье же широкие перспективы для освоения имеют нетрадиционные глинистые коллекторы, содержащие преимущественно аквагенный тип ОВ и заключенные между мощными флюидоупорами, как перекрывающими, так и подстилающими черные сланцы хадумского горизонта.

Ключевые слова: палеогеография, гидрология, донные течения, биофильные элементы, органическое вещество, высокоуглеродистые сланцы, нетрадиционные коллектора, перспективы нефти и газа

Для цитирования: Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Шитова Я.А., Махнутина М.Л., Воронин М.Е. (2023). Палеогеографические предпосылки нефтегазоносности хадумского горизонта (нижний олигоцен) Предкавказья. *Георесурсы,* 25(2), с. 89–104. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.7

Введение

Хадумский горизонт Предкавказья содержит фации битуминозных карбонатно-кремнисто-глинистых пород – черных сланцев (ЧС), которые являются нефтематеринскими и содержат нефть в нетрадиционных коллекторах (Чепак и др., 1983). Изучение ЧС имеет особое практическое и научное значение, поскольку наблюдается истощение разведанных запасов легкоизвлекаемых углеводородов (УВ), а методика создания достоверных моделей палеогеографических условий формирования ЧС недостаточно разработана.

Накопление ЧС происходит в условиях высокой первичной биопродуктивности, высокой степени захоронения и фоссилизации органического вещества (ОВ) и низкой скорости минеральной седиментации (Юдович, Кетрис, 1988). Такие условия характерны для внутренних и краевых морей на этапе максимальной эвстатической трансгрессии, полного тектонического покоя и затухания эрозии на суше (Гурари, 1981). Опыт сравнительной характеристики разновозрастных высокоуглеродистых отложений Северной Евразии показывает, что все рассмотренные ЧС – маломощные высокоуглеродистые слои – подстилаются и латерально замещаются глауконитсодержащими отложениями и перекрываются клиноформными толщами (Стафеев и др., 2023). Черносланцевые бассейны находятся в цепочках водоемов, которые начинаются от океана, протягиваются в зоны более теплого климата и гидродинамически связаны однонаправленным межбассейновым холодным стоковым течением со стороны океана. Придонные течения вбирают в себя сток биофильных элементов[1] (БЭ) с геохимически активных ландшафтов (периодически заливаемых побережий морей, торфяников, кор выветривания, почв) и переносят питательные вещества в черносланцевые бассейны.

На примере баженовской свиты Западной Сибири была предложена модель накопления ЧС на мелководных холмистых плато, обрамленных относительно глубоководными, улавливающими терригенный материал, прогибами (Ступакова и др., 2016). Условия и обстановки осадконакопления ЧС нижнего олигоцена Предкавказья были похожими, но отличались особенностями рельефа дна, повышенной тектонической активностью и слабыми связями бассейна с океаном.

Дно Предкавказского бассейна в Терско-Сулакской зоне периодически испытывало быстрые погружения, что приводило к понижению уровня термоклина[2]. Одновременно этому способствовал ослабевающий или прекращающийся межбассейновый сток, который мог прерываться по причине периодически возникающих перемычек (поднятий) между проточными бассейнами. Ослабевание стока БЭ и низкий уровень термоклина даже в условиях сильных штормов приводили к более

* Ответственный автор: Александр Николаевич Стафеев
e-mail: anstafeev@rambler.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

[1] Биофильные элементы – химические элементы, постоянно входящие в состав живых организмов и выполняющие определенные биологические функции

[2] Термоклин, или слой температурного скачка, – слой воды, в котором градиент температуры резко отличается от градиентов выше- и нижележащих слоев.

слабому и более редкому выносу к поверхности БЭ, что обусловливается массовым развитием растительных и животных организмов (цветением планктона), и, соответственно, к меньшим масштабам «производства» и захоронения ОВ. В привносе питательных веществ и формировании ЧС хадумского горизонта значительную роль играл апвеллинг, т.е. подъем глубинных более холодных и богатых БЭ вод к поверхности. Апвеллинг вызывался схождением подводных оползней с начинающего расти Кавказского поднятия (Попов и др., 1993). Этот апвеллинг выносил БЭ придонных течений глубокой части моря к поверхности в направлении палеоподнятий. Примером системы таких палеоподнятий для Предкавказья является Журавско-Прикумская зона, где в хадумском горизонте сосредоточены самые высокие содержания аквагенного ОВ.

В основу настоящего исследования легла систематизация и анализ геолого-геофизической информации, статистическая обработка результатов, экспериментальные исследования кернового материала и образцов из естественных обнажений, структурно-фациальный анализ, литолого-петрофизическая характеристика отложений. В ходе исследования были изучены 27,25 м кернового материала из трех скважин (скв. № 1, 2 Кармалиновские и скв. № 26 Тахта-Кугультинская), 262 образца кернового материала из 70 скважин Восточного Предкавказья, 134 образца из 7 обнажений, а также собран и проанализирован фактический материал по результатам фондовых и отчетных материалов, литературных источников.

Палеогеографический обзор раннего олигоцена Предкавказья и смежных территорий

Для установления связей Предкавказского бассейна с прилегающими морскими водоемами в хадумское время, на основе обзора опубликованной литературы и общего палеогеографического анализа (Столяров, 1991, 1999; Попов и др., 1993; Краснова и др., 2021 и др.) были проведены реконструкции условий осадконакопления для смежных с Предкавказским раннеолигоценовых бассейнов (рис. 1).

В палеогеновый период под влиянием движений трех главных литосферных плит (Евразийской, Северо-Американской и Африканской) и трех океанов (Атлантического, Тетис и Северного Ледовитого) происходило развитие Норвежско-Гренландского и Северо-Западного Европейского бассейнов. В ходе их эволюции менялся характер водообмена океана Тетис с Северной Атлантикой и Северным Ледовитым океаном (Харин, Лукашина, 2010).

На рубеже эоцена и олигоцена эвстатическое падение уровня Мирового океана и поднятия в области Альпийской складчатости изучаемого региона привели к обособлению к северу от моря Тетис его бассейнов-реликтов – Западного и Восточного Паратетиса (Попов и др., 1993). В рюпельский век связь по проливу между Норвежско-Гренландским и Северо-Западным Европейским бассейнами стала сокращаться, но водообмен еще существовал, и на территории Северо-Восточной Польши, Южной Прибалтики, Беларуси и Северной Украины седиментация носила черты открытоморского типа. В рюпельских

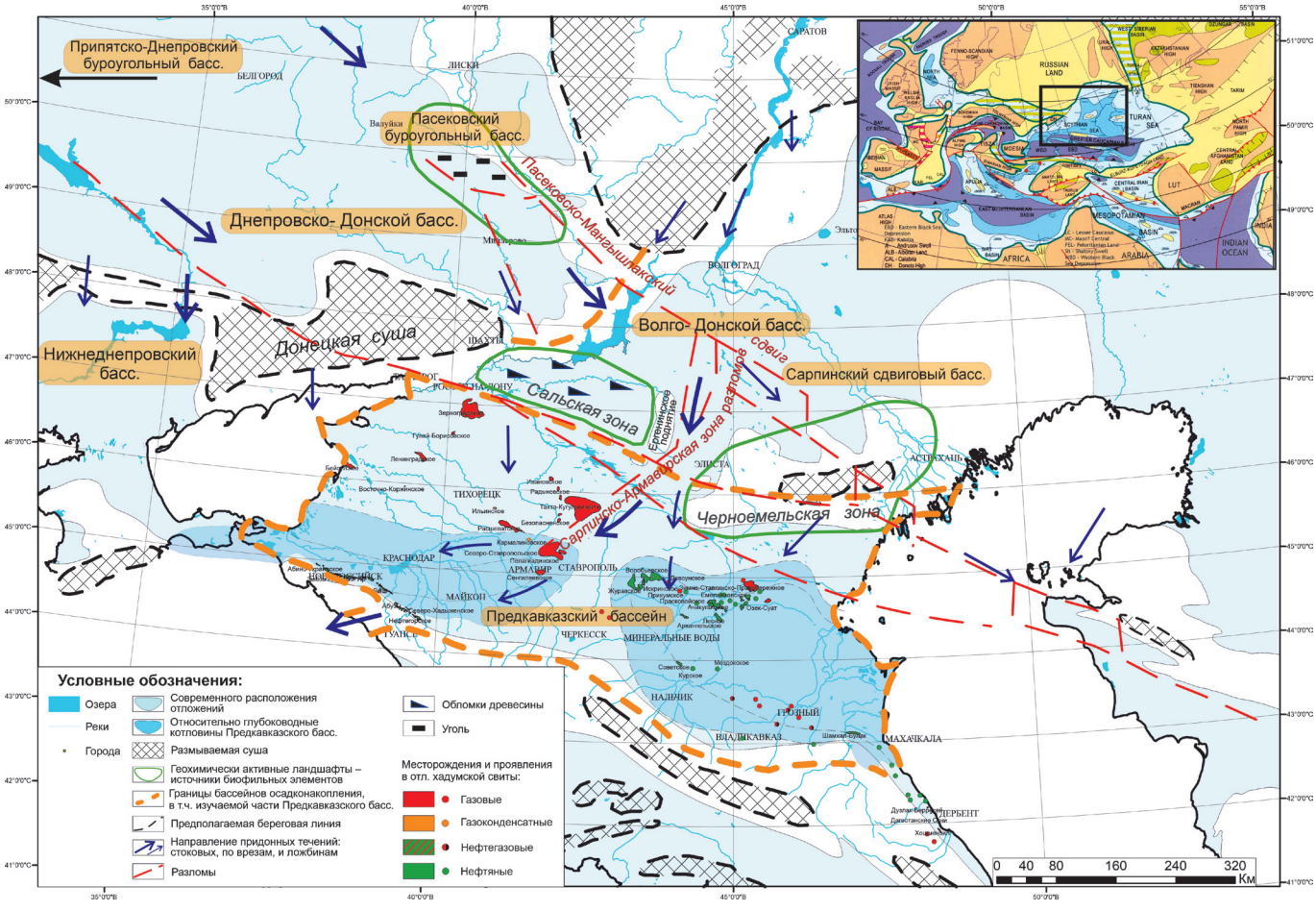


Рис. 1. Палеогеографическая схема раннего олигоцена Предкавказья и смежных территорий (по (Попов и др., 1993; Столяров, 1991, 1999; Столяров, Ивлева, 2004; Харин, Лукашина, 2010)). Положение района исследований показано на литолого-палеогеографической карте Паратетиса, ранний олигоцен (ранний рюпель, пшехско-цимлянская свита) (Popov et al., 2004)

терригенных осадках Калининградской области встречаются зубы акул, наннопланктон и редкие бореальные планктонные фораминиферы (Харин, Лукашина, 2010).

О перемещении водных масс вдоль пролива на юго-восток говорит разнос обломков янтаря из размываемых осадков Калининградской области, эти обломки находят в верхнеэоценовых и нижнеолигоценовых отложениях Беларуси и Украины (Харин, Лукашина, 2010). В этих отложениях много глауконита, встречаются горизонты желваковых фосфоритов, что может свидетельствовать о поступлении океанических водных масс и/или о размыве, обогащенных фосфатами континентальных кор выветривания (Сеньковский и др., 1989; Александрова и др., 2020).

На картину распределения фаций и типов ОВ хадумского горизонта Предкавказья оказывали влияние расположенные севернее Волго-Донской и Днепровско-Донской мелководные бассейны, разделенные между собой и с бассейном Предкавказья периодически осушаемыми(?) относительными поднятиями, расчлененными неглубокими врезами, по которым шел межбассейновый сток (рис. 1).

На отдельных участках Днепровско-Донского бассейна нижнеолигоценовые кварц-глауконитовые отложения замещаются буроугольной толщей, относящейся к пасековской свите. Буроугольная толща заполняет сеть эрозионных долин (окрестности г. Кантемировка). Накопление материала в Пасековском суббассейне (рис. 1), вероятно, происходило автохтонным путем в обводненном болоте за счет травянистых растений и в меньшей степени стволов хвойных деревьев (Наумова, 1939). Этот суббассейн можно рассматривать в качестве раннеолигоценового торфяного бассейна (геохимически активного ландшафта) – источника биофильных элементов и кремнезема, которые через проточный Волго-Донской бассейн поступали в Предкавказский бассейн. Геохимически активные ландшафты периодически могли возникать также на низких заболоченных островах и в лагунах Днепровско-Донского бассейна. Об этом свидетельствует наличие среди глауконитовых песчаных отложений линзовидных прослоев темноокрашенных, иногда гумусированных глин (Наумова, 1939).

Проточный Волго-Донской бассейн улавливал обломочный и частично глинистый материал. В его пределах, в междуречье Дона и Маныча располагалась застойная мелководно-шельфовая геохимически активная Сальская зона. С запада ее ограничивала Донецкая суша, с юга – цепочка островов, а с востока – Ергенинское поднятие. Здесь накапливались песчано-глинистые отложения с тонкими углистыми прослойками и древесными остатками (Попов и др., 1993). Сальская геохимически активная область формировалась за счет близко расположенной Донецкой суши и переноса растительного детрита (и водорослевой массы?) течениями со стороны Пасековского торфяного бассейна. Западнее города Элиста располагался Черноземельский периодически заливаемый морем лагунно-островной геохимически-активный район. Он представлял собой низкую островную сушу, мог поставлять глинистый материал, биофильные элементы и некоторое количество гумусового ОВ.

Одним из важных элементов рельефа дна Волго-Донского бассейна являлся Сарпинский сдвиговый бассейн. Северо-западный сегмент Пасековско-Мангышлакской сдвига контролировал главное русло придонного стока между Пасековским и Сарпинским бассейнами. Далее основной сток следовал в Предкавказье по Сарпинско-Армавирской зоне разломов СВ-ЮЗ простирания, разделяя две главные (западную и восточную) фациальные области Предкавказья.

Обзор палеогеографических условий образования смежных территорий, особенно систем проточных бассейнов, показывает, что межбассейновые течения несут минеральные вещества из океана, пополняются БЭ с геохимически активных ландшафтов, частично сбрасывают твердый материал в проточных бассейнах и выносят в черносланцевый бассейн определенный набор минеральных и органических компонентов, которые обеспечивают формирование высокоуглеродистых отложений.

Литолого-стратиграфическая характеристика хадумского горизонта Предкавказья

Хадумский горизонт в Предкавказье представлен темно-серыми и коричневыми алевритистыми глинами, содержащими прослои и линзы алевролитов и мергелей. На Кавказе горизонт (свита) разделяется на три подсвиты: 1) пшехская (цимлянская) – глины, иногда с прослоями и линзами алевролитов (10–150 м, редко более); 2) полбинская (остракодовый пласт) – светлые алевритистые мергели и известковистые глины (0,2–10 м); 3) подсвита Морозкиной балки (Ики-бурульская + виргулинелловые слои) – глины с прослоями и линзами алевролитов (20–90 м) (рис. 2).

Наиболее грубые фации хадумского горизонта развиты в Сарпинско-Армавирской фациальной зоне, в которой действовали активные придонные стоковые течения (рис. 1). В разрезе (мощность 175 м) скв. № 1 Кармалиновская можно выделить два главных литологических типа (рис. 3).

1. Алевролиты зеленовато-серые с коричневым оттенком крупно-мелкозернистые неравномерно сортированные кварц-полевошпатовые с округлыми зернами глауконита и пиритом с беспорядочной текстурой, биотурбированные, с глинистым поровым цементом, с единичными угловатыми межзерновыми порами диаметром 0,015–0,03 мм (рис. 4).

2. Глинисто-алевритовые породы буровато-серые линзовидно-слоистые с прослоями (2.0–4.5 мм) мелкозернистых алевролитов, биотурбированные, с глауконитом и пиритом (рис. 5). Обломки (50–55%) представлены угловатыми зернами кварца (75%) и полевого шпата (25%). Сортировка неравномерная. В алевролитах встречаются открытые межзерновые поры диаметром 0,015–0,05 мм. Выделяются скопления рассеянного органического вещества (РОВ).

Северо-восточнее Кармалиновской, на Пелагиадинской площади (скв. 17) также в зоне активного стока терригенного материала хадумский горизонт представлен толщей (90 м) зеленовато-серых алевролитов кварц-полевошпатовых слюдистых с глауконитом (6–8%) песчанистых неравномерно глинистых, с пелитоморфным сидеритом, с тонкими прослоями серовато-зеленых глин и пропластками сидеритовых глин. (Мельникова, Бабай, 1958). В основании разреза (25 м) алевролиты глинистые микро- и тонкослоистые, в кровле залегает пачка (5 м)

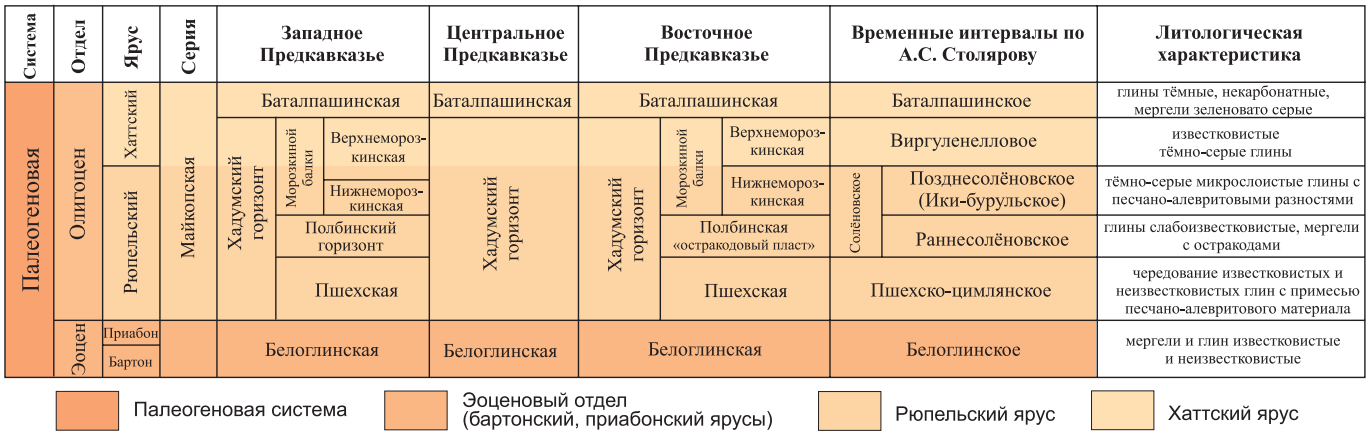


Рис. 2. Сводная стратиграфическая схема строения хадумского горизонта Предкавказья с литологической характеристикой отложений (по (Попов и др., 1993; Столяров 1991, 1999; Столяров, Ивлева, 2004))

темных, шоколадно-серых битуминозных глин, которая подстилается слоем (несколько см) глауконитовых песчанистых алевролитов. В средней части толщи (мощностью 60 м) снизу вверх по разрезу текстура пород переходит от горизонтально-слоистой к линзовидно-петельчатой, в единичных случаях наблюдаются косослоистая и оползневая текстуры.

Глины в нижней части разреза бейделлитово-гидрослюдистые, в средней и верхней частях гидрослюдисто-бейделлитовые, в примеси присутствует каолинит (Мельникова, Бабай, 1958). Микротекстура глин средней части разреза беспорядочно взмученная, в подошве и кровле оптически ориентированная. Глины в кровле содержат много тонкого растительного детрита и пирита.

Сарпинско-Армавирская фациальная зона не содержит линзы битуминозных глин. Кроме повышенного содержания обломочного материала, наличия косослоистых и оползневых текстур, характерным для этой зоны являются небольшие содержания сидерита, низкие содержания пирита, округлые зерна глауконита, форма которых свидетельствуют об их переотложении. Реже встречаются крупные зерна аутигенного глауконита, микростяжения пирита, иногда – фрамбоидальный пирит – показатель биогенной сульфат редукции. Судя по текстурам и минеральному составу, породы накапливались в относительно мелководных обстановках под влиянием довольно активных блуждающих течений, в случае затухания которых возникали застойные условия, вплоть до анаэробных.

Глинистые углеродистые породы были изучены в разрезах р. Белой, на Журавском месторождении и в районе Чиркейской ГЭС в Дагестане.

Отложения хадумского горизонта в долине р. Белой сложены двумя типами известковистых глин: либо со слоистой, либо с пятнистой текстурой – за счет неравномерного распределения оксидов железа. Текстура слоистых темно-серых глин обусловлена переслаиванием глинистого (70%) и битумного вещества. Известковая примесь составляет 5–10%, сидерит и пирит – 15%. Алевритовая примесь (5%) выполнена окатанными зернами кварца (рис. 6).

В глинах выявлено присутствие смектита, гидрослюды, смешанослойных образований, каолинита и хлорита (Ступакова и др., 2022). Преобладают гидрослюда, смектит и каолинит. Общая мощность хадумского горизонта в разрезе р. Белой – 150 м (рис. 3).

Различия в скоростях седиментации, как было описано в (Столяров 1993, 1999), и наличие в парагенезах аутигенных вторичных соединений железа (оксиды, сидерит, пирит) показывают на изменчивость режимов седиментации от окислительных обстановок через слабоокислительные до бескислородных и слабовосстановительных. Количество O_2 менялось от более 2 мл/л до 0, аналогично разрезам с периодическим изменением окислительно-восстановительных условий (Tyson, Pearson, 1991). В разрез наблюдается существенные колебания в аэрировании донного осадка, но в целом вверх по разрезу наблюдается тенденция к развитию условий стагнации придонных вод.

Отложения хадумского горизонта Журавско-Воробьевской площади представлены глинисто-известковыми породами с прослоями алевролитовых пачек, с прослоями мергеля в средней и кровельной частях (рис. 3). Мощности свиты колеблются от 30 до 100 м. Обособляются два основных литологических типа пород. Это темно-серые с коричневатым оттенком известковистые тонкочешуйчатые глины, отличающиеся наличием пятнистой или слоистой текстур (рис. 7).

В породах преобладает глинистое вещество (60–70%), Известковистая примесь составляет не более 5–15%. Терригенная примесь представлена среднеокатанными и неокатанными алевритовыми зернами кварца (5%). Вторичные соединения представлены оксидами железа (5–10%), зернами сидерита алевритовой размерности (5–7%), глобулярным пиритом (10–15%). Глобулярную и фрамбоидальную формы пирита связывают с особенностью окислительно-восстановительных условий осадконакопления и деятельностью сульфатредуцирующих бактерий (Скрипченко, 1980; Suits, Wilkin, 1998; Wignail, Newton, 1998; Shen et al., 2007). Встречаются единичные зерна глауконита, вероятно, переотложенного.

В шлифах выявлена микрослоистость (0,035–0,05 мм), она характерна не для всего разреза, есть интервалы с неупорядоченной текстурой взмучивания осадка.

Хадумский горизонт на правом берегу Чиркейского водохранилища (Республика Дагестан) сложен темно-серыми тонкослоистыми глинисто-известковыми породами с прослоями мергелей, с конкрециями сидерита и гипса в верхней части разреза, с редкими прослоями песчаников в основании и прослоями мергелей в центральной и кровельной частях, мощность разреза около 100 м (рис. 3).

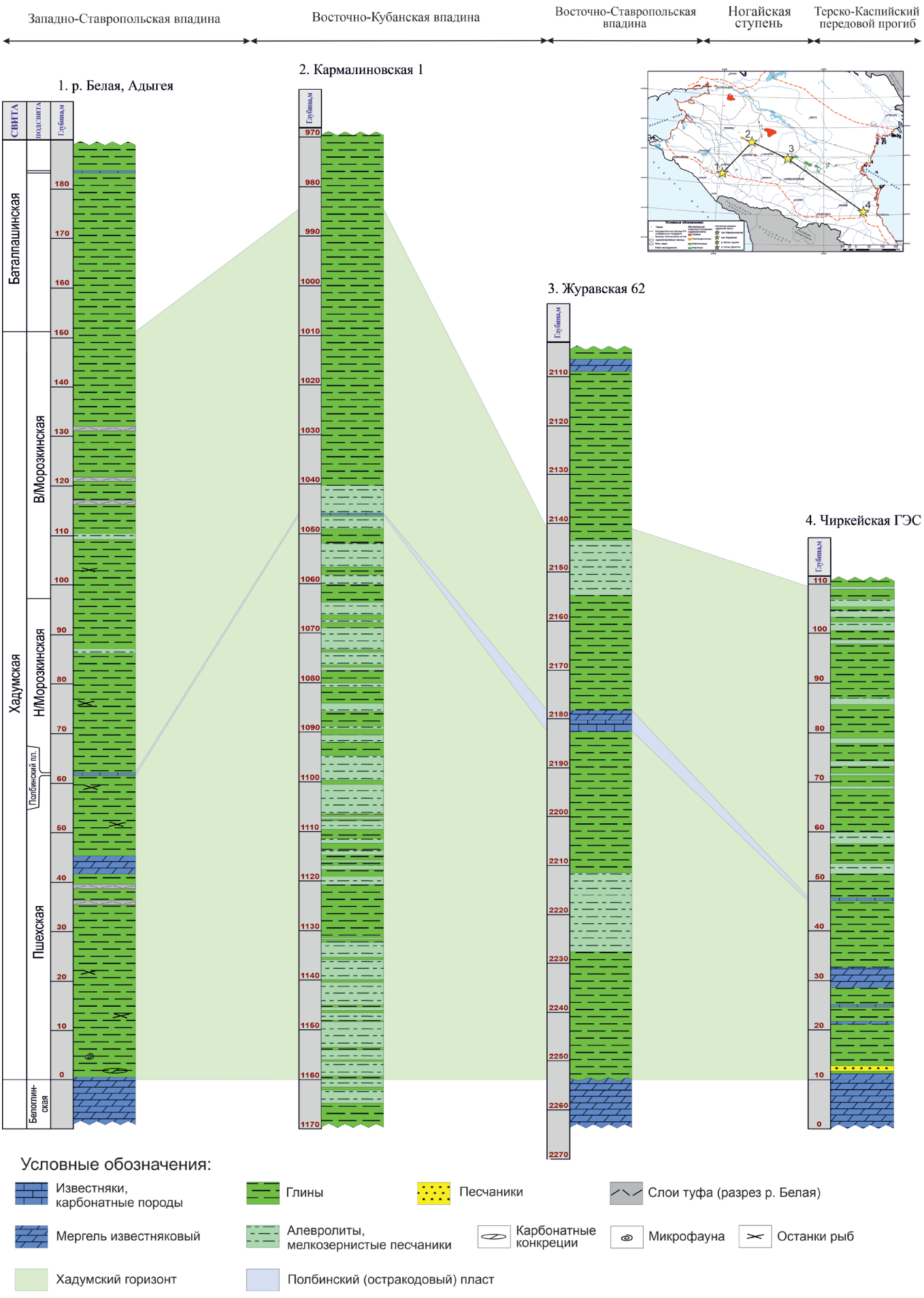


Рис. 3. Схема сопоставления разрезов хадумского горизонта Предкавказья (по (Попов и др., 2019; Гаврилов и др., 2017; Краснова и др., 2021)). На врезке показан корреляционный профиль представленных скважин, звездочками обозначены скважины

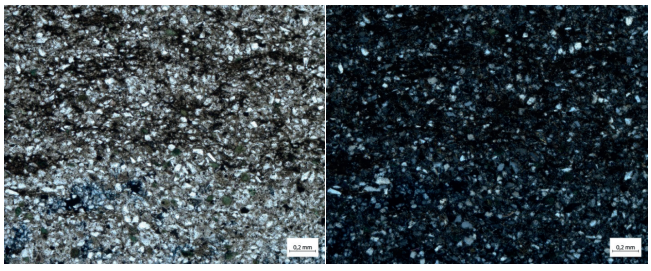


Рис. 4. Микрофотография образца № 14 с глубины 1045,88 м (слева – без анализатора, справа – с анализатором). Алевролит крупно-мелкозернистый (скв. № 1 Кармалиновская) (Сарпинско-Армавирская зона стоковых донных течений)

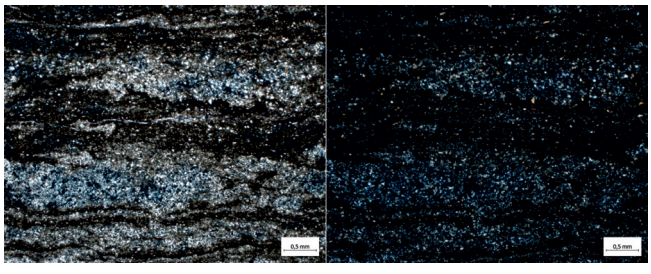


Рис. 5. Микрофотография образца № 9 с глубины 1057,55 м (слева – без анализатора, справа – с анализатором). Глинисто-алевритовая линзовидно-слоистая порода (скв. № 1 Кармалиновская) (Сарпинско-Армавирская зона стоковых донных течений)

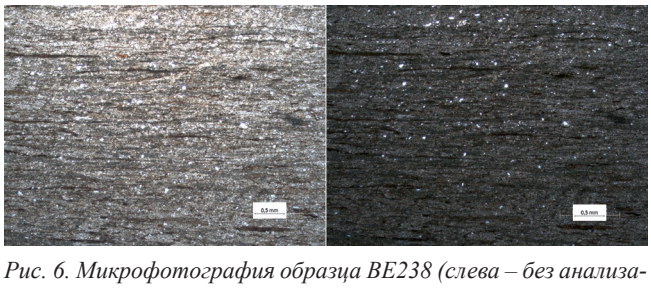


Рис. 6. Микрофотография образца BE238 (слева – без анализатора, справа – с анализатором). Глина известковистая углеродистая тонкослоистая (разрез р. Белой)

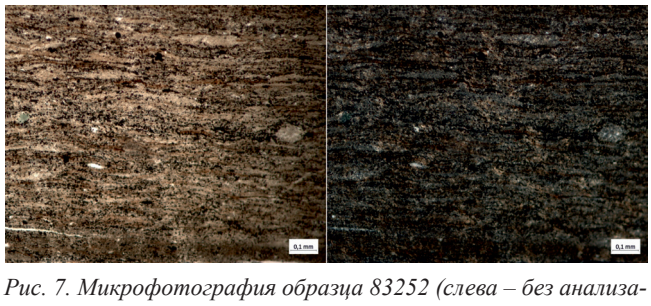


Рис. 7. Микрофотография образца 83252 (слева – без анализатора, справа – с анализатором). Глина известковистая углеродистая линзовидно- и микрослоистая (Журавская площадь)

Среди пород распространены два основных литологических типа – обломочные (алевролиты, редко песчаники) и в разной степени известковистые глинистые разности, различающиеся по количеству алевритовой примести и текстуре: слоистые и пятнистые.

В составе глинистого вещества выявлено присутствие смектита, гидрослюды, смешанослойных слюда-смектит, каолинита и хлорита (Ступакова и др., 2022). Выделяются две ассоциации глинистых минералов: 1) с заметным содержанием смектитовой составляющей в нижней части разреза, 2) с преобладанием гидрослюды в верхней.

По соотношению геохимических редокс-индексов в работе (Ступакова и др., 2022) установлены обстановки ухудшения газового режима придонных вод. Редокс-индексы U/Th (до 2,21) и V/Cr (до 2,41) свидетельствуют об уменьшении в водах концентрации кислорода и наличии окислительно-восстановительного геохимического барьера, редокс-индекс Ni/Co (до 11,67) отражает присутствие сероводорода (Маслов, 2005; Старцев, 2017). В работах (Столяров 1991, 1999; Попов и др., 1993) описан активный гидродинамический режим, видимо, стагнация вод в раннехадумское время была более многостадийной, чем в позднехадумское. Предполагаемое поведение аэрации наддонных вод может говорить о колебаниях уровня термоклина вследствие усиления/уменьшения придонного стока или тектонических процессов.

Осадочный материал поступал в Предкавказье с обширных водосборных пространств, прилегающих к побережьям цепочки бассейнов от Норвежско-Гренландского до Восточного Паратетиса. Песчаный материал осаждался в проточных бассейнах, формируя кварц-глауконитовые толщи, а преимущественно глинистый – сносился в Предкавказский бассейн.

Восточно-Европейская платформа, вероятно, была главным источником сноса. Местные источники, включая Украинский щит и Астраханское палеоподнятие, играли второстепенную роль.

Палеогеографические условия

Комплексная обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин (ГИС), сейсмических профилей 2D, литологического изучения образцов горных пород; опубликованных данных, в первую очередь – детальных (на уровне свит и подсвит) литолого-фациальных карт (Столяров и др., 1999, 2001), позволили уточнить структурно-фациальную схему, а в некоторых аспектах дать новую интерпретацию палеогеографических условий осадконакопления хадумского горизонта Предкавказья (рис. 8).

Черные сланцы хадумского горизонта залегают на относительно маломощной содержащей глауконит толще, которая, как и сами сланцы, накапливалась в относительно спокойной тектонической обстановке одновременно с формированием кор выветривания на суше. Перекрыты ЧС мощным клиноформным комплексом (рис. 9), который свидетельствует о быстром тектоническом погружении Предкавказского бассейна и начале нового тектонического цикла.

В Предкавказском сегменте Восточного Паратетиса обособлены собственно Предкавказский относительно глубоководный и Волго-Донской мелководный бассейны, разделенные цепочкой относительных и островных(?) поднятий. В Волго-Донском бассейне в улавливающих западинах мелководного шельфа и в сдвиговых бассейнах локализуются конусы выноса песчано-алевритового материала**.** Осаждение более тонкого глинисто-алевритового материала, переносимого межбассейновым стоком со стороны Волго-Донского бассейна, происходило в конусах выноса на северном пологом склоне Предкавказского бассейна (рис. 8).

Фациальный рисунок Предкавказского бассейна позволяет разделить его приблизительно по линии

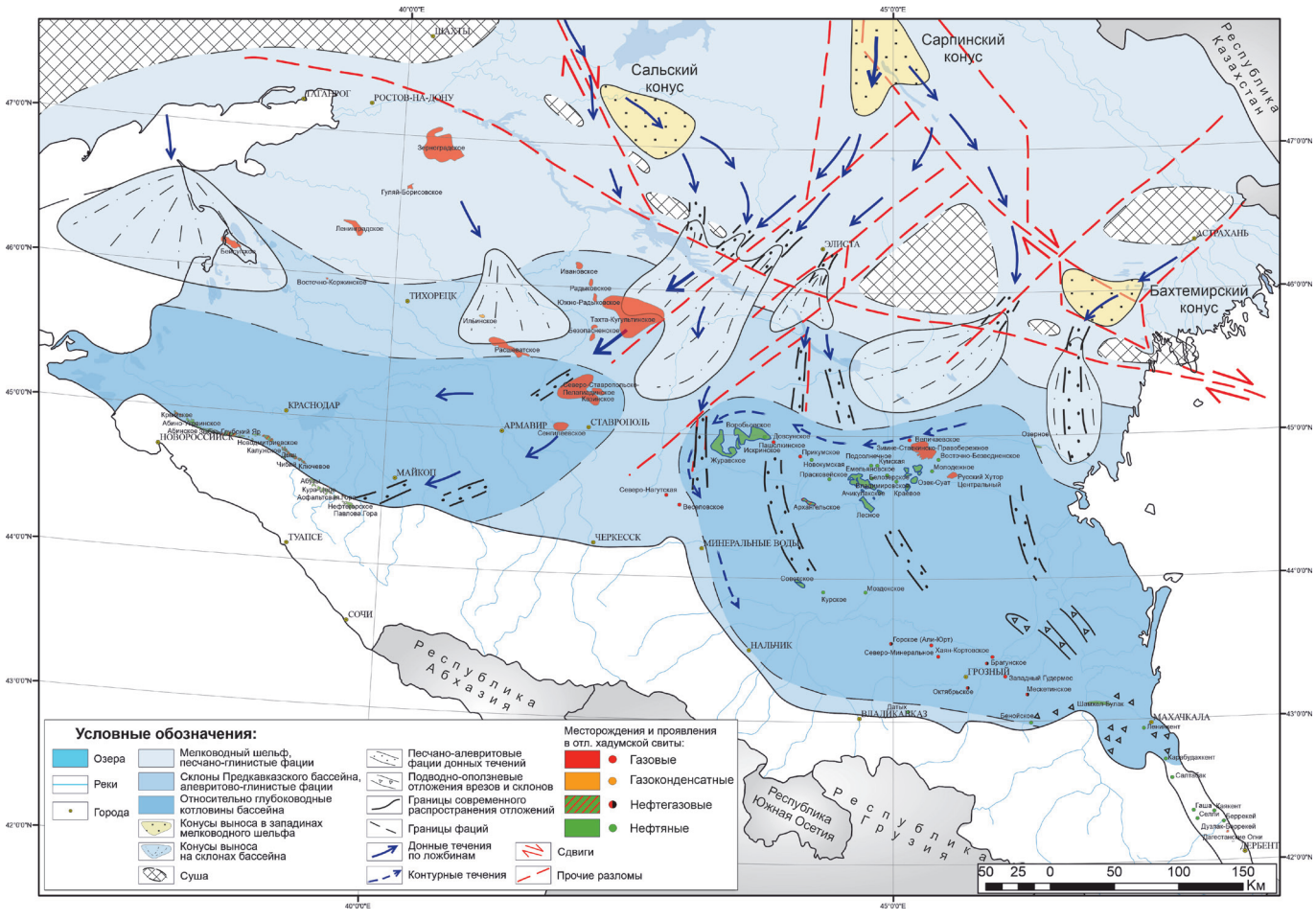


Рис. 8. Структурно-фациальная схема раннего олигоцена Предкавказья (по (Попов и др., 1993; Столяров, 1991, 1999; Столяров, Ивлева, 2004; Яндарбиев и др., 2017))

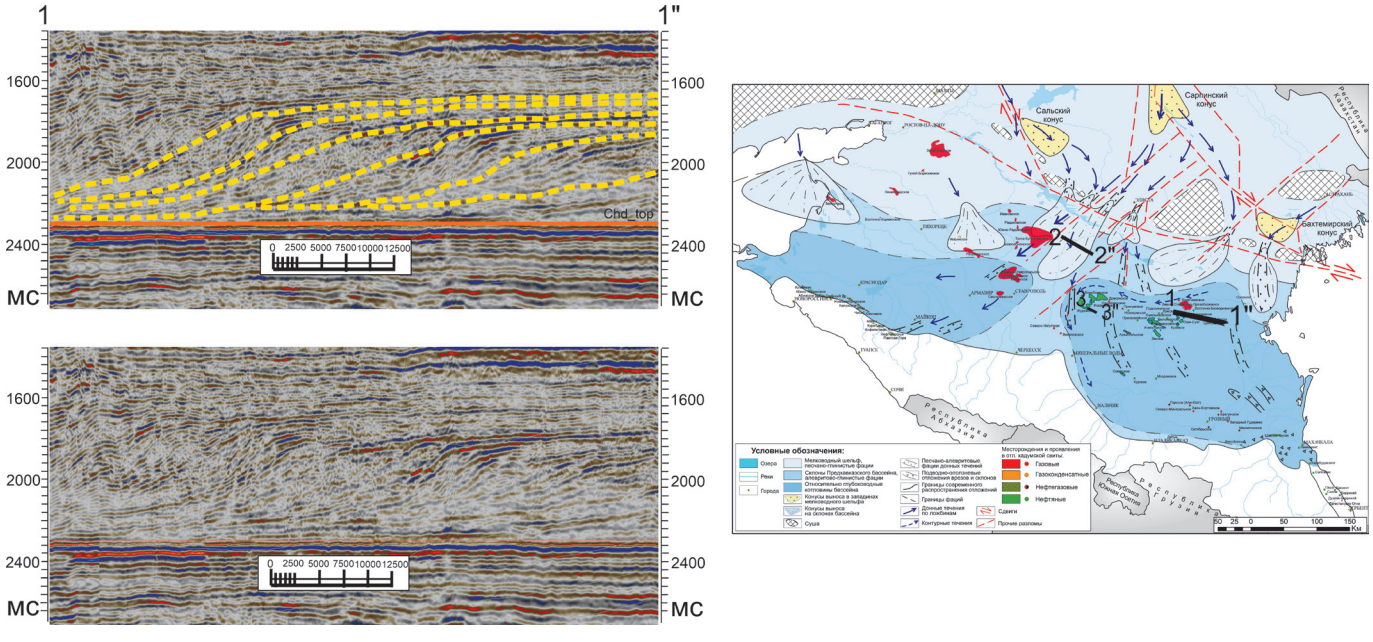


Рис. 9. Фрагмент сейсмического профиля с клиноформами верхнего олигоцена Восточного Предкавказья.

Элиста – Черкесск на Западно- и Восточно-Предкавказскую относительно глубоководные котловины. От Западно-Предкавказской котловины на северо-восток прослеживается Сарпинско-Армавирская переходная фациальная зона шириной до 100 км, которая заложилась на рубеже эоцена и олигоцена вдоль разломов северо-восточной ориентировки (Столяров, 1991). В этой зоне Предкавказья, по мнению авторов (Столяров, 1991, 1999; Попов 1993), наблюдается развитие относительно грубых песчано-алевритовых неравномерно глинистых, иногда с косослоистыми и оползневыми текстурами фаций хадумского горизонта, которые формировались под воздействием сосредоточенных во врезах и блуждающих по ложбинам донных течений. На сейсмическом 2D профиле в ложбине

дна фиксируются повышенные мощности нижнего олигоцена и смещение осадконакопления с востока на запад (рис. 10).

Сарпинско-Армавирская зона с транзитным стоком осадочного материала разделяет Предкавказский бассейн на две фациальные области: а) Западное Предкавказье с повышенными песчанистостью и мощностями хадумского горизонта до 150 м и более), б) Восточное Предкавказье с низкими мощностями (30–60 м, редко до 150 м) и несколько повышенной карбонатностью. В район Восточного Предкавказья существенные объемы песчано-алевритового материала поступали только по рассредоточенным по площади узким каналам, один из которых отчетливо распознается по большим вариациям мощностей в скважинах и характерной сейсмической записи на профилях ОГТ (рис. 11) В породах хадумского горизонта наблюдается некоторое повышение кремнистой компоненты в переходной фациальной зоне и западной части Восточного Предкавказья. Это связано с поступлением кремнезема из Пасековского торфяного бассейна по главному питающему каналу – Сарпинско-Армавирскому.

Постоянный межбассейновый сток, вероятно, инициировал на уровне термоклина контурные течения, которые могли участвовать в транспортировке биофильных элементов и тонкого материала, что подтверждается некоторым увеличением мощностей вдоль уровня термоклина. Оптимальные глубины уровня термоклина (и аноксии) не должны были превышать определенных величин, предположительно 50–70 м, чтобы редкие сильные штормы имели возможность извлекать биофильные элементы и доставлять их к поверхности вод бассейна, чтобы обеспечить «цветение» фитопланктона.

Следует отметить, что уровень термоклина в Предкавказском бассейне не отличался стабильностью и имел довольно значительные колебания на протяжении рюпельского века. Об этом свидетельствуют частые и довольно существенные, отмеченные выше вариации газового режима придонных вод (от нормально окислительного до бескислородного или с устойчивым присутствием H_2S), отмеченные в разрезах и северного и южного склонов бассейна. Это было связано как с неравномерным (импульсным) погружением дна бассейна, так и с пульсационным придонным стоком. Последний часто ослабевал или прекращался. Кроме того, в силу относительно низкой плотности он практически вырождался на уровне термоклина и мог давать лишь узкие ветви слабых контурных течений. Поэтому повышенные концентрации БЭ, вероятно, были характерны преимущественно для кромки «жидкого дна» на уровне термоклина.

Относительно благоприятная обстановка повышенной первичной биопродуктивности для всей акватории

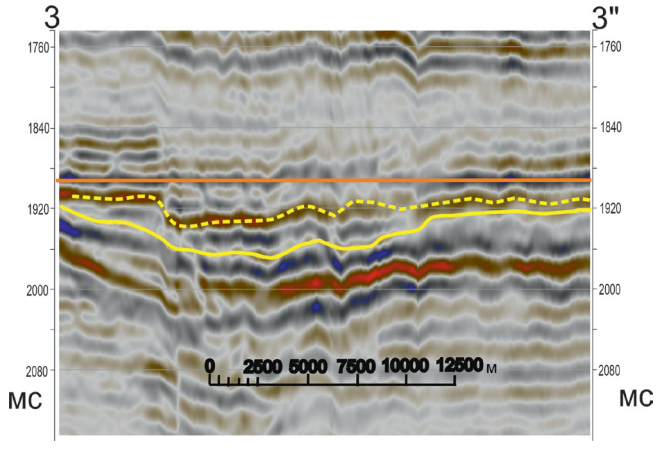


Рис. 11. Фрагмент сейсмического профиля, иллюстрирующий аномальные мощности хадума в канале донного течения (Журавская площадь) (положение разреза см. на рис. 9)

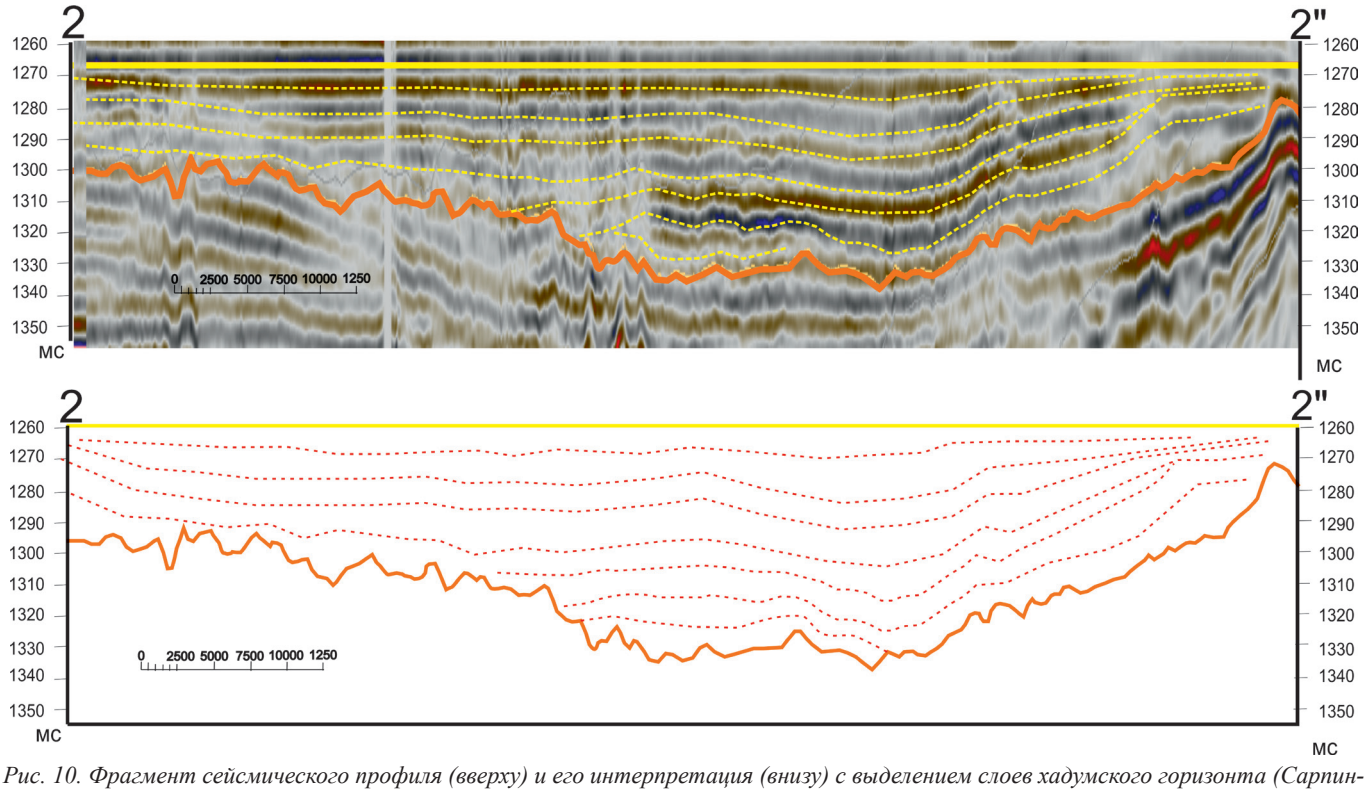


Рис. 10. Фрагмент сейсмического профиля (вверху) и его интерпретация (внизу) с выделением слоев хадумского горизонта (Сарпинско-Армавирская зона стоковых течений) (положение разреза см. на рис. 9)

Предкавказского ЧС-бассейна могла сохраняться до конца рюпельского века. На рубеже рюпельского и хаттского веков начинает активно расти подводное поднятие Кавказа, Терско-Каспийский прогиб испытывает погружение, с его склонов сходят олистостромы (Шарафутдинов, 2001). Связи Днепровско-Донского и Предкавказского бассейнов были нарушены поднятиями на территории Волго-Донского бассейна, и последний испытал регрессию за счет поднятий Украинского кристаллического массива и кряжа Карпинского (Шарафутдинов, 2001). Сарпинско-Армавирское течение прекратилось, в его зоне (район Пелагиадинской площади) начали накапливаться ЧС (5-метровая пачка битуминозных глин в кровле хадума). Стоковые течения были переориентированы в Восточное Предкавказье, о чем свидетельствует появление пачек алевролитов в кровле хадума Журавской и ряда других площадей. Прорывы стока со стороны транзитного Сарпинско-Армавирского донного течения происходили и в начале хадумского времени, на что указывает появление алевритовых пачек и в нижней части хадумского горизонта Журавской площади (рис. 3).

В хаттский век за счет быстрого погружения дна Терско-Каспийского прогиба уровень термоклина в Предкавказском бассейне резко понизился. Начиная с этого времени повышенная первичная биопродуктивность могла возникать не на всей акватории, а только над относительными поднятиями северного склона Предкавказского бассейна – в Воробъевско-Прикумской зоне за счет цунамигенного подъема придонных вод, который инициировался подводными оползнями с крутого южного склона бассейна (Шарафутдинов, 2001). В более слабой форме этот своеобразный апвеллинг проявлялся и на кромке Ногайской ступени над невысокими относительными поднятиями Советско-Курской зоны, для которой также характерно аквагенное ОВ (Попов и др., 1993). Со стороны Западного Кавказа вызванный подводными оползнями нагон мог идти по ложбине Сарпинско-Армавирской зоны, только уже в обратном первоначальному стоку направлении – к южному склону Ставропольского относительного поднятия – в район Северо-Ставропольской и Пелагиадинской площадей.

Иными словами, непосредственные причины, оказавшие значительное влияние на относительно низкий (в сравнении с доманиковым и баженовским горизонтами) УВ-потенциал хадумского горизонта Предкавказья, заключаются в более слабом, часто прерывающемся межбассейновом стоке БЭ, пониженном уровне термоклина и более значительном твердом стоке, которые резко понижали первичную биопродуктивность и концентрацию ОВ в ЧС. Главные же причины заключаются в относительно активном тектоническом режиме и очень большой удаленности хадумского бассейна от Океана.

Нефтегазоносность хадумского горизонта

Немногочисленные данные по типам ОВ пород хадумского горизонта, значительные и быстрые вариации его состава в разрезе и на площади (иногда в соседних скважинах) не позволяют на основе интерпретации только этих материалов создать кондиционную карту распределения типов ОВ в породах хадумского горизонта для всего Предкавказья. Однако даже отрывочные сведения по типам ОВ в породах хадумского горизонта (террагенное, аквагенное или смешанное) хорошо коррелируются с особенностями распределения литофаций. Совместный учет этих данных позволит провести более точную детализацию как фациального рисунка, так и распределения по площади ОВ различного типа в породах хадумского горизонта, а в конечном итоге дать оценку генерационного потенциала хадумского горизонта.

Снизу вверх по разрезу хадумского горизонта установлена тенденция увеличения в составе ОВ террагенной компоненты. Одной из возможных причин может быть усиление во времени стока из Волго-Донского бассейна, что отражается в увеличении размера обломков вверх по разрезу. Это наиболее характерно для области развития переходных фаций Центрального Предкавказья – в зоне транзитного стока в глинисто-алевритовых разрезах Пелагиадинской площади от подошвы к кровле растет песчанистость, появляются линзы алевролитов и песчаников, увеличивается содержание углефицированного растительного детрита (Мельникова, Бабай, 1958). Начиная с хаттского века сток еще более активизировался, но уже с Украинского массива и главным образом со стороны Северного Прикаспия, возможно, с Южного Урала(?) (Столяров 1991, 1999).

По результатам пиролиза в скважинах Северо-Ставропольского месторождения в верхней части хадумского горизонта наблюдаются интервалы, характеризующиеся УВ-насыщением (значение параметров S1 > 20 мг УВ/г породы, OSI > 100, T_{max} < 300 °C), а к нижней части разреза приурочены образцы, относящиеся к потенциальным нефтегазоматеринским породам, причем отмечается как ОВ II (аквагенного) типа, так и ОВ III типа с большим влиянием гумусовой компоненты (террагенное) (рис. 12).

Эта закономерность вертикальной смены типов ОВ прослеживается и при движении на восток, по данным пиролиза наиболее ярко она проявляется в пределах Восточно-Ставропольской впадины, далее к востоку (Озек-Суатская площадь) и юго-востоку (Курская, Моздокская площади) она становится менее явной. При этом стоит отметить, что коррелятивная связь наблюдается и в латеральном распределении фаций и типов ОВ Восточного Предкавказья. Так, в районе Журавской и Советской площадей, в скважинах которых установлено ОВ с большой долей террагенной компоненты (рис. 13), по результатам бурения и интерпретации геофизических профилей прослеживаются субмеридионально вытянутые песчано-алевритовые тела русловых фаций донных течений. Они могли формироваться сгонными течениями из Волго-Донского бассейна после цунамигенного нагона со стороны Предкавказского бассейна. В отличие от стоковых, эти течения были более высоко плотностными, формировали врезы, несли более грубый материал, они проникали ниже термоклина.

Иными словами, террагенная компонента ОВ поступала в Восточное и Центральное Предкавказье из Волго-Донского и Днепровско-Донского бассейнов по каналам придонных течений. Происхождение этого ОВ, вероятно, было связано с размывом торфяников и переносом уже частично разложившегося ОВ высших растений. В Сарпинско-Армавирской зоне главного транзита материала усиливающийся сток приносил террагенную

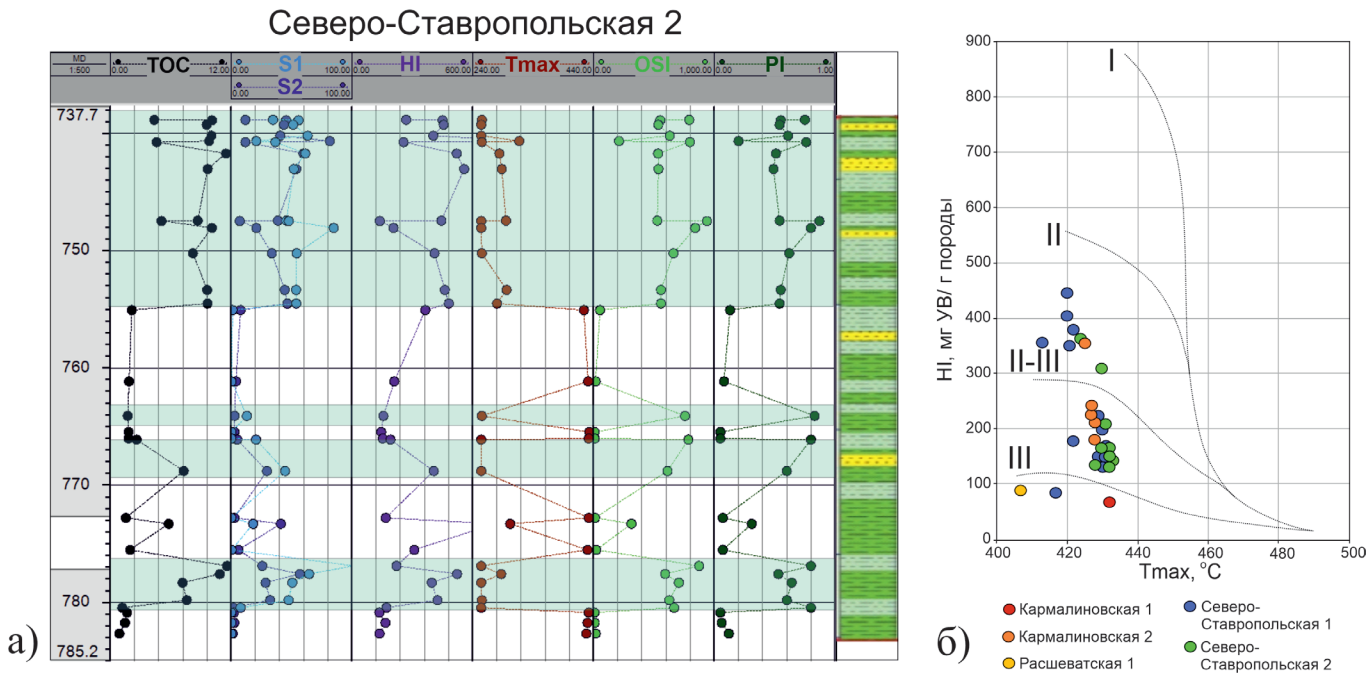


Рис. 12. а) Пиролитический планшет по скважине Северо-Ставропольская 2 для интервала хадума, зеленым подсвечены УВ-насыщенные интервалы; б) модифицированная диаграмма Ван Кревелена для скважин Центрального Предкавказья

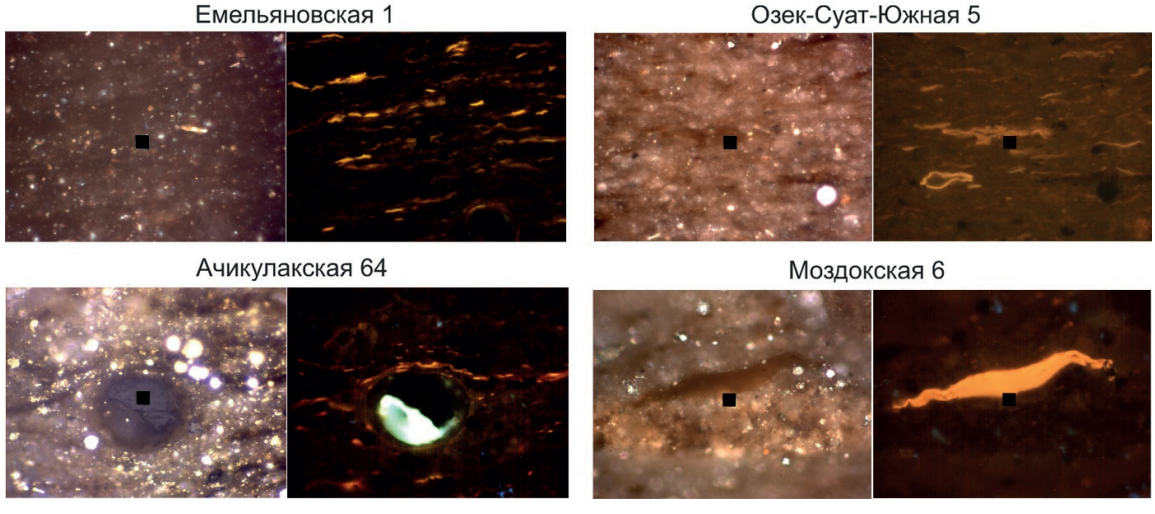


Рис. 13. Пиролитическая характеристика типа ОВ пород хадумского горизонта на модифицированной диаграмме Ван Кревелена

компоненту, ослабевающий – биофильные элементы, которые обеспечивали планктон и осаждение аквагенного ОВ. Именно в этой зоне (Северо-Ставропольская площадь) в основании разреза установлено контрастное чередование террагенного и аквагенного типов ОВ при отсутствии ОВ переходного типа.

Воробьевско-Прикумская субширотная зона распространения преимущественно морского ОВ (рис. 13) совпадает с предполагаемой зоной цунамигенного апвеллинга и высокой первичной биопродуктивности над одноименной зоной относительных палеоподнятий Предкавказского бассейна. Наличие сапропелевого ОВ подтверждается присутствием только липтинитовых мацералов (преимущественно битуминита) в образцах из скважин Прикумской системы поднятий (Емельяновская 1, Ачикулакская 64, Озек-Суат-Южная 5) (рис. 14). В Восточно-Ставропольской впадине эта зона разобщена меридиональной полосой развития фаций донных течений. Здесь (восточная часть Воробьевской площади, Довсунская площадь) наблюдается сильное влияние гумусовой компоненты террагенного ОВ (рис. 13, 15).

Аналогично сапропелевое ОВ по характеристикам мацерального состава отмечено на северном борту Терско-Каспийского прогиба (скв. Моздокская 6).

Единичные замеры показателя отражения витринита на Журавской площади составляют 0,66% (Ro), на Воробьевской – 0,58%. В образце из Емельяновской площади витринит не встречен, но частицы битуминита зачастую окрашены в коричневый цвет, что является признаком начавшейся трансформации. Показатель отражения битуминита BR_r составляет 0,25% (в пересчете на эквивалентный показатель отражения витринита VR_{eq} – 0,57%), что согласуется со зрелостью по пиролизу (T_{max}) (рис. 13), наибольшие температуры выхода максимума УВ отмечаются также в районе Журавской, Воробьевской, Искринской и Довсунской площадей (T_{max} до 440–445 °C) и соответствуют середине главной зоне нефтеобразования (ГЗН) (Вассоевич, 1976).

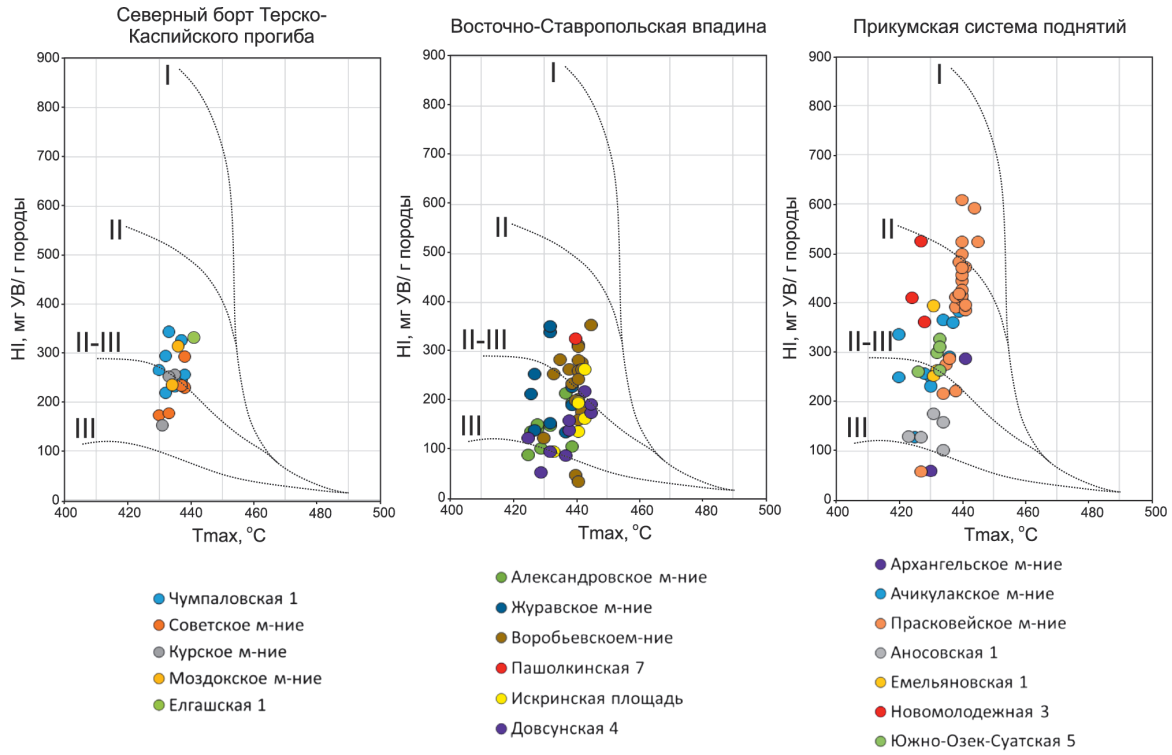


Рис. 14. Микрофотографии образцов пород хадумского горизонта. Битуминиты в ассоциации с битумами в дневном (слева) и ультрафиолетовом(справа) свете. Битуминит – в виде мелких комочков, часто уже коричневого цвета, что является признаком начавшейся трансформации, или в виде крупных фрагментов. Битумные пленки, люминесцирующие в УФ-свете, окрашивают породу в коричневый цвет

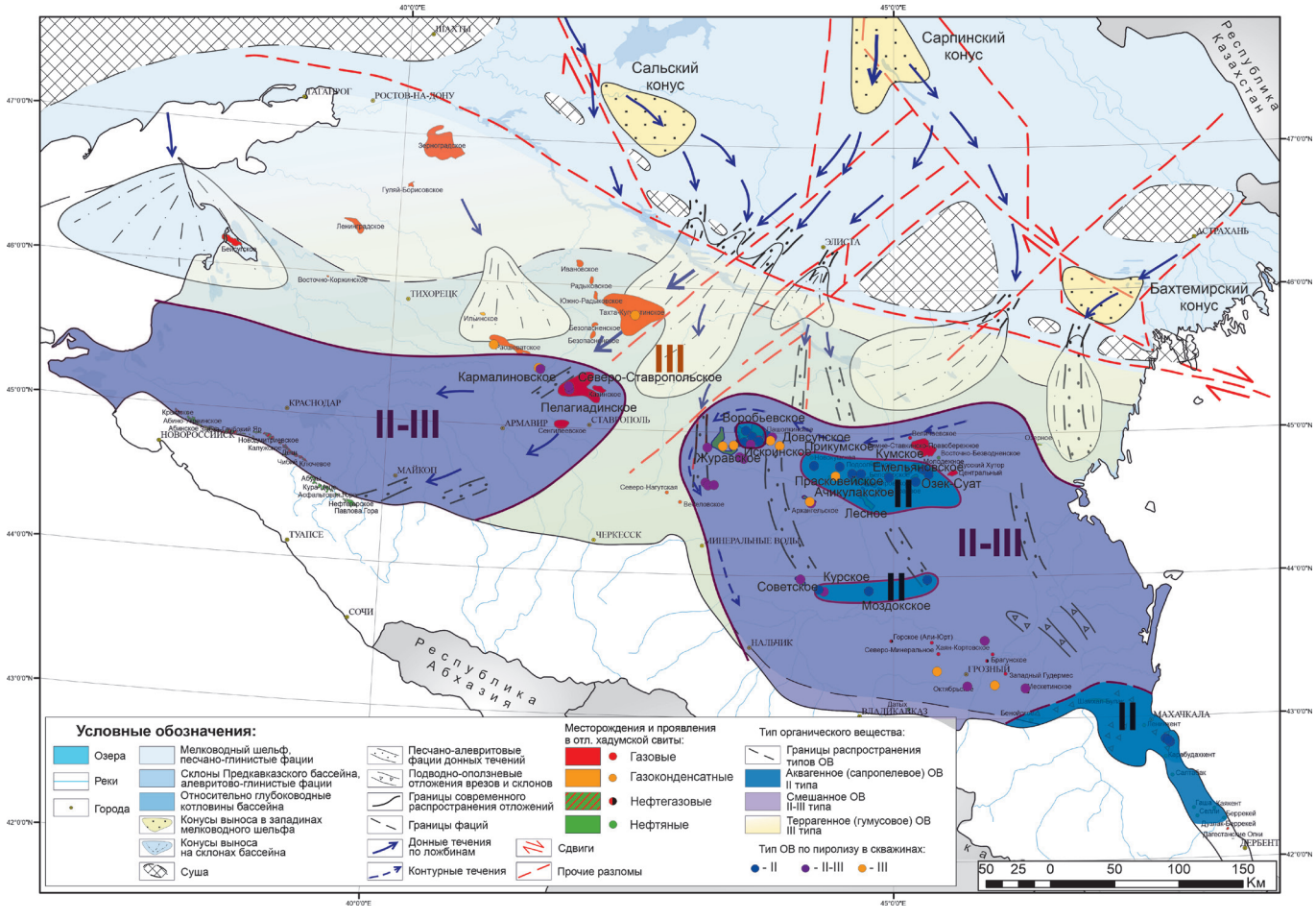


Рис. 15. Карта-схема распространения типов ОВ в хадумском горизонте с учетом структурно-фациальной схемы рис. 8

На остальных площадях хадумские породы преимущественно отвечают стадиям от протокатагенеза до начала катагенеза.

На зрелость пород также указывает состав глинистых минералов. Так, в районе Журавско-Воробьевской площади смектит переходит в смешанослойное образование гидрослюда – смектит с 70–75%-ной гидрослюдистой компоненты (Рыжков, 2016). Показатель преобразованности ОВ в породах указывает на нахождение пород в ГЗН. В разрезах, представленных на рис. 3, в составе глин содержится смектит, иногда в значительных количествах, что свидетельствует о их нахождении в зоне не выше начального катагенеза. Кроме наличия смектита, в разрезе хадумского горизонта на Кармалиновской площади коррозия зерен кварца, пелитизация и серицитизация полевых шпатов могут говорить о нахождении пород в подзоне начального катагенеза.

В целом в пределах Предкавказья с запада на восток преимущественно террагенный состав ОВ сменяется на аквагенный. Для переходной Сарпинско-Майкопской зоны характерен смешанный тип ОВ или чередование в разрезе разных типов. Эти данные хорошо коррелируются с распределением залежей УВ разного фазового состава.

Для северной части Западного Предкавказья и переходной фациальной зоны характерны газовые залежи, для северной части Восточного Предкавказья – нефтяные. ОВ южного склона Предкавказского бассейна, вероятно, имеет свои независимые источники, связанные с локальными зонами повышенной биопродуктивности планктона над относительными поднятиями, в направлении которых действовал апвеллинг. Залежи нефти располагаются здесь близко к участкам развития подводных оползней (Чепак и др., 1983).

Стоковые и сгонные придонные течения со стороны Волго-Донского бассейна формировали врезы и протяженные осадочные тела (Столяров, 1991, 1999). Они выполнены относительно более грубым песчано-алевритовым материалом, в прошлом могли служить путями миграции УВ, а в настоящее время могут содержать газовые и газоконденсатные залежи УВ. Такие протяженные фации каналов в дистальных участках формировали конусы выноса, фронтальные части которых, вероятно, контролировались уровнем термоклина и которые также могут служить резервуарами УВ. Согласно (Столяров, 1991, 1999), донные течения, достигая уровня термоклина, инициировали контурные течения, которые могли переносить терригенный материал и формировать валообразные протяженные осадочные тела, окаймляющие котловины шельфа. Указанные тела могут обладать некоторыми перспективами, однако этот вопрос требует детальной разработки.

Контурные течения разносили вдоль склона вещества, создавая здесь область повышенных концентраций БЭ. Возможно, именно поэтому хадумский горизонт Восточного Предкавказья наиболее перспективен для поисков нефти в областях палеосклонов относительных поднятий и западин шельфа. В Западном Предкавказье перспективы могут быть связаны с «шнурковыми» телами переходной фациальной зоны в участках их выклинивания или пересечения зон поднятий.

Установленная для северного склона Предкавказского раннеолигоценового бассейна тесная корреляционная связь фациального рисунка и распределения ОВ разных типов позволит создать наиболее достоверную модель осадконакопления ЧС хадумского горизонта и определить перспективы поисков нефти и газа.

В отличие от многих ЧС, содержащих в значительных количествах кремнистую и карбонатную компоненты, в сланцах хадумского горизонта явно доминируют глины. Не имея сколько-нибудь жесткого «каркаса», глинистые коллекторы могут содержать залежи нефти только в условиях повышенных значений аномально высокого пластового давления. Неслучайно значительные промышленные притоки нефти из глинистых коллекторов получены в районах (Журавско-Воробьевской площадь), в которых хадумский горизонт изолирован мощными флюидоупорами (свыше 500 м) как сверху, так и снизу (рис. 16). В восточном направлении толщина палеоцен-эоценового флюидоупора снижается до 200–100 м, здесь нефть эмигрировала из хадумского горизонта в нижележащие коллекторы палеогена, верхнего мела и верхнего альба (Чепак и др., 1983). Предположение о том, что уплотняющиеся нижнеолигоценовые глины формируют нисходящий элизионный поток, который пронизывает толщу эоцена, палеоцена, верхнего мела, переносит нефть в истинном водном растворе и достигает первого песчаного пласта альба, высказывалось и ранее (Чепак и др., 1983). Однако этот поток исходит не из нижнего олигоцена, а от расположенного выше барьера давления в верхнем олигоцене. Данный барьер связан с лавинообразным переходом смектита в смешанослойные минералы слюда – смектит с потерей до 65% связанной воды при температуре около 105°С (Котельников, Зинчук, 2003). Начало потока проявляется в резком снижении градиентов температур на 30% (рис. 16). Элизионный поток в зоне пика эмиграции микронефти при температуре около 125°С (рис. 16) захватывает ее и переносит в нижележащие коллекторы в виде водных эмульсий. Наглядным свидетельством этого процесса, протекающего и в настоящее время, являются молодые «висячие» водоэмульсионные залежи палеогена и верхнего мела, имеющие наклонные водонефтяные контакты на склоне Прасковейской антиклинали (Рыжков, 2016).

Приведенные данные по Журавско-Воробьевской группе молодых (продолжающих формироваться) залежей показывают возможность привлечения дополнительных критериев (геотермических, минералогических, толщин подстилающих флюидоупоров и др.) для оценки перспектив нефтеносности и выбора первоочередных объектов для заложения скважин. Так, в Журавско-Воробьевском районе нефтеносность хадумского горизонта с северо-запада, вероятно, будет ограничена изотермой 125 °С, а с юго-востока – низкими мощностями (менее 200 м) палеоцен-эоценовых толщ. При более низких мощностях последних залежи нефти можно прогнозировать в коллекторах**,** подстилающих хадумский горизонт.

Заключение

Проведенный анализ палеогеографических условий осадконакопления в раннеолигоценовое (хадумское) время для Предкавказского региона и смежных территорий позволил выявить их гидродинамические связи и закономерные формационные переходы. Установившийся в это время режим переноса и осаждения осадочного материала

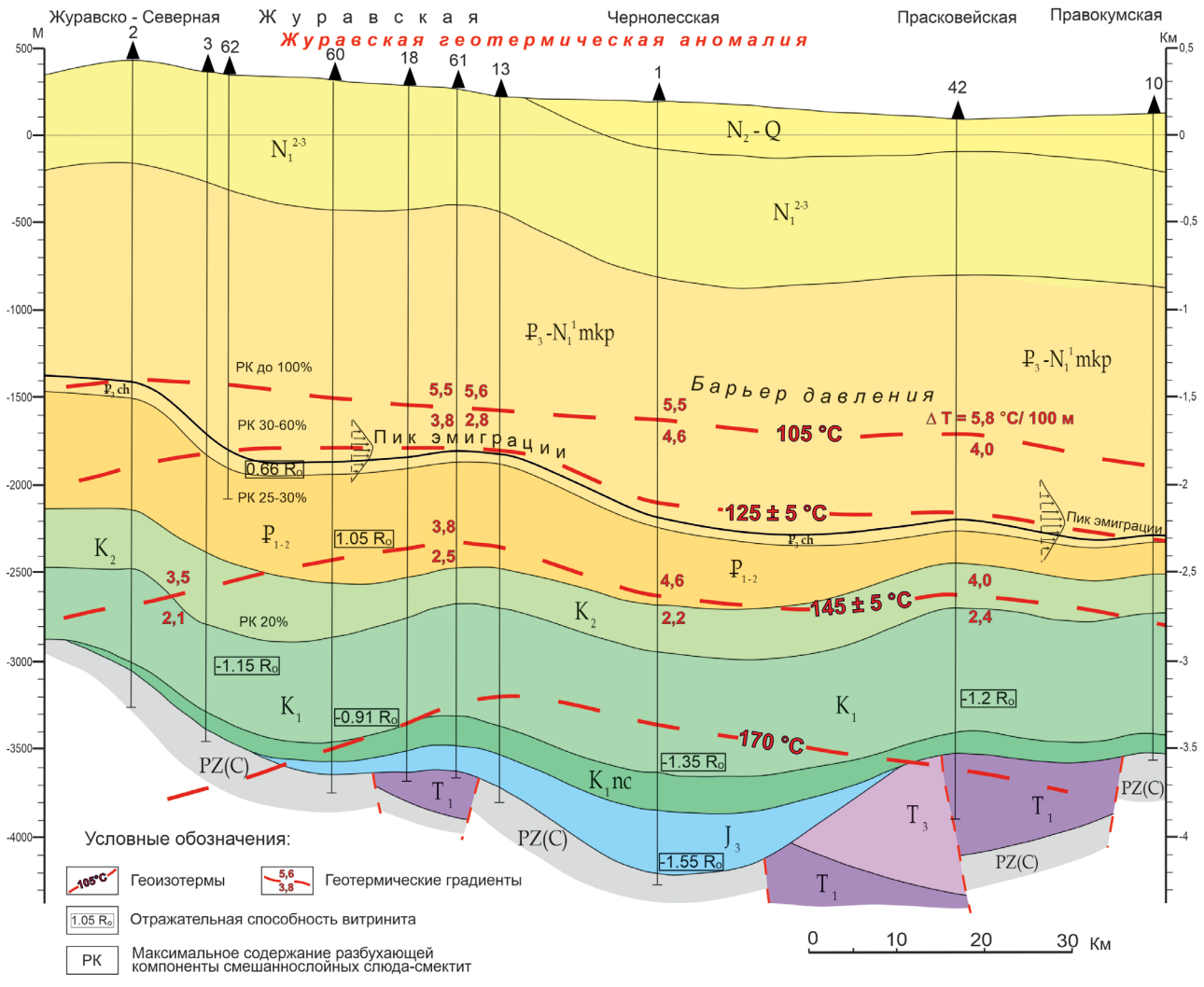


Рис. 16. Геологический разрез и катагенез района Журавской геотермической аномалии (с использованием материалов по геотермии (Корценштейн, 1968))

с периодическим подъемом глубинных вод, выносящих большое количество биофильных элементов к поверхности, обеспечивал периодическое массовое цветение и массовую гибель планктона – главного источника аквагенного ОВ. Аквагенное сапропелевое ОВ хадумского горизонта накапливалось в зонах, слабо доступных для распределения терригенного осадочного материала течениями. Наиболее благоприятными ландшафтами накопления черных сланцев, богатых аквагенным ОВ, являются подводные плато и их склоны или склоны бассейнов в случае их глубоководности. Такие зоны существовали главным образом в пределах восточной части Предкавказья. На остальной акватории накапливалось ОВ смешанного состава. Особенности распределения ОВ разного типа определяют соответствующее распределение залежей углеводородов разного фазового состава.

Стоковые и сгонные придонные течения со стороны бассейнов, расположенных на севере, в пределах Восточно-Европейской платформы, формировали врезы и протяженные осадочные тела. Они выполнены относительно более грубым песчано-алевритовым материалом, в прошлом могли служить путями миграции УВ, а в настоящее время могут содержать газовые и газоконденсатные залежи УВ.

Несмотря на существенные отличия в тектоническом, гидродинамическом и гидрологическом режимах, обстановки накопления черных сланцев хадумского горизонта не противоречат главному параметру модели формирования черных сланцев – относительной мелководности. Принимая во внимание различия в деталях обстановок и условий накопления черных сланцев, в каждом конкретном бассейне при оценке их генерационного потенциала необходимо учитывать особенности рельефа и глубин дна, гидрологии и гидродинамики, тектонических и эвстатических событий, режима стока. В связи с большим сходством палеогеографических условий и обстановок накопления разновозрастных черносланцевых пород Северной Евразии предлагаемая нами методика общего палеогеографического анализа цепочек проточных бассейнов, включающих ЧС-бассейн, может быть использована для прогноза и локализации высокоуглеродистых бассейнов, что особенно актуально для прогноза нефтегазоносности труднодоступных морских акваторий.

Литература

Александрова Г.Н., Ерофеева К.Г., Кузнецов Н.Б., Романюк Т.В., Шешуков В.С., Дубенский А.С., Ляпунов С.М., Яковлева А.И., Паньков В.Н. (2020). Первые результаты u–pb датирования зерен детритового циркона из олигоцена юго-востока Воронежской антеклизы и их значение для палеогеографии. *Доклады Российской академии наук. Науки о Земле*, 494(1), с. 14–19. https://doi.org/10.31857/S2686739720090042

Вассоевич Н.Б. (1976). Международный геологический конгресс. 25 сессия. Доклады советских геологов. Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. М.: Наука, 153 с.

Гаврилов Ю.О., Щепетова Е.В., Щербинина Е. А., Голованова О. В., Недумов Р.И., Покровский Б.Г. (2017). Обстановки седиментации и геохимия верхнеэоценовых и нижнеолигоценовых отложений Северо-восточного Кавказа. *Литология и полезные ископаемые,* (6), с. 23–46. https://doi.org/10.7868/S0024497X17060040

Гурари Ф.Г. (1981). Доманикиты и их нефтегазоносность. *Советская геология*, (11), с. 3–12.

Корценштейн В.Н. (1968). Журавская геотермическая аномалия. *Доклады АН СССР*, 181(1), с. 175–176.

Котельник Д.Д., Зинчук Н.Н. (2003). Об аномалиях общей схемы преобразования разбухающих глинистых минералов при погружении содержащих их отложений в стратосферу. *Вестник Воронежского университета. Серия: Геология*, (2), с. 57–68.

Краснова Е.А., Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Фадеева Н.П., Яндарбиев Н.Ш., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Степанов П.Б., Книппер А.А., Шитова Я.А. (2021). Геологическое строение и палеогеографическая зональность хадумского горизонта Предкавказского региона. *Георесурсы*, 23(2), с. 99–109. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.9

Маслов А.В. (2005). Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 289 с.

Мельникова Ю.С., Бабай В.С. (1958). Литологические особенности и физические параметры продуктивной толщи хадумской свиты Пелагиадинской площади Ставрополья. *Геология нефти.* Приложение к № 8, с. 111–122.

Наумова С.Н. Споры и пыльца углей СССР. (1939). *Труды XVII сессии Международного геологического конгресса в СССР в 1937 г.* М.: Госгеолиздат, т. 1, с. 355–366.

Попов С.В., Ахметьев М.А., Запорожец Н.И., Воронина А.А., Столяров А.С. (1993). История Восточного Паратетиса в позднем эоцене – раннем миоцене. *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, 1(6), с. 10–39.

Попов С.В., Табачникова И.П., Банников А.Ф., Сычевская Е.К., Пинчук Т.Н., Ахметьев М.А., Запорожец Н.И., ван дер Боон А., Крайшман В., Столяров А.С., Крховски Я. (2019). Лектостратотип майкопской серии по р. Белая выше г. Майкопа (Западное Предкавказье) в его олигоценовой части. *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, 27(3), с. 70–92. https://doi.org/10.31857/S0869-592X27370-92

Рыжков В.И. (2016). Сейсморазведочные работы на худумскую свиту Северо-Кавказской НГП. Отчет по гос. контракту № 5/14-ГК от 30.10.2014. Москва.

Сеньковский Ю.Н., Глушко В.В., Сеньковский А.Ю. (1989). Фосфориты Западной Украины. Киев: Наукова думка, 132 с.

Скрипченко Н.С. (1980) Гидротермально-осадочные полиметаллические руды известковосланцевых формаций. М.: Недра, 215 с.

Старцев А.Н. (2017). Сероводород как источник получения водорода, *Известия Академии наук. Серия химическая*, (8), с. 1378–1397.

Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Суслова А.А., Краснова Е.А., Сауткин Р.С., Гатовский Ю.А. (2023). Тектонические условия и эволюция обстановок накопления черных сланцев фанерозоя Северной Евразии. *Тектоника и геодинамика Земной коры и мантии: фундаментальные проблемы – 2023: Материалы LIV Тектонического совещания*, М.: ГЕОС, т. 2, с. 210–214.

Столяров А.С. (1991). Палеогеография Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака. (сообщение 2). *Бюллетень Московского общества испытателей природы*, (4), с. 64–78.

Столяров А.С. (1999). Соленовские отложения Нижнего Олигоцена Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака. (сообщение 2). *Литология и полезные ископаемые*, (4), с. 420–431. https://doi.org/10.1023/B:LIMI.0000027608.49563.9b

Столяров А.С., Ивлева Е.И. (2004). Верхнеолигоценовые отложения Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака в позднем Эоцене и раннем Олигоцене. *Литология и полезные ископаемые*, (3), с. 359–368.

Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Суслова А.А., Гилаев Р.М. (2016). Палеогеографические условия Западно-Сибирского бассейна в титоне – раннем берриасе. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (6), с. 10–19. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2016-6-10-19

Чепак Г.Н., Шапошников В.М., Нарыжный П.С., Марков В.Ф., Гошоков Х.И. (1983). Особенности нефтеносности глинистой толщи олигоцена Восточного Предкавказья. *Геология нефти и газа*, (8), с. 36–40.

Шарафутдинов В.Ф. (2001). Геологическое строение и условия формирования миатлинской олистостромовой толщи Северо-Восточного Кавказа. Уфа: Изд-во УГНТУ, 105 с.

Юдович Я.Э., Кетрис М.П. (1988). Геохимия черных сланцев. Л.: Наука, 272 с.

Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. (2017). Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 208–226. https://doi.org/10.18599/grs.19.21

Kharin G.S., Lukashina N.P. (2010). Paleogeography of the Norwegian-Greenland and Northwestern European Sea Basins in the Paleogene. *Oceanology*, 50(2), pp. 226–239. https://doi.org/10.1134/S0001437010020086

Popov S.V., Rögl F., Rozanov A.Y., Steininger F.F., Shcherba I.G., Kovac M. (Eds.) (2004). Lithological-Palaeogeographic maps of the Paratethys. Stuttgart: E. Schweizerbrat'sche Verlagsbuchhandlung, 73 p.

Shen W., Lin Y., Xu L., Li J., Wu Y, Sun Y. (2007). Pyrite framboids in the Permian–Triassic boundary section at Meishan, China: Evidence for dysoxic deposition. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 253(3–4), pp. 323–331. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2007.06.005

Suits N.S., Wilkin R.T. (1998). Pyrite formation in the water column and sediments of meromictic lake. *Geology*, 26(12), pp. 1099–1102. https://doi.org/10.1130/0091-7613(1998)026<1099:PFITWC>2.3.CO;2

Tyson R.V., Pearson T.H. (1991). Modern and Ancient Continental Shelf Anoxia. *Geological Society, London, Special Publications*, 58(1), pp. 1–24. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1991.058.01.01

Wignail P.B., Newton R. (1998). Pyrite framboid diameter as a measure of oxygen deficiency in ancient mudrocks. *American Journal of Science*, 298, pp. 537–552. https://doi.org/10.2475/ajs.298.7.537

Сведения об авторах

Александр Николаевич Стафеев – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры динамической геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1
e-mail: anstafeev@rambler.ru

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Елизавета Андреевна Краснова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; старший научный сотрудник, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Яна Айратовна Шитова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Мария Леонидовна Махнутина – студент магистратуры кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Михаил Евгеньевич Воронин – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 06.04.2023;
Принята к публикации 19.06.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Paleogeographic approach for the oil and gas potential assessment of the Khadum Formation (Lower Oligocene) in Pre-Caucasus basin

A.N. Stafeev[1], A.V. Stoupakova[1], E.A. Krasnova[1,2], A.A. Suslova[1], R.S. Sautkin[1], Ya.A. Shitova[1], M.L. Makhnutina[1], M.E. Voronin[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: Alexander N. Stafeev, e-mail: anstafeev@rambler.ru*

Abstract. Authors used the paleogeographic approach to identify the different facies generation potential, mark out the areas with the highest organic matter and its types, analyse the reservoir quality for oil and gas potential assessment of the Pre-Caucasus basin Khadum formation. The greatest prospects in the Western and Central parts of the basin characterized by terrestrial and partly mixed organic matter types and are associated with the facies of the Sarpinsk-Armavir channel where discharge currents from the Volga-Don basin occurred. The same organic matter types can be related to clastic fans drawn from the north. In the Eastern part the main prospects are associated with unconventional black shale reservoirs with the predominantly aquatic organic matter, isolated on the top and base by the thick series of seal rock.

Keywords: paleogeography, hydrology, bottom currents, biophile elements, organic matter, high-carbon shales, unconventional reservoirs, oil and gas prospects

Recommended citation: Stafeev A.N., Stoupakova A.V., Krasnova E.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Shitova Ya.A., Makhnutina M.L., Voronin M.E. (2023). Paleogeographic approach for the oil and gas potential assessment of the Khadum Formation (Lower Oligocene) in Pre-Caucasus basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 89–104. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.7

References

Aleksandrova G.N., Erofeeva K.G., Kuznetsov N.B., Romanyuk T.V., Sheshukov V.S., Dubensky A.S., Lyapunov S.M., Iakovleva A.I., Pankov V.N. (2020). The first results of u-pb dating of detrital zircons from the Oligocene of the south-east of the Voronezh anteclise and their constraints for palaeogeography. *Doklady Earth Sciences*, 494(1), pp. 675–679. DOI: 10.31857/S2686739720090042

Chepak G.N., Shaposhnikov V.M., Naryzhny P.S. (1983). Peculiarities of oil and gas content in the clay thickness of the Oligocene of the Eastern Ciscaucasia. *Geologiya nefti i gaza*, 8, pp. 36–40. (In Russ.)

Gavrilov, Yu.O., Shchepetova, E.V., Shcherbinina, E.A., Golovanova, O.V., Nedumov, R.I., Pokrovsky B.G. (2017). Sedimentary environments and Geochemistry of Upper Eocene and Lower Oligocene rocks in the Northeastern Caucasus. *Lithology and Mineral Resources*, 6, pp. 23–46. (In Russ.). https://doi.org/10.7868/S0024497X17060040

Gurari F.G. (1981). Domanic sediments and its oil and gas potential. Sovetskaya geologiya, 11, pp. 3–12. (In Russ.)

Kharin, G.S., Lukashina, N.P. (2010). Paleogeography of the Norwegian-Greenland and Northwestern European Sea Basins in the Paleogene. *Oceanology,* 50(2), pp. 226–239. https://doi.org/10.1134/S0001437010020086

Kortsenshtein V.N. (1968). Zhuravskaya geothermal anomaly. *Dokl. AN SSSR*, 181(1), pp. 175–176. (In Russ.)

Kotelnikov D.D., Zinchuk N.N. (2006). About anomalies of the general scheme of transformation of swelling clay minerals during the immersion of deposits containing them into the stratosphere. *Vestnik Voronezhskogo universiteta. Seriya: Geologiya,* (2), pp. 57–68. (in Russ).

Krasnova E.A., Stoupakova A.V., Stafeev A.N., Fadeeva N.P., Yandarbiev N.Sh., Suslova A.A., Sautkin R.S., Voronin M.E., Stepanov P.B., Knipper A.A., Shitova Ya.A. (2021). Geological structure and paleogeographic zoning of the Khadum formation in Pre-Caucasus. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 192–208. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.9

Maslov A.V. Sedimentary rocks: methods for studying and interpreting the data obtained. (2005). Ekaterinburg: USMU, pp. 289. (In Russ.)

Melnikova Yu.S., Babai V.S. (1958). Lithological features and physical parameters of the productive strata of the Khadum Formation of the Pelagiadinskaya area of the Stavropol Territory. *Geologiya nefti,* 8, Gostoptekhizdat, pp. 111–122. (In Russ.)

Naumova S.N. (1939). Spores and pollen of coals of the USSR. *Proc. XVII session of the International Geological Congress in the USSR in 1937*. Moscow: Gosgeolizdat, vol. 1, pp. 355–366. (In Russ.)

Popov S.V., Rögl F., Rozanov A.Y., Steininger F.F., Shcherba I.G., Kovac M. (Eds.) (2004). Lithological-Palaeogeographic maps of the Paratethys. Stuttgart: E. Schweizerbrat'sche Verlagsbuchhandlung, 73 p.

Popov S.V., Tabachnikova I.P., Bannikov A.F., Sychevskaya E.K., Pinchuk T.N., Akhmetiev M.A., Zaporozhets N.I., van den Boon A., Kraishman V., Stolyarov A.S., Krhovsky J. (2019). Lectostratotype of the Maikopian Group in the Belaya River Section Upstream of the Town of Maikop (Western Ciscaucasia) in the Oligocene Part. *Stratigr. Geol. Correl.,* 27, pp. 339–360. https://doi.org/10.1134/S0869593819030043

Popov, S. V., Akhmetiev, M. A., Zaporozhets, N. I., Voronina, A. A. and Stolyarov, A. S. (1993). Evolution of Eastern Paratethys in the Late Eocene-Early Miocene. *Stratigraphy and Geological Correlation*, 1(6), 572–599.

Ryzhkov V.I. (2016). Seismic exploration work on the Khadum suite of the North Caucasian oil and gas province. Report. Moscow. (In Russ)

Senkovsky Yu.N., Glushko V.V., Senkovsky A.Yu. (1989). Phosphorites of Western Ukraine. Kyiv: Naukova Dumka, 132 p. (In Russ.)

Sharafutdinov V.F. (2001). Geological structure and formation conditions of the Miatlinskaya olisto-strome sequence of the North-Eastern Caucasus. Ufa: USSTU Publishing, p. 105.

Shen W., Lin Y., Xu L., Li J., Wu Y, Sun Y. (2007). Pyrite framboids in the Permian–Triassic boundary section at Meishan, China: Evidence for dysoxic deposition. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 253(3–4), pp. 323–331. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2007.06.005

Skripchenko N.S. (1980). Hydrothermal-sedimentary polymetallic ores of limeshale formations. Moscow: Nedra, 215 p. (In Russ)

Stafeev A.N., Stupakova A.V., Suslova A.A., Krasnova E.A., Sautkin R.S., Gatovsky Yu.A. (2023). Tectonic conditions and evolution of Phanerozoic black shale accumulation environments in Northern Eurasia. *Tectonics and geodynamics of the Earth's crust and mantle: fundamental problems–2023. Proc. LIV Tectonic Conf.*, vol. 2. Moscow: GEOS, pp. 210–214. (In Russ.)

Startsev, A.N. (2017). Hydrogen sulfide as a source of hydrogen production. *Russ Chem Bull* (66), pp. 1378–1397. https://doi.org/10.1007/s11172-017-1900-y

Stolyarov A.S (1999). Solenovo deposits of the Lower Oligocene of the Ciscaucasia, Volgo-Dona and Mangyshlak region. Bulletin of Moscow society of naturalists, biological series, 4. pp. 420-431. (In Russ.)

Stolyarov A.S. (1991). Paleogeography of the Ciscaucasia, Volgo-Dona and Mangyshlak region. *Byulleten' Moskovskogo obshchestva ispytateley prirody*, 4, pp. 64–78. (In Russ.)

Stolyarov A.S., Ivleva E.I. (2004). Upprer Oligocene sediments of the Ciscaucasia, Volgo-Dona and Mangyshlak region in the late Eocene and early Oligocene. *Lithology and Mineral Resources*, 39(3), pp. 318–335. (In Russ.)

Stupakova A.V., Stafeev A.N., Suslova A.A., Gilaev R.M. (2016). Paleogeographic conditions of the West Siberian basin in Tithonian-early Berriasian age. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, (6), pp. 10–19. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2016-6-10-19

Suits N.S., Wilkin R.T. (1998). Pyrite formation in the water column and sediments of meromictic lake. *Geology*, 26(12), pp. 1099–1102. https://doi.org/10.1130/0091-7613(1998)026<1099:PFITWC>2.3.CO;2

Tyson R.V., Pearson T.H. (1991). Modern and Ancient Continental Shelf Anoxia. *Geological Society, London, Special Publications*, 58(1), pp. 1–24. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1991.058.01.01

Vassoevich N.B. (1976). International Geological Congress. 25 session. Reports of Soviet geologists. Combustible minerals. Problems of geology and geochemistry of naftides and bituminous rocks. Moscow: Nauka, 153 p. (In Russ.)

Wignail P.B., Newton R. (1998). Pyrite framboid diameter as a measure of oxygen deficiency in ancient mudrocks. *American Journal of Science*, 298, pp. 537–552. https://doi.org/10.2475/ajs.298.7.537

Yandarbiev N. Sh., Fadeeva N. P., Kozlova E. V., Naumchev Yu. V. (2017). Khadum formation of Pre-Caucasus region as potential source of oil shales: geology and geochemistry. *Georesursy = Georesources*. Special issue, pp. 208–226. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.19.21

Yudovich Ya.E., Ketris M.P. (1988). Geochemistry of black shale. Leningrad: Nauka, pp. 272. (In Russ.)

Manuscript received 6 April 2023;
Accepted 19 June 2023;
Published 30 June 2023

About the Authors

Aleksander N. Stafeev – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor of Dynamic Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: anstafeev@rambler.ru

Antonina V. Stoupakova – DSc (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

Elizaveta A. Krasnova – PhD (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

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Yana A. Shitova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria L. Makhnutina – Graduate student of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mikhail E. Voronin – Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.8

УДК 553.982

Особенности состава и строения продуктивных отложений викуловской свиты Красноленинского свода и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства

Н.И. Коробова[1], Н.С. Шевчук[1], Е.Е. Карнюшина[1], Р.С. Сауткин[1], Е.А. Краснова[1,2]*

[1]Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

[2]Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия

На формирование фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов викуловской свиты Красноленинского месторождения оказали влияние как седиментологические факторы, так и вторичные процессы литогенеза. К первым относятся условия осадконакопления отложений викуловской свиты, которые на начальных этапах ее формирования контролировались развитием системы врезанных речных долин, этапы заполнения которых, как и их состав, имеют свои особенности. В результате сформированы различные генетические типы отложений. Формирование верхней части викуловской свиты происходило в мелководно-морской обстановке в условиях штормового и волнового мелководья, что отразилось на тонкослоистом строении природного резервуара пластов $ВК_1$–$ВК_3$. В разрезах ряда скважин также отмечены плотные прослои, формирование которых связано как с седиментационными, так и с наложенными процессами в литогенезе, в том числе с формированием залежи углеводородов.

Ключевые слова: викуловская свита, продуктивный пласт, типы пород, обстановки осадконакопления, вторичные процессы

Для цитирования: 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

Введение

В пределах Красноленинского месторождения, расположенного в центральной части одноименного свода Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, широкое распространение получили отложения викуловской свиты, которые являются продуктивными и имеют толщину до 300 м. Свита соответствует одноименному горизонту в стратиграфическом объеме среднего – верхнего апта. Викуловская свита перекрыта морскими глинами нижнехантымансийской подсвиты альбского возраста мощностью до 140 м.

В 1999–2001 гг. в викуловской свите разведочными скважинами вскрыта нефтяная залежь, в которой по промысловой номенклатуре выделены три продуктивных пласта $ВК_1$, $ВК_2$, $ВК_3$. Мощность продуктивной толщи достигает 60 м.

Целью настоящей работы являлась реконструкция обстановок осадконакопления продуктивной викуловской толщи, выделение различных генетических типов отложений с уточнением их минералогического состава, а также установление этапов формирования залежи, связанных с водонефтяными контактами в разрезах. Для этого ставились следующие задачи: 1) послойное описание керна; 2) выделение и описание основных литотипов по результатам изучения петрографических шлифов и аналитическим данным; 3) построение одномерных моделей (литологических разрезов) в масштабе 1:50; 4) выделение вертикальных рядов литофаций по соотношению основных литотипов; 5) анализ структурно-текстурных особенностей пород с последующим выделением генетических типов отложений; 6) интерпретация обстановок седиментации; 7) построение схем фациальной зональности пластов $ВК_1$–$ВК_3$; 8) выявление вторичных процессов и оценка их влияния на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород.

Значимость литологических исследований для петрофизического анализа и корректной интерпретации комплекса ГИС при определении строения викуловской свиты

Детальные литологические исследования керна позволяют определить количественные и качественные критерии для установления литофизических типов, петрофизических зависимостей и выделения пород-коллекторов по комплексу ГИС. Литофизические типы по данным ГИС выделяются достаточно уверенно, основными критериями для их выделения являются структурные и текстурные особенности литотипов, степень однородности пород и процентное соотношение каждого литотипа, а также характеристика по геофизическим методам ПС (каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации), ГК (гамма-каротаж) и НК (нейтронный каротаж).

Именно комплексные исследования дали возможность скорректировать представления о модели коллектора

* Ответственный автор: Надежда Сергеевна Шевчук
e-mail: n.shevchuk@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

викуловской свиты, что в конечном счете изменило представление о геологической модели, методах его разработки и структуре остаточных запасов.

Средняя эффективная толщина викуловской свиты составляет 24,6 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – 13,7 м. Коэффициент пористости по нефтенасыщенным коллекторам равен 24%, граничные значения пористости дифференцированы по литотипам: 20,8% для пород преимущественно алевролитового состава, 18% для песчаных разностей (Исакова и др., 2020 г).

Современные представления об условиях формирования викуловской свиты

В исследовании этого комплекса отложений принимали участие многие авторы, в том числе Е.Е. Карнюшина (2003), А.Л. Медведев (2009, 2010), В.П. Алексеев (2011, 2014), Г.Р. Хуснуллина (2014), В.М. Александров (2015), С.Б. Шишлов (2016) и др. Указанные авторы едины во мнении, что формирование верхней части викуловской свиты, а именно продуктивного пласта $ВК_1$, а также пластов $ВК_2$ и $ВК_3$, происходило в мелководно-морской обстановке в условиях штормового и волнового мелководья. Однако присутствие в ряде скважин достаточно мощных песчаных прослоев, которые относятся к продуктивному пласту $ВК_{врез}$ (толща «врез»), трактуется ими по-разному. По современным сейсмическим данным (Медведев, 2010) установлено сложное строение комплекса. Предложено несколько моделей формирования такого типа разрезов.

Свою интерпретацию по Западно-Каменному участку предложил А.Л. Медведев с соавторами (Медведев и др., 2009; Медведев, 2010). Эта модель стала базовой. По мнению авторов этой модели, относительное падение уровня моря сопровождалось выходом на дневную поверхность берегового склона и шельфа, а также размывом морских отложений речными потоками, где врезанные речные долины представляют собой эрозионное несогласие. Это несогласие, прослеживаемое на значительной части Красноленинского свода, характеризуется выраженным эрозионным рельефом. Речной эрозии подвергались дистальные штормовые отложения пластов $ВК_2$–$ВК_5$.

Методика и объект исследования

В ходе литологических исследований был изучен керн 11 скважин (рис. 1). Среди изученных скважин толща «врез» вскрыта 5 скважинами. Отложения продуктивных пластов $ВК_2$ и $ВК_3$ установлены в 3 скважинах, в то время как отложения продуктивного пласта $ВК_1$ представлены во всех изученных скважинах.

Методика изучения керна основана на детальном послойном его описании. Под ***слоем*** понимается геологическое тело, сложенное относительно однородным материалом, отличающееся от смежных тел по каким-либо признакам и обычно ограниченное плоскостями наслоения. Слой прослеживается на достаточно большой площади и имеет толщину значительно меньшую, чем его протяженность. Ассоциации слоев, близкие по составу и структурно-генетическим признакам, объединяются в ***пачки***, которые в дальнейшем рассматриваются как ***литофации***. Под литофацией понимаются породные геологические тела, обладающие характерными свойствами. Эти геологические тела должны быть обособлены границами разделов, в пределах которых они имеют схожие цвет, состав, текстуру, структуру, деструкции, остатки фауны и флоры, признаки нефтенасыщения и другие свойства пород. Все эти характеристики относятся и к ***генетическим признакам*** отложений, которые связаны прежде всего с динамикой среды седиментации.

На литологических разрезах скважин, которые построены в масштабе 1:50, показаны состав, строение и характер чередования изученных литотипов, их основные текстурные особенности, а также включения. Помимо этого, на разрезах выделены литофации и обстановки

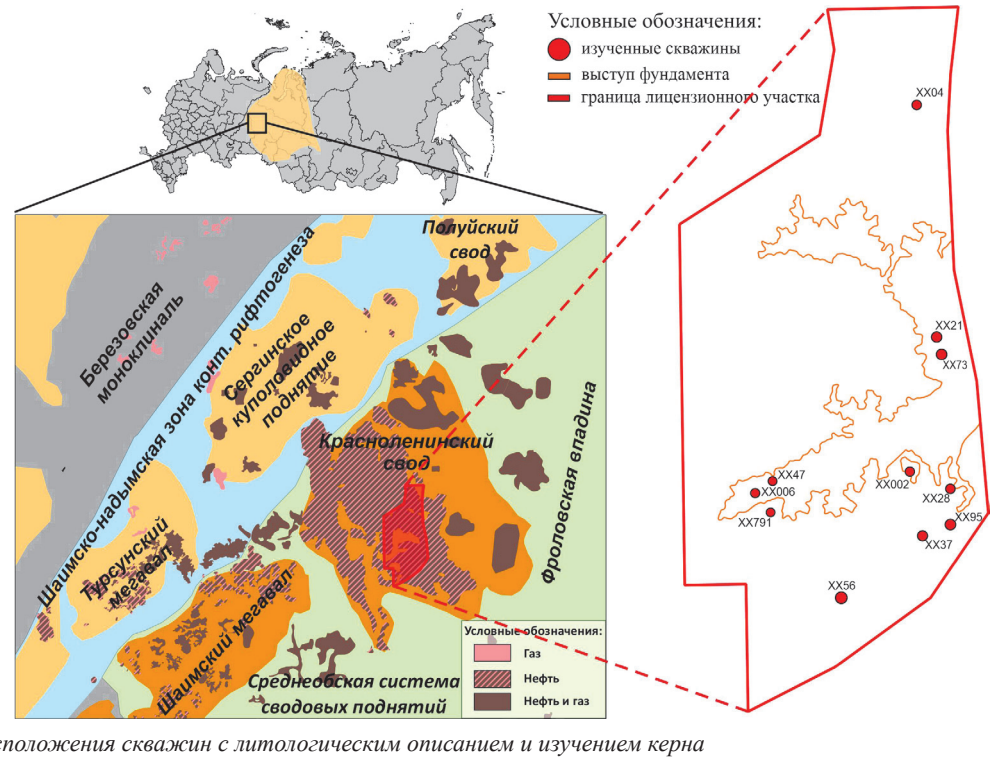


Рис. 1. Схема расположения скважин с литологическим описанием и изучением керна

седиментации, интерпретация которых основывалась на принципе актуализма.

Принцип актуализма применяется для реконструкции обстановок седиментации викуловской свиты путем выбора моделей современной и четвертичной континентальной, переходной и морской седиментации, описанных, например, в работах (Долотов, 1989; Чистяков и др., 2000; Шанцер, 1966), как основы для соответствующих построений изучаемых объектов.

Минеральный состав отложений толщи «врез» и пластов $ВК_1$–$ВК_3$

При описании основных типов пород уточнен их минералогический состав. Для алевролитово-песчаных пород отмечена постепенная смена состава: от граувакк к грауваккковым аркозам, далее собственно к аркозам и олигомиктовым разностям. Подобное «созревание» пород, упрощение их вещественного состава происходит обычно при неоднократных перемывах ранее образовавшихся осадков и переотложениях этого материала, что и ведет к последовательному исчезновению малоустойчивых компонентов и относительному обогащению кварцем (рис. 2). В нижних частях разрезов *толщи «врез»* песчаники обладают наибольшим распространением. Они имеют полимиктовый состав, часто различаются по количеству и примеси растительного детрита, а также по наличию углистых разностей. В свою очередь, полимиктовые разности по соотношению основных породообразующих компонентов разделяются на граувакки и аркозы.

Граувакки описаны в нижних частях толщи в скважинах ХХ56 и ХХ791. В скв. ХХ56 они относятся к классу кварцево-полевошпатовых граувакк. Среди последних преобладают главным образом мелкозернистые разности, но встречаются и среднезернистые. Для грауваккков характерна средняя и хорошая сортировка обломочного материала, присутствие полуокатанных, окатанных, реже угловатой формы обломочных зерен. Количество зерен кварца составляет 30–32%, полевых шпатов – до 35%, обломков пород – 28–30%, слюд – 5%. Содержание углистого детрита и растительных остатков в углистых разностях превышает 10% (рис. 3, а–г).

Количество глинистого цемента в песчаниках редко превышает 5–8%, среди глинистых минералов отмечены гидрослюда, хлорит и каолинит с преобладанием. Количество карбонатного цемента (кальцита) переменчиво, обычно составляет 1–2%, но иногда достигает и 20–25%.

В то же время в отложениях толщи «врез» присутствуют и аркозовые песчаники. *Аркозы* описаны во всех изученных разрезах. Представлены подклассом грауваккковых аркоз. Повсеместно среди песчаников преобладают мелкозернистые разности, в различной степени алевритистые, иногда углистые, количество растительных остатков и детрита в них составляет 10%, иногда и более. Но общим для всех является преобладание хорошей сортировки и окатанности обломочного материала, незначительное содержание глинистого цемента (5–9%), причем в его составе явно доминирует аутигенный каолинит (рис. 3, д–о).

В составе пород встречаются кварц (40–45%), полевые шпаты (35–40%), обломки пород (15–20%), слюды (3–5%) (рис. 2). Среди аутигенных минералов присутствуют

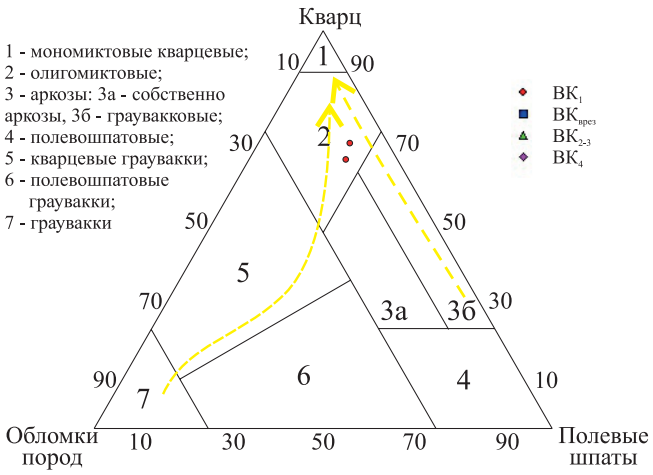


Рис. 2. Классификация песчано-алевролитовых пород по их минерально-петрографическому составу (по (Шванов, 1987)). Стрелками показаны направления «созревания» обломочного материала в зоне седиментогенеза

хлорит (установлен по слюдам и слюдистым компонентам обломков пород), сидерит, каолинит. Вторичные процессы обычно связаны с глинизацией (преимущественно с каолинизацией) полевых шпатов, а также с их выщелачиванием. Реже процессы выщелачивания связаны и с выносом неустойчивых компонентов обломков пород (преимущественно эффузивов). Вторичные процессы ведут к формированию вновь образованной (вторичной) внутризерновой пористости в песчаниках и тесно связаны с формированием аутигенного каолинитового цемента в породах, который обычно развит неравномерно, а иногда образует более крупные пакеты (сростки).

В строении пластов $ВК_1$–$ВК_3$ участвуют следующие типы пород: 1 – песчаники; 2 – алевролитово-песчаные и песчано-алевролитовые породы и ритмиты; 2 – алевролиты крупно-мелкозернистые и алевролитовые ритмиты; 3 – алевролиты мелкозернистые; 4 – ритмиты алевролитово-глинистого и глинисто-алевритового состава. Все породы этой группы пластов имеют полимиктовый состав и относятся к классу аркоз, редко встречаются олигомиктовые разности. Обращает на себя внимание резкое изменение состава пород: от полимиктового до олигомиктового, что, вероятно, связано с различными условиями их формирования.

Количество пленочно-порового, существенно глинистого цемента составляет 5–10%, а карбонатный (кальцит, сидерит) редко превышает первые проценты. Седиментационный глинистый цемент (хлорит-гидрослюдистый) обычно составляет первые проценты от количества всех глинистых минералов, кроме того, преобладает аутигенный каолинит, обычно формирующийся за счет разрушения нестойких компонентов (полевых шпат, некоторых обломков пород). Отметим повышенное содержание растительного детрита в алевролитовых породах. Растительный детрит часто имеет структурные параметры, аналогичные медианному диаметру зерен в породах и может рассматриваться как один из породообразующих компонентов вместе со слюдами. Собственно присутствие повышенного содержания растительного детрита придает иногда алевролитам более темные окраски, что обычно интерпретируется как «глинистость».

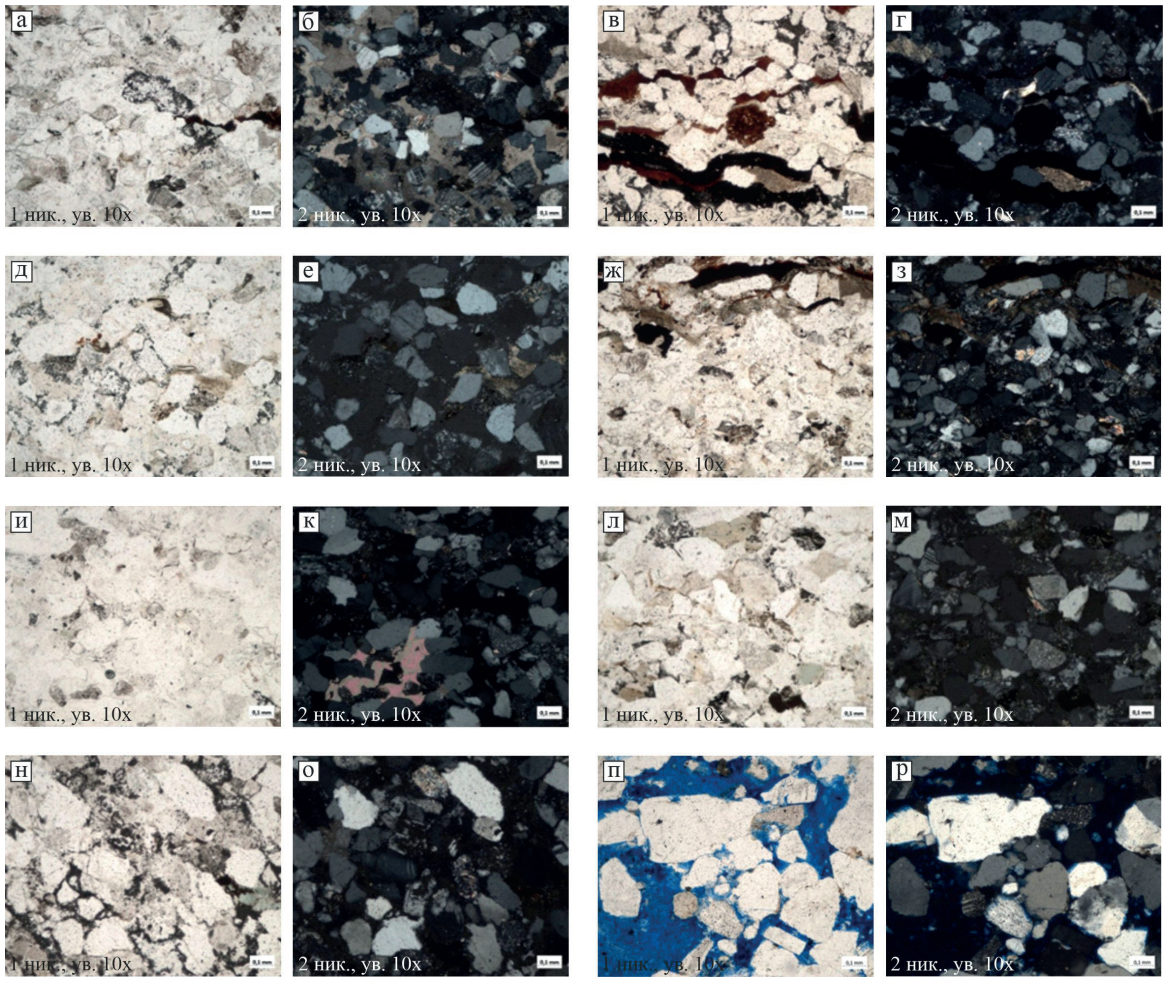


Рис. 3. Типы пород: а, б – песчаник мелкозернистый, алевритовый, полимиктовый (кварцево-полевошпатово-грауваковый) с глинисто-карбонатным цементом, скв. ХХ56, глубина 1518,45 м; в, г – песчаник мелкозернистый, углистый, полимиктовый (кварцево-полевошпатово-грауваковый) с глинистым цементом, пористый, скв. ХХ56, глубина 1511,2 м; д, е – песчаник мелкозернистый, полимиктовый (грауваковый аркозовый) с глинистым цементом, пористый, скв. ХХ56, глубина 1501,75 м; ж, з – песчаник мелкозернистый, полимиктовый (грауваковый аркозовый) с глинистым цементом, пористый, скв. ХХ56, глубина 1504,43 м; и, к – песчаник мелкозернистый, полимиктовый (грауваковый аркозовый) с карбонатно-глинистым цементом, пористый, скв. ХХ791, глубина 1520,95 м; л, м – песчаник мелкозернистый, полимиктовый (грауваковый аркозовый) с поровым глинистым цементом, пористый, скв. ХХ006, глубина 1505,25 м; н, о – песчаник мелкозернистый, грауваковый аркозовый с незначительным содержанием глинистого цемента, пористый, скв. ХХ47, глубина 1571,7 м; п, р – песчаник крупно-среднезернистый олигомиктовый, скв. ХХ28, глубина 1490,93 м

Олигомиктовые обломочные породы встречены в разрезах ряда скважин. Представлены крупно-среднезернистыми песчаниками, для которых характерны средняя и хорошая сортировка, а также окатанность обломочного материала, незначительное содержание седиментационного глинистого цемента, который обычно имеет линзовидный характер распространения. Аутигенный цемент (до 2%) представлен каолинитом, который иногда образует сростки размером 0,01–0,03 м. Более тонкий обломочный материал алевро-псаммитовой размерности обычно расположен в межзерновом пространстве песчаников, распределен неравномерно, выполняет роль заполнителя. В составе песчаников количество зерен кварца достигает 70–75%. Зерна обычно обладают волнистым погасанием, но заметную роль играют разности блочнопогасающего кварца метаморфического происхождения. Среди полевых шпатов (15–20%) преобладают калишпаты, которые обычно пелитизированы. Среди обломков пород отмечается преобладание обломков метаморфических пород, которые часто хорошо окатаны или полуокатаны. Обломки эффузивов часто очень хорошо окатаны, встречаются в подчиненном количестве. Единично наблюдаются хорошо окатанные литокласты глинистых пород. Эти песчаники содержат многочисленные межзерновые поры, диаметр которых нередко равен диаметру преобладающих обломочных зерен (рис. 3, п, р).

Обстановки седиментации

В аптский век на территории Западно-Сибирской палеоравнины располагался обширный полуизолированный мелководно-морской бассейн, который узкими проливами в позднеаптское время соединялся с северными борреальными морями (Конторович и др. 2014).

Отложения пластов группы $ВК_1$–$ВК_3$ накапливались преимущественно в пределах верхней и нижней частей подводного берегового склона бассейна. Смена обстановок седиментации, отраженная в структурно-текстурных особенностях отложений, связана с изменениями относительного уровня моря. С наиболее низким уровнем моря связаны образования пляжа. Чередование и сочетание

обстановок с разнообразием морфологических аккумулятивных форм алевритово-песчаного материала и обстановок распространения глинисто-алевритовых и алевритово-глинистых отложений с включениями и линзами песчаного состава обусловили формирование природного резервуара пластов $ВК_1$–$ВК_3$.

Нарушение выдержанного характера залегания этих отложений на Каменной площади отчетливо фиксируется по данным сейсморазведки и идентифицируется как комплекс заполнения врезанных речных долин. Эти долины, по мнению ряда авторов, образовались в результате падения относительного уровня моря (Медведев и др., 2006). Общая протяженность таких долин на Каменной площади составляет более 80 км, ширина от 2 до 10 км, глубина до 90 м, а комплекс заполнения врезанных долин, как правило, характеризуется повышенной песчанистостью (Медведев и др., 2006, 2009; Медведев, 2010).

Для врезанной долины выявлена общая трансгрессивная последовательность отложений (рис. 4). На начальном этапе формирования речные отложения занимают базальную часть эстуария (Boyd et al., 2006). В базальной части заполнения эстуариев могут также быть распространены отложения дельты залива, которые иногда трудно отличить от речных (Aschoff et al., 2018). Аллювиальные отложения перекрываются отложениями центральных частей эстуария, а именно залива, и далее отложениями прибрежной равнины, временами заливаемой морем.

Обычно эстуарий занимает обращенную к морю часть затопленной врезанной долины и содержит отложения, сформированные под влиянием приливных, волновых и речных процессов. Головная часть эстуария

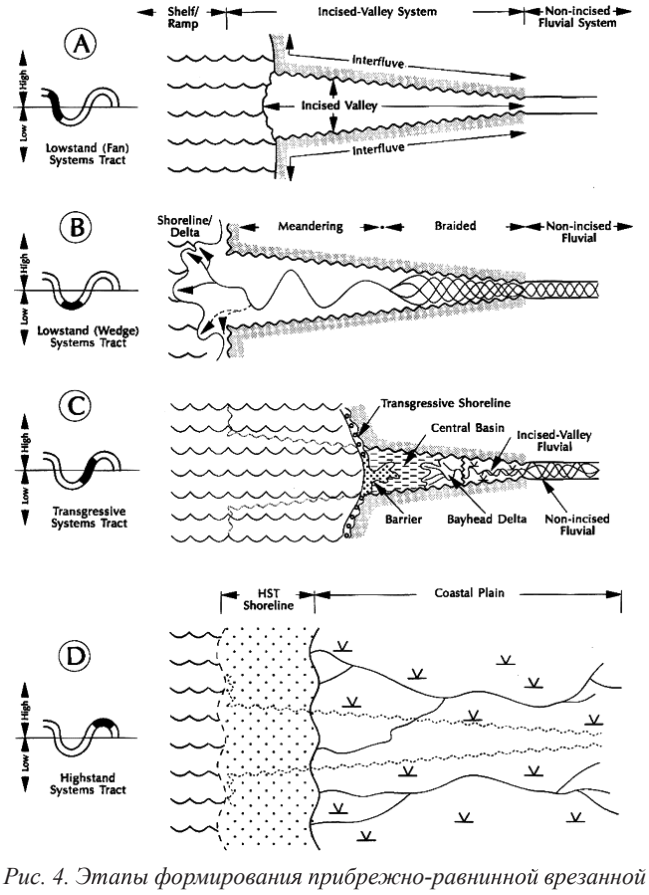


Рис. 4. Этапы формирования прибрежно-равнинной врезанной долины (Dalrymple et al., 1994)

ограничивается распространением действия приливных процессов на суше, а его устьевая часть фиксируется зоной распространения прибрежных отложений (Dalrymple et al., 1992).

На Каменной площади комплекс отложений врезанных долин (толща «врез») вскрыт в южной, юго-западной и северо-восточной частях, выделены следующие обстановки осадконакопления: аллювиальные, эстуариевые (дельтовые, приливно-отливные) и прибрежно-морские, которые соответствуют определенным стадиям развития врезанной долины.

Аллювиальный комплекс отложений

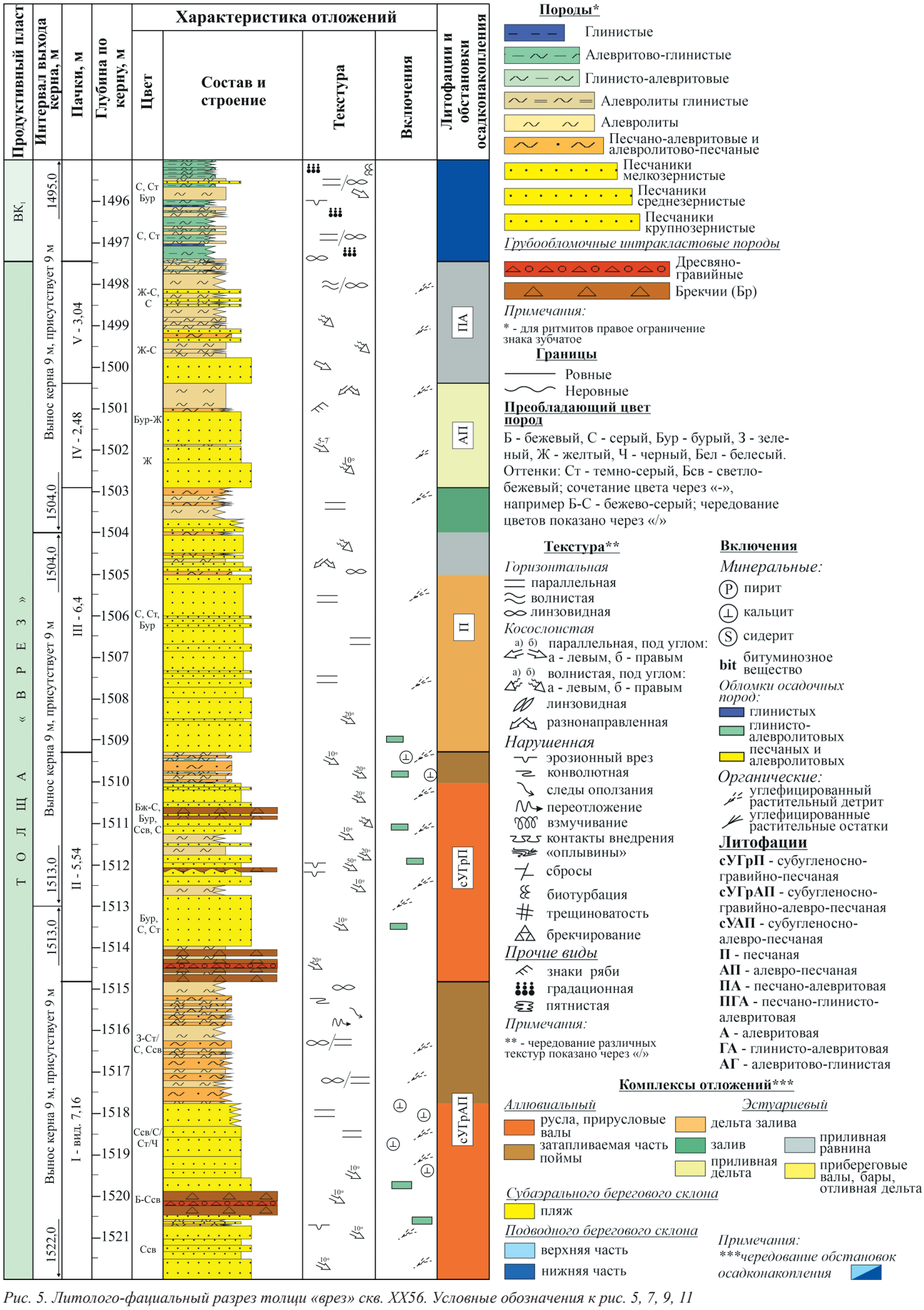
Аллювиальные отложения описаны в скважинах ХХ56, ХХ47 и ХХ04. В скв. ХХ56 аллювиальные отложения имеют мощность 12,7 м (рис. 5). В строении разреза участвуют две литофации*: субугленосно-грубообломочно-алевро-песчаная (7,16 м) и субугленосно-грубообломочно-песчаная (5,54 м)*.

Субугленосно-грубообломочно-алевритово-песчаная литофация (7,16 м) состоит из двух частей. Ее нижняя часть (4,28 м) сложена песчаными накоплениями русел и прирусловых валов, где слоистость обычно подчеркнута тонкими пропластками насыщенными черным углефицированным растительным детритом (УРД). Отложения русел представлены косослоистыми средне- и мелкозернистыми песчаниками, которые нередко насыщены интракластами уплощенных углистых алевролитов диаметром от 0,2 до 0,5 см, длиной до 5 см (рис. 6, а). В то время как отложения прирусловых валов обычно сложены горизонтально-слоистыми песчаниками мелкозернистыми, часто алевритовыми и углистыми, а также песчаными ритмитами (рис. 6, б).

Накопления грубообломочных отложений обычно приурочены к склоновым частям русел и могут быть связаны с обрушениями берегов этих русел. Грубообломочные породы часто залегают по неровным эрозионным границам, сложены косослоистыми интракластовыми брекчиями, реже дресвяно-гравийными породами, которые иногда в кровле размыты (рис. 6, в, г). Среди интракластов обнаружены обломки песчано-алевролитовых пород и ритмитов, алевролитов и алевролитовых ритмитов. Диаметр обломков варьирует от 1 до 9–10 см. Отмечается неравномерное распределение (от 5% до 40–50%) песчаного заполнителя.

В верхней части (2,88 м) литофации преобладают песчано-алевролитовые ритмиты, имеющие тонкую горизонтальную и горизонтально-линзовидную текстуру, нередко нарушенную взмучиванием, переотложением и микротектоническими процессами сбросового характера, которые связаны с первичным уплотнением осадка (рис. 6, д). Накопление данного комплекса отложений, вероятно, происходило в пределах затапливаемых частей пойм.

Субугленосно-грубообломочно-песчаная литофация (толщиной 5,54 м) состоит из трех циклитов, имеющих схожее строение. В основании каждого цикла залегают косослоистые интракластовые брекчии и интракластовые дресвяно-гравийные породы склонов аллювиальных русел. Заполнитель песчаный, гравийно-песчаный. Среди интракластов преобладают обломки алевролитов, в том числе углистых.



Породы*

Глинистые
Алевритово-глинистые
Глинисто-алевритовые
Алевролиты глинистые
Алевролиты
Песчано-алевритовые и алевролитово-песчаные
Песчаники мелкозернистые
Песчаники среднезернистые
Песчаники крупнозернистые

Грубообломочные интракластовые породы

Дресвяно-гравийные
Брекчии (Бр)

Примечания:

* - для ритмитов правое ограничение знака зубчатое

Границы

Ровные
Неровные

Преобладающий цвет пород

Б - бежевый, С - серый, Бур - бурый, З - зеленый, Ж - желтый, Ч - черный, Бел - белесый. Оттенки: Ст - темно-серый, Бсв - светло-бежевый; сочетание цвета через «-», например Б-С - бежево-серый; чередование цветов показано через «/»

Текстура**

Горизонтальная
параллельная
волнистая
линзовидная

Косослоистая
а) б) параллельная, под углом: а - левым, б - правым
а) б) волнистая, под углом: а - левым, б - правым
линзовидная
разнонаправленная

Нарушенная
эрозионный врез
конволютная
следы оползания
переотложение
взмучивание
контакты внедрения
«оплывины»
сбросы
биотурбация
трещиноватость
брекчирование

Прочие виды
знаки ряби
градационная
пятнистая

Примечания:

** - чередование различных текстур показано через «/»

Включения

Минеральные:
пирит
кальцит
сидерит
bit битуминозное вещество

Обломки осадочных пород:
глинистых
глинисто-алевролитовых песчаных и алевролитовых

Органические:
углефицированный растительный детрит
углефицированные растительные остатки

Литофации

сУГрП - субугленосно-гравийно-песчаная
сУГрАП - субугленосно-гравийно-алевро-песчаная
сУАП - субугленосно-алевро-песчаная
П - песчаная
АП - алевро-песчаная
ПА - песчано-алевритовая
ПГА - песчано-глинисто-алевритовая
А - алевритовая
ГА - глинисто-алевритовая
АГ - алевритово-глинистая

Комплексы отложений***

Аллювиальный
русла, прирусловые валы
затапливаемая часть поймы

Эстуариевый
дельта залива
залив
приливная дельта
приливная равнина
прибереговые валы, бары, отливная дельта

Субаэрального берегового склона
пляж

Подводного берегового склона
верхняя часть
нижняя часть

Примечания:

***чередование обстановок осадконакопления

Рис. 5. Литолого-фациальный разрез толщи «врез» скв. ХХ56. Условные обозначения к рис. 5, 7, 9, 11

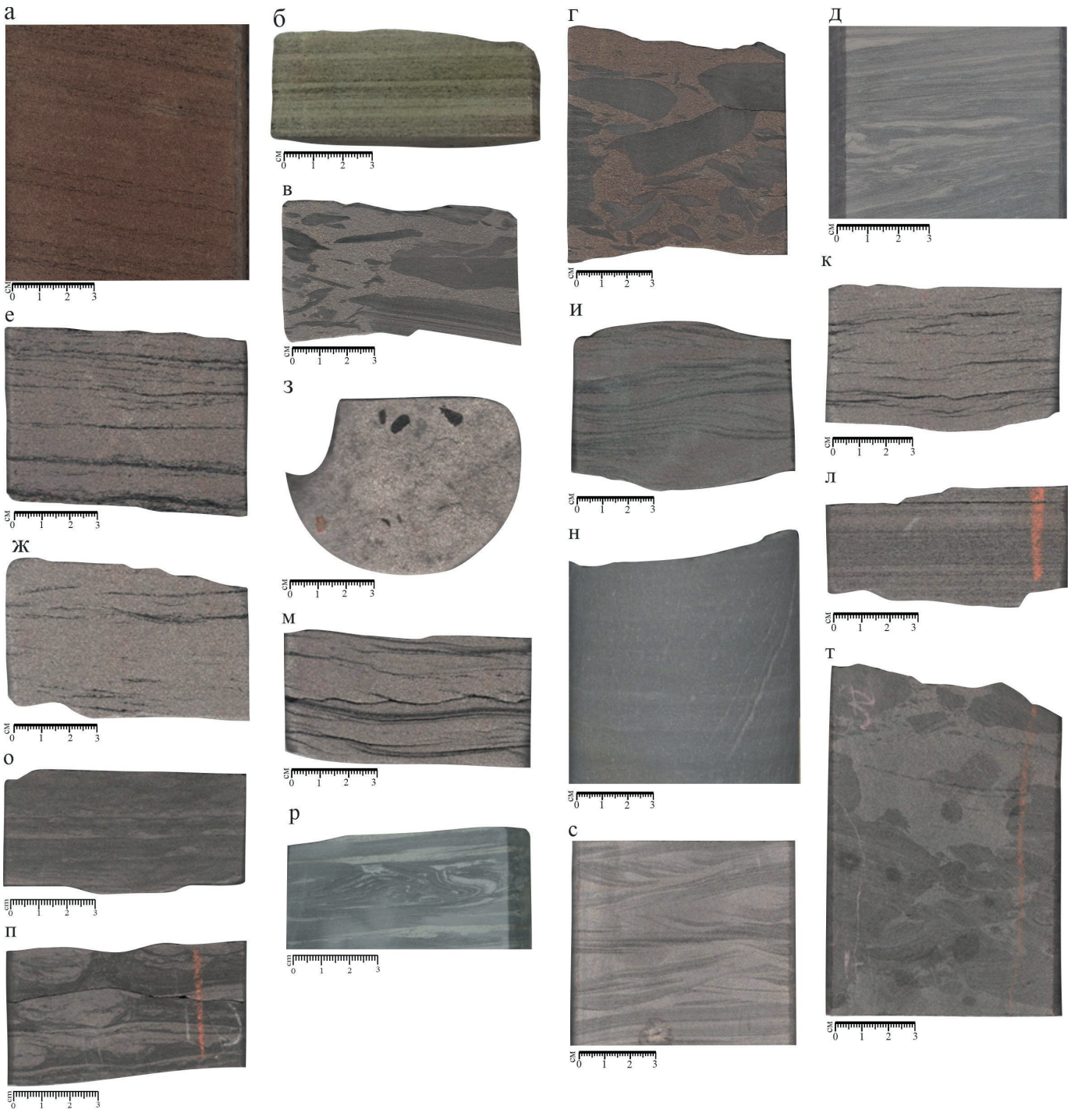


Рис. 6. Генетические типы пород: а – косослоистые песчаники русел, скв. ХХ56, глубина 1513,2 м; б – песчаные ритмиты прирусловых валов, скв. ХХ56, глубина 1518 м; в, г – интракластовые грубообломочные породы склонов речных долин, скв. ХХ56, глубина 1520,0 и 1514,1 м; д – песчано-алевритовые ритмиты затапливаемых частей пойм, скв. ХХ56, глубина 1516,35 м; е, ж – отложения прирусловых валов, скв. ХХ47: е – песчаник мелкозернистый углистый с волнистой слоистостью (глубина 1571,34); ж – песчаник среднезернистый с волнистой прерывистой косоволнистой текстурой (1570,95 м); з – отпечатки углефицированного растительного детрита, скв. ХХ47, глубина 1570,75 м; и – алерволитово-песчаная порода с косоволнистой текстурой и текстурой срезания волнистых серий, скв. ХХ56, глубина 1504,02 м; к, л – скв. ХХ47: к – песчаник среднезернистый волнистослоистый (глубина 1569,15 м); л – ритмит алевролитово-песчаный (глубина 1562,81 м); м – песчаник мелкозернистый с волнистой текстурой, скв. ХХ47, глубина 1568,75 м; н – гомогенные алевролиты залива эстуария, скв. ХХ006, глубина 1512,6 м; о - ритмит алевролитовый, скв. ХХ47, глубина 1560,78 м; п – ритмит алевролитовый, скв. ХХ47, глубина 1557,87 м; р – S-образная оплывина, скв. ХХ47, глубина 1540,38 м; с, т – скв. ХХ47: с – алевритово-песчаные отложения береговых валов (глубина 1555,23 м); т – отложения промоин сгонно-нагонных течений (глубина 1554,6 м)

Грубообломочные породы обычно перекрываются русловыми косослоистыми песчаниками, содержащими интракласты глинистых и алевролитовых пород, а выше также косослоистыми алевролитами прирусловых валов.

Границы между отдельными слоями часто неровные, эрозионные (рис. 5).

В скв. ХХ47 (рис. 7) аллювиальный комплекс отложений представлен *субугленосно-алевро-песчаной литофацией* (мощностью 3,15 м), которая сложена косослоистыми

и реже волнисто-слоистыми средне- и мелкозернистыми песчаниками (рис. 6, е, ж) с обильным УРД на плоскостях напластования (рис. 6, з), которые неравномерно расслоены углистыми алевролитово-песчаными породами и ритмитами.

Этот комплекс отложений был также описан в нижней части толщи «врез» скв. ХХ04, который выделяется в объеме *алевритово-песчаной литофации* (мощностью 3,13 м).

Ее нижняя часть (1,41 м) сложена русловыми косослоистыми бежево-серыми песчаниками средне-мелкозернистыми, которые насыщены интракластами глинисто-алевролитовых ритмитов, а также содержат единичные гравийные зерна кварца. Размер интракластов снизу вверх увеличивается от (0,5–0,6) × 0,2 см до 0,8 × (0,5–1) см. Интракласты ориентированы под углом 25° к горизонту. Верхняя часть литофации (вскрытая мощность 1,4 м) сформирована песчано-алевролитовыми породами и ритмитами зарастающих прирусловых валов, для которых характерны линзовидная, косолинзовидная и нарушенная корневыми системами текстура (рис. 8, а, б).

Комплекс отложений эстуария

Субаэральной и субаквальной дельты залива. Отложения дельты залива описаны в разрезе верхней части толщи «врез» в разрезе скв. ХХ56 (рис. 5). Они обладают признаками смешанного речного, волнового и приливно-отливного осадконакопления и выделяются в составе *песчаной литофации.*

Отложения этой литофации (6,4 м), сформированные фронтом дельты, имеют генетические признаки накоплений флювиальных русел, валов, баров, а в верхней части – залива, в пределы которого и разгружалась дельта. Ее нижняя часть (4,3 м) представлена песчаными накоплениями, для которых характерны пологая косая и горизонтальная текстура, которая нередко подчеркнута обилием УРД на плоскостях напластования, а верхняя (1 м) – чередованием песчаников мелкозернистых, песчано-алевролитовых ритмитов, а также алевролитов, для которых свойственна тонкая пологая косая и косоволнистая слоистость, сформированная волновой рябью (рис. 6, и). В кровле (1,1 м) залегают тонкослоистые алевролитовые ритмиты с многочисленными включениями мелкого УРД, сформировавшиеся, вероятно, в пределах залива.

Песчаная литофация (2,75 м) описана и в разрезе скв. ХХ47 (рис. 7), где представлена косослоистым и волнисто-слоистым чередованием средне-мелкозернистых песчаников и маломощных углистых алевролитово-песчаных ритмитов (рис. 6, к, л). Песчаники нередко содержат пропластки толщиной (1–3 мм), сложенные глинистым веществом. Эти пропластки образуют в различной степени выдержанные волнистые серии через 1–1,5 см.

Внутри этих серий иногда наблюдаются текстуры мелкой асимметричной ряби течений, которая формирует валики амплитудой до 3 мм (рис. 6, м). Алевролитово-песчаные и песчано-алевролитовые ритмиты обладают повышенной слюдистостью и углистостью (рис. 8, в, г). В основании отдельных прослоев встречаются единичные неокатанные интракласты алевролитов темно-серых размером 2×3 см.

К дистальным частям фронта дельты можно отнести накопления алевро-песчаной (2,69 м) и песчано-алевритовой

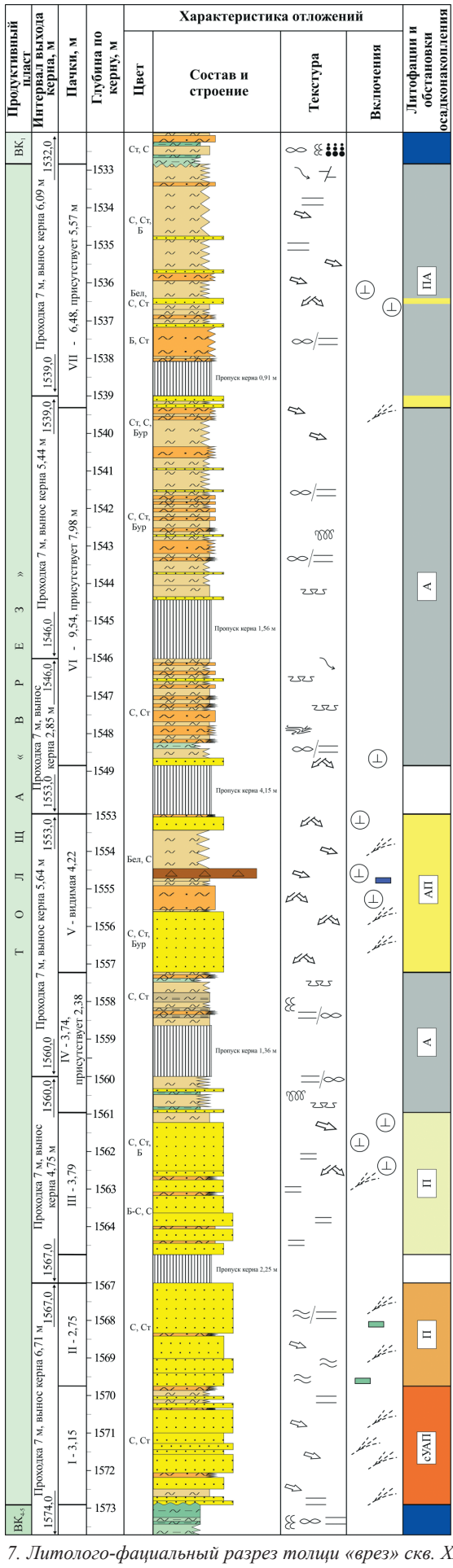


Рис. 7. Литолого-фациальный разрез толщи «врез» скв. ХХ47. Условные обозначения см. на рис. 5

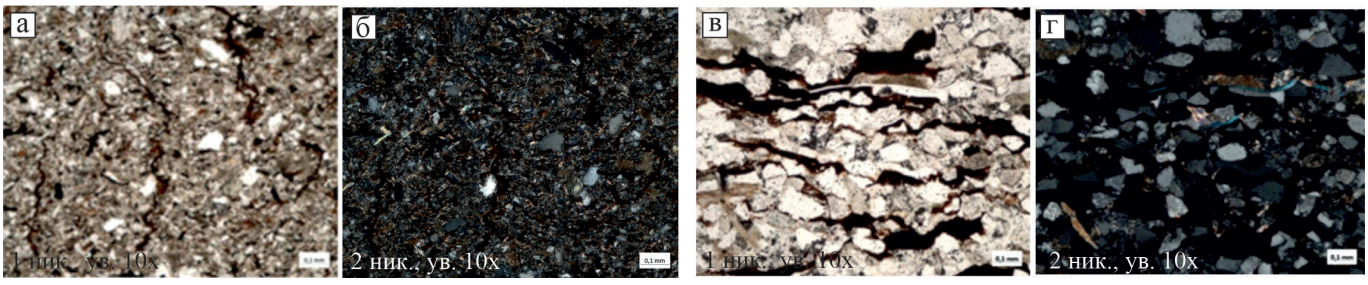


Рис. 8. Фото петрографических шлифов: а, б – алевролит глинистый с нарушенной корневыми системами текстурой, скв. ХХ04, глубина 1508,6 м; в, г – ритмит песчано-алевролитовый, углисто-слюдистый, полимиктовый (граувакковый аркозовый), скв. ХХ47, глубина 1562, 8 м

(6,3 м) литофаций, описанных в нижней части разреза скв. ХХ006, для которых характерно появление тонких (0,1–0,15 м) песчаных прослоев с косослоистой текстурой (рис. 9).

Преобладающими генетическими типами отложений являются аккумулятивные формы рельефа, такие как валы и гряды.

Приливные дельты. Комплекс отложений приливной дельты также формировался в пределах залива. В разрезах рассматриваемых скважин этот комплекс обусловлен накоплением песчаных и алевро-песчаных литофаций. Постепенная проградация приливной дельты в сторону суши приводит к заполнению эстуария осадочным материалом и к формированию в последующем обширной приливной равнины (рис. 4), охватывающей всю территорию эстуария.

Так, в разрезе скв. ХХ47 накопления приливной дельты связаны с *песчаной литофацией* (мощность 3,79 м), которая сложена пологокосо-слоистыми мелкозернистыми песчаниками (рис. 7). Здесь также наблюдается сложная разнонаправленная косослоистая текстура, вероятно, сформированная в результате приливных процессов.

В скв. ХХ006 (рис. 9) нижняя часть (4,0 м) *алевро-песчаной литофации* (6,65 м), а также нижняя часть (3,35 м) *песчаной* (4,45 м) сложены песчаными наносами приливной дельты. В песчаниках преобладает разнонаправленная косоволнистая слоистость с элементами волновой ряби.

Залив эстуария. Отложения залива наиболее часто встречаются в разрезе скв. ХХ006. Они представлены гомогенными алевролитами горизонтально-линзовидными, а также ритмитами алевролитового и глинисто-алевролитового состава. Отличительной чертой этих отложений является первичная карбонатность (рис. 6, н).

Приливно-отливная равнина. *Алевритовая литофация* (3,74 м) в скв. ХХ47 тесно связана с приливно-отливными процессами, развивающимися в пределах прибрежной равнины. Эта часть разреза сложена алевролитовыми ритмитами, для которых характерны горизонтально-линзовидные текстуры с многочисленными текстурами нагрузки в основании. Такие перемещения осадка происходили в сжиженно-пластичном состоянии и в одноактном режиме привноса материала, иногда не затрагивающем матрикс (рис. 6, о) (Алексеев, 2014). Обычно такие «инъекционные» внедрения более грубого материала формируют мелкие промоины (рис. 6, п). Алевролиты периодически расслаиваются песчаными накоплениями приливных отмелей и гряд.

Характерным признаком приливной равнины являются формирующиеся в пределах ритмично чередующихся пород алевролито-песчаные оплывины, которые связаны с оползанием материала, находящегося в пластичном состоянии, с S-образными изгибами и закручиваниями в колобки (рис. 6, р) (Алексеев, 2014).

В скв. ХХ56 (рис. 5) комплекс отложений приливной равнины представлен *песчано-алевритовой литофацией* (3,04 м), которая в основании сложена косослоистыми песчаниками, а выше состоит из переслаивания алевролитов, алевролитовых ритмитов и мелкозернистых песчаников, волнисто- и косоволнисто-слоистых, обладающих иногда разнонаправленной косой слоистостью. Такие песчаные тела формируют в пределах равнины мелкие аккумулятивные формы – валы и гряды.

Береговые валы, бары, отливная дельта. В этой части эстуария формируется сложный комплекс отложений береговых валов, баров, дюн, приливно-отливных каналов и промоин, с которыми связаны различные генетические типы пород. Этот комплекс описан в скв. ХХ47, где выделяется в пределах а*левро-песчаной литофации* (4,22 м). В ее основании (1,51 м) располагаются косослоистые углистые мелкозернистые песчаники, которые выше (2,7 м) перекрываются алевролитово-песчаными накоплениями береговых валов (рис. 6, с), содержащих промоины (рис. 6, т), сформированные сгонно-нагонными течениями.

Комплекс прибрежных и мелководно-морских отложений

Современные представления об условиях формирования викуловской свиты и практический опыт изучения керна ее продуктивной толщи позволяет нам рассматривать процессы образования этих отложений в рамках модели прибрежной области водного бассейна (Долотов, 1989; Каплин и др., 1991; Крашенинников, 1971; Обстановки…, 1990).

Прибрежная область состоит из двух взаимосвязанных элементов: берега и подводного берегового склона (ПБС), граница между которыми обозначается урезом воды. Берег – это полоса земной поверхности, прилегающая к береговой линии со стороны суши, то заливаемая водой бассейна под воздействием прибойного потока, приливов и нагонов, то осушаемая при отливах и сгонах. Береговой склон – это верхняя часть шельфа. При характеристике строения прибрежной области нами использованы следующие термины, характеризующие обстановки осадконакопления в направлении суша – море: субаэральный береговой склон и подводный береговой склон (рис. 10).

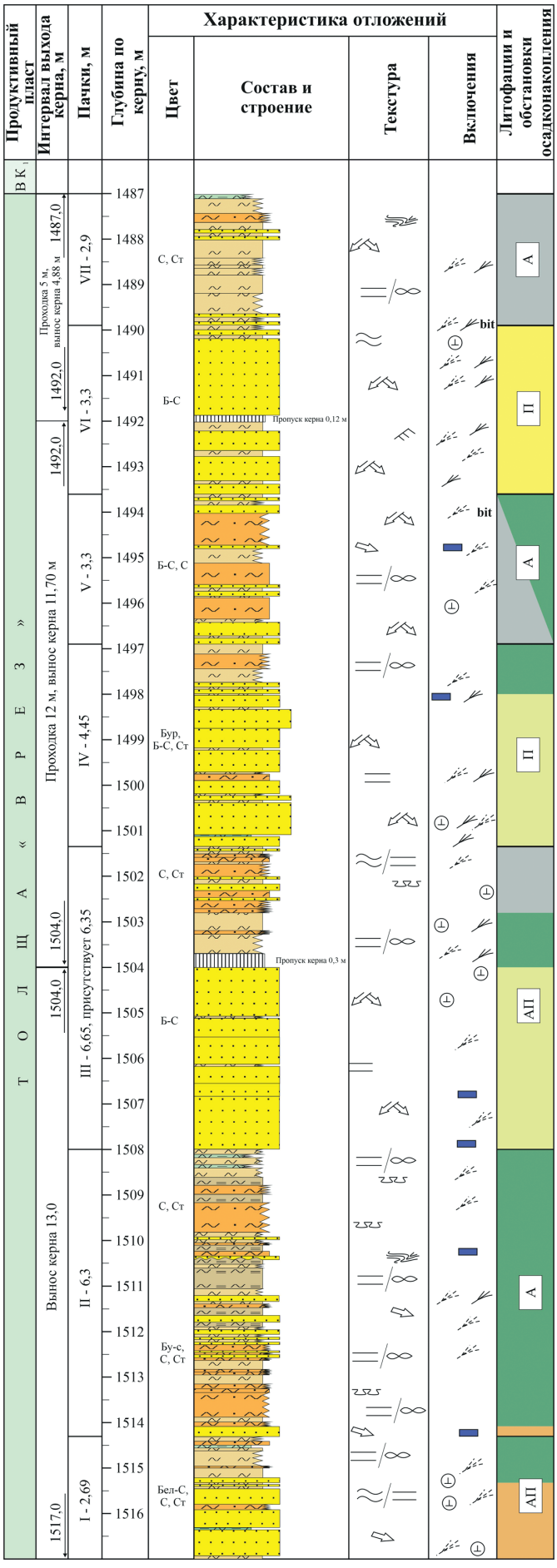


Рис. 9. Литолого-фациальный разрез скв. ХХ006. Условные обозначения см. на рис. 5

В условиях высокой гидродинамической активности среды осадконакопления мелководного внутреннего морского бассейна при широком распространении штормов и большой амплитуде волн наблюдаются контрастные изменения с достаточно частым чередованием обстановок осадконакопления.

Субаэральная часть берегового склона. Верхний (субаэральный) пляж. Отложения ***верхнего пляжа (субаэрального)*** в разрезах пластов $ВК_1$–$ВК_3$ распространены локально и имеют наибольшее распространение в разрезе скв. ХХ28 (рис. 11). Их появление приурочено к отложениям алевритово-песчаных и песчано-алевритовых литофаций. Присутствующие крупно- и среднезернистые песчаники с перекрестной разнонаправленной косой слоистостью имеют толщину от 0,1 до 1 м.

Небольшая мощность этих накоплений, видимо, связана с широким развитием штормовых процессов, которые приводили к их интенсивной эрозии. Отложения нижнего пляжа постепенно переходят в фациальную зону берегового склона и даже могут их перекрывать.(рис. 12, а). При этом песчаные накопления пляжа резко отличаются по составу от алевролитово-песчаных осадков подводной части берегового склона, и, в отличие от последних, здесь преобладают олигомиктовые разности (рис. 13, а, б). Среди генетических типов встречаются отложения береговых валов, дюн, реже межгрядовых понижений.

Подводный береговой склон. Верхняя часть подводного берегового склона включает нижнюю (затопляемую) часть пляжа и его предфронтальную (предпляжевую) зону, граница между которыми проводится не всегда однозначно. Эти зоны рассматриваются совместно и в разрезах скважин выделяются как верхняя часть подводного берегового склона.

На этом участке преобладают процессы прибоя, обрушения, взмучивания, часто дополняемые течениями и штормами. Широко распространены симметричные и ассиметричные волновые знаки ряби в песчано-алевролитовых и алевролитовых накоплениях, а также перекрестная косая слоистость. Среди основных аккумулятивных подводных форм преобладают подводные валы, в меньшей степени рифели (песчаные волны) (рис. 12, б).

Весь этот комплекс отложений формирует группы литофаций: песчано-алевритовую, глинисто-песчано-алевритовую и алевритово-песчаную (рис 11). В предпляжевой зоне алевролитовые и смешанные алевролитово-песчаные и песчано-алевролитовые накопления в условиях чередования спокойных и штормовых условий характеризуются распространением нарушенных текстур (биотурбированием, взмучиванием), обычно насыщены интракластами алевролитов, песчаников, прослои которых образуют грубообломочные интракластовые интервалы, которые иногда выполняют эрозионные врезы проток, распространенных локально (рис. 12, в).

Более детальное строение штормогенных отложений можно рассмотреть на примере разреза верхней части викуловской свиты скв. ХХ791. В нижней части интервала 1483,95–1485,0 (1,05 м) описаны песчаные отложения, содержащие линзы (размером 0,19 м), включающие интракласты песчаников и алевролитов, которые выше по разрезу перекрыты алевролитово-глинистыми породами с текстурой знаков волновой ряби (0,11 м). Перекрывающие

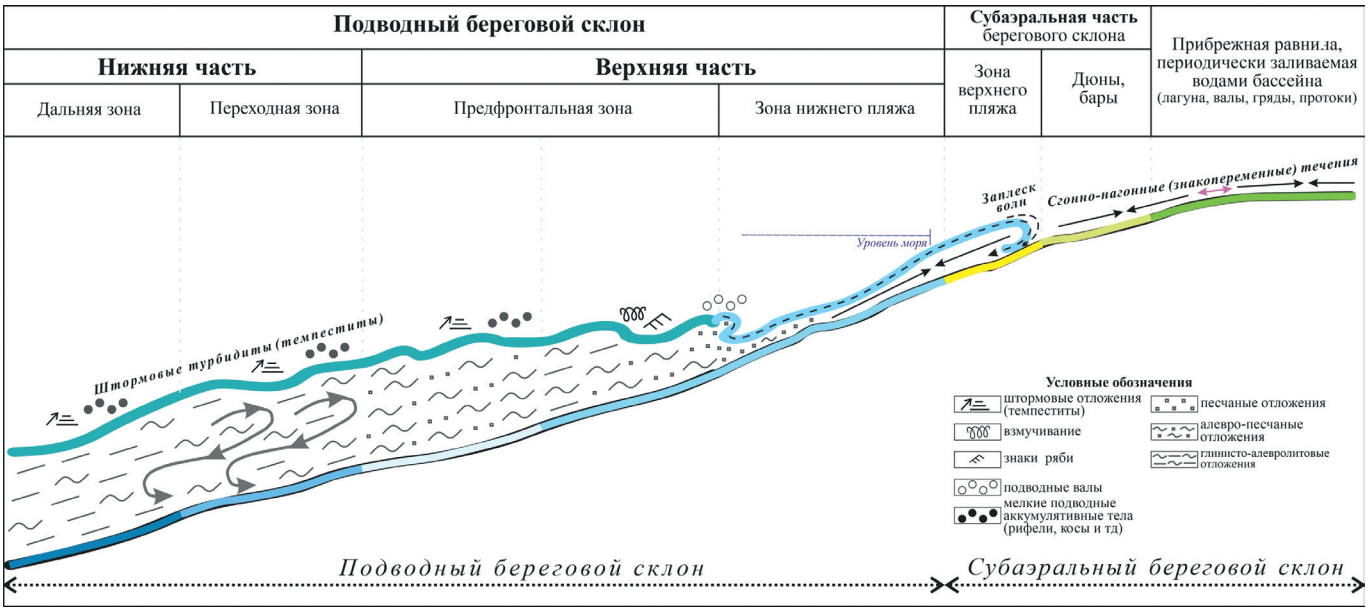


Рис. 10. Идеализированный профиль субаэральной и подводной частей берегового склона

их мелкозернистые песчаники включают линзы, заполненные интра-, реже литокластами алевролитов дресвяно-гравийной структуры (0,46 м). Эти накопления выше (0,18 м) перекрыты алевролитово-глинистыми ритмитами с включениями дресвяно-гравийных интракластов песчаного состава с нарушенной взмучиванием текстурой и следами эрозии в кровле. Такое строение разреза связано с эпизодами усиления и затухания штормогенных процессов в пределах верхней части подводного берегового склона.

Нижняя часть подводного берегового склона включает переходную и дальнюю зоны, граница между которыми проводится не всегда однозначно. Эти зоны рассматриваются совместно и в разрезах скважин выделяются как нижняя часть подводного берегового склона.

Переходная зона располагается между средним базисом спокойных вод и средним базисом штормовых вод. Это определяет накопления в ее пределах осадков соответственно высокой и низкой энергии волн. В пределах переходной зоны в спокойных условиях из взвеси выпадает тонкозернистый материал, который подвержен интенсивной биотурбации, а во время штормов в пределы этой зоны выносится более грубый материал, в том числе и псаммитовой размерности. Эти отложения формируют темпеститы – штормовые осадки (рис. 13, в) (Жемчугова, 2014).

Преобладающими литотипами, которые встречаются в пределах этой части подводного берегового склона, являются алевролиты крупно-мелкозернистые, алевролиты мелкозернистые, часто слюдисто-углистые, а также смешанные породы глинисто-алевролитового состава, которые также обычно насыщены тонким растительным детритом. Среди текстур преобладают линзовидная, горизонтально-линзовидная, градационная, которые часто нарушены биотурбированием и взмучиванием. Перечисленными особенностями обладают отложения, которые имеют собственное название «рябчик» (рис. 12, г, рис. 13, г) (Алексеев, 2014).

Описанный комплекс пород формирует глинисто-алевритовую и алевритово-глинистую, песчано-глинисто-алевролитовую литофации (рис 10). Нередко здесь встречаются линзы и прослои изогнутой формы, которые сложены алевритовым, иногда псаммо-алевритовым материалом и формируют мелкие подводные формы рельефа (рифели) (рис. 12, д).

Дальная зона нижней части подводного берегового склона сложена алевролитовыми и алевролитово-глинистыми осадками, где влияние штормов было неравномерно. Среди текстур преобладают горизонтальная, тонкая, линзовидная (толщина до 1 см), градационная с постепенными сменами гранулометрических типов пород. Обращает на себя внимание и крайне слабая биотурбированность отложений с преобладанием единичных горизонтальных ходов илоедов (рис. 12, е). Преобладающая литофация – алевритово-глинистая.

В пределах этой фациальной зоны встречаются пачки, сложенные отложениями карбонатно-алевролитового алевролитового состава, которые иногда образуют чередования (скв. ХХ73). Особенностью таких отложений являются отсутствие выраженной слоистости, преобладание нарушенных текстур (переотложение, смятие, элементы конволютной слоистости), многочисленные интракласты и оползневые фрагменты алевролитов и алевролитовых ритмитов внутри иногда гомогенной алевролитовой или карбонатно-алевролитовой массы. Алевролиты разнозернистые глинистые обладают плохой сортировкой обломочного материала. Количество глинистого и карбонатного цемента в их составе иногда достигает 50% и более, что отмечается появлением смешанных пород карбонатно-алевролитового состава. Формирование этого комплекса отложений, вероятно, связано с дистальными частями подводного берегового склона в условиях, когда действовали течения, в том числе гравитационные (рис. 12, ж, рис. 13, д, е).

Все выделенные фациальные зоны берегового склона описаны во всех скважинах Каменного месторождения, которые вскрыли пласты групп $ВК_1$–$ВК_3$.

Распределение фациальных зон по площади Каменного месторождения группы пластов $ВК_1$–$ВК_3$

В результате проведенного литолого-фациального анализа были выделены следующие фациальные зоны:

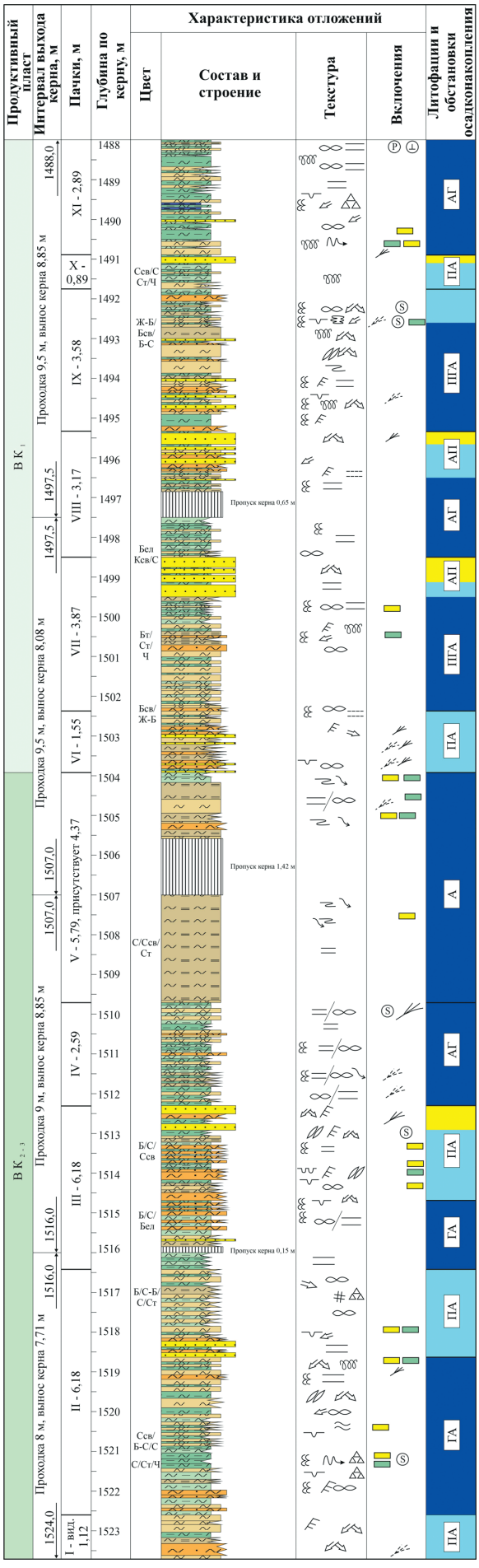


Рис. 11. Литолого-фациальный разрез скв. ХХ28. Условные обозначения см. на рис. 5

1 – субаэральной части берегового склона (пляжа); 2 – верхней части подводного берегового склона; 3 – нижней части подводного берегового склона. Распределение обстановок осадконакопления показано на рис. 14, а–в.

Пласт $ВК_2$–$ВК_3$. Отложения пласта отсутствуют в южной, юго-западной, частично центральной и северной частях территории исследования, что установлено данными сейсморазведки и бурения, но встречены в юго-восточной и восточной частях. Характер распределения обстановок седиментации на время окончания формирования пласта $ВК_2$–$ВК_3$ связан с максимальной регрессивной частью соответствующего уровня седиментации (рис. 14, а).

С востока на запад различаются следующие фациальные зоны: субаэральной части берегового склона (пляжа) и верхней части подводного берегового склона. Последняя зона, вероятно, занимала значительную часть месторождения, но сохранилась от эрозии речными долинами только в его юго-восточной и восточной частях.

Пласт $ВК_1$. На рис. 14, б показано распределение фациальных зон по площади месторождения, откуда видно, что эти зоны тесно связаны со следующим падением относительного уровня моря и накоплением продуктивных пластов $ВК_1^3$ и $ВК_1^2$.

Приведенная схема реконструирует обстановки седиментации отложений берегового склона внутреннего морского бассейна на момент окончания формирования пластов $ВК_1^3$ и $ВК_1^2$. Выделяется обширная зона пляжа

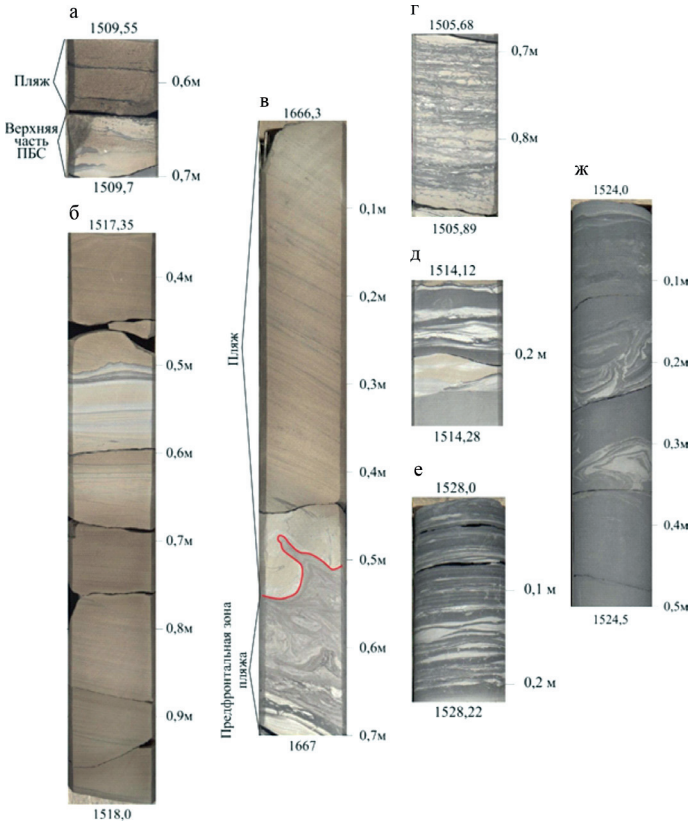


Рис. 12. Генетические типы: а – отложения пляжа и верхней части ПБС, скв. ХХ73; б – отложения верхней части ПБС, скв. ХХ73; в – отложения верхней части ПБС (нижнего пляжа и его предфронтальной зоны), скв. ХХ95; г – отложения типа «рябчик», скв. ХХ73; д – мелкие подводные формы рельефа нижней части ПБС, скв. ХХ73; е – отложения нижней части ПБС, скв. ХХ73; ж – отложения гравитационных течений в пределах нижней части ПБС, скв. ХХ73

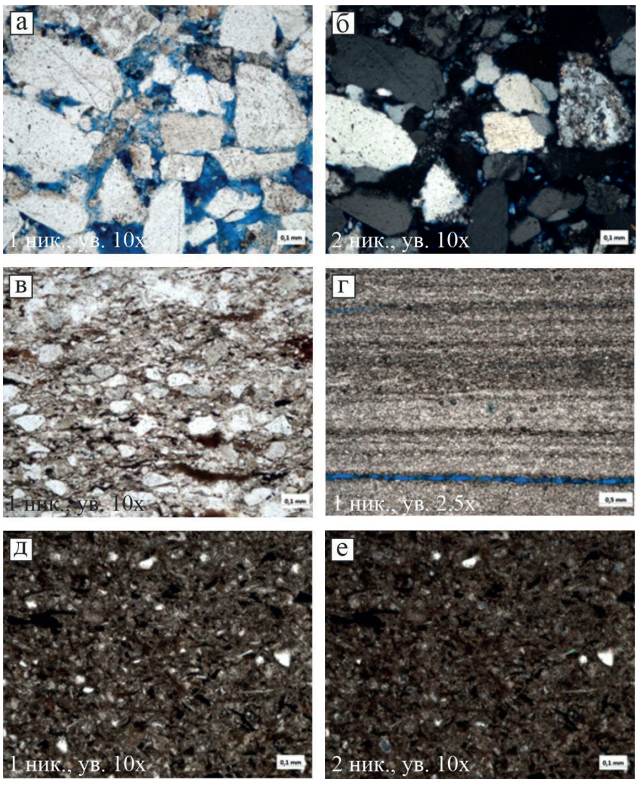


Рис. 13. Фото петрографических шлифов: а, б – песчаник крупно-среднезернистый олигомиктовый с незначительным и неравномерным содержанием глинистого цемента, скв. XX28, глубина 1490,93 м; в – примесь псаммитового материала в алевролите, скв. XX73, глубина 1509,23 м; г – ритмит алевролитово-глинистый, скв. XX73, глубина 1510,28 м; д, е – карбонатно-алевролитовая порода, скв. XX73, глубина 1525,74 м

на востоке и севере территории исследования и, предположительно, в его южной части. Зона пляжа обрамлена зоной верхней части подводного берегового склона, к ней приурочены подводные аккумулятивные тела (валы, косы и т.д.). В центре и на северо-западе распространена зона нижней части подводного берегового склона.

Последний этап связан с накоплением пласта $ВК_1^1$, формирование которого приурочено в целом к повышению относительного уровня моря (рис. 14, в). При этом значительную часть территории занимали отложения нижней части подводного берегового склона.

Следующий этап существенного изменения относительного уровня моря связан с этапом завершения формирования пласта $ВК_1^1$, поверхность максимального затопления территории приурочена к накоплению глинистых отложений вышележащей ханты-мансийской свиты.

Вторичные преобразования в породах-коллекторах викуловской свиты

На формирование ФЕС пород-коллекторов викуловской свиты оказали влияние как седиментологические факторы, так и вторичные процессы литогенеза. К последним относятся пелитизация, деструкция и выщелачивание полевых шпатов; каолинитизация полевых шпатов, а также формирование аутигенного хорошо окристаллизованного каолинита; гидратация, хлоритизация и сидеритизация биотита; формирование аутигенных карбонатных минералов в пустотном пространстве пород; регенерация зерен кварца. Из всех перечисленных процессов наибольшее влияние на ФЕС полимиктовых пород-коллекторов имеют процессы деструкции и выщелачивания зерен

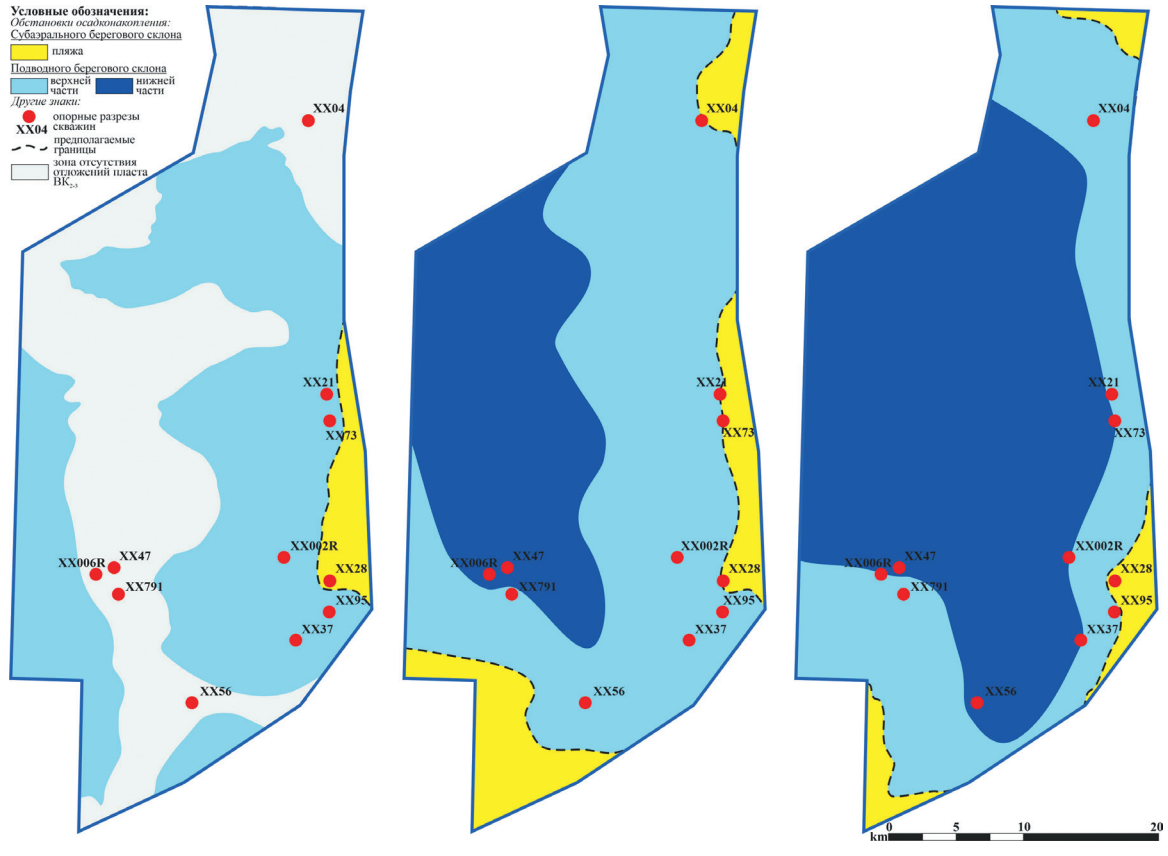


Рис. 14. Схемы фациальной зональности: а – максимальной регрессивной части цикла седиментации и накопления продуктивных пластов $ВК_2$–$ВК_3$; б – максимальной регрессивной части цикла седиментации и накопления продуктивных пластов $ВК_1^3$ и $ВК_1^2$; в – максимальной регрессивной части цикла седиментации и накопления продуктивного пласта $ВК_1^1$

полевых шпатов (по соотношению к общему количеству всех зерен полевых шпатов); формирование аутигенного каолинита в составе глинистых минералов цемента пород; появление аутигенных карбонатных минералов (сидерита, кальцита).

Рассмотрим подробнее процессы, связанные с формированием карбонатных минералов. Всего было проанализировано около 274 петрографических шлифов по 11 скважинам Красноленинского месторождения.

Так, количество аутигенного сидерита в породах коллекторах варьирует от 0,5% до 10%. Нередко процесс формирования аутигенного сидерита тесно связан с изменениями слюдистых минералов в полимиктовых терригенных породах, а именно биотита. Одним из основных процессов изменения биотита является хлоритизация, которая сопровождается его гидратацией. Железо, освободившееся при гидратации биотита, в основном фиксируется в виде сидерита. Поэтому максимальное содержание сидерита обычно отмечается в продуктивных отложениях пластов $ВК_1$–$ВК_3$, где часто наблюдается повышенная слюдистость алевролитовых пород (рис. 15, а).

Нередко аутигенный сидерит не только развивается по биотиту, но и формирует микроконкреционные образования в породах (рис. 15, б).

Содержание кальцита в породах-коллекторах викуловской свиты переменно, варьирует от 0% до 50%, иногда и более. Фоновое содержание кальцита в отложениях пластов $ВК_1$–$ВК_3$ составляет 0,5–5%, иногда 10%. Карбонатно-алевролитовые породы смешанного состава связаны с межпластовой толщей, разделяющей продуктивные пласты $ВК_2$–$ВК_3$ и $ВК_1$. Распределение карбонатного вещества и его структура (присутствие микритового кальцита, не только яснокристаллического) позволяют предположить его седиментационную природу (рис. 15, в)

В отложениях толщи «врез» фоновое содержание кальцита (в цементе обломочных пород) обычно не превышает первых процентов. При этом встречаются образцы, где количество аутигенного порового или порово-базального кальцитового цемента составляет 20–40% и более (рис. 15, г, д).

Структура карбонатного вещества может различаться по следующим причинам: 1) в породе встречен кальцит с микритовой и яснокристаллической структурой; 2) преобладает яснокристаллический кальцит. Генезис кальцита может быть обусловлен как процессами седиментогенеза, так и эпигенеза. Появление аутигенного яснокристаллического кальцита, возможно, сопряжено с наличием залежей углеводородов, в том числе вторичной цементацией пород на водонефтяном контакте (ВНК) в условиях бактериального окисления нефтей и изменения состава пластовых вод. На это указывают изменения изотопного состава углерода ($\delta^{13}C$), вызванные появлением значительно облегченного бикарбоната, который образуется в процессе анаэробного окисления метана (Леин, 2004). Такие случаи отмечены в отложениях толщи «врез» в ряде скважин, но наиболее контрастно проявились в разрезе скв. ХХ006. На рис. 16 показаны уровни появления кальцита в цементах алевритово-песчаных пород.

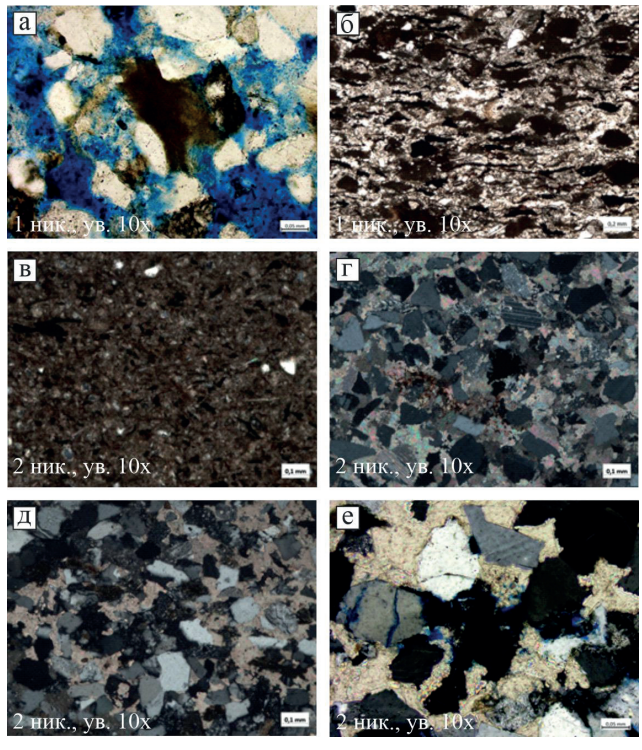


Рис. 15. Фото петрографических шлифов: а – сидеритизация биотита, скв. ХХ006, глубина 1496,13 м; б – конкреционные образования сидерита, скв. ХХ73, глубина 1509,23 м; в - карбонатно-алевролитовая порода, скв. ХХ73, глубина 1525,74 м; г – песчаник мелкозернистый алевритовый полимиктовый (граувакковый аркозовый) с глинисто-карбонатным цементом, скв. ХХ006, глубина 1504,13 м; д – алевролитово-песчаная порода с глинисто-карбонатным цементом, скв. ХХ006, глубина 1496,03 м; е – участки выщелачивания карбонатного цемента в мелкозернистом песчанике, скв. ХХ006, глубина 1500,82 м

Для уточнения природы кальцита были привлечены методы изотопной геохимии, с помощью которых установлены различия в содержании изотопов углерода и кислорода в кальците (табл. 1)

Облегчение изотопного состава углерода в образцах 96004 и 28044 до (–12,8…–13,7‰, VPDB) указывает на смешанный источник бикарбоната, участвовавшего в формировании карбонатов. Кроме бикарбоната из окружающей морской воды присутствовал изотопно более легкий, вероятно, образовавшийся в диагенезе/катагенезе из органического вещества. Облегчение $\delta^{18}O$ (до –18,9…–20,2‰, VPDB) также подтверждает возникновение карбонатов в процессе катагенеза при существенно более высокой температуре по сравнению с придонной. Для обр. 28054 характерно распределение стабильных изотопов углерода, близкое к изотопному составу современной морской воды, что говорит об отсутствии вторичных диагенетических преобразований. Однако изотопный состав кислорода $\delta^{18}O$ (–15,8‰, VPDB) отражает вторичное взаимодействие карбоната с более горячими флюидами (до 135 °С) и говорит о присутствии трещин, заполненных вторичным кальцитом. Высокотемпературные потоки флюидов, проходящие по ослабленным диа- и катагенезом трещинным зонам в толщах комплекса, воздействовали на породы не только химически, кристаллизуя гидротермальные минералы, но и термически, повышая температуру преобразованности (Карпова и др., 2021).

Рис. 16. Схема вторичных преобразований и типы коллекторов в отложениях викуловской свиты по данным скв. ХХ006

Скважина	№ образца	Глубина, м	Тип породы	$\delta^{13}C$, ‰, VPDB	$\delta^{18}O$, ‰, VPDB
ХХ006	96004	1496,03	Алевролитово-песчаная порода с глинисто-карбонатным цементом	–12,8	–18,9
ХХ006	28044	1500,8	Песчаник мелкозернистый с глинисто-карбонатным цементом	–13,7	–20,2
ХХ006	28054	1503,07	Алевролит с карбонатным цементом	–3,5	–15,8

Табл. 1 Содержание изотопов углерода и кислорода

Для термически преобразованных зон характерны большие изменения коэффициента пористости (увеличение ФЕС) за счёт уменьшения содержания кальцита в цементе пород, которое связано с растворением кальцита в процессе формирования залежи. Это обусловлено присутствием углекислоты, которая является неизбежным продуктом метаболизма микроорганизмов и обладает растворяющим действием на кальцит.

Коррозия кальцита является результатом медленного непрерывно-прерывистого формирования залежи, в результате чего происходит улучшение емкости пород-коллекторов в пределах нефтегазоносной зоны (Сахибгареев, 1989).

Все это стало причиной неоднородного распределения коллекторов различного типа, а также локальных уровней с крайне низкими значениями ФЕС.

На рис. 16 показаны глубины, где встречены коллекторы разного типа, а также слабопроницаемые участки. Диаметр пор выщелачивания в карбонатизированных алевролитово-песчаных породах может составлять 0,5–0,8 мм и более и формировать микрокаверны (рис. 15, е).

Кроме того, в разрезе этой же скважины в верхней части толщи «врез» отмечено появление остаточного битуминозного вещества в поровом пространстве пород. Наблюдаются также регенерационные оторочки вокруг зерен кварца, которые сложены аутигенным кварцем. Их количество значительно превышает фоновые значения, которые составляют 0,5–1% (рис. 16). Некоторыми авторами отмечено, что характер распределения в разрезах регенерационного кварца совместно с битумами отражает их приуроченность к самой верхней части залежи, а именно к первому уровню стабилизации ВНК (Сахибгареев, 1989).

Заключение

В результате проведенного исследования изучены терригенные отложения викуловской свиты, которые формировались как под воздействием речных систем, так и вне их действия.

Установлено, что в строении толщи «врез» участвует сложнопостроенный комплекс отложений, этапы развития которого отражают смену обстановок осадконакопления от аллювиальных до переходных эстуариевого комплекса.

В разрезах скважин выделены различные генетические типы отложений, сформированных разнообразными процессами: флювиальными, приливно-отливными, волновыми, в результате которых образуются тела различной морфологии и толщины.

Отложения пластов группы $ВК_1$–$ВК_3$ накапливались преимущественно в пределах верхней и нижней частей подводного берегового склона, где преобладали штормовые процессы. Смена обстановок седиментации отражена в структурно-текстурных особенностях пород и обычно связана с изменениями относительного уровня моря. При наиболее низком уровне стояния моря образуются отложения пляжа и лучшие породы-коллекторы.

Чередование и сочетание обстановок с разнообразием морфологических аккумулятивных форм и обстановок распространения глинисто-алевритовых отложений с включениями и линзами песчаного состава обеспечило формирование природного резервуара пластов $ВК_1$–$ВК_3$.

Уточнен минералогический состав основных типов пород. Для алевролитово-песчаных пород отмечена постепенная смена состава: от граувакк к грауваккковым аркозам, далее собственно к аркозам и олигомиктовым разностям. Высокое содержание растительного детрита в тонкозернистых породах, а также его структурные параметры, часто соизмеримые с преобладающим диаметром зерен, позволяют рассматривать этот компонент как один из породообразующих совместно со слюдами. При этом растительный детрит часто придает алевролитам темные окраски, что визуально интерпретируется как «глинистость».

Отмечены вторичные процессы литогенеза, которые оказывали как положительное, так и отрицательное влияние на ФЕС пород-коллекторов.

Появление повышенных значений содержания карбонатного цемента в песчаниках приконтурной зоны залежей, по мнению ряда авторов, предполагает садку кальцита на ВНК. Такие уровни стабилизации ВНК установлены в разрезе толщи «врез» скв. ХХ006. Различная природа кальцита подтверждена методами изотопной геохимии.

Разнообразная картина распределения проницаемых, слабопроницаемых и практически непроницаемых пород нередко обусловлена наложенными процессами при формировании залежи углеводородов.

Благодарность

Авторы выражают глубокую признательность рецензенту за детальное изучение статьи и сделанные замечания, что позволило улучшить качество и информативность работы.

Литературы

Александров В.М., Казанская Д.А., Белкина В.А. (2015). Особенности геологического строения темпеститов в отложениях викуловской свиты. *Территория «Нефтегаз»*, (2), с. 36–43.

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.

Алексеев В.П. (2014). Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 236 с.

Долотов Ю.С. (1989). Динамические обстановки прибрежно-морского рельефообразования и осадконакопления. М.: Наука, 269 с.

Жемчугова В.А. (2014). Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина, 341 с.

Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Савченко Д.С., Коробова Н.И., Сауткин Р.С., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. (2020). Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Красноленинского месторождения (Западная Сибирь). *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (3), с. 66–74. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-66-74

Каплин П.А., Леонтьев О.К., Лукьянова С.А., Никифоров Л.Г. (1991). Берега. М.: Мысль. 1991. 479 с.

Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Серпикова В.М. (2003). Аптский нефтеносный комплекс месторождения Каменное (Западная Сибирь). *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (3), с. 8–15.

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

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.

Крашенинников Г.Ф. (1971). Учение о фациях. М.: Высш. шк., 368 с.

Леин А.Ю. (2004). Аутигенное карбонатообразование в океане. *Литология и полезные ископаемые*, (1), с. 3–35

Медведев А.Л., Лопатин А.Ю., Зверев К.В. (2006). Фациальная модель пластов ВК1-3 викуловской свиты Каменного месторождения (Западная Сибирь). *Геомодель-2006: Тез. докл. VIII науч.-практ. конф.* М.: Изд-во «ООО Геомодель Консалтинг», с. 150–152.

Медведев А.Л., Хэндфорд Р., Лопатин А.Ю., Зверев К.В., Масалкин Ю.В., Кузина Е.В. (2009). Новый нефтеперспективный объект – комплекс заполнения врезанных долин в продуктивных пластах викуловской свиты Каменного месторождения. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (1), с. 4–20.

Медведев А.Л. (2010). Аптские врезанные речные долины Каменной площади Западной Сибири: региональные аспекты нефтегазоносности. *Нефтегазовая геологи. Теория и практика*, 5(3). http://www.ngtp.ru/rub/4/36_2010.pdf

Обстановки осадконакопления и фации: в 2 т. Т. 1. Под ред. Х.Г. Рединга. (1990). М.: Мир, 352 с.

Сахибгареев Р.С. (1989). Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра, 260 с.

Чистяков А.А., Макарова Н.В., Макаров В.И. (2000). Четвертичная геология. М.: ГЕОС, 303 с.

Шанцер Е.В. (1966). Очерки учения о генетических типах континентальных осадочных образований. *Труды ГИН АН СССР*, (161). М.: Наука, 240 с.

Шванов В.Н. (1987). Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). Л.: Недра, 269 с.

Шишлов С.Б. (2016). Позднеаптские речные долины в пределах Красноленинского свода Западной Сибири (верификация сейсмофациальной модели результатами структурно-генетического анализа кернового материала). *Осадочные комплексы Урала и прилежащих регионов и их минерагения: Мат. 11 Урал. литолог. совещания*. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, с. 289–292.

Хуснуллина Г.Р. (2014). Геологическое строение и условия формирования продуктивных пластов викуловской свиты Красноленинского месторождения нефти (Западная Сибирь): Дис. канд. геол.-мин. наук. Тюмень: ТГНГУ, 195 с.

Aschoff J.L., Olariu C.C., Steel R.J. (2018). Recognition and significance of bayhead delta deposits in the rock record: A comparison of modern and ancient systems. *Sedimentology*, 65(1), pp. 62–95. https://doi.org/10.1111/sed.12351

Boyd R., Dalrymple R.W., Zaitlin B.A. (2006). Estuarine and incised-valley facies models. *SEPM Special Publication*, (84), pp. 171–235. https://doi.org/10.2110/pec.06.84.0171

Dalrymple R.W., Zaitlin B.A., Boyd R. (1992). Estuarine facies models: conceptual basis and stratigraphic implications. *Journal of Sedimentary Research*, 62(6), pp. 1130–1146. https://doi.org/10.1306/D4267A69-2B26-11D7-8648000102C1865D

Dalrymple R.W., Boyd R., Zaitlin B.A. (1994). Incised-Valley Systems: Origin and Sedimentary Sequences. *SEPM Special Publication*, (51), 395 p. https://doi.org/10.2110/pec.94.51

Сведения об авторах

Наталия Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Надежда Сергеевна Шевчук – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

e-mail: n.shevchuk@oilmsu.ru

Евгения Емельяновна Карнюшина – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Елизавета Андреевна Краснова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; старший научный сотрудник, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 06.04.2023;
Принята к публикации 26.05.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Composition and structure features of the Vikulov productive deposits (Krasnoleninsky arch) and their influence on reservoir properties

N.I. Korobova[1], N.S. Shevchuk[1], E.E. Karnyushina[1], R.S. Sautkin[1], E.A. Krasnova[1,2]*
[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: Nadezhda S. Shevchuk, e-mail: n.shevchuk@oilmsu.ru

Abstract. Both sedimentological factors and secondary processes of lithogenesis influenced the formation of porosity and permeability properties of the reservoir rocks of the Vikulov suite of the Krasnoleninskoe field. The former

includes the conditions of sedimentation of the deposits of the Vikulov suite, which at the initial stages of its formation were controlled by the development of a system of incised river valleys, the stages of filling of which, like their composition, have their own characteristics. Also, various genetic types of deposits were formed here. The formation of the upper part of the Vikulov suite took place in a shallow-marine setting, in conditions of storm and wave shallow water, which affected the thin-layered structure of the VK_{1-3} reservoir. On the other hand, in the sections of a number of wells, dense interlayers are noted, the formation of which is associated with both sedimentation and superimposed processes in lithogenesis, including the formation of hydrocarbon deposits. Therefore, the prediction of the distribution of productive reservoir rocks is the main task when creating a petrophysical model of the field, and to solve this problem, the methods of lithofacies and staged core analysis are used in the work.

Keywords: Vikulov suite, reservoir, rock types, sedimentation environments, secondary processes

Recommended citation: Korobova N.I., Shevchuk N.S., Karnyushina E.E., Sautkin R.S., Krasnova E.A. (2023). Composition and structure features of the Vikulov productive deposits (Krasnoleninsky arch) and their influence on reservoir properties. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 105–122. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.8

References

Aleksandrov V.M., Kazanskaya D.A., BelkinaV.A. (2015). Features of the geological structure of tempest in vikulovskie suite sediments. *Territoriya «NEFTEGAZ»*, 2, pp. 36–43. (In Russ.)

Alekseev V.P., Amon E.O., Fedorov Yu.N. (2011). Composition, structure and conditions of formation of reservoirs of the VK group of the eastern part of the Krasnoleninskoye oil field (Western Siberia). Yekaterinburg: USMU. 325 p. (In Russ.)

Alekseev V.P. (2014). Atlas of subaqueous facies of the Lower Cretaceous deposits of Western Siberia (KhMAO-Yugra). Yekaterinburg: USMU, 236 p. (In Russ.)

Aschoff J.L., Olariu C.C., Steel R.J. (2018). Recognition and significance of bayhead delta deposits in the rock record: A comparison of modern and ancient systems. *Sedimentology*, 65(1), pp. 62–95. https://doi.org/10.1111/sed.12351

Boyd R., Dalrymple R.W., Zaitlin B.A. (2006). Estuarine and incised-valley facies models. *SEPM Special Publication*, (84), pp. 171–235. https://doi.org/10.2110/pec.06.84.0171

Chistyakov A.A., Makarova N.V., Makarov V.I. (2000). Quaternary geology. Moscow: GEOS, 303 p. (In Russ.)

Dalrymple R.W., Zaitlin B.A., Boyd R. (1992). Estuarine facies models: conceptual basis and stratigraphic implications. *Journal of Sedimentary Research*, 62(6), pp. 1130–1146. https://doi.org/10.1306/D4267A69-2B26-11D7-8648000102C1865D

Dalrymple R.W., Boyd R., Zaitlin B.A. (1994). Incised-Valley Systems: Origin and Sedimentary Sequences. *SEPM Special Publication*, (51), 395 p. https://doi.org/10.2110/pec.94.51Dolotov Yu.S. (1989). Dynamic relief-forming and depositional sedimentary environments in the near-shore marine area. M.: Science. 269 p.

Husnullina G.R. (2014). Geologic structure and conditions of forming productive strata of the Vikulov formation of the Krasnoleninskoye oil field (Western Siberia). PhD thesis. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University, 195 p. (In Russ.)

Isakova T.G., Diakonova T.F., Nosikova A.D., Savchenko D.S., Korobova N.I., Sautkin R.S., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A. (2020). New notions of Vikulovskaya series reservoir model in the area of Krasnoleninskoye field (Western Siberia). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, (3), pp. 66–74. (In Russ.) https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-66-74

Kaplin P.A., Leontiev O.K., Lukyanov S.A., Nikiforov L.G. (1991). Coasts. Moscow: Mysl', 479 p. (In Russ.)

Karnyushina E.E., Korobova N. I., Serpikova V. M. (2003). Aptsky oil complex, Kamennoye field (Western Siberia). *Bulletin of Moscow State University. Series 4. Geology*, (3), pp. 8–15. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. (2014). Cretaceous paleogeography of the west Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 972–1012. (In Russ.)

Krasheninnikov G.F. (1971). The doctrine of facies. Moscow: Vyssh. shkola, 368 p. (In Russ.)

Medvedev A.L., Lopatin A.U., Zverev K.V. (2006). Facies model of the VK1-3 formations of the Vikulov suite of the Kamennoye deposit (Western Siberia). *Geomodel-2006: abstracts of the VIII scientific-practical conference.* Moscow: Geomodel Konsalting, pp. 150–152. (In Russ.)

Medvedev A.L., Hanford Ch.R., Lopatin A.Yu., Zverev K.V., Masalkin Yu.V., Kuzina Ye.V. (2009). New oil-bearing facility – incised valley filling complex in productive strata of the Vikulov formation of the Kamenye field. *Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdeniy*, (1), pp. 4–20. (In Russ.)

Medvedev A.L. (2010). Aptian incised river valleys of the Kamennoye field, Western Siberia: regional aspects of petroleum potential. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 5(3). (In Russ.)

Reding H.G., Collinson J.D., Allen F.A., Elliott T., Shreiber B.Sh., Johnson G.D., Baldwin K.T., Sellwood B.U., Jenkins H.K., Stowe D.A.V., Edwards M., Mitchell A.H.G. (1990). Sedimentation and facies conditions. Moscow: Mir, vol. 1, 352 p. (In Russ.)

Sakhibgareev R.S. (1989). Reservoir secondary changes in the process of formation and destruction of oil deposits. Leningrad: Nedra. (In Russ.)

Shantser E.V. (1966). Essays on the doctrine of the genetic types of continental sedimentary formations. *Proceedings of the GIN of the Academy of Sciences of the USSR*, is. 161. Moscow: Nauka, 240 p. (In Russ.)

Shvanov V.N. (1987). Petrography of sandy rocks (component composition, taxonomy and description of mineral species). Leningrad: Nedra, 269 p. (In Russ.)

Shishlov S.B. (2016). Late Aptian river valleys within the Krasnoleninsky arch of Western Siberia (verification of the seismic facies model by the results of structural genetic analysis of core material). *Sedimentary complexes of the Urals and adjacent regions and their minerageny: Proc. 11th Ural Lithological conference*, pp. 289–292. (In Russ.)

Zhemchugova V.A. (2014). Practical application of reservoir sedimentology inmodeling hydrocarbon system. Moscow: Gubkin Russian State University of oil and gas, 341 p. (In Russ.)

About the Authors

Nataliya I. Korobova – Assistant of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nadezhda S. Shevchuk – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: n.shevchuk@oilmsu.ru

Evgeniya E. Karnyushina – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elizaveta A. Krasnova – PhD (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

Manuscript received 6 April 2023;
Accepted 26 May 2023; Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.9

УДК 553.982

Строение, условия формирования и нефтегазоносность отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной и юго-восточной частей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

А.П. Завьялова, М.Ю. Карпушин, А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, В.В. Чупахина, Н.И. Коробова, М.С. Борисова, К.А. Радченко*

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В статье рассмотрены строение и условия формирования доманикоидной высокоуглеродистой формация (ВУФ) в пределах центральной и юго-восточной частей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Результаты проведенного анализа строения, условий формирования и нефтегазоносности доманикоидных отложений являются продолжением цикла исследований доманикоидной ВУФ в пределах Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, включающего обобщение ранее полученных авторами данных по отдельным регионам и направлениям. Региональная геологическая модель формирования доманикоидного комплекса создана по результатам сейсмостратиграфического и циклостратиграфического анализов. В строении среднефранско-турнейского доманикоидных отложений выделены три области, отличающиеся по составу, строению, мощности и условиям формирования: карбонатная платформа, внутришельфовая впадина и ее склоны. Выявленная цикличность в строении изучаемого комплекса показала, что разрез состоит из четырех крупных циклитов второго порядка, накопление которых происходило на этапе изменения относительного уровня моря. По вещественному составу отложений в пределах каждого крупного циклита выделены различные обстановки осадконакопления и характерные для них толщи, объединяющие литологические пачки. Геохимические и петрофизические исследования пород доманикоидной ВУФ позволили оценить потенциал нефтегазоносности, выделить интервалы, содержащие наибольшее количество органического вещества, и интервалы пород-коллекторов в разрезе изучаемых отложений.

Ключевые слова: доманикоидная высокоуглеродистая формация, Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, Муханово-Ероховский прогиб, Актаныш-Чишминский прогиб, нефтегазоносность, коллекторы, циклиты, толщи, пачки

Для цитирования: Завьялова А.П., Карпушин М.Ю., Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Чупахина В.В., Коробова Н.И., Борисова М.С., Радченко К.А. (2023). Строение, условия формирования и нефтегазоносность отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной и юго-восточной частей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы,* 25(2), с. 123–139. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.9

Введение

Строение и условия формирования среднефранско-турнейских отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна определяют перспективы поиска новых залежей углеводородов в пределах доманикоидной высокоуглеродистой формации (ВУФ). Доманикоидная ВУФ представляет собой комплекс генетически связанных карбонатных, карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород, накапливавшихся в условиях относительно глубоководных впадин и их обрамления на шельфе и содержащих прослои богатые органическим веществом (ОВ), способным генерировать углеводороды. Высокоуглеродистая формация представляет интерес не только как нефтегазоматеринская толща, но и как вместилище углеводородов в коллекторах нетрадиционного типа, когда для формирования скоплений углеводородов в ее пределах не требуется наличия структурных ловушек (Ступакова, 2015). Подошва доманикоидной высокоуглеродистой формации отбивается по кровле карбонатно-глинистых отложений тиманского горизонта (D_3tm), а верхняя граница доманикоидной ВУФ связана с кровлей нижнетурнейских карбонатных отложений, перекрытых турнейскими аргиллитами или глинами.

Район проведенного нами исследования охватывает центральную и юго-восточную части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, включает Южно-Татарский, Башкирский, Восточно-Оренбургский своды, Бузулукскую и Благовещенскую впадины, Сокскую, Бирскую и Шихано-Ишимбайскую седловины, а также структуры Предуральского прогиба и Уральского складчатого сооружения (рис. 1). Развитие изучаемой доманикоидной ВУФ тесно связано с палеоструктурой Камско-Кинельской системой прогибов (ККСП), южная (Муханово-Ероховский прогиб) и центральная (Актаныш-Чишминский прогиб) части которой входят в рассматриваемый район исследования.

* Ответственный автор: Анна Петровна Завьялова
e-mail: a.zavyalova@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

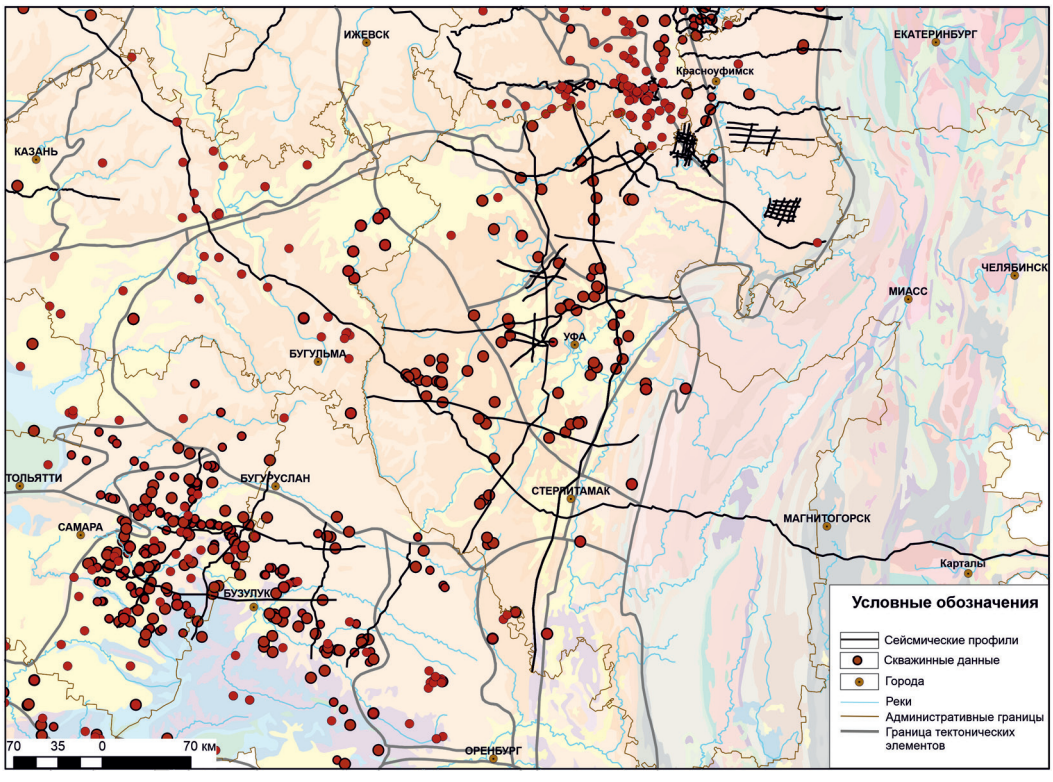


Рис. 1. Карта района исследования и фактического материала

Методика исследований

Методику исследований для создания региональной модели строения среднефранско-турнейских отложений в пределах центральной и юго-восточной частях Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна условно можно разделить на три этапа: 1) построение сейсмогеологических разрезов, иллюстрирующих различные структурно-фациальные зоны, и анализ распределения толщины циклитов в пределах выделенных структурно-фациальных зон; 2) изучение разреза отложений, выделение цикличности осадконакопления в разрезе среднефранско-турнейских отложений с положением интервалов, обогащенных ОВ; 3) исследование потенциала нефтегазоносности и свойств пород-коллекторов для выявления перспектив нефтегазоносности. В основу исследований положено большое количество фактического материала – региональные сейсмические профили 2D, каменный материал по 10 скважинам и геофизические исследования скважин по более чем 500 скважинам. На основании комплексной интерпретации перечисленных данных проведен анализ сейсмофаций, мощностей, цикличности разреза, литофаций и дана оценка нефтегазоносности изучаемого комплекса отложений.

Результаты исследования

Среднефранско-турнейский сейсмостратиграфический комплекс (строение, зональность и мощности).

Верхнедевонско-турнейский сейсмостратиграфический комплекс (ССК) расположен между двумя отражающими горизонтами: тиманским (D_3tm) и турнейским (C_1t). Положение среднефранско-турнейского комплекса показано на региональном композитном профиле, на котором хорошо видны различные строение и мощности комплекса в разных частях бассейна (рис. 2). Толщина среднедевонско-турнейского комплекса отложений меняется от 100 до 1000 м и более, в региональном плане сокращаясь с юга со стороны Бузулукской впадины на север в направлении Башкирского свода. Различия в строении одновозрастного комплекса в пределах одного бассейна говорят о неодинаковых условиях его формирования, что проявляется в разном строении толщи и особенностях ее сейсмической записи.

Сейсмофациальне зоны. В строении комплекса выделяются три сейсмофациальные зоны, центральная зона прогибов, зона склонов и бортовая зона карбонатной платформы. Зона центральной части прогибов характеризуется пониженными значениями толщин комплекса отложений и относительно однородным характером волнового поля как по вертикали, так и по горизонтали. Центральные части прогибов прослеживаются достаточно четко по результатам интерпретации сейсморазведки, однако на некоторых участках наблюдаются разрывы осей синфазности. В целом характер сейсмозаписи субпараллельный (рис. 3). Средние толщины отложений среднедевонско-турнейского комплекса составляют 150–300 м.

Строение зоны прогибов вблизи Уральской системы складчатости отличается от зоны прогибов Камско-Кинельской системы (рис. 4). Осевая зона на волновой картине выделяется нечетко из-за потери корреляции турнейского отражающего горизонта. Далее, восточнее, интерпретация еще больше осложняется из-за нечеткого прослеживания волновой записи до полной ее потери, обусловленной более поздними структурно-тектоническими перестройками региона.

Зона склонов выделяется на временны́х сейсмических разрезах по характерному косослоистому рисунку отражений, присущему клиноформным структурам со стороны прилегающих сводов. Клиновидные пологие тела с небольшими углами наклона и протяженностью до 7–20 км характеризуются отражениями со средней и низкой

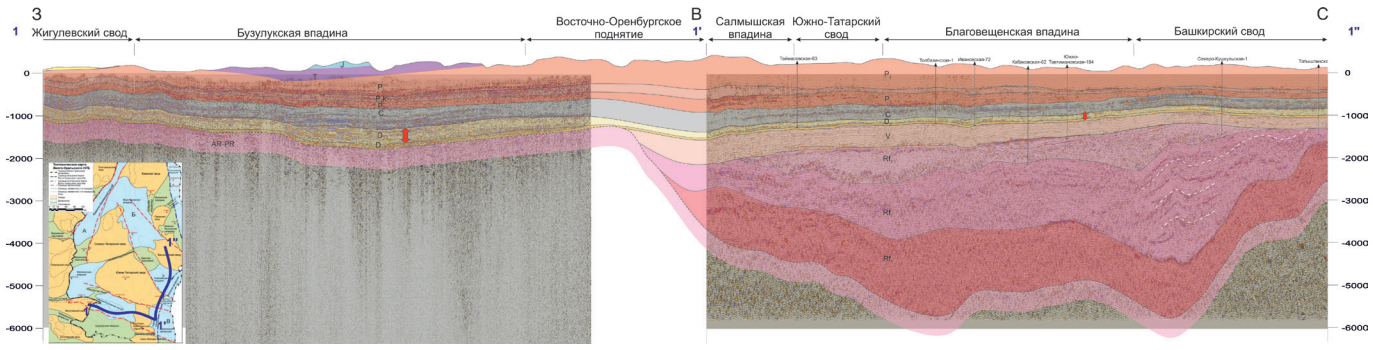


Рис. 2. Выкопировка из сейсмо-геологической модели строения разреза Волго-Уральского бассейна (Ступакова и др., 2019) AR-PR – архей-протерозойский фундамент, $Rf_{1,2,3}$ – нижне-, средне- и верхнерифейские отложения, V – вендские отложения, D_{1-2} – нижне-среднедевонские отложения, D_3 – верхнедевонские отложения, C – каменноугольные отложения, P – пермские отложение, T – триасовые отложение, J – юрские отложение

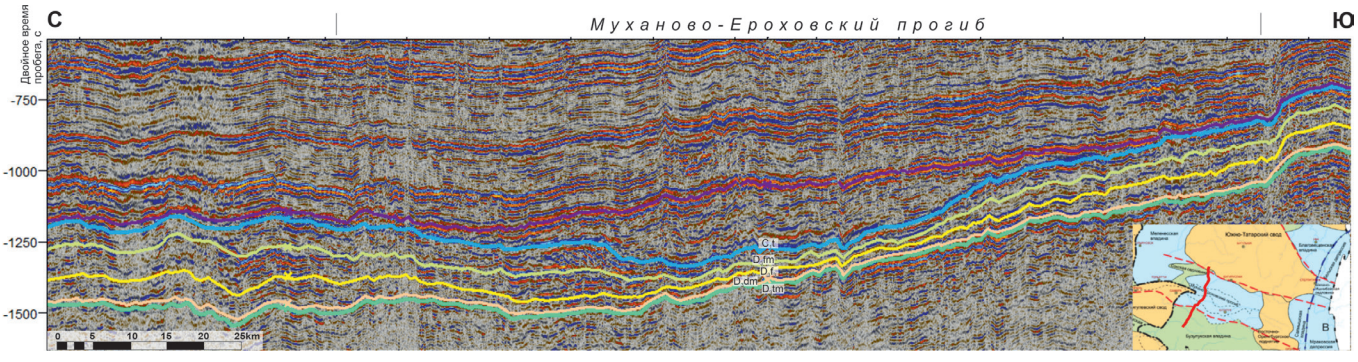


Рис. 3. Строение Муханово-Ероховского прогиба (южной ветки Камско-Кинельской системы прогибов). Отражающие горизонты: C_1t – кровля турнейских отложений, D_3fm – кровля фаменских отложений, D_3f_3 – кровля верхнефранских отложений, D_3dm – кровля среднефранских отложений, D_3tm – кровля тиманского горизонта

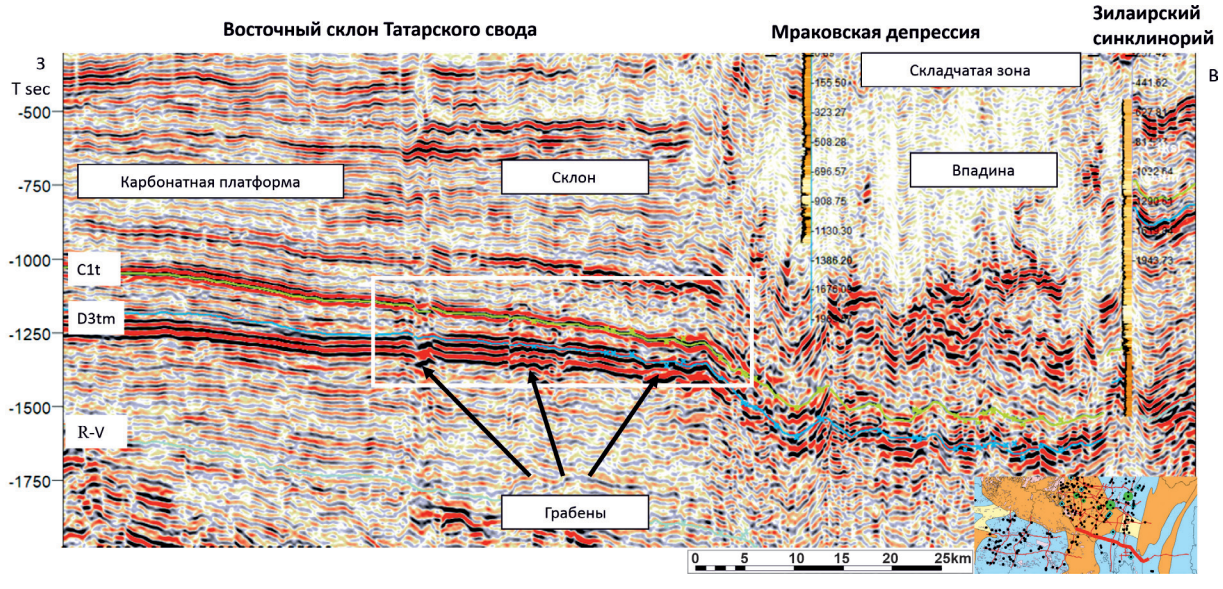


Рис. 4. Строение зоны прогибов вблизи Уральской складчатой системы. Отражающие горизонты: C_1t – кровля турнейских отложений, D_3tm – кровля тиманского горизонта, R-V – кровля верхнепротерозойских отложений

амплитудной выраженностью. Толщина отложений в пределах склонов изменяется от 200 до 500 м.

В Муханово-Ероховском и Актаныш-Чишминском прогибах проградация склона происходила неравномерно, что часто приводило к асимметричному строению впадин и смещению ее оси. Особенно четко асимметричность впадин позднедевонского времени прослеживается между крутым склоном Южно-Татарского свода и пологим склоном Башкирского свода (рис. 5). В склоновой зоне прогибов, протягивающихся вдоль Уральской системы складчатости, вместо ярко выраженного клиноформенного комплекса наблюдается постепенное уменьшение толщины комплекса в восточном направлении.

В бортовой зоне карбонатной платформы суммарная толщина ССК увеличивается до 1000 м и более за счет роста биогермных построек. Небольшие по размерам биогермные постройки, одиночные или объединенные, локализованные на определенных участках в разрезе, характеризуются резким ухудшением динамических характеристик отражения и прекращением прослеживаемости

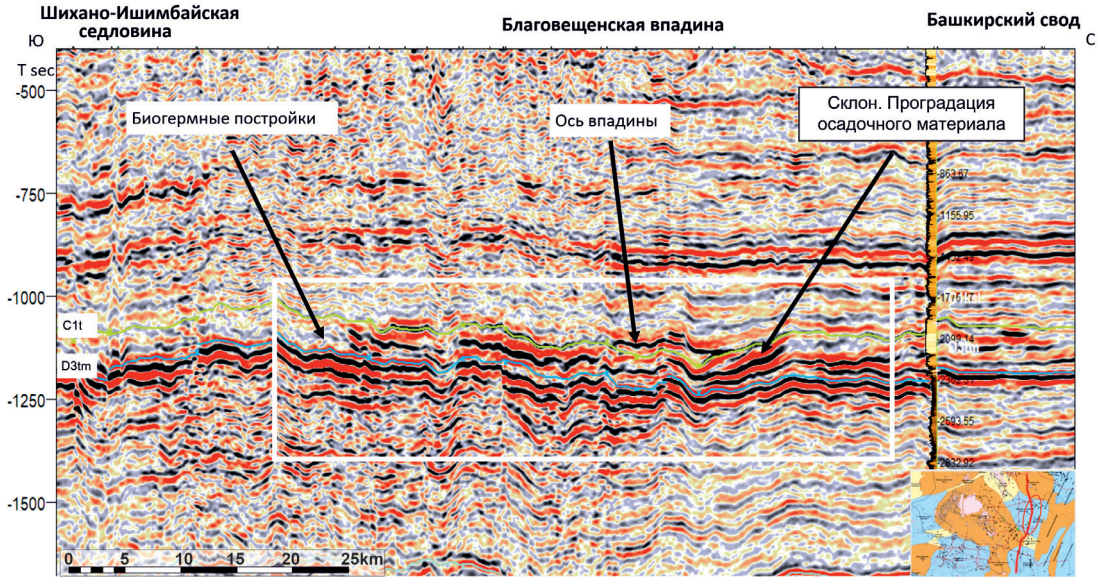


Рис. 5. Строение Актаныш-Чишминского прогиба (центральной ветки Камско-Кинельской системы прогибов). Отражающие горизонты: C_1t – кровля турнейских отложений, D_3tm – кровля тиманского горизонта

в этих местах. Кроме того, отличительной особенностью облика сейсмозаписи являются угловые несогласия между поверхностями облекания построек.

В среднефранско-турнейском ССК выделяют четыре подкомплекса, условно называемые среднефранским (D_3f_2), позднефранским (D_3f_3), фаменским (D_3fm) и турнейским (C_1t). Региональные отражающие горизонты (ОГ) внутри комплекса выделяют по ярким фазам, фиксирующим изменение литологического состава отложений, поэтому границы подкомплексов, выделенных по сейсмопрофилям, могут четко не соответствовать стратиграфическим границам ярусов. Сейсмические подкомплексы характеризуются в целом низкой разрешенностью сейсмической записи и прерывистостью прослеживания отдельных волн. Каждый подкомплекс имеет региональное распространение, в разрезе фиксируется изменение мощностей фаменского и турнейского подкомплексов от центра к бортам. Заметен также общий тренд погружения подкомплексов в южном направлении – в сторону Бузулукской впадины. Абсолютные отметки глубины кровли среднефранско-турнейского ССК изменяются от –1500 м на севере до –4000 м и более в южной и юго-восточной частях исследуемой территории.

Отложения *среднефранского подкомплекса* характеризуются наименьшими толщинами в сравнении с остальными выше- и нижележащими подкомплексами. Значения толщин здесь в среднем не превышают 40–60 м, редко достигают 80–90 м на востоке и северо-востоке Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) вблизи впадин Уральского передового прогиба. Наименьшие толщины среднефранского подкомплекса имеет зона на юге-востоке Бузулукской впадины, значения толщины подкомплекса составляют первые десятки метров.

Позднефранский подкомплекс имеет больший разброс значений толщин в отличие от нижележащего комплекса: от 40 до 300–400 м. Во впадинах толщины подкомплекса не превышают 40–60 м, тогда как в бортовых частях достигают 200 м и более. Резкое изменение толщин позволяет проследить положение центра впадины. Максимальные значения толщин соответствуют росту биогермных построек на борту карбонатной платформы. Бортовая зона прослеживается со стороны Южно-Татарского свода и Восточно-Оренбургского поднятия, а также в южной и юго-восточной частях района исследования.

Фаменский подкомплекс обладает максимальными толщинами в зонах склона, достигающими 600 м. Зоны с минимальными толщинами 70–100 м имеют вытянутые формы. В целом отложения фаменского подкомплекса имеют унаследованную структурно-фациальную зональность позднефранского подкомплекса с тенденцией к сокращению ширины внутришельфовой впадины. Толщины турнейского подкомплекса варьируют в пределах 70–800 м, где наибольшие значения отмечаются на юго-западе, в районе Муханово-Ероховского прогиба и на севере Южно-Татарского свода.

Строение разреза и фациальная зональность

Литологический состав пород был определен по керну 10 скважин на территории Самарской и Оренбургской областей. В результате исследования образцов керна выявлено, что породы доманикоидных отложений Муханово-Ероховского прогиба в основном состоят из карбонатных и кремнистых минералов, доля глинистых компонентов имеет подчиненное значение (рис. 6).

Для интервалов с содержанием ОВ менее 0,5% характерны кремнисто-карбонатные и преимущественно карбонатные разности. Увеличение доли кремнистой составляющей типично для интервалов с содержанием ОВ от 0,5% до 2,5%. Отмечается также небольшое увеличение глинистой составляющей по мере увеличения содержания органического вещества в составе пород. Так, для интервалов с содержанием ОВ 2,5–5% отмечается присутствие пород с глинисто-кремнисто-карбонатным составом, а также смешанных и глинисто-карбонатно-кремнистых пород с содержанием ОВ более 5%.

Распределение минеральных компонентов и содержание ОВ в породах неодинаковы и изменяются в разрезе франско-фаменских отложений в зависимости от состава и условий осадконакопления. Среднее содержание ОВ

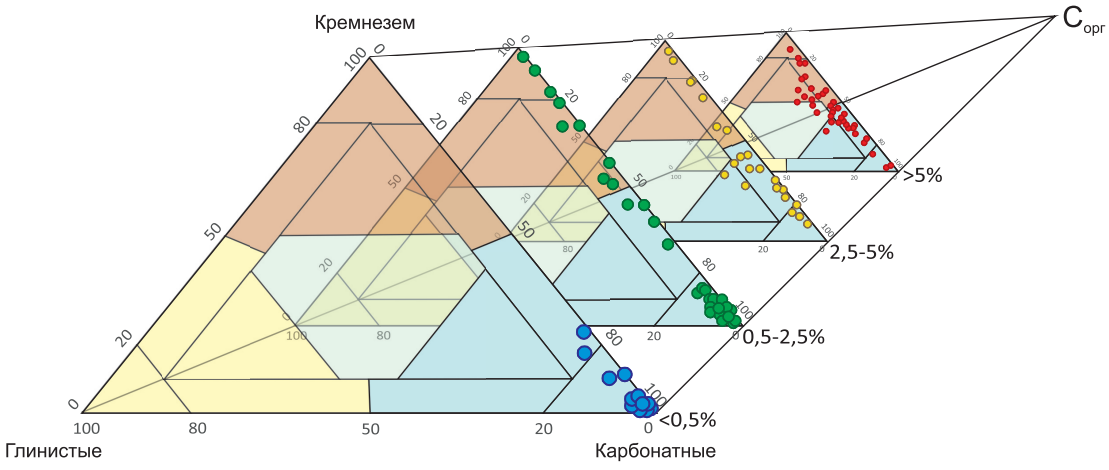


Рис. 6. Четырехкомпонентная номограмма распределения состава пород среднефранско-фаменского возраста Муханово-Ероховского прогиба

в образцах исследуемых скважин в отложениях среднего франа составляет 4,13%, верхнего франа – около 2,2%, а в отложениях фамена не превышает 3,24%.

На основе анализа минерально-компонентного состава с учетом содержания $C_{орг}$, частоты их встречаемости в разрезах и их структурных особенностей, изученных на макро- и микроуровне, в керне и шлифах, были выделены следующие группы литотипов: карбонатные, керогеново-карбонатные, кремнисто-карбонатные, керогеново-кремнисто-карбонатные, смешанные, керогеново-карбонатно-кремнистые, керогеново-кремнистые, карбонатно-кремнистые и кремнистые, описание которых дано в табл. 1.

Одной из особенностей доманикоидной ВУФ является цикличность в строении ее разреза, характеризующаяся чередованием карбонатных и высокоуглеродистых смешанных пород. Выявление особенностей строения комплекса, связанных с цикличностью, и определение некоторых закономерностей позволяют прогнозировать их изменения как по вертикали (в разрезе), так и по латерали.

Циклиты. Всего было выделено четыре крупных седиментационных циклита, каждый из которых начинался толщей смешанных керогенсодержащих отложений, которые вверх по разрезу сменялись тонким чередованием высокоуглеродистых и карбонатных пород. Завершался циклит пачкой карбонатных пород различной мощности. Накопление отложений циклита происходило на фоне общей регрессии морского бассейна и соответствовало трансгрессивно-регрессивным этапам колебания уровня моря. Границы циклитов совпадают с выделенными на сейсмических временны́х разрезах отражающими горизонтами (рис. 7).

Начало цикла связано с трансгрессией и подъемом уровня моря. Поверхность максимального затопления приурочена к конденсированным отложениям, обогащенным ОВ. Поверхность максимального затопления выделяется на каротажных данных по максимальной радиоактивности в пределах циклита, а на сейсмических данных – в виде яркого и протяженного отражения, что делает ее хорошим сейсмическим репером.

На каротажных кривых, главным образом на диаграммах естественной радиоактивности гамма-каротажа (ГК), в каждом циклите выделяются три толщи, соответствующие периоду относительно максимального уровня моря, периоду относительно подъема или понижения уровня моря и периоду относительно низкого стояния уровня моря. Каждую толщу слагает определенная совокупность пачек, различных по составу. Совокупность пачек для каждой толщи определяется главным образом условиями их формирования.

Толща 1 представлена неравномерным чередованием пачек смешанных пород керогеново-кремнисто-карбонатного и керогеново-карбонатного состава, пачек органогенно-обломочных известняков и пачек смешанных керогеново-карбонатно-кремнистых и керогено-кремнистых пород. Толща 2 является переходной и включает совокупность пачек смешанного состава с преобладанием кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых пород, а также пачек карбонатных брекчий и смешанных пород керогеново-карбонатно-кремнистого и керогеново-кремнистого состава. Толща 3 является преимущественно карбонатной и сложена совокупностью пачек известняков органогенных, микрокристаллических и органогенно-обломочных.

Для верхней регрессивной части характерно уменьшение радиоактивности и повышение сопротивления, а кремнисто-карбонатные отложения с повышенным содержанием ОВ сменяются преимущественно кремнисто-карбонатными (толща 2) и карбонатными (толща 3). В целом в пределах циклитов отмечается постепенное уменьшение значений ГК вверх по разрезу.

Анализ мощности и строения циклитов в различных структурно-фациальных зонах в южной части исследуемой области (Самарская и Оренбургская области) показал максимальные суммарные мощности трансгрессивной части циклитов в центре палеопрогибов и постепенное их сокращение к бортам, где они замещаются на склоновые и шельфовые отложения, относящиеся к регрессивной составляющей циклита (рис. 8).

Облик циклитов в центральной части прогиба отличается от облика циклитов в бортовых частях. Строение одного и того же циклита в разных частях исследуемой области различается, что выражается в изменении показаний ГК, нейтронного гамма-каротажа (НГК) и бокового каротажа (БК) и мощности циклитов. Изменения мощности циклитов от периферии к центру особенно видны по третьему и четвертому циклитам, что связано

Литотип	Название		Минеральный состав	Содержание ОВ	Соотношение форменных компонентов и матрикса	Характеристика форменных компонентов	Характеристика матрикса
Литотип №1	Карбонатные	1.1 Доломиты	содержание доломита более 65%	<2,5%	доломиты замещения кристаллические разности	зерна от 0,05 мм до 0,4 мм обломки раковин двустворок 0,05 мм (до 5%)	кристалломорфная структура, матрикс
		1.2 Известняки микритовые	содержание кальцита более 80%		мадстоуны - содержание зерен менее 10%, матрикса - 90%	биокласты двустворок, криноидей зерна кальцита	микритовый до 90-95%
		1.3 Известняки органогенно-обломочные	содержание кальцита более 80%		подразделяются на грейнстоуны, пакстоуны и вакстоуны - (по соотношению форменных компонентов к микритовому цементу, неравномерное от 80 до 30% соответственно)	биокласты двустворок (1×1,5-2 см) перекристаллизованные раковины форменифер (до 1,5 см в диаметре) биокласты тентакулитов (0,5-1 мм) биокласты брахиопод биокласты гастропод бокласты остракод (0,5 см)	микритовый 60-70% спаритовый 20-30%
		1.4 Каркасные известняки (баундстоун)	содержание кальцита более 80%		соотношение каркаса и заполнителя 80/20%	зеленые, сине-зеленые водоросли (пелитоморфные слоивища) раковины форменифер (0,5-3 мм) фрагменты члеников криноидей	спаритовый (50-60%) микритовый (до 20-30%)
		1.5 Известняки обломочные	содержание кальцита более 70%		литокластовые (цемента 10-40%), кристаллокластовые (цемента 10-20%),	обломки известняков от 0,5×1,5 мм до 1×5 см биокласты двустворок членики криноидей кристаллы кальцита (до 0,03 мм)	микритовый карбонатный и кремнисто-карбонатный
Литотип №2	Керогеново-карбонатные		содержание кальцита более 70%	>2,5%	количество цемента 40-50%	биокласты раковин тентакулит (0,05-0,5 мм) остракод (до 0,8 мм), тонкий шламовый детрит	керогеновый (сапропелевый) поровый, кальцитовый спаритовый
Литотип №3	Кремнисто-карбонатные		известняк кремнистый, содержанием кальцита более 50%	0,5-2,5%	содержание форменных компонентов 10-50%, матрикса - 50-90%	раковины тентакулит (0,2-2мм) обломки раковин (до 0,5 мм в диаметре) шламовый детрит (до 0,01 мм)	кремнисто-карбонатный изотропный, микрозернистый
Литотип №4	Керогеново-кремнисто-карбонатные		содержание карбонатных минералов не менее 40%	>2,5%	40-60% / 60-40%	тентакулиты, размерами в продольном сечении до 1,0 мм, в поперечном от 0,1 до 0,5 мм	кремнисто-карбонатный изотропный, микрозернистый насыщен бесструктурным ОВ
Литотип №5	Смешанные породы (микститы) керогенсодержащие		глинисто-кремнисто-карбонатные (содержание каждого компонента более 20%)	>5%	40-60% / 60-40%	раковины тентакулит (0,2-2мм) обломки раковин (до 0,5 мм в диаметре) шламовый детрит (до 0,01 мм) в кремневых слойках биогенные компоненты замещены криптозернистой кварц-халцедоновой массой	пелитоморфный глинисто-кремнисто-карбонатный, насыщенный бесструктурным ОВ
Литотип №6	Керогеново-карбонатно-кремнистые		содержание кварца не менее 40%	>2,5%	40-60% / 60-40%	кристаллы кальцита 0,005-0,02 мм, биогенный детрит до 0,1 мм	керогеново-кварц-халцедоновый изотропный микрокристаллический насыщен бесструктурным ОВ
Литотип №7	Карбонатно-кремнистые		силициты известковистые, содержание кварца более 50%	0,5%-2,5%	40-60% / 60-40%	раковины тентакулит до 0,5 мм	криптозернистый халцедоновый и кварцево-халцедоновый
Литотип №8	Керогеново-кремнистые		силициты, содержание кварца более 80%	>2,5%	10-15% / 90-85%	остатки раковин радиолярий, остатки тентакулит, выполненные халцедоном (0,05-0,2 мм)	битуменозно-халцедоновый пелитоморфный, криптозернистый
Литотип №9	Кремнистые		силициты, содержание кварца более 80%	0,5-2,5%	общее содержание форменных компонентов не более 15-20%, матрикса 80-85%	реликты раковин радиолярий диаметром до 0,1 мм	криптозернистый халцедоновый и кварцево-халцедоновый

Табл. 1. Основные литотипы доманикоидной ВУФ Муханово-Ероховского прогиба (по (Завьялова и др., 2021))

с увеличением карбонатной составляющей в разрезе на бортах прогиба (рис. 9). Выявленные закономерности говорят о том, что в пределах выделенных циклитов менялись условия их формирования от перифирийной части к центральной части разреза.

Корреляция скважин вдоль простирания Камско-Кинельской системы прогибов с запада на восток от Татарского свода к зоне Уральской складчатости показала несколько иную картину строения выделенных циклов (рис. 10). Первый циклит практически выдержан по мощности вдоль всего профиля. Второй характеризуется увеличением карбонатных отложений на склоне Татарского свода и уменьшением внутри Камско-Кинельской системы прогибов. В пределах современных отрицательных структур Предуральского краевого прогиба (Бельская и Мраковская депрессии) развивались обстановки, благоприятные для биопродуктивности планктонных организмов, где активно накапливались карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные осадки. Толщины франского циклита, богатого ОВ, составляют около 70–100 м. Третий фаменский и четвертый фаменско-турнейский циклиты сохраняют тенденцию к увеличению регрессивной карбонатной части разреза, а трансгрессивная часть разреза резко сокращается в четвертом циклите (рис. 11).

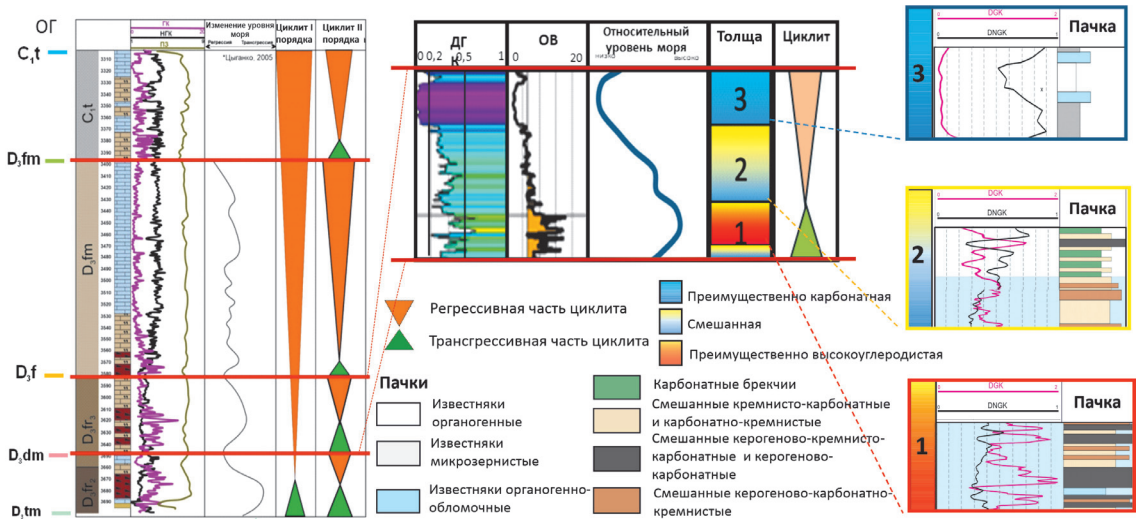


Рис. 7. Принципиальный разрез среднефранско-турнейского комплекса и строение циклитов

Палеогеография: модели и карты

Практически на всей изучаемой территории (центральной часть Волго-Уральского бассейна) среднефранский этап развития характеризуется преобладанием обстановок внутришельфовых впадин, в условиях которых формировался конденсированный разрез смешанного состава с высоким содержанием ОВ. В позднефранский этап формирование конденсированного разреза происходит в условиях изолированного бассейна впадин Камско-Кинельского прогиба. По периферии прогиба с юга (южная часть Бузулукской впадины), а также на востоке развиваются переходные обстановки склонов впадин, которые маркируют более мелководные области, развивающиеся за пределами изучаемой территории (рис. 12).

На рубеже франского и фаменского веков происходит резкое обмеление морского бассейна, и, как следствие, области развития внутришельфовых впадин заметно сужаются. В фаменское время они обрамляют относительно приподнятые участки, где преобладают обстановки мелководного шельфа, существовавшие и на востоке – в пределах современного расположения Башкирского мегантиклинория (Горожанина, 2018).

Башкирский мегантиклинорий ограничивал впадины Камско-Кинельской системы прогибов с востока, что создавало благоприятные условия для накопления ОВ и в пределах восточных впадин, расположенных на месте современного распространения Предуральского прогиба. В переходных областях накапливались склоновые фации.

В фаменское время продолжается дифференциация структурного плана. Области внутришельфовых впадин заметно сужаются вследствие увеличения мелководного шельфа и проградации склонов в сторону впадины. На востоке также происходит расширение области распространения мелководного шельфа, которые охватывают и область современного расположения антиклинория Уралтау. Разделяет эту область узкая зона развития шельфовой впадины, что подтверждается нахождением отложений относительно глубоководного генезиса (Мизенс, 2002).

К концу турнейского века происходит значительное обмеление бассейна, которое приводит к преобладанию практически на всей территории обстановок мелководно-морского шельфа. Области внутришельфовых впадин развиваются в виде узких линейных прогибов, часто разделенных областями локальных поднятий.

В области длительного развития внутришельфовой впадины формируется толща среднефранско-фаменского возраста с максимальным количеством керогеново-карбонатно-кремнистых пачек. Разрезы отложений внутришельфовой впадины имеют схожий характер переслаивания пород, отличаясь только по мощности. В целом мощность сформированных в среднефранско-турнейское время доманикоидного комплекса увеличивается в южной части Камско-Кинельской системы прогибов (рис. 13).

Сопоставление разрезов по площади позволило установить, что Камско-Кинельская система прогибов в позднедевонское время имела продолжение в юго-восточном направлении (в сторону современных Бельской и Мраковской депрессий), где шло формирование отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации. Из распределения толщин отдельных циклитов видно, что прогибы меняли свое положение во времени, а в отдельные периоды позднефранского и фаменского времени их связь осуществлялась по узким линейным зонам, где также можно ожидать формирование отложений доманикового типа.

Впадины часто имели асимметричное строение, где один склон был крутой, а другой пологий. В пределах Благовещенской впадины осевая часть позднедевонской впадины была смещена в сторону Татарского свода и в современных границах находится в его северной части. Склон карбонатной платформы Татарского свода был крутой, а склон Башкирского свода – пологий и представлял собой протяженный рамп карбонатной платформы, погружающийся в сторону впадины. В пределах карбонатного рампа формировались отдельные биогермные постройки, чередующиеся с участками накопления пород, богатых ОВ. В пределах Муханово-Ероховского прогиба асимметричность в строении впадины проявлялась только в позднефранском времени, где склон Татарского свода был более пологим, чем склоны Жигулевско-Пугачевской зоны поднятий (рис. 14).

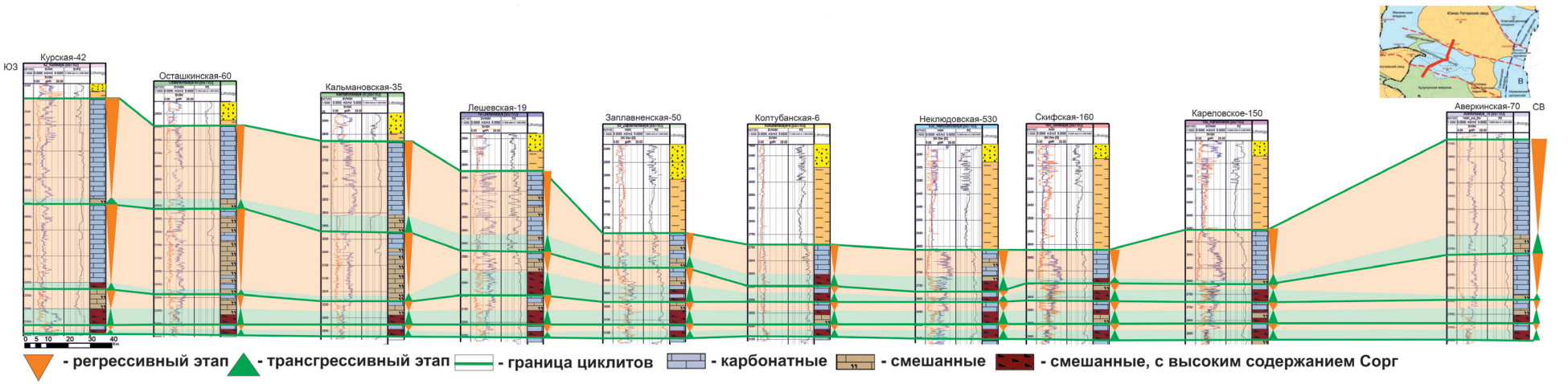


Рис. 8. Схема корреляции циклитов среднефранско-турнейских отложений Муханово-Ероховского прогиба, с север-запада на юго-восток

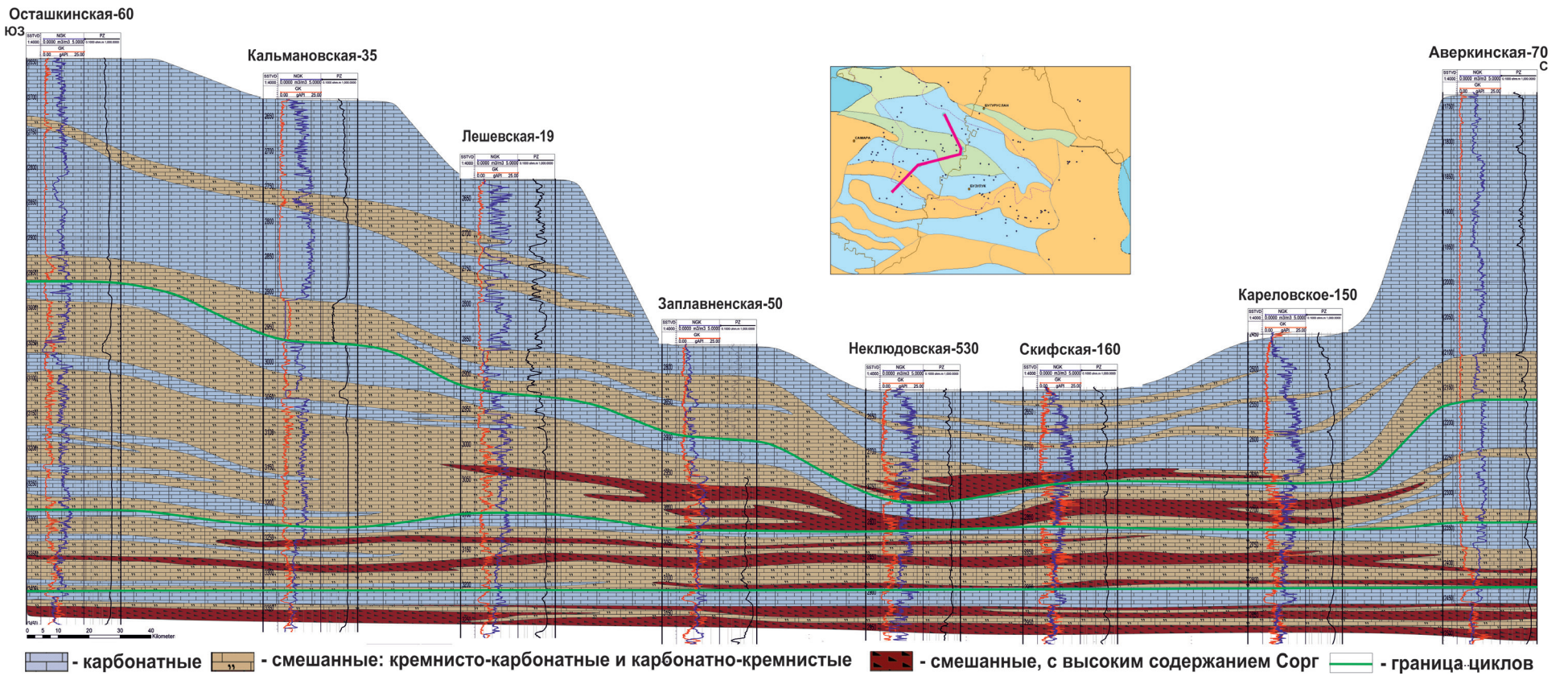


Рис. 9. Концептуальный литофациальный разрез через Муханово-Ероховский прогиб (Завьялова и др, 2021)

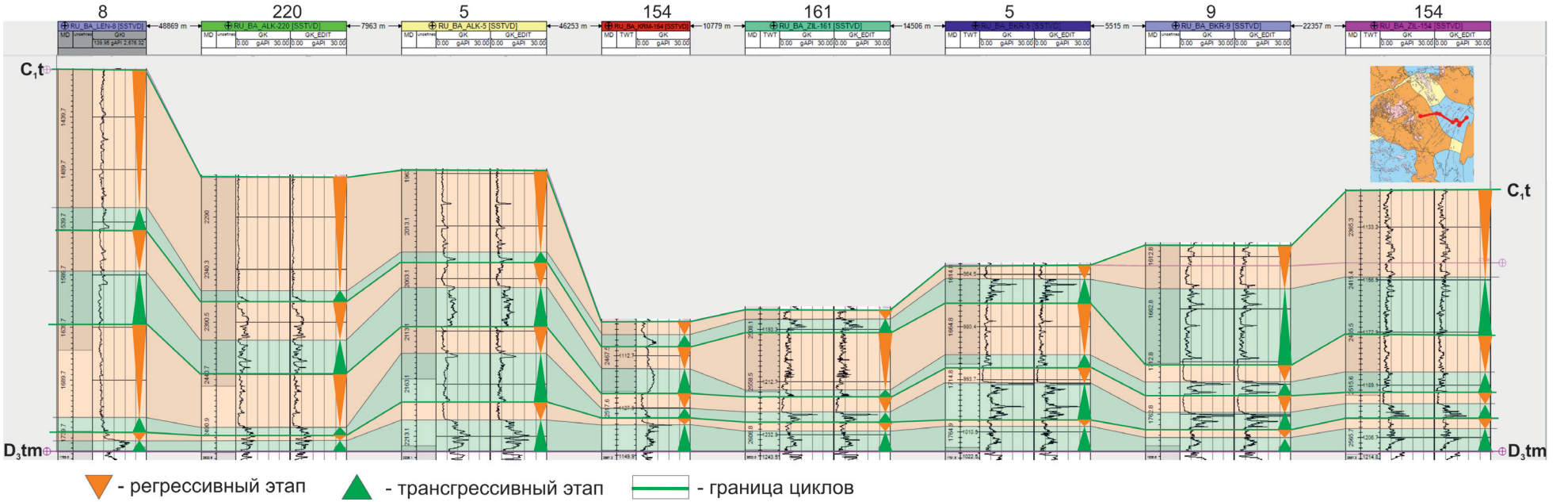


Рис. 10. Схема корреляции циклитов среднефранско-турнейских отложений Актаныш-Чишминского прогиба, с запада на восток

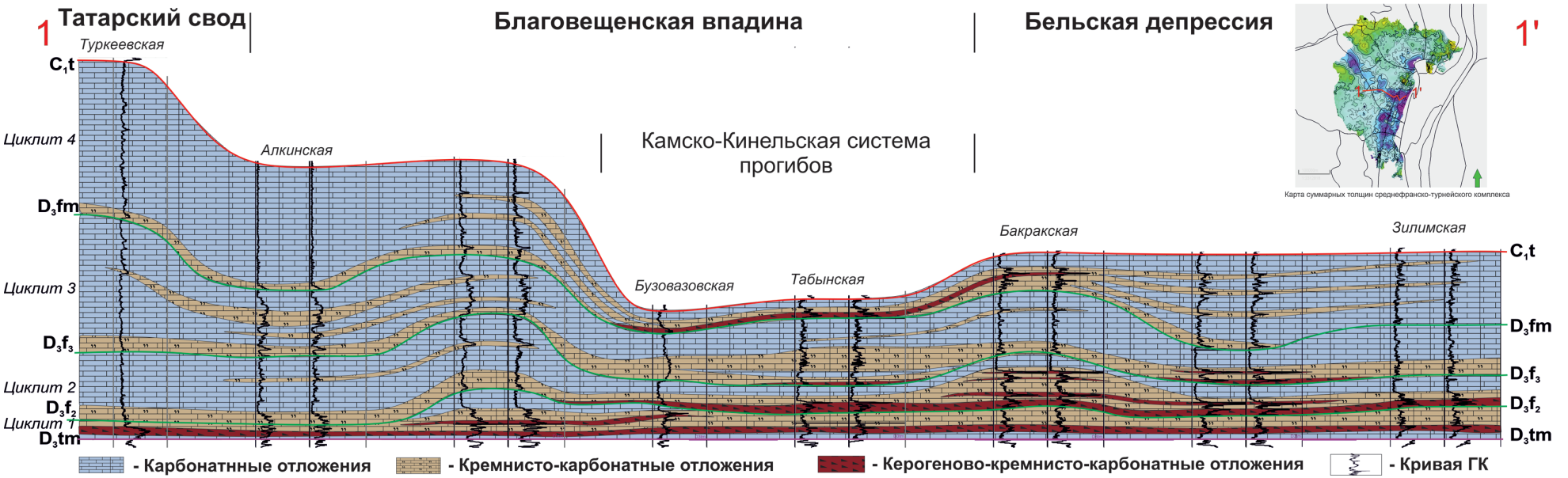


Рис. 11. Концептуальный литофациальный разрез через Актаныш-Чишминский прогиб

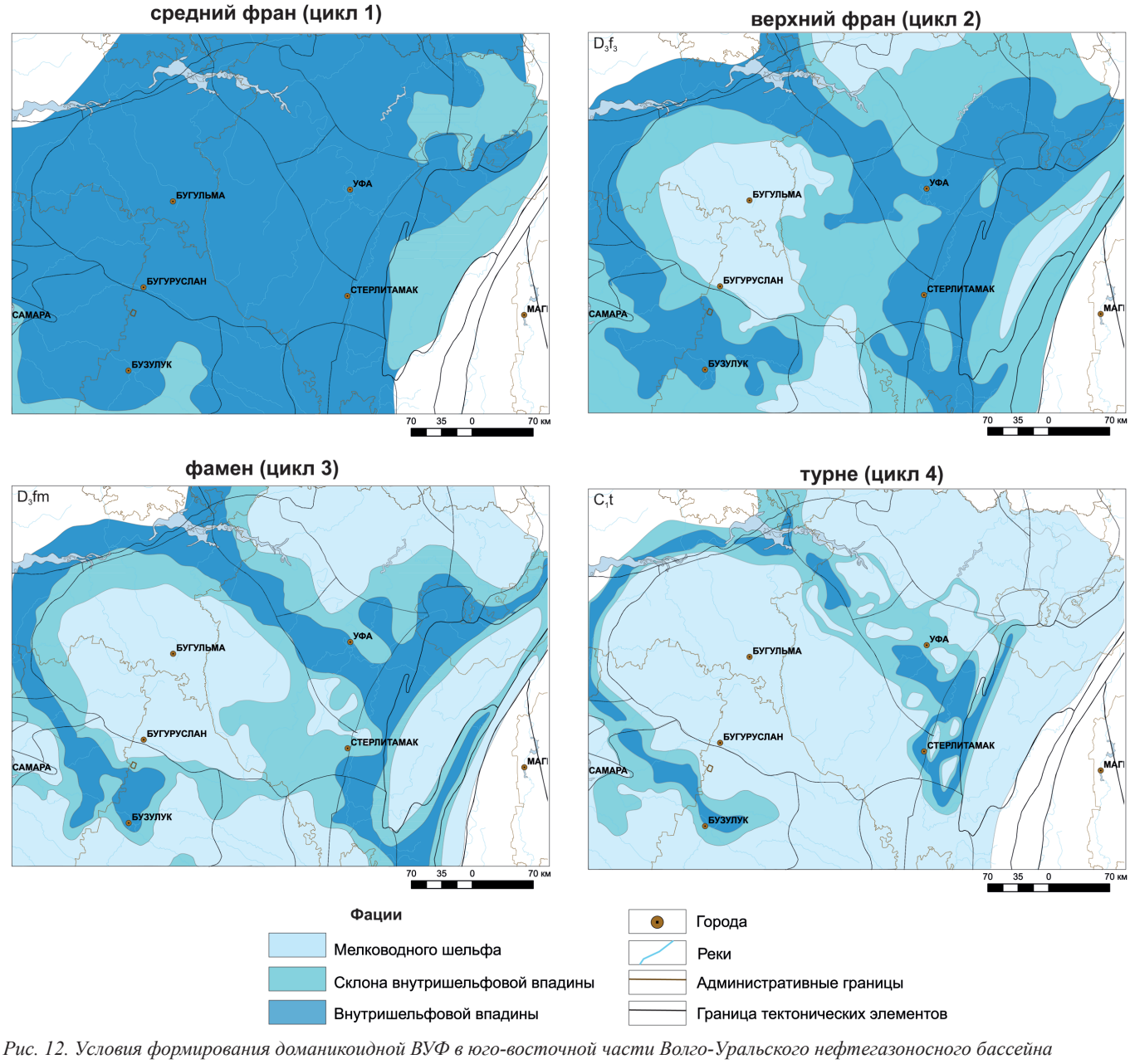


Рис. 12. Условия формирования доманикоидной ВУФ в юго-восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

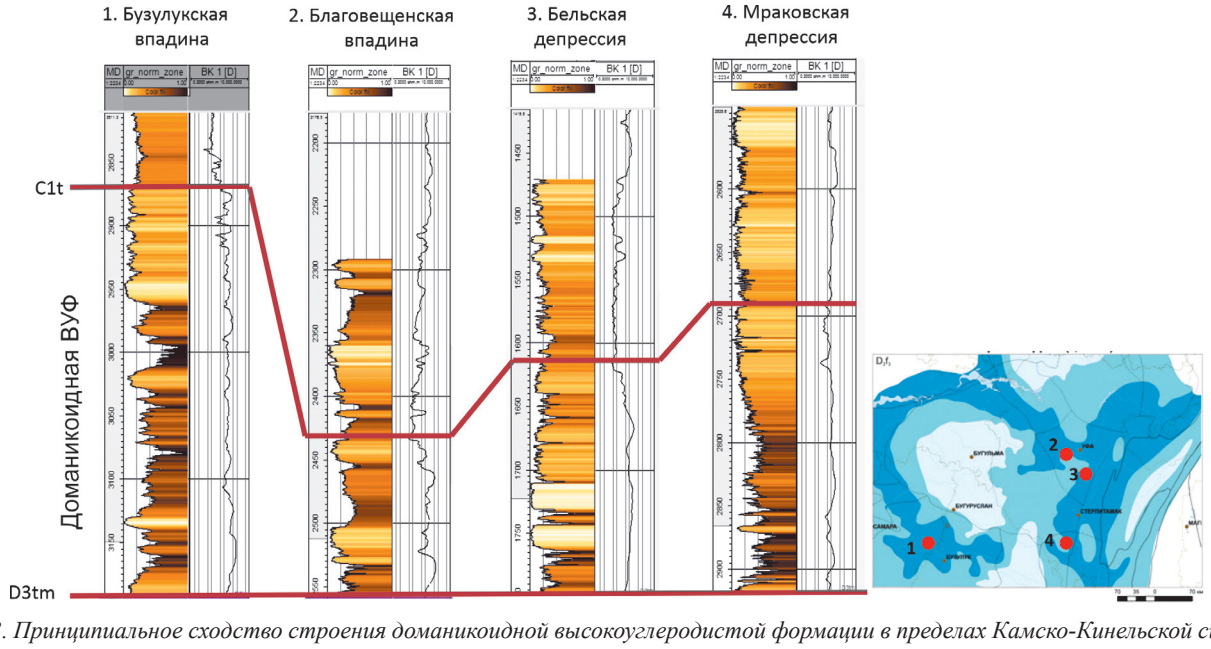


Рис. 13. Принципиальное сходство строения доманикоидной высокоуглеродистой формации в пределах Камско-Кинельской системы прогибов

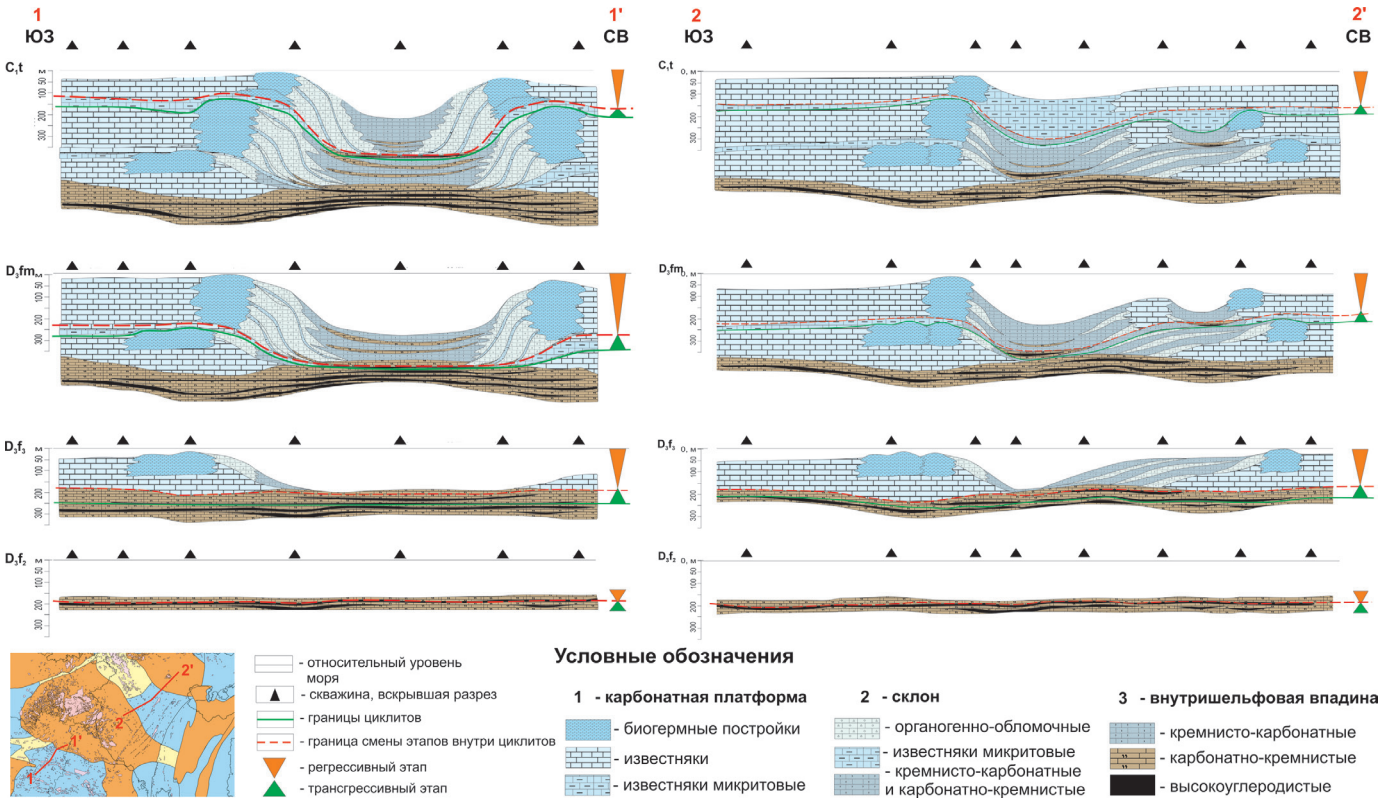


Рис. 14. Модель осадконакопления доманикоидной ВУФ в пределах Муханово-Ероховского прогиба (слева) и Актаныш-Чишминского прогиба (справа)

Нефтегазоносность: обзор НГМТ и коллекторов

Рассматриваемая толща среднефранско-турнейских отложений является доказанной нефтепродуктивной нефтематеринской толщей, сгенерировавшей углеводороды для большинства залежей Волго-Уральского бассейна и вместе с тем содержащей большое количество еще не эмигрировавших углеводородов. Это дает право рассматривать с точки зрения нетрадиционного резервуара доманикоидную высокоуглеродистую формацию как единую неструктурную залежь углеводородов, содержащую недоразведанные ресурсы углеводородов и являющуюся одновременно и нефтегазоматеринской толщей, и коллектором, и флюидоупором.

Нефтегазоносность рассматриваемых отложений доказана результатами опробования скважин. Так, на территории Оренбургской области получены промышленные притоки из верхнефранских кремнисто-карбонатных пород, обогащенных ОВ, а именно на Троицком месторождении, где приток нефти составляет 70 м^3/сут (Ульмишек, 2017). Позднее притоки нефти (130 м^3/сут) были получены также на Красногорском месторождении, соседнем с Троицким. На сегодняшний день открыты две нефтяные залежи и в Самарской области: на Южно-Неприковском (приток нефти 184 м^3/сут) и Лещевском (приток нефти 21 м^3/сут) месторождениях (Варламов и др., 2020).

На территории Республики Башкортостан отложения доманикоидного комплекса были также протестированы, наиболее высокие дебиты были получены на площадях Бельской депрессии (максимальные 100 т/сут, средние около 10 т/сут). Опробования скважин на Башкирском своде дали приток нефти (с небольшими дебитами 3–3.5 м^3/сут) на пяти площадях: Татышлинской, Тепляковской, Казанчинской, Кушкульской и Янбаевской (Зайдельсон, 1990). В восточной части Благовещенской впадины, на Бекетовской и Благовещенской площадях притоки нефти достигают 30–60 т/сут.

Нефтегазоматеринские свойства пород доманикоидной ВУФ

Содержание ОВ в породах рассматриваемого комплекса широко варьирует: от 0,07% на сводах до 20% во впадинах (рис. 15). Распределение содержания ОВ крайне неоднородно: значения могут различаться на порядок даже в соседних скважинах, что может быть связано с присутствием в конкретных образцах «депрессионных» фаций смешанного кремнисто-карбонатного и карбонатно-кремнистого состава тонких более карбонатных прослоев, менее обогащенных ОВ, и наоборот.

Среднефранские отложения имеют высокие концентрации ОВ (5–14% и более). В верхнефранских и фаменских отложениях встречаются в основном породы с концентрациями $C_{орг}$ 2,5–5%. Высокие показатели $C_{орг}$ (8–12% и более) характерны также для отложений внутришельфовых впадин и отмечены на территориях Муханово-Ероховского, Усть-Черемшанского и Актаныш-Чишминского палеопрогибов. Породы с меньшим содержанием ОВ встречаются в разрезах склонов внутришельфовых впадин и их бортов (рис. 16).

Степень преобразованности ОВ в породах доманикоидной высокоуглеродистой формации также различна, не всегда изменение преобразованности пород зависит от глубины их залегания. Общий тренд погружения пород среднефранско-турнейского комплекса прослеживается

преимущественно в южном и восточном направлениях. Органическое вещество пород средне-верхнефранского возраста в пределах Бельской, Благовещенской, Мраковской и Бузулукской впадин в полном объеме достигло условий главной зоны нефтеобразования. Образцы Тлянчи-Тамакской и Мензелино-Актанышской скважин на севере Южно-Татарского свода характеризуются средними значениями параметра T_{max} 430–440 °С, что соответствует градации катагенеза $МК_1$ – $МК_2$. В центральной части Южно-Татарского свода ОВ в образцах незрелое, максимальные значения температуры не превышают 410 °С.

Породы Благовещенской впадины находятся только на начальной стадии катагенеза $ПК_3$ и еще не начали активно генерировать углеводороды. Активная генерация и эмиграция углеводородов в нетрадиционный коллектор возможна в Бельской впадине и Мраковской депрессии, где породы находятся на глубинах и при температурах, достаточных для формирования промышленных скоплений нефти и газа.

Органическое вещество отложений доманикового типа смешанное и отвечает керогену II типа, но со смещением в более низкую область энергии активации (50 ккал/моль). Это означает, что доманикоидная высокоуглеродистая формация может генерировать углеводороды на более ранних стадиях, чем главная фаза нефтегазообразования. (Ступакова, 2015). Уже на градациях $ПК_3$ – $МК_1$ в кремнисто-карбонатных породах содержится 0,7–7% автохтонного хлороформенного битумоида и наряду с генерацией углеводородов начинается процесс их эмиграции в пустотное пространство ВУФ. С увеличением катагенеза возрастает и объем генерируемых углеводородов, который достигает максимума на градациях катагенеза $МК_3$ – $МК_4$. Сходство состава автохтонного и миграционного битумоидов в породах ВУФ подтверждает вывод о том, что доманикоидные отложения генерируют

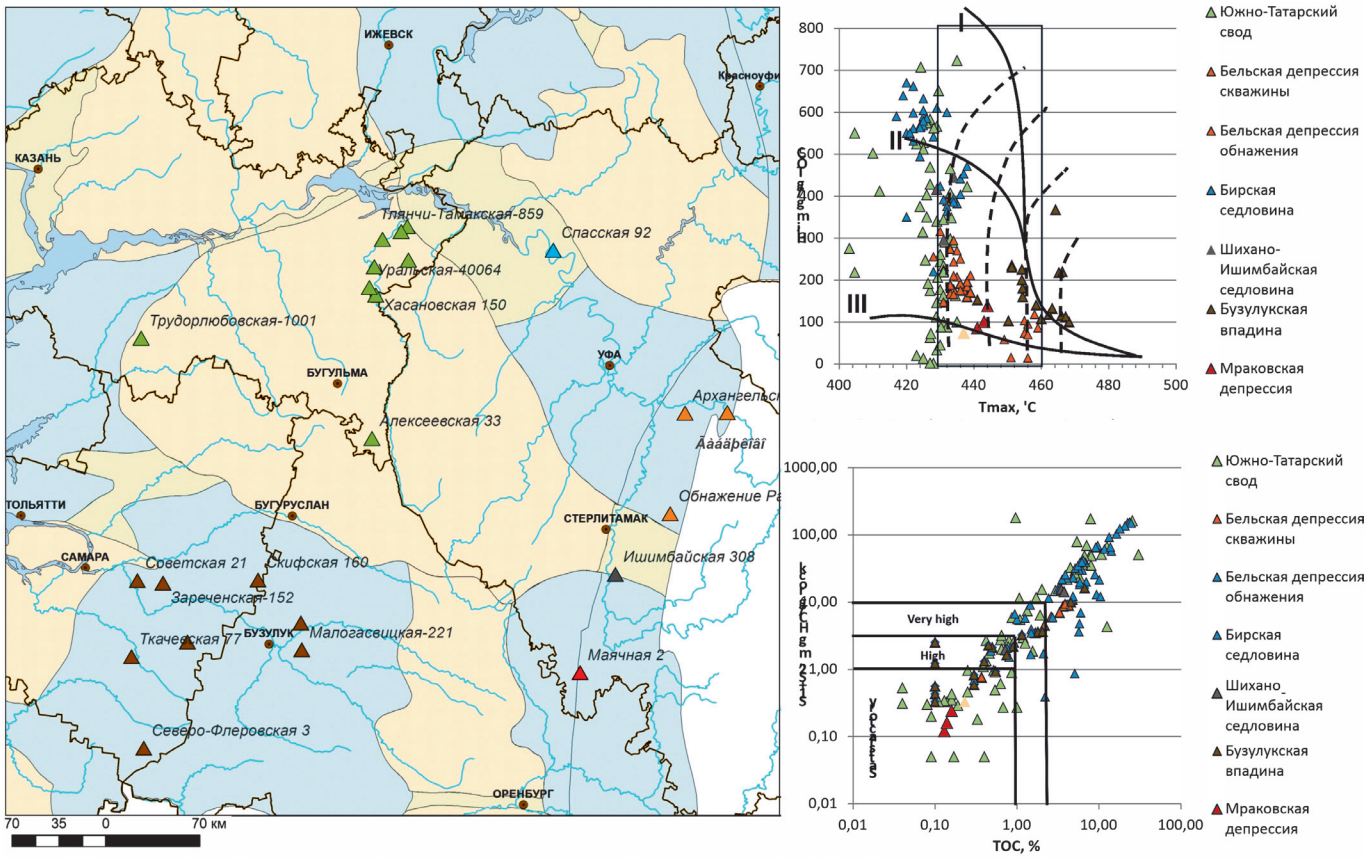


Рис. 15. Тип и зрелость органического вещества по результатам пиролитических исследований для пород средне-верхнефранского возраста юго-восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

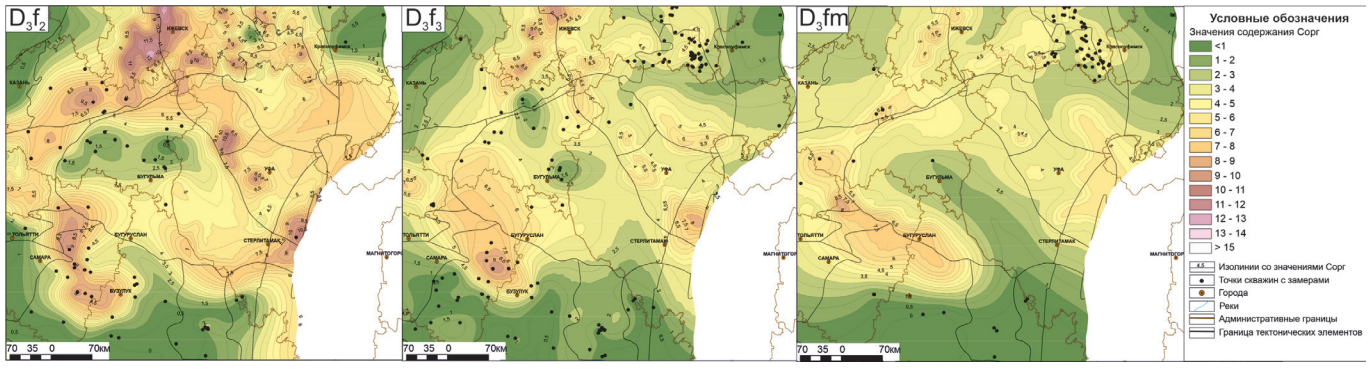


Рис. 16. Карты распределения значений $С_{орг}$ для пород среднефранского, верхнефранского и фаменского циклитов

и вмещают углеводороды, вплоть до образования залежей внутри нетрадиционного коллектора.

Коллекторские свойства пород доманикоидной ВУФ

Породы доманикоидной высокоуглеродистой формации в целом характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Пористость пород редко превышает 5–6%, в среднем составляя 2–3%, а проницаемость редко превышает 1 мД. Тем не менее нефтенасыщенные породы могут отдавать углеводороды в случае применения гидроразрыва пласта. В некоторых случаях при достаточной емкости пород, сформированной порами, кавернами и трещинами, можно получить углеводороды без применения гидроразрыва пласта.

Распределение коллекторов в разрезе доманикоидной формации зависит от характера переслаивания пачек различного литологического состава в пределах разновозрастных циклитов. Понимание особенностей строения разреза позволяет спрогнозировать зоны и интервалы, наиболее благоприятные для формирования пород-коллекторов. Для наиболее успешного прогнозирования коллекторов необходимо применение комплексного подхода с увязкой разномасштабных методов, который включает исследование керна, анализ фациальной зональности разреза и распределения мощностей и физических свойств пород.

В формировании пустотного пространства пород ключевую роль играют вещественный состав пород и постседиментационные процессы, такие как перекристаллизация, выщелачивания, метасоматоз, трещинообразование и др. Выделение различных коллекторов в разрезе определяется соотношением межкристаллических и внутриформенных пор, пустот растворения, трещин и микротрещин (Чупахина, 2022). Анализ типов пустотного пространства доманикоидных отложений и количественных замеров их фильтрационно-емкостных свойств позволяет определить качество коллекторов в различных типах разреза.

Породы ВУФ среднефранско-нижнетурнейского возраста можно классифицировать по емкостным характеристикам на несколько типов: весьма низкоемкий, низкоемкий, емкий и высокоемкий по преобладающему типу пустотного пространства и значению пористости пород (табл. 2).

Наихудшими коллекторскими свойствами обладают плотные микрокристаллическими известняки, пустотное пространство в которых практически отсутствует. Такие породы подвержены процессам перекристаллизации, спаритизации и доломитизации. Коэффициент открытой пористости для таких пород редко достигает 1%, а проницаемость меньше 0.01 мД, и они относятся к классу весьма низкоемких пород.

Породы смешанного состава с высоким содержанием ОВ (керогеново-карбонатные, керогеново-кремнисто-карбонатные породы), преобладающие в разрезе ВУФ, относятся к классу низкоемких ($К_п$ = 1–2%, $К_{пр}$ 0.01–1 мД). Кроме того, к низкоемким породам относятся пачки известняков органогенно-обломочных, карбонатных брекчий, а также пачки смешанных пород с преобладанием керогеново-кремнисто-карбонатных и керогеново-карбонатных пород. Для этих пачек характерны низкие значения $К_п$ от 1% до 2% и $К_{пр}$ от 0,01 до 1 мД, а пустотное пространство является трещинно-поровым типом.

Наилучшими коллекторскими свойствами (емкие и высокоемкие трещинно-поровые коллекторы $К_п$ > 3%, $К_{пр}$ > 1 мД) обладают керогеново-карбонатно-кремнистые породы, выделяемые в толще переслаивания карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород

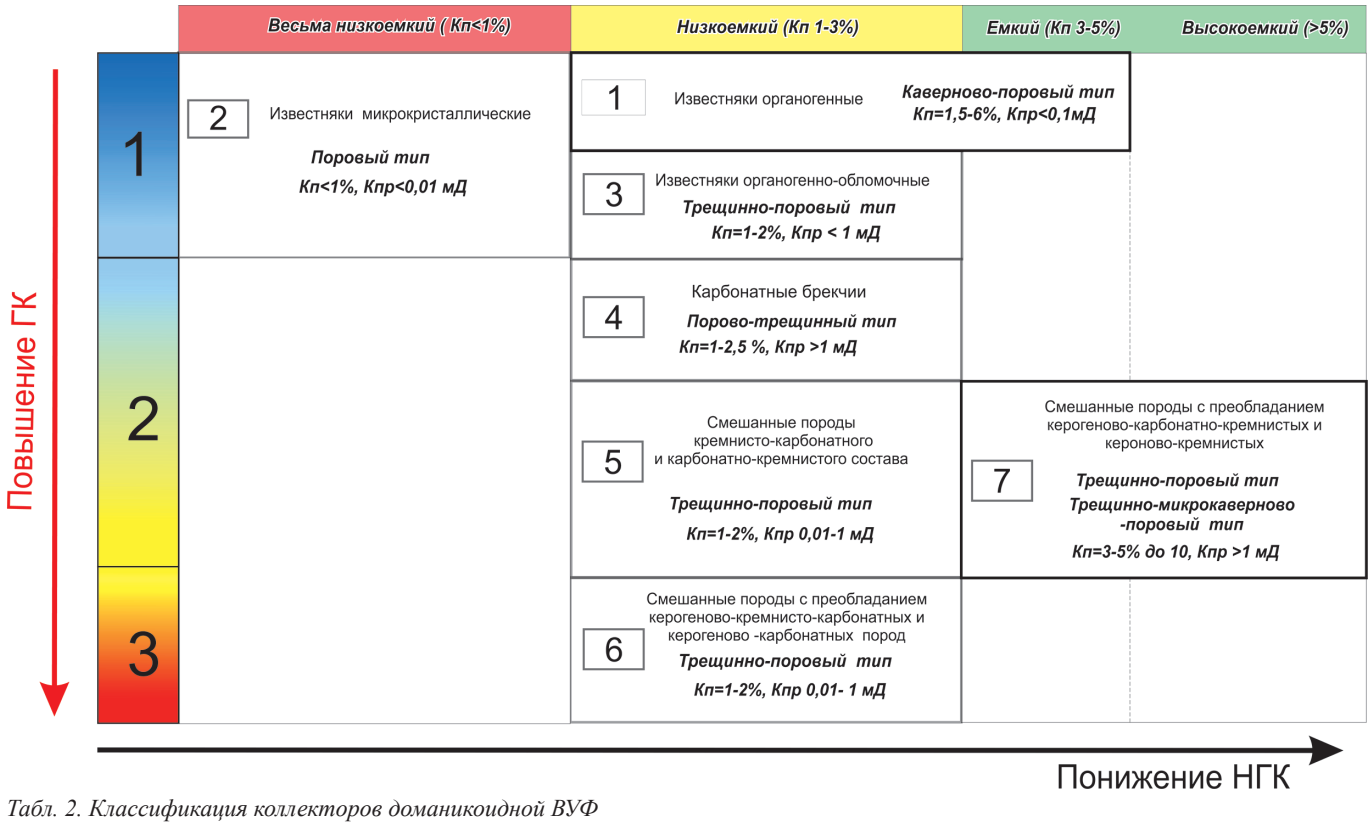


Табл. 2. Классификация коллекторов доманикоидной ВУФ

и распространенные в пределах внутришельфовых впадин и подножий их склонов. Наибольшие значения коэффициента пористости (до 10%) приурочены к прослоям, обогащенным раковинами радиолярий и вулканомиктовым материалом, в которых развивается трещинно-микрокавернозно-поровый тип пустотного пространства. Распространены такие коллектора в разрезах внутришельфовых впадин, из них получены промышленные притоки нефти (более 100 м^3/сут) в пределах Муханово-Ероховского прогиба и Бельской депрессии.

Закономерность распределения коллекторов в разрезе обусловлена изменением фациальной зональности и типом разреза вдоль профиля седиментации. Для распространение свойств емкостного пространства пачек, объединенных в толщи, были использованы зависимости распределения пористости по данным ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) от водородного индекса по данным НГК для каждой толщи. Для каждого типа разреза характерна различная частота встречаемости наиболее емких пачек доманикоидной ВУФ. Так, для типа разреза внутришельфовой впадины нахождение коллекторов толщи 2 отмечается в пределах среднефранского, верхнефранского и фаменского циклитов, тогда как для бортового типа разреза встречаемость аналогичных породы-коллекторов заметно уменьшается вверх по разрезу (рис. 17).

На примере профиля, построенного по скважинам в крест Муханово-Ероховского прогиба, заметно смещение зоны развития коллекторов с улучшенными свойствами вверх по разрезу от первого циклита к третьему в центральной части впадины, где преобладающими являются фации внутришельфовых впадин (рис. 18). При этом мощность емких и высокоемких коллекторов в разрезе второго циклита верхнефранского возраста достигает 50% от суммарной мощности циклита. Для фаменского циклита долевое участие коллекторов в разрезе значительно ниже и не превышает 20–30% от общей мощности. Подобное распределение коллекторов по разрезу доманикоидного комплекса можно ожидать по всему разрезу Камско-Кинельской системы прогибов, о чем свидетельствует сходство строения и состава отложений в пределах области распространения ВУФ. Результаты испытания скважин подтверждают полученные выводы о возможности пород доманикиодного комплекса содержать залежи углеводородов в емких и высокоемких коллекторах

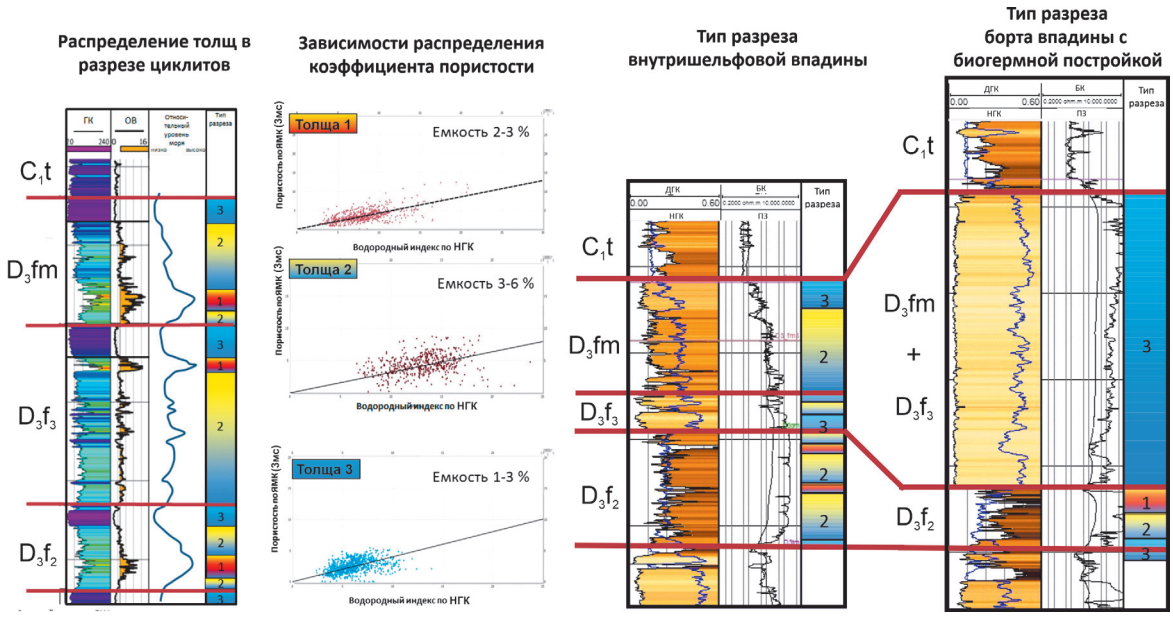


Рис. 17. Распределение коллекторов в разрезе доманикоидной формации

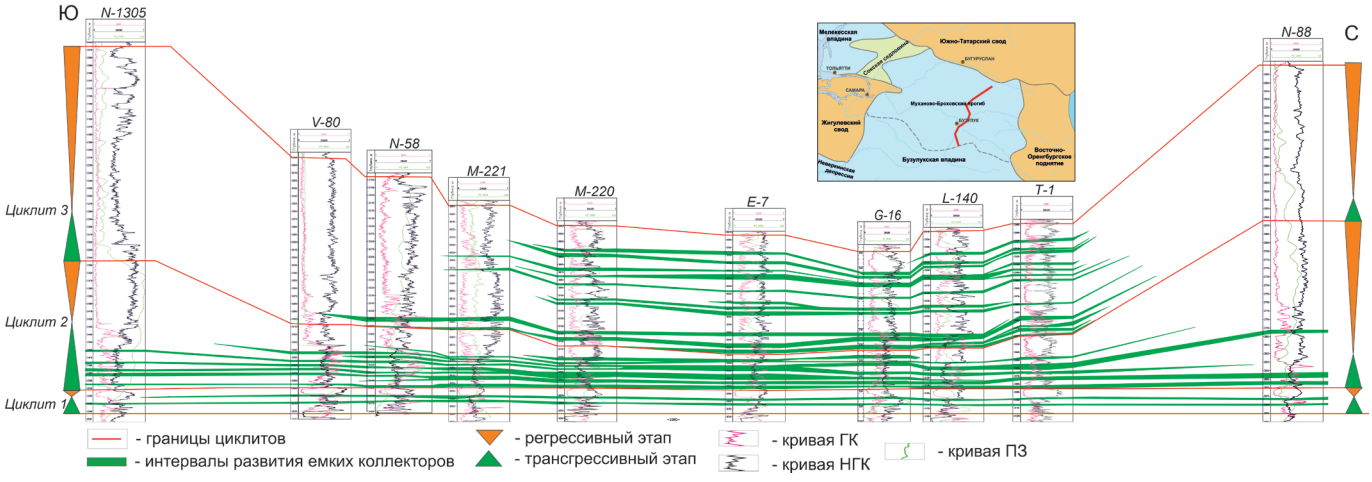


Рис. 18. Межскважинная корреляция с выделением интервалов коллекторов с улучшенными свойствами в пределах средне-, верхнефранского и фаменского циклитов Муханово-Ероховского прогиба

в разрезе отложений внутришельфовых впадин и подножий их склонов.

Заключение

Состав и строение доманикоидной ВУФ неоднородно, и контролируется сменой палеоструктурного плана и обстановок осадконакопления. Ветки Камско-Кинельской системы прогибов имели схожее строение, однако в сравнении с Муханово-Ероховским прогибом Актаныш-Чишминский прогиб был менее глубоким и имел асимметричное строение, центральная его ось проходила на месте современного Татарского свода, а большая часть Башкирского свода представляла собой пологий склон. Камско-Кинельская система прогибов, вероятно, имела продолжение в восточную и юго-восточную части исследуемого региона с захватом современных Бельскую и Мраковскую депрессий.

Изменение условий осадконакопления от относительно глубоководных до мелководно-морских происходило как по площади, так и во времени. Периодическое изменение относительного уровня моря отражается в циклическом чередовании фациальных ассоциаций и соответствующих им толщ с набором литологических пачек пород. В разрезе доманикоидной ВУФ выделяется четыре крупных циклита: среднефранский, верхнефранский, фаменский и турнейский. Каждый циклит состоит из трех различных по составу толщ, каждая из которых, в свою очередь, объединяет совокупность литологических пачек от известняков до смешанных с преобладанием керогеново-карбонатно-кремнистых пород.

В разрезе доманикоидной ВУФ преобладают низкоемкие породы с пористостью не более 1–3%. К относительно емким коллекторам с пористостью от 3–6% до 10% можно отнести породы смешанного керогеново-карбонатно-кремнистого и карбонатно-кремнистого состава. Эти породы максимально присутствуют в переходных толщах, сформированных в период смены условий осадконакопления от относительно глубоководных к относительно мелководным.

Перспективные отложения доманикоидного франско-турнейского комплекса связаны с областью распространения позднедевонской относительно глубоководной впадины на шельфе, благоприятной для накопления ОВ, способного генерировать углеводороды и отдавать его в пустотное пространство нетрадиционного коллектора. Максимальное количество прослоев пород-коллекторов доманикоидной ВУФ наблюдается в центральных частях Камско-Кинельской системы прогибов.

Благодарности

Авторы выражают большую благодарность рецензенту за ценные замечания и рекомендации, которые способствовали улучшению статьи.

Литература

Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутина М.М., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В. (2020). Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции. *Геология нефти и газа*, (6), с. 33–52. https://elibrary.ru/item.asp?id=44524713

Горожанина Е.Н., Пазухин В.Н., Горожанин В.М. (2018). Палеофациальная модель осадконакопления нижнекаменноугольных отложений на Южном Урале. *Мат. XII Межрегион. конф.* Уфа: ИГ УФИЦ РАН, с. 12–21. http://ig.ufaras.ru/File/PubTxt/CARBON_2009/01_02_09.pdf

Завьялова А.П., Ступакова А.В. (2021). Перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации Муханово-Ероховского прогиба. *Нефтяное хозяйство*, (3), с. 34–39. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-34-39

Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.П. (1990). Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. М.: Наука, 79 с.

Карпушин М.Ю., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Суслова А.А., Чупахина В.В., Радченко К.А. (2022). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 24(2), с. 129–138. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.13

Мизенс Г.А. (2002). Седиментационные бассейны и геодинамические обстановки в позднем девоне-ранней перми юга Урала. Екатеринбург: ИГиГ УрО РАН, 191 с.

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. (2017). Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 112–124. http://doi.org/10.18599/grs.19.12

Ступакова А.В., Пашали А.А., Волянская В.В., Завьялова А.П. (2019). Палеобассейны – новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов. *Георесурсы*, 21(2), с. 4–12. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.4-12

Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. (2015). Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна. *Георесурсы*, 2(61), с. 77–86. http://doi.org/10.18599/grs.61.2.7

Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. (2017). Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области. *Геология нефти и газа*, (5), с. 67–77. https://elibrary.ru/item.asp?id=32260521

Чупахина В.В., Коробова Н.И., Калмыков Г.А., Завьялова А.П., Карпушин М.Ю., Радченко К.А. (2022). Генетическая обусловленность различных типов пустотного пространства и оценка качества нетрадиционных коллекторов отложений верхендевонского доманикоидного комплекса Муханово-Ероховского прогиба. *Георесурсы*, 24(2), с. 139–149. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.14

Сведения об авторах

Анна Петровна Завьялова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

e-mail: a.zavyalova@oilmsu.ru

Михаил Юрьевич Карпушин – ведущий специалист, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Виталия Валерьевна Чупахина – инженер, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Наталия Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Мария Сергеевна Борисова – магистрант, кафедра кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Кристина Андреевна Радченко – инженер, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 05.04.2023;
Принята к публикации 19.06.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Structure, formation conditions, oil and gas potential of Domanicoid high-carbon formation in the Central and South-Eastern Parts of the Volga-Ural basin

A.P. Zavyalova[*]*, M.Yu. Karpushin, A.V. Stupakova, G.A. Kalmykov, V.V. Chupakhina, N.I. Korobova, M.S. Borisova, K.A. Radchenko*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
[*]*Corresponding author: Anna P. Zavyalova, e-mail: a.zavyalova@oilmsu.ru*

Abstract. The article discusses the structure and formation conditions of the domanicoid high-carbon formation (VUF) within the central and southeastern parts of the Volga-Ural basin. The presented results of the analysis of the structure, conditions of formation and oil and gas content of domanicoid deposits are a generalization of the accumulated knowledge obtained during the research of the authors in certain regions and areas. The regional geological model of the formation of the domanicoid complex was created based on the results of seismostratigraphic and cyclostratigraphic analyzes. In the structure of the Middle Frasnian – Tournaisian domanicoid deposits, three different areas are distinguished, differing in composition, structure, thickness, and formation conditions – the carbonate platform, the intrashelf depression and its slopes. The revealed cyclicity in the structure of the complex showed that the section consists of 4 large cyclites, the accumulation of which occurred at the stage of changes in the relative sea level. An analysis of the material composition of the deposits made it possible to identify various sedimentation environments and their characteristic strata, which unite lithological units, within each large cyclite. Geochemical and petrophysical studies of the rocks of the domanicoid VUF made it possible to assess the oil and gas potential, identify the intervals containing the largest amount of organic matter, and intervals of reservoir rocks in the context of the studied deposits.

Keywords: domanicoid high-carbon formation, Volga-Ural, Mukhanovo-Erokhovskiy trough, Aktanysh-Chishminsky trough, oil and gas potential, reservoirs, cyclites, strata, lithologic units

Recommended citation: Zavyalova A.P., Karpushin M. Yu., Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Chupakhina V.V., Korobova N.I., Borisova M.S., Radchenko K.A. (2023). Structure, formation conditions, oil and gas potential of Domanicoid high-carbon formation in the Central and South-Eastern Parts of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 123–139. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.9

References

Chupakhina V.V., Korobova N.I., Kalmykov G.A., Zavyalova A.P., Karpushin M.Yu., Radchenko K.A. (2022). Genetic conditionality of various types of void space and assessment of the quality of unconventional reservoirs of deposits of the Upper Devonian domanicoid complex of the Mukhanovo-Erokhov trough. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 139–149. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.14

Gorozhanina E. N., Pazukhin V. N., Gorozhanin V. M. (2018). Paleofacies sedimentation model of the Lower Carboniferous deposits in the Southern Urals. *Proc. XII Interregional Conference*, IG UFITs RAS, pp. 12–21. (In Russ.)

Karpushin M.Yu., Stupakova A.V., Zavyalova A.P., Suslova A.A., Chupakhina V.V., Radchenko K.A. (2022). Geological structure and oil and gas potential of the domanicoid high-carbon formation in the central part of the Volga-Ural oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 129–138. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.13

Mizens G.A. (2002). Sedimentation Basins and Geodynamic Settings in the Late Devonian-Early Permian of the Southern Urals. Yekaterinburg: IGG UrO RAN, 191 p. (In Russ.)

Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Shardanova T.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Poludetkina E.N., Kozlova E.V., Mitronov D.V., Korkots F.V. (2015). Search criteria for oil and gas in the Domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 77–86. (In Russ.) http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.7

Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I. et al. (2017). Domanik deposits of the Volga-Ural basin - types of section, conditions of formation and prospects for oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 112–124. (In Russ.)

Stupakova A.V., Pashali A.A., Volyanskaya V.V., Zavyalova A.P. (2019). Paleobasins – a new concept for modeling the history of geological development and oil and gas potential of regions. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 4–12. (In Russ.)

Ulmishek G.F., Shalomeenko A.V., Holton D.Yu., Dakhnova M.V. (2017). Unconventional oil reservoirs in the Domanik formation of the Orenburg region. *Russian oil and gas geology*, (5), pp. 67–77. (In Russ.)

Varlamov A. I., Melnikov P. N., Poroskun V. I., Fortunatova N. K., Petersil'e V. I.,. Iutina M. M, Dakhnova M. V., Vitsenovsky M.Y., Kanev A.S., Soboleva E.N., Shalomeenko A.V. (2020). Results of the study and prospects for the development of unconventional oil deposits in high-carbon carbonate-siliceous deposits of the Domanik formation of the Volga-Urals province. *Russian oil and gas geology*, (6), pp. 33–52. (In Russ.)

Zaidelson M.I., Weinbaum S.Ya., Koprova N.P. (1990). Formation and oil and gas potential of domanicoid formations. Moscow: Nauka. (In Russ.)

Zavyalova A.P., Stupakova A.V. (2021). Prospects for the oil and gas potential of the domanikoid high-carbon formation of the Mukhanovo-Erokhov trough. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 1169, pp. 34–39. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-34-39

About the authors

Anna P. Zavyalova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.zavyalova@oilmsu.ru

Mikhail Yu. Karpushin – Leading Specialist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – DSc (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

Anton G. Kalmykov – PhD (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vitaliya V. Chupakhina – Engineer, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nataliya I. Korobova – Assistant of the Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mariya S. Borisova – Graduate student, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Kristina A. Radchenko – Engineer, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 5 April 2023;
Accepted 19 June 2023;
Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.10

УДК 553.982:622.276

Особенности строения, изучения и разработки уникального геологического объекта Республики Коми – Нижнечутинского нефтяного месторождения

А.А. Богун[1], К.А. Иванов[1], Ю.А. Денисов[2], В.П. Волков[3], А.С. Завьялов[3], Н.С. Виноградова[3], А.В. Соколов[4]*

[1]АО «НК «Нефтиса», Москва, Россия
[2]ООО «Нефтегазпромтех», Республика Коми, Ухта, Россия
[3]ООО «Тюменский институт нефти и газа», Тюмень, Россия
[4]ООО «ПЕТРОГЕКО», Москва, Россия

Приведено современное представление о геологическом строении залежей нефти Нижнечутинского месторождения. Уникальность месторождения заключается в небольших глубинах залегания продуктивных отложений. Этаж нефтеносности составляет 100 м. Небольшие глубины продуктивных пластов обусловили низкую пластовую температуру и давление. В таких условиях нефть малоподвижная, характеризуется повышенной вязкостью, а растворенный газ практически отсутствует. Особенности формирования осадочного чехла в районе месторождения предопределили блоковое строение, при этом породы продуктивного горизонта характеризуются сложной системой вертикальных трещин, которая в значительной мере осложняет процесс нефтеизвлечения. Отличительной особенностью изучаемого разреза месторождения является наличие эффузивных пород, подстилающих основную продуктивную толщу и перекрывающих нижний продуктивных пласт.

В статье систематизированы результаты пробной эксплуатации месторождения, которая выявила ряд осложняющих факторов, что связывается в первую очередь с уникальностью геологического строения изучаемых отложений. Несмотря на солидную историю изучения Нижнечутинского месторождения, которая насчитывает почти 300 лет, учитывая ничтожную глубину залегания продуктивных отложений, добыча нефти на этом месторождении до сих остается непростой задачей.

Ключевые слова: Осадочный чехол, фундамент, доманик, туфо-базальтовая толща, трещиноватый коллектор, тиманский горизонт, трудноизвлекаемые запасы

Для цитирования: Богун А.А., Иванов К.А., Денисов Ю.А., Волков В.П., Завьялов А.С., Виноградова Н.С., Соколов А.В. (2023). Особенности строения, изучения и разработки уникального геологического объекта Республики Коми – Нижнечутинского нефтяного месторождения. *Георесурсы,* 25(2), с. 140–149. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.10

Введение

Вопросы геологического строения и разработки месторождений, запасы которых можно отнести к трудноизвлекаемым, не теряют своей актуальности и по сей день. С этой точки зрения большой интерес представляют месторождения Тимано-Печорской провинции. Углеводородные месторождения Тимана Республики Коми уникальны своим геологическим строением, свойствами насыщающих породы флюидов и способами их добычи. Одним из таких является Нижнечутинское месторождение.

Месторождение расположено на северо-восточном склоне Южного Тимана, в среднем течении реки Ухты, близ устьевой части левого притока реки Чуть.

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Нижнечутинское месторождение нефти расположено в пределах Ухта-Ижемского нефтегазоносного района (НГР), нефтегазоносность которого связана с среднедевонско-нижнефранским нефтегазоносным комплексом Ухта-Ижемского вала. Продуктивность комплекса подтверждена и на других крупных уникальных в геологическом отношении месторождениях: Ярегском, Западно-Ухтинском и Чибьюском.

Геологический разрез Нижнечутинского нефтяного месторождения сложен породами фундамента верхнего протерозоя, который перекрыт осадочным чехлом из девонских и четвертичных отложений. При этом толщина осадочного чехла в наиболее погруженных участках месторождения редко превышает 200 м, при этом верхняя часть осадочного чехла частично размыта.

Весь этаж нефтеносности составляет всего 100 м (рис. 1). Нефтеносность выявлена в отложениях старооскольского горизонта D_2st пласт III, которые локализованы в южной части месторождения в погруженной части, и тиманского горизонта D_3tm, пласты I, А, II+Б. Геологические запасы нефти месторождения составляют более 280 млн т. Основной по запасам является пласт I. Необходимо отметить, что продуктивные отложения месторождения частично перекрыты водоносным доманиковым горизонтом.

* Ответственный автор: Виталий Петрович Волков
e-mail: Volkovvp@togi.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Примечательно, что первые продуктивные отложения вскрыты уже на глубинах 20 м от устья скважин. А купольная часть месторождения расположена выше уровня моря.

История открытия месторождения

История изучения Нижнечутинского месторождения охватывает период примерно в 300 лет. Первый промышленный интерес к Ухтинской нефти появился в начале 18 века, во времена «Горной привилегии» Петра I. Тогда полезные ископаемые считались государственной собственностью, однако промышленникам оказывалась техническая и финансовая помощь. Среди рудоискателей Севера ходили слухи о «горном масле» – чудесной жидкости, бьющей прямо со дна реки Ухты (Бакланов, 2021). Нефть добывало местное население кустарным способом из многочисленных естественных источников по реке Ухте и её притоках. Применялась нефть как лечебное средство и использовалась на хозяйственные нужды.

Промышленная необходимость и материальное вознаграждение мотивировало крестьянина Федор Прядунова построить свой завод для переработки нефти. Разрешение на производство было получено с трудом только в 1745. Прядунов обязался докладывать в Санкт-Петербург о результатах добычи два раза в год и был освобожден от уплаты десятины на два года. Уже к весне 1746 года была получена первая нефть. Таким способом за два года было добыто 40 пудов сырья – около 655 килограммов (Бакланов, 2021). Но спрос на нефть был не развит, и когда через 2 года привилегии нефтедобытчика снялись, производство стало убыточным и к 1752 г. окончательно закрылось.

Интерес к Ухтинской нефти возобновился только через 100 лет – в начале 60-х годов XIX века были пробурены первые разведочные скважины небольшой глубины, которые давали десятую пуда (1,2 кг или 3 фута) нефти в час из I пласта.

Следующая крупная Тиманская экспедиция состоялась в 90-х годах XIX века, тогда было пробурено несколько скважин, которые давали в начале перелив чистой нефти, а затем нефти с водой.

В 1911–1913 гг. проводились работы на средства казны (госбюджета), и была пробурена скважина 3-Казенная, которая за первые сутки дала 18 пудов (около 290 кг) нефти, вместе с водой. При дальнейшем тартании скважина давала до 20–30 пудов (320–480 кг) нефти с водой в сутки. В целом дебит падал и через 3 месяца прекратился совершенно.

В 1914–1917 гг. Бакинской фирмой «Русское товарищество – Нефть» были пробурены еще шесть скважин. Из них только одна скважина оказалась удачной и из пласта I показала суточный дебит 220 кг.

В 1930–1940-х гг. проводилось бурение разведочных скважин Водным промыслом с целью поиска радиоактивных вод. При опробовании пласта I получены притоки нефти 210–288 литров в сутки («Геологический отчет геологоразведочного отдела Ухтижемстроя НКВД за 1941 год»), которые знаменовали открытие Нижнечутинского месторождения.

В 40-е годы было пробурено около 120 крелиусных скважин, которыми велась эксплуатация залежи нефти в пласте I, и из которых на естественном режиме добыто 3410 т нефти. Сроки эксплуатации скважин составляли 1–2 г, в конце эксплуатации среднесуточный дебит зачастую составлял несколько килограммов нефти в сутки с водой до нескольких сотен литров.

В постсоветский период началась активная современная разведка месторождения – проведены 2D сейсморазведочные работы по всей площади месторождения, пробурены поисковые и разведочные скважины с отбором керна и проб флюидов.

Современные представления о геологическом строении месторождения

Месторождение отличается как сложным геологическим строением, что выражается в распространении отложений на небольшой глубине, так и особенными условиями накопления флюидов и их свойствами. Низкая глубина залегания пластов обуславливает низкую пластовую температуру и давления, при этом нефть при таких пластовых условиях малоподвижная и отличается

Горизонт	Пласт	MAX А.О. кровли
Доманиковый (D_3dm)	Dm	153.3
Тиманский (D_3tm)	I	114.4
	A	95.6
	II+Б	56.2
Старооскольский (D_2st)	III	23.2

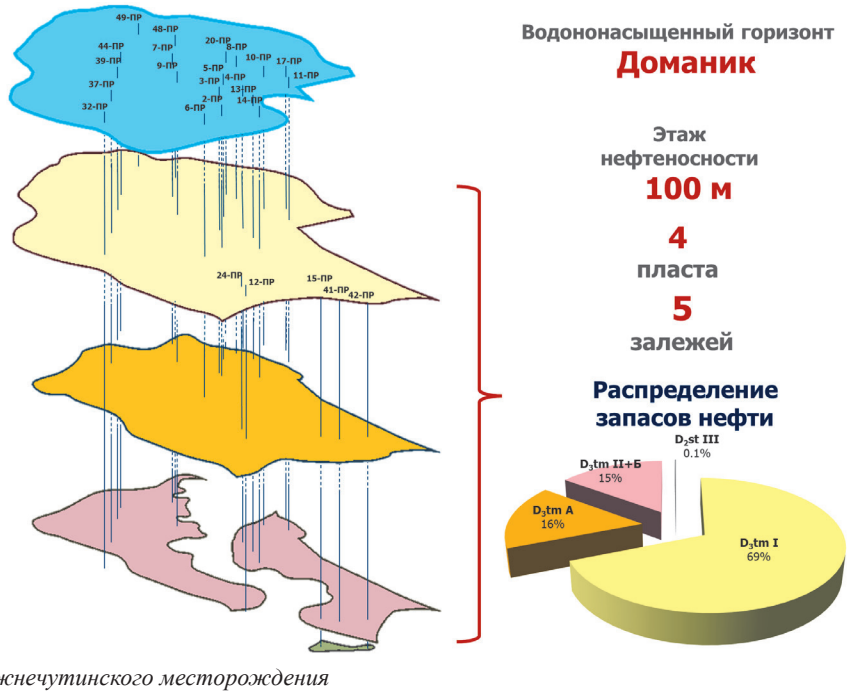


Рис. 1. Продуктивные отложения Нижнечутинского месторождения

повышенной вязкостью или сверхвязкостью (табл. 1). Растворенный газ практически отсутствует. В термобарических условиях пласта коэффициент остаточной нефтенасыщенности практически равен начальной нефтенасыщенности, и только при существенном нагреве пласта возможно добиться увеличения коэффициента вытеснения до уровня 0,5–0,6 по данным исследований керна.

Залежи пластово-сводовые тектонически экранированные, литологически и стратиграфически ограниченные. При этом продуктивные отложения прослеживаются на значительных площадях – самая крупная залежь по площади превышает 200 км^2. Вместе с тем толщины пластов не выдержаны по площади. Максимальной толщиной представлен пласт I, коллектора которого характеризуются наименьшей песчанистостью и максимальной расчлененностью. С погружением вниз по разрезу общая толщина продуктивных пластов уменьшается, но продуктивные толщины в них встречаются чаще и имеют более выдержанный характер распространения по площади. Исключение составляет пласт III, залегающий наиболее близко к отложениям фундамента и прослеженный на юге месторождения (рис. 2).

Породы, слагающие продуктивные отложения Нижнечутинского месторождения характеризуются разнообразием литологического состава (рис. 3).

Под четвертичными отложениями в верхней части разреза прослежен водоносный доманиковый горизонт, сложенный плотным вертикально трещиноватым известняком, который подстилается трещиноватыми алевритистыми и известковистыми глинами саргаевского горизонта. Ниже залегают продуктивные пласты, покрышками верхних трех пластов выступают выдержанные по площади толщи аргиллиты. Отложения нефтеносных пластов представлены частым переслаиванием песчаников, глинистых алевролитов, глин. Пропластки коллектора имеют линзовидное строение. Для структуры нефтенасыщенных песчаников, слагающего коллектора характерна хорошая сортировка обломочного материала. Тип смачиваемости пород наиболее изученного верхнего пласта «преимущественно гидрофильный» и «гидрофильный».

Необходимо отметить, что терригенные продуктивные отложения по всему разрезу и площади месторождения характеризуются наличием сети трещин, что повсеместно отмечается по керну. Гидродинамическая сеть трещинного коллектора чувствительна к внешним и внутренним нагрузкам на породу и мгновенно реагирует на их изменение изменением продуктивности скважин: имелись случаи, когда при наличии нефтенасыщенного керна получали из перспективных объектов воду. Такие неоднозначные случаи могут объясняться проникновением пластовых вод в трещины при насыщении поровой матрицы породы тяжелой высоковязкой нефтью вследствие широкого развития процессов интенсивного разрушения и переформирования залежей углеводородов (УВ) за счет вертикальной миграции. При этом происходит природная дифференциация нефти в залежах, в результате которой в первую очередь мигрируют наиболее легкие фракции, а в порах остаются потерявшие подвижность тяжелые гомологи. Этот процесс ускоряется при прекращении поступления новых порций жидких УВ из нижележащих горизонтов (Вокуев и др., 1998).

Отличительной особенностью изучаемого разреза Нижнечутинского месторождения является наличие эффузивных пород – базальтов, подстилающих основную

Параметры	Ед. изм.	Продуктивные пласты			
		D3tm I	D3tm A	D3tm II+Б	D2st III
Тип залежи	-	П, С, ЛО, ТЭ	П, С, ЛО, ТЭ	П, ПС, ЛО, ТЭ	ПС, ЛО
Тип коллектора	-	Терригенный, порово-трещ.			
Максимальная а.о. кровли	м	114,4	95,6	56,2	23,2
Абсолютная отметка ВНК	м	-48,2	-49,4	-74,4	-22,6
Площадь нефтеносности	тыс.м^2	206 730	140 964	103 235	1 934
Общая толщина	м	47,2	4,3	8,1	10,2
Нефтенасыщенная толщина	м	9,3	2,4	2,9	1,4
Пористость	д.ед.	0,22	0,24	0,24	0,20
Нефтенасыщенность	д.ед.	0,54	0,64	0,63	0,69
Проницаемость	10^{-3} мкм^2	14	601	638	1 147
Песчанистость	д.ед.	0,25	0,52	0,40	0,20
Расчлененность	ед.	13	2	3	4
Температура	°С	6,2	6,6	7,9	6,8
Начальное пластовое давление	МПа	1,0	1,2	1,5	1,2
Вязкость нефти в пластовых усл.	мПа*с	27	107	1256	12000
Плотность нефти в поверх. усл.	г/см^3	0,853	0,882	0,938	0,946
Объемный коэффициент нефти	д.ед.	1,001	1,007	1,007	1,002
Давление насыщения	МПа	0,03	0,35	0,35	-
Газосодержание	м^3/т	0,45	8,7	8,7	-
Удельный коэффициент продуктивности	м^3/сут/МПа/м	0,06	0,08	0,09	-
Коэффициент вытеснения*	д.ед.	0,598	0,577	0,552	0,493

*Табл. 1. Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов Нижнечутинского месторождения. П – пластовая, С – сводовая, ПС – присводовая, ЛО – литологически ограниченная, ТЭ – тектонически ограниченная. * При температуре 70 °С*

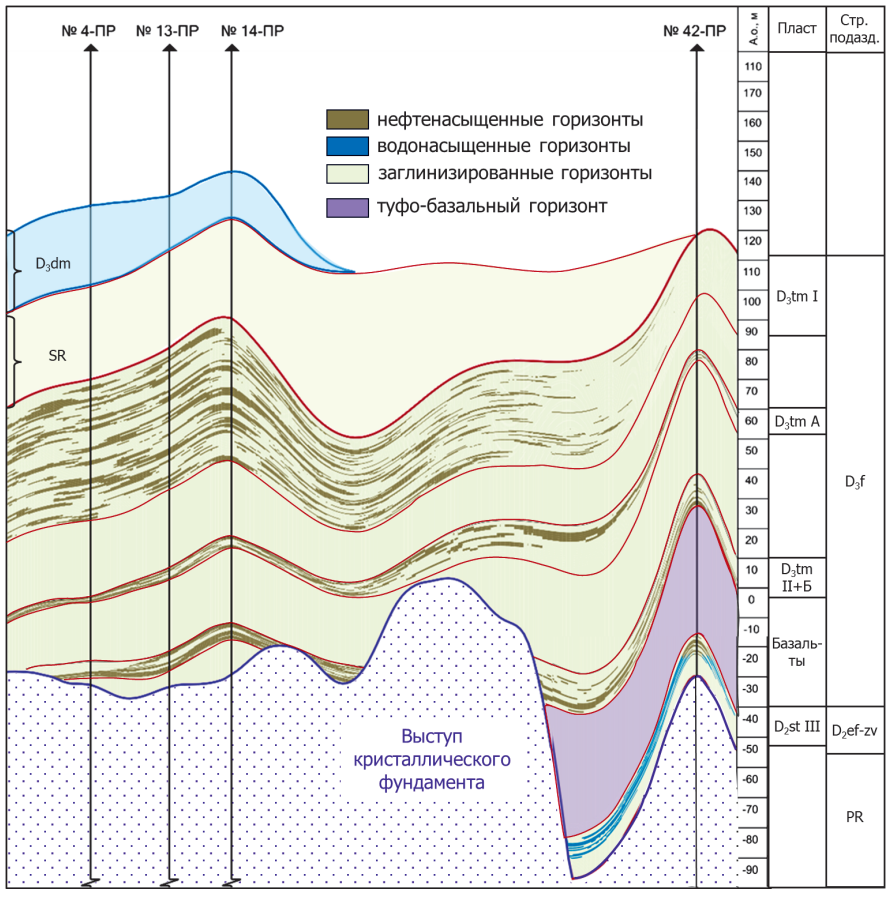


Рис. 2. Геологический разрез Нижнечутинского месторождения

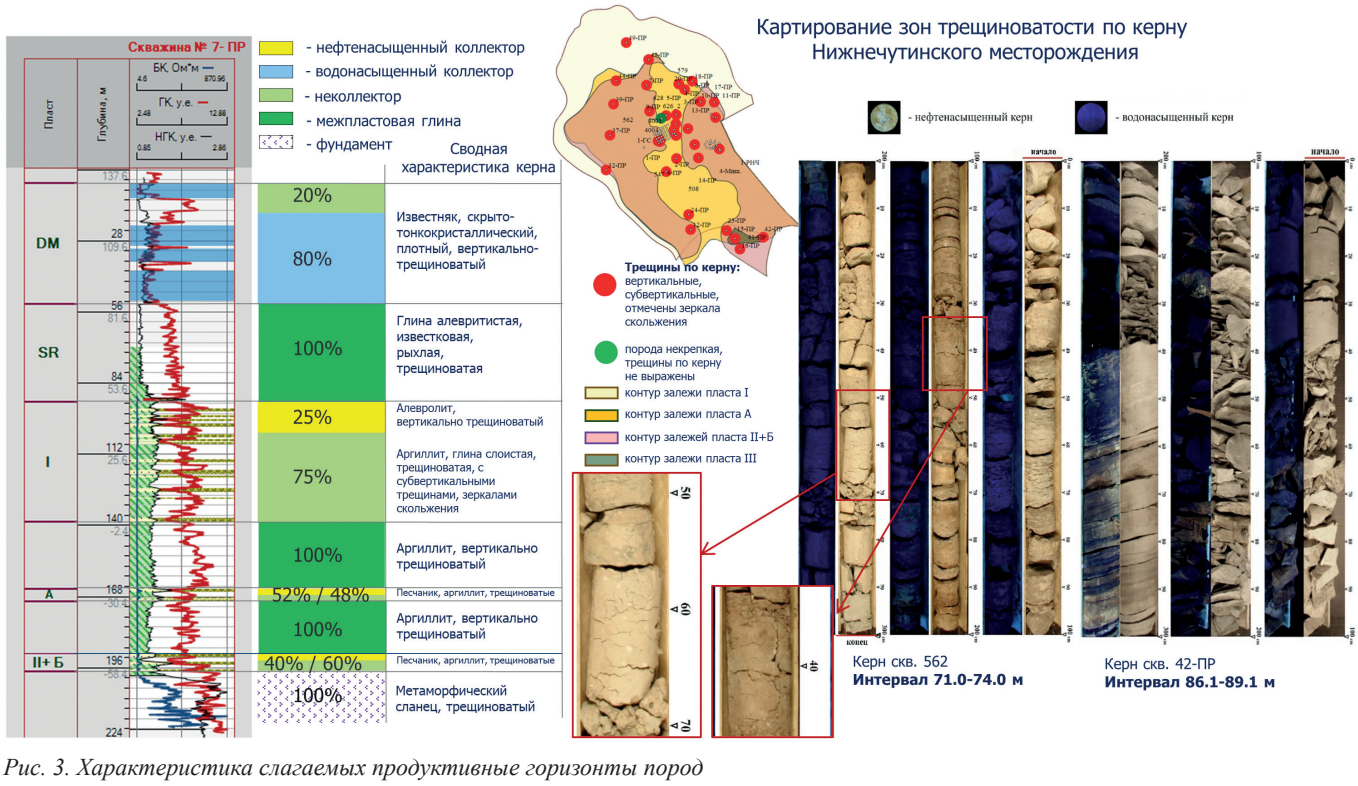


Рис. 3. Характеристика слагаемых продуктивные горизонты пород

продуктивную толщу и перекрывающих продуктивный пласт III (рис. 4).

Базальты зафиксированы на юге месторождения в четырех скважинах. На соседних Ярегском и Западно-Ухтинском месторождениях эффузивные отложения отмечаются на значительной площади. Предположительно, излияние базальтов происходило по разломам и трещинам во франско-живетское время. В некоторых местах излива возникали вулканические очаги, дававшие туффиты и туфобрекчии с вулканическими бомбами.

По результатам изучения кернового материала Нижнечутинского и соседнего Ярегского месторождений,

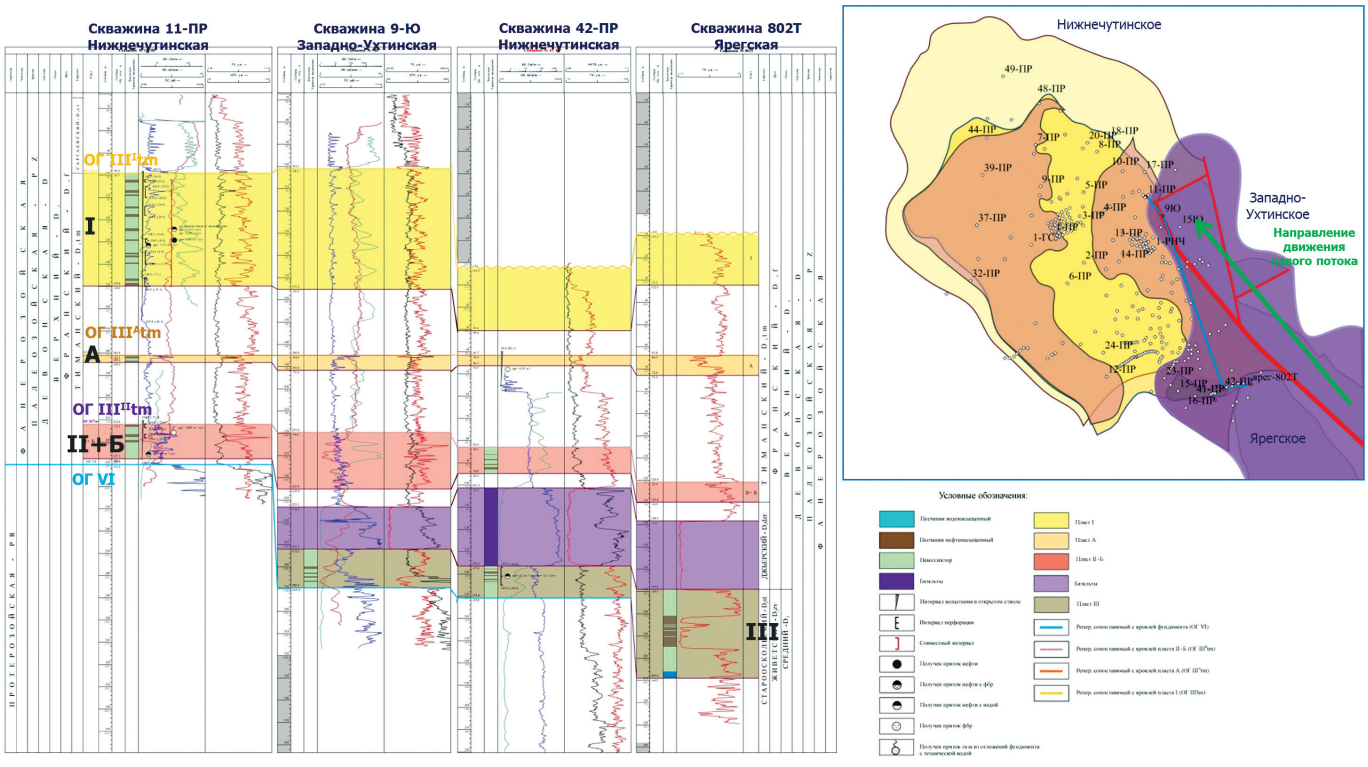


Рис. 4. Прослеживание эффузивных пород в разрезе Нижнечутинского месторождения

туфо-базальтовая (туфодиабазовая) толща сложена различными туффитами с подчиненными прослоями туфобрекчий, туфопесчаников и туфоидных глин. Средняя толщина туфо-базальтовой толщи на Нижнечутинском месторождении достигает 35 м. Среди туффитов встречаются пластовые тела диабазов и базальтов, реже – диабазовые дайки. Наиболее мощные слои диабазов и базальтов залегают, главным образом, в основании толщи в виде неправильных, среднего размера пластообразных тел с апофизами. Они имеют северо-западное и субмеридиональное простирание, неправильные очертания в плане и плоские караваеобразные формы в разрезе.

Эффузивные породы в интервалах продуктивных пластов Нижнечутинского месторождения уверенно идентифицируются по материалам геофизических исследований скважин и характеризуются высокими (более 1000 Омм) сопротивлениями по данным электрических методов, низкими показаниями естественной радиоактивности и повышенными значениями нейтронных методов (рис. 5).

Наличие эффузивных пород отмечается также по данным интерпретации сейсмических материалов в виде высоких показаний на разрезах и картах RMS амплитуд.

Учитывая ограниченное распространение туфо-базальтовой толщи в пределах Нижнечутинского месторождения, можно предположить, что излившиеся магматические породы являются продолжением толщи с Ярегского месторождения, где отложения магматических пород покрывают значительную площадь участка.

Туфо-базальтовая толща в пределах Ярегского месторождения, выступая флюидоупором, перекрыла уникальный по своим свойствам пласт III, благодаря которому Ярегское месторождение известно как крупнейшее по объему высоковязкой нефти. Наряду с этим, пласт III содержит в себе богатые отложения титана и ниобия. В недрах Яреги в совокупности с еще одним уникальным Пижемским месторождением Среднего Тимана содержится более 80% диоксида титана страны (Макеев, Брянчанинова, Красоткина, 2022).

Нефтетитановая залежь пласта III Ярегского месторождения расположена на глубине около 200 м в песчаниках и имеет свое продолжение на Нижнечутинском участке. При этом на Нижнечутинском месторождении отложения пласта III представлены 1 пачкой толщиной не более 14 м кварцевыми, достаточно однообразными, преимущественно мелко- и тонкозернистыми, хорошо сортированными песчаниками с подчиненными прослоями аргиллитов и алевролитов с текстурой слоистой и микрослоистой, которая подчеркивается за счет удлиненных ориентированных обломков, слойков обогащенных рудными минералами. В породе содержатся очень мелкие зерна циркона, титансодержащих минералов, пирита.

На Ярегском месторождении метаморфизированный фундамент более погружен, на нем отложения пласта III более мощные и дислоцированы на 3 пачки: нижнюю, представленную рудоносными лейкоксен кварцевыми песчаниками и надрудными алевролитами, среднюю, сложенную кварцевыми песчаниками с лейкоксен-кварцевыми линзами, и верхнюю, представленную полимиктовыми песчаниками с лейкоксеном.

Формирование отложений

Структурный план кровли метаморфического фундамента характеризуется наибольшей дислоцированностью по сравнению с перекрывающими его с угловым и стратиграфическим несогласием девонскими отложениями. Заложение большей части нарушений, осложняющих фундамент, произошло в верхнерифейское и раннепалеозойское время. Тектонические движения на территории исследования от раннепалеозойского и до нижнефранского времени характеризовались тенденцией к воздыманию

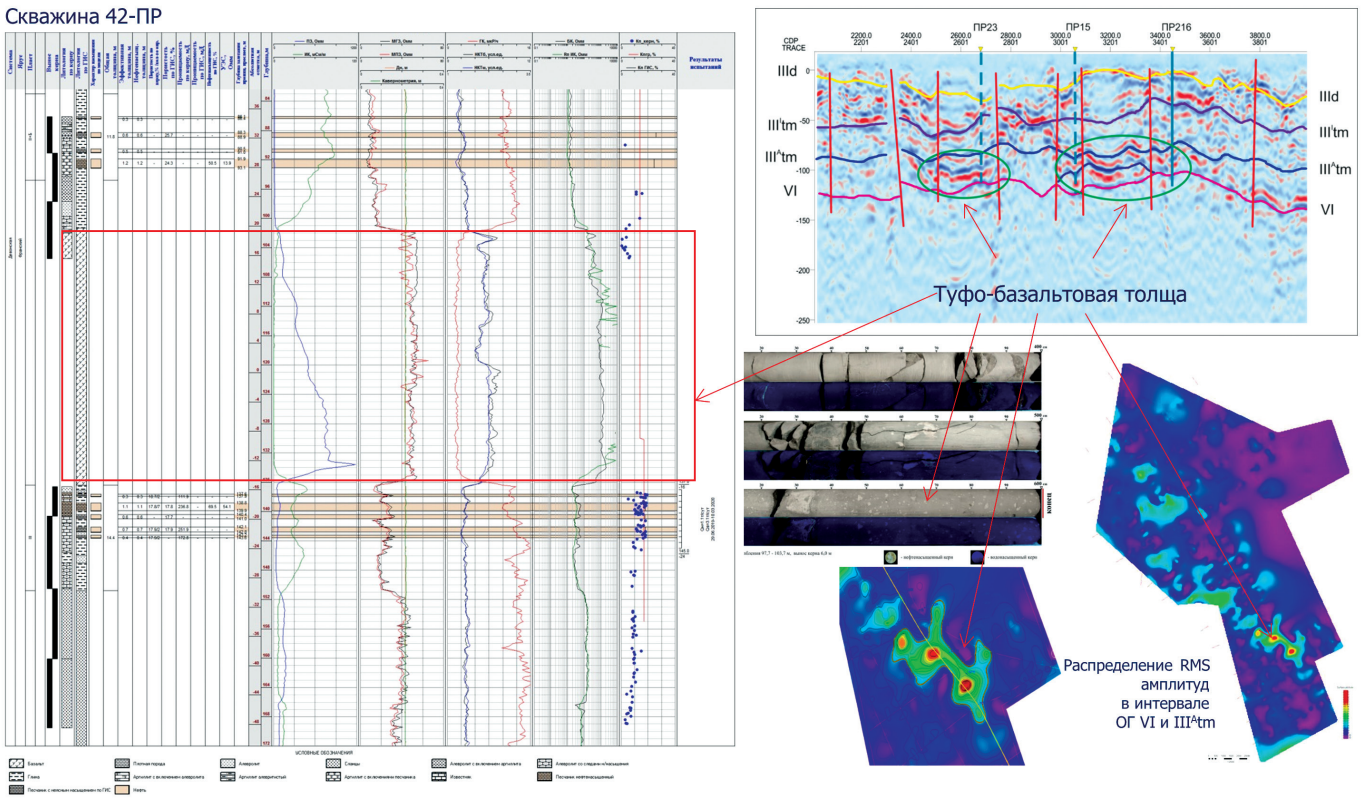


Рис. 5. Выделение туфо-базальтовой толщи в интервалах разреза Нижнечутинского месторождения

земной коры, что вело к интенсивной денудации и пенепленизации региона (Кычкин, 2017).

Формирование осадочного чехла на данной территории началось в среднедевонское время в результате трансгрессии морского бассейна. Аккумуляция осадков в нем осуществлялась за счет поступления материала с палеовыступов фундамента, где продолжались процессы денудации. Осадками в первую очередь заполнялись прогибы, расположенные на юго-востоке и юге участка (dH_VI-II), с этими зонами связываются границы распространения среднедевонских отложений на участке (рис. 6).

Дальнейшая трансгрессия, совместно с денудацией палеовыступов фундамента, в ниженетиманское время постепенно начала заполнять осадочным материалом более обширные территории. К моменту окончания формирования пласта II+Б осадочным материалом было заполнено уже более половины площади участка. Фундамент был полностью перекрыт только к концу нижнетиманского времени (dH_II-A).

Нижнефранская трансгрессия сопровождалась активизацией тектонических движений. Об этом свидетельствуют некоторые перестройки в палеоплане. Наряду с этим происходит опускание самой южной, граничащей с Ярегским месторождением, части. Прогибание территории сопровождалось развитием ранее заложившихся и образованием новых тектонических нарушений. Большая часть тектонических нарушений прослеживается в разрезе вплоть до подошвы доманика, затухая в верхнефранской части разреза. В результате современные структурные планы от ОГ VI до ОГ IIId, осложнены серией сбросов северо-западного простирания. В отдельных случаях тектонические движения фундамента приводили к образованию в пределах площади разновысоких тектонических блоков типа горстов и грабенов небольших размеров.

К концу тиманского времени (dH_A-I) происходит резкое опускание западного блока, который вплоть до среднетиманского времени был одной из самых высоких точек палеорельефа и перекрылся осадочным материалом в последнюю очередь.

В саргаевское время значительных перестроек структурного плана не наблюдалось. Происходило планомерное выполаживание территории (dH_I-IIId).

Определить период формирования современного рельефа не представляется возможным, ввиду размытия отложений, перекрывавших верхнедевонский комплекс.

Ухтинская складка Ухта-Ижемского вала, образованная в пределах Тиманского эпикинигена, по мнению некоторых исследователей, является промежуточной инверсионно-эпикинетической структурой, представлявшей в додевонское время в центральной своей части грабен. Уже после заполнения этого грабена осадками и полной его нивелировки в результате длительной седиментации в конце девона, в карбоне и перми произошли инверсионные процессы, вызванные тангенциальным сжатием пород. Дно грабена при этом поднялось, осадочные слои выгнулись, и весь блок занял более высокое положение.

Очевидно, что на широкое развитие трещиноватости (открытой трещиноватости по всему вскрытому скважинами разрезу в пределах Нижне-Чутинской площади), оказали неотектонические движения региона (в т.ч. возобновление подвижек по ранее существовавшим нарушениям с образованием оперяющей трещиноватости).

Принимая во внимание отсутствие нефтематеринских пород, в пределах месторождения, уже в 30–50 гг. прошлого века актуальными стали вопросы о путях миграции нефтей в районе Ухтинской антиклинали. Рассматривались различные модели миграции углеводородов, которые приведены в обобщающих работах 1960-х годов

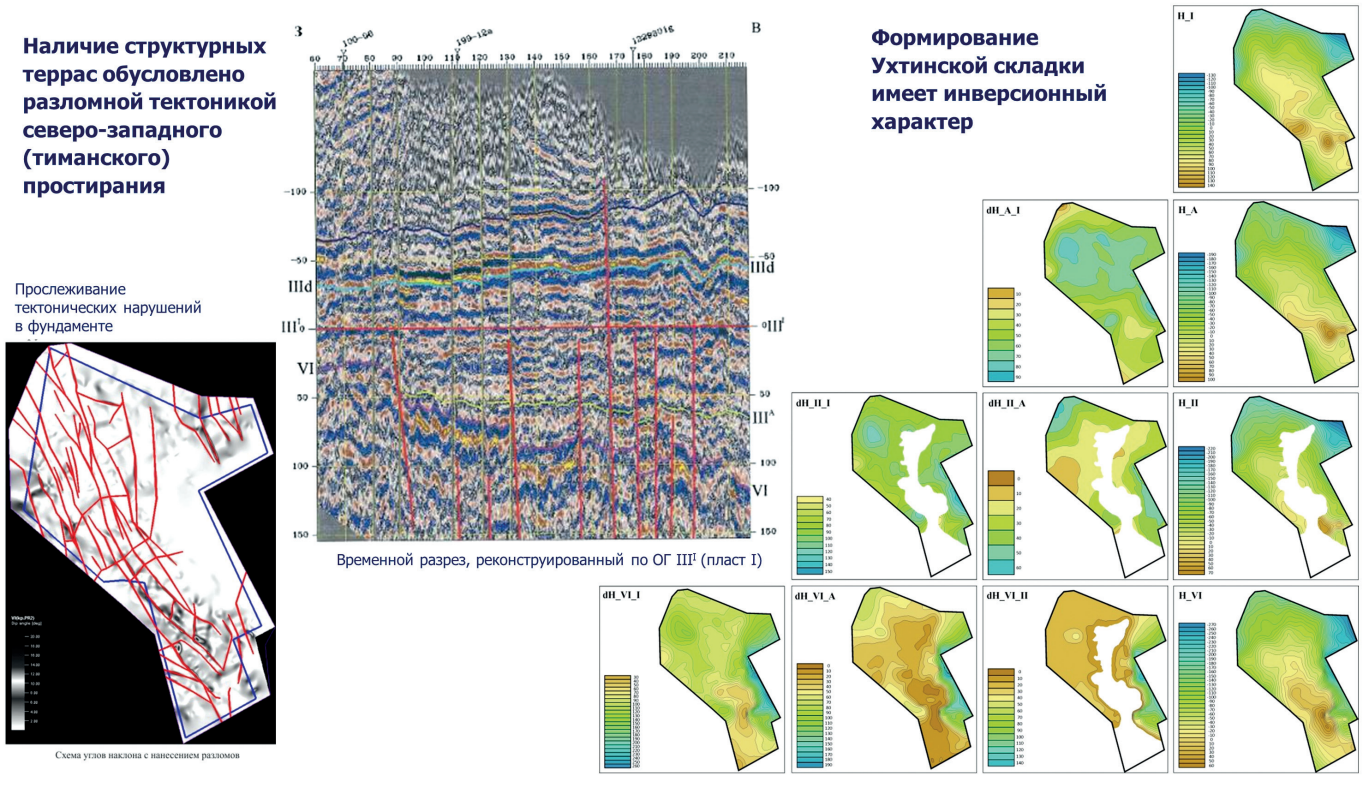


Рис. 6. Этапы формирования отложений Нижнечутинского месторождения

Б.Я. Вассерманом, В.А. Завьяловым. Предполагалось, что основной поток миграции углеводородов осуществлялся по восстанию пластов из месторождений Ижма-Печорской впадины, расположенных на глубинах до 2000 м. Вероятность такой миграции была обоснована А.Н. Желудевым в 1953 году и В.А. Евдокимовым в 1959 г. на основании сравнительного анализа физико-химических свойств и состава нефтей и газов месторождений Ухтинского района. При этом физико-химические отличия в составе нефтей пластов III, II среднего девона и пластов II+Б, А и I верхнего девона рассматривались как результат фракционирования углеводородов за счет выделения газа при падении пластового давления. Возможность фракционирования предполагалась также в результате фильтрации нефтей из третьего пласта и вертикальной миграции жидких углеводородов по трещинам к сводовой части Ухтинской складки на Яреге и в направлении восстания пластов в сторону Чибьюского и Нижнечутинского месторождений. Геохимические исследования нефтей Ярегского и Нижнечутинского месторождений, выполненные в последние десятилетия, подтверждают ранее выявленное в них сходство элементного состава, на основании которого сделан вывод о наличии также латеральной миграции нефти по трещинам из месторождений Ижма-Печорской впадины (Горобец и др., 2022).

Состояния разработки

Пробная эксплуатация на месторождении проводилась с 2001 г., во время которой более полусотни скважин отработали на естественном режиме, разработкой был охвачен пласт I. При этом за весь период добычи скважины характеризовались малыми притоками нефти – до 1 т с высокими значениями обводненности до 80%, ввиду чего накопленная добыча на месторождении на сегодняшний день составила всего 8 тыс. т.

Пробная эксплуатация заключалась в апробации различных технологий на 2 участках опытно-промышленной разработки. Оба участка разбуривались по плотной сетке скважин с шагом 200 м. Помимо наклонно-направленного бурения, испытана технология строительства горизонтальных скважин – пробурена скважина с длиной ствола 1000 м и зенитным углом на устье 60 градусов. Выполнялся подбор технологии для повышения охвата дренированием высокорасчлененного пласта с применением малотоннажного гидроразрыва пласта (ГРП) на водной и нефтяной основе. Для изоляции заколонных перетоков из верхних водонасыщенных интервалов апробированы различные составы. Также в период пробной эксплуатации выполнен пробный запуск системы поддержания пластового давления с закачкой горячей воды.

Пробная эксплуатация выявила ряд осложняющих факторов, причиной которых в первую очередь является уникальное геологическое строение изучаемых отложений:

1. Обводнение продукции за счет заколонной циркуляции воды из доманикового горизонта, что связано с неспособностью цемента к затвердеванию в условиях низких температур.

2. Низкие дебиты, вследствие малой подвижности нефти при пластовой температуре, что обусловлено недостаточностью резерва по депрессии.

3. Осложнение в процессе освоения и запуска скважин. Максимальный прирост добычи от ГРП составил менее 50 т. Только 5 мероприятий из 11 обеспечили прирост дебитов. Положительный эффект от ремонтно-изоляционных работ (РИР) – только в одном случае из трех.

Полученные результаты свидетельствуют о необходимости доизучения добычных возможностей месторождения с нетипичным разрезом и условиями залегания.

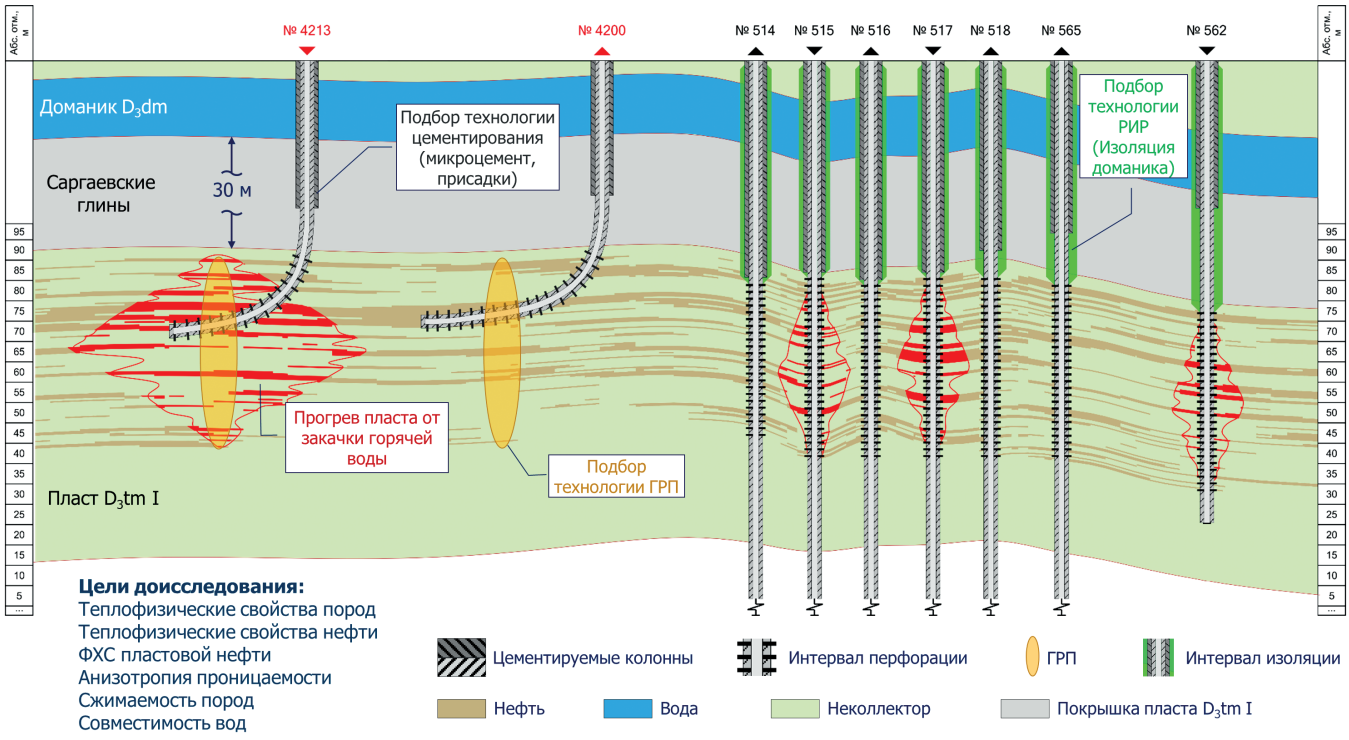


Рис. 7. Апробация технологических решений для эффективной разработки продуктивных отложений Нижнечутинского месторождения

В то же самое время, первоочередными на месторождении будут являться традиционные решения, позволяющие эффективно технически и экономически выгодно получать стабильные дебиты (рис. 7).

Ввиду низких температур и малоподвижности нефти можно предложить в зонах максимальных продуктивных толщин сблизить зоны отбора и закачки для более интенсивного прогрева пласта. При бурении горизонтальных скважин важно тщательно подобрать конструкции и состав цемента: более мелкого помола и с присадками для работы в условиях низких температур. Для более эффективного извлечения полезного флюида стоит тщательно подобрать ГРП, РИР с изоляцией доманика. Экспериментально можно применить радиальную систему горизонтальных скважин, которая позволит увеличить коэффициент охвата в условиях повышенной анизотропии и низкой проницаемости коллекторов.

Параллельно процесс подбора режима эксплуатации месторождения стоит сопроводить с доизучением керна на предмет теплофизических свойств пород, анизотропии проницаемости и сжимаемости пород, изучением нефти и ее теплофизических свойств, совместимости вод закачиваемых и пластовых.

Альтернативные, но более затратные методы добычи могут предполагать закачку горячего (200°С?) пара в пласт или технологии встречного термогравитационного дренирования пласта (SAGD).

Выводы

Наравне с месторождениями, УВ которых сосредоточены в отложениях баженовской свиты, доманикового горизонта, ачимовской толщи и др. и запасы которых принято считать трудноизвлекаемыми, в России существуют не менее уникальные, с точки зрения геологического строения и особенностей разработки, месторождения.

Несмотря на солидную историю изучения Нижнечутинского месторождения, которая насчитывает почти 300 лет, учитывая ничтожную глубину залегания продуктивных отложений, добыча нефти на этом месторождении до сих остается непростой задачей.

В то же время, в рамках формирования и развития нефтегазовых минерально-сырьевых центров на базе Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по направлению Стратегий развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года разработка нетрадиционных запасов Нижнечутинского месторождения имеет большой потенциал к реализации (ГК «РУСТИТАН» стала владельцем технологии..., 2023).

Литература

Бакланов Я. (2021). Русский деревянный баррель. https://lenta.ru/articles/2021/01/29/f_pryaduno/

Вокуев, Л.А., Куклин, И.А., Сафронова, Н.И. (1998). Минерально-сырьевая база углеводородного сырья Ухтинского района и программы ее освоения. Отчет по договору № 05/ 98 – В.

ГК «РУСТИТАН» стала владельцем технологии для освоения Пижемского и Ярегского месторождений титана (2023). Информационное агенство БНК. https://www.bnkomi.ru/data/news/154219/

Горобец С.А., Лаптев, Н.Н., Макарова И.Р., Голдобин А.Я., Валиеф Ф.Ф., Яфясов А.М., Макаров Д.К. (2022). Критерии поиска месторождений углеводородов и руд полиметаллов с применением модели геофлюидальной системы. *Георесурсы*, 24(3), с. 49–68. https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.4

Кычкин Д.А. (2017). Проведение обработки и комплексной интерпретации материалов сейсморазведки 2D и скважинных данных в пределах Нижнечутинской площади. Тюмень.

Макеев А.Б., Брянчанинова Н.И., Красоткина А.О. (2022). Уникальные титановые месторождения Тимана: проблемы генезиса и возраста. *Записки горного института,* 255, с. 275–289. https://doi.org/10.31897/PMI.2022.32

Статья поступила в редакцию 01.06.2023;
Принята к публикации 14.06.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Features of the structure, study and development of a unique geological object of the Republic of Komi – the Nizhnechutinskoye oil field

A.A. Bogun[1], K.A. Ivanov[1], Yu.A. Denisov[2], V.P. Volkov[3], A.S. Zavyalov[3], N.S. Vinogradova[3], A.V. Sokolov[4]*

[1]*JSC NK Neftisa, Moscow, Russian Federation*
[2]*Neftegazpromteh LLC, Ukhta, Russian Federation*
[3]*Tyumen Oil and Gas Institute LLC, Tyumen, Russian Federation*
[4]*PETROGEKO LLC, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Vitaly P. Volkov, e-mail: Volkovvp@togi.ru*

Abstract. The modern idea of the geological structure of oil deposits of the Nizhnechutinskoye field is presented. The uniqueness of the field lies in the shallow depths of productive deposits. The oil-saturated layer is 100 m. The shallow depths of productive formations led to low formation temperature and pressure. Under such conditions, oil is inactive, characterized by high viscosity, and dissolved gas is practically absent. The features of the formation of the sedimentary cover in the area of the field predetermined the block structure, while the rocks of the productive horizon are characterized by a complex system of vertical fractures, which greatly complicates the process of oil recovery. A distinctive feature of the studied section of the field is the presence of effusive rocks underlying the main productive stratum and overlapping the lower productive layer.

The article systematizes the results of field trial operation, which revealed a number of complicating factors, which is associated primarily with the uniqueness of the geological structure of the studied deposits. Despite the solid history of studying the Nizhnechutinskoye field, which has almost 300 years, given the negligible depth of productive deposits, oil production at this field still remains a difficult task.

Keywords: Sedimentary cover, basement, domanik, tuff-basalt sequence, fractured reservoir, Timan horizon, hard-to-recover reserves

Recommended citation: Bogun A.A., Ivanov K.A., Denisov Yu.A., Volkov V.P., Zavyalov A.S., Vinogradova N.S., Sokolov A.V. (2023). Features of the structure, study and development of a unique geological object of the Republic of Komi – the Nizhnechutinskoye oil field. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 140–149. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.10

References

Baklanov Ya. (2021). Russian wooden barrel. https://lenta.ru/articles/2021/01/29/f_pryaduno/

Gorobets S.A., Laptev N.N., Makarova I.R., Goldobin A.Ya., Valiev F.F., Yafyasov A.M., & Makarov D.K. (2022). Criteria for the searching for hydrocarbon deposits and polymetal ores using the geofluidic system model. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 49–68. https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.4

Information agency BNK. (January 30, 2023). GC "RUSTITAN" became the owner of technology for the development of Pizhemsky and Yaregsky titanium deposits. https://www.bnkomi.ru/data/news/154219/

Kychkin D.A. (2017). Processing and integrated interpretation of 2D seismic data and well data within the Nizhnechutinskaya area. Tyumen.

Makeev A.B., Bryanchaninova N.I., & Krasotkina A.O. (2022). Unique titanium Deposits of Timan: genesis and age issues. *Journal of Mining Institute*, 255, pp. 275–289. https://doi.org/10.31897/PMI.2022.32

Vokuev, L. A., Kuklin, I. A., & Safronova, N. I. (1998). Mineral resource base of hydrocarbon raw materials of the Ukhta region and programs for its development. Contract Report No. 05/98 – B.

Manuscript received 1 June 2023;
Accepted 14 June 2023; Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.11

УДК 622.276

Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов

А.Д. Егорова[1], Т.Г. Исакова[1], Т.Ф. Дьяконова[1], Е.Е. Кристя[2], Е.И. Бронскова[3], Н.В. Дорофеев[4], Е.А. Конорцева[1], Г.А. Калмыков[1]*

[1]Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
[2]ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия
[3]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
[4]ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», Усинск, Россия

Основой решения практически всех геологических задач являются модели, представляющие собой отражение строения месторождений. Это предъявляет высокие требования к детальности и точности моделей.

Одним из наиболее важных параметров при подсчете запасов углеводородов является коэффициент нефтенасыщенности, определяемый в большинстве случаев с помощью электрической модели по методике Дахнова – Арчи. Несмотря на широкое применение этой методики, она имеет ряд существенных ограничений. Альтернативным способом оценки нефтенасыщенности в подобных ситуациях является использование капиллярной модели, построенной по данным капилляриметрических исследований керна.

В основе капиллярной модели лежит непрерывная многомерная функция зависимости коэффициента водонасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды, пористости и проницаемости. Корректно построенная капиллярная модель достоверно описывает геологическую модель залежи с учетом информации о водонасыщенности коллекторов по высоте структуры, об уровнях флюидальных контактов и о плотностях флюидов, а также о поверхностных и фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов.

Ключевые слова: капиллярная модель, капилляриметрия, относительные фазовые проницаемости, коэффициент нефтенасыщенности, геофизические исследования скважин

Для цитирования: Егорова А.Д., Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Кристя Е.Е., Бронскова Е.И., Дорофеев Н.В., Конорцева Е.А., Калмыков Г.А. (2023). Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов. *Георесурсы,* 25(2), с. 150–160. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.11

Введение

Проницаемые осадочные горные породы содержат нефть, газ и воду. Распределение этих жидкостей и газа в породах при формировании нефтяной залежи контролируется главным образом гравитационными и капиллярными силами. В основе капиллярно-гравитационной теории распределения флюидов лежит разность давлений на границе нефти и воды, обусловленная межфазным натяжением, и разность плотностей нефти, газа и воды (Амикс и др., 1962; Большаков, 1995). Рассматриваемые в настоящей работе залежи углеводородов сформированы миграционной нефтью, исходной средой образования осадков был водный бассейн. В пределах залежи возникает сложное распределение нефти и воды по разрезу в приконтактных зонах (Амикс и др., 1962).

На рис. 1 показано типичное распределение нефти и воды в залежах структурной формы.

Согласно капиллярно-гравитационной теории (Амикс и др., 1962; Гиматудинов, Ширковский, 1982), значение коэффициента водонасыщенности ($K_в$) в каждой точке породы определяется величиной радиуса капилляра, то есть фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС): его пористостью ($K_п$), проницаемостью ($K_{пр}$) и высотой над зеркалом чистой воды ($\Delta H_{зчв}$): $K_в = f(\Delta H_{зчв}, K_п, K_{пр})$.

Таким образом, под капиллярной моделью имеется в виду непрерывная многомерная функция зависимости коэффициента водонасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды, пористости и проницаемости. Эта модель также является отражением геологической модели залежи с информацией о высоте залежи, уровнях флюидальных контактов, плотностях флюидов, поверхностных и фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов.

Капиллярные модели, включающие в себя большое количество характеристик коллектора и залежи, все чаще используются при расчетах коэффициентов нефтенасыщенности ($K_н = 1 – K_в$) по данным геофизических исследований скважин (ГИС) для целей подсчета запасов. Однако очень важно знать особенности их построения и дополнительные возможности использования.

Понимание того, как влияют различные геологические и математические параметры на итоговый алгоритм расчета, позволит из набора формул для вычислений перевести капиллярную модель в отражение геолого-петрофизической модели залежи.

* Ответственный автор: Алена Дмитриевна Егорова
e-mail: a.nosikova@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

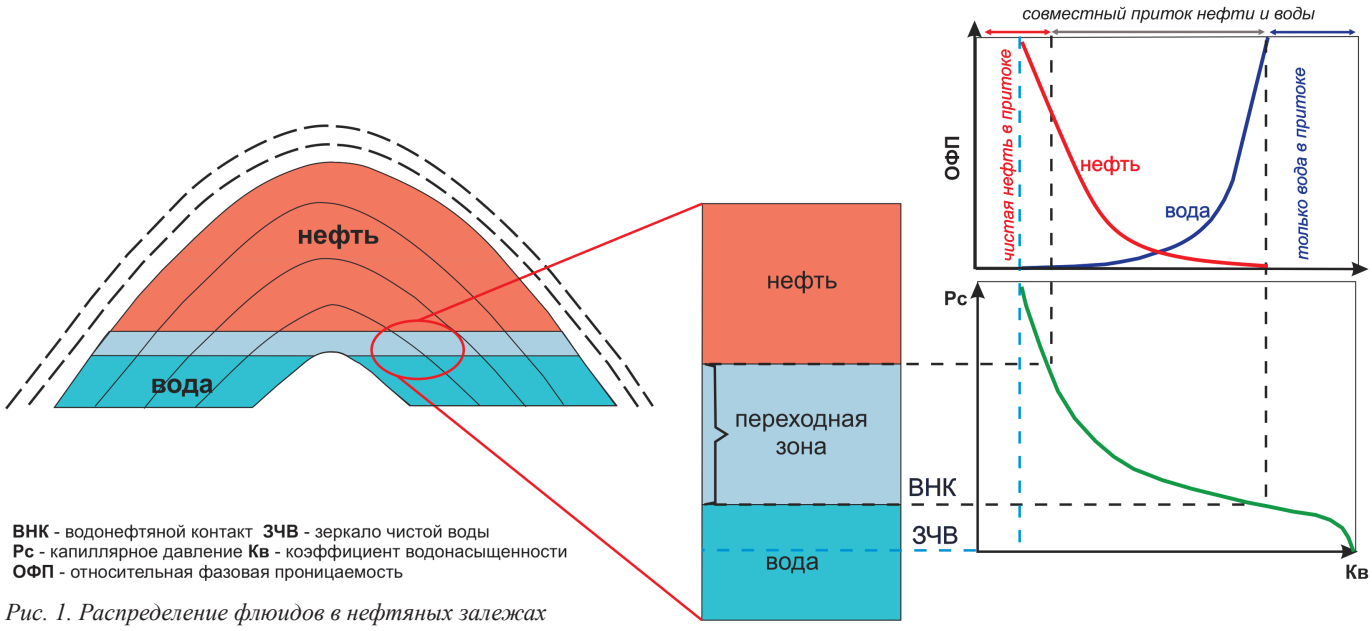


Рис. 1. Распределение флюидов в нефтяных залежах

Цель настоящей работы – рассмотреть капиллярную модель насыщения с точки зрения использования для комплексной геолого-петрофизической характеристики залежи: особенности расчета и применения капиллярной модели на примере различных карбонатных и терригенных отложений месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции; установить взаимосвязь результатов капилляриметрических исследований и стратиграфической, литолого-фациальной, структурно-тектонической принадлежности месторождений, степени сложности строения коллекторов, что позволит использовать капиллярные модели на месторождениях с отсутствием керновых исследований. В работе исследовано влияние математических и геологических факторов на капиллярную модель. Анализ входных параметров, характеризующих свойства продуктивных пластов, позволяет комплексно подойти к моделированию нефтенасыщенности на месторождении и еще на начальном этапе изучения получить представление о неоднородности распределения флюидов по высоте залежи, оценить толщины переходных зон, состав притока и обводненность продукции.

Материалы и методы

Работа основана на авторском комплексном изучении и обобщении литологического, седиментологического макро- и микроописания пород по колонкам каменного материала; результатов лабораторных стандартных и специальных (исторических и современных) исследований образцов керна, выполненных в рамках настоящей статьи; данных интерпретации геофизических исследований скважин по авторским и историческим методикам; результатов испытаний и опробований. Выполнен статистический анализ исходных и результирующих данных.

Результаты и их обсуждение

Характеристика объектов исследования

Объектами исследований являются 14 продуктивных пластов на 13 *условных* месторождениях, расположенных на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в пределах деятельности нефтяной компании ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (рис. 2).

Продуктивные пласты на исследуемой площади сформированы в разное геологическое время в различных структурно-тектонических зонах и фациальных обстановках, свойства пластов меняются не только по разрезу, но и по площади в пределах одного стратиграфического интервала. Это определяет сложность и уникальность каждого объекта по литологическому составу, ФЕС, смачиваемости, типам коллекторов, типам порового пространства, петрофизическим моделями.

Исследование проводилось для месторождений двух структурно-тектонических зон – карбонатные девонские отложения *Денисовской впадины* и терригенные и карбонатные отложения *Колвинского мегавала* (табл. 1).

Особенности построения капиллярных моделей

Для характеристики капиллярных свойств коллектора используется кривая капиллярного давления (ККД) – зависимость капиллярного давления (P_c) от коэффициента водонасыщенности ($K_в$). Неоднородность распределения ФЕС пород в пласте порождает, в свою очередь, неоднородность его капиллярных свойств и существенное различие форм ККД. В связи с этим возникает необходимость построения моделей, позволяющих связать значения ФЕС, определяемые геофизическими методами в разрезе скважин, и геологическую неоднородность разреза с капиллярными свойствами пород.

Построение капиллярной модели начинается с анализа лабораторных капилляриметрических исследований: на *первом этапе* проводится создание итоговой рабочей выборки ККД и разработка классификационных критериев для разделения ККД по объектам с разной геологической неоднородностью.

Наиболее существенными факторами, влияющими на вид капиллярных моделей, являются ФЕС пород, тип и однородность структуры порового пространства, свойства флюидов. Эти факторы определяются различными тектоническими и литофациальными условиями формирования отложений, вторичными изменениями пород и процессами образования залежей углеводородов.

В настоящее время нет единых рекомендаций для дифференциации капиллярных моделей по каким-либо

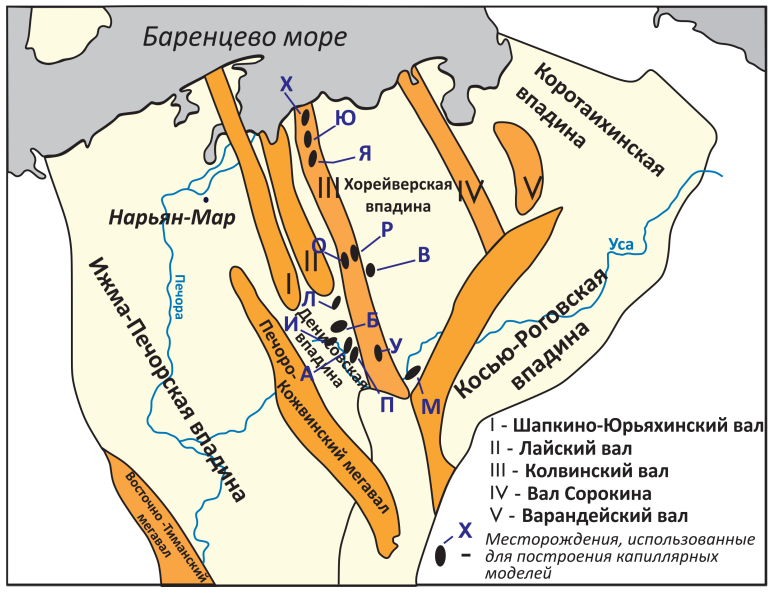


Рис. 2. Расположение исследуемых условных месторождений на площади Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Система	Отдел	Ярус	Свита/горизонт	Литология	Месторождение												
					Х	Я	У	Ю	Л	А	Б	П	И	М	Р	О	В
Триасовая **T**	**T_1**		Чаркабожская **T_1cb**	тер.													
Пермская **P**	**P_2**			тер.													
	P_1	Кунгурский **P_1k**		тер.													
		Артинский **P_1ar**		тер.-карб.													
		Ассельский-сакмарский **P_1a+s**		карб.													
C	**C_3-C_2**			карб.													
Девонская **D**	**D_3**	Фаменская **D_3fm**	Елецкий **D_3el**	карб.													
			Задонский **D_3zd**	карб.													
		Франская **D_3fr**	Джерский **D_3dzr**	тер.													
	D_2	Эйфельский **D_2ef**		тер.													
		Живетский **D_2zv**	Старооскольский **D_2st**	тер.													
Силурийская **S**	**S_1**	Лландо-верийский **S_1ll**	Веякская свита **S_1vk**	карб.													
			Сандивейская свита **S_1sn**	карб.													

Примечание:
карб. – карбонатные отложения; **тер.** – терригенные отложения; **тер.-карб**. – терригенно-карбонатные отложения

Табл. 1. Стратиграфическая привязанность исследуемых отложений

геологическим признакам. Однако стоит отметить, что геологическая история и условия осадконакопления определяют современный вид кривых капиллярного давления, поэтому изучение нужно начинать с наиболее крупных геологических признаков.

В результате исследования выбранных объектов было установлено, что главными квалификационными критериями для разделения капиллярных моделей являются литологический тип отложений – терригенный или карбонатный; стратиграфическая принадлежность объекта; структурно-тектоническая принадлежность объекта на изучаемой территории.

Примеры влияния главных геологических факторов на вид кривых капиллярного давления представлены на рис. 3, что подтверждает необходимость дифференциации ККД по геологическим признакам. Терригенные отложения обычно характеризуются гладкими пологими кривыми капиллярного давления. Межгранулярный тип порового пространства терригенных коллекторов проявляется в четкой, прямой зависимости ФЕС образца и положения ККД на графике – чем выше пористость и проницаемость образца, тем левее находится кривая на горизонтальной шкале $K_в$ от 0% до 100%. Карбонатные коллекторы, характеризующиеся сложным типом порового пространства (каверновым, поровым, трещинным и их комбинацией), часто имеют сложную зависимость капиллярных свойств от ФЕС образца, что проявляется в более хаотичном расположении ККД с различными формами и зачастую незакономерным распределением кривых проницаемости $K_{пр}$ на графике.

Различия форм и положения кривых капиллярного давления на образцах, отобранных из отложений разного возраста и структурно-тектонической принадлежности, можно объяснить разными литофациальными условиями образования пород. Условия осадконакопления повлияли на литологический состав и тип порового пространства, что и отражается на формах кривых капиллярного давления и значениях остаточной водонасыщенности. Так, среди стратиграфической принадлежности карбонатных объектов выделяются артинские отложения (P_1ar)

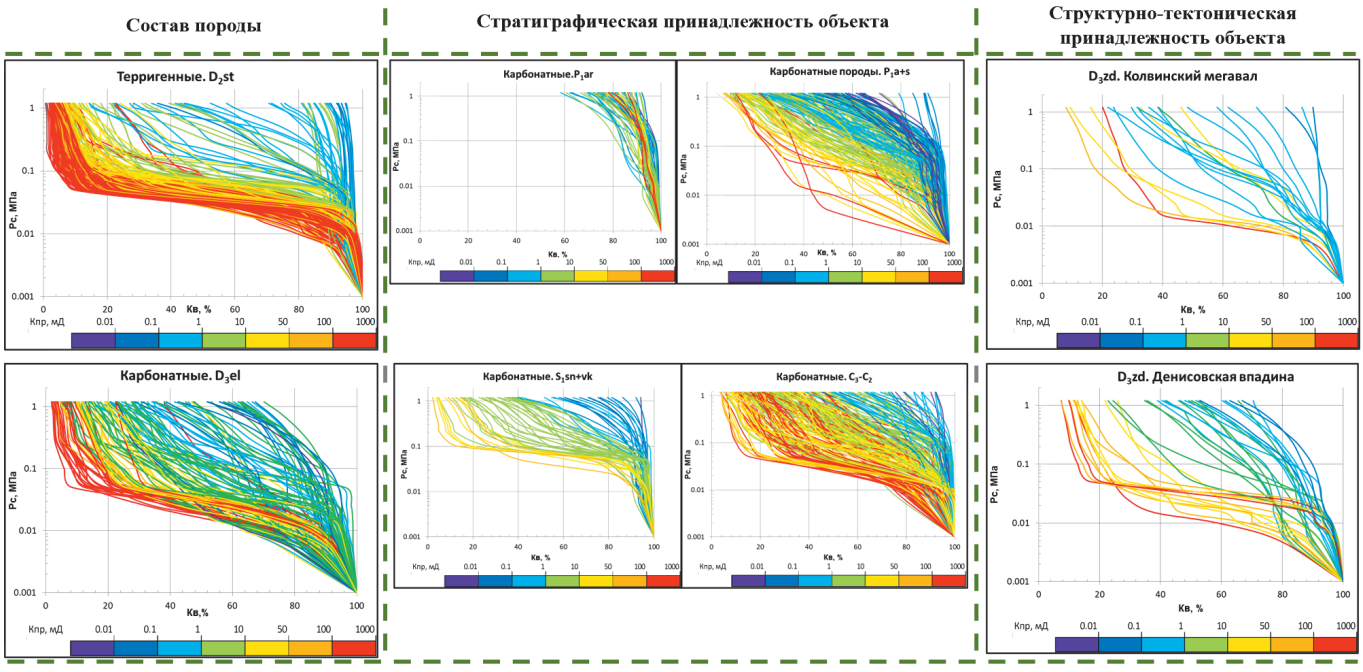


Рис. 3. Главные классификационные критерии для разделения капиллярных моделей

с высокими значениями $K_{во}$. Отложения нижнего силура (S_1sn+vk) характеризуются большими входными давлениями, малой кривизной ККД по сравнению с остальными пластами. Кривые капиллярного давления образцов из пластов P_1a+s и C_3–C_2, несмотря на одинаковый диапазон $K_{во}$, имеют разную кривизну кривых: ККД C_3–C_2 имеют бóльшую кривизну и более неоднородный тип порового пространства.

Более узкие классификационные критерии: тип порового пространства, фациальная и литологическая характеристика отложений и т.д. – также имеют определяющее значение, но уже при более детальном построении капиллярных моделей и возможности выделения предложенных критериев по данным ГИС в скважине.

Влияние микронеоднородностей на вид кривых капиллярного давления представляют собой отражение размера пор в изучаемом объекте (рис. 4). Например, породы рифовой фации, обладающие хорошими ФЕС, будут иметь кривые капиллярного давления с большой кривизной, малыми значениями $K_{во}$ и небольшим разбросом ККД в пространстве P_c – $K_в$. При этом предрифовая и межрифовая фации, где появляется примесь глинисто-обломочного материала, уже имеют большой разброс кривых капиллярного давления, большие $K_{во}$ и малую крутизну кривых.

Литологические свойства пород предопределяют вид ККД: чем лучше сортировка (т.е. коэффициент сортировки ниже) и больше зернистость породы, тем меньше будет остаточная водонасыщенность и больше крутизна кривых.

Вид ККД зависит от типа порового пространства. Так, капиллярные кривые образцов порово-кавернового типа отличаются от порового типа более низкими значениями $K_{во}$ и низкими значениями входного капиллярного давления.

Таким образом, в результате комплексного изучения данных керна (капиллярных исследований, определения ФЕС, характеристики порового пространства, литологического и седиментологического анализа) устанавливаются классификационные признаки, которые определяют необходимость дифференциации массива капиллярных кривых по какому-либо критерию для каждого объекта.

Вторым этапом при построении капиллярной модели насыщенности является выбор функции аппроксимации для кривых капиллярного давления. Существует много математических моделей для описания связи капиллярного давления и текущей водонасыщенности. Самые известные модели – *J*-функция и функция Брукса – Кори – не всегда дают удовлетворительные результаты. Важно подобрать ту модель, которая будет лучше всего описывать экспериментальную кривую капиллярного давления.

На рис. 5 показан пример выбора аппроксимирующий функции для экспериментальных кривых капиллярного давления. Из рисунка видно, что некоторые функции хорошо аппроксимируют только зону высоких давлений (P_c > 0,08 МПа). Такие функция будут искажать действительное распределение углеводородов по высоте залежи, особенно в пластах с низкими ФЕС. Лучшей моделью для аппроксимации в рассматриваемом примере стала оптимальная модель (Мартынова, Михайлов, 2018), описываемая уравнением:

$$P_c = a\left(\frac{1-K_в}{K_в-K_{во}}\right)^b,$$

где P_c – лабораторное капиллярное давление; $K_в$ – водонасыщенность при заданном капиллярном давлении; $K_{во}$ – остаточная водонасыщенность, a и b – коэффициенты аппроксимирующей функции.

На параметры аппроксимирующей функции и расчетный коэффициент нефтенасыщенности существенное влияние оказывают величины входных параметров: $K_{во}$, a и b. Остаточная водонасыщенность $K_{во}$ является необходимым параметром для построения капиллярных моделей, так как именно ее значение ограничивает получаемые коэффициенты нефтенасыщенности. Параметр b отвечает за кривизну модельных ККД, коэффициент a – за смещение по оси давления.

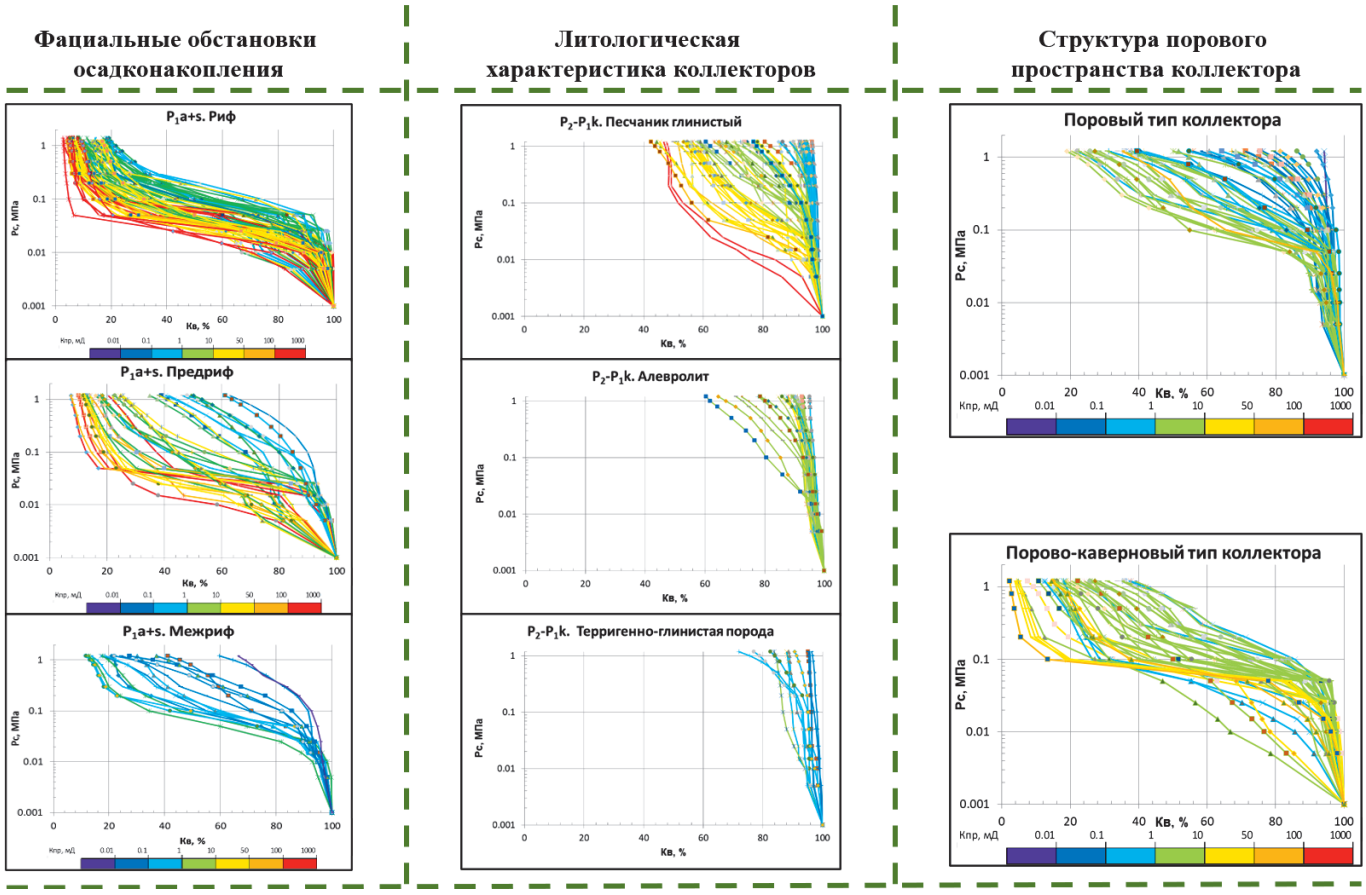


Рис. 4. Детальные классификационные критерии для разделения капиллярных моделей

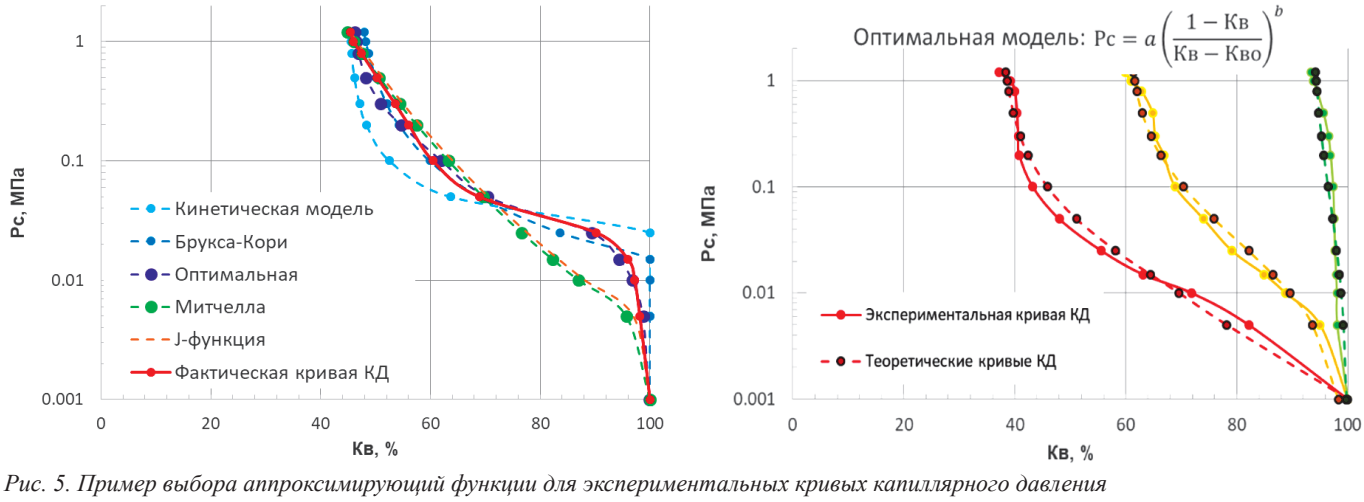


Рис. 5. Пример выбора аппроксимирующий функции для экспериментальных кривых капиллярного давления

Для установления значимостей коэффициентов функции аппроксимации проведена оценка вклада каждого параметра аппроксимации в итоговый коэффициент нефтенасыщенности по капиллярной модели. Для этого каждый входной параметр в модели изменялся на определенный процент и оценивалось влияние этого изменения на коэффициент водонасыщенности. Анализ чувствительности к изменению входных параметров очень важен при создании моделей, так как он позволяет оценить конечный результат ($K_н = 1 - K_в$) в зависимости от ошибок определения входных данных, например, остаточной водонасыщенности (рис. 6).

Проведенный анализ позволил определить наиболее значимые входные параметры функции аппроксимации по степени их влияния. Так, наиболее критичной будет ошибка при определении коэффициента остаточной водонасыщенности, поэтому на оценку этого параметра следует обратить особое внимание, в частности для карбонатных пород, зависимость $K_{во}$ от $K_п$ и $K_{пр}$ для которых часто имеет вид «облака». Поэтому лучше проводить разделение связей $K_{во}(K_п)$ или $K_{во}(K_{пр})$ по типам пород.

На следующем этапе выполняется построение зависимостей аппроксимационных коэффициентов от ФЕС ($K_п$, $K_{пр}$, радиуса пор $R_{пор}=\sqrt{\frac{K_п}{K_{пр}}}$) для последующего расчета этих параметров по данным ГИС.

Далее анализируется связь лабораторного капиллярного давления с высотой над зеркалом чистой воды (ЗЧВ) (Тиаб, Доналдсон, 2009):

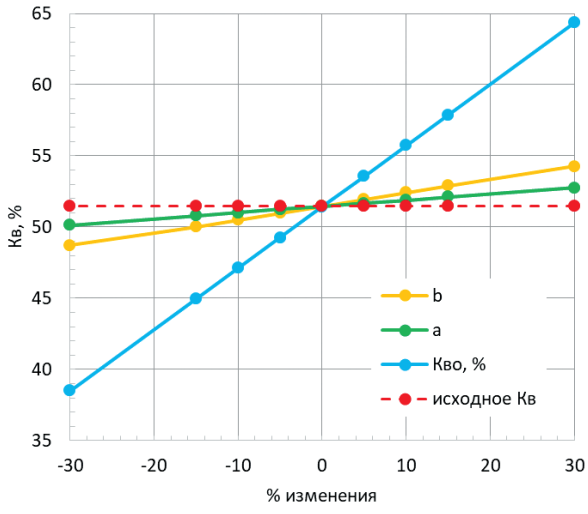


Рис. 6. Чувствительность капиллярной модели к параметрам функции аппроксимации

$$P_c = \frac{g \cdot (\delta_в - \delta_н) \cdot \Delta H_{зчв}}{1000} \cdot \frac{\sigma_{лаб} \cdot \cos(\theta_{лаб})}{\sigma_{пл} \cdot \cos(\theta_{пл})},$$

где $\Delta H_{зчв}$ – высота над зеркалом чистой воды – уровень, м, где $P_c = 0$ Мпа; P_c – лабораторное капиллярное давление, МПа; g – ускорение свободного падения (9,8 м/с^2); $\delta_в$ и $\delta_н$ – плотности воды и нефти, г/см^3; $\sigma_{пл}$ и $\sigma_{лаб}$ – межфазное натяжение в системах нефть – вода или газ – вода (пласт) и воздух – вода (лаборатория), дин/см; $\theta_{пл}$ и $\theta_{лаб}$ – контактный угол нефть – вода (пласт) и воздух – вода (лаборатория).

Таким образом, за капиллярную модель принимается непрерывная многомерная функция $K_в = f(\Delta H_{зчв}, K_п, K_{пр})$. Значения $K_{пр}$ и $K_п$ определяются по данным ГИС, $\Delta H_{зчв}$ пересчитывается в капиллярное давление. Это дает возможность рассчитать водонасыщенность независимо от данных электрометрии с учетом свойств флюидов и физических свойств поверхности (смачиваемости и межфазовом натяжении для пластовых условий скважины).

Геологические факторы, влияющие на капиллярную модель

При создании капиллярной модели необходимо учитывать геологические параметры: плотности флюидов, характер смачиваемости, межфазовые натяжения. Изучаемые объекты обладают различными свойствами нефти по плотности и вязкости, в выборке присутствуют как высоковязкие нефти, так и залежи с легкими нефтями. Пластовые воды объектов различны по минерализации с увеличением по глубине. Смачиваемость также меняется по разрезу, встречаются как преимущественно гидрофильные, так и гидрофобные породы.

Учет этих параметров важен на этапе перехода из атмосферных в пластовые условия и при переводе атмосферного капиллярного давления в высоту над зеркалом чистой воды залежи. На рис. 7 показана чувствительность определении коэффициента водонасыщенности к входным геологическим параметрам.

Особое внимание необходимо уделить корректному определению плотности флюидов. Уже на этапе построения капиллярной модели, зная соотношение плотностей нефти и воды, можно оценить размеры переходной зоны (рис. 8) и объяснить получение двухфазных притоков нефть + вода высоко над уровнем ВНК даже на начальной стадии разработки. Так, например, при фиксации ФЕС пласта и изменении только соотношения плотностей флюидов ($K_п$ = 21%, $K_{пр}$ = 10 мД) пласта переходная зона на условном месторождении «У» при очень малой разнице в плотностях нефти и воды в среднем 0,1 г/см^3 может достигать 70 м, а на условном месторождении «И» при большой разности плотностей флюидов в 0,5 г/см^3 составляет 18 м.

Выше было показано, что кривые капиллярного давления отражают геологическое разнообразие пород. Неучет геологических факторов, таких как структурно-тектоническое и стратиграфическое положение объекта, а также микронеоднородностей разреза (например, типов порового пространства) может привести к значительным ошибкам при расчете коэффициента нефтенасыщенности по капиллярной модели (рис. 9). Ошибки достигают величин 10%, 15% и даже 26% (абсолютных) и недопустимы при моделировании $K_н$ для подсчета запасов. Исходя из этого, можно сделать вывод: *при отсутствии на изучаемом объекте капиллярных исследований для первого приближения можно использовать аналог капиллярной модели с другого месторождения, но с учетом одного типа тектонической структуры, того же возраста отложений, с близкими ФЕС пород*. Ошибки при неучете детализации модели по микронеоднородностям объекта меньше: они не превышают 7% абс. Однако детальная

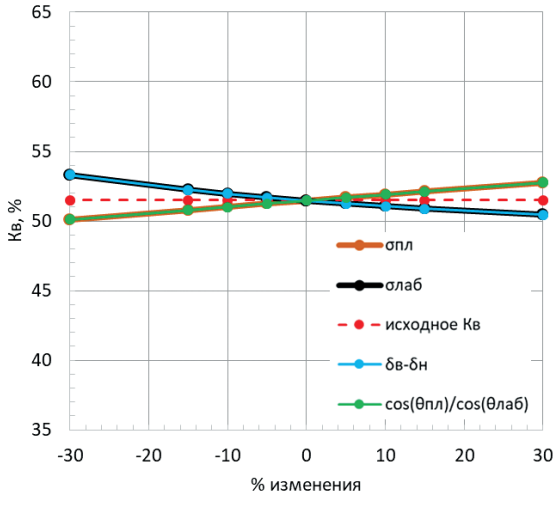


Рис. 7. Чувствительность капиллярной модели к входным геологическим параметрам

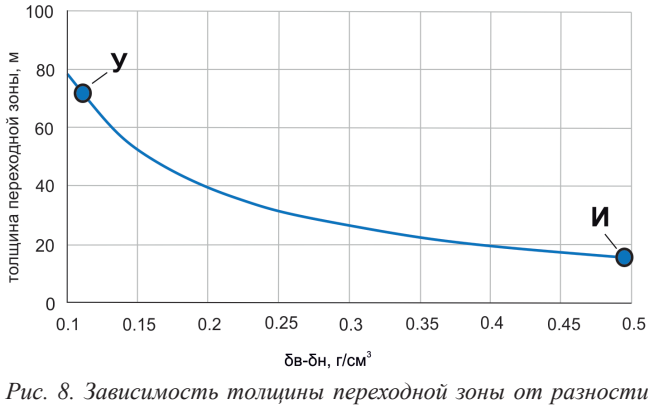


Рис. 8. Зависимость толщины переходной зоны от разности плотностей флюидов

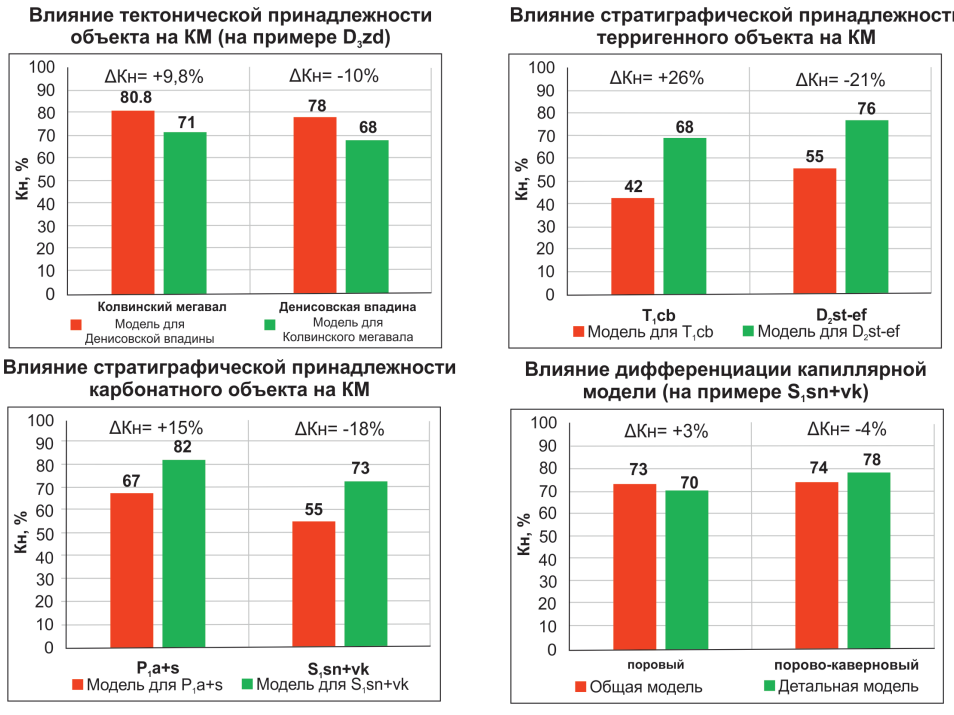


Рис. 9. Изменение рассчитанных по ГИС значений $К_н$ при использовании некорректной капиллярной модели

капиллярная модель с дифференциацией по выявленными микронеоднородностями разреза позволяет более достоверно оценить коэффициент нефтенасыщенности $К_н$ в условиях невозможности использования электрической модели.

Капиллярная модель может не совпадать с электрической моделью и является практически единственным способом для определения $К_н$ по данным ГИС в следующих случаях:

• наличие в разрезе скважины прослоев малых толщин с недоступной физической возможностью оценки удельного электрического сопротивления по ГИС, искажение величин УЭС неизмененной части коллектора из-за влияния глубокой зоны проникновения промывочной жидкости;

• длительно разрабатываемые залежи продуктивных объектов с поддержанием пластового давления методом заводнения и залежи высоковязких нефтей с паротепловым воздействием, где установлено искажающее влияние разработки на показания методов электрометрии, не связанное с начальным насыщением коллекторов;

• гидрофобные коллекторы со связью $Р_н$ – $К_в$ типа «керн – керн», полученной по стандартной подготовке и стандартным исследованиям керна, без сохранения или восстановления природного типа смачиваемости.

Однако применение капиллярных моделей также имеет ограничения в следующих случаях.

• Капиллярные модели для расчета коэффициента насыщенности основаны на результатах исследований керна – капилляриметрии и ОФП. Настройка расчетов по капилляриметрии и ОФП производится на керновые данные, все формулы справедливы для того диапазона ФЕС, который получен на образцах керна по конкретной выборке.

• Одним из ограничений капиллярных моделей, особенно в зонах переходного насыщения, является недостоверное определение уровня водонефтяного контакта, так как именно от его положения зависит уровень 100% водонасыщенности – уровень ЗЧВ. Поэтому в залежах с условным уровнем контакта или ошибочно оцененным ВНК достоверность определения Кн по капиллярной модели снижается.

• Для литологически ограниченных залежей с отсутствием флюидального контакта нефти и воды (например, залежи, приуроченные к линзовидным песчаным телам) справедлива гипотеза отсутствия свободной воды в поровом пространстве – вода в порах находится только в связанном состоянии (остаточная вода). Капиллярная модель для таких случаев не подходит. В подобной ситуации правомерно использовать связи остаточной водонасыщенности с фильтрационно-емкостными параметрами, например $К_{во} – К_п$ или $К_{во} – К_{пр}$, для нахождения коэффициента нефтенасыщенности, как $К_н = 1 – К_{во}$ по залежи.

Строение нефтяной залежи и прогноз состава притока

При совместной интерпретации данных капилляриметрии и относительных фазовых проницаемостей (ОФП) появляется возможность с использованием капиллярных моделей оценивать строение залежи и прогнозировать состав притока в зависимости от ФЕС коллектора и его положения в разрезе. Для этого по данным ОФП находят характерные коэффициенты водонасыщенности, которые наносят от подошвы к кровле залежи на капиллярных моделях (рис. 10):

$К_в^{**}$ – нижняя граница двухфазных притоков;

$К_в^{кр}$ – водонасыщенность, для которой относительные фазовые проницаемости по воде и нефти равны;

$К_{во}$ – остаточная водонасыщенность, которая характеризует нижнюю границу зоны предельного нефтенасыщения;

$К_в^{*}$ – водонасыщенность, которая по $Р_с$ несущественно отличается от нижней границы получения безводных притоков нефти.

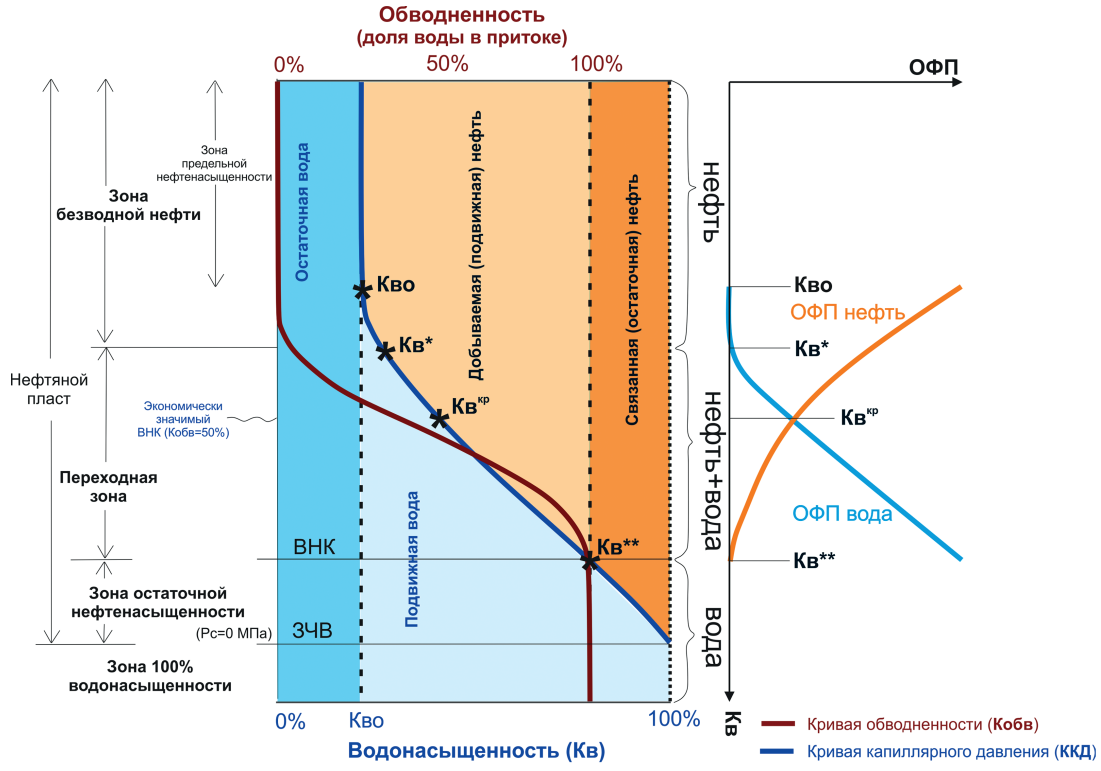


Рис. 10. Строение нефтяной залежи с использованием капиллярной модели и данных ОФП

Согласно общепринятым представлениям в нефтяной геологии, в сформировавшихся нефтяных залежах с невысокими ФЕС коллекторов, в которых процесс гравитационного перераспределения флюидов завершен, снизу вверх выделяют следующие зоны, которые можно найти с помощью капиллярных моделей и, как пример, представлены на рис. 10 (Петерсилье и др., 1982; Дьяконова и др., 2004):

1. *Зона 100%-ной водонасыщенности* – часть разреза ниже зеркала чистой воды – уровень, где капиллярное давление $P_c = 0$ МПа. Ниже этого уровня остаточная нефтенасыщенность равна нулю, все поровое пространство занято водой ($K_{но} = 0\%$, $K_в = 100\%$).

2. *Зона остаточной нефтенасыщенности* – часть объема нефтеносного пласта, где коэффициент нефтенасыщенности увеличивается от нуля на уровне зеркала чистой воды, практически до значения остаточной нефтенасыщенности $K_{но}$ на уровне водонефтяного контакта. Водонасыщенность уменьшается от 100% до $K_в^{**}$. При испытаниях указанного интервала получают притоки чистой воды или воды с пленками нефти.

3. *Переходная зона* – часть объема нефтеносного пласта, при испытании которого получают двухфазные притоки нефти и воды. Водонасыщенность в этой зоне изменяется от $K_в^{**}$ на уровне ВНК до $K_в^{*}$ на верхней границе зоны двухфазной фильтрации. Толщина переходной зоны меняется от первых метров в коллекторах с высокой проницаемостью до нескольких десятков метров в коллекторах с низкой проницаемостью.

4. *Зона безводной нефти или зона однофазного притока нефти* – часть объема нефтеносного пласта при $K_в < K_в^{*}$, в которой также можно выделить зону однофазной фильтрации нефти при наличии свободной воды в порах и зону предельной нефтенасыщенности с коэффициентом максимальной нефтенасыщенности – $K_{н.макс} = 1 - K_{во}$.

Изучение размера переходной зоны и изменения насыщенности флюидами по разрезу в ней особенно актуально для неоднородных коллекторов, характеризующихся широким диапазоном ФЕС. Толщина интервала двухфазного притока в таких коллекторах может достигать нескольких десятков метров, что требует корректной оценки в процессе геологического и гидродинамического моделирования с целью повышения достоверности прогнозных показателей разработки (рис. 11) (Большаков, 1995; Михайлов, 2012).

Для исследуемых объектов оценка характера притока и величин переходных зон проводилась путем сопоставления на капиллярных моделях месторождений с использованием значений $K_в$ по ГИС со значениями $K_в^{*}$, $K_в^{кр}$, $K_в^{**}$, полученными по результатам экспериментальных исследований ОФП (рис. 12). Такой способ позволяет непрерывно по разрезу прогнозировать состав притока из интервалов коллекторов и оценивать размер зоны переходного насыщения залежи.

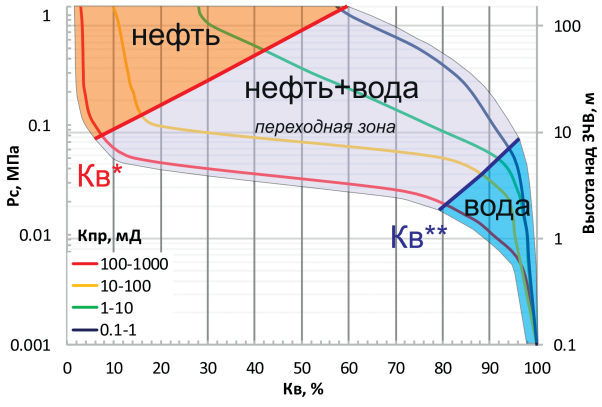


Рис. 11. Схема строения нефтяной залежи с представлением на кривых капиллярного давления различных ФЕС пласта и с прогнозом результатов притока

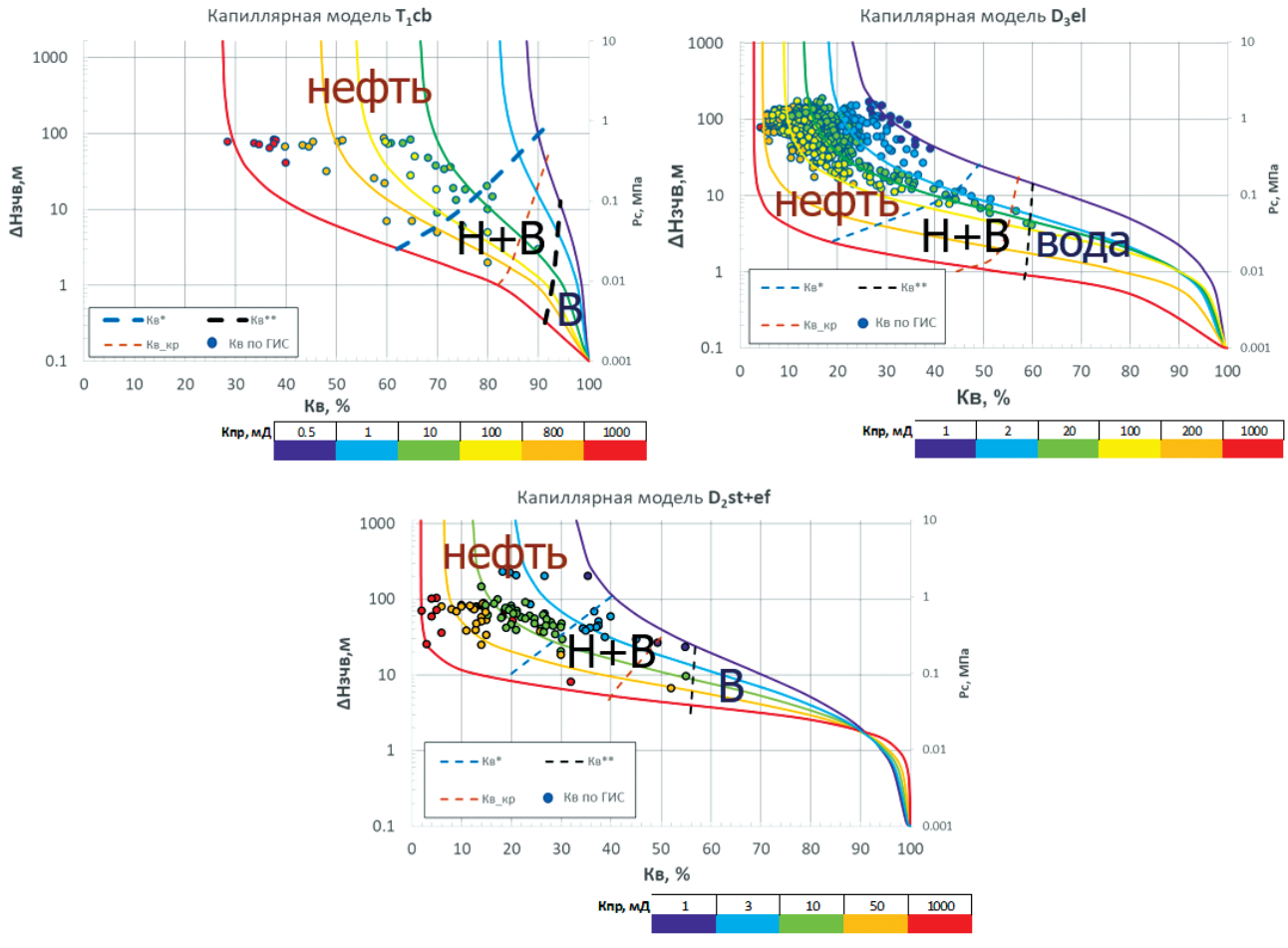


Рис. 12. Сопоставление значений $K_в$ по ГИС на капиллярных моделях с оценкой характера притока из интервала испытаний. Цветокодировка кривых капиллярной модели и точек по ГИС дана по значениям проницаемости

Так, например, совместный приток нефти и воды для терригенных отложений нижнего триаса T_1cb следует ожидать из зоны толщиной от ~3 м (при $K_{пр}$ = 1000 мД) до ~100 м (при $K_{пр}$ = 0,5 мД), а для среднедевонского пласта D_2st+ef – из зоны толщиной от 5 до 80 м. Для карбонатных отложений верхнего девона D_3el размер переходной зоны меняется от ~2 м (при $K_{пр}$ = 1000 мД) до ~15 м (при $K_{пр}$ = 1 мД).

Заключение

В работе рассмотрено влияние различных параметров, входящих в капиллярную модель, и оценены возможные ошибки при расчете $K_н$ по капиллярной модели при подсчете геологических запасов углеводородов.

Получены следующие результаты.

Описан *комплексный подход* к применению специальных исследований керна – капилляриметрии и относительных фазовых проницаемостей – для построения капиллярной модели при изучении нефтяных залежей на примере различных карбонатных и терригенных отложений месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Выявлено влияние входных параметров на капиллярную модель и даны рекомендации по их оценке.

Существенное различие форм ККД для образцов с разными геологическими признаками требует учета этих неоднородностей. В связи с этим возникает *необходимость построения моделей*, позволяющих *связать значения ФЕС*, определяемые геофизическими методами в разрезе скважин, и *степень литo-фациальной неоднородности с капиллярными свойствами пород*. На примере месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции показано влияние неучета геологических факторов коллекторов на погрешность расчета итогового коэффициента нефтенасыщенности.

Комплексирование данных капилляриметрии и ОФП позволяет *оценить размеры переходной зоны и состав притока уже на этапе создания капиллярной модели.*

Капиллярная модель, которая у большинства петрофизиков ассоциируется только с капиллярными исследованиями в виде оценок $K_{во}$ для построения электрической модели насыщенности и получения связей параметр насыщенности – коэффициент водонасыщенности ($P_н – K_в$), является многокомпонентным инструментом для характеристики геологического объекта. Эта модель включает в себя не только петрофизические свойства, но и многие геологические характеристики, свойства флюидов, особенности строения залежи. С ее помощью появляется возможность учета множества разнородных свойств объекта, изучить их влияние на такой важный параметр, как коэффициент нефтенасыщенности.

Степень достоверности интерпретации кривых капиллярного давления и относительной фазовой проницаемости оказывает влияние на прогнозирование насыщенности, особенно для *сложнопостроенных коллекторов со значительной переходной зоной.*

Благодарность

Авторы выражают большую благодарность компаниям ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» за предоставленные данные, ставшие основой для написания статьи.

Литература

Амикс Д., Басс Д., Удмтинг Р. (1962). Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 572 с.

Большаков Ю.Я. (1995). Теория капиллярности нефтегазонакопления. Новосибирск: Наука: Сиб. изд. фирма РАН, 180 с.

Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. (1982). Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 311 с.

Дьяконова Т.Ф., Билибин С.И., Дубина А.М., Исакова Т.Г., Юканова Е.А. (2004). Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей. *Каротажник*, (3–4), с. 83–97.

Мартынова Ю.В., Михайлов С.П. (2018). Математическое моделирование кривой капиллярного давления горных пород. *Математическое моделирование процессов и систем: Материалы VIII Междунар. науч.-практ. конф*. Уфа: Башк. гос. ун-т, с. 26–31.

Михайлов А.Н. (2012). Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах. *Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика*, (1), с. 1–24. http://oilgasjournal.ru/vol_5/mikhailov-senior.pdf

Петерсилье В.И., Белов Ю.Я., Веселов М.Ф. и др. (1982). К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления: совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений. *Труды ВНИГНИ*. М.: Недра, (242), с. 63–71.

Тиаб Д., Доналдсон Э. (2009). Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: Премиум Инжиниринг, 868 с.

Сведения об авторах

Алёна Дмитриевна Егорова – аспирант кафедры сейсмометрии и геоакустики, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

e-mail: a.nosikova@oilmsu.ru

Татьяна Геннадьевна Исакова – ведущий геофизик кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Татьяна Фёдоровна Дьяконова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Елена Евгеньевна Кристя – кандидат геол.-мин. наук, старший менеджер Управления геофизических работ, ПАО «ЛУКОЙЛ»

Россия, 101000, Москва, Сретенский бульвар, д.11

Елена Ивановна Бронскова – кандидат геол.-мин. наук, начальник отдела экспертизы и методического обеспечения подсчета запасов, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Россия, 109028, Москва, Покровский бульвар, д.3, стр.1

Никита Владимирович Дорофеев – кандидат геол.-мин. наук, начальник управления геологии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Россия, 169711, Республика Коми, Усинск, ул. Нефтяников, д.31

Елизавета Алексеевна Конорцева – магистрант 2 г.о. кафедры геофизических методов исследования земной коры, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 10.04.2023;
Принята к публикации 12.06.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Capillary model – complex geological and petrophysical representation of the deposit when calculating geological reserves of hydrocarbons

A.D. Egorova[1], T.G. Isakova[1], T.F. Dyakonova[1], E.E. Kristya[2], E.I. Bronskova[3], N.V. Dorofeev[4], E.A. Konortseva[1], G.A. Kalmykov[1]*

[1]Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
[2]PJSC «LUKOIL», Moscow, Russian Federation
[3]LLC «LUKOIL- Engineering», Moscow, Russian Federation
[4]LLC «LUKOIL-Komi», Usinsk, Russian Federation
[*]Corresponding author: Alena D. Egorova, e-mail: a.nosikova@oilmsu.ru

Abstract. The basis for solving almost all geological problems are models, which are a reflection of the structure of deposits. This places high demands on the detail and accuracy of the models.

One of the most important parameters in the calculation of reserves is the oil saturation factor, observed in most cases using Dakhnov-Archie models. Despite the widespread use of this technique, it has a number of significant limitations. An alternative way to assess oil saturation in this case is to use a capillary model obtained from the results of capillary measurements of the core.

The capillary model is a continuous multidimensional function of the dependence of the water saturation coefficient on the free water level, porosity and permeability. A well-compiled capillary model is a reflection of the geological model of the reservoir – with information about the water saturation of the reservoirs by the altitude of the structure, the levels of fluid contacts, fluid densities, surface and reservoir properties.

This paper discusses the capabilities of capillary models, which are widely used in three-dimensional modeling of the degree of saturation of the interwell space, the calculation of the volume of oil-saturated rocks, geological reserves of hydrocarbons, as well as dynamic characteristics in the construction of hydrodynamic models.

Keywords: capillary model, capillary measurements, relative permeability, hydrocarbon saturation index, well logging

Recommended citation: Egorova A.D., Isakova T.G., Dyakonova T.F., Kristya E.E., Bronskova E.I., Dorofeev N.V., Konortseva E.A., Kalmykov G.A.(2023). Capillary model – complex geological and petrophysical representation of the deposit when calculating geological reserves of hydrocarbons. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 150–160. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.11

References

Amyx J., Bass D., Whiting R. (1962). Physics of the oil reservoir. Moscow: Gostoptehizdat, 572 p. (In Russ.)

Bolshakov Yu. Ya. (1995). Theory of capillarity of oil and gas accumulation. Novosibirsk: Nauka, 180 p. (In Russ.)

Gimatudinov Sh.K., Shirkovsky A.I. (1982). Physics of oil and gas formation. Moscow: Nedra, 311 p. (In Russ.)

Dyakonova T. F., Bilibin S. I., Dubina A.M., Isakova T.G., Yukanova E.A. (2004). Problems of substantiation of water-oil contact based on the materials of well logging in the construction of detailed geological models. *Karotazhnik*, (3–4), pp. 83–97. (In Russ.)

Martynova Yu.V., Mikhailov S.P. (2018). Mathematical modeling of the capillary pressure curve of rocks. *Proc. VIII International Scientific and Practical Conference: Mathematical modeling of processes and systems*. Ufa: Bashkir State University, pp. 26–31. (In Russ.)

Mikhailov A. N. (2012). Basic concepts of transition zones and water contacts in heterogeneous formations. *Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika,* (1), pp. 1–24. (In Russ.)

Petersile V. I., Belov Yu. Ya., Veselov M. F. et al. (1982). On the issue of estimating the parameters of the transition zone using capillary pressure curves: improving the methods of exploration of oil and gas fields. *Tr. VNIGNI*. Moscow: Nedra, (242), pp. 63–71. (In Russ.)

Tiab D., Donaldson E. C. (2009). Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Moscow: Premium Engineering, 868 p. (In Russ.)

About the Authors

Alena D. Egorova – PhD student, Seismic and Geoacoustic Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.nosikova@oilmsu.ru

Tatyana G. Isakova – Leading Geophysicist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatyana F. Dyakonova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elena E. Kristya – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Manager of the Geophysical Works Department, PJSC «LUKOIL»
11, Sretensky boul., Moscow, 101000, Russian Federation

Elena I. Bronskova – PhD (Geology and Mineralogy), Head of the Department of expertise and methodological support of inventory counting, LLC «LUKOIL-Engineering»
3, Pokrovsky boul., Moscow, 109028, Russian Federation

Nikita V. Dorofeev – PhD (Geology and Mineralogy), Head of the Geology Department, LLC «LUKOIL-Komi»
31, Neftyanikov st., Usinsk, Komi Republic, 169711, Russian Federation

Elizaveta A. Konortseva – Graduate Student, Department of Geophysical Methods for the Study of the Earth's Crust, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgii A. Kalmykov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 10 April 2023;
Accepted 12 June 2023; Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.12

УДК [552.5+553.982]:550.4(571.122)

Источники нефтей Красноленинского месторождения

К.О. Осипов[1], М.А. Большакова[1], Э.А. Абля[1], Е.А. Краснова[1,2], Р.С. Сауткин[1], А.А. Суслова[1], А.Г. Калмыков[1], М.С. Тихонова[1]*

[1]Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
[2]Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия

В настоящее время не существует единого мнения о роли различных нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) в формировании Красноленинского месторождения. Основная верхнеюрско-раннемеловая НГМТ Западной Сибири представлена на Красноленинском своде тутлеймской свитой (J_{3tt}–K_{1v}). Кроме нее нефтегазоматеринские прослои также расположены во фроловской (K_{1v}–K_{1a}), абалакской (J_{2cl}–J_{3km}), тюменской (J_{2a-b}), шеркалинской (J_1) свитах и, возможно, в доюрских отложениях. В работе определены источники нефти Красноленинского месторождения путем сопоставления нефтей с НГМТ и установлены условия формирования состава нефти. На основе обзора известных геохимических параметров и результатов статистического анализа предложены новые молекулярные параметры определения типа и зрелости органического вещества (ОВ). Сделано предположение о вторичном преобразовании нефтей викуловской свиты Каменной вершины, которое связано с миграцией углеводородов (УВ) из свиты в вышележащие отложения или на дневную поверхность в прошлом. Показано, что нефти викуловской свиты Каменной вершины образовались из НГМТ, находящейся во время генерации УВ на градации $МК_2$, а нефти юрских и доюрских отложений – конец $МК_2$ – начало $МК_3$. Установлено аквагенное происхождение исходного ОВ нефтей Каменной вершины, пород тутлеймской и части пород тюменской НГМТ. По критериям типа и зрелости источник нефтей Каменной вершины определить не удается, поэтому для проведения корреляции нефть – НГМТ выявлены генетические признаки различия аквагенного ОВ тюменской и тутлеймской свит. Эти признаки позволили оценить источник нефтей разных частей Красноленинского месторождения: для Каменной вершины – тутлеймская свита, для Талинской площади – тюменская свита, для Ем-Еговской площади – тюменская и тутлеймская свиты. Оценка вклада шеркалинской и абалакской НГМТ в формирование скоплений УВ выходит за рамки текущей работы

Ключевые слова: Западная Сибирь, Красноленинское месторождение, геохимические параметры, зрелость органического вещества, тип органического вещества, источник нефти, тюменская свита, тутлеймская свита

Для цитирования: 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

Введение

Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в западной части Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. До сих пор нет единого мнения о роли той или иной нефтегазоматеринской толщи (НГМТ) в формировании нефтегазоносности Красноленинского месторождения. Причиной этого являются схожие характеристики нефтегазоматеринских толщ (тип органического вещества, его зрелость, возраст НГМТ, литологический состав вмещающих пород), определяемые по геохимическим (молекулярным, изотопным, пиролитическим) параметрам.

Цель настоящей статьи – определить источники и историю формирования состава нефтей Красноленинского месторождения. Установление источника углеводородов (УВ) позволит уточнить модель формирования залежей нефти и более эффективно проводить доразведку и эксплуатацию месторождений в пределах осадочного чехла и доюрских отложениях исследуемого района.

Разработка новых молекулярных параметров типа и зрелости органического вещества (ОВ) и нефтей является актуальной, поскольку использование большего числа показателей при лабораторных исследованиях увеличивает геохимическую информативность, уменьшает погрешность оценок типа и зрелости ОВ и позволяет задействовать образцы, в которых удалось идентифицировать небольшое количество молекулярных соединений. Молекулярные параметры типа и зрелости ОВ применяются для решения множества задач: корреляции нефть – нефть и нефть – НГМТ, построения палеогеографических карт (Конторович и др., 2013) и карт зрелости ОВ НГМТ (Goncharov et al., 2021), оценки исходного HI и степени трансформации ОВ (Goncharov et al., 2005), характеристики путей миграции и их дальности (Samoilenko et al., 2021), установления генетического родства автохтонных, параавтохтонных и аллохтонных битумоидов баженовской свиты (Конторович и др., 2018). Более точные результаты можно получить при совместном анализе молекулярных параметров с показателями других видов исследований, такими как

– пиролитические параметры: температура максимального выхода УВ при пиролизе T_{max} (Самойленко, 2011; Goncharov et al., 2014; Samoilenko et al., 2021), индекс

* Ответственный автор: Константин Олегович Осипов
e-mail: k.osipov@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

продуктивности HI и доля непреобразованного керогена K_{goc} (Вторушина и др., 2022);

– изотопный состав углеводородных фракций (Oblasov et al., 2021);

– отражательная способность витринита углей (Oblasov et al., 2007).

Геохимический анализ нефтей и экстрактов пород осадочного разреза Красноленинского свода проводился разными коллективами исследователей, например ИНГГ СО РАН (Конторович и др., 1995), ТомскНИПИнефть (Гончаров и др., 2016б; Обласов и др., 2020; Обласов и др., 2021; Oblasov et al., 2021; Обласов и др., 2022), Центр рационального недропользования им. Шпильмана (Вторушина и др., 2022), МГУ имени М.В. Ломоносова (Тихонова и др., 2021; Осипов и др., 2022). Настоящая работа является продолжением изучения органического вещества пород и проб нефтей исследуемой территории.

На Красноленинском своде и окружающих впадинах нефтегазоматеринские толщи встречаются в шеркалинской, тюменской, абалакской, тутлеймской свитах и, возможно, в палеозойских отложениях (Конторович и др., 1995; Oblasov et al., 2021) (рис. 1).

Коллекторские интервалы Красноленинского свода приурочены к доюрским корам выветривания (пластам ДЮК), раннеюрским терригенным породам (пластам $БГ_2$, $ЮК_{10-11}$), среднеюрским (пластам $ЮК_{2-9}$, БГ), средне-верхнеюрским (пластам $ЮК_1$, П), верхнеюрско-раннемеловым (пласту $ЮК_0$) и меловым (пластам $АК_{1-3}$, ВК).

Первой особенностью изучаемой территории является контакт доюрского основания с тутлеймской свитой в сводовой части Каменной вершины, что может объяснять присутствие в доюрских породах нефтей, генетически связанных с тутлеймской свитой.

Наличие над тутлеймской свитой мощной глинистой покрышки фроловской свиты (Гончаров и др., 2016б) затрудняет вертикальную миграцию УВ из юрского комплекса в меловой, что может быть причиной нисходящей латеральной миграции большого объема сгенерированных УВ из тутлеймской свиты в нижележащие юрские и доюрские пласты и неполной заполненности ловушки в вышележащих меловых отложениях викуловской свиты.

Относительно высокой зрелостью НГМТ в сводовой и склоновой частях Каменной и Ем-Еговской вершин по сравнению с погруженными частями Красноленинского свода (Oblasov et al., 2021) можно объяснить бóльшую зрелость юрских нефтей Каменной и Ем-Еговской площадей по сравнению с нефтями более погруженной Талинской площади (Обласов и др., 2020 и настоящее исследование).

Основные термины и параметры

В работе использовались следующие термины и параметры.

К *геохимическим параметрам* относятся молекулярные отношения, пиролитические характеристики (T_{max}, HI, K_{goc}), изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$) керогена и углеводородных фракций (Гончаров и др., 2016а), физико-химические свойства нефти (плотность и др.).

Молекулярное отношение, или *молекулярный параметр*, – отношение рассчитанных по результатам газовой хроматографии или хромато-масс-спектрометрии

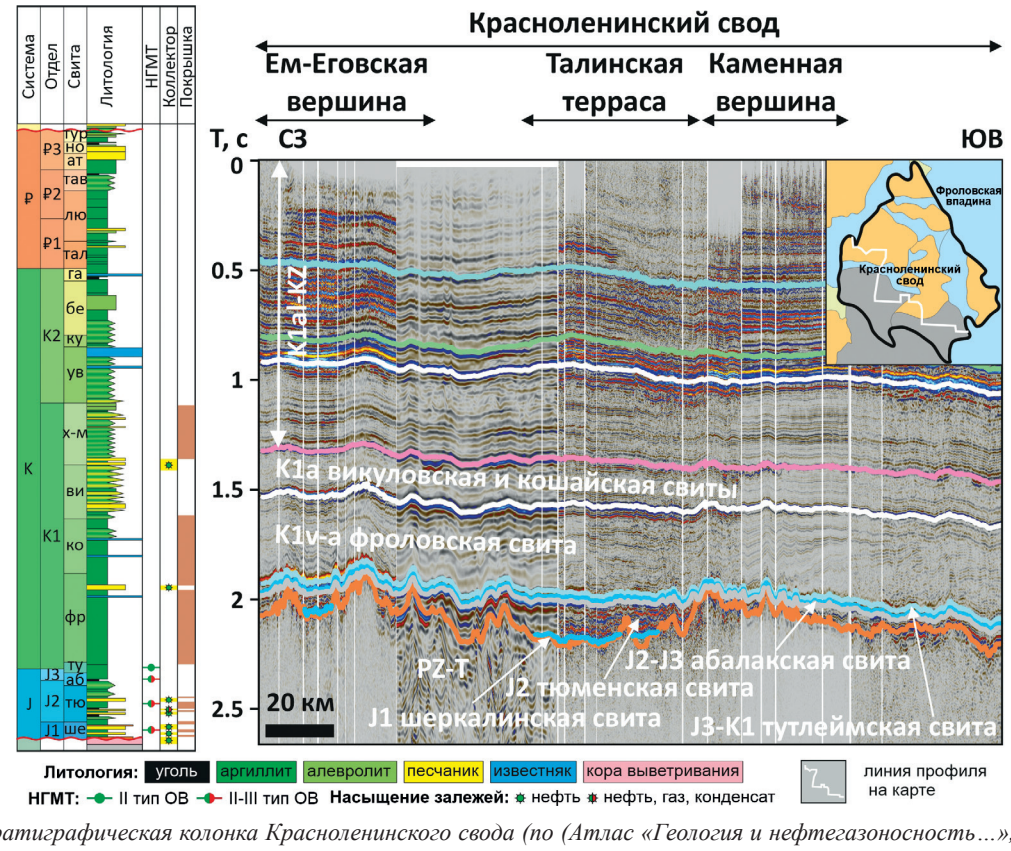


Рис. 1. Литостратиграфическая колонка Красноленинского свода (по (Атлас «Геология и нефтегазоносность…», 2004)) и сейсмогеологический разрез через Красноленинский свод. Свиты в колонке (снизу вверх): ше – шеркалинская, тю – тюменская, аб – абалакская, ту – тутлеймская, фр – фроловская, ко – кошайская, ви – викуловская, х-м – ханты-мансийская, ув – уватская, ку – кузнецовская, бе – березовская, га – ганькинская, тал – талицкая, лю – люлинворская, тав – тавдинская, ат – атлымская, но – новомихайловская, тур – туртасская

площадей пиков (концентраций) молекулярных соединений. Например, Pr/Ph, где Pr – пристан, Ph – фитан.

Кероген – часть ОВ, нерастворимая в органических растворителях.

Типы керогена (ОВ), способные генерировать УВ: I тип накапливался в озёрной среде осадконакопления, II тип – в морской обстановке осадконакопления с участием фито-, зоопланктона и бактерий, III тип – в континентальной или прибрежно-морской обстановке с преобладанием высшей растительности (Durand, 1980). Морское ОВ еще называют аквагенным, а континентальное или прибрежно-морское – террагенным (Конторович, Стасова, 1978). Тип ОВ определяют по элементному составу; по водородному индексу (пиролитическому параметру HI) в незрелых НГМТ; по молекулярным и изотопным параметрам – в нефтях и экстрактах любой зрелости; по мацеральному составу – в ОВ пород. Аквагенное ОВ может приобретать некоторые молекулярные, изотопные и пиролитические признаки III типа в результате окисления в диагенезе.

Битумоиды – совокупность ОВ, извлекаемых из осадочных пород методом экстракции, т.е. обработкой растворителями (хлороформом, бензоло-спиртовой смесью и др.).

Зрелость нефти, *тип ОВ нефти*, *возраст нефти* – характеристики исходного ОВ НГМТ на момент генерации УВ, оцениваемые по геохимическим параметрам пробы нефти.

Для корреляции геохимических параметров строится *матрица корреляций* – квадратная таблица, где строки и столбцы представляют собой коррелируемые переменные, на их пересечении указываются коэффициенты корреляций (r) для соответствующей пары признаков. Матрица корреляций является инструментом для установления связей между изучаемыми признаками. Чем r больше по модулю, тем сильнее связь, при этом r изменяется от –1 до 1 или от 0 до 1, если используется модуль r. В таблице величины r могут быть представлены числами или цветами. Для величин r строится цветовая шкала, на которой, например, наименьшему значению r соответствует белый цвет, а наибольшему – фиолетовый. Использование цветов в матрицах корреляций упрощает процесс обнаружения взаимосвязей между признаками и позволяет быстро считывать значения r. В настоящей работе используется матрица корреляций модулей r с цветами от белого (модуль r = 0,5) до фиолетового (модуль r = 1).

Материалы и методы

Материалом для получения геохимических параметров служили пробы нефтей доюрских, юрских и меловых залежей, а также экстракты пород (битумоиды) тюменской и тутлеймской свит Каменной вершины (рис. 2; табл. 1). В работе также используется график с пробами нефтей Талинской, Ем-Еговской и Каменной площадей Красноленинского месторождения из (Обласов, 2020).

Геохимические характеристики ОВ получены методами пиролиза Rock-Eval-6, для нефтей и экстрактов были использованы изотопный анализ углерода $\delta^{13}C$, хромато-масс-спектрометрия и измерения плотности нефтей. Количество изучаемых образцов приведено в табл. 1.

Полученные данные анализировались с помощью диаграмм и матриц корреляций для поиска наиболее

Рис. 2. Карта фактического материала (места отбора образцов из разреза скважин в пределах Каменной вершины Красноленинского свода). Фрагмент структурно-тектонической карты Западно-Сибирского бассейна (по (Атлас «Геология и нефтегазоносность…», 2004; Ступакова, 2011))

Тип образца	Пласт (для проб нефтей) – свита	Количество образцов
Проба нефти	ВК – викуловская свита	22
Проба нефти	$ЮК_0$ – тутлеймская свита $ЮК_1$ – абалакская свита П – аналог абалакской свиты $ЮК_{2\text{-}9}$ – тюменская свита $БГ_2$ – аналог шеркалинской свиты ДЮК – доюрское основание	33
Экстракты пород	тутлеймская свита	18
Экстракты пород	тюменская свита	33

Табл. 1. Количество изученных образцов

информативных геохимических параметров типа и зрелости ОВ. На основе корреляции с вышеописанными информативными параметрами определены и обоснованы новые молекулярные показатели типа ОВ и его зрелости. Установлены генетические показатели, по которым осуществлена корреляция нефть – НГМТ, т.е. определены источники нефти.

Методика проведения пиролиза Rock-Eval 6 описана в работе (Behar et al., 2001). Погрешность определения показателя зрелости T_{max} достаточно велика и составляет ±2 °C для керогена (Кашапов и др., 2015).

Изотопный анализ углерода битумоидов пород, нефтей и их фракций проводили на изотопном масс-спектрометре Delta V Advantage (Thermo Fisher Scientific, Германия), соединенном с элементным анализатором Flash EA 1112 (Thermo Fisher Scientific, Германия). Фракции нефтей и/или битумоидов растворяли в *н*-гексане. Используемые количество растворителя и объем пробы выбирали, исходя

из концентрации вещества в анализируемой фракции. Пробу сжигали в окислительно-восстановительном реакторе элементного анализатора при температуре 1000 °С. В качестве окислителя брали оксид хрома, восстановителя – восстановленная медь, катализатора – посеребренный оксид кобальта. Через интерфейс ConFlo проба поступала в камеру масс-спектрометра, где измерялся $\delta^{13}C$ углерода, полученного в результате сжигания углекислого газа. В качестве стандартного образца использовался международный стандартный образец масла IAEA NBS-22. Инструментальная погрешность не превышает ±0,05‰. Воспроизводимость результатов анализа с учетом полного цикла пробоподготовки образцов не более ±0,2‰.

Экстракцию дробленной породы (размер зерен 0,25–0,5 мм) в 26 образцах из тюменской свиты и 6 образцах тутлеймской свиты проводили методом горячей экстракции хлороформом в аппарате Сокслета в течение не менее 72 ч для низкообогащенных ОВ пород и до 120–150 ч для чрезвычайно насыщенных битумоидом пород.

Экстракцию цилиндрических образцов 30×30 мм осуществляли для 7 образцов тюменской и 12 образцов тутлеймской свит. Проводили горячую экстракцию гексаном в аппарате Сокслета. Более подробно методика описана в статье (Тихонова и др., 2019).

Полученные экстракты упаривали до постоянной массы, далее экстракты разделяли на мальтены и асфальтены с помощью *н*-гексана 99%. Затем мальтены разделяли на насыщенную и ароматическую фракции на силикагеле КСКГ с размером гранул 0,04–0,1 мм с использованием *н*-гексана 99% и толуола.

Хромато-масс-спектрометрический анализ насыщенной и ароматической фракций нефтей и битумоидов проводили на газовом хроматографе ThermoQuest Trace GC (Thermo Fisher Scientific, Италия), соединенного со спектрометром Finnigan MAT900 (Thermo Fisher Scientific, Германия). Условия газохроматографического анализа: газ-носитель – гелий. Капиллярная кварцевая колонка 5MS – 30 м × 0,25 мм × 0,25 мм с 25-микрометровым слоем

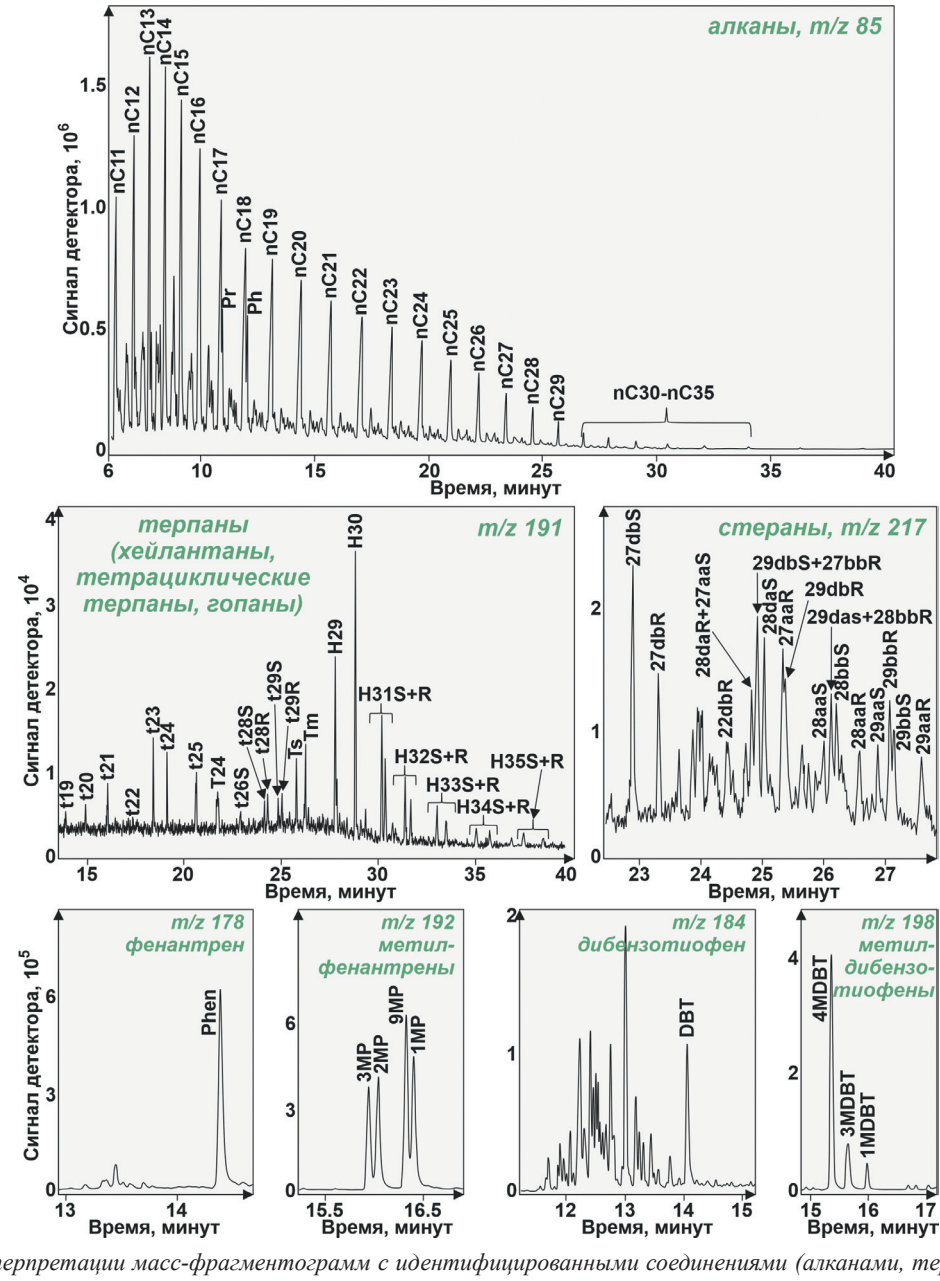


Рис. 3. Пример интерпретации масс-фрагментограмм с идентифицированными соединениями (алканами, терпанами, стеранами, фенантреном и метилфенантренами, дибензотиофеном и метилдибензотиофенами)

фазы DB-5. Температурная программа – нагрев с 60 °С до 300 °С со скоростью 8–4–3 °С/мин и последующим удержанием 10 мин. Общая длительность программы 63 мин. Компьютерную обработку проводили с помощью программ X-Calibur и YL-clarity.

Результатами хромато-масс-спектрометрического анализа являются масс-фрагментограммы m/z (рис. 3), по которым идентифицируются молекулярные соединения и рассчитывается площадь пика для каждого соединения. Отношения площадей пиков представляют собой молекулярные отношения, или молекулярные параметры.

Геохимические показатели типа и зрелости ОВ как основа для новых молекулярных отношений

При составлении молекулярных отношений необходимо понимание влияющих на них факторов. К последним относятся тип и зрелость ОВ, возраст и литология НГМТ, вторичные преобразования нефтей (биодеградация, вымывание водой, миграция) (Peters et al., 2005). На сегодняшний день существует огромный потенциал для новых молекулярных отношений, что объясняется следующими причинами:

1) с каждым годом увеличивается база идентифицируемых соединений. Примером молекулярного отношения по новым соединениям может служить бензонафтофурановое отношение (BNFR) для оценки зрелости углей, предложенное Н. Обласовым (Oblasov et al., 2007);

2) имеющаяся база идентифицированных соединений может быть использована для разработки новых молекулярных отношений. Пример молекулярного отношения – трицикланового индекс (I_{tc}) для оценки типа ОВ (Конторович и др., 1999; Конторович и др., 2013);

3) молекулярные отношения, как правило, строятся по соединениям, находящимся в пределах одной молекулярной группы, например отношения только хейлантанов или только стеранов. Межгрупповых отношений значительно меньше, что открывает широкие возможности для их разработки. Примерами известных межгрупповых отношений являются T_{24}/H_{30}, t_{23}/H_{30}, reg/17a_hopanes, $(t_{28}+t_{29})$/17a_hopanes, изменение которых связано с поведением входящих в них соединений. Так, хейлантаны (t_{23}, t_{28}, t_{29} и др.) и стераны (reg) термодинамически более стабильны к изменениям температуры и давления, влияющим на зрелость ОВ, чем гопаны (H_{30}, 17a_hopanes), поэтому показатели t_{23}/H_{30}, reg/17a_hopanes, $(t_{28}+t_{29})$/17a_hopanes увеличиваются с ростом зрелости. Рассмотрим отношение reg/17a_hopanes с другой позиции. Стераны (reg) происходят из эукариот, гопаны (17a_hopanes) – из прокариот. Известно, что отношение стераны/гопаны выше в аквагенном ОВ, чем в террагенном (Peters et al., 2005).

Знание изменений молекулярных соединений под влиянием геологических факторов позволяет осознанно подбирать информативные молекулярные соединения, строить на их основе новые отношения и тестировать их. Наиболее удобными для интерпретации считаются молекулярные отношения (кроме генетических параметров), на которые влияет преимущественно один геологический фактор, например тип ОВ или его зрелость, возраст НГМТ. Для создания таких отношений необходимы соединения, которые по-разному подвержены одному фактору (влияние этого фактора на отношение максимально) и одинаково подвержены остальным факторам (влияние этих факторов на отношение минимально). В настоящей работе основой для определения новых молекулярных отношений служат широко известные геохимические параметры типа и зрелости ОВ (табл. 2). Табличные геохимические параметры также использованы при анализе нефтей и битумоидов в разделе «Корреляция нефть – НГМТ».

Молекулярные отношения для оценки типа и зрелости ОВ, установленные на основе анализа битумоидов и проб нефтей Каменной вершины

В настоящей работе предложены новые молекулярные отношения для оценки типа ОВ и его зрелости (табл. 3, 4). Они построены по хорошо известным молекулярным соединениям.

Три новых отношения являются внутригрупповыми, например, $t_{28}R/(t_{28}R+t_{24}+t_{25})$ построено по хейлантанам. Семь отношений – межгрупповые, например, в $bb_{27}S/(bb_{27}S+Ts)$ входят соединения двух молекулярных групп – стеранов и гопанов. Одно из предлагаемых отношений содержит соединения четырех групп – гопанов, хейлантанов, стеранов и триароматических стероидов – $(t_{28}R+Dh_{30})/(t_{28}R+Dh_{30}+TA_{26}+TA_{27}+reg_{27})$.

Эффективность предлагаемых молекулярных отношений доказана на образцах Каменной вершины (см. раздел «Корреляция нефть – НГМТ»).

Известные показатели $Dh_{30}/H_{29}Ts$, Dh_{30}/H_{30} и reg/17a_hopanes, $(t_{28}+t_{29})$/17a_hopanes являются одновременно индикаторами и типа, и зрелости ОВ, что усложняет геохимическую интерпретацию. На основе них определены новые параметры для выделения типа ОВ, в которых влияние зрелости сведено к минимуму.

Показатель $t_{28}R/(t_{28}R+t_{24}+t_{25})$. Отношения reg/17a_hopanes и $(t_{28}+t_{29})$/17a_hopanes строятся на разнице в исходном ОВ эукариоты/прокариоты, их отношение выше для аквагенного ОВ. Регулярные стераны происходят из эукариот, хейлантаны t_{21}-t_{29} – из морских и озерных эукариот, присутствует вклад прокариот; 17a-гопаны – из прокариот (Peters et al., 2005). Высокие значения параметра reg/17a_hopanes, как правило, свидетельствуют о том, что исходное ОВ аквагенное, поэтому проведена замена индикатора эукариот reg на индикатор морских эукариот reg_{27} (рис. 4, а). Показатели t_{28} и t_{29}, которые могут нести информацию об ОВ прокариот, заменены на t_{24} и t_{25}, коррелирующие с морскими эукариотами (reg_{27}) (рис. 4, б). Отношения растут со зрелостью из-за термодинамически менее стабильных 17a-гопанов, входящих в знаменатель. Термодинамически более стабильным аналогом 17a-гопанов для ОВ прокариот является хейлантан $t_{28}R$ (рис. 4, в), что согласуется с исследованиями, по которым в хейлантаны t_{21}-t_{29} возможен вклад прокариот (Peters et al., 2005). Получившееся отношение можно представить в виде $(t_{24}+t_{25})/(t_{24}+t_{25}+t_{28}R)$ или $t_{28}R/(t_{28}R+t_{24}+t_{25})$.

Параметр $Dh_{30}/(Dh_{30}+Ts)$. Dh_{30} и Ts имеют близкую и достаточно высокую термодинамическую стабильность в отличие от $H_{29}Ts$ и H_{30}, которые являются менее стабильными (Kolaczkowska et al., 1990).

Свойство или группы соединений	Геохимические параметры	Индикаторы типа ОВ	Индикаторы зрелости ОВ
Плотность нефти	API (Barton, 1934)	–	Параметр растет с увеличением зрелости. Причина – с ростом зрелости происходит крекинг тяжелых компонентов нефти (гетероатомных соединений, асфальтенов, высокомолекулярных насыщенных и ароматических соединений) в более легкие (Peters et al., 2005)
Алканы	Pr/Ph (Brooks et al., 1969)	Параметр выше в террагенном ОВ. Причина – условия диагенеза влияют на соотношение Pr/Ph в органическом веществе. В окислительных условиях диагенеза Pr относительно больше, чем Ph. В восстановительных условиях наоборот. Pr/Ph < 2 – аквагенное ОВ, > 3 – террагенное ОВ (Peters et al., 2005)	Показатель может уменьшаться, а может увеличиваться с ростом катагенеза, что зависит от конкретной НГМТ, даже в пределах одной НГМТ показатель может расти на ранних этапах зрелости и уменьшаться на поздних, и наоборот. Причина – генерация Pr и Ph из ОВ с разной скоростью (Peters et al., 2005). Фактор зрелости вызывает меньшие изменения показателя Pr/Ph, чем тип ОВ.
	Pr/nC_{17}, Ph/nC_{18} (Connan, Cassou, 1980)	Показатель Pr/nC_{17} выше в террагенном ОВ. Причина – Pr больше образовывается в окислительных условиях диагенеза, а nC_{17} больше – в аквагенном ОВ. Pr/nC_{17} < 0.5 – аквагенное ОВ, > 0.6 – террагенное ОВ (Peters et al., 2005)	Значения уменьшаются с увеличением зрелости. Причина – с ростом катагенеза генерируется больше нормальных алканов благодаря крекингу керогена (Peters et al., 2005)
	Ki (Забродина и др., 1978)	–	Показатель уменьшается с ростом катагенеза. Причина – с увеличением зрелости генерируется больше нормальных алканов благодаря крекингу керогена (Peters et al., 2005)
	CPI (Bray, Evans, 1961), $CPI_{Philippi}$ (Philippi, 1965), OEP и OEP-2 (Scalan, Smith, 1970)	Параметры выше в террагенном ОВ. Причина – нечетных nC_{25}-nC_{35} больше относительно четных nC_{24}-nC_{34} в террагенном ОВ (Peters et al., 2005) и меньше – в аквагенном	с ростом зрелости параметры стремятся к 1 (Peters et al., 2005)
	nC_{17}/nC_{27} и nC_{19}/nC_{31} (Moldowan et al., 1985), TAR (Bourbonniere, Meyers, 1996),	Показатели nC_{17}/nC_{27} и nC_{19}/nC_{31} выше в аквагенном ОВ. Параметр TAR выше в террагенном ОВ. Причина – nC_{15}, nC_{17}, nC_{19} больше в аквагенном ОВ, а nC_{27}, nC_{29}, nC_{31} – в террагенном ОВ (Peters et al., 2005)	Показатели nC_{17}/nC_{27}, nC_{19}/nC_{31} растут с увеличением зрелости. Значения параметра TAR уменьшается с ростом катагенеза. Причина – с увеличением зрелости происходит крекинг тяжелых, высокомолекулярных соединений в более легкие (Peters et al., 2005)
Гопаны (пентациклические терпаны)	$H_{35}S/H_{34}S$, H_{35}/H_{34}, $H_{35}/\Sigma(H_{30}–H_{35})$ (Moldowan et al., 1989)	Показатели выше в аквагенном ОВ. Причина – H_{35} является индикатором восстановительных условий (Peters, Moldowan, 1991)	Параметр эффективен в сернистом ОВ. Он увеличивается с ростом катагенеза на ранних этапах зрелости и уменьшается с дальнейшим ростом зрелости. Причина – на ранних этапах катагенеза происходит разрушение связей сернистые комплексы – гопаноиды, высвобождаются гомогопаны с преобладанием H_{35}. С дальнейшим ростом катагенеза разрушаются связи ароматические системы – гопаноиды, высвобождаются гомогопаны с преобладанием гомогопанов H_{30}–H_{34}. (Peters et al., 2005)
	H_{31} S/(S+R), H_{32} S/(S+R), H_{33} S/(S+R), H_{34} S/(S+R), H_{35} S/(S+R) (Ensminger et al., 1977)	–	Показатели растут с увеличением зрелости. Причина – переход (изомеризация) R в S с увеличением зрелости. Эффективны на ранних стадиях зрелости (до RVt ~ 0.5), потом отношения достигают величины ~ 0.55–0.6 (эквилибриум) (Peters et al., 2005)

Табл. 2. Геохимические показатели, используемые для оценки типа и зрелости органического вещества

Гопаны (пентациклические терпаны)	Ts/Tm (Seifert, Moldowan, 1978); $H_{30}/(H_{30}+30ba)$, $30ba/H_{30}$, $29ba/H_{29}$ (Seifert, 1978); Ts/H_{30} (Volkman et al., 1983); $H_{29}Ts/H_{29}$ (Hughes et al., 1985); Dh_{30}/H_{30} (Cornford et al., 1986); H_{29}/H_{30}, $Dh_{30}/H_{29}Ts$ (Peters et al., 2005)	Показатели $30ba/H_{30}$, $Dh_{30}/H_{29}Ts$, Dh_{30}/H_{30} выше в террагенном ОВ. Причины – 1) 30ba относительно H_{30} больше с увеличением вклада террагенного ОВ; 2) Dh_{30} больше в окисленном ОВ (Peters et al., 2005). Террагенное ОВ накапливается в более окислительных условиях, чем аквагенное ОВ	Параметры $H_{30}/(H_{30}+30ba)$, H_{29}/H_{30}, Ts/Tm, Ts/H_{30}, $H_{29}Ts/H_{29}$, $Dh_{30}/H_{29}Ts$, Dh_{30}/H_{30} увеличиваются с ростом катагенеза. Показатели $30ba/H_{30}$, $29ba/H_{29}$ уменьшаются с ростом зрелости. Причина – разрушение термодинамически менее стабильных компонентов с ростом зрелости. От более к менее стабильным: Ts, Dh_{30}, $H_{29}Ts$, Tm, H_{29}, 29ba и H_{30}, 30ba (Peters et al., 2005; Kolaczkowska et al., 1990). Параметр $H_{30}/(H_{30}+30ba)$ эффективен до RVt ~ 0.75, далее достигает предельного значения ~ 0.86 (эквилибриум) (Обласов, 2010)
Стераны	Тригонограмма St_{27}-St_{28}-St_{29}, St_{29}/St_{27} (Huang, Meinschein, 1979); тригонограммы reg_{27}-reg_{28}-reg_{29} и dia_{27}-dia_{28}-dia_{29}, reg_{29}/reg_{27}, dia_{29}/dia_{27} (Peters et al., 1994)	Стераны происходят из эукариот. Преобладание стеранов 27 – аквагенное, 28 – озерное, 29 – террагенное ОВ (Peters et al., 2005) или влияние диатомовых водорослей	–
	reg_{27} S/(S+R), reg_{28} S/(S+R), reg_{29} S/(S+R) (Mackenzie et al., 1980)	–	Параметры растут с увеличением зрелости. Причина – переход (изомеризация) R в S с увеличением зрелости. reg_{29} S/(S+R) эффективен до RVt ~ 0.7, потом достигаются предельные величины 0.5–0.55 (эквилибриум) (Peters et al., 2005)
	reg_{27} bb/(bb+aa), reg_{28} bb/(bb+aa), reg_{29} bb/(bb+aa) (Mackenzie et al., 1980)	–	Показатели увеличиваются с ростом катагенеза. Причина – переход (изомеризация) aa в bb с увеличением зрелости (Peters et al., 2005). reg_{29} bb/(bb+aa) эффективен до RVt ~0.76 (Обласов, 2010), потом достигаются предельные величины ~ 0.7 (эквилибриум) (Peters et al., 2005; Обласов, 2010)
	dia/(reg+dia) (Seifert, Moldowan, 1978), $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$	Показатель выше в террагенном ОВ. Причина – диастеран – индикатор окислительных или субокислительных условий, его больше в этих условиях, чем в бескислородных (Peters et al., 2005). Террагенное ОВ накапливается в окислительных или субокислительных условиях, а аквагенное – в бескислородных	Параметр растет с увеличением зрелости. Причина – разрушение термодинамически менее стабильных регулярных стеранов относительно более стабильных диастеранов (Peters et al., 2005)
	dia_{27} S/(S+R), dia_{28} S/(S+R), dia_{29} S/(S+R), dia S/(S+R) (Mackenzie et al., 1980)	–	Показатели увеличиваются с ростом катагенеза. Причина – переход (изомеризация) R в S с увеличением зрелости. Эффективны на ранних стадиях зрелости (до RVt ~ 0.5), потом отношения достигают предельной величины ~ 0.6 (эквилибриум) (Peters et al., 2005)
Стераны и гопаны	reg/ 17a_hopanes (Seifert, Moldowan, 1978)	Показатель выше в аквагенном ОВ. Причина – соотношение эукариоты/прокариоты в аквагенном ОВ выше, чем в террагенном. Регулярные стераны происходят от эукариот, а 17a-гопаны – от прокариот (Peters et al., 2005)	Параметр растет с увеличением зрелости. Причина – 17a-гопаны термодинамически менее стабильны, чем стераны (Peters et al., 2005)

Табл. 2. продолжение

Хейлантаны (трициклические терпаны)	I_{tc} (Конторович и др., 1999)	Параметр выше в террагенном ОВ. Причина – соотношение высшая растительность (наземные эукариоты) / эукариоты выше в террагенном ОВ, чем в аквагенном или озерном ОВ. t_{19} и t_{20} имеют вклад высшей растительности, а t_{21}-t_{29} – преимущественно морских и озерных эукариот, прокариот (Peters et al., 2005; Конторович, Костырева, 2015).	Фактор не влияет, поскольку хейлантаны имеют высокую термодинамическую стабильность (Peters et al., 2005)
Хейлантаны и гопаны	(t_{28}+t_{29})/ 17a_hopanes (Seifert, Moldowan, 1978)	Параметр выше в аквагенном ОВ. Причина – соотношение эукариоты/прокариоты выше в аквагенном ОВ, чем в террагенном. хейлантаны t_{21}-t_{29} имеют вклад прокариот, морских и озерных эукариот, а 17a-гопаны происходят от прокариот (Peters et al., 2005).	Показатель увеличивается с ростом катагенеза. Причина – 17a-гопаны термодинамически менее стабильны, чем хейлантаны (Peters et al., 2005)
Моноароматические стероиды	MA_{27}/MA_{29} (Seifert et al., 1984); тригонограмма MA_{27}-MA_{28}-MA_{29}, $MA_{29}/(MA_{27}+MA_{28}+MA_{29})$ (Moldowan et al., 1985)	Моноароматические стероиды происходят из эукариот. Преобладание MA_{27} – аквагенное, MA_{28} – озерное, MA_{29} – террагенное ОВ (Peters et al., 2005)	–
	$MA_{21}/(MA_{21}+MA_{28})$ (Mackenzie et al., 1981); MA(I)/MA(I+II) (Moldowan et al., 1986)	–	Параметр растет с увеличением зрелости. Причина – разрушение менее термодинамически стабильных длинноцепочечных моноароматических стероидов MA(II) – MA_{27}, MA_{28}, MA_{29} – относительно более стабильных короткоцепочечных MA(I) –MA_{21}, MA_{22} – с увеличением зрелости (Peters et al., 2005)
Триароматические стероиды	Тригонограмма TA_{26}-TA_{27}-TA_{28}, $TA_{28}/(TA_{26}+TA_{27}+TA_{28})$, $TA_{26}S/TA_{28}S$ (Seifert et al., 1984)	Триароматические стероиды происходят из эукариот. Преобладание TA_{26} – аквагенное, TA_{27} – озерное, TA_{28} – террагенное ОВ (Peters et al., 2005)	–
	$TA_{20}/(TA_{20}+TA_{28})$ (Mackenzie et al., 1981); TA(I)/TA(I+II) (Mackenzie, 1984)	–	Показатель растет с ростом зрелости. Причина – разрушение менее термодинамически стабильных длинноцепочечных триароматических стероидов TA(II) – TA_{26}, TA_{27}, TA_{28} – относительно более стабильных короткоцепочечных TA(I) – TA_{20}, TA_{21} – с увеличением зрелости (Peters et al., 2005)
	TA_{26} S/(S+R), TA_{27} S/(S+R), TA_{28} S/(S+R), TA S/(S+R) (Peters, Moldowan, 1993)	–	Параметры растут с увеличением катагенеза. Причина – переход (изомеризация) R в S с увеличением зрелости. Эффективен в широком диапазоне зрелости даже при RVt > 0,76, когда показатели стеранов bb/(bb+aa) и S/(S+R) достигают предельных значений и не эффективны (Peters et al., 2005)

Табл. 2. продолжение

Моно- и триароматические стероиды	$TA_{28}/(TA_{28}+MA_{29})$ (Mackenzie et al., 1981); TA/(MA+TA) (Mackenzie, 1984)	–	Показатели растут с ростом зрелости. Причина – с ростом катагенеза MA_{21} переходит в TA_{20}, MA_{22} в TA_{21}, MA_{27} в TA_{26}, MA_{28} в TA_{27}, MA_{29} в TA_{28}, что называется ароматизацией (превращение моноароматических стероидов в триароматические) с потерей метильной группы. Показатели эффективны до RVt ~ 0,7–0,85, потом достигают предельного значения 1 (эквилибриум) (Peters et al., 2005)
Фенантрены	MPI-1 (Radke et al., 1982); 2MP/1MP (Radke et al., 1986), PP-1 (Alexander et al., 1986), MPI-1_Cassani, PP-1_Cassani (Cassani et al., 1988)	–	Параметры 2MP/1MP, MPI-1, MPI-1_Cassani увеличиваются с ростом катагенеза. Показатели PP-1 и PP-1_Cassani уменьшаются с увеличением зрелости. Причина – разрушение термодинамически менее стабильных 1MP и 9MP относительно более стабильных 2MP и 3MP с увеличением зрелости. С дальнейшим ростом зрелости (RVt > 1,2) происходит разрушение менее стабильных 2MP и 3MP относительно более стабильного Phen (Peters et al., 2005)
Дибензотиофены	4MDBT/ 1MDBT (Radke et al., 1986)	–	Показатель растет с увеличением катагенеза. Причина – разрушение термодинамически менее стабильного 1MDBT относительно 4MDBT с ростом катагенеза (Radke et al., 1986).
Изотопный состав углерода УВ фракций	$\delta^{13}C_{аром}$, $\delta^{13}C_{нас}$, $\delta^{13}C_{асф}$, $\delta^{13}C_{сб.см}$, $\delta^{13}C_{б.см}$, $\delta^{13}C_{масл}$ (Галимов, 1973)	Показатели растут (утяжеление изотопного состава) с увеличением доли террагенного ОВ (Конторович и др., 2019)	Параметры растут (утяжеление изотопного состава) с ростом зрелости. Причина – генерация и миграция из ОВ изотопно более легких УВ (Peters et al., 2005; Goncharov et al., 2019)

Обозначения: *n*C – префикс для нормальных алканов, H – для гопанов, t – для хейлантанов, St – для стеранов, MA – для моноароматических стероидов, TA – для триароматических стероидов, ba – постфикс для моретанов; S и R – стереоизомеры для многих групп соединений; aa стераны – нормальные стераны, bb стераны – изостераны, aa+bb, или reg стераны – регулярные стераны, dia стераны – диастераны, стераны aa+bb+dia, или St – стераны в целом; Ts – 18α-22,29,30-трисноргопан C27, Tm – 17α-22,29,30-трисноргопан C27; $H_{29}Ts$ – 18α-30-норнеогопан C29; Dh_{30} – 17α-диагопан; 1MP, 2MP, 3MP, 9MP – метилфенантрены; $\delta^{13}C_{аром}$ – изотопный состав углерода ароматической фракции УВ, $\delta^{13}C_{нас}$ – насыщенной фракции, $\delta^{13}C_{асф}$ – асфальтеновой фракции, $\delta^{13}C_{сб.см}$ – фракции спиртобензольных смол, $\delta^{13}C_{б.см}$ – фракции бензольных смол, $\delta^{13}C_{масл}$ – масляной фракции.

Обозначения с формулами:
API = 141.5/плотность нефти (г/см^3) – 131.5 – индекс плотности сырой нефти;
Ki = (Pr+Ph)/(nC_{17}+nC_{18}) – изопреноидный коэффициент;
CPI = ½·(nC_{25}+nC_{27}+nC_{29}+nC_{31}+nC_{33})/(nC_{24}+nC_{26}+nC_{28}+nC_{30}+nC_{32})+½·(nC_{25}+nC_{27}+nC_{29}+nC_{31}+nC_{33})/(nC_{26}+nC_{28}+nC_{30}+nC_{32}+nC_{34}) – коэффициент нечетности;
CPI_Philippi = 2·nC_{29}/(nC_{28}+nC_{30}) – коэффициент нечетности Филиппи;
OEP = (nC_{21}+6·nC_{23}+nC_{25})/(4·nC_{22}+4·nC_{24}) – улучшенный коэффициент нечетности;
OEP-2 = (nC_{25}+6·nC_{27}+nC_{29})/(4·nC_{26}+4·nC_{28}) – улучшенный коэффициент нечетности 2;
TAR = (nC_{27}+nC_{29}+nC_{31})/(nC_{15}+nC_{17}+nC_{19}) – индекс терригенности;
17a_hopanes = H_{29}+H_{30}+H_{31}+H_{32} – гопаны H_{29}–H_{32}, иногда H_{29}–H_{35};
I_{tc} = (t_{19}+t_{20})/Σ(t_{23}-t_{26}) – трицикловый индекс;
MPI-1 = 1.5·(2MP+3MP)/(Phen+1MP+9MP) – метилфенантреновый индекс;
PP-1 = 1MP/(2MP+3MP) – фенантреновый параметр;
MPI-1_Cassani = 1.89·(2MP+3MP)/(Phen+1.26·(1MP+9MP)) – метилфенантреновый индекс Кассани;
PP-1_Cassani = (1MP+9MP)/(2MP+3MP) – фенантреновый параметр Кассани.

Табл. 2. продолжение

Геохимические параметры	Описание
$Dh_{30}/(Dh_{30}+Ts)$, $t_{28}R/(t_{28}R+t_{24}+t_{25})$, $Dh_{30}/(Dh_{30}+t_{24}+t_{25})$, $Dh_{30}/(Dh_{30}+reg_{27})$, $Dh_{30}/(Dh_{30}+TA_{26}+TA_{27})$, $(t_{28}R+Dh_{30})/(t_{28}R+Dh_{30}+TA_{26}+TA_{27}+reg_{27})$, $bb_{27}S/(bb_{27}S+Ts)$	**Диагопан Dh_{30}** – индикатор окисления ОВ (Peters et al., 2005), его больше в террагенном ОВ. Площадь пика диагопана в исследуемых нефтях и битумоидах невелика, что может давать погрешность измерения. Это необходимо учитывать в молекулярных отношениях, где присутствует диагопан, например Dh_{30}/Ts. **Ts, Dh_{30} и стераны** имеют схожую высокую термодинамическую стабильность (Peters et al., 2005; Kolaczkowska et al., 1990). **Хейлантаны t_{24} и t_{25}** – индикаторы морских эукариот, их больше в аквагенном ОВ. Вклад морских эукариот в t_{24} и t_{25} определен нами эмпирически, но с опорой на наличие вклада морских эукариот в хейлантаны t_{21}-t_{29} (Peters et al., 2005). **Хейлантан $t_{28}R$** – индикатор прокариот, его больше в террагенном ОВ. Вклад прокариот в $t_{28}R$ определен нами эмпирически, но с опорой на наличие вклада прокариот в хейлантаны t_{21}-t_{29} (Peters et al., 2005). **Стеранов $bb_{27}S$ и reg_{27}** больше в аквагенном ОВ (Peters et al., 2005). **Триароматических стероидов $TA_{26}+TA_{27}$** меньше в террагенном ОВ (Peters et al., 2005).

Табл. 3. Новые молекулярные отношения для определения типа органического вещества, разработанные на основе анализа битумоидов и проб нефтей Каменной вершины

Геохимические параметры	Описание
ln(2MP/1MDBT), $\ln(Dh_{30}/H_{32})$, ln(3MP/TA(I))	**Метилфенантрены 2MP и 3MP** термодинамически более стабильны, чем 1MDBT и TA(I) (выявлено нами эмпирически). **Диагопан Dh_{30}** наряду с Ts термодинамически более стабилен, чем большинство гопанов (Peters et al., 2005; Kolaczkowska et al., 1990), включая H_{32}. **Натуральное логарифмирование отношений** позволяет достичь лучшей корреляции показателей зрелости (определено нами эмпирически).

Табл. 4. Новые молекулярные отношения для определения зрелости органического вещества, разработанные на основе анализа битумоидов и проб нефтей Каменной вершины

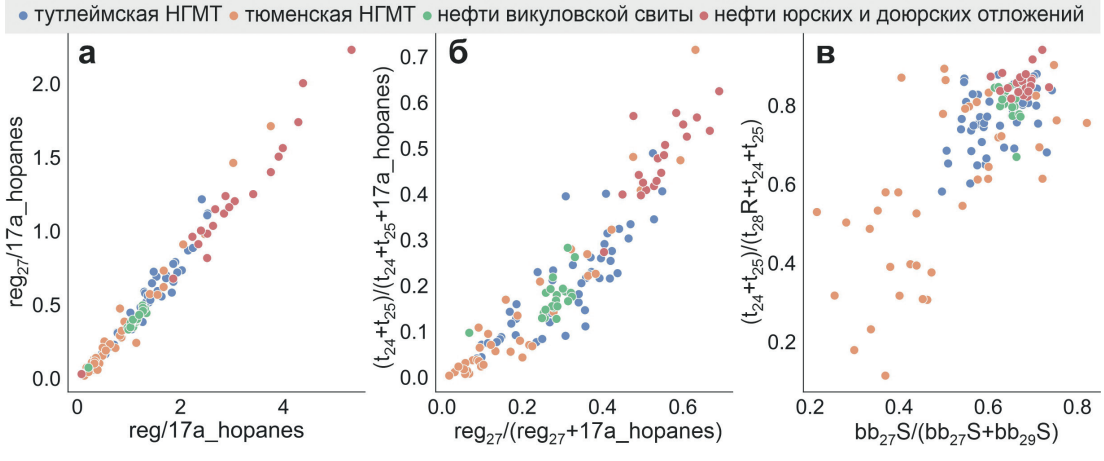


Рис. 4. Преобразование молекулярного отношения типа и зрелости ОВ reg/17a_hopanes путем замены соединений на более контрастные и более термодинамически стабильные для определения типа органического вещества: а – использование reg_{27} вместо reg в отношении reg/17a_hopanes; б – хейлантаны t_{24} и t_{25} отвечают морским эукариотам подобно reg_{27}; в – хейлантан $t_{28}R$ отражает вклад прокариот, отношение $(t_{24}+t_{25})/(t_{28}R+t_{24}+t_{25})$ является аналогом reg_{27}/17a_hopanes, но без влияния фактора зрелости

Следующие показатели типа ОВ основаны на сочетании соединений из разных молекулярных групп. Работоспособность отношения $Dh_{30}/(Dh_{30}+reg_{27})$ обосновывается тем, что Dh_{30} больше в окисленном ОВ (террагенное ОВ), а reg_{27} больше в морских эукариотах (аквагенное ОВ).

Показатель $Dh_{30}/(Dh_{30}+t_{24}+t_{25})$. Соединение Dh_{30} больше в окисленном ОВ, а $t_{24}+t_{25}$ – в аквагенном ОВ (морские эукариоты, аналог reg_{27}), которое менее подвержено окислению.

Молекулярное отношение $(t_{28}R+Dh_{30})/(t_{28}R+Dh_{30}+TA_{26}+TA_{27}+reg_{27})$ показывает преобладание прокариот ($t_{28}R$) (больше в террагенном ОВ) и окисленного ОВ (Dh_{30}) (больше в террагенном ОВ) относительно морских (TA_{26}, reg_{27}) и лагунных (TA_{27}) эукариот.

Далее рассмотрим новые молекулярные отношения, указывающие на зрелость ОВ (табл. 4). Индикатор зрелости ln(2MP/1MDBT) установлен путем комбинации соединений из разных групп – метилдибензотиофенов и фенантренов. Отметим, что хорошо известные

показатели MPI-1 = 1,5·(2MP+3MP)/(Phen+1MP+9MP) и 4MDBT/1MDBT повышаются с ростом зрелости ОВ из-за того, что в числителе находятся термодинамически более стабильные соединения, чем в знаменателе. Таким образом, в ln(2MP/1MDBT) входят более стабильное соединение 2MP из одного показателя и менее стабильное 1MDBT из другого.

Показатель ln(Dh_{30}/H_{32}). Диагопан Dh_{30} является наравне с Ts наиболее термодинамически стабильным соединением среди гопанов (Kolaczkowska et al., 1990). По аналогии с известным показателем зрелости Dh_{30}/H_{30} (Peters et al., 2005) предлагается использовать в знаменателе гомогопан H_{32} и логарифмировать отношение для лучшей корреляции с другими показателями зрелости.

Индикатор зрелости ln(3MP/TA(I)). Метилфенантрен 3MP, по-видимому, более термодинамически стабилен по сравнению с TA(I).

Для подтверждения достоверности новых молекулярных отношений необходимо опробовать их для других объектов. Кроме того, нужно проверить чувствительность к катагенезу предлагаемых показателей с помощью других методов, например гидропиролиза (Peters et al., 1990; Peters, Moldowan, 1991), или с помощью оценки термодинамической стабильности соединений методом молекулярной механики (Kolaczkowska et al., 1990).

Корреляция нефть – НГМТ

Новые молекулярные отношения в комплексе с широко известными геохимическими параметрами использованы для корреляции нефтей Каменной вершины и битумоидов из нефтегазоматеринских толщ по типу ОВ, его зрелости и генетическим признакам.

Изучаемые нефти практически не биодеградированы, на что указывает близкое к нормальному распределение *н*-алканов, что говорит об отсутствии влияния биодеградации на группы соединений, более устойчивые к этому процессу: гопанов, стеранов, хейлантанов, моно- и триароматических стероидов и др. (Peters, Moldowan, 1993).

Корреляция нефть – нефть по зрелости ОВ

Согласно проведенным исследованиям, наиболее информативными параметрами зрелости для изучаемых нефтей являются MPI-1, API, $Ts/(Ts+H_{30})$, $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$, $(t_{28}+t_{29})/(t_{28}+t_{29}+17a_hopanes)$, 4MDBT/(1MDBT+4MDBT), TA(I)/TA(I+II), MA(I)/MA(I+II), $\delta^{13}C_{нас}$ (рис. 5).

Нефти викуловской свиты имеют меньшую зрелость по сравнению с нефтями юрских и доюрских отложений. Следует отметить, что показатель $(t_{28}+t_{29})/(t_{28}+t_{29}+17a_hopanes)$ несет в себе геологическую информацию о типе и зрелости ОВ и коррелирует с другими показателями зрелости только в случае генетического родства изучаемых проб нефтей (Peters et al., 2005), в данном случае нефтей доюрских, юрских и меловых (викуловских) отложений.

Резкое изменение значений в нефтях викуловской свиты по трем показателям: TA(I)/TA(I+II), MA(I)/MA(I+II) и $\delta^{13}C_{нас}$ – свидетельствует о наличии еще некоторого дополнительного геологического фактора, кроме зрелости, влияющего на эти молекулярные отношения. Для выявления этого фактора мы используем метод от противного, когда последовательно отсеиваются менее вероятные варианты и остается один или несколько наиболее возможных. Как будет описано в разделе «Корреляция нефть – НГМТ по типу ОВ», все нефти имеют аквагенное происхождение, то есть поведение на последних трех графиках вряд ли можно объяснить различием типа ОВ. Нефти имеют один генезис, как было отмечено выше, поэтому этот фактор также не может проявляться в виде резкого «скачка» значений на графиках. «Скачок» значений на графиках не связан с биодеградацией, поскольку выше отмечалось, что нефти практически не биодеградированы и отношения TA(I)/TA(I+II) и MA(I)/MA(I+II) являются устойчивыми к биодеградации на ранних и средних этапах ее протекания (Peters et al., 2005). Существует также фактор вымывания водой, под его воздействием может уменьшаться TA(I)/TA(I+II) (Wardroper et al., 1984), но вымывание также сопровождается облегчением $\delta^{13}C_{нас}$ (Kuo, 1994; Palmer, 1984). Резкое уменьшение TA(I)/TA(I+II) наблюдается в викуловской свите, но при этом отмечается «скачок» в сторону утяжеления изотопного состава $\delta^{13}C_{нас}$. Таким образом, вымывание водой также является маловероятным фактором, что подтверждается тем, что вымывание водой, как правило, сопровождает процесс биодеградации, последствия которой не выявлены в изучаемых пробах нефтей. Проведенный анализ позволяет выбрать в качестве наиболее вероятного фактора «скачка» на графиках ремиграцию из викуловской свиты вверх: из свиты мигрировали наиболее легкие и миграционно способные компоненты. Это согласуется с поведением молекулярных соединений проб нефтей викуловской свиты относительно нефтей юрских и доюрских отложений на последних трех графиках и проявляется в уменьшенном количестве более легких TA(I) и MA(I) относительно TA(II) и MA(II) и в утяжелении изотопного состава углерода насыщенной фракции УВ ($\delta^{13}C_{нас}$).

Генетическое родство нефтей Каменной вершины, меньшая зрелость нефтей викуловской свиты по сравнению с нефтями юрских и доюрских отложений дают основание предполагать, что залежи нефти в викуловском коллекторе образовались во время, когда ОВ НГМТ было менее зрелым. Впоследствии одна часть УВ из викуловской свиты мигрировала, а другая осталась в системе, сохранив следы низкой зрелости источника флюидов.

Корреляция нефть – НГМТ по зрелости ОВ

Совместный анализ зрелости нефтей и битумоидов проводили по набору параметров: MPI-1, ln(2MP/1MDBT), ln(3MP/TA(I)), 2MP/(2MP+1MP), $\ln(Dh_{30}/H_{32})$ (рис. 6) – в связи с заниженными показателями $Ts/(Ts+H_{30})$, $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$, 4MDBT/(1MDBT+4MDBT) относительно MPI-1 в образцах тюменской свиты (рис. 7). Эти три индикатора используются далее в качестве генетических коэффициентов. Предпочтение отдано MPI-1 относительно $Ts/(Ts+H_{30})$, $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$ и 4MDBT/(1MDBT+4MDBT) в связи с лучшей корреляцией с T_{max} (рис. 6, 7).

При сопоставлении зрелости нефтей и битумоидов нужно учитывать, что зрелость нефтей включает в себя информацию о зрелости НГМТ на момент генерации УВ. Нефтегазоматеринские толщи могут обладать большей зрелостью по сравнению с уже сгенерированными ими нефтями.

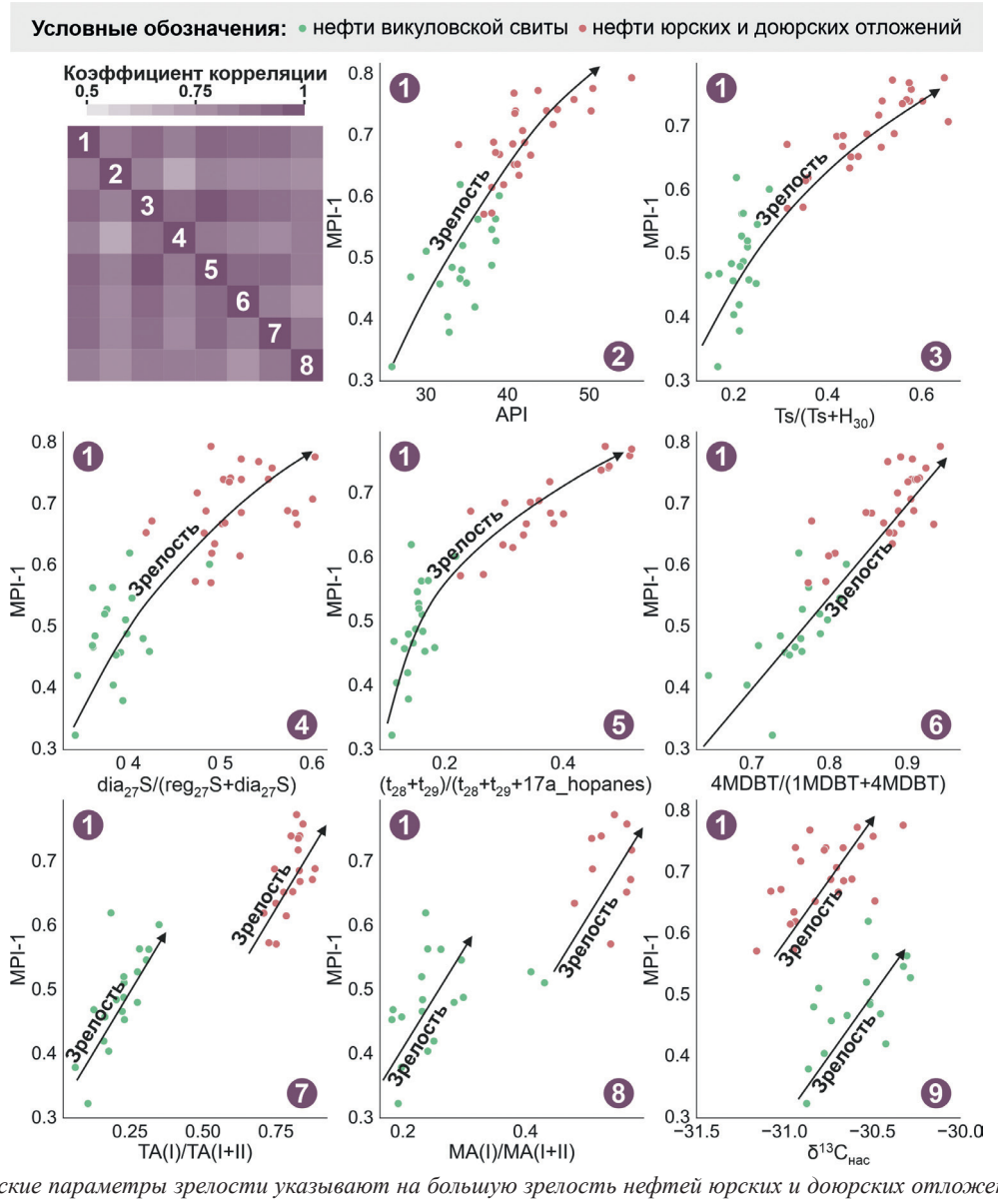


Рис. 5. Геохимические параметры зрелости указывают на большую зрелость нефтей юрских и доюрских отложений (все диаграммы) и на вторичное преобразование нефтей викуловской свиты вследствие миграции УВ из свиты в другие залежи или на дневную поверхность в прошлом (последние три диаграммы)

Геохимические параметры зрелости показывают, что нефти викуловской свиты образовались из НГМТ, находящейся на градации катагенеза $МК_2$. Тюменская и тутлеймская НГМТ теоретически могут быть источниками нефтей викуловской свиты на ранних этапах генерации, когда зрелость ОВ этих НГМТ была ниже. Нефти юрских и доюрских отложений образовались из ОВ НГМТ, находящегося в период генерации на градациях катагенеза конец $МК_2$ – начало $МК_3$. Такая зрелость фиксируется по пиролитическим и молекулярным показателям у наиболее зрелых пород тутлеймской НГМТ и наименее зрелых пород тюменской НГМТ.

Корреляция нефть – НГМТ по типу ОВ

Тип ОВ определялся по 13 геохимическим параметрам (рис. 8, 9). О надежности показателей свидетельствует наличие высокой корреляции по графикам (рис. 8) и матрице корреляций (рис. 9).

Геохимические параметры типа ОВ свидетельствуют об аквагенном происхождении источника нефтей Каменной вершины. Органическое вещество пород тутлеймской свиты и части пород тюменской свиты имеет аквагенное происхождение. Другая часть нефтегазоматеринских пород тюменской свиты образована при участии высшей растительности, и продукты ее преобразования не соответствуют нефтям Каменной вершины. Таким образом, источником исследованных нефтей может быть аквагенное ОВ части тюменской или тутлеймской нефтегазоматеринских толщ.

По результатам оценки только типа и зрелости не удается определить главный источник залежей нефти Каменной вершины, поскольку оба потенциальных источника – обогащенные органическим веществом породы тутлеймской и тюменской свиты – обладают соответствующими нефтям характеристиками типа и зрелости органического вещества (рис. 10). Для определения источника УВ необходимо привлечение генетических признаков НГМТ, рассмотрению которых посвящен следующий подраздел.

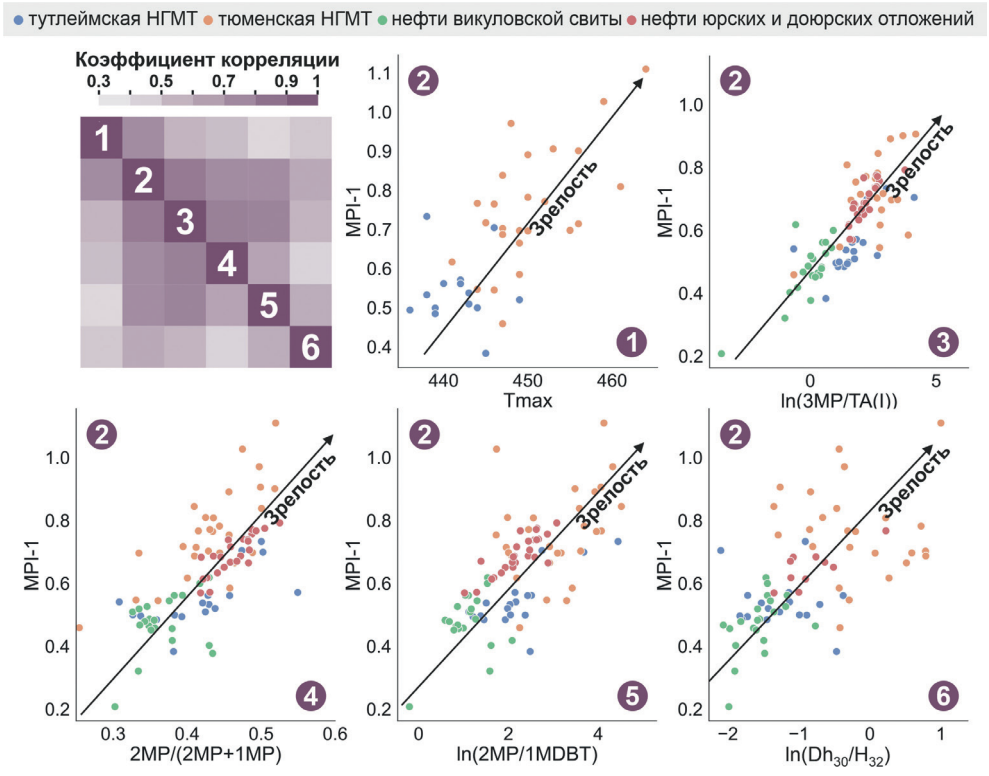


Рис. 6. Геохимические параметры зрелости показывают, что нефти викуловской свиты имеют меньшую зрелость, чем ОВ изучаемых НГМТ, а зрелость нефтей юрских и доюрских отложений сопоставима с наиболее зрелыми породами тутлеймской НГМТ и наименее зрелыми породами тюменской НГМТ

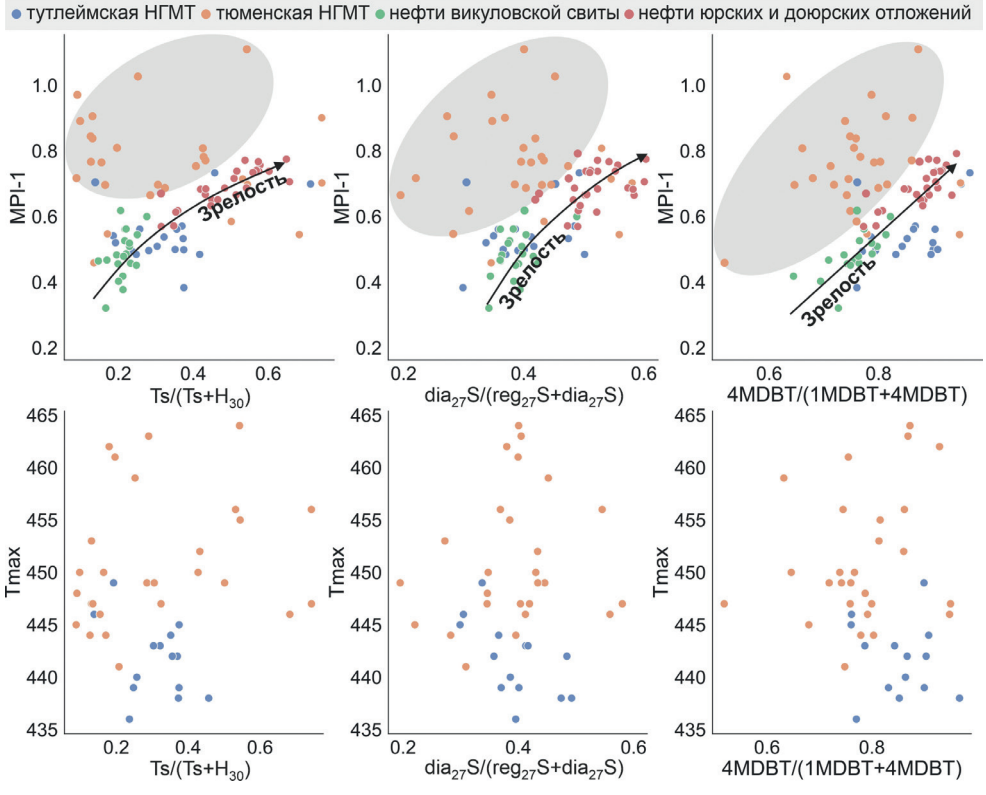


Рис. 7. Геохимические параметры зрелости, являющиеся генетическими признаками, по которым нефти Каменной вершины соотнесены с тутлеймской НГМТ и не имеют связи с тюменской НГМТ. Тренды изменения зрелости нефтей и экстрактов тутлеймской НГМТ совпадают, а образцы из тюменской свиты находятся в стороне, имея заниженные значения Ts/(Ts+H_{30}), dia$_{27}$S/(reg$_{27}$S+dia$_{27}$S), 4MDBT/(1MDBT+4MDBT). Причинами занижения показателей для тюменской свиты является влияние на них других факторов, кроме зрелости. Например, dia/(reg+dia) может быть выше в глинистых породах, сложенных иллитом, монтмориллонитом, и ниже в глинистых породах с иным составом или меньшим содержанием глинистых компонентов (Peters et al., 2005)

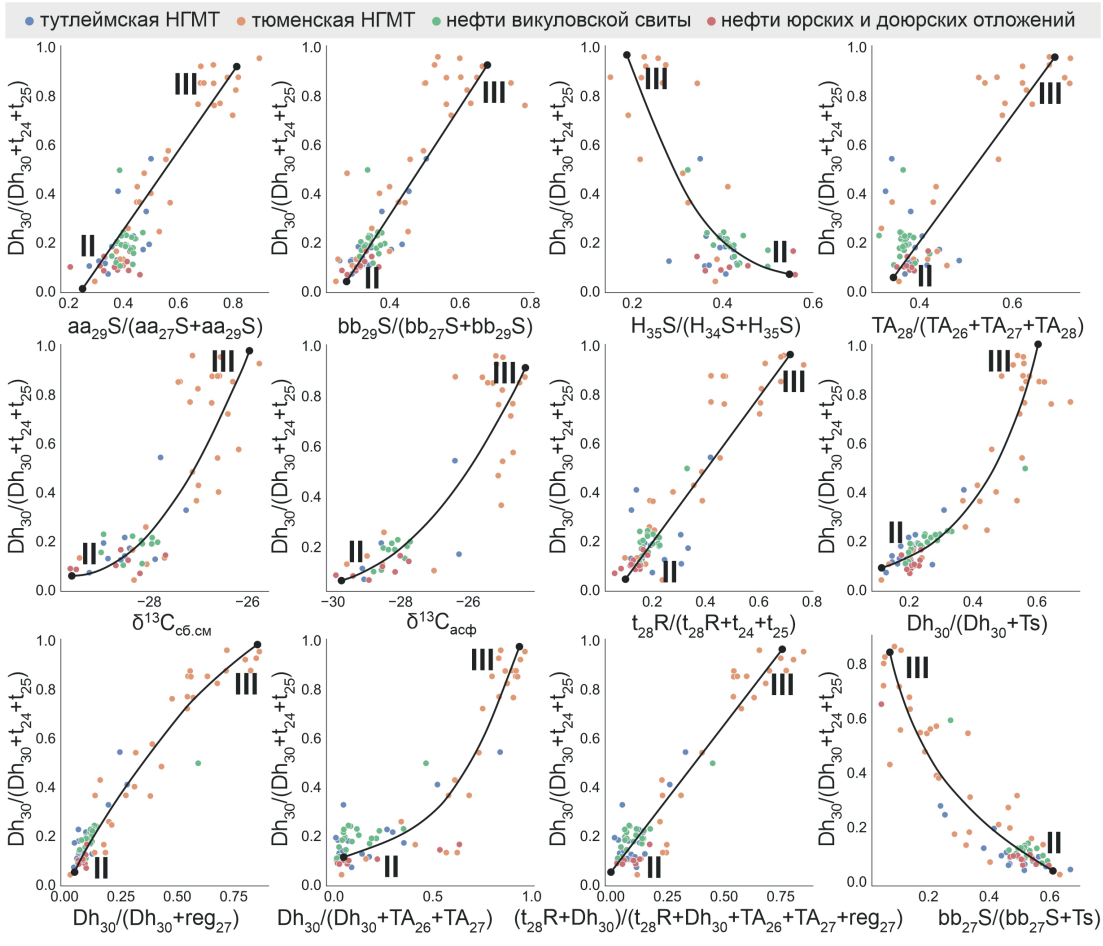


Рис. 8. Корреляция геохимических параметров, отвечающих за тип ОВ. Римской цифрой указан тип ОВ. Все нефти Каменной вершины, тутлеймская НГМТ и часть битумоидов тюменской НГМТ аквагенного генезиса (II тип ОВ)

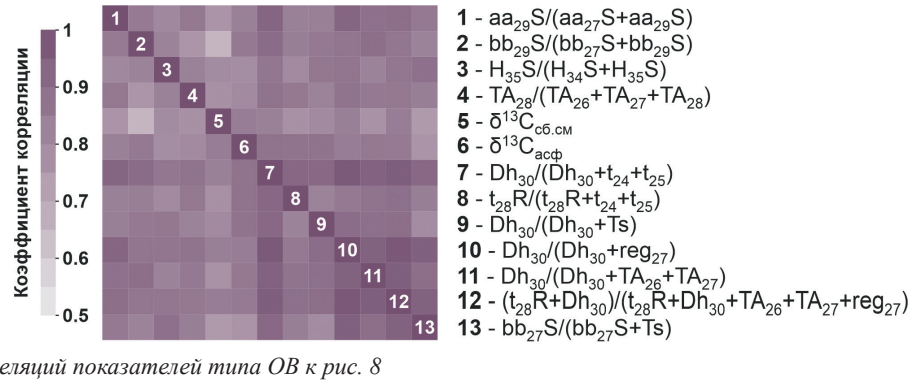


Рис. 9. Матрица корреляций показателей типа ОВ к рис. 8

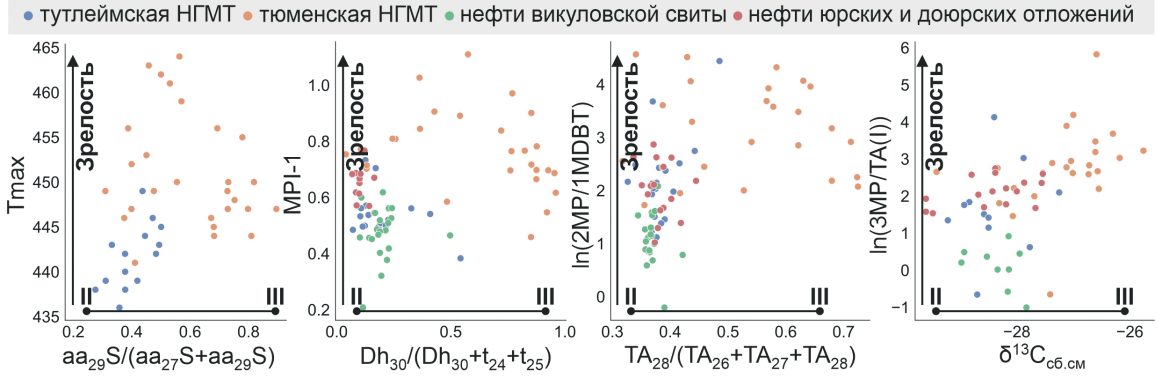


Рис. 10. Совместные графики типа (ось x) и зрелости ОВ (ось y). Аквагенные битумоиды (II тип ОВ) тюменской свиты имеют схожую или более высокую зрелость по сравнению с нефтями, аквагенные битумоиды тутлеймской свиты сопоставимы по зрелости с нефтями

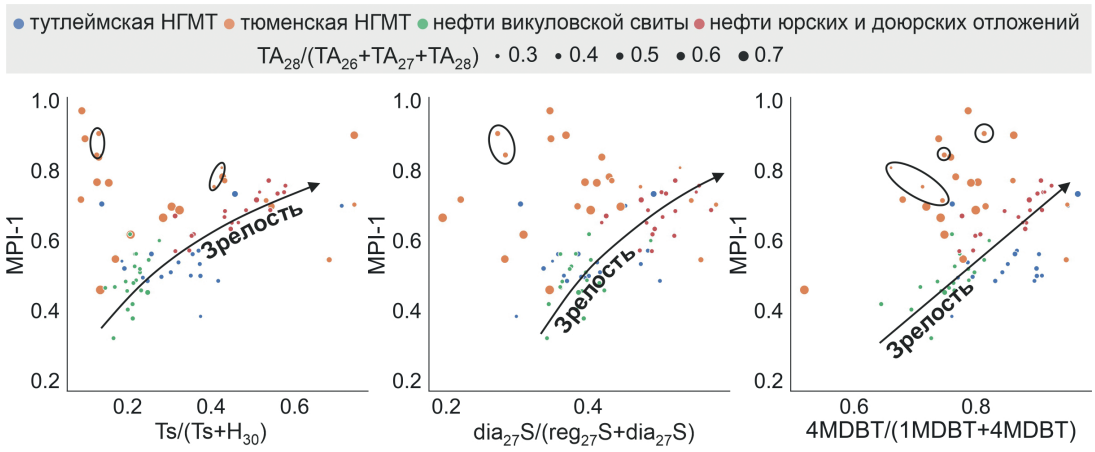


Рис. 11. Аквагенные битумоиды тюменской НГМТ обладают заниженными 4MDBT/(4MDBT+1MDBT), $Ts/(Ts+H_{30})$, $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$ (черные овалы) в отличие от битумоидов тутлеймской НГМТ и нефтей аквагенного происхождения

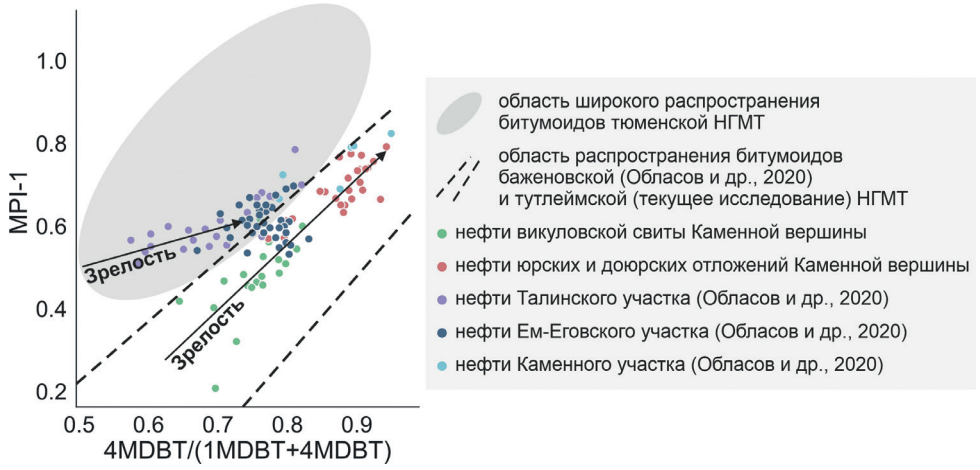


Рис. 12. Два тренда зрелости нефтей, соответствующие двум разным источникам УВ. Первый для нефтей Каменной вершины (источник УВ – тутлеймская НГМТ) и второй для нефтей Талинской площадей (предварительный источник УВ – тюменская НГМТ). Нефти Ем-Еговской площади имеют смешанный вклад тюменской и тутлеймской НГМТ, поскольку пробы нефти занимают промежуточное положение между двумя трендами, а также между областями встречаемости двух НГМТ

Корреляция нефть – НГМТ по генетическим признакам

Некоторые битумоиды тюменской НГМТ аквагенного происхождения имеют заниженные значения 4MDBT/(4MDBT+1MDBT), $Ts/(Ts+H_{30})$, $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$ относительно MPI-1 (рис. 11). Подобное занижение отмечено также для нефтей Талинской площади и части нефтей Ем-Еговской площади согласно графику 4MDBT/1MDBT – MPI-1 (Обласов и др., 2020). В нашей работе на подобном графике (рис. 12) также отмечены пробы нефтей Каменной вершины и показаны области распространения экстрактов пород тюменской и тутлеймской свит. Из рисунка видно наличие двух разных трендов (линий), вдоль которых расположены данные по нефтям: нижний тренд соответствует нефтям Каменной вершины, а верхний – нефтям Талинской площади. Нефти Ем-Еговской площади расположены на пересечении двух трендов.

Нефти Каменной вершины располагаются в области, где встречаются экстракты пород тутлеймской свиты (настоящее исследование) и баженовской свиты (Обласов и др., 2020), т.е. источником нефтей Каменной вершины является тутлеймская НГМТ. Нефти Талинской площади не выходят за пределы области, где встречаются битумоиды тюменской свиты (рис. 7). Таким образом, источником нефтей Талинской площади является тюменская свита. Нефти Ем-Еговской площади имеют смешанный источник, поскольку образцы встречаются в области как тутлеймской, так и тюменской НГМТ (рис. 12).

Обсуждение

На Красноленинском своде, кроме тюменской и тутлеймской НГМТ, в качестве потенциально нефтегазоматеринских могут выступать шеркалинская (J_1) и абалакская (J3) НГМТ (по данным (Конторович и др., 1995; Oblasov et al., 2021)). В шеркалинской НГМТ преобладает терригенное ОВ, но присутствуют образцы с аквагенным ОВ (Конторович и др., 1995). Образцы абалакской НГМТ имеют аквагенный генезис (Oblasov et al., 2021).

Таким образом, НГМТ абалакской и шеркалинской свит потенциально могли быть источниками УВ наряду с НГМТ тюменской и тутлеймской свит, поэтому для наиболее полного анализа необходимо соответствующее лабораторное исследование битумоидов НГМТ и этих свит.

Индикаторы возраста НГМТ позволяют отличить палеозойские НГМТ от мезозойских. Так, надежными параметрами возраста НГМТ являются алкилбензольный индекс (ABI) и St_{28}/St_{29} (Oblasov et al., 2009). Нефти, образовавшиеся из палеозойских НГМТ, и битумоиды

палеозойских НГМТ обладают значениями ABI более 1.1 (Oblasov et al., 2009; Обласов, 2010) или более 1.4 (Фадеева, 2013). В 200 образцах нефтей Каменной, Талинской и Ем-Еговской площадей (Oblasov et al., 2020) ABI низкий, что исключает вклад палеозойских НГМТ в нефтегазоносность Красноленинского свода. Палеозойские НГМТ на Красноленинском своде также обладают более высокой зрелостью (середина $МК_3$ – АК) (Конторович и др., 1995) по сравнению со зрелостью нефтей ($МК_1$ – начало $МК_3$) согласно настоящему исследованию и известным данным (Конторович и др., 1995).

Вывод новых молекулярных отношений позволяет более эффективно использовать имеющуюся на данный момент геохимическую информацию, тем самым увеличить обоснованность выводов. Использование только одного показателя типа ОВ имеет высокую погрешность, связанную как с лабораторным измерением площадей пиков соединений, так и с влиянием других факторов (зрелости ОВ, возраста и литологии НГМТ, степени биодеградации). С увеличением числа используемых показателей типа ОВ общая погрешность оценки типа ОВ уменьшается, так как погрешности каждого показателя компенсируются их количеством. Чем больше используется показателей типа ОВ и чем сильнее между ними корреляция, тем более обоснованы сделанные в ходе интерпретации выводы.

Новые молекулярные отношения особо важны для образцов, в которых удалось идентифицировать лишь малое количество молекулярных соединений. Такие образцы пришлось бы исключать из интерпретации либо искать такие молекулярные отношения, в которые входили бы только установленные молекулярные соединения. Чем больше будет молекулярных отношений, тем больше геологической информации можно будет извлечь.

Точность геохимического анализа непосредственно влияет на оценку перспективности недр. Существенный вклад тюменской НГМТ в нефтегазоносность юрского разреза Талинской террасы позволяет рассматривать смежные территории с большой мощностью юрского разреза в качестве перспективных объектов доразведки. То же касается и районов, где основным источником для юрского разреза является тутлеймская свита с нисходящей латеральной миграцией. В таких районах геологоразведочные работы необходимо проводить последовательно от менее к более погруженным пластам с постепенным удалением от места источника УВ (в нашем примере от Каменной вершины Красноленинского свода) до обнаружения территориальных пределов миграции. Знание расстояния нисходящей латеральной миграции позволяет повысить эффективность геологоразведочных работ.

Заключение

Рассмотрим сначала общие выводы, касающиеся цели работы. Аквагенный генезис нефтей Красноленинского свода был установлен ранее (Конторович и др., 1995; Гончаров и др., 2016б). В настоящей работе этот факт подтверждается материалами по Каменной вершине.

Нефти Каменной вершины из разных стратиграфических интервалов – меловых, юрских и доюрских – являются генетически связанными, то есть происходят из одной НГМТ.

Определена более высокая зрелость нефтей юрских и доюрских отложений по сравнению с нефтями меловых отложений (викуловской свиты).

Выявлено террагенное ОВ для большей части битумоидов тюменской свиты и аквагенное для меньшей части.

Знание только типа и зрелости ОВ не позволяет определить источник УВ изучаемых нефтей: битумоиды аквагенного происхождения с близкой или большей по сравнению с нефтями зрелостью присутствуют как в тюменской, так и в тутлеймской НГМТ. Для проведения корреляции нефть-НГМТ определены генетические параметры, на графиках которых существует две области, соответствующие двум разным источникам УВ. В одной области на графике расположены нефти Каменной вершины, их источником является тутлеймская НГМТ, во второй – нефти Талинской площади, источник их УВ – тюменская НГМТ. Нефти Ем-Еговской площади расположены между двумя областями, поэтому предполагается смешанный вклад тюменской и тутлеймской НГМТ. Выводы могут быть скорректированы после рассмотрения битумоидов шеркалинской и абалакской НГМТ.

Перейдем к более детальным выводам.

Обнаружены наиболее информативные показатели зрелости нефтей Каменной вершины – MPI-1, API, $Ts/(Ts+H_{30})$, $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$, $(t_{28}+t_{29})/(t_{28}+t_{29}+17a_hopanes)$, 4MDBT/(1MDBT+4MDBT), TA(I)/TA(I+II), MA(I)/MA(I+II).

Определены признаки миграции УВ из викуловской свиты Каменной вершины в вышележащие отложения: заниженное содержание более легких короткоцепочечных TA(I) и MA(I) относительно длинноцепочечных TA(II) и MA(II) по показателям TA(I)/TA(I+II) и MA(I)/MA(I+II) и утяжеленный изотопный состав углерода насыщенной фракции УВ $\delta^{13}C_{нас}$ по сравнению с нефтями юрских и доюрских пород.

Установлены эффективные индикаторы зрелости, используемые совместно для нефтей и битумоидов Каменной вершины, – это MPI-1, 2MP/(2MP+1MP), а также молекулярные отношения ln(2MP/1MDBT), ln(3MP/TA(I)), $\ln(Dh_{30}/H_{32})$, выделенные впервые на основе их корреляции с T_{max} и MPI-1. В основе этих показателей лежит меньшая термодинамическая стабильность молекулярных соединений, входящих в знаменатель, относительно соединений в числителе. Предлагаемые новые параметры позволяют с большей достоверностью оценивать катагенетическую преобразованность нефтей и битумоидов.

Обнаружены наиболее приемлемые геохимические параметры типа ОВ для ОВ и нефтей Каменной вершины – $H_{35}S/(H_{34}S+H_{35}S)$, $aa_{29}S/(aa_{27}S+aa_{29}S)$, $bb_{29}S/(bb_{27}S+bb_{29}S)$, $TA_{28}/(TA_{26}+TA_{27}+TA_{28})$, $\delta^{13}C_{асф}$, $\delta^{13}C_{сб.см}$, а также предлагаемые нами новые молекулярные отношения $Dh_{30}/(Dh_{30}+Ts)$, $t_{28}R/(t_{28}R+t_{24}+t_{25})$, $Dh_{30}/(Dh_{30}+reg_{27})$, $Dh_{30}/(Dh_{30}+t_{24}+t_{25})$, $Dh_{30}/(Dh_{30}+TA_{26}+TA_{27})$, $(t_{28}R+Dh_{30})/(t_{28}R+Dh_{30}+TA_{26}+TA_{27}+reg_{27})$, $bb_{27}S/(bb_{27}S+Ts)$.

Наблюдается отчетливое различие экстрактов пород тюменской и тутлеймской свит на графиках, где по оси *x* представлены параметры 4MDBT/(1MDBT+4MDBT), $Ts/(Ts+H_{30})$ и $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$, а по оси *y* – MPI-1. Первый график 4MDBT/(1MDBT+4MDBT) – MPI-1 ранее предложен в качестве генетического параметра Н. Обласовым (Обласов и др., 2020), а остальные два

рассматриваются впервые. Причина столь существенного отличия тюменской и тутлеймской свит по этим параметрам на Красноленинском своде до конца не ясна и является предметом будущих исследований.

Для подтверждения значимости предложенных впервые показателей типа и зрелости ОВ необходимо протестировать их применение на других геологических объектах: соседних участках, других месторождениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и других нефтегазоносных бассейнах мира. Чувствительность к катагенезу предлагаемых показателей зрелости нужно подтвердить также и другими исследованиями, например с помощью метода молекулярной механики или гидропиролиза, который активно проводится на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова.

Литература

Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» (2004). Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова, В.Г. Елисеев, В.И. Карасев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, Е.А. Тепляков, Ф.З. Хафизов, А.В. Шпильман, В.М. Южакова. Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 148 с.

Вторушина Э.А., Булатов Т.Д., Козлова Е.В., Кульков М.Г. (2022). Пиролитические критерии оценки степени термической зрелости органического вещества баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, (4), с. 53–63. http://dx.doi.org/10.31087/0016-7894-2022-4-53-63

Галимов Э.М. (1973). Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 384 с

Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В., Веклич М.А., Кашапов Р.С., Трушков П.В., Бахтина Е.С. (2016а). Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов. *Нефтяное хозяйство*, (10), с. 20–25.

Гончаров И.В., Фадеева С.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Веклич М.А. (2016б). Роль различных видов миграции углеводородов в формировании залежей нефти и газа в Западной Сибири (на основе геохимических данных). *Нефтяное хозяйство*, (4), с. 12–17.

Забродина М.А., Арефьев О.А., Макушина В.И., Петров А.А. (1978). Химические типы и превращения нефтей в природе. *Нефтехимия*, 18(2), с. 280–289.

Кашапов Р.С., Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Трушков П.В. (2015). К вопросу о погрешностях метода Rock-Eval. *Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований,* 10(5), с. 866–873.

Конторович А.Э., Андрусевич В.Е., Афанасьев С.А., Вакуленко С.А., Данилова В.П., Злобина О.Н., Ильина В.И., Левчук М.А., Казанский Ю.П., Казарбин В.В., Карогодин Ю.Н., Москвин В.И., Меленевский В.Н., Солотчина Э.П., Фомин А.Н., Шурыгин Б.Н. (1995) Геология и условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтенакопления в континентальных отложениях нижней юры (Западная Сибирь). *Геология и геофизика*, 36(6), с. 5–28.

Конторович А.Э., Стасова О.Ф. (1978). Типы нефтей в осадочной оболочке Земли. *Геология и геофизика*, 19(8), с. 3–13.

Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Ли Г., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. (1999). Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне. *Геология и геофизика*, 40(11), с. 1676–1693.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012.

Конторович А.Э., Костырева Е.А. (2015). Органическая геохимия битумоидов баженовской свиты центральных районов Западной Сибири. *Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: Материалы Всерос. науч.-практ. конф.* Якутск: Ахсаан, с. 150–154.

Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. (2018). Геохимия битумоидов баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, 2018(2), с. 79–88.

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С., Бурштейн Л.М., Исмагилов З.Р., Ефимова О.С., Костырева Е.А., Лемина Н.М., Рыжкова С.В., Созонов С.А., Фомин А.Н., Лившиц В.Р. (2019). Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта. *Геохимия,* 64(6), с. 585–593. http://dx.doi.org/10.31857/S0016-7525646585-593

Обласов Н.В. (2010). Геохимия углистого органического вещества и его роль в формировании месторождений нефти и газа на территории Томской области: Автореф. дис. канд. геол.-минер. наук. Томск: ТПУ, 21 с.

Обласов Н.В., Гончаров И.В., Веклич М.А., Фадеева С.В. (2020). Генетическая типизация флюидов из залежей юрского и доюрского нефтегазоносных комплексов Красноленинского месторождения. *Труды XXIV Межд. симпозиума им. акад. М.А. Усова, посвящ. 75-летию Победы в Великой Отечественной войне: Проблемы геологии и освоения недр*. Томск: ТПУ, с. 102–103.

Обласов Н.В., Гончаров И.В., Эфтор И.В. (2021). Использование относительного распределения соединений нафталинов в качестве показателя термической зрелости органического вещества на примере экстрактов пород баженовской свиты и нефтей Красноленинского свода. *Труды XXV Междунар. симпозиума им. акад. М.А. Усова, посвящ. 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета: Проблемы геологии и освоения недр*. Томск: ТПУ, с. 161–163.

Обласов Н.В., Гончаров И.В., Эфтор И.В. (2022). Геохимия нефтей и газов Красноленинского месторождения и поиск их источников (Западная Сибирь, Россия). *Материалы 2-й Всерос. науч. конф., посвящ. 120-летию со дня рожд. чл.-корр. АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рожд. засл. геолога РСФСР, проф. С.Г. Неручева: Успехи органической геохимии.* Новосибирск: ИПЦ НГУ, с. 178–181. http://dx.doi.org/10.25205/978-5-4437-1312-0-178-181

Осипов К.О., Абля Э.А., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Суслова А.А., Антонов А.П. (2022). Выявление особенностей органического вещества нефтей и нефтегазоматеринских толщ путём сопоставления результатов геохимического анализа со статистическим анализом, основанным на методах машинного обучения (на примере одного из месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна). *Георесурсы*, 24(2), с. 217–229. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.20

Самойленко В.В. (2011). Геохимия органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов. Автореф. дис. канд. геол.-минер. наук. Томск: ТПУ, 22 с.

Ступакова А.В. (2011). Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. *Геология нефти и газа*, (6), с. 99–115.

Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г., Борисов Р.С., Калмыков Г.А. (2019). Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров. *Георесурсы*, 21(2), с. 172–182. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182

Тихонова М.С., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Видищева О.Н., Хомячкова И.О., Большакова М.А., Рязанова Т.А., Сауткин Р.С., Калмыков Г.А. (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

Alexander R., Strachan M.G., Kagi R.I., van Gronswijk W. (1986). Heating rate effects on aromatic maturity indicators. *Organic Geochemistry*, 10(4–6), pp. 997–1003. http://dx.doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80038-9

Barton D.C. (1934). Natural History of the Gulf Coast Crude Oil. Problems of Petroleum Geology. Wrather W.E., Lahee F.H., pp. 109–155. http://dx.doi.org/10.1306/SV6334C10

Behar F., Beaumont V., De B. Penteado H.L. (2001). Rock-Eval 6: Technology: Performances and Developments. *Oil & Gas Science and Technology – Revue de l IFP,* 56(2), pp. 111–134. http://dx.doi.org/10.2516/ogst:2001013

Bourbonniere R.A., Meyers P.A. (1996). Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of Lakes Ontario and Erie. *Limnology and Oceanography,* 41(2), pp. 352–359. https://doi.org/10.4319/lo.1996.41.2.0352

Bray E.E., Evans E.D. (1961). Distribution of *n*-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22(1), pp. 2–15. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(61)90069-2

Brooks J., Gould K., Smith J. (1969). Isoprenoid Hydrocarbons in Coal and Petroleum. *Nature*, 222, pp. 257–259. http://dx.doi.org/10.1038/222257a0

Cassani F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C., Ehrmann U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 13(1–3), pp. 73–80. http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7

Connan J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum lipids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(1), pp. 1–23. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8

Cornford C., Needham C.E.J., de Walque L. (1986). Geochemical habitat of North Sea oils. *Habitat of Hydrocarbons on the Norwegian Continental Shelf*, Graham & Trotman, pp. 39–54.

Durand B. (1980). Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. Paris: Editions Technip, 519 p.

Ensminger A., Albrecht P., Ourisson G., Tissot B. (1977). Evolution of polycyclic alkanes under the effect of burial (Early Toarchian shales, Paris Basin). *Advances in Organic Geochemistry, 1975: actas del 7*. Madrid: ENADIMSA, pp. 45–52.

Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Nosova S.V. (2005). MDBT ratio as an instrument for estimation of transformation ratio organic matter of Bazhenov formation of Western Siberia (Russia). *The 22th Int. Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts,* pp. 88–89.

Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V. (2014). Prospects of Shale Oil Bazhenov Formation in the South-East of Western Siberia. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition (14ROGC)*, Moscow, pp. 1–11. http://dx.doi.org/10.2118/171170-MS

Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Veklich M.A., Zherdeva A.V., Shadrina E.S. (2019). Carbon Isotopic Composition of Extracts from the Rocks of the Bazhenov Formation of Various Catagenesis. *The 29th Int. Meeting on Organic Geochemistry*, pp. 1–2. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902916

Goncharov I.V., Samoilenko V.V., van Graas G.W., Trushkov P.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Sidorov D.A. (2021). Petroleum generation and migration in the southern Tyumen region, Western Siberia Basin, Russia. *Organic Geochemistry*, 152, 104178. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2020.104178

Huang W.-Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), pp. 739–745. https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6

Hughes W.B., Holba A.G., Miller D.E., Richardson J.S. (1985). Geochemistry of greater Ekofisk crude oils. *Petroleum Geochemistry in Exploration of the Norwegian Shelf*, pp. 75–92. http://dx.doi.org/10.1007/978-94-009-4199-1_5

Kolaczkowska E., Slougui N.-E., Watt D.S., Marcula R.E. and Moldowan J.M. (1990). Thermodynamic stability of various alkylated, dealkylated and rearranged 17a- and 17b-hopane isomers using molecular mechanics calculations. *Organic Geochemistry*, 16(4–6), pp. 1033–1038. http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(90)90140-U

Kuo L-C. (1994). An experimental study of crude oil alteration in reservoir rocks by water washing. *Organic Geochemistry,* 21(5), pp. 465–479. http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(94)90098-1

Mackenzie A.S., Patience R.L., Maxwell J.R. (1980). Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France–I. Changes in the configurations of acyclic isoprenoid alkanes, steranes and triterpanes. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 44(11), pp. 1709–1721. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(80)90222-7

Mackenzie A.S., Hoffman C.F., Maxwell J.R. (1981). Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France–III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 45(8), pp. 1345–1355. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(81)90227-1

Mackenzie A.S. (1984). Applications of Biological Markers in Petroleum Geochemistry. Brooks J., Welte D. (Eds.). *Advances in Petroleum Geochemistry,* Vol. 1, Acad. Press, pp. 115–214. http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-032001-1.50008-0

Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J. (1985). Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG Bulletin*, 69(8), pp. 1255–1268. http://dx.doi.org/10.1306/AD462BC8-16F7-11D7-8645000102C1865D

Moldowan J.M., Sundararaman P., Schoell M. (1986). Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/or source input in the Lower Toarcian of SW-Germany. *Organic Geochemistry,* 10(4–6), pp. 915–926. http://dx.doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80029-8

Moldowan J.M., Lee C.Y., Sundararaman P., Salvatori T., Alajbeg A., Gjukic B., Demaison G.J. (1989). Source correlation and maturity assessment of select oils and rocks from the Central Adriatic Basin (Italy and Yugoslavia). *Preprints American Chemical Society, Division of Petroleum Chemistry*, 34(1), pp. 112–121.

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Nosova S.V. (2007). Benzonaphthofuran ratio as a new thermal maturity parameter for coals and correlation tool. *The 23rd Int. Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts,* pp. 569–570.

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Ostroukhov S.B., Samoylenko V.V., Fadeeva S.V. (2009). Alkylbenzenes composition as a possible age-related indicator. *The 24th Int. Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts,* pp. 425.

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Eftor I.V., Veklich M.A., Chudinova M.A., Zherdeva A.V., Fadeeva S.V., Samoilenko V.V. (2021). Oils and gases of the Krasnoleninsky field and the searching for their source rocks (Western Siberia, Russia). *The 30th Int. Meeting on Organic Geochemistry*, pp. 1–2. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202134120

Palmer S.E. (1984). Effect of Water Washing on C15+ Hydrocarbon Fraction of Crude Oils from Northwest Palawan, Philippines. *AAPG Bulletin*, 68(2), pp. 137–149. http://dx.doi.org/10.1306/AD4609EA-16F7-11D7-8645000102C1865D

Peters K.E., Moldowan J.M., Sunararaman P. (1990). Effects of hydrous pyrolysis on biomarker thermal maturity parameters: Monterey Phosphatic and Siliceous members. *Organic Geochemistry,* 15(3), pp. 249–265

Peters K.E., Moldowan J.M. (1991). Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic Geochemistry*, 17(1), pp. 47–61

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The Biomarker Guide-Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. New Jersey: Prentice Hall, 363 p.

Peters K.E., Kontorovich A.E., Huizinga B.J., Moldovan J.M., Lee C.Y. (1994). Multiple oil families in the West Siberian Basin. *AAPG Bulletin,* 78(6), pp. 893–909. http://dx.doi.org/10.1306/A25FE3DD-171B-11D7-8645000102C1865D

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The Biomarker Guide. Vol. 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. New York: Cambridge Univ. Press, 704 p.

Philippi G.T. (1965). On the depth, time and mechanism of petroleum generation. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 29(9), pp. 1021–1049. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(65)90101-8

Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1982). Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: Relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter. *Geochimica et Cosmichimica Acta,* 46(1), pp. 1–10. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(82)90285-X

Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1986). Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. *Organic Geochemistry*, 10(1–3), pp. 51–63. http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(86)90008-2

Samoilenko V.V., Goncharov I.V., Trushkov P.V., Oblasov N.V., Veklich M.A., Fadeeva S.V., Kashapov R.S., Litvinova A.E. (2021). Petroleum Generation and Migration in the South of Western Siberia, Russia. *The 30th International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG 2021)*, pp. 1–2. http://dx.doi.org/10.3997/2214-4609.202134157

Scalan R.S., Smith J.E. (1970). An improved measure of the odd-even predominance in the normal alkanes of sediment extracts and petroleum. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 34(5), pp. 611–620. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(70)90019-0

Seifert W.K., Moldowan J.M. (1978). Application of steranes, terpanes and monoaromatics to maturation, migration and source of crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 42(1), pp. 77–95. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(78)90219-3

Seifert W.K. (1978). Steranes and terpanes in kerogen pyrolysis for correlation of oils and source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 42(5), pp. 473–484. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(78)90197-7

Seifert W.K., Moldowan J.M., Demaison G.J. (1984). Source correlation of biodegraded oils. *Organic Geochemistry,* 6, pp. 633–643. http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(84)90085-8

Volkman J.K., Alexander R., Kagi R.I., Noble R.A. (1983). A geochemical reconstruction of oil generation in the Barrow Sub-basin of Western Australia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 47(12), pp. 2091–2105. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(83)90034-0

Wardroper A.M., Hoffmann C.F., Maxwell J.R., Barwise A.J.G., Goodwin N.S., Park P.J.D. (1984). Crude oil biodegradation under simulated and natural conditions–II. Aromatic steroid hydrocarbons. *Organic Geochemistry,* 6, pp. 605–617. http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(84)90083-4

Сведения об авторах

Константин Олегович Осипов – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

e-mail: k.osipov@oilmsu.ru

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Энвер Алексеевич Абля – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Елизавета Андреевна Краснова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; старший научный сотрудник Института геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119192, Москва, Ломоносовский пр-т, д. 27, к.1

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119192, Москва, Ломоносовский пр-т, д. 27, к.1

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Маргарита Станиславовна Тихонова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119192, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1

Статья поступила в редакцию 05.04.2023;
Принята к публикации 16.06.2023;
Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Oil sources of the Krasnoleninskoe field

K.O. Osipov, M.A. Bolshakova, E.A. Ablya, E.A. Krasnova, R.S. Sautkin, A.A. Suslova, A.G. Kalmykov, M.S. Tikhonova*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Konstantin O. Osipov, e-mail: k.osipov@oilmsu.ru*

Abstract. There is no consensus on the role of different source rocks (SRs) in the formation of the Krasnoleninskoe field. The main Upper Jurassic-Early Cretaceous SR of Western Siberia is represented on the Krasnoleninsky arch by the Tutleim formation (fm) (J_{3tt}–K_{1v}). It is overlain by argillaceous rocks of the Frolov fm (K_{1v}–K_{1a}), underlain by the Abalak (J_{2cl}–J_{3km}), Tyumen (J_{2a-b}), Sherkalin (J_1) formations and folded pre-Jurassic basement. All these formations potentially contain SR layers. The purpose of the article is to determine the sources of oil in the Krasnoleninskoe field by comparing oils with SRs and to determine of the history of oil composition formation. Based on a review of known geochemical parameters and the results of statistical analysis new molecular parameters for determining the type of organic matter (OM) and its maturity are proposed. A secondary processes of the oils of the Vikulov fm of the Kamennaya crest has been established, which is associated with the migration of hydrocarbons from the Vikulov fm to the overlying deposits. It is shown that the oils of the Vikulov fm of Kamennaya crest were formed from the SR, which was at the MC_2 substage during the generation of hydrocarbons, and the oils of the Jurassic and pre-Jurassic deposits were formed on the end of MC_2-beginning of MC_3 substages. It was determined that the oils of Kamennaya crest have aquatic initial OM, aquatic OM was found in the Tutleim and Tyumen SRs. According to the criteria of OM type and its maturity, the source of Kamennaya crest oils cannot be determined; therefore, genetic features of the difference between the aquatic OM of the Tyumen and Tutleim formations were found. These features made it possible to estimate the source of oils for different parts of the Krasnoleninskoe field: for Kamennaya crest the Tutleim fm, for the Talinskaya area the Tyumen fm, for the Em-Egovskaya area, the Tyumen and Tutleim formations. Estimation of the contribution of the Sherkalin and Abalak SRs to the formation of hydrocarbon accumulations is beyond the scope of current work.

Keywords: Western Siberia, Krasnoleninsky field, geochemical (molecular, isotopic, pyrolytic) parameters, maturity of organic matter, type of organic matter, oil source, Tyumen formation, Tutleim formation

Recommended citation: 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). Oil sources of the Krasnoleninskoe field. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 161–182. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.12

References

Alexander R., Strachan M.G., Kagi R.I., van Gronswijk W. (1986). Heating rate effects on aromatic maturity indicators. *Organic Geochemistry*, 10(4–6), pp. 997–1003. http://dx.doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80038-9

Barton D.C. (1934). Natural History of the Gulf Coast Crude Oil. Problems of Petroleum Geology. Wrather W.E., Lahee F.H., pp. 109–155. http://dx.doi.org/10.1306/SV6334C10

Behar F., Beaumont V., De B. Penteado H.L. (2001). Rock-Eval 6: Technology: Performances and Developments. *Oil & Gas Science and Technology – Revue de l IFP,* 56(2), pp. 111–134. http://dx.doi.org/10.2516/ogst:2001013

Bourbonniere R.A., Meyers P.A. (1996). Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of Lakes Ontario and Erie. *Limnology and Oceanography,* 41(2), pp. 352–359. https://doi.org/10.4319/lo.1996.41.2.0352

Bray E.E., Evans E.D. (1961). Distribution of *n*-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22(1), pp. 2–15. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(61)90069-2

Brooks J., Gould K., Smith J. (1969). Isoprenoid Hydrocarbons in Coal and Petroleum. *Nature*, 222, pp. 257–259. http://dx.doi.org/10.1038/222257a0

Cassani F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C., Ehrmann U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 13(1–3), pp. 73–80. http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7

Connan J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum lipids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(1), pp. 1–23. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8

Cornford C., Needham C.E.J., de Walque L. (1986). Geochemical habitat of North Sea oils. *Habitat of Hydrocarbons on the Norwegian Continental Shelf*, Graham & Trotman, pp. 39–54.

Durand B. (1980). Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. Paris: Editions Technip, 519 p.

Ensminger A., Albrecht P., Ourisson G., Tissot B. (1977). Evolution of polycyclic alkanes under the effect of burial (Early Toarchian shales, Paris Basin). *Advances in Organic Geochemistry, 1975: actas del 7*. Madrid: ENADIMSA, pp. 45–52.

Galimov E.M. (1973). Carbon isotopes in oil and gas geology. Moscow: Nedra, 384 p. (In Russ.)

Geology and oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. Atlas (2004). Ed. E.A. Akhpatelov, V.A. Volkov, V.N. Goncharova, V.G. Eliseev, V.I. Karasev, A.G. Mukher, G.P. Myasnikova, E.A. Teplyakov, F.Z. Khafizov, A.V. Shpilman, V.M. Yuzhakova. Ekaterinburg: IzdatNaukaServis, 148 p. (In Russ.)

Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Nosova S.V. (2005). MDBT ratio as an instrument for estimation of transformation ratio organic matter of Bazhenov formation of Western Siberia (Russia). *The 22th Int. Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts,* pp. 88–89.

Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V. (2014). Prospects of Shale Oil Bazhenov Formation in the South-East of Western Siberia. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition (14ROGC)*, Moscow, pp. 1–11. http://dx.doi.org/10.2118/171170-MS

Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Trushkov P.V., Bakhtina E.S. (2016a). Types and catagenesis of organic matter of the Bazhenov Formation and its age analogues. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2016(10), pp. 20–25. (In Russ.)

Goncharov I.V., Fadeeva S.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Veklich M.A. (2016b). The role of various types of hydrocarbon migration in the formation of oil and gas deposits in Western Siberia (based on geochemical data). *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (4), pp. 12–17. (In Russ.)

Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Veklich M.A., Zherdeva A.V., Shadrina E.S. (2019). Carbon Isotopic Composition of Extracts from the Rocks of the Bazhenov Formation of Various Catagenesis. *The 29th Int. Meeting on Organic Geochemistry*, pp. 1–2. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902916

Goncharov I.V., Samoilenko V.V., van Graas G.W., Trushkov P.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Sidorov D.A. (2021). Petroleum generation and migration in the southern Tyumen region, Western Siberia Basin, Russia. *Organic Geochemistry*, 152, 104178. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2020.104178

Huang W.-Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), pp. 739–745. https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6

Hughes W.B., Holba A.G., Miller D.E., Richardson J.S. (1985). Geochemistry of greater Ekofisk crude oils. *Petroleum Geochemistry in Exploration of the Norwegian Shelf*, pp. 75–92. http://dx.doi.org/10.1007/978-94-009-4199-1_5

Kashapov R.S., Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Trushkov P.V. (2015). Accuracy of Rock-Eval method. *International journal of applied and fundamental research*, 10(5), pp. 866–873. (In Russ.)

Kolaczkowska E., Slougui N.-E., Watt D.S., Marcula R.E. and Moldowan J.M. (1990). Thermodynamic stability of various alkylated, dealkylated and rearranged 17a- and 17b-hopane isomers using molecular mechanics calculations. *Organic Geochemistry*, 16(4–6), pp. 1033–1038. http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(90)90140-U

Kontorovich A.E., Stasova O.F. (1978). Types of oils in sedimentary Earth cover. *Geologiya i Geophysica*, 19(8), pp. 3–13. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Andrusevich V.E., Afanas'ev S.A., Vakulenko S.A., Danilova V.P., Zlobina O.N., Il'ina V.I., Levchuk M.A., Kazanskiy Yu.P., Kazarbin V.V., Karogodin Yu.N., Moskvin V.I., Melenevskiy V.N., Solotchina E.P., Fomin A.N., Shurygin B.N. (1995). Geology and conditions for the formation of the giant Talin gas-oil accumulation zone in the Lower Jurassic continental deposits (Western Siberia). *Geologiya i Geophysica*, 36(6), pp. 5–28. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Bakhturov S.F., Basharin A.K. et al. (1999). Different-aged kitchens of naphthide formation and naphthide accumulation in the North Asian Craton. *Geologiya i Geophysica*, 40(11), pp. 1676–1693. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moscvin V.I., Yan P.A. (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., Kostyreva E.A. (2015). Organic geochemistry of bitumoids of the Bazhenov formation in the central regions of Western Siberia. *Proc. All-Russian Scientific and Practical Conference: Black shales: geology, lithology, geochemistry, significance for the oil and gas complex, prospects for use as an alternative petroleum*. Yakutsk: Akhsaan, pp. 150–154. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Rodyakin S.V., Sotnich I.S., Yan P.A. (2018). Geochemistry of bitumoids of the Bazhenov formation. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, (2), pp. 79–88. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Borisova L.S., Burshteyn L.M., Ismagilov Z.R., Efimova O.S., Kostyreva E.A., Lemina N.M., Ryzhkova S.V., Sozonov S.A., Fomin A.N., Livshits V.R. (2019). Geochemistry and catagenetic transformations of kerogen of the Bazhenov horizon. *Geochem. Int.,* (57), 621–634. https://doi.org/10.1134/S0016702919060028

Kuo L-C. (1994). An experimental study of crude oil alteration in reservoir rocks by water washing. *Organic Geochemistry,* 21(5), pp. 465–479. http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(94)90098-1

Mackenzie A.S., Patience R.L., Maxwell J.R. (1980). Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France–I. Changes in the configurations of acyclic isoprenoid alkanes, steranes and triterpanes. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 44(11), pp. 1709–1721. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(80)90222-7

Mackenzie A.S., Hoffman C.F., Maxwell J.R. (1981). Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France–III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 45(8), pp. 1345–1355. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(81)90227-1

Mackenzie A.S. (1984). Applications of Biological Markers in Petroleum Geochemistry. Brooks J., Welte D. (Eds.). *Advances in Petroleum Geochemistry,* Vol. 1, Acad. Press, pp. 115–214. http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-032001-1.50008-0

Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J. (1985). Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG Bulletin*, 69(8), pp. 1255–1268. http://dx.doi.org/10.1306/AD462BC8-16F7-11D7-8645000102C1865D

Moldowan J.M., Sundararaman P., Schoell M. (1986). Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/or source input in the Lower Toarcian of SW-Germany. *Organic Geochemistry,* 10(4–6), pp. 915–926. http://dx.doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80029-8

Moldowan J.M., Lee C.Y., Sundararaman P., Salvatori T., Alajbeg A., Gjukic B., Demaison G.J. (1989). Source correlation and maturity assessment of select oils and rocks from the Central Adriatic Basin (Italy and Yugoslavia). *Preprints American Chemical Society, Division of Petroleum Chemistry*, 34(1), pp. 112–121.

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Nosova S.V. (2007). Benzonaphthofuran ratio as a new thermal maturity parameter for coals and correlation tool. *The 23rd Int. Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts,* pp. 569–570.

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Ostroukhov S.B., Samoylenko V.V., Fadeeva S.V. (2009). Alkylbenzenes composition as a possible age-related

indicator. *The 24th Int. Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts,* pp. 425.

Oblasov N.V. (2010). Geochemistry of coaly organic matter and its role in the formation of oil and gas deposits in the Tomsk region. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Tomsk: TPU, 21 p. (In Russ.)

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Veklich M.A., Fadeeva S.V. (2020). Genetic typification of hydrocarbon fluids from the deposits of the Jurassic and pre-Jurassic oil and gas complexes of the Krasnoleninskoye field. *Proc. XXIV International Symposium named after academician M. A. Usov, dedicated to the 75th anniversary of the Victory in the Great Patriotic War: Problems of geology and development of subsurface resources.* Tomsk: TPU, pp. 102–103. (In Russ.)

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Eftor I.V. (2021). Using the relative distribution of naphthalene compounds as an indicator of the thermal maturity of organic matter on the example of extracts of rocks of the Bazhenov formation and oils of the Krasnolenin arch. *Proc. 25th International Scientific Symposium, devoted to the 120 anniversary of mining education in Siberia and the 125-th anniversary since Tomsk Polytechnic University foundation: Problems of geology and subsurface development*. Tomsk: TPU, p. 161–163.

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Eftor I.V., Veklich M.A., Chudinova M.A., Zherdeva A.V., Fadeeva S.V., Samoilenko V.V. (2021). Oils and gases of the Krasnoleninsky field and the searching for their source rocks (Western Siberia, Russia). *The 30th Int. Meeting on Organic Geochemistry*, pp. 1–2. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202134120

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Eftor I.V. (2022). Oil and gas geochemistry and source rock searching in Krasnoleninsky field (Western Siberia, Russia). *Proc. All-Russian Scientific Conference with the participation of foreign scientists dedicated to the 120th anniversary of Nikolai B. Vassoyevich, Corresponding member of the USSR Academy of Sciences, and the 95th anniversary of Sergei G. Neruchev, Professor, Honored Geologist of the Russian Soviet Socialist Republic: Advances in Organic Geochemistry.* Novosibirsk: PPC NSU, pp. 178–181. (In Russ.)

Osipov K.O., Stoupakova A.V., Ablya E.A., Sautkin R.S., Bolshakova M.A., Suslova A.A., Antonov A.P. (2022). Identification of the features of the organic matter of oils and source rocks based on a comparison of the results of geochemical analysis with statistical analysis built upon machine learning methods: the case of one field of the West Siberian basin. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 217–229. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.20

Palmer S.E. (1984). Effect of Water Washing on C15+ Hydrocarbon Fraction of Crude Oils from Northwest Palawan, Philippines. *AAPG Bulletin*, 68(2), pp. 137–149. http://dx.doi.org/10.1306/AD4609EA-16F7-11D7-8645000102C1865D

Peters K.E., Moldowan J.M., Sunararaman P. (1990). Effects of hydrous pyrolysis on biomarker thermal maturity parameters: Monterey Phosphatic and Siliceous members. *Organic Geochemistry,* 15(3), pp. 249–265

Peters K.E., Moldowan J.M. (1991). Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic Geochemistry*, 17(1), pp. 47–61

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The Biomarker Guide-Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. New Jersey: Prentice Hall, 363 p.

Peters K.E., Kontorovich A.E., Huizinga B.J., Moldovan J.M., Lee C.Y. (1994). Multiple oil families in the West Siberian Basin. *AAPG Bulletin,* 78(6), pp. 893–909. http://dx.doi.org/10.1306/A25FE3DD-171B-11D7-8645000102C1865D

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The Biomarker Guide. Vol. 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. New York: Cambridge Univ. Press, 704 p.

Philippi G.T. (1965). On the depth, time and mechanism of petroleum generation. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 29(9), pp. 1021–1049. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(65)90101-8

Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1982). Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: Relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter. *Geochimica et Cosmichimica Acta,* 46(1), pp. 1–10. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(82)90285-X

Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1986). Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. *Organic Geochemistry*, 10(1–3), pp. 51–63. http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(86)90008-2

Samoilenko V.V. (2011). Geochemistry of organic matter in deposits of the Bazhenov Formation (the southeastern part of Western Siberia) and their genetic connection with fluids. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Tomsk: TPU, 22 p. (In Russ.)

Samoilenko V.V., Goncharov I.V., Trushkov P.V., Oblasov N.V., Veklich M.A., Fadeeva S.V., Kashapov R.S., Litvinova A.E. (2021). Petroleum Generation and Migration in the South of Western Siberia, Russia. *The 30th International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG 2021)*, pp. 1–2. http://dx.doi.org/10.3997/2214-4609.202134157

Scalan R.S., Smith J.E. (1970). An improved measure of the odd-even predominance in the normal alkanes of sediment extracts and petroleum. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 34(5), pp. 611–620. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(70)90019-0

Seifert W.K., Moldowan J.M. (1978). Application of steranes, terpanes and monoaromatics to maturation, migration and source of crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 42(1), pp. 77–95. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(78)90219-3

Seifert W.K. (1978). Steranes and terpanes in kerogen pyrolysis for correlation of oils and source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta,* 42(5), pp. 473–484. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(78)90197-7

Seifert W.K., Moldowan J.M., Demaison G.J. (1984). Source correlation of biodegraded oils. *Organic Geochemistry,* 6, pp. 633–643. http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(84)90085-8

Stoupakova A.V. (2011). Structure and petroleum potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 6, pp. 99–115. (In Russ.)

Tikhonova M.S., Ivanova D.A., Kalmykov A.G., Borisov R.S., Kalmykov G.A. (2019). Methods of step extraction of rocks of high-carbon formations for the study of the component distribution of bitumen and variability of their basic geochemical parameters. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 172–182. (In Russ.) https:// doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182 (In Russ.)

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-bearing strata of the Kamennaya crest of the Krasnoleninsky arch (Western Siberia). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 158–169. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.16

Volkman J.K., Alexander R., Kagi R.I., Noble R.A. (1983). A geochemical reconstruction of oil generation in the Barrow Sub-basin of Western Australia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 47(12), pp. 2091–2105. http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(83)90034-0

Vtorushina E.A., Bulatov T.D., Kozlova E.V., Kul'kov M.G. (2022). Pyrolytic criteria for assessing the degree of thermal maturity of the organic matter of the Bazhenov Formation. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 4, pp. 53–63. (In Russ.) DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-53-63.

Wardroper A.M., Hoffmann C.F., Maxwell J.R., Barwise A.J.G., Goodwin N.S., Park P.J.D. (1984). Crude oil biodegradation under simulated and natural conditions–II. Aromatic steroid hydrocarbons. *Organic Geochemistry,* 6, pp. 605–617. http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(84)90083-4

Zabrodina M.A., Aref'ev O.A., Makushina V.I., Petrov A.A. (1978). Chemical types and transformations of oils in nature. *Neftekhimiya*, 18(2), pp. 280–289. (In Russ.)

About the Authors

Konstantin O. Osipov – PhD student, Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: k.osipov@oilmsu.ru

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Enver A. Ablya – PhD (Geology and Mineralogy), Assistant Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elizaveta A. Krasnova – PhD (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

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anton G. Kalmykov – PhD (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Margarita S. Tikhonova – Engineer of the Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 5 April 2023;
Accepted 16 June 2023; Published 30 June 2023

ГЕОРЕСУРСЫ И ФИЛАТЕЛИЯ: Основы геологической практики

Почтовые марки и сопутствующий им филателистический материал по-прежнему являются витриной государства для демонстрации своих приоритетов.

На сегодняшний день в мире выпущено более 1,3 млн марок. Многие из них – с инженерными и научными сюжетами. Идея использовать почтовые миниатюры в качестве иллюстративного или дидактического материала в образовании не нова[1]. Но не для всякого раздела геологической науки такая задача выполнима. Для минералогии, возможно, легче: «запасы» такой филаруды (марки, открытки, конверты, спецгашения) оцениваются в 5000 шт. Большое количество объясняется природной красотой минералов и, как следствие, коммерческой привлекательностью подобных выпусков. Благодатная филателистическая почва имеется и для геоморфологической темы: пейзажи – естественно, популярнейший сюжет.

Поэтому найти и поместить в коллекцию удачную картинку по интересующей и достаточно редкой теме – особый спортивный азарт коллекционера. Задача, обратная дидактической, – порадовать профессионалов некоторыми удачными графическими решениями – вполне локальна и имеет свой релаксирующий эффект.

В публикуемой подборке* лишь обозначены условные четыре блока геологии: Строение Земли, Сбор геологического материала, Геологические исследования, Горючие полезные ископаемые. Но каждая марка открывает целую главу, которую также возможно осветить средствами филателии.

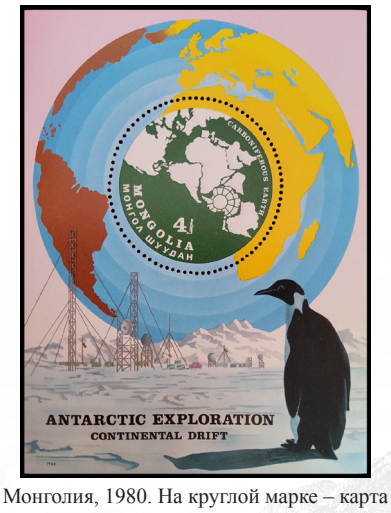
1. Строение Земли

Георесурсы, 2023. Простая и понятная древнеиндийская модель Верхнего Мира. Подобная марка, к сожалению, пока не встретилась.

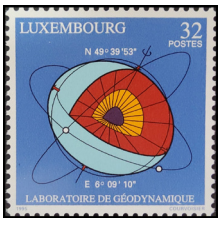
Саудовская Аравия, 1977. Земной диск на карте 1154 г. Аль-Идриса, марокканского картографа. В центре диска – Мекка.

Бельгия, 1994. Теолог Ж.Леметр, автор идеи Большого Взрыва. Предположил, что Вселенная возникла из одного, но очень тяжелого атома.

Германия, 1980. Первым, кто обратил внимание, что материки, как пазлы, имеют схожие очертания, был А. Вегенер, считавший, что «вначале была Пангея».



Монголия, 1980. На круглой марке – карта южного полушария в каменноугольном периоде.



Люксембург, 1995. Большая филателистическая честь – выпуск по случаю 27-летия Европейского центра геодинамики и сейсмологии в Вальферданже.

ЮАР, 1991. Александр Дю-Тойт: «Да, материки блуждают, но вначале были Гондвана и Лавразия».

Испания, 1995. Сувенирный выпуск. Ядро Земли почти остановило вращение и может начать вращаться в другую сторону.

Микронезия, 1999. Знаменитый сейсмоскоп Чжан Хэна. Первое обнаруженное им землетрясение произошло 13 декабря 134 года и имело силу 7 баллов.

Тонга, 1985. Глубоководный желоб Тонга ($H_{макс}$ = 10800 м) – место, где кора ныряет под мантию – объект сейсмического исследования

Хорватия, 2007. 150 лет А. Мохоровичичу. Марка, как наглядное пособие: обозначены все геосферные оболочки.

[1] Фельдман В.И. (МГУ, д.г.-м.н,), Кац А.Г. (геолог и коллекционер). Геология в филателии. М.: Земля. 2000. https://www.geokniga.org/books/10849

Из коллекции В.В. Соколова

e-mail: filagr@list.ru

2. Сбор геологического материала

Геология возникла тогда, когда наш умелый предок стал выбирать камни по подходящим свойствам:

С. Корея, 1998. Первому орудию – базальтовому чопперу – два миллиона лет.

Япония, 1999. Скребок из обсидиана и рубила из кремня.

Зимбабве, 1990. Зернотерка из песчаника.

Испания, 1967. Живописи Эль-Кастильо 40800 лет. Смесь каолина и гематита разбрызгивалась на руки ртом.

Новая Зеландия, 1984. Из серии «50 лет отечественных исследований Антарктиды». Находка окаменелости Glossopteris, свидетельствующая о некогда тёплом климате.

Экваториальная Гвинея, 1972. Традиционный способ сбора образцов пород на лунной поверхности.

Тувалу, 1977. Отбор проб бурением с целью проверки теории Дарвина о происхождении коралловых рифов. Глубина моря – 30 м, забой – 40 м.

Россия, 2003. 1990 г. – начало международного проекта по бурению скважины 5Г. Окончание запланировано на 2023 г. Размеры подледникового озера Восток – 250x50 км, глубина – 3770 м. Возраст ледяного керна – 500 млн лет.

Французские Юж. и Антарк. терр., 1994. НИС «Marion Dufresne». Тысячный отбор пробы керноотборником на кабеле. Забой – 35 м.

Зап. Берлин, 1971. Исследования шлифов в поляризованном свете под микроскопом.

Испания, 1994. Образцы минералов из коллекции музея «Geominero» в Мадриде. На купонах – главный зал музея. Вход в музей бесплатный.

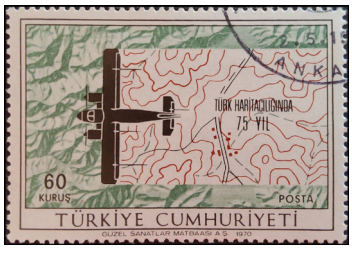
Китай, 1966, Сканирующий электронный микроскоп.

СССР, 1976. Совместный с ГДР эксперимент по многозональному фотографированию земной поверхности с целью исследования георесурсов.

*Из коллекции В.В. Соколова

e-mail: filagr@list.ru

3. Геологические исследования



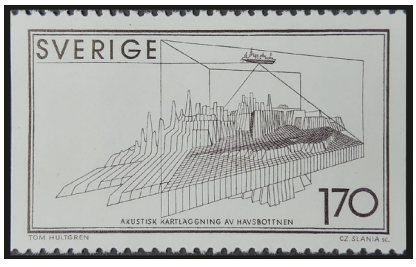
Турция, 1970. Аэрофотосъемка – топографическая карта – основа для геологических карт.

Нидерланды, 1986. 300-летие нулевого уровня высоты (NAP) Амстердама. Один из старейших уровневых постов Мирового океана. Старший брат Кронштадтского футштока.

Сен-Пьер и Микелон, 1995. Исследования на о. Ланглад французской геологической службой. Циркон, Геохронология, Геотектоника, Пролювий.

ФРГ, 1999. И.Ф. Гёте – почетный член первого в мире минералогического общества. Определил раскраску геологических карт. В его честь – минерал гётит.

Сен-Пьер и Микелон, 1995. Геологическая карта о.Ланглад, составленная в 1991–1993 г. Перисто-кучевые облака.



Швеция, 1979. Иллюстрация акустической батиметрической 3D-съемки.

Индия, 2014. В год 100-летия открытия рентгеновской кристаллографии ООН объявила Международный Год кристаллографии.

Канада, 1972. Четыре конгресса в один год: 6-й Картографический, 12-й Фотограмметрический, 22-й Географический, 24-й Геологический.

Россия, 2000. Из серии «300 лет горно-геологической службы России». Это событие широко отмечалось. Друза кварца; вершины Джантуган (слева) и Башкара, Кавказ.

Канада, 1989. Из серии «Исследователи Канадского Севера». Череп динозавра, как символ палеонтологии и традиционные геологические символы – компас и молоток.

Индия, 1951. 100-летие своей геологической службы Индия отметила первым упоминанием на почтовых марках слова «геология».

Мексика, 1986. 100-летие государственного автономного университета. Геологический разрез и инструменты – символы геологии.

Египет, 1996. Столетие геологической службы. Космоснимок дельты Нила, Красного моря и Аравийского полуострова. Идеальное совпадение с картой 1154 г. (на марке Саудовской Аравии, 1977).

Вьетнам, 1985. 30-летие геологической службы Вьетнама. Пожалуй, первое отображение наклонной скважины. Сложно угадать, какая изображена буровая платформа: на Батьхо – другой силуэт, а Лан Тай еще не открыт.

Из коллекции В.В. Соколова

e-mail: filagr@list.ru

4. Горючие полезные ископаемые

США, 1982. Выставка «Энергия меняет мир». Ископаемое топливо органического происхождения.

Ирландия, 1985. Страна с высокой долей торфа в энергобалансе. Добыча торфа дерновой лопатой (прежде) и фрезером на тракторной тяге (теперь).

Колумбия, 1986. Выпуск по случаю завершения строительства ExxonMobil открытой угольной разработки Серрехон (запасы 503 млн т – 10 место в мире).

Тринидад и Тобаго, 1938. Самое большое в мире асфальтовое озеро Пич-Лейк (смесь нефти, глины и воды) открыто в 1595 г. Глубина – 80 м, запасы – 6 млн т.

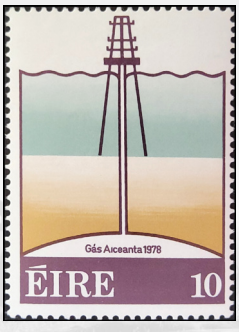
Эстония, 2016. Добыча кукерсита в шахте «Паванда» (г. Кохтла-Ярве) в 1916–1926 гг. С 2022 г. неэкологичная сланцевая промышленность возрождается в связи с необходимостью развития собственной энергетики.

Канада, 1978. Провинция Альберта. Карьер Маскег. Добыча нефтеносных песков (смеси битума, песка, глины и воды). Содержание нефти – 1 баррель на 2 т песка.

Азербайджан, 2014. 20-летие «Контракта века», по которому 13 компаний совместно работают по морским нефтяным месторождениям АЧГ (Азери, Чираг, Гюнешли).

Куба, 2012. Выпуск ко Дню геолога-горняка.

Кувейт, 1968. Выпуск в честь 30-летия открытия нефтяного месторождения Большой Бурган (№2 в мире).



Ирландия, 1978. Начало промышленной эксплуатации (в течение 20 лет) морского газового месторождения Кинсейл-Хед.

Абу-Даби, 1966. 90 % запасов нефти ОАЭ находятся в Абу-Даби и каталожная стоимость этой марки – $90.

*Из коллекции В.В. Соколова
e-mail: filagr@list.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.13

УДК 553.982

Геодинамический контроль нефтегазоносности Предуралья

К.О. Соборнов

ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания», Москва, Россия

e-mail: ksobornov@yandex.ru

Сравнительное исследование Предуралья в пределах Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов показывает значительные различия между ними в строении и нефтегазоносности. Эти различия во многом определялись геодинамическими условиями их развития. В Тимано-Печорском бассейне был реализован классический сценарий формирования бассейна континентальной окраины, позднее трансформированный в краевой прогиб. Осадочный чехол этого бассейна включает только фанерозойские отложения. Основной нефтематеринской породой являются доманиковые битуминозные сланцы, развитые преимущественно в его восточной предуральской части. Они обеспечили накопление нефти в пределах большей части Тимано-Печорского бассейна. В Волго-Уральском бассейне осадочный чехол включает отложения рифейского и палеозойского перикратонных прогибов, при этом толщина первого значительно больше. В условиях столкновения уральской окраины с Магнитогорской дугой в среднем девоне – фране рифейский прогиб в Южном Предуралье испытал структурную инверсию. Она сопровождалась утолщением рифейского комплекса за счет реактивации существовавших докембрийских деформаций и региональным подъемом в Южном Предуралье, в результате чего зона доманиковых прогибов сместилась во внутренние районы Волго-Уральского бассейна. Из-за регионального подъема, связанного с инверсией рифейского бассейна, доманиковые отложения на большой части Южного Предуралья остались термически незрелыми. Предполагается, что аномальная концентрация нефти палеозойских отложениях юго-восточных районов Волго-Уральского бассейна была в значительной степени обеспечена миграцией нефти из многокилометровых рифейских толщ Южного Предуралья.

Ключевые слова: Тимано-Печорский бассейн, Волго-Уральский бассейн, Уральский надвиговый пояс, нефть, газ, доманиковые сланцы, рифейский прогиб, структурная реактивация, миграция углеводородов

Для цитирования: Соборнов К.О. (2023). Геодинамический контроль нефтегазоносности Предуралья. *Георесурсы,* 25(2), с. 187–202. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.13

В Предуралье на территории Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов расположены важнейшие нефтегазодобывающие районы России. Они уступают по запасам нефти и газа только Западной Сибири. Совместно с Прикаспийским и Баренцевоморским бассейнами Предуралье образует крупнейшую в Евразии область осадконакопления на окраине Восточно-Европейской платформы, протяженность которой составляет около 4 000 км (рис. 1). Эта система бассейнов обладает огромным нефтегазоносным потенциалом. В ее пределах располагается одно из крупнейших в мире Ромашкинское месторождение, запасы нефти которого составляют около 5 млрд т (Галимов, Камалеева, 2015 и др.). Геохимические исследования показывают, что только в пределах краевых прогибов Тимано-Печорского бассейна было образовано около 1 трлн т нефтяного эквивалента (Баженова, Богословский, 2012). Такой объем углеводородов более чем в 1000 раз превосходит суммарные запасы выявленных в краевых прогибах этого бассейна месторождений, что свидетельствует о том, что большое количество залежей еще не открыто.

Интерпретация современных геолого-геофизических данных, характеризующих строение и нефтегазоносность Предуралья, предоставляет большое количество свидетельств того, что развитие нефтегазовых систем во многом контролировалось геодинамическими процессами в пределах континентальной окраины Восточно-Европейской платформы (Шеин и др., 2020 и др.). Наряду с эвстатическими и климатическими факторами геодинамические условия определяли обстановки осадконакопления. Структурные перестройки фиксируются в виде несогласий и изменений в условиях седиментации. Геодинамические режимы контролировали тектонические события, гидродинамику и термобарические условия осадочных бассейнов. Обобщение данных о нефтегазоносности Предуралья показывает, что важнейшими факторами нефтегазоносности на большей части рассматриваемой территории являются структурные условия залегания нефтегазоносных комплексов и распределение зрелых нефтегазоматеринских отложений доманикового горизонта. В свете новых данных становится все более очевидным, что принципиальное значение для нефтегазоносности наиболее продуктивных юго-восточных районов Волго-Уральского бассейна имеют рифейские прогибы, отсутствующие в Тимано-Печорском бассейне. Эти факторы нефтегазоносности рассматриваются в настоящей статье в контексте регионального геодинамического развития.

Региональное строение

В региональной структуре Евразии Урал представляет собой субмеридиональную трансконтинентальную складчатую систему. Она разделяет Восточно-Европейскую

© 2023 К.О. Соборнов

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

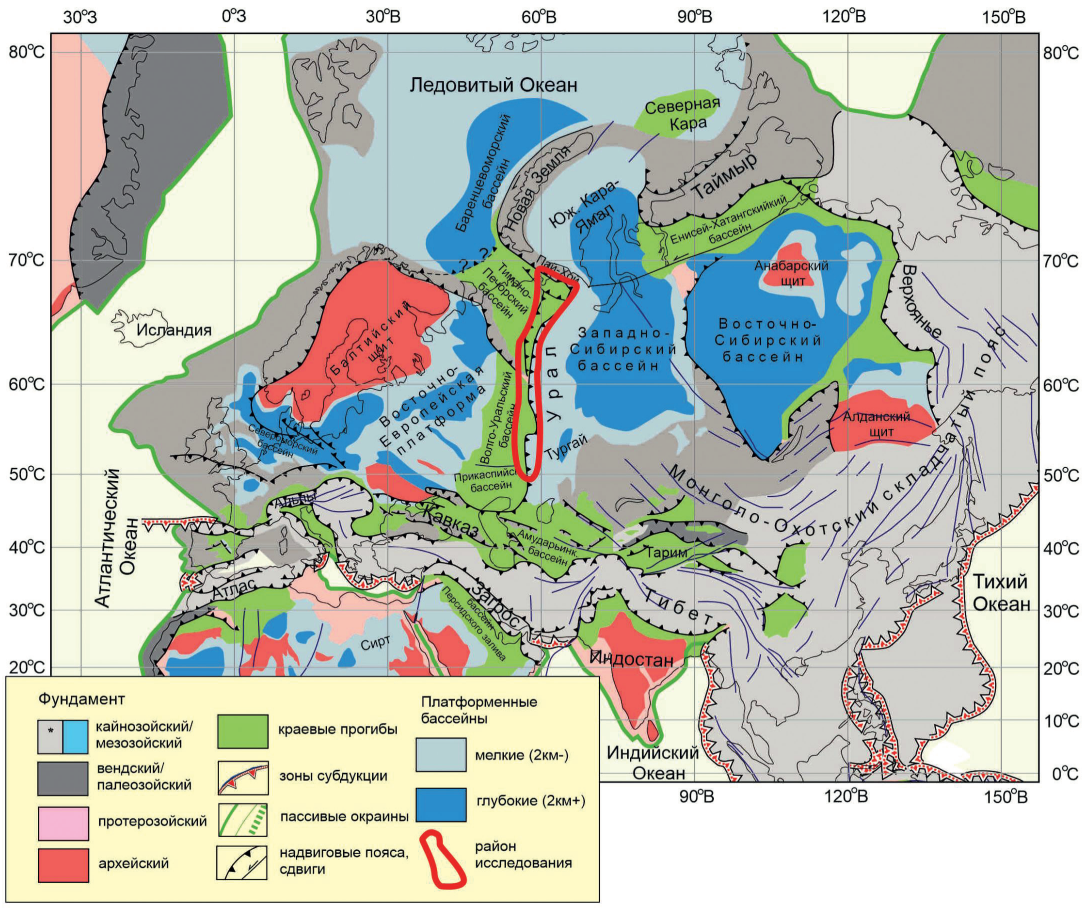


Рис. 1. Схема структурного районирования Евразии и прилегающих районов с выделением эпикратонных бассейнов и краевых прогибов (по (Bally et al., 2020) с изменениями и дополнениями). Красным контуром показано положение исследуемого района Предуралья

платформу и Печорскую плиту от сложнодислоцированной системы Алтаид, слагающую фундамент Западносибирского бассейна и северного Казахстана (Зоненшайн и др., 1984; Şengör et al., 1993 и др.). Урал представляет собой складчато-надвиговую систему, образованную протерозойско-палеозойскими отложениями, имеющими ясное выражение в геофизических полях (рис. 2).

Структурный план Урала и Предуралья определяется системой дислоцированных тектонических покровов, надвинутых на окраину Восточно-Европейской платформы, перед фронтом которых расположена цепочка краевых прогибов. В строении аллохтонных структур участвуют породы океанического происхождения, а также осадочный чехол континентальной окраины. Данные палеомагнитных исследований и структурных реконструкций свидетельствуют о том, что суммарная величина поперечного сокращения слоев надвигового пояса Урала может измеряться первыми сотнями километров, например, в пределах Приполярного Урала она оценивается в 180 км (Иосифиди, Храмов, 2012). Видимая часть Уральского складчатого сооружения, образованная главным образом дислоцированными породами рифея-палеозоя, представляет собой фрагмент значительно более крупной орогенической структуры. Ее восточная часть перекрыта плитным осадочным чехлом Западной Сибири и Тургайского бассейна.

Изучение строения Предуралья показывает, что важнейшую роль в его развитии имеет докембрийская история, с которой связано накопление многокилометровой толщи рифей-вендских отложений. Они во многом определяют структурные стили деформаций и, вероятно, нефтегазоносность Предуралья (Соборнов, Скрипий, 1993). Осадочные отложения рифея – венда широко распространены в Волго-Уральском бассейне и отсутствуют в Тимано-Печорском. Их образование происходило в условиях континентальной окраины Тиманского океана, которая простиралась косо по отношению к структурному тренду Урала (Кузнецов и др., 2007; Пучков 2010 и др.) и включала Мезенский и Волго-Уральский бассейны (рис. 2).

Закрытие Тиманского океана произошло в предвендское время. Это событие сопровождалось столкновением Печорской плиты и Восточно-Европейской платформы, в результате чего возник складчатый пояс Тимана. Вдоль Тимана происходило надвиговое сочленение Печорской плиты с погруженной частью Восточно-Европейской платформы (Зоненшайн и др., 1984 и др.). Южнее этот складчатый пояс был перекрыт наложенными структурами Урала. Несогласие в основании вендских отложений, которые слагают плитный чехол тиманид, фиксирует завершение тиманской складчатости

В фанерозое развитие рассматриваемого региона определялось становлением Уральской складчатой системы. Раскрытие Уральского океана относится к рубежу кембрия – ордовика. С силура вдоль окраины континента формировалась система островных дуг. Начиная с девона островные дуги и микроконтиненты сталкивались с Уральской континентальной окраиной, аккреционно наращивая ее (Зоненшайн и др., 1984; Пучков, 2010;

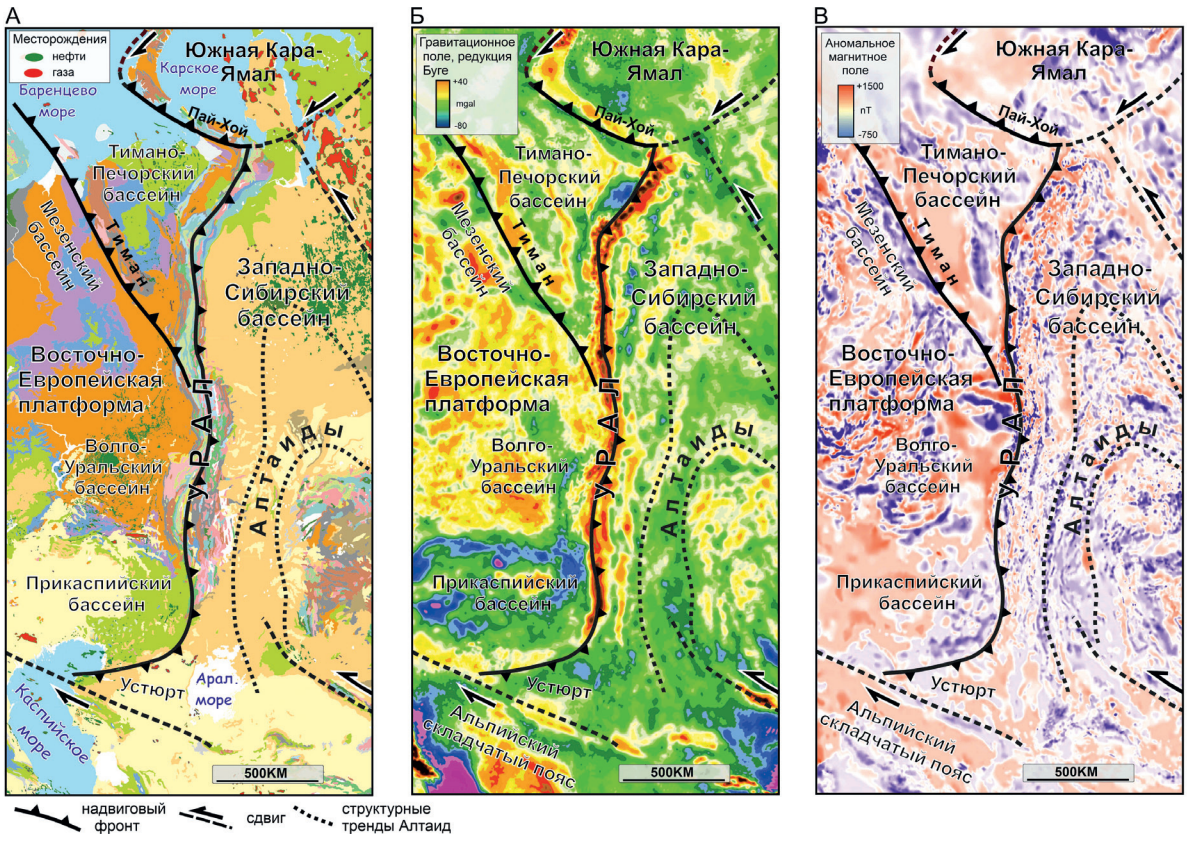


Рис. 2. Карты Уральского региона с выделением основных структурных элементов: А – геологическая с распределением месторождений нефти и газа; Б – гравитационного поля в редукции Буге; В – аномального магнитного поля. С использованием данных ВСЕГЕИ (https://vsegei.ru/)

Свяжина, Петров, 2011; Шеин и др., 2020). Эти процессы сопровождались вулканизмом и формированием метаморфических комплексов Урала и вызывали деформации континентальной окраины. Сложная конфигурация сближающейся континентальной окраины и островных дуг приводила к диахронности тектонических событий, а также к различиям в интенсивности проявлении эпизодов деформаций по простиранию складчатого пояса. Все это может служить объяснением вариации фациального состава и толщин отложений, накапливавшихся в перикратонном бассейне.

В карбоне океаническая кора Урала была поэтапно субдуцирована. За этим последовала континентальная коллизия окраины Восточно-Европейской платформы с коллажем островных дуг и микроконтинентов Алтаид, в результате чего был сформирован складчато-надвиговый пояс Урала (Зоненшайн и др., 1984; Şengör et al., 1993 и др.). Со временем фронт уральских деформаций смещался от периферии континентальной окраины к ее внешним зонам с сопровождением инверсией сбросов, образованных на стадии ее растяжения. Кульминация континентальной коллизии на Урале приходится на вторую половину артинского века, когда карбонатная седиментация в Предуралье была повсеместно подавлена массовым поступлением обломочного материала с растущего складчатого сооружения Урала. Пермская коллизия на Урале явилась элементом становления суперконтинента Пангея. Орогеническое поднятие Урала способствовало изоляции впадин Предуральского краевого прогиба, где в кунгурском веке локально накапливались соли. В конце триаса северные районы Предуралья были затронуты складчатостью на Пай-Хое. В дальнейшем в структурном развитии Уральского региона отмечены эпизоды структурной реактивации, представляющие собой отголоски тектонических событий на периферии Евразии.

Общий ход развития Урала и Предуралья в фанерозое предопределил формирование следующих основных седиментационных последовательностей: рифтовой, континентальной окраины, краевого прогиба и плитного чехла. Рифтовая последовательность охватывает позднекембрийско-ордовикские отложения. Они широко распространены в пределах Тимано-Печорского бассейна и залегают на докембрийском тиманском фундаменте. В Волго-Уральском бассейне они развиты исключительно локально в зоне сочленения с Прикаспийским бассейном. Комплекс континентальной окраины объединяет силурийско-раннеартинские отложения, которые широко распространены в Тимано-Печорском бассейне, где представлены преимущественно карбонатными толщами с прослоями терригенных пород и ангидритов. В Волго-Уральском бассейне этот комплекс лишен силурийско-нижнедевонских отложений. Здесь в основании палеозойского чехла залегают среднедевонские отложения, трансгрессивно перекрывающие рифей-вендские осадочные тодщи и байкальский фундамент. Последовательность краевого прогиба образована позднеартинско-позднепермскими синорогенными отложениями. На северо-востоке Тимано-Печорского бассейна эта последовательность включает также триасовые толщи, которые накапливались во время формирования складчатого пояса Пай-Хоя. Отложения плитного чехла распространены главным образом на севере Предуралья, где они сложены юрско-кайнозойскими

терригенными отложениями мелководно-морского и континентального происхождения.

Структурные стили деформаций Предуралья

Несмотря на приуроченность к единой континентальной окраине, осадочный чехол и фундамент Предуралья значительно отличаются по составу и строению. Различия в структурных стилях деформаций можно видеть на серии геологических разрезов, схематически приведенных на рис. 3. Эти разрезы составлены на основе интерпретации сейсмических данных с привлечением дополнительной геолого-геофизической информации и структурных построений различных исследователей (Камалетдинов, 1974; Казанцев, 1984; Щекотова, 1990; Юдин, 1994; Kashubin et al., 2006; Данилов и др., 2015 и др.). Они также учитывают общие особенности строения складчато-надвиговых зон в районах аналогичного строения, что позволяет рассматривать наиболее реалистические сценарии структурной интерпретации региональных сейсмических данных (Bally at el., 2020 и др.). Для удобства сравнительного анализа и точности изображения складчато-надвиговых структур профили составлены без искажений: вертикальный и горизонтальный масштабы равны.

В пределах предуральской части Тимано-Печорского бассейна фундамент образуют протерозойские комплексы Печорской плиты (рис 3, разрезы А и Б). В складчато-надвиговых деформациях участвуют отложения от ордовика до триаса. Толщина осадочного чехла существенно возрастает в направлении Урала, где она может превышать 15 км. Во внутренней восточной части рассматриваемой территории распространены крупные тектонические покровы, сложенные батиальными вулканогенно-осадочными породами и перекрывающие отложения шельфа окраины Печорской плиты. Согласно данным (Иосифиди, Храмов, 2012; Соборнов, 2015 и др.), осадочные комплексы имеют продолжение на десятки километров под покровом аллохтонных структур океанического сектора Урала.

На разрезе через Косью-Роговскую впадину и прилегающие складчатые зоны видно, что в этом районе надвиговые деформации имеют наибольшее площадное распространение (рис. 3, разрез А). Это обусловлено наличием солей верхнеордовикского возраста, которые способствовали передачи сжатия на бóльшое расстояние от зоны Уральской коллизии. Своеобразие строения рассматриваемой части Предуралья состоит в том, что в пределах обширной Косью-Роговской впадины отмечается моноклинальное залегание осадочного чехла. Деформации сжатия сосредоточены в прилегающих складчато-надвиговых зонах. Фронтальной части пояса надвигов в этой части Предуралья отвечает гряда Чернышева. В ее пределах выделяется система массивных тектонических пластин преимущественно антиуральской вергенции, в основании которых присутствуют соли верхнего ордовика. Образование этих своеобразных структурных форм интерпретируется как результат сжатия диапировых валов, что привело к выжиманию из них соли с формированием надвиговых структур и грибообразных диапиров (Соборнов и др., 2021 и др.).

На разрезе Б показано строение Верхнепечорской впадины и прилегающей части Северного Урала (рис. 3). В этом районе соли верхнего ордовика отсутствуют, поэтому складчато-надвиговые деформации имеют существенно меньшее площадное распространение. Тектонические пластины, сложенные массивными карбонатными толщами, образуют 2–3-ярусную систему, которая расщепляет осадочный чехол в основании верхнеартинских глинистых отложений. В восточной части рассматриваемого профиля предполагается наличие частично инверсированной поднадвиговой структуры. Она интерпретируется как

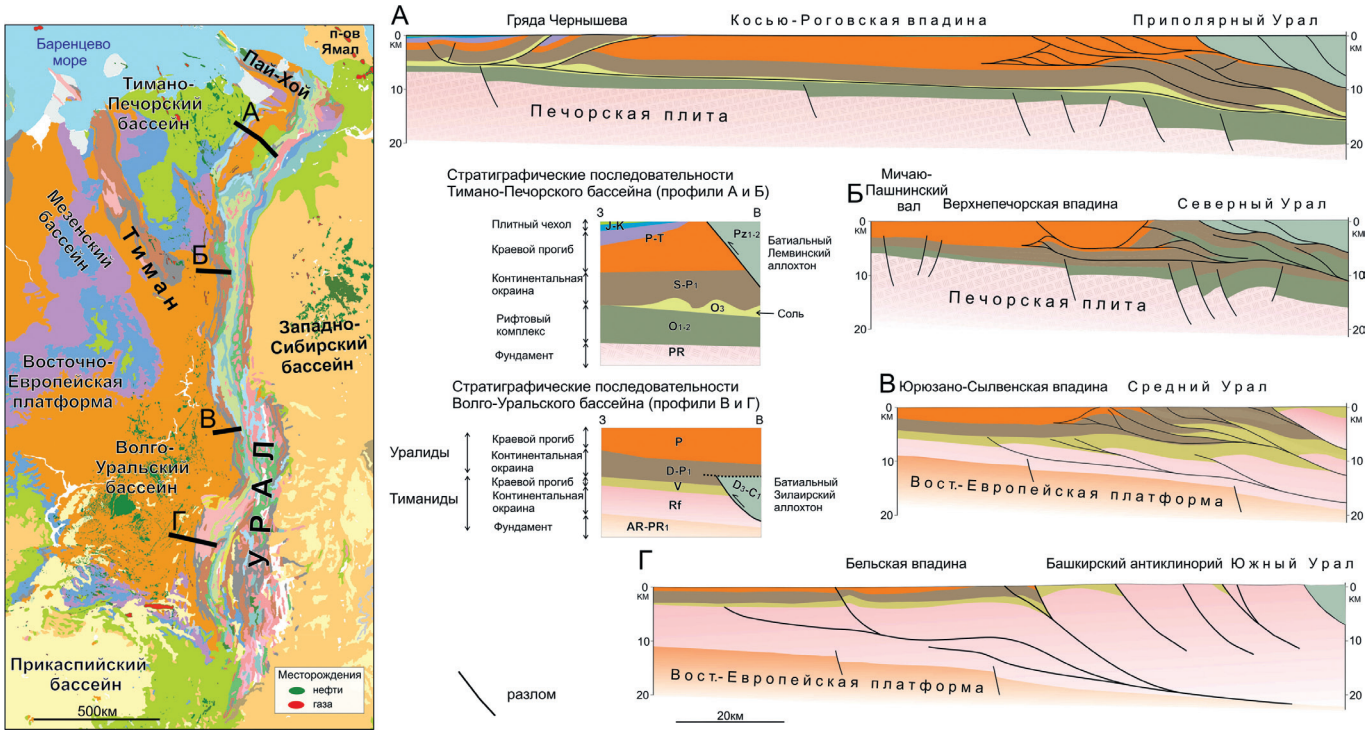


Рис. 3. Схематические разрезы складчато-надвиговых зон Предуралья. Положение разрезов показано на геологической карте. Указаны основные стратиграфические последовательности востока Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов

южное поднадвиговое продолжение крупного Печоро-Кожвинского поднятия.

Строение приуральской части Волго-Уральского бассейна (рис. 3, разрезы В и Г) существенно отличается от складчатых зон Тимано-Печорского бассейна. Здесь резко сокращены толщина и стратиграфический объем палеозойских отложений, однако появляется мощный докембрийский осадочный чехол (Соборнов, Скрипий, 1993). В структурном отношении специфика приуральских районов Волго-Уральского бассейна состоит в «редуцированности» палеозойского краевого прогиба (рис. 3, разрезы В и Г). Это проявляется в том, что перед фронтом складчато-надвиговых деформаций Урала не выделяется крупного погружения палеозойских отложений, что характерно для северной части Предуралья. Более того, в районах, примыкающих к Башкирскому антиклинорию и поднятию Каратау, наблюдается пологое воздымание палеозойских отложений в сторону Урала (рис. 3, разрез Г). Эту особенность строения зоны сочленения поднятия Каратау и Предуралья можно видеть на сейсмическом разрезе, представленном на рис. 4. Данный разрез показывает, что в этом районе структурный стиль деформаций определяется преимущественно инверсионными подвижками по разломам глубокого заложения.

Интерпретация данных сейсморазведки позволяет предполагать, что наблюдаемое «загадочное» отсутствие палеозойского краевого прогиба, вероятно, тесно связано с наличием под ним мощных дислоцированных толщ рифейских отложений (рис. 4). Эти отложения утолщается к востоку в направлении поднятия Каратау и Башкирского антиклинория. В восточной части профиля эти отложения залегают в интервале 0,6–3,6 с, что с учетом интервальных серостей этих пород означает, что их толщина составляет порядка 10 км. Эта оценка согласуется с данными геологического картирования в пределах Башкирского антиклинория (Князев и др., 2013). Наблюдаемый характер деформаций, вероятно, обусловлен тем, что в данном районе мощные рифейские толщи поглотили деформации сжатия уральской континентальной окраины за счет складчатости, реактивации ранее существующих и образования новых надвигов (Соборнов, Скрипий, 1993; Соборнов, 2023). Вероятно также, что реактивация структур сжатия в рифейской толще происходила в среднем девоне – фране в условиях столкновения окраины Восточно-Европейской платформы с Магнитогорской островной дугой (Зоненшайн, 1984, Matte, 2006; Пучков 2010 и др.). В наибольшей степени она проявилась в пределах поднятия Уралтау и Башкирского антиклинория.

В схематическом виде соотношения седиментационных последовательностей осадочного чехла Уральской континентальной окраины платформы и Магнитогорской островной дуги в позднем фране – турне показаны на рис. 5. Разрез иллюстрирует гипотезу, согласно которой многокилометровая толща рифейских осадочных отложений реагировала на импульс тектонического сжатия, вызванного столкновением континентальной окраины с островной дугой, путем реактивации существующих складчатых и разломных структур. Последние были образованы в рифейских отложениях в результате тиманской складчатости. Большинство из них оставалось «слепыми», не достигающими дневной поверхности (Соборнов, Скрипий, 1993). Следствием этого явилось вторичное тектоническое утолщение (телескопирование) рифейских отложений. Данный механизм вторичного утолщения рифейских толщ, вероятно, привел к смещению депоцентров позднедевонской седиментации во внутренние районы бассейна Волго-Уральского бассейна (рис. 5).

Таким образом, в пределах восточной (в современных координатах) части позднедевонского перикратонного бассейна Волго-Урала реактивация надвигов и вызванное этим вторичное утолщение рифейских толщ способствовали воздыманию ложа бассейна. В районах наибольшего

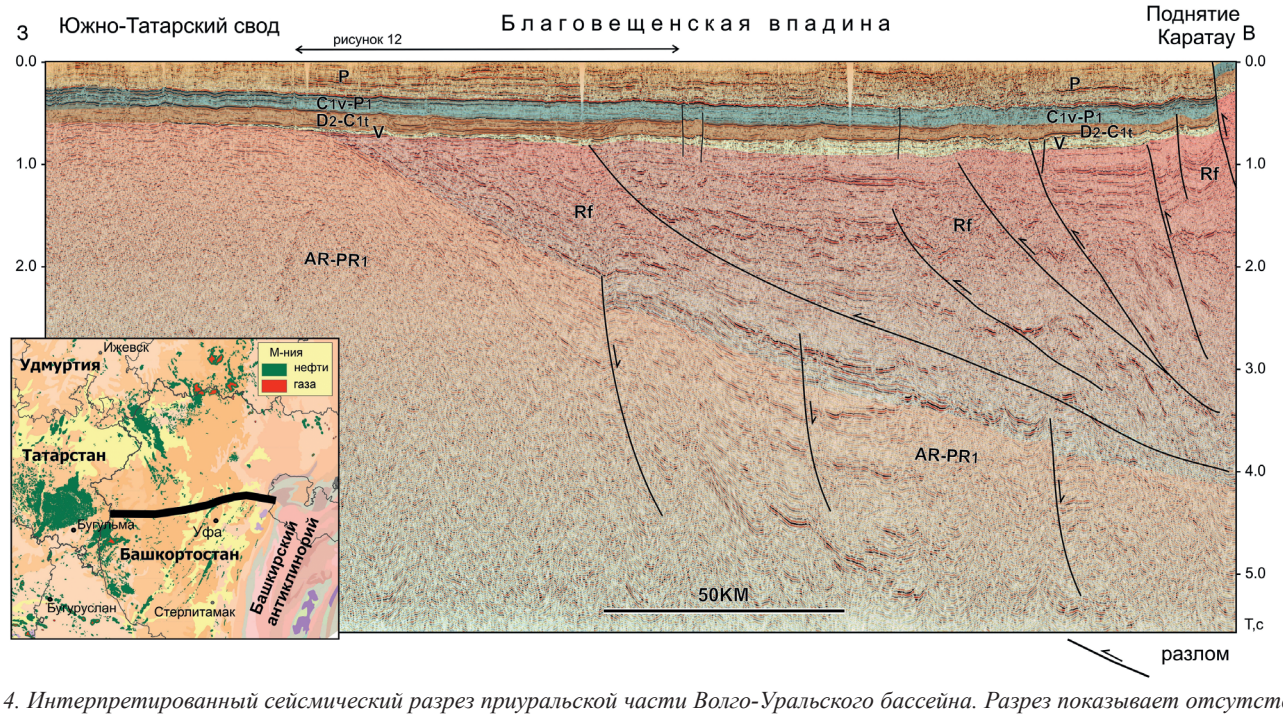


Рис. 4. Интерпретированный сейсмический разрез приуральской части Волго-Уральского бассейна. Разрез показывает отсутствие краевого прогиба по палеозойским отложениям и наличие мощной толщи дислоцированных рифейских отложений перед фронтом Урала. Положение разреза см. на карте-врезке

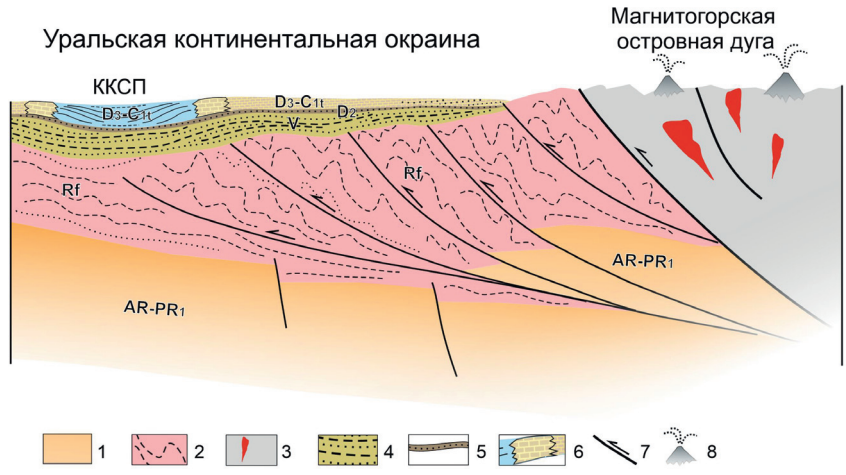


Рис. 5. Схема, иллюстрирующая соотношения седиментационных последовательностей осадочного чехла Уральской континентальной окраины платформы и Магнитогорской островной дуги в позднем фране – турне. ККСП – Камско-Кинельский прогиб. Вне масштаба

проявления структурной инверсии ложе Предуральского бассейна приобретало уклон на запад (рис. 4, 5), что согласуется с результатами реконструкций седиментационных обстановок среднего и позднего девона (Жемчугова и др., 2019). По этой причине зона распространения доманиковых шельфовых впадин располагается во внутренних районах Волго-Уральского бассейна (рис. 5).

На основе интерпретации сейсмических данных можно предположить, что инверсионные движения имели место не только на Урале, но и в пределах Волго-Уральского бассейна. Инверсия проявлялась в том, что наибольшее воздымание ложа бассейна имело место над депоцентрами рифейской седиментации. Это явление иллюстрирует сейсмический разрез, приведенный на рис. 6.

Представленный разрез проходит с севера на юг на удалении от фронта Южного Урала. Как можно видеть, в центральной части разреза располагается глубокий прогиб, выполненный рифейскими отложениями. Их толщина

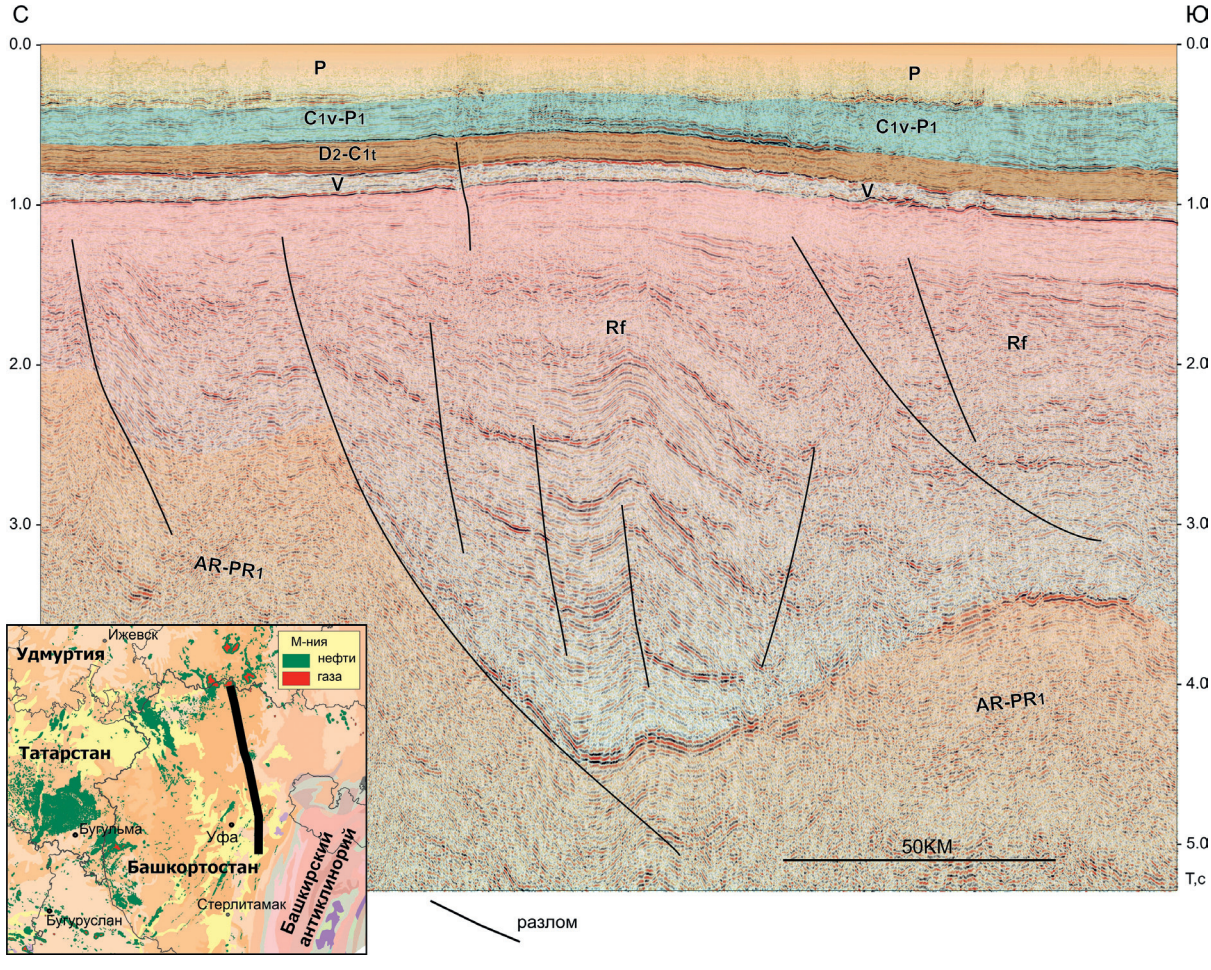


Рис. 6. Интерпретированный сейсмический разрез приуральской части Волго-Уральского бассейна. Разрез показывает существование инверсионного поднятия над рифейским прогибом. Положение разреза см. на карте-врезке

составляет около 10–12 км (3,2 с). В зоне их максимальных толщин выделяется крупная антиклинальная складка в рифейских отложениях. Выше с несогласием в основании ее облекают венд-палеозойские отложения, образующие пологое поднятие. Подобный характер деформаций свидетельствует о том, что после накопления рифейских отложений они подвергались инверсионным деформациям дважды. Первый раз это произошло в предвендское время, что фиксируется несогласием в основании вендских отложений. Второй раз это имело место под воздействием уральской складчатости и привело к образованию пологого поднятия, затрагивающего венд-палеозойские слои.

В мезозойско-кайнозойское время в Южном Предуралье проявились дополнительные фазы деформаций, которые носили преимущественно транспрессионный характер. Вызванные ими движения модифицировали структурный план, созданный в результате столкновения с Магнитогорской дугой, и привели к формированию современной структуры Урала.

Формирование доманиковых отложений

Деформации, связанные с аккреционным развитием Уральской континентальной окраины, в большой степени определили седиментационные обстановки в Предуралье. В этой связи особенно важно понимание влияния геодинамических процессов на условия осадконакопления основной нефтегазоматеринской толщи палеозоя – доманикового горизонта. Присутствие зрелых доманиковых сланцев, представленных битуминозными фациями, является одним из важнейших факторов продуктивности бассейнов Предуралья. Это видно из того, что многие месторождения нефти и газа Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов расположены либо в зонах распространения доманиковых отложений, представленных битуминозными сланцами, либо в непосредственной близости от них.

Обобщение работ различных исследователей (Мирчинк и др., 1965; Щекотова, 1990; Никонов, 2000; Бычков и др., 2010; Баженова, Богословский, 2012; Кирюхина и др., 2013; Богданов и Кузменко, 2018; Жемчугова и др., 2019; Фортунатова и др., 2019 и др.) в совокупности с результатами наших исследований с учетом геодинамических реконструкций позволяет уточнить схему седиментационных обстановок для доманикового времени (рис. 7).

Представленная схема показывает, что Тимано-Печорский и Волго-Уральский бассейны существенно различаются по характеру размещении фациальных зон. В Тимано-Печорском бассейне битуминозные отложения шельфовых впадин расположены на обширной площади в его восточной предуральской части. Это обстоятельство отражает общее углубление бассейна континентальной окраины в направлении Уральского океана. В пределах Волго-Уральского бассейна доманиковые впадины расположены преимущественно в его центральной части на существенном удалении от фронта уральских деформаций. Там же сосредоточены и основные запасы нефти. Предполагается, что эта особенность строения Волго-Уральского бассейна обусловлена воздействием коллизии Магнитогорской дуги, которая вызвала общий подъем восточной окраины бассейна (рис. 5).

Сейсмические данные, характеризующие строение Тимано-Печорского бассейна, демонстрируют устойчивый региональный уклон франского седиментационного бассейна на восток. Это илюстрирует сейсмический разрез, приведенный на рис. 8. Он пересекает западный борт Коротаихинской впадины и выровнен по поверхности пермских отложений. Этот разрез показывает переход мелководных шельфовых отложений верхнего девона – турне во внутришельфовую впадину. Фациальные изменения в этой зоне подчеркиваются клиноформной проградацией в юго-восточном направлении, которая соответствует зоне некомпенсированного бассейнового осадконакопления. Битуминозные доманиковые отложения залегают в нижней части разреза некомпенсированного шельфового бассейна.

В ряде районов Тимано-Печорского бассейна на фоне общего погружения возникают локальные протяженные зоны увеличенных мощностей верхнедевонских отложений. Эти зоны отмечаются на бортах Печоро-Колвинского авлакогена, в пределах Мичаю-Пашнинского и Ухта-Ижемского валов (Никонов, 2000; Жемчугова, 2002 и др.). Пример строения такого района показан на интерпретированном сейсмическом разрезе Северного Предуралья на рис. 9.

Этот профиль демонстрирует общее погружение осадочного чехла в направлении Урала. В пределах Мичаю-Пашнинского инверсионного вала выделяется зона увеличенных толщин верхнедевонских отложений, включающих доманиковые сланцы. С учетом регионального геодинамического контекста можно предположить, что формирование зон повышенных мощностей этих отложений могло быть связано с задуговым растяжением. Это явление, вероятно, явилось следствием столкновения континентальной окраины с островной дугой. На Северном Урале это событие датируется франским веком (Петров и др., 2019 и др.). Предполагаемые геодинамические условия седиментации в Тимано-Печорском бассейне во франском веке схематично показаны на рис. 10.

Предсталенная интерпретация, связывающая задуговое растяжение и островодужный вулканизм франского века, объясняет повышенную радиоактивность доманиковых сланцев, которая обусловлена с высоким содержанием радиоактивных элементов в вулканических туфах, выбрасываемых вулканами уральских островных дуг (Неручев, 1982 и др.).

По-иному выглядит распределение бассейновых доманиковых отложений на востоке Волго-Уральского бассейна. В северной части этой структурной зоны площадь их распространения сокращается. На рис. 11 приведен сейсмический разрез Косью-Чусовской седловины. Здесь верхнедевонско-турнейский шельф переходит в депрессионную зону непосредственно перед фронтом Урала. Площадь распространения доманиковых отложений здесь существенно меньше, чем в Тимано-Печорском бассейне. В пределах бассейновой зоны выделяются многочисленные карбонатные платформы и рифы.

Южнее зона распространения доманиковых впадин отклоняется от Урала на юго-запад.

На территории центральных районов Волго-Уральского бассейна зона верхнедевонских впадин приобретает сложную конфигурацию.

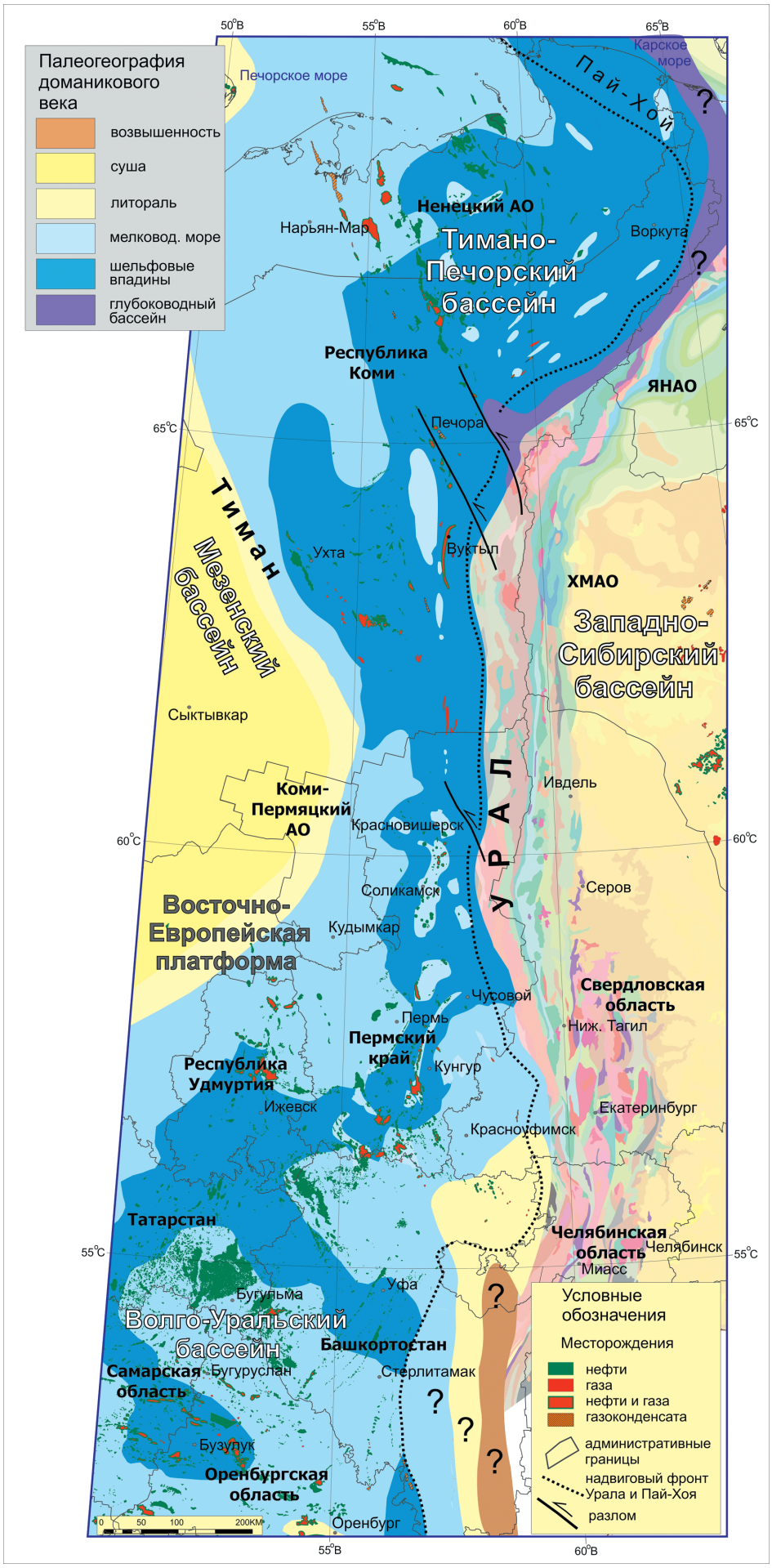


Рис. 7. Схема седиментационных обстановок доманиковых отложений Приуральского региона с указанием размещения месторождений нефти и газа на основе геологической карты

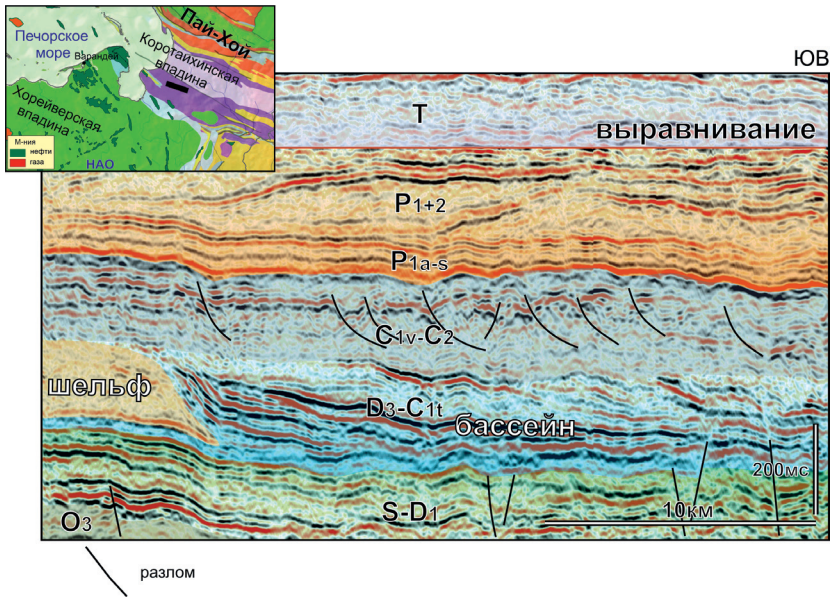


Рис. 8. Интерпретированный сейсмический разрез Коротаихинской впадины, выровненный по подошве триасовых отложений. Разрез показывает мелководные шельфовые отложения верхнего девона – турне, переходящие во внутришельфовую впадину. Положение разреза см. на карте-врезке

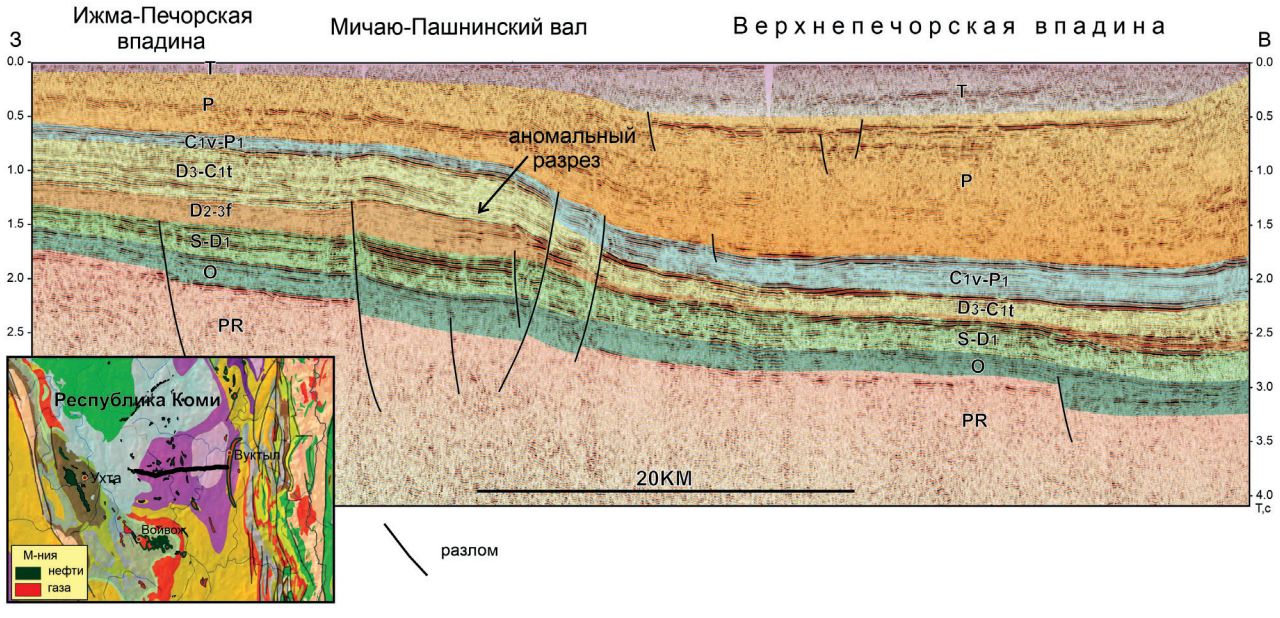


Рис. 9. Интерпретированный сейсмический разрез Северного Предуралья. Разрез показывает асимметричное строение краевого прогиба, связанное с перикратонным погружением окраины Печорской плиты. Верхнедевонские отложения резко утолщаются в зоне инверсионного Мичаю-Пашнинского вала. Положение разреза см. на карте-врезке

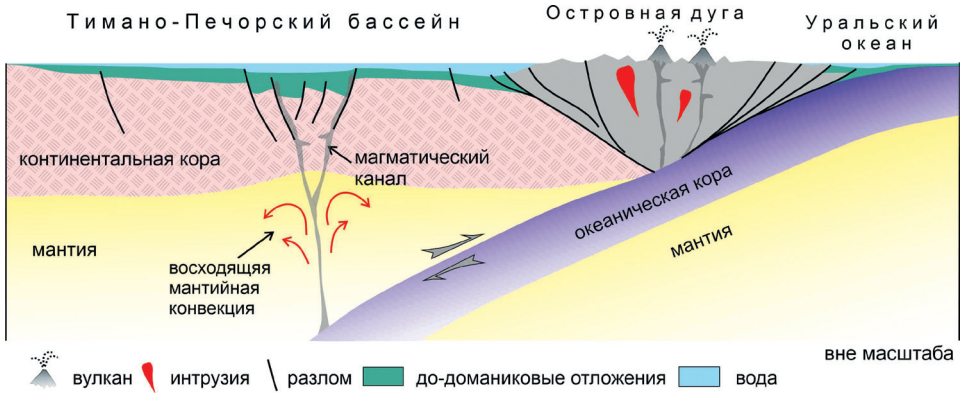


Рис. 10. Схематический разрез, иллюстрирующий предполагаемые геодинамические условия франской седиментации в Тимано-Печорском бассейне

Эта зона известна под названием Камско-Кинельской системы прогибов. Одна из впадин этой системы пересекается региональным сейсмическим разрезом, показанным на рис. 4.

Фрагмент этого разреза, выровненный по поверхности визейского несогласия, представлен на рис. 12. На этом разрезе можно видеть впадину, заполненную верхнедевонско-турнейскими отложениями, в составе которых наблюдается клиноформенная проградация. Впадина граничит на западе и востоке с карбонатными банками.

Удаленность домаников впадин Камско-Кинельского прогиба от фронта Урала коррелируется с вторичным утолщением рифейских отложений за счет структурной реактивации во франском веке (рис. 4, 5).

Восточнее в пределах Башкирского антиклинория франские отложения, вероятно, не отлагались или были представлены преимущественно мелководными прибрежными фациями (рис. 7). Это обусловлено приподнятым положением этого района в позднедевонское время, которое, вероятно, было вызвано столкновением южной части Уральской континентальной окраины с Магнитогорской дугой.

Нефтегазоносность Предуралья

Тимано-Печорский бассейн

Рассмотренные различия в структурных стилях деформаций Предуралья находятся в тесной связи с нефтегазоносностью. В Тимано-Печорском бассейне основные запасы сосредоточены в зонах нефтегазонакопления приуроченных к складчато-надвиговым деформациям, инверсионным валам в бортовых зонах Печоро-Колвинского авлакогена, Мичаю-Пашнинского, Ухта-Ижемского валов, а также к зонам развития верхнедевонских рифов. Эти зоны нефтегазонакопления расположены в ареале развития зрелых бассейновых домаников отложений.

Оценки нефтегенерационного потенциала домаников отложений Тимано-Печорского бассейна показывают, что ими было генерировано многократно больше углеводородов, чем необходимо для заполнения известных залежей (Баженов, Богословский, 2012 и др.). Кроме домаников отложений, значительный вклад в нефтегазообразование внесли также силурийско-раннедевонские, визейские, нижнеартинские нефтегазоматеринские отложения (Клименко, Анищенко, 2010 и др.). Эти отложения распространены на обширных площадях и в значительной

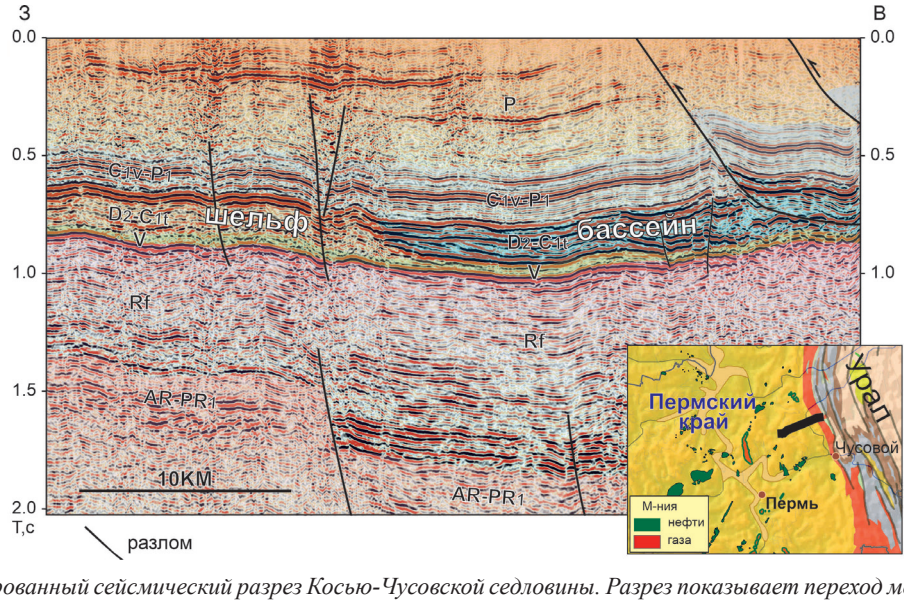


Рис. 11. Интерпретированный сейсмический разрез Косью-Чусовской седловины. Разрез показывает переход мелководных шельфовых отложений верхнего девона – турне во внутришельфовую впадину перед фронтом Урала. Положение разреза см. на карте-врезке

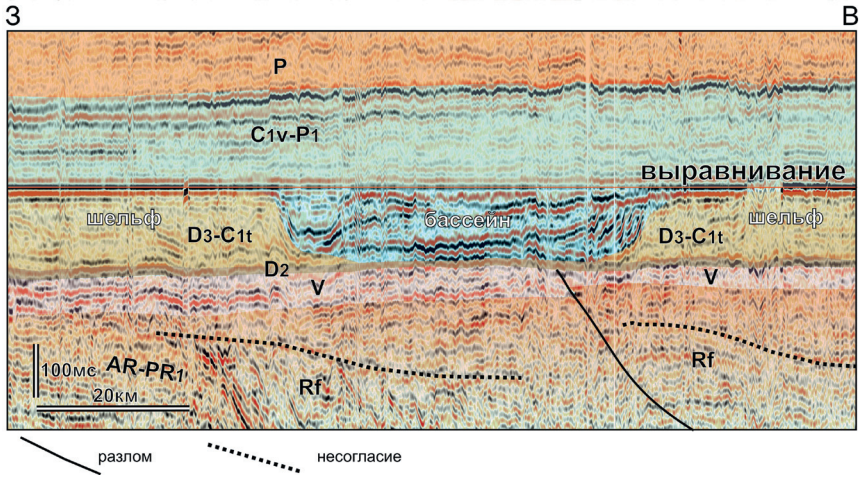


Рис. 12. Фрагмент сейсмического разреза, показанного на рис. 4, выровненный по подошве визейского несогласия и увеличенный в вертикальном масштабе. Показаны детали строения доманикового прогиба, окруженного карбонатными банками

степени реализовали свой нефтегазоносный потенциал. Ими были произведены огромные объемы углеводородов. Это обусловлено большими глубинами погружения краевых прогибов севера Предуралья. Одним из свидетельств больших масштабов нефгегазогенерации в Северном Предуралье является наличие уникального газоконденсатного Вуктыльского месторождения, которое является крупнейшим в Предуральском складчато-надвиговом поясе.

В целом совокупность критериев нефтегазоносности позволяет высоко оценивать перспективы нефтегазоносности слабоизученных районов этого бассейна. В первую очередь это относится к обширным зонам складчато-надвиговых дислокаций. В прошлом, надежное выделение в их пределах перспективных объектов было крайне сложно из-за низкой информативности доступных геолого-геофизических данных. Применение новых знаний и комплексирование современных технологий геологоразведки к опоисковыванию таких районов будут способствовать крупным открытиям.

Примеры перспективных ловушек нефти и газа показаны на рис. 13. Представленный разрез следует от Большесынинской впадины до зоны передовой складчатости Приполярного Урала. Здесь выделяется потенциальная зона нефтегазонакопления, связанная с дуплексными структурами в предгорьях Приполярного Урала. Другая связана с грядой Чернышева. Она представляется наиболее перспективной и заслуживает специального рассмотрения.

Ранее гряда Чернышева рассматривалась в качестве крупноамплитудного горста. Это исключало вероятность выявления в ее пределах значительных скоплений нефти и газа. Новые данные дают основание полагать, что она представляет собой зону деформаций солей верхнего ордовика. В условиях сжатия соляные валы гряды Чернышева были раздавлены, что повлекло за собой выжимание солей с образованием соляных покровов и грибообразных диапиров (Соборнов и др., 2021 и др.). Это создавало условия для формирования ловушек, экранированных аллохтонными солями. Многокилометровая высота грибообразного диапира, представленного на рис. 13, благоприятна для формирования в подсолевом разрезе крупных высокодебитных залежей нефти и газа. В мире известно значительное количество залежей в аналогичных структурных условиях. Наиболее крупные высокодебитные залежи под аллохтонными солями установлены в бассейне Мексиканского залива (Weimer et al., 2017 и др.).

Волго-Уральский бассейн

В восточной части Волго-Уральского бассейна в зоне передовой складчатости выявлены преимущественно небольшие месторождения. Они связаны с нижнепермскими

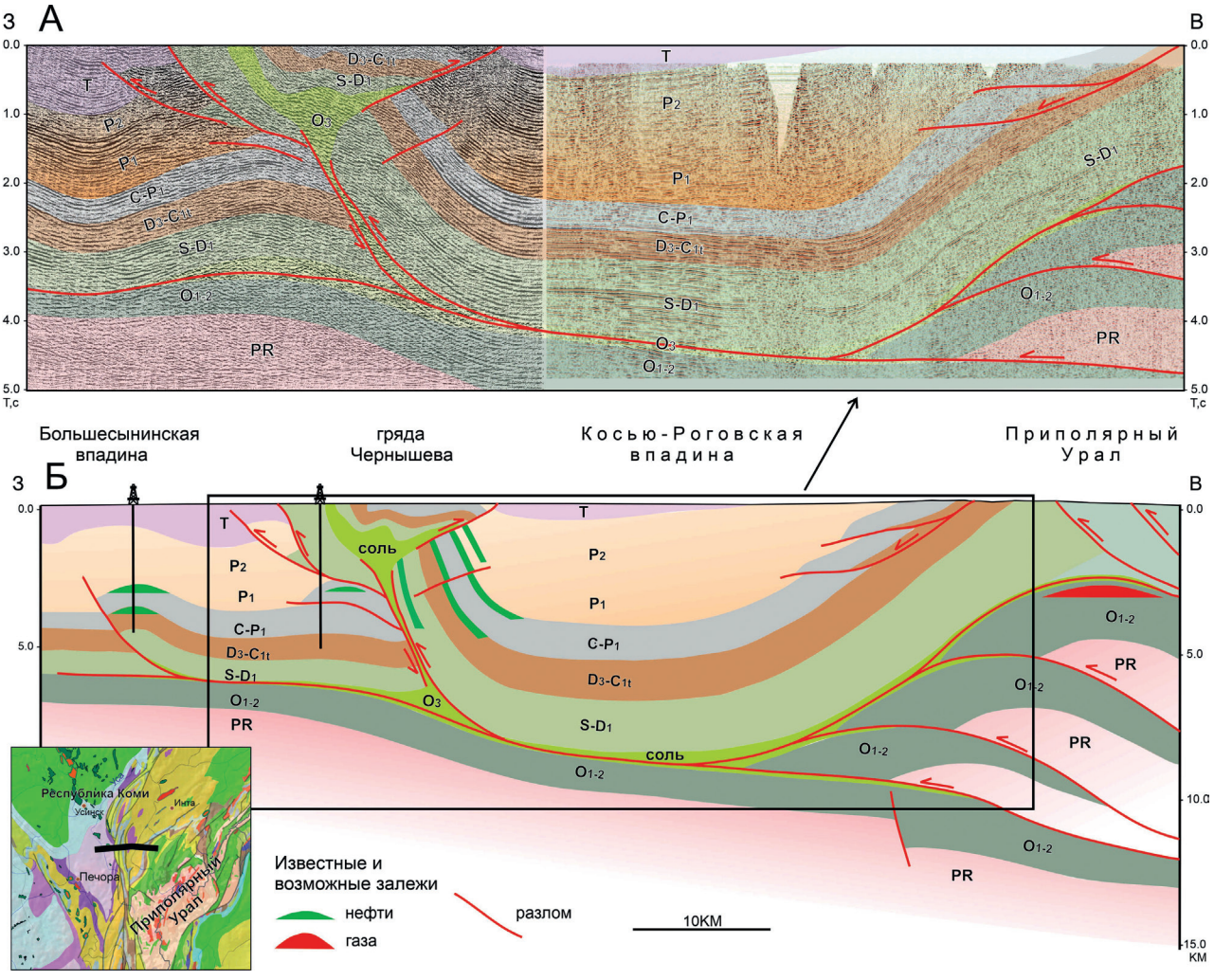


Рис. 13. Интерпретированный сейсмический (А) и геологический разрезы, пересекающие Большесынинскую впадину, гряду Чернышева, юг Косью-Роговской впадины и прилегающую часть Приполярного Урала. На геологическом разрезе показано положение известных и вероятных залежей нефти и газа. Положение разреза см. на карте-врезке

рифами и надвиговыми складками, где продуктивны в основном каменноугольные, реже девонские отложения (Камалетдинов 1974; Казанцев 1984; Масагутов, Бакиров, 2019 и др.). Данные сейсморазведки позволяют наметить в этом зоне ряд новых перспективных ловушек, представляющих несомненный поисковый интерес (Фазлиахметов и др., 2022). Перед фронтом Башкирского антиклинория перспективы Предуралья по палеозойским отложениям, вероятно, не слишком велики. Это связано с ограниченным распространением битуминозных доманиковых отложений и их термической незрелостью (рис. 7).

Значительно более крупные запасы нефти и газа установлены в платформенной части Волго-Уральского бассейна. Их распределение крайне неравномерно. В наибольшей степени они сосредоточены на территории Южно-Татарского свода, Бирской седловины и Мелекесской впадины. Основные запасы нефти заключены в отложениях среднего девона-карбона. Кроме этого огромные скопления тяжелой нефти в выявлены пермских отложениях. Величина суммарных ресурсов тяжелых нефтей в пермских резервуарах оценивается от 1,5 до 7,0 млрд т (Гатиятуллин, 2010). Примечательной особенностью этих районов является то обстоятельство, что доманиковые отложения на большей части этой территории являются термически незрелыми (Кирюхина и др.. 2013; Кожанов и др., 2022 и др.). Объем генерированных ими нефти многократно уступает величине выявленных запасов в месторождениях Южно-Татарского свода (Галимов, Камалеева, 2015 и др.).

Для объяснения аномальной концентрации ресурсов нефти в рассматриваемой части Волго-Уральского бассейна использовались две основные гипотезы. Одна предполагала поступление нефти из архей-нижнепротерозойского кристаллического фундамента. Альтернативная гипотеза объясняла образование залежей нефти за счет дальней латеральной миграции из зон распространения зрелых доманиковых отложений. Предположению о поступлении нефти из фундамента противоречат геохимические данные, которые свидетельствуют об образовании нефти субаквальными осадочными отложениями (Галимов, Камалеева, 2015). Кроме того, данная гипотеза не объясняет, почему нефть не поступала из фундамента в других частях обширного Волго-Уральского бассейна и прилегающих районов, где нет сопоставимых скоплений нефти. Дальняя миграция могла иметь место, однако для нефтегазонакоплания в районе Южно-Татарского свода она едва ли могла быть решающим фактором. Девонские отложения Волго-Уральского бассейна лишены значительных региональных уклонов. Эти отложения в значительной мере фациально неоднородны, что препятствует дальней миграции. Кроме этого, гипотеза дальней миграции не согласуется с тем фактом, что основные запасы нефти сосредоточены в основании осадочного чехла – в среднедевонско-нижнефранских песчаниках, которые подстилают доманиковые отложения.

Данные об изменениях физико-химических свойств нефтей в пермских отложениях Татарстана указывают на преимущественную миграцию нефти с востока на запад (Гатиятуллин, 2010). Это не согласуется с поступлением нефти из районов, расположенных южнее Южно-Татарского свода.

Между тем, региональные сейсмические данные, показывающие наличие многокилометровой толщи рифей-вендских отложений, выклинивающихся на склоне Южно-Татарского свода (рис. 4), служат подтверждением гипотезы о том, что они были важным источником нефти платформенной части бассейна (Соборнов, Скрипий, 1993 и др.). Эта гипотеза подтверждается данными регионального сейсмического профилирования в Татарстане. Региональный профиль ТАТСЕЙС пересекает район расположения уникальных Ромашкинского и Тузмазинского нефтяных месторождений и продолжается к юго-востоку. Юго-восточнее этих месторождений происходит быстрое выклинивание мощной толщи рифей-вендских отложений (Глубинное строение…, 2010; Трофимов, 2014), что создает благоприятные условия для поступления нефти в поддоманиковые отложения Южно-Татарского свода. Региональные геофизические данные показывают, что толщина рифей-вендских отложений достигает максимального значения перед фронтом Башкирского антиклинория (Глубинное строение…, 2010 и др.). Вероятно, что это обстоятельство объясняет парадокс аномальной концентрации запасов нефти в районе прилегающего Южно-Татарского свода (Соборнов, 2023).

В целом общая направленность геодинамической эволюции Южного Урала и Предуралья способствовала устойчивому региональному уклону толщи рифейских отложений. Это вело к массовой миграции углеводородов по восстанию слоев в направлении известных месторождений Южно-Татарского свода и прилегающих районов бассейна. Скорее всего, этот процесс достиг своей кульминации во время уральской складчатости, которая сопровождалась повышением геотермического градиента и массовым гранитоидным магматизмом. Предполагаемое направление миграционных потоков в пермское время схематически показано на рис. 14.

Нефтегазоносный потенциал рифей-вендских отложений рассматривался в работе многих исследователей (Козлов и др., 1997; Лозин, 2002; Масагутов, 2002; Сергеева и др., 2021 и др.). Во многих скважинах, вскрывших эти толщи, установлены нефтегазопроявления. Однако, несмотря на значительные усилия, промышленных залежей нефти и газа в них до сих пор не выявлено. Наиболее вероятной причиной этого является отсутствие надежных покрышек, которые необходимы для обеспечения сохранности залежей в условиях длительного перерывав осадконакоплении, продлившегося с венда до среднего девона. Опыт проведения нефтегазопоисковых работ на докембрийские отложения в мире показывает, что их продуктивность может быть сохранена при наличии соляной покрышки (Ghori et al., 2009).

Примечательно, что в аналогичных структурных условиях в пределах Байкитской антеклизы и Непского свода в Восточной Сибири образованы уникальные месторождения нефти и газа. Эти районы также граничат с дислоцированными рифейскими депоцентрами, приуроченными к ископаемым окраинам Восточно-Сибирской платформы. Отличие между ними и Южно-Татарским сводом состоит в том, что на юге Восточной Сибири повсеместно распространена кембрийская соляная покрышка, которая удержала значительную часть углеводородов в верхней части докембрийского разреза, чего не произошло в Южном Предуралье.

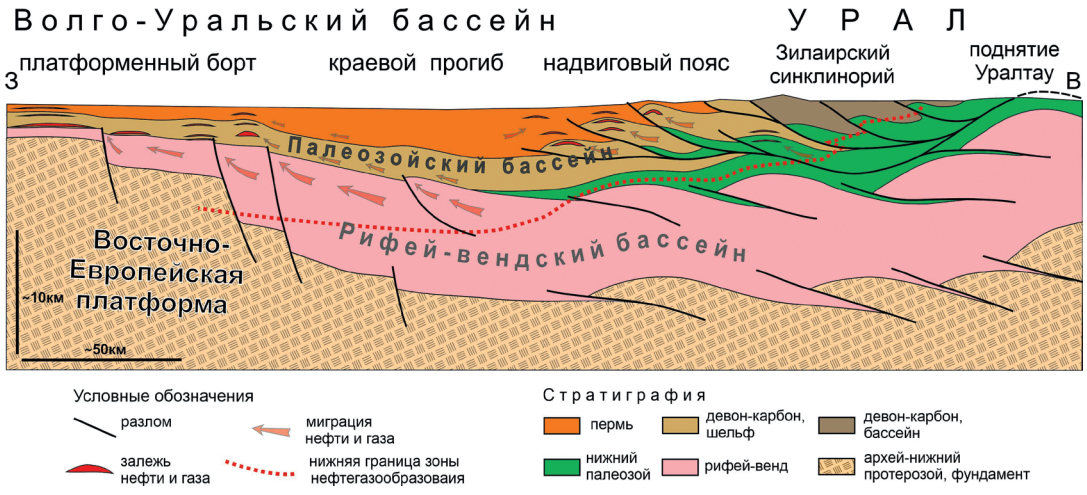


Рис. 14. Схематический геологический разрез от платформенной части Волго-Уральского бассейна и Южного Урала на заключительной стадии формирования Уральской складчатой системы в конце перми. Показаны направления миграции и ремиграции углеводородов из рифей-вендских и палеозойских отложений. Масштаб условный

Заключение

Сравнительно изучение строения и нефтегазоносности Предуралья в пределах Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов выявило существенные различия между ними. Эти различия во многом определялись геодинамической эволюцией Уральского региона. Специфика состава осадочного чехла рассматриваемых бассейнов предопределила различие их реакции на деформации, вызванные тектоническими событиями на окраине континента.

В северной части Предуралья структурное развитие шло по «классическому» сценарию эволюции перикратонного бассейна, который в пермское время был трансформирован в протяженный надвиговый пояс. Особенностью тимано-печорского Предуралья является его ярко выраженная структурная асимметрия. В раннем и среднем палеозое этот бассейн представлял собой континентальную окраину, во внешней части которой существовали обширные шельфовые впадины. В их пределах накапливались высокопродуктивные нефтегазоматеринские отложения. Уральский орогенез привел к массовому поступлению синколлизионных отложений и формированию глубокого краевого прогиба. Это погружение ускорило захоронение нефтегазоматеринских отложений, что привело к генерации больших объемов нефти и газа (Баженова, Богословский, 2012). В результате нефтегазоносность восточных предуральских районов Тимано-Печорского бассейна определяется продолжительными миграционными потоками нефти и газа впадин Предуралья.

В предуральской части Волго-Уральского бассейна толщина и стратиграфический объем палеозойского осадочного чехла намного меньше, чем в Тимано-Печорском бассейне, что балансируется наличием многокилометровой рифей-вендской осадочной толщи. В условиях коллизии континентальной окраины с Магнитогорской островной дугой в среднем девоне – фране рифейские депоцентры испытали структурную реактивацию и инверсию. Это вызвало подъем осадочного чехла перед фронтом Башкирского антиклинория и «смещение» зоны домаников прогибов внутренние районы бассейна. Из-за ограниченного распространения домаников нефтематеринских отложений нефтегазоносный потенциал складчатых зон Южного Предуралья относительно невелик. В то же время условия залегания рифейских отложений в Южном Предуралье способствовали массовой миграции произведенных ими углеводородов в направлении платформенной части бассейна, где они заполняли ловушки в палеозойских отложениях.

Основные перспективы конвенциональной нефтегазоносности Тимано-Печорского бассейна связаны с опоискованием районов сложного геологического строения. В первую очередь к ним относятся зоны дисгармоничной складчатости, включая районы распространения дислоцированных солей верхнего ордовика (рис. 13). Кроме этого, новые залежи могут быть в разнообразных структурных и комбинированных ловушках, связанных с резкими колебаниями уровня моря и тектоническими перестройками. Коллектора этих ловушек представлены зонами карстования под несогласиями, обломочными шлейфами, погребенными рифовыми комплексами, аллювиальными телами, зонами выклинивания. В прошлом выявление таких структур представляло собой очень сложную задачу, так как информативность использовавшихся методов была низка. Основной прирост запасов традиционной нефти в палеозойском чехле в платформенных районах Волго-Уральского бассейна может быть получен за счет опоискования рифогенных карбонатных отложений, зон несогласий, эрозионных врезов и кор выветривания фундамента.

В целом успех геологоразведочных работ может быть обеспечен за счет применения современных геофизических технологий, в первую очередь 3D-сейсморазведки. Целесообразно изучение миграции углеводородов с использование средств бассейнового моделирования ввиду важного значения миграции нефти из рифейских толщ в палеозойские отложения. Это будет способствовать выявлению недостаточно исследованных перспективных зон, связанных с путями транзита нефти из рифейского очага нефтегазообразования.

Благодарность

Автор выражает глубокую признательность В.А. Балдину, В.А. Жемчуговой, И.П. Короткову, Т.Г. Каргиевой, Н.И. Никонову, Н.К. Фортунатовой, В.С. Шеину за плодотворные дискуссии, касающиеся различных аспектов геологии и нефтегазоносности Предуралья, также благодарит анонимных рецензентов за ценные замечания.

Литература

Баженова Т.К. (2016). Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 11(4). https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016

Богданов Б.П., Кузьменко Ю.С. (2018). Эталонные обнажения сирачойского барьерного рифа реки Седью Ухта-Ижемского вала Тиманского кряжа ждут своих исследователей. *Norwegian Journal of Development of the International Science*, (21), с. 3–40.

Бычков С.Г., Неганов В.М., Мичурин А.В. (2010). Нефтегазогеологическое районирование территории Пермского края. *Нефтегазовое дело*, (3), с. 302–317. http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Bychkov/Bychkov_2.pdf

Галимов Э.М., Камалеева А.И. (2015). Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) – приток из кристаллического фундамента или нефтегазоматеринские осадочные отложения. *Геохимия*, (2), с. 103–122. https://elibrary.ru/item.asp?id=22840798

Гатиятуллин Н.С. (2010). Особенность пространственного размещения пермских битумов и нижележащих залежей нефти на территории республики Татарстан. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 5(3). http://www.ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf

Глубинное строение, эволюция и полезные ископаемые раннедокембрийского фундамента Восточно-Европейской платформы: Интерпретация материалов по опорному профилю 1-ЕВ, профилям 4В и ТАТСЕЙС: в 2 т. (2010). Минц М.В. (гл. ред.). М.: ГЕОКАРТ: ГЕОС, Т. 1, 408 с.

Данилов В.Н., Гудельман А.А., Уткина О.Л. и др. (2015). Геологическое строение и перспективы газоносности западного склона Полярного и Приполярного Урала (по результатам геологоразведочных работ); под ред. В.Н. Данилова. СПб.: ВНИГРИ, 264 с.

Иосифиди А.Г., Храмов А.Н. (2012). Полярный Урал и Пай-Хой в поздней перми – палеомагнитная реконструкция. *Мат. межд. школы-семинара «Проблемы палеомагнетизма и магнетизма горных пород»*. СПб.: СОЛО, с. 80–86.

Жемчугова В.А. (2002). Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. М.: Изд-во МГУ, 243 с.

Жемчугова В.А., Ахманов Г.Г., Наумчев Ю.В., Панков В.В., Карнюшина Е.Е. (2019). Седиментационно-емкостная модель подсолевых отложений южного Предуралья и сопредельных территорий. *Георесурсы*, 21(2), с. 94–109. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.94-109

Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М.(1990). Тектоника литосферных плит территории СССР. Кн. 1. М.: Недра, 328 с.

Казанцев Ю.В. (1984). Структурная геология Предуральского прогиба. М.: Наука, 185 с.

Камалетдинов М.А. (1974). Покровные структуры Урала. М.: Наука, 236 с.

Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. (2013). Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. *Геология нефти и газа*. (3), с. 76–87.

Клименко С.С., Анищенко Л.А. (2010). Особенности нафтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносносм бассейне. *Известия Коми научного центра УрО РАН*. 2, с. 61–69.

Князев Ю. Г., Князева О. Ю., Сначев В. И., Жданов А. В. и др. (2013). Государственная Уральская. Лист N-40 – Уфа. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 512 с.

Козлов В.И., Сергеева Н.Д., Генина Л.А., Михайлов П.Н. (1997). Верхний докембрий западного Башкортостана и перспективы его нефтегазоносности. *Проблемы региональной геологии, нефтегазоносности, металлогении и гидрогеологии Республики Башкортостан*. Уфа: ИГ УНЦ РАН, АН РБ, с. 214–216.

Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С. (2022). Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования). *Георесурсы*, 24(2), с. 113–128. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.12

Кузнецов Н.Б., Соболева А.А., Удоратина О.В., Герцева М.В., Андреичев В.Л., Дорохов Н.С. (2007). Доуральская тектоническая эволюция северо-восточного и восточного обрамления Восточно-Европейской платформы. Часть 2. Позднедокембрийско-кембрийская коллизия Балтики и Арктиды. *Литосфера*, (1), с. 32–45.

Лозин Е.В. (2002). Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской области и смежных территорий. *Литосфера*, (3), с. 46–48.

Масагутов Р.Х. (2002). Литолого-стратиграфическая характеристика и палеогеография позднего докембрия Башкирского Приуралья. М.: Недра, 223 с.

Масагутов Р.Х., Бакиров Р.Д. (2019). Перспективы нефтегазоносности подалатауской толщи Бельской депрессии Предуральского краевого прогиба. *Вестник Академии наук Республики Башкортостан*, 30(1), с. 79–88.

Мирчинк М.Ф., Р.О. Хачатрян Р.О., Громека В.И. и др. (1965). Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. М.: Наука. 214 с.

Неручев С.Г. (1982). Уран и жизнь в истории Земли. Л.: Недра, 208 с.

Никонов Н.И. (ред.) и др., (2000). Атлас геологических карт Тимано-Печорского седиментационного бассейна. Ухта: ТП НИЦ.

Петров Г.А., Тристан Н.И., Бороздина Г.Н., Маслов А.В. (2019). Завершающий этап кислого островодужного магматизма на Северном Урале. *Доклады АН*, 489(2), с. 54–57. https://doi.org/10.31857/S0869-56524892166-169

Пучков В.Н. (2010). Геология Урала и Предуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. 280 с.

Свяжина И.А., Петров Г.А. (2011). Миграция террейнов Уральского подвижного пояса и палеозойские аккреционные события на Уральской окраине Восточно-Европейского континента. *Литосфера,* (6), *с. 3–13.*

Сергеева Н.Д., Пучков В.Н., Карасева Т.В. (2021). Верхний протерозой (рифей и венд) Волго-Уральской области в параметрических и глубоких скважинах. Уфа: Книга-Принт, 2021. 196 с.

Соборнов К.О., Скрипий А.А. (1993). Покровно-надвиговая структура осадочного чехла зоны сочленения Бельской впадины и Башкирского антиклинория Южного Урала. *Докл. АН СССР*, 333(2), с. 242–245.

Соборнов К.О. (2015). Структура складчатых поясов и перспектива открытия крупных месторождений в складчатом Предуралье. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 10(1). http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2015.pdf

Соборнов К.О., Коротков И.П., Яковлев Д.В., Куликов В.А., Кудрявцев К.Ю., Колесник В.Ф. (2021). Раздавленные соляные диапиры гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн): комплексное изучение и влияние на нефтегазоносный потенциал. *Геология нефти и газа*, (1), с. 73–88.

Соборнов К.О. (2023). Строение Южного Урала и Предуралья на основе интерпретации региональных сейсмических данных и происхождение богатейших залежей нефти в Волго-Уральском бассейне. *Геология нефти и газа*, (1), с. 7–25. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2023-1-7-25

Трофимов В.А. (2014). Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. М.: ГЕОС, 202 с.

Фазлиахметов А.М., Масагутов Р.Х., Зименков Р.А. (2022). К перспективам выявления углеводородов в Юрюзано-Сылвенской впадине. *Мат. II Межд. научно-практ. конф. «Геология и геофизика 2022: наука, производство, инновации»*, Уфа, ПолиПРЕСС, с.228–232.

Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Бушуева М.А., Канев А.С., Лучина С.А., Авдеева А.А., Володина А.Г., Холмянская Н.Ю. (2019). Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НГП. *Геология нефти и газа*, (3), с. 23–38.

Шеин В.С., Алференок А.В., Долматова И.В., Мельникова Н.А. (2020). Геодинамические условия формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента. *Геология нефти и газа*, (1), с. 35–55.

Щекотова И.А. (1990). Карбонатные формации Южного Предуралья: тектоника и нефтегазоносность. М.: Наука, 112 с.

Юдин В.В. (1994). Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. Екатеринбург: Наука, 286 с.

Bally A.W., Sawyer D., Sinkewich A. (2020). Global Tectonic and Basin Maps Albert Search and Discovery. Article #30444. https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/30444bally/ndx_bally.pdf

Ghori K.A.R., Craig J., Thusu B., Lüning S., Geiger V. (2009). Global Infracambrian petroleum systems: A review. In: Craig J., Thurow J., Thusu B., Whitham A., Abutarruma Y. (Eds.) Global Neoproterozoic Petroleum Systems:

The Emerging Potential in North Africa. *Geological Society, London, Special Publications,* 326, pp. 109–136. https://doi.org/10.1144/SP326

Kashubin S., Juhlin C., Friberg M., Rybalka A., Petrov G., Kashubin A., Bliznetsov M., Steer D. (2006). Crustal structure of the Middle Urals based on seismic reflection data. *Geological Society, London, Memoirs,* 32, pp. 427–442. https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.2

Matte Ph. (2006). The Southern Urals: deep subduction, soft collision and weak erosion. European lithosphere dynamics. *Geological Society, London, Memoirs,* 32(1), pp. 421–426. https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.25

Şengör A.M.C., Natal'in B.A., Burtman V.S. (1993). Evolution of the Altaid tectonic collage and Palaeozoic crustal growth in Eurasia. *Nature*, 364, pp. 299–307. https://doi.org/10.1038/364299a0

Weimer P., Bouroullec R, Adson J., Cossey S.P.J. (2017). An overview of the petroleum systems of the northern deep-water Gulf of Mexico. *AAPG Bulletin,* 101(7), pp. 941–993. https://doi.org/10.1306/09011608136

Сведения об авторе

Константин Олегович Соборнов – доктор геол.-мин. наук, главный геолог, ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания»

Россия, 142784, Москва, Киевское ш., д. 1, БП «Румянцево», кор. 1, 412-а

e-mail: ksobornov@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 27.12.2022;
Принята к публикации 29.04.2023;
Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geodynamic control on the petroleum habitat of the Uralian Foreland

K.O. Sobornov
North Uralian Petroleum Company Ltd, Moscow, Russia
e-mail: ksobornov@yandex.ru

Abstract. A comparative study of the Uralian Foreland in the Timan-Pechora and Volga Urals basins reveals considerable differences in structure and petroleum habitat. These differences were in large measure controlled by their geodynamic settings. A typical scenario of the continental marginal basin which subsequently was modified in the foredeep basin took place in the Timan-Pechora basin. The sedimentary fill of the basin is made up of the Phanerozoic deposits only. The principal oil source rock is provided by the prolific Domanik Suite broadly developed in is eastern part of the basin. The mature Domanik source rocks charged the majority of oil and gas fields of the Timan-Pechora Basin. In the Volga Urals basin the sedimentary fill includes two overlapping foredeep sequence – Riphean and Paleozoic, of which the Riphean one is much thicker. The Riphean depocenters were subjected to structural inversion during the docking of the Magnitogorsk island arc to the Uralian margin in the Middle Devonian-Frasnian. The inversion was accompanied by the thickening of the Riphean section due to the reactivation of the pre-existing Precambrian deformation and caused the regional uplift in the Southern Uralian Foreland. This uplift led to shifting of the Domanik troughs to the westerly outboard part of the Volga-Uralian Basin. The Domanik source rock remained immature over much of the Southern Uralian Foreland which is interpreted to be a result of the inversion of the Riphean depocenters and related regional uplift. It is proposed that the enormous clustering of large oil deposits in the Paleozoic section of the south-eastern part of the Volga Uralian Basin was to a much extent produced by the charging from the multi-kilometer thick Riphean section of the Southern Uralian Foreland.

Keywords: Timan-Pechora basin, Volga Urals Basin, Uralian Thrust Belt, oil, gas, Domanik source rock, Riphean depocenter, structural reactivation, hydrocarbon migration

Recommended citation: Sobornov K.O. (2023). Geodynamic control on the petroleum habitat of the Uralian Foreland. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 187–202. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.13

References

Bally A.W., Sawyer D., Sinkewich A. (2020). Global Tectonic and Basin Maps Albert Search and Discovery. Article #30444. https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/30444bally/ndx_bally.pdf

Bazhenova T.K. (2016). Oil source rocks of the ancient platforms of Russia and petroleum potential. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 11(4), (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/1/45_2016.pdf

Bogdanov B., Kuzmenko Yu. (2018). Reference outcrop of the Sirachoy reef on the Sedyu River (Ukhta-Izhma Swell, Timan Ridge) wait for their researchers. *Norwegian Journal of development of the International Science,* 21, pp. 3–40. (In Russ)

Bychkov S.G., Neganov V.M., Michurin F.V. (2010). Petroleum exploration zoning of the Permian district. *Neftegazovoe delo*, (3), pp. 302–317. (In Russ.)

Danilov, V.N., Gudelman, A.A., Utkina O.L. et al. (2015). Geological Structure and Gas Potential of Western Slope of the Polar and Sub-Polar Urals (Based on Exploration Data). St. Peterburg: VNIGRI, 264 p. (In Russ)

Deep structure, evolution and mineral deposits of Early Precambrian basement of the east European Platform. Regional lines 1-EV, 4B and Tatseis data interpretation (2010). Mints M.B. (Ed). Moscow: GEOKART GEOS, vol. 1, 408 p. (In Russ)

Fazliahmetov A.M., Masagutov R.Kh., Zimenkov R.A. (2022). On prospectivity of discovery of oil and gas in the Yuruzan Sylva Foredeep. *Proc. II International conference "Geology and Geophysics"*, Ufa, PoliPress, pp. 228–232. (In Russ)

Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Bushueva M.A., Kanev A.S., Luchina S.A., Avdeeva A.A., Volodina A.G., Kholmyanskaya N.Yu. (2019). Methodology of lithologically screened and lithological oil and gas traps prediction in Upper Devonian-Tournaisian and Lower Permian carbonate plays of eastern Volga-Urals Petroleum Province. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology,* (3), pp. 23–38. (In Russ.)

Galimov E.V., Kamaleeva A.I. (2015). Source of hydrocarbons in the supergiant Romashkino oilfield (Tatarstan): Recharge from the crystalline basement or source sediments? *Geochemistry International*, (53), pp. 95–112.

Gatiyatullin N.S. (2010). Pecularities of distribution of Permian bitumen and deeper petroleum pools in the Republic of Tatarstan. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 5(3). (In Russ). http://www.ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf

Ghori K.A.R., Craig J., Thusu B., Lüning S., Geiger V. (2009). Global Infracambrian petroleum systems: A review. In: Craig J., Thurow J., Thusu B., Whitham A., Abutarruma Y. (Eds.) Global Neoproterozoic Petroleum Systems: The Emerging Potential in North Africa. *Geological Society, London, Special Publications*, 326, pp. 109–136. https://doi.org/10.1144/SP326

Iosifidi A.G., Khramov A.N. (2012). The Polar Urals and Pay-Khoy in the Late Permian – paleomagnetic reconstruction. *Proc. Int. school-seminar "Problems of paleomagnetism and magnetism rocks"*. St. Peterburg: SOLO, pp. 80–86. (In Russ.)

Kashubin S., Juhlin C., Friberg M., Rybalka A., Petrov G., Kashubin A., Bliznetsov M., Steer D. (2006). Crustal structure of the Middle Urals based on seismic reflection data. *Geological Society, London, Memoirs,* 32, pp. 427–442. https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.2

Kamaletdinov M.A. (1974). Overthrust structures of the Urals. Moscow: Nauka, 236 p. (In Russ.)

Kazantsev Yu.V. (1984). Structure of the Cis-Uralian foredeep. Moscow: Nauka, 185 p. (In Russ.)

Kiryukhina T.A., Fadeyeva N.P., Stoupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. (2013). Domanik deposits of Timano-Pechora and Volga-Ural basins. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*, (1), pp. 73–88. (In Russ.)

Klimenko S.S., Anishchenko L.A. (2010). Peculiarities of evolution of petroleum generation in the Timan Pechora Basin. *Izvestiya Komi nauchnogo tsentra UrO RAN*, (2), pp. 61–69. (In Russ.)

Knyazev Yu.G., Knyazev O.Yu., Snachev V.I., Zhdanov A.V et al., (2013). State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1000000 (third generation). Uralian Series. Sheet N-40 Ufa. Explanatory note. St. Peterburg: VSEGEI, 512 p. (In Russ.)

Kozhanov D.D., Bolshakova M.A., Khopta I.S. (2022). The role of Proterozoic sediments in the formation of oil and gas content in the northern part of the Volga-Ural oil and gas basin (based on the results of basin modeling). *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 73–86. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7

Kozlov V.I., Sergeeva N.D., Genina L.A. Nikhailov P.N. (1997). Upper Pre-Cambrian of the western Bashkortostan and its petroleum prospectivity. In: *Problems of regional geology, petroleum exploration, ore prospecting and hydrogeology of the Republic of Bashkortostan*. Ufa: Institute of Geology, Uralian Sci. Center, pp. 214–216. (In Russ.)

Kuznetsov N.B., Soboleva A.A, Udoratina O.V., Gertseva M.L., Dorokhov N.S. (2007). Pre-Uralian tectonic evolution of the north-eastern and eastern margins of the East European Platform. Paper 2. Late pre-Cambrian-Cambrian collision of Baltica and Arctida. *Lithosphere (Russia)*, pp. 32–45. (In Russ.)

Lozin E.V. (2002). Deep structure and oil and gas potential of the Volga-Ural region and adjacent territories. *Lithosphere (Russia)*, (3), pp. 46–48. (In Russ.)

Matte Ph. (2006). The Southern Urals: deep subduction, soft collision and weak erosion. European lithosphere dynamics. *Geological Society, London, Memoirs*, 32(1), pp. 421–426. https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.25

Masagutov R.Kh. (2002). Lithological-stratigraphic characteristic and paleogeography of the Late Precambrian of the Baskortostan' Sic-Urals. Moscow: Nedra, 223 p. (In Russ.)

Masagutov R.Kh., Bakirov R.D. (2019). Petroleum prospectivity of the Podalatau unit of the Belsk trough of the cis-Uralian Foredeep Basin. *Vestnik Akademii nauk Respubliki Bashkortostan*, 30(1), pp. 79–88. (In Russ.)

Mirchink M.F., Khachatrian R.O., Gromeka V.I. (1965). Tectonics and oil plays of the Kamsko-Kinelskaya system of troughs. Moscow: Nauka, 21 p. (In Russ.)

Neruchev S.G. (1982). Uranium and life in the history of the Earth. Leningrad: Nedra, 208 p. (In Russ.)

Nikonov N.I. (ed.) et al. (2000). Atlas of Geological Maps of the Timan-Pechora Sedimentary Basin. Ukhta: TP NITS. (In Russ.)

Petrov G.A., Tristan N.I., Borozdina G.N., Maslov A.V. (2019). Final stage of the island arc magmatism in the North Urals. *Doklady AN*, 489(2), pp. 54–57. (In Russ.)

Puchkov V.N. (2009). The evolution of the Uralian orogen. *Geological Society*, London, Special Publications, 327, pp. 161–195, https://doi.org/10.1144/SP327.9

Şengör A.M.C., Natal'in B.A., Burtman V.S. (1993). Evolution of the Altaid tectonic collage and Palaeozoic crustal growth in Eurasia. *Nature*, 364, pp. 299–307. https://doi.org/10.1038/364299a0

Sergeeva N.D., Puchkov V.N., Karasev T.V. (2021). The Upper Proterozoic (Riphean and Vendian) of the Volga-Urals region in peremetric wells. Ufa: Kniga-Print, 196 p. (In Russ.)

Shchekotova I.F. (1990). Carbonate formations of the South Cis-Urals: tectonics and petroleum potential. Moscow: Nauka, 112. (In Russ.)

Shein V.S., Alferenok A.V., Dolmatova I.V., Melnikova N.A. (2020). Paleobasins of the East European paleocontinent: geodynamic settings of sedimentary cover formation. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*, (1), pp. 35–55. (In Russ.)

Sobornov K.O., Skripiy A.A. (1993). Thrust structure of the transition zone of the Belsk Trough and Bashkirian Antticlinorium of the Southern Urals. *Doklady AN SSSR*, 333(2), pp. 242–245. (In Russ.)

Sobornov K.O. (2015). Structure of fold belts and opportunity of large oil and gas discoveries in the Uralian fold belt (in Russian). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 10(1). (In Russ.) https://ngtp.ru/rub/2015/6_2015.html

Sobornov K.O., Korotkov I.P., Yakovlev D.V., Kulikov V.A., Kudryavtsev K.Yu., Kolesnik V.F. (2021). Squeezed diapirs of the Chernyshev Swell (the Timan Pechora Basin): integrated study and petroleum habitat. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*, (1), pp. 73–88. (In Russ.)

Sobornov K.O. (2023). Structure of the South Urals and cis-Uralian foredeep as revealed by interpretation of regional seismic data and the origin of the prolific of oil reserves in the Volga Urals Basin. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology,* (1), pp. 7–25. (In Russ.)

Svyazhina I.A., Petrov G.F. (2011). Migration of terrains of the Uralian mobile belt and the Paleozoic accretion events in the Uralian margin of the East European Continent. *Lithosphere (Russia)*, 6, pp. 3–13. (In Russ.)

Trofimov V.A. (2014). Deep regional CDP seismic studies of oil-bearing territories. Moscow: GEOS, 202 p. (In Russ)

Yudin, V.V. (1994). Orogenesis of the North Urals and Pay-Khoy. Yekaterinburg: Nauka, 285 p. (In Russ)

Zhemchugova, V.A. (2002). Natural Reservoirs in Carbonate Formations of the Pechora Petroliferous Basin. Moscow: MSU, 243 p. (In Russ)

Zhemchugova V.A., Akhmanov G.G., Naumchev Yu.V., Pankov V.V., Karnyushina E.E. (2019). Sedimentation-capacity model of the subsalt deposits of the Southern Urals and adjoining territories. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 94–109. (In Russ)

Zonenshain L.P., Kuz'min M.I., Natapov L.M. (1990). Lithosphere plate tectonics of the USSR territory. Moscow: Nedra; vol. 1, 328 p. (In Russ)

Weimer P., Bouroullec R, Adson J., Cossey S.P.J. (2017). An overview of the petroleum systems of the northern deep-water Gulf of Mexico. *AAPG Bulletin,* 101(7), pp. 941–993. https://doi.org/10.1306/09011608136

About the Authors

Konstantin O. Sobornov – DSc (Geology and Mineralogy), Chief Geologist, North Uralian Petroleum Company

412-a, build. 1, Kievskoe sh. 1, Rumyantsevo Business park, Moscow, 142784, Russian Federation

e-mail: ksobornov@yandex.ru

Manuscript received 27 December 2022;
Accepted 29 April 2023;
Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.15

УДК 550.93:551.7

Первые радиометрические датировки тонштейнов из угленосных отложений Кузнецкого бассейна: U-Pb-геохронология тайлуганской свиты

В.В. Силантьев[1,2], Я.М. Гутак[1,3], М. Тихомирова[4], А.В. Куликова[5], А.С. Фелькер[1,6], М.Н. Уразаева[1], Л.Г. Пороховниченко[1,7], Е.В. Карасев[1,6], А.С. Бакаев[1,6], В.В. Жаринова[1], М.А. Наумчева[1,6]*

[1]*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия*
[2]*Филиал Казанского (Приволжского) федерального университета в г. Джизаке, Джизак, Узбекистан*
[3]*Сибирский государственный индустриальный университет, Новокузнецк, Россия*
[4]*Технический университет Фрайбергской горной академии, Фрайберг, Германия*
[5]*Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Новосибирск, Россия*
[6]*Палеонтологический институт им. А.А. Борисяка РАН, Москва, Россия*
[7]*Томский государственный университет, Томск, Россия*
[8]*Институт проблем экологии и эволюции им. А.Н. Северцова РАН, Москва, Россия*

Тонштейны – твердые преимущественно каолинитовые глинистые прослои – широко распространены в углях Кузнецкого бассейна и содержат идиоморфные зерна циркона магматического генезиса, в количестве, достаточном для проведения урано-свинцового (U-Pb) датирования. Радиометрические датировки цирконов, отобранных из тонштейнов угольного пласта 78 тайлуганской свиты, впервые проведены двумя методами: методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой и лазерной абляцией (LA-ICP-MS) и методом термической ионизационной масс-спектрометрии с изотопным разбавлением и химической абразией (CA-ID-TIMS). Полученные с помощью CA-ID-TIMS датировки равны 257,0 ± 1,3 и 256,6 ± 0,4 млн лет и определяют возраст нижней границы тайлуганской свиты и тайлуганского горизонта в 257,0 млн лет. Продолжительность тайлуганского горизонта оценена в 4,22 млн лет. Результаты датирования дают возможность напрямую сопоставить тайлуганский горизонт Кузбасса с верхней половиной вучапинского яруса и с большей частью чансинского яруса Международной хроностратиграфической шкалы.

Скорость накопления суммарных осадков тайлуганской свиты, рассчитанная без учета коэффициента уплотнения, составляет около 0,13–0,18 мм/год, а скорость накопления угля – 0,024 мм/год. Такие значения сопоставимы со скоростями накопления позднепалеозойских угленосных толщ Донбасса и западной Австралии. Скорость накопления торфа в тайлуганское время, рассчитанная при значении коэффициента уплотнения, принятом 10:1, составила 0,24 мм/год. Это значение сопоставимо со скоростями накопления торфа в голоценовых болотах Сибири и Европейской России.

Нахождение тонштейнов в угольных пластах тайлуганской свиты позволяет предположить, что верхняя поверхность торфа в момент его накопления располагалась ниже уровня воды, служившей защитным экраном для тонких вулканических осадков, предохраняя их от уничтожения.

Комплексы макрофлоры, остракод, конхострак и двустворок существенно изменяются по разрезу тайлуганской свиты; это дает возможность обосновать в Кузбассе стратиграфический уровень, отвечающий границе между вучапинским и чансинским ярусами.

Ключевые слова: Кузнецкий бассейн, тайлуганская свита, тонштейны, U-Pb-датирование, LA-ICP-MS, CA-ID-TIMS, геохронология, биостратиграфия

Для цитирования: Силантьев В.В., Гутак Я.М., Тихомирова М., Куликова А.В., Фелькер А.С., Уразаева М.Н., Пороховниченко Л.Г., Карасев Е.В., Бакаев А.С., Жаринова В.В., Наумчева М.А. (2023). Первые радиометрические датировки тонштейнов из угленосных отложений Кузнецкого бассейна: U-Pb-геохронология тайлуганской свиты. *Георесурсы,* 25(2), с. 203–227. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.15

Введение

Радиометрическое урано-свинцовое (U-Pb) датирование изотопного возраста отдельных зерен циркона в том числе методом термической ионизационной масс-спектрометрии с изотопным разбавлением и химической абразией (CA-ID-TIMS) успешно применяется уже более двух десятилетий в угленосных бассейнах Западной Европы (Ducassou et al., 2019; Pellenard et al., 2017), Восточной Европы (Донецкий бассейн) (Davydov et al. 2010; 2012), Северной Америки (Lyons et al., 2006), Южной Америки (Mori et al., 2012; Simas et al., 2012; Cagliari et al., 2014; Jurigan et al., 2019), Китая (Wang et al., 2018), Австралии (Metcalfe et al., 2015; Ayaz et al., 2016).

Цель настоящей статьи – продемонстрировать, что датирование цирконов из тонштейнов базальной части тайлуганской свиты дает возможность напрямую сопоставить ее с Международной хроностратиграфической шкалой (International Commission on Stratigraphy, 2023)

* Ответственный автор: Владимир Владимирович Силантьев
e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

и оценить продолжительность накопления слагающих ее осадков и скорость формирования угольных пластов.

Кузнецкий бассейн (Кузбасс) – один из крупнейших угольных бассейнов России – располагается в северной части Алтае-Саянской складчатой области на западе Сибири (рис. 1, А, Б). Долгое время Кузбасс рассматривался как сравнительно небольшой межгорный прогиб, ограниченный каледонидами Кузнецкого Алатау и Горной Шории (с востока и юга) и герцинидами Салаира и Колывань-Томской зоны (с запада и севера). В настоящее время считается, что Кузбасс представлял собой огромный предгорный прогиб, который примыкал с юга к Сибирской платформе (рис. 1, В) и располагался между уже консолидированными с этой платформой каледонидами (Минусинскими прогибами и Кузнецким Алатау) и еще подвижной герцинской областью Колывань-Томской зоны (Buslov et al., 2004; Гутак, 2021). Данная точка зрения обосновывается тем, что часть бассейна, примыкающая к Кузнецкому Алатау, характеризуется сокращенными мощностями разрезов и большой долей грубообломочного материала; по мере удаления от Кузнецкого Алатау мощность разрезов возрастает, одновременно увеличивается роль тонкообломочных пород (алевролитов, аргиллитов, углистых аргиллитов) и пластов каменного угля.

Заложение Кузбасса началось в живетском веке среднего девона и совпало с ранними фазами герцинского тектогенеза (Гутак, Антонова, 2017). На первом этапе развития бассейна – с живетского века среднего девона по визейский век раннего карбона – здесь накапливалась морская зеленоцветная моласса. Второй завершающий этап – с серпуховского века раннего карбона до конца пермского периода – характеризовался накоплением мощной (до 7000 м) континентальной сероцветной угленосной молассы, в которой основная часть рабочих пластов каменного угля локализована в отложениях пермской системы (Юзвицкий, 2003; Гутак, Рубан, 2016).

Палеогеографическая близость Кузнецкого бассейна и Сибирской платформы (рис. 1, В) обусловила их ботаническое и фаунистическое единство, что позволило выделить особую Ангарскую палеофлористическую и палеозоологическую область планеты – Ангариду (Вахрамеев и др., 1970).

Палеофлористические комплексы карбона и перми Кузбасса традиционно считаются эталонными для географически изолированной Ангарской палеофлористической области (Meyen, 1982; Мейен, 1990; Meyen et al., 1996; Будников, 1996; Oshurkova, 1996). В то же время некоторые данные по фауне конхострак, остракод, двустворок и рыб указывают на возможное наличие биотических связей между Ангаридой, Еврамерикой (Лавруссией) и Гондваной (Неуструева, 1966; Бетехтина и др., 1988; Silantiev, 2018; Silantiev et al., 2015; Amler, Silantiev, 2021; Bakaev, Kogan, 2020; Жаринова, 2021; Бакаев, 2023).

Кузбасс является эталонным районом для всей Ангариды из-за высокой степени геологической изученности. Детальные исследования в Кузбассе начались в 1914 г. группой геологов Геологического комитета России и продолжались более ста лет многочисленными научными группами из организаций Ленинграда, Москвы, Новосибирска, Томска, Новокузнецка (Юзвицкий, 2003). Региональная стратиграфическая схема угленосных отложений, разработанная за это время, отличается высокой детальностью расчленения, подробным палеонтологическим и палеоботаническим обоснованием подразделений – свит, серий, горизонтов. В ее основе лежат исследования кернов сотен тысяч поисковых и

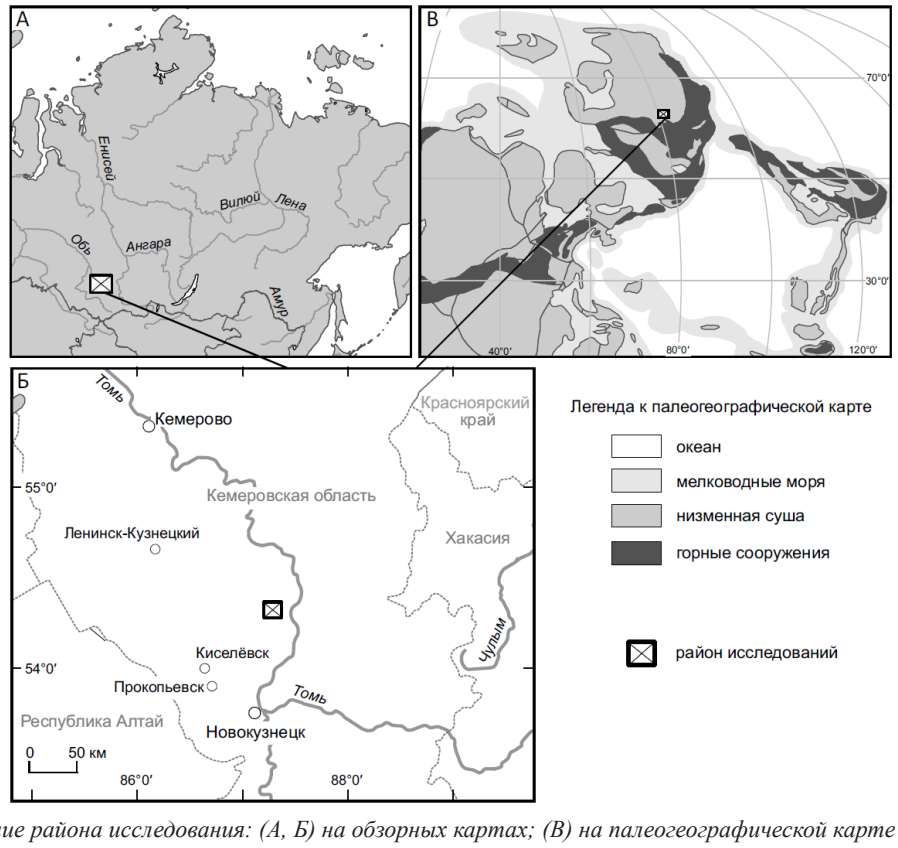


Рис. 1. Местоположение района исследования: (А, Б) на обзорных картах; (В) на палеогеографической карте поздней перми (карты составлены с помощью Rstudio (Posit team, 2023) для языка R (R Core Team, 2022) по данным (Cao et al., 2017) для (В))

разведочных скважин, горных выработок и естественных обнажений. Региональная стратиграфическая схема пермских отложений, утвержденная в 1979 г. (Решения…, 1982), выдержала проверку временем; с момента ее принятия только один раз были внесены в нее небольшие изменения (Решение…, 1996). Схема внедрена в практику геолого-съемочных работ (Легенда Кузбасской серии…, 1999) и используется во всех без исключения геологических изысканиях как в Кузбассе, так и в смежных с ним регионах, т.е. лежит в основе всех межрегиональных корреляций Ангариды (Бетехтина и др., 1988; Будников, 1996; Кутыгин и др., 2020; Oshurkova, 1996; Budnikov et al., 2020 и др.). Современная обобщающая сводка по геологии Кузбасса опубликована в 2003 г. (Угольная база России, 2003).

Несмотря на свою детальность, Региональная стратиграфическая схема угленосных отложений Кузбасса может быть сопоставлена с Международной хроностратиграфической шкалой (МХШ) (International Chronostratigraphic Chart, ICC 2023) и с Общей стратиграфической шкалой (ОСШ) России (Стратиграфический кодекс…, 2019) только условно (на рис. 2 показана только пермская часть схемы). Прямая корреляция подразделений Кузбасса с МХШ невозможна из-за отсутствия в его разрезах морской фауны (конодонтов и др.), а прямая корреляция с ОСШ – из-за изолированности Ангариды от Еврамерики и областей Тетиса в позднем палеозое и эндемизма ее биоты (Meyen et al., 1996; Будников, 1996; Oshurkova, 1996; Amler, Silantiev, 2021).

Проблема глобальной корреляции угленосных отложений Кузбасса дополняется его сложной блоковой тектоникой (Novikov et al., 2013). Разрезы разных блоков резко отличаются своим строением. Заметим, что если между разрезами невозможно напрямую проследить угольные пласты (например, между восточной и центральной, южной и северной частями Кузбасса), то они плохо сопоставимы (Будников, 1996). Как следствие, разрезы разных блоков имеют различную номенклатуру угольных пластов. Кроме того, разные методы расчленения и корреляции разрезов дают часто различные результаты, которые могут отличаться друг от друга на 500–3500 м (Ярков, 1996; Лежнин, Папин, 1996).

Тайлуганская свита (750 м) сложена чередованием песчано-глинистых пород, включающих мощные пласты и тонкие прослои каменного угля общей мощностью от 80 до 105 м. Свита отвечает верхней половине татарского отдела верхней перми ОСШ и примерно средней части лопинского отдела МХШ (рис. 2). Об этом свидетельствуют полученные нами радиометрические датировки тонштейнов из угольного пласта 78, залегающего в основании свиты, и радиометрические датировки туфовых прослоев из основания вышележащей мальцевской свиты (Davydov et al., 2021), ранее относимой целиком к нижнему триасу.

Тонштейны в угольных пластах Кузбасса известны давно, распространены по всему разрезу угленосной толщи и достаточно хорошо изучены в литологическом и геохимическом отношении (Ван, 1968; Казанский, Ван, 1985;Черновьянц, 1992; Arbuzov et al., 2011, 2019 и др.). Тонштейны Кузбасса представляют собой, как правило, сцементированные твердые глинистые прослои в углях, имеют преимущественно каолинитовый состав

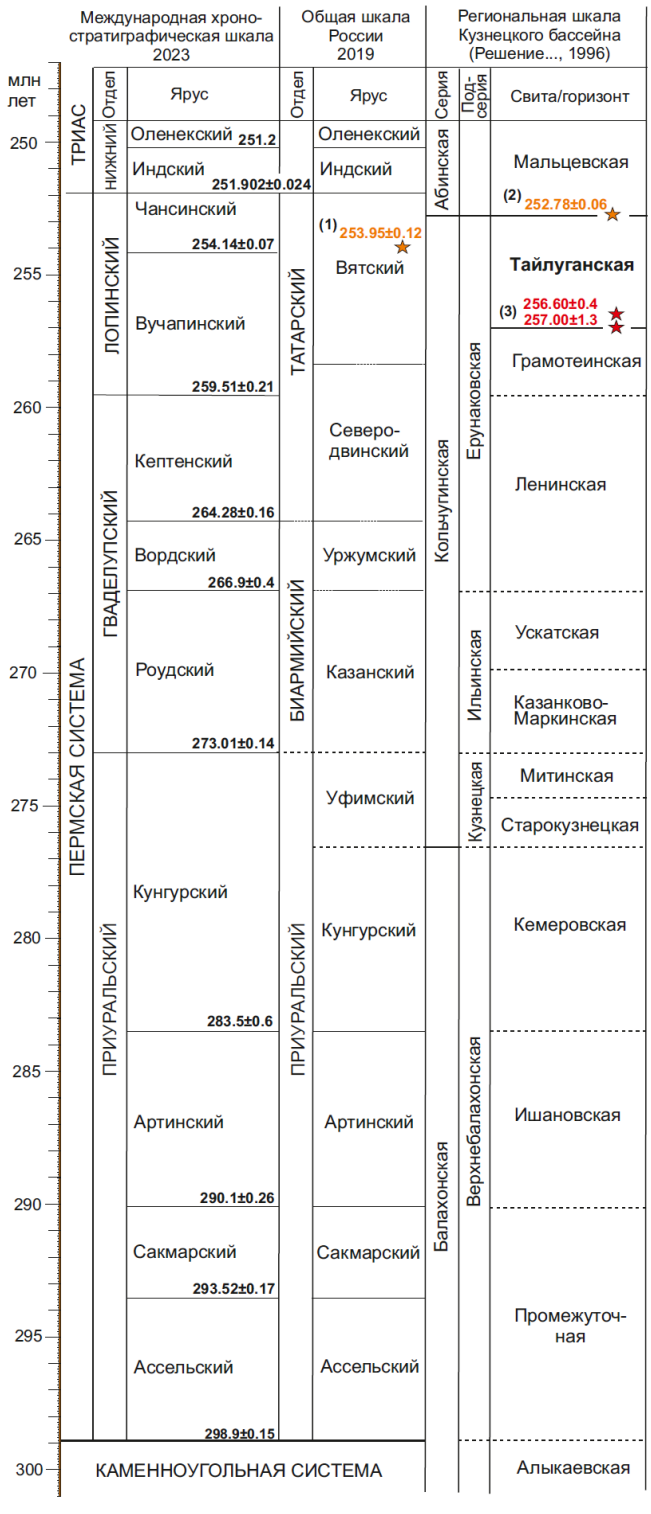


Рис. 2. Региональная стратиграфическая схема пермских угленосных отложений Кузбасса и ее сопоставление с Общей стратиграфической шкалой России (Стратиграфический кодекс…, 2019) и Международной хроностратиграфической шкалой (International Chronostratigraphic Chart, ICC 2023); радиометрические датировки: (1) Davydov et al., 2020; (2) Davydov et al., 2021; (3) настоящая работа

и отличаются от обычных вмещающих пород цветом (светло-серым, серым, буроватым, почти черным), составом и отсутствием слоистости. Наши полевые работы 2019–2022 гг. показали присутствие почти в каждом угольном пласте от одного до нескольких прослоев тонштейнов.

1. Геологическая обстановка

Осадочный комплекс Кузбасса формировался около 350 млн лет с раннего палеозоя по средний мезозой. Наиболее значительные опускания, сопровождавшиеся ингрессией морского бассейна, начались в девоне и продолжились в раннем карбоне. Затем несколько эпизодов складчатости изменили характер осадконакопления с морского на угленосный континентальный. Поднятие территории привело к денудации ранее образованных осадочных структур. Современное геологическое строение Кузбасс приобрел в начале мелового периода (рис. 3) (Юзвицкий, 2003).

Общая характеристика угленосной толщи. Верхняя часть каменноугольной и вся пермская система Кузбасса представлены континентальными преимущественно терригенными угленосными отложениями. Их наибольшая мощность (7000–8000 м) приурочена к осевой и западной частям бассейна. Типичные разрезы сложены песчаниками, алевролитами и аргиллитами с мощными пластами и тонкими прослоями углей, и подчиненными линзами гравелитов и конгломератов, маркирующих основания осадочных циклов. Доля каменного угля в общем разрезе составляет в среднем от 1% до 6% (70–480 м), но в некоторых свитах увеличивается до 20–25%.

Глинистые породы (аргиллиты) обычно представлены каолинитом и гидрослюдой. Прослои монтмориллонитовых глин встречаются реже. Твердые, светлоокрашенные тонкие прослойки каолинитового состава, известные как тонштейны, распространены в пластах каменного угля. Монтмориллонитовые глины и тонштейны обычно интерпретируются как продукты преобразований вулканического пепла. Достоверные тонштейны установлены в угольном пласте XI Распадского месторождения (кемеровский горизонт) (Арбузов и др., 2019) и пластах 5 и 6 Уропского месторождения (грамотеинский горизонт).

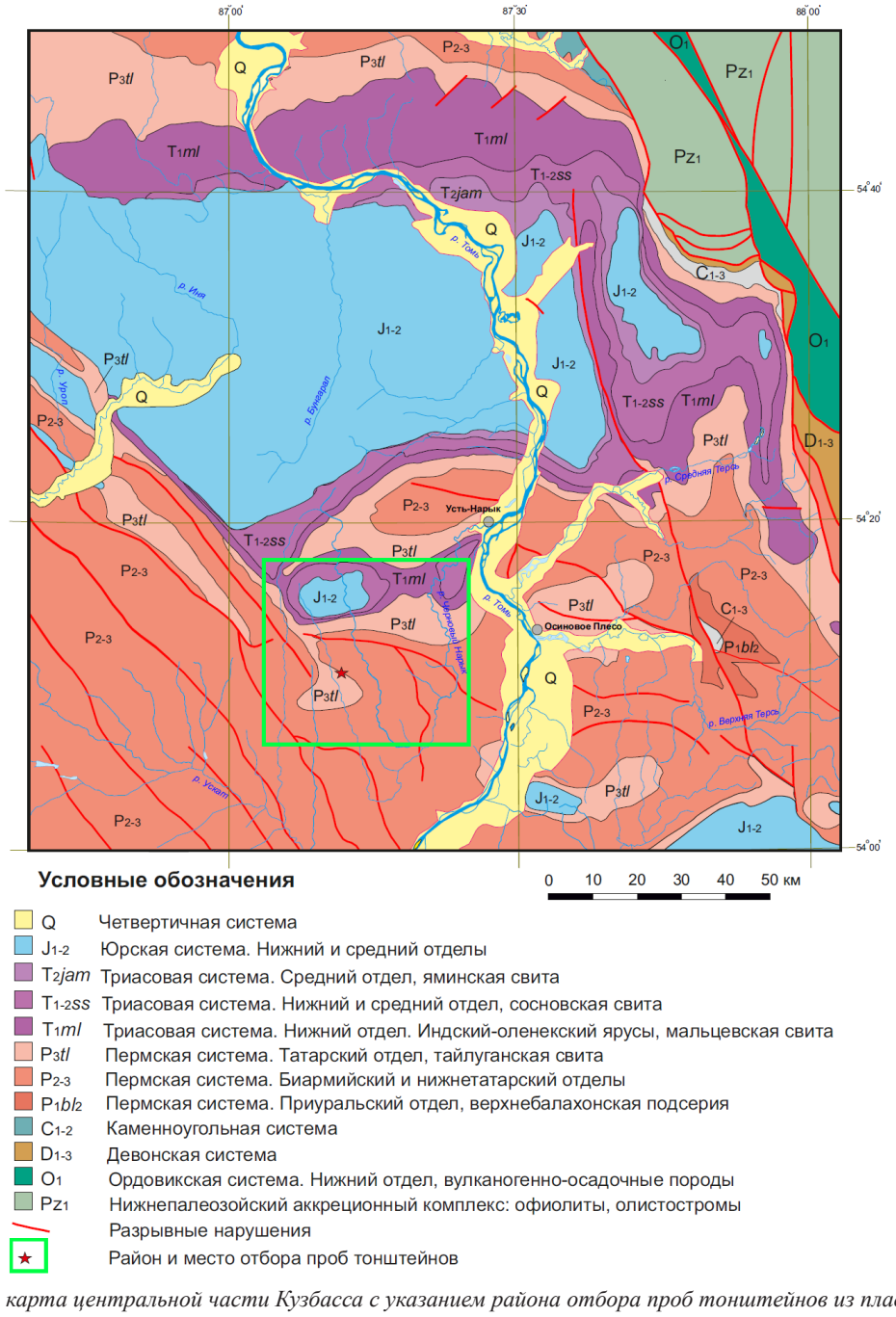


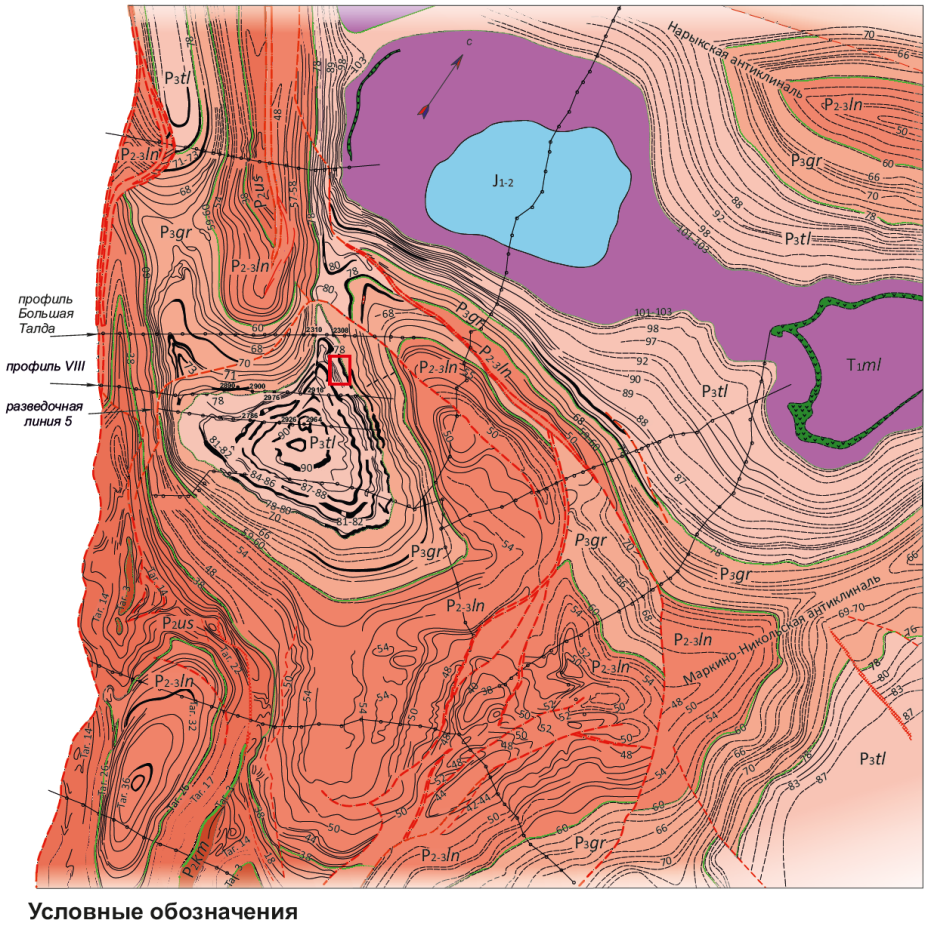
Рис. 3. Геологическая карта центральной части Кузбасса с указанием района отбора проб тонштейнов из пласта 78 (упрощено по (Г.А. Бабин и др., 2007))

Пирокластический материал играет значительную роль в угленосных отложениях Кузбасса (Ван, 1968; Ван, Казанский, 1985; Черновьянц, 1992). Установлено не менее 12 горизонтов пирокластического материала (туфы, туффиты, монтмориллонитовые глины), мощность которых достигает 10 м. Некоторые пирокластические горизонты Кузбасса прослеживаются в Минусинском и Тунгусском бассейнах (Казанский, Ван, 1996). Геохимия и минералогия вулканогенного материала, в том числе содержание в нем редких и радиоактивных элементов, изучены очень детально и рассмотрены в работах (Arbuzov et al., 2011, 2019; Thompson et al., 2021).

Корреляция разрезов угленосных отложений Кузбасса проводится путем прослеживания стратиграфических элементов (свит, толщ, пачек) в многочисленных профилях разведочных скважин (рис. 4). В открытых горных выработках используется прямое трассирование угольных пластов, для обозначения которых разработана специальная номенклатура. Литологические и палеонтологические признаки, используемые при корреляции, включают гранулометрический и минеральный состав пород, слоистость, состав конкреций; характерные комплексы фауны и флоры, маркирующие фаунистические горизонты и т.д.

Тайлуганская свита, радиометрические датировки возраста которой рассматриваются в настоящей статье, завершает разрез угленосной толщи верхнего палеозоя Кузбасса, т.е. является самым верхним элементом *кольчугинской серии* и *ерунаковской подсерии* (рис. 2 и 5).

Кольчугинская серия (мощностью до 6000 м) примерно соответствует биармийскому (среднему) и татарскому (верхнему) отделам пермской системы.



Условные обозначения

J1-2	Юрская система. Нижний и средний отделы
T1ml	Триасовая система. Нижний отдел. Индский-оленекский ярусы, мальцевская свита
P3tl	Пермская система. Татарский отдел, тайлуганская свита
P3gr	Пермская система. Татарский отдел, грамотеинская свита
P2-3ln	Пермская система. Биармийский и нижнетатарский отделы, ленинская свита
P2us	Пермская система. Биармийский отдел, ускатская свита
P2km	Пермская система. Биармийский отдел, казанково-маркинская свита
	Базальты
	Границы свит
а) 68 / 70 б)	Пласты угля и их номера: а) прослеженные; б) предполагаемые
	Разрывные нарушения
	Основные разведочные профили скважин
● 2786	Скважины, показанные на рис. 5
	Район отбора проб

Рис. 4. Геологическая карта-схема Ерунаковского и Талдинского месторождений с основными пластами каменного угля; показано место отбора проб тонштейнов из пласта 78 (по данным (Шварц С.В., 2010) с упрощением; показаны только некоторые профили разведочных скважин). Сокращения: Таг. – пласты угля Тагарышской площади

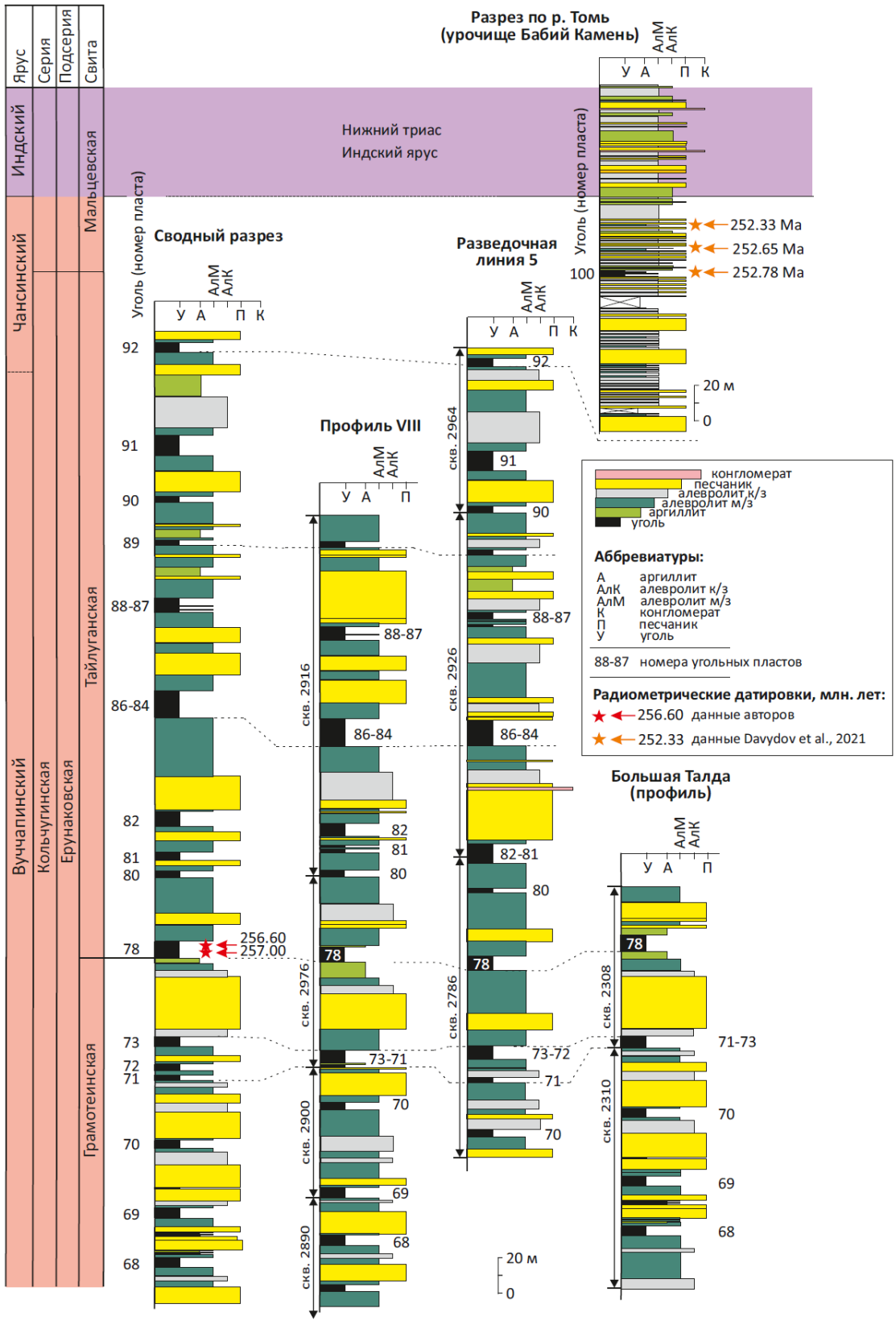


Рис. 5. Сводный разрез Ерунаковского и Талдинского месторождений, сопоставленный с разрезами разведочных профилей (рис. 4) и с Береговым разрезом правобережья р. Томь (урочище Бабий Камень) (Davydov et al., 2021); показаны уровень отбора проб тонштейнов из пласта 78 и полученные датировки

Нижняя граница серии проводится по поверхности субрегионального перерыва осадконакопления; верхняя – по смене угленосных отложений темно-серыми и зеленоватыми безугольными туфогенно-терригенными породами *абинской серии*. В полных разрезах верхней части кольчугинской серии наблюдается постепенное замещение угленосных отложений туфогенно-терригенными породами, обладающими характерной сфероидальной отдельностью и цеолитовой минерализацией, т.е. граница между кольчугинской и абинской сериями выражена нечетко и является условной.

Ерунаковская подсерия (мощность 1600–300 м) – наиболее продуктивная часть кольчугинской серии – подразделяется на *ленинскую*, *грамотеинскую* и *тайлуганскую* свиты (рис. 2). Наиболее полные разрезы подсерии расположены в центральной части Кузбасса (Ерунаковский и смежные с ним геолого-экономические районы) (рис. 3, 4) и включают мощные (до 2000 м) песчано-глинистые толщи с высокой (в среднем 8–10%) угленосностью. Терригенные породы представлены преимущественно алевролитами (около 45%) и песчаниками (около 25%); отдельные слои этих пород достигают мощности 25–60 м. Тонкие углисто-глинистые и грубообломочные породы суммарно составляют около 20%.

Тайлуганская свита отличается изменчивым литологическим составом, высокой, но неравномерной угленосностью. Свита сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с пластами каменного угля. Подчиненное значение имеют гравелиты и конгломераты, углистые аргиллиты и алевролиты, а также туффиты и туфогенные породы (Богомазов, Вербицкая и др., 1996).

За нижнюю границу тайлуганской свиты (горизонта) мы принимаем основание пласта 78 (рис. 4, 5), как это следует из решений Межведомственного совещания по разработке стратиграфических схем среднего и верхнего палеозоя Средней Сибири (Решения…, 1982) и как ее понимают большинство исследователей Кузбасса (Лавренов и др., 2015; Угольная база России…, 2003). В то же время недавно появились публикации, где эта граница обозначается в кровле пласта 78 (Лавренов и др., 2018).

Максимальная угленосность тайлуганской свиты приурочена к Талдинскому (рис. 4) и смежным с ним месторождениям. В этих разрезах свита содержит от 12 до 23 пластов угля с общей мощностью от 80 до 105 м. Преобладают пласты со средней мощностью 15 м; на отдельных участках их мощность увеличивается до 20 м. Большинство угольных пластов имеет сложное строение и включает 5–6 (иногда больше) прослоев терригенных пород. Снизу вверх по разрезу свиты наблюдается постепенное уменьшение мощности циклов осадконакопления; угольные пласты верхней части свиты – тонкие; часто расщепляются и выклиниваются.

Угли тайлуганской свиты имеют типичный для кольчугинской серии преимущественно витринитовый состав (около 75%), но отличаются от углей ускатской и ленинской свит повышенным содержанием инертинита (до 20–25%). Некоторые угольные пласты (например, пласты 78 и 88) изучены очень детально; в частности, рассмотрено распределение в этих пластах инертинита и сделан вывод о частых пожарах во время торфонакопления (Hudspith et al., 2012).

В отложениях свиты распространены остатки растений, миоспоры, остракоды, конхостраки, двустворчатые моллюски, рыбы и другие организмы. Нижняя граница свиты принята в подошве 78 угольного пласта; верхняя – совпадает с верхней границей кольчугинской серии.

О границе перми и триаса в Кузбассе. Номинально нижняя граница триасовой системы проводится в 20 м выше кровли 103 угольного пласта Берегового разреза в правобережье р. Томь (урочище Бабий Камень) (Ермилов, 2003). На этом уровне в разрезе начинают преобладать туфогенно-терригенные породы со сфероидальной отдельностью и включениями розовых цеолитов; в породах встречаются тонкие глинистые (пластичные) прослои – преобразованные вулканические туфы. Радиометрические датировки, полученные по цирконам из прослоев вулканических туфов, свидетельствуют о возрасте вмещающих отложений в 252,78, 252,65 и 252,33 млн лет (Davydov et al., 2021), что несколько древнее принятой датировки (251,902 млн лет) границы палеозоя и мезозоя (ICC, 2023, рис. 2). Таким образом, нижняя часть вулканогенного разреза (нижние слои мальцевской свиты), относимого традиционно к триасу, имеет позднепермский возраст. Согласно расчетам, основанным на радиометрических датировках (Davydov et al., 2021), граница между пермской и триасовой системами в Береговом разрезе р. Томь (урочище Бабий Камень) может быть проведена примерно в 50 м выше кровли 100 угольного пласта (рис. 5).

2. Материал

Образцы тонштейнов для последующего выделения из них цирконов отобраны на территории Талдинского угольного разреза (центральная часть Кузбасса) из угольного пласта 78, залегающего в основании тайлуганской свиты, завершающей ерунаковскую подсерию кольчугинской серии (рис. 4, 5).

Образцы отобраны из четырех стратиграфических уровней. Вес каждого образца составил 1,5–2 кг. Цирконы выделены из всех образцов, но только в двух образцах (19kzb-11 и 19kzb-13) их размеры и количество оказались достаточными для проведения радиометрических датировок методом CA-ID-TIMS.

Мощность пласта 78 в месте отбора образцов составляет около 12 м. Образец 19kzb-11 отобран в 5 м выше подошвы пласта (рис. 6, А, Б) и представляет собой прослой твердого светло-серого тонштейна мощностью 2 см (рис. 6, В). Образец 19kzb-13 отобран в 2,5 м ниже кровли пласта (в 9,5 м выше подошвы) и представляет собой прослой твердого коричневато-серого тонштейна мощностью 1,5 см (рис. 6, Д, Е).

3. Методы

Пробоподготовка. Выделение цирконов из образцов тонштейнов проведено в Казанском федеральном университете.

Выделение цирконов из тонштейнов включало три стандартных процедуры. Первоначально образцы тонштейнов дробили до фракции 0,5–1,5 см и обрабатывали в диметилсульфоксиде ($(CH_3)_2SO$) в течение 72 ч при температуре 50 °С. В результате этой обработки твердое вещество тонштейнов превращалось в глинистую массу, немного увеличиваясь в объеме. Следующая процедура включала диспергацию глинистой массы ультразвуком (частота излучения 25 кГц) с постоянным перемешиванием и постепенную отмывку глинистой фракции в системе сообщающихся сосудов. Эта процедура занимала от 72 до 96 ч на пробу. Минеральная фракция размером 30–250 мкм, получившаяся после отмывки глины, составила около 0,01% от веса глинистой массы. Ее дополнительно обрабатывали в тяжелой жидкости ГПС-В (концентрированном водном растворе гетерополивольфрамата натрия) с максимальной плотностью 3,00 ± 0,05 г/мл (по ТУ). Отдельные зерна цирконов выделяли из тяжелой фракции с помощью бинокуляра ZEISS Stemi DV4.

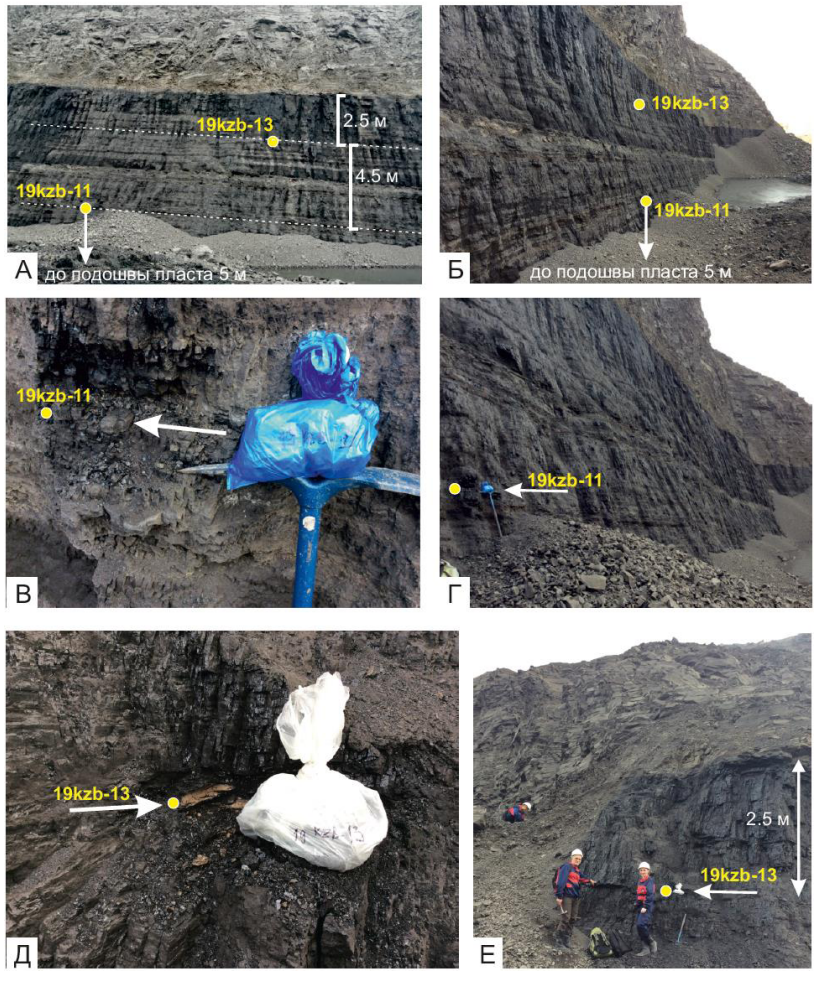


Рис. 6. Положение проб с тонштейнами в пласте 78 основания тайлуганской свиты, Талдинский угольный разрез: А, Б – стратиграфическое положение обр. 19kzb-11 и обр. 19kzb-13 на фронтальном (А) и перспективном (Б) снимках пласта; В, Г – место отбора обр. 19kzb-11; Д, Е – место отбора обр. 19kzb-13; белые стрелки на фотографиях указывают на тонштейны

Датирование цирконов методом LA-ICPMS было проведено в Научно-образовательном центре «Геотермохронологии» Казанского федерального университета. Для датирования зерна цирконов фиксировали в шашках из эпоксидной смолы Struers и приполировывали. Определение морфологии и внутреннего строения цирконов проводили по катодолюминесцентным изображениям минералов, полученным с помощью растрового электронного микроскопа с системой катодолюминесценции JSM 6510 LV (JEOL, Япония).

Для проведения U-Pb-датирования использовали систему лазерной абляции Analyte Excite 193 нм, представляющая собой эксимерный ArF-лазер (длина волны 193 нм, оснащенный двухкамерной ячейкой HelExII) (Teledyne Cetac Technologies, США). Измерения проводили на квадрупольном ИСП масс-спектрометре iCAP Q (ThermoScientific, Германия). Операционные параметры оборудования оптимизировали для получения максимальной интенсивности сигнала ^{208}Pb при минимальном значении ^{248}ThO+/^{232}Th+ (менее 2 %), используя стандарт NIST SRM 612. Все измерения выполняли по массам ^{202}Hg, ^{204}(Pb + Hg), ^{206}Pb, ^{207}Pb, ^{208}Pb, ^{232}Th, ^{238}U. Измерение ^{235}U изотопа не проводили, а его содержание рассчитывали по измеренному сигналу изотопа ^{238}U, используя естественную распространенность ^{238}U/^{235}U = 137,818 (Hiess et al., 2012). Диаметр лазерного луча составлял 35 мкм, частота повторения импульсов – 5 Hz, плотность энергии лазерного излучения – 2,7–3,5 Дж/см^2.

Анализ пробы проводили по следующей схеме: в начале и конце сессии выполняли по три и два измерения двух стандартов (внешнего и контрольного) соответственно. Далее через каждые десять измерений цирконов образца проводили по одному измерению каждого из стандартов. Использовали международные эталонные образцы цирконов: 91500 – контрольный образец (1064 млн лет; Wiedenbeck et al., 1995) и Plešovice – внешний стандарт (337 млн лет; Slama et al., 2008). По внешнему стандарту проводили коррекцию на фракционирование элементов при лазерном испарении, дискриминацию масс и дрейф настроек масс-спектрометра во времени. По контрольному образцу проверяли точность измерений. В начале и конце сессии дополнительно проводили измерения исследуемых элементов в стандартном синтетическом стекле NIST SRM 612 для контроля чувствительности масс-спектрометра.

Обработку «сырых» данных, учет коррекций, выбор оптимального участка сигнала, расчет изотопных отношений (^{207}Pb/^{206}Pb, ^{206}Pb/^{238}U, ^{207}Pb/^{235}U, ^{208}Pb/^{232}Th) и соответствующих возрастов проводили с помощью программы Iolite 3.65 встроенной в Igor Pro (Paton et al., 2010). Расчет средневзвешенных значений возраста по изотопным отношениям и построение диаграммы с конкордией

выполнены в Microsoft Excel со встроенным пакетом Isoplot (Ludwig, 2003) (Приложение, табл. 1).

Датирование циркона методом CA-ID-TIMS. Наиболее перспективные зерна цирконов были датированы методом CA-ID-TIMS в Лаборатории геохронологии Фрайбергской горной академии (Фрайберг, Германия). Отобранные зерна циркона (около 30 зерен на образец, имеющих идиоморфную длиннопризматическую форму) отжигали в муфельной печи при температуре 900 °C в течение 96 ч. Затем эти зерна подвергали кислотной обработке («химической абразии») концентрированными HF и HNO_3. Химическую абразию проводили под давлением при температуре 210 °C в течение 12 ч в кислотно-стойких армированных автоклавах Parr (Parr Instrument Company, США). При химической абразии растворяются кристаллические домены с сильным радиационным повреждением, которые, как предполагается, испытали посткристаллизационную потерю свинца (Mattinson, 2005).

Первоначально в целях сохранения мелких зерен циркона проведен эксперимент по обработке только двух зерен в течение 120 мин (Приложение, табл. 2, обр. 19kzb-11, зерна 1 и 2).

После проведения химической абразии остатки кислоты вместе с растворенным цирконовым материалом полностью удаляли пипеткой. Затем оставшиеся зерна циркона и их фрагменты помещали на 30 мин в 3,5 N HNO_3 при температуре 50 °C для удаления поверхностного свинца. Затем проводили несколько циклов очистки фрагментов зерен циркона водой в сочетании с многократной ультразвуковой обработкой.

Далее отбирали сохранившиеся фрагменты циркона для дальнейшей обработки. Отдельные зерна циркона или их фрагменты промывали 3,5 N HNO_3 и переносили в очищенные микрокапсулы с небольшой каплей этой кислоты и четырьмя каплями концентрированной HF. В пробы добавляли раствор маркировочного трассера $^{205}Pb/^{233}U/^{235}U$ (ET535 в TU Bergakademie Freiberg, (Condon et al., 2015)).

Разложение цирконовых фрагментов проводили в армированных автоклавах Parr в кислоте HF при температуре 200 °C в течение 48 ч. После этого раствор выпаривали при 130 °C. Затем добавляли 6 N HCl в течение 24 ч при 200 °C для перевода фторидов растворенных элементов в хлориды. После высушивания образцы растворяли в десяти каплях 3,1 N HNO_3 и переносили в микроколонки для анионообменной одноколоночной хроматографии.

Уран (U) и свинец (Pb) отделяли от остальной части образца с помощью анионообменной хроматографии с использованием HCl и H_2O. Далее фракции U и Pb нанесли на «отожженные» Re-ленты ионного источника (одноленточный режим) вместе с силикагелевым активатором (Gerstenberger, Haase, 1997) и измеряли на масс-спектрометре IsotopX Phoenix с использованием счетчика ионов SEM Daly (IsotopX Ltd, Великобритания).

Результаты измерений масс-спектрометра были подтверждены путем повторного измерения цирконовых стандартов Temora 2 (Black et al., 2004) и 91500 (Wiedenbeck et al., 1995). Возраст стандарта Теморы 2 определен как 416,8 ± 0,3 млн лет (Black et al., 2003). Наша датировка 417,3 ± 0,6 млн лет (Käßner et al., 2021) полностью отвечает этим значениям. Принятые значения стандарта 91500 определены как 1062,4 ± 0,4 млн лет (Wiedenbeck et al., 1995) и 1063,6 ± 0,3 млн лет (Schoene et al., 2006). Полученный нами средневзвешенный $^{206}Pb/^{238}U$ возраст этого стандарта составляет 1064,6 ± 1,3 млн лет (Käßner et al., 2021) и находится в пределах 0,1% от опубликованных значений. Основываясь на результатах стандартного датирования, мы полагаем, что представленные в настоящей статье возрасты CA-ID-TIMS имеют точность в пределах 0,1%.

4. Результаты

Результаты датирования методом LA-IC-PMS цирконов образцов 19kzb-13 и 19kzb-11, внешнего и контрольного стандартов соответственно, и измерения микроэлементов стандартного синтетического стекла NIST SRM 612 приведены в табл. 1 (Приложение). Измерения с дискордантностью < 10% или > 10% исключали из выборки (в таблице эти значения зачеркнуты).

Цирконы образцов 19kzb-13 и 19kzb-11 представлены доминирующими длиннопризматическими кристаллами длиной 80–120 мкм с коэффициентом удлинения до 5,5 и реже призматическими и короткопризматическими кристаллами. Кристаллы характеризуются бледно-розовой окраской и в катодолюминесцентном изображении – осцилляторной зональностью, редко «полосчатой» зональностью (рис. 7). Отношение Th/U варьирует от 0,44 до 0,69, что подтверждает магматический генезис цирконов.

Из-за мелкого размера зерен, а также из-за наличия трещин и включений, удалось датировать лишь 17 зерен циркона из образца 19kzb-13 и 6 зерен циркона из образца 19kzb-11. Конкордантный возраст для тонштейна 19kzb-13 составляет 254,9 ± 1,6 млн лет, а для обр. 19kzb-11 – 250,7 ± 3,1 млн лет (рис. 8). В целом в пределах погрешностей датировки близки, но возраст обр. 19kzb-11 существенно «омоложен». Вероятнее всего, «омоложение» возраста в обр. 19kzb-11 связано с более мелкими размерами кристаллов в этом образце и недостаточным количеством измерений цирконов.

Возраст тонштейна 19kzb-13, полученный методом LA-IC-PMS, достаточно хорошо коррелируется с его возрастом, полученным методом CA-ID-TIMS (см. далее).

Результаты U-Pb CA-ID-TIMS-датирования цирконов. Для CA-ID-TIMS-датирования отобрали зерна циркона с большим соотношением длины к ширине, с ровными кристаллографическими гранями и острыми ребрами (наиболее идиоморфные кристаллы). В цирконах этого типа обычно отсутствуют унаследованные древние ядра. Цирконы из обр. 19kzb-11 имеют размер около 200 мкм по длинной оси; цирконы из обр. 19kzb-13 являются чуть более крупными (около 250–300 мкм) (рис. 9, А, Б).

Рис. 7. Катодолюминесцентные изображения некоторых зерен цирконов из образцов 19kzb-13 и 19kzb-11

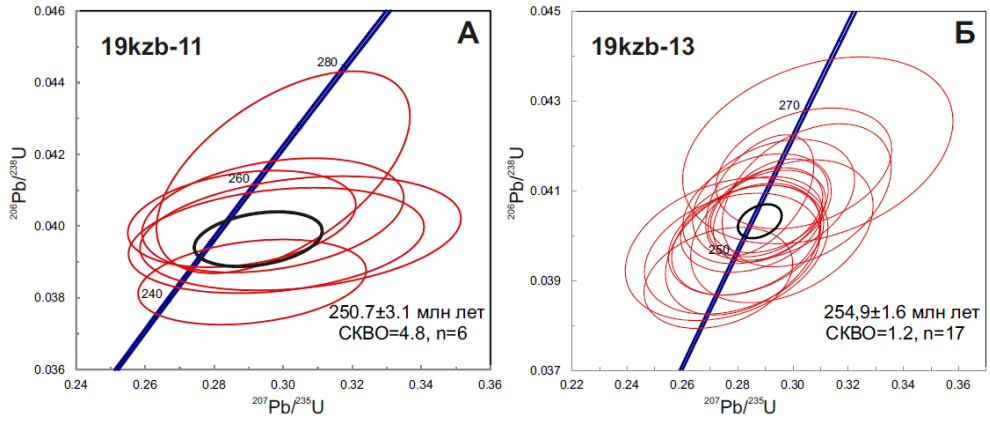


Рис. 8. Графики с конкордией для образцов 19kzb-11 (А) и 19kzb-13 (Б); эллипсы соответствуют погрешностям определений отношений для каждого зерна ±2σ; Сокращения: СКВО – средний квадрат взвешенных отклонений; n – количество датированных зерен циркона

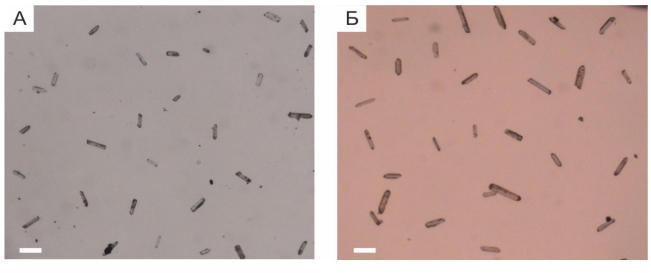


Рис. 9. Фотографии датированных зерен циркона: А – обр. 19kzb-11 (5 м выше подошвы пласта 78); Б – обр. 19kzb-13 (9,5 м выше подошвы пласта 78); масштабная линейка 200 мкм

Результаты изотопного U-Pb CA-ID-TIMS-анализа цирконов для обоих образцов представлены в табл. 2 (Приложение) и показаны в виде графиков ранжирования возрастов $^{206}Pb/^{238}U$ на рис. 10. Средний возраст образцов, принимающийся за возраст кристаллизации, рассчитан по установленным возрастным кластерам с помощью программного обеспечения ET Redux (Bowring et al., 2011).

В обр. 19kzb-11 при помощи химической абразии удалили более 50% отобранных зерен циркона, так что осталось лишь несколько мелких фрагментов. Нам удалось датировать восемь таких фрагментов (рис. 10). Возраст отдельных цирконов варьирует от 228 до 262 млн лет и имеет высокую погрешность измерений из-за малого размера фрагментов циркона.

Четыре измерения (табл. 2 Приложения, зерна 1, 6, 7, 8) образуют кластер с идентичными возрастами в интервале между 253,8 и 258,2 млн лет. Эти измерения были использованы для расчета средневзвешенного возраста 257,0 ± 1,3 млн лет (средний квадрат взвешенных отклонений (СКВО) = 1,3).

Три фрагмента циркона из этого образца показывают более молодой возраст, который мы рассматриваем как полученный из-за потери Pb, полностью не компенсированной химической абразией. Работы (Widmann et al., 2019; Tichomirowa et al., 2019) показали, что принятое «стандартное» время выщелачивания, равное 12 ч, для многих зерен циркона является слишком коротким, чтобы полностью компенсировать потерю Pb. Сохраняющиеся в зернах незначительные участки, испытавшие потерю Pb, часто приводят к смещению расчетов в сторону более молодых значений, что может объяснить эти три более молодых измерения.

Датировка зерна 19kzb11-2 (около 262 млн лет; табл. 2 Приложения) явно древнее полученного возрастного кластера и, по-видимому, представляет собой датировку древнего зерна циркона, включенного во время интрузии из более древних порций магмы (Miller et al., 2007).

Для обр. 19kzb-13 (рис. 10) получены возрастные датировки тринадцати отдельных зерен. Значения датировок варьируют между 249 и 257 млн лет (за исключением одной, явно более древней датировки 261 млн лет, которую мы рассматриваем как датировку унаследованного древнего ядра циркона). Мы предполагаем, что большой разброс возрастов в сторону более молодых значений обусловлен остаточными потерями свинца. Три самые древние датировки из выборки (анализы 7, 9, g5; табл. 2 Приложения) имеют почти идентичный возраст, что позволило рассчитать средневзвешенный возраст, равный 256,6 ± 0,4 млн лет (СКВО = 0,1).

5. Обсуждение

Скорость накопления осадков. Полученные датировки цирконов из образцов 19kzb-11 и 19kzb-13 позволяют оценить возраст пласта 78 и возраст основания тайлуганской свиты в целом в 257 млн лет. Кровля тайлуганской свиты датирована в Береговом разрезе р. Томь у урочища Бабий Камень и имеет возраст 252 ± 0,06 млн лет (рис. 5; Davydov et al., 2021). Таким образом, длительность накопления осадков всей тайлуганской свиты составляет примерно 4,22 млн лет. По мощности свиты и длительности ее формирования можно рассчитать примерные скорости накопления осадков.

Мощность тайлуганской свиты составляет 550 м на участке Бабий Камень и достигает максимальной отметки в 750 м на Талдинском месторождении. Расчетная скорость накопления суммарных осадков тайлуганской свиты (без учета коэффициента уплотнения и перерывов в осадконакоплении) составляет около 130–180 м/млн лет, или 0,13–0,18 мм/год.

Такие величины скоростей накопления осадков сопоставимы со скоростями накопления каменноугольной угленосной толщи Донецкого бассейна, где они рассчитаны нами аналогичным образом на основании

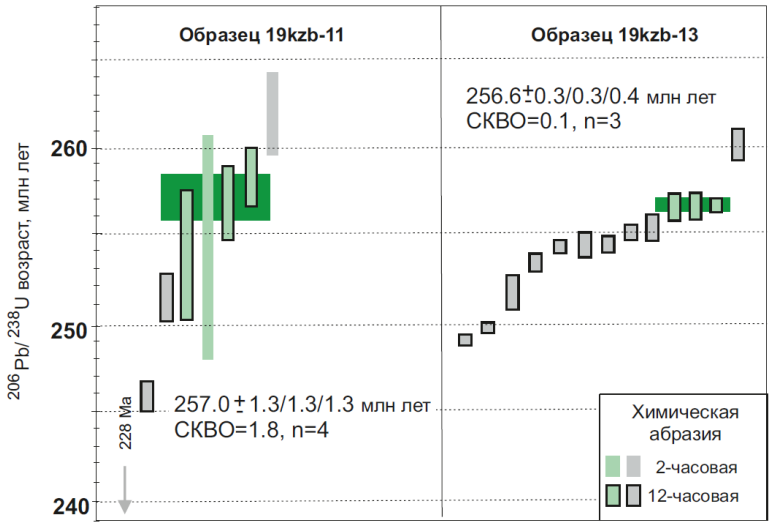


*Рис. 10. График ранжирования возрастов $^{206}Pb/^{238}U$ по результатам U-Pb CA-ID-TIMS-геохронологического датирования зерен циркона из угольного пласта 78 тайлуганской свиты. Сокращения на рис. 8. *Погрешность средневзвешенных возрастов определяется как ± x/y/z, где x включает внутреннюю 2σ-ошибку измерения, y – внутреннюю 2σ-ошибку измерения плюс неопределенность калибровки трассера, z – внутреннюю 2σ-ошибку измерения плюс неопределенность калибровки трассера плюс неопределенность константы распада (Schoene et al. 2006). В дальнейшем мы используем ошибку z, которая позволяет сравнивать полученные результаты с другими методами датирования (Schoene et al., 2006)*

опубликованных радиометрических датировок (Davydov et al., 2010) и составляют от 0,2 до 0,36 мм/год. Близкие скорости, изменяющиеся от 0,037 до 0,58–0,72 мм/год, получены и для позднепермской угленосной толщи бассейна Боуэн Северо-Восточной Австралии (Ayaz et al., 2016).

Если предположить, что все терригенные породы тайлуганской свиты (мощность 450–650 м) откладывались «лавинным» осадконакоплением, сопоставимым с современными селями (Гутак и др., 2008), в геологическом смысле мгновенно, и при расчетах можно пренебречь длительностью их накопления, то можно рассчитать скорость накопления каменного угля.

Суммарная мощность пластов каменного угля тайлуганской свиты составляет около 100 м. Расчеты показывают, что 1 м угля накапливался за 42 000 лет, что составляет 0,024 мм/год (0,024 м/1000 лет). Приняв значение коэффициента уплотнения при переходе торфа в уголь равным 10:1, мы можем вычислить предполагаемую скорость накопления торфа в Кузбассе (палеоширота 65 с.ш.) в тайлуганское время, она равна 0,24 мм/год.

Это значение сопоставимо со скоростями накопления торфа в голоценовых болотах следующих районов:

• 0,16–0,39 мм/год для Сибири (60° с.ш.) (Карпенко, Прокушкин, 2018);

• в среднем 0,3 мм/год для Кузнецкого Алатау (54–55° с.ш.) (Адаменко, Гутак, 2014);

• 0,2 мм/год (значение получено за последние 2500 лет) для Европейской России (Тульская область, 54° с.ш.) (Волкова и др., 2014).

В то же время скорости накопления торфа в голоценовых болотах различных регионов планеты, как правило, равны или несколько превышают 1 мм/год. Так, например, средняя скорость накопления торфа в тропических болотах Юго-Восточной Азии (Индонезия) составляет 1,3 мм/год (данные по 266 местонахождениям) (Fikri et al., 2022, библиография), а в субтропическом и умеренном климате Новой Зеландии изменяется от 0,6 до 1,9 мм/год (Moore, Shearer, 2003).

На территории Центральной и Восточной Европы (44°–55° с.ш.) скорость накопления торфа в голоценовых болотах составляет в большинстве случаев 1 мм/год, достигая значений 2,75 и даже 12,7 мм/год (Marcisz et al., 2022, библиография). В болотах севера Центральной Европы (54°–58° с.ш.), расположенных у побережья Балтийского моря, скорость накопления торфа составляет в среднем 3,5 мм/год (Stivrins et al., 2017, библиография). В северо-западной части провинции Квебек (53°–55° с.ш.), Канада, скорость накопления торфа в голоценовых болотах определена в пределах 1,6–5,4 мм/год (Piilo et al., 2019).

По мнению исследователей (Stivrins et al., 2017), основной причиной разных скоростей торфообразования в голоцене является видовой состав растений-торфообразователей, в частности, скорость зависит главным образом от того, какой вид рода *Sphagnum* доминирует в болоте.

Расчетная скорость накопления торфа в тайлуганское время в Кузбассе (0,24 мм/год) в пять раз и более отличается (в меньшую сторону) от скоростей накопления торфа в большинстве голоценовых болот (в среднем от 1 до 3,5 мм/год) современной Земли. По нашему мнению, одной из причин этого может быть условность коэффициента уплотнения торфа, принятого нами равным 10:1. На примере углей позднекаменноугольного возраста (Desmoinesian Series) Северной Америки было показано, что коэффициент уплотнения торфа при его переходе в уголь может меняться от 3:1 до 60:1 и эта величина зависит от биоразнообразия растений-торфообразователей (Winston, 1986). Биоразнообразие растений, в свою очередь, зависит от того, какие их экологические сообщества участвуют в накоплении торфа.

Торфопродуцирующие системы состоят из шести основных растительных сообществ: 1) плавающие растения; 2) растения, укоренившиеся в стоячей воде, и полностью погруженные в воду; 3) растения (включая деревья), произрастающие в мелкой стоячей воде и поднимающиеся выше уровня воды; 4) мелкие растения,

образующие плотные маты на влажных, иногда затопляемых почвах; 5) заросли кустарника на влажных, богатых органикой почвах; 6) водно-болотные леса (Dai et al., 2020). Разнообразие растительных сообществ, образующих торф, определяет сложность биологической природы торфа и, соответственно, угля (Lindsay, 2018).

Отметим, что в кольчугинское время основными растениями-торфообразователями на уровне растительных сообществ были водно-болотные леса и сообщества мелких растений (Нейбург, 1948; 1960). Первые были образованы преимущественно ангарскими кордаитами. Вторые были представлены разнообразными мхами и водорослями, которые создавали плотные маты на влажных, иногда затопляемых органических почвах. В тайлуганское время большее значение стали приобретать сообщества укоренившихся водных растений с плавающими листьями в условиях стоячей воды и сообщества кустарниковых зарослей на влажных, богатых органикой почвах, а широко распространенные водно-болотные леса становились более угнетенными (Сендерзон и др., 1966). В перми Ангариды основными торфообразователями были ангарские кордаиты, мхи, сфенофиллы и в меньшей степени – разнообразные папоротники, птеридоспермы и примитивные гинкгофиты. Возможно, что торф, продуцированный некоторыми из этих растительных групп, уплотнялся в большей степени, чем принято нами (10:1) при расчетах.

Считается, что значительное уплотнение торфа происходит одновременно с его накоплением и связано в большой степени с уменьшением количества воды, происходящим либо из-за сокращения количества атмосферных осадков, либо из-за увеличения давления на торфяную массу при ее захоронении, т.е. с процессами, приводящими к уменьшению порового пространства (Moore et al., 2021, библиография).

Условия торфонакопления. Наличие нескольких прослоев тонштейнов в угольном пласте 78 позволяет предположить условия формирования торфа. Вслед за M. Creech (2002), изучавшим позднепермские угли и тонштейны Сиднейского бассейна Австралии, мы полагаем, что верхняя поверхность торфа в момент его накопления располагалась ниже уровня воды. Такое расположение верхней поверхности торфа защищало тонкие вулканические осадки от последующего уничтожения и перераспределения дождевой водой и поверхностным стоком. В интервалах угля, содержащих тонштейны, отсутствуют стволы деревьев и крупные фрагменты растений, что подтверждает это предположение. Возможно, деревья произрастали на окраинах торфяника и поэтому приурочены к определенным стратиграфическим интервалам, сформировавшимся в то время, когда поверхность торфа была открыта после падения уровня воды.

Биостратиграфия. Временной интервал формирования тайлуганской свиты составляет 4,22 млн лет и охватывает вторую половину вучапинского века и большую часть чансинского века лопинской эпохи пермского периода МХШ; терминальная часть пермского периода отвечает времени формирования нижних слоев мальцевской свиты (Davydov et al., 2021, рис. 2). Обычно тайлуганские сообщества организмов рассматривались как единые комплексы, завершающие пермскую историю развития той или иной группы (Бетехтина и др., 1988; Будников, 1996; Кутыгин и др., 2020; Oshurkova, 1996; Budnikov et al., 2020 и др.).

Далее мы попытались очень коротко ответить на вопросы: 1) какие наиболее яркие черты характерны для тайлуганских сообществ живых организмов; 2) имеются ли биостратиграфические данные, которые можно рассматривать как индикаторы рубежа между вучапинским и чансинским ярусами в Кузбассе.

Фитостратиграфия. В тайлуганском горизонте сохраняются основные доминирующие группы растений предшествующего грамотеинского времени: мелколистные кордаиты, членистостебельные, папоротники и птеридоспермы мезофитного облика. Среди кордаитов основной фон составляют мелколистные сульцивные *Cordaites minimus* (Neuburg) Meyen, 1966, *C. insignis* (Radczenko) Meyen, 1966, *C. minutifolius* (Radczenko) Meyen, 1966, семена *Samaropsis erunakovensis* Radczenko, 1955, *S. irregularis* Neuburg, 1948 и реже *Tungussocarpus tychtensis* (Zalessky) Suchov, 1969. Одновременно исчезают крупнолистные *Cordaites platyphyllu*s Meyen, 1966 и другие виды. Голосеменные растения мезозойского облика увеличивают долю своего присутствия в комплексе. Часто встречаются *Yavorskya mungatica* Radczenko, 1936, *Rhipidopsis palmata* (Zalessky) Neuburg, 1948, *Ginkgoites plotnikovoensis* Gorelova, 1962, *Psygmophyllum sibirica* (Zalessky) Burago, 1982; появляются листья *Tomia oblonga* Gorelova, 1962. Продолжают существование ранее распространенные виды *Comia* и *Zamiopteris*. Папоротники разнообразны и представлены *Pecopteris tajmyrensis* Schvedov, 1957, *Prynadaeopteris karpovii* (Radczenko) Naugolnykh, 2013, *P. venusta* Radczenko, 1956 и *Todites evenkensis* Radczenko, 1956. Сфенопсиды несколько сокращают свое разнообразие: получают достаточно широкое распространение крупнолистные аннулярии *Annularia jerunakovensis* Neuburg, 1948, *A. grandifolia* Schvedov, 1950 и *A. tajluganensis* Radczenko, 1962, одновременно исчезают виды *Sphenophyllum tomiense* Gorelova, 1956 и *Phyllotheca equisetitoides* Schmalhausen, 1979. Мхи и каллиптериды имеют подчиненное значение.

Таким образом, флористический комплекс тайлуганского горизонта сохраняет основные черты предшествующего грамотеинского комплекса и уверенно отличается от мальцевского (триасового), для которого характерно полное отсутствие кордаитов, массовое появление в нижней части свиты спорофиллов плауновидных *Tomiostrobus*, появление разнообразных папоротников *Cladophlebis*, *Kedroviella*, *Katasiopteris*, *Korvunchania*, цикадофитов *Glossozamites*, а в средней части свиты хвойных *Quadrocladus* и пельтаспермовых *Lepidopteris* (Бетехтина и др., 1986, Davydov et al., 2021). Изменение таксономического состава по разрезу тайлуганской свиты показывают только кордаитантовые, разнообразие и распространенность которых во времени снижается. Уменьшение их разнообразия, возможно, связано с проявлениями вулканизма и глобальными изменениями климата (Davydov et al., 2021). Недостаточная изученность тайлуганского комплекса не исключает возможность его дальнейшего разделения.

Неморские остракоды в тайлуганской свите образуют два комплекса (Будников, 1996). Нижний комплекс

представлен преимущественно видами рода *Darwinula*. Полностью отсутствуют виды рода *Tomiella*, широко распространенного в нижележащих отложениях. Однако встречаются другие представители семейства Cytheridae – *Iniella kusnetkiensis* (Spizh.), *Suriekovella limbata* (Mand.) и *S. pergraphica* Kash. Виды *Darwinula longula* Kash., *D. insolita* Kash. и *D. obsequena* Kash. известны также из Тимано-Печорской провинции (Будников, 1996).

Верхний комплекс состоит из видов родов *Darwinula*, *Suchonellina*, *Suchonella* и *Darwinuloides* (Спижарский, 1937; Мандельштам, 1956); представители семейства Cytheridae полностью исчезают (Неуструева, 1966). Род *Darwinula* доминирует и отличается наибольшим разнообразием видов, остальные роды представлены один-двумя видами. Darwinulocopina верхнего комплекса отличаются от более древних представителей более крупными размерами, большей высотой раковины и формой переднего и заднего концов (Неуструева, 1966, с. 69). Вид *Darwinuloides svijazhicus* (Schneid.) и условно (из-за определения в открытой номенклатуре) *Suchonella* cf. *typica* Spizh. и *Suchonellina* cf. *inornata* Spizh. позволяют сопоставить верхнюю часть тайлуганской свиты с вятским ярусом Восточно-Европейской платформы (Спижарский, 1937, 1939).

В целом комплексы неморских остракод тайлуганской свиты отличаются от более древних: 1) сокращением разнообразия (главным образом за счет исчезновения семейства Cytheridae), 2) изменением видового состава подотряда Darwinulocopina. Виды, впервые появившиеся в тайлуганском горизонте, обладают общими морфологическими чертами, отличающими их от предковых форм.

Тайлуганские комплексы отличаются от триасовой фауны остракод мальцевской свиты преобладанием эндемичных видов. Триасовая фауна остракод мальцевской свиты состоит только из представителей подотряда Darwinulocopina (Кухтинов и др., 1986), среди которых широкое распространение имеют впервые появившийся род *Gerdalia*, а также роды *Suchonellina*, *Suchonella* и *Darwinuloides*; при этом одновременно уменьшается биоразнообразие рода *Darwinula*. Комплекс мальцевской свиты обнаруживает связь с Московской синеклизой, Прикаспийской и Днепрово-Донецкой впадинами, Тунгусской синеклизой (Кухтинов и др., 1986).

Насекомые в отложениях тайлуганской свиты известны только из низов разреза Бабий Камень (правый берег р. Томь, 8 км севернее пос. Усть-Нарык) и были найдены в ходе экспедиции Палеонтологического института им. А.А. Борисяка РАН в 2018 г. Основная часть остатков насекомых обнаружена в самых верхах тайлуганской свиты в слое ожелезненных конкреций. Определены верхнепермские представители отрядов Mecoptera, Grylloblattida, Lophioneurida, Coleoptera. Наиболее многочисленны мекоптеры преимущественно пермского семейства Permochoristidae Tillyard, 1918 (Башкуев А.С., личн. сообщ.). Немного выше по разрезу, в слое серых аргиллитов встречены единичные надкрылья жуков семейства Permosynidae Tillyard, 1918 (Ян Е.В., личн. сообщ.), распространенные также в ерунаковских и мальцевских отложениях Кузбасса (Родендорф, 1961; Пономаренко, 2011). Комплекс насекомых из тайлуганской свиты пока немногочислен и требует дальнейшего изучения.

Неморские двустворчатые моллюски образуют в тайлуганском горизонте три хорошо узнаваемых ассоциации, выделяемых по доминированию того или иного рода или группы родов (Папин, 1969, 1973; Бетехтина и др., 1988). Стратиграфические интервалы, в которых встречаются эти ассоциации, имеют диахронные границы, несколько отличающиеся в разных районах Кузбасса. Это свидетельствует о том, что распространение двустворок контролировалось не только эволюционными процессами, но и пространственно-временным «скольжением» благоприятных для них ландшафтов.

Нижняя, наиболее древняя ассоциация *Palaeoanodonta – Anadontella* встречается в интервале угольных пластов 69–88, т.е. в верхах грамотеинского и нижней части тайлуганского горизонта. В ассоциации доминируют крупные (до 20 мм) представители ангарского рода *Anadontella*, реже встречаются крупные и средние (10–30 мм) раковины восточно-европейского рода *Palaeoanodonta* (= *Tajlugania*), в подчиненном значении находятся виды ангарского рода *Concinella.* Совместно с двустворками встречаются остракоды, чешуя рыб, редкие листья кордаитов.

Средняя ассоциация *Anadontella–Concinella* распространена в интервале пластов 80–89 в нижней половине тайлуганского горизонта. В ней доминируют крупные *Concinella,* встречающиеся совместно с многочисленными мелкими (угнетенными?) представителями рода *Anadontella*. Именно в этом интервале совместно с двустворками начинают встречаться мелколистные сульцивные кордаиты. Маркирующие слои с *Concinella* установлены в основании вятского яруса Двинско-Мезенского бассейна Восточной Европы (Urazaeva, Silantiev, 2019).

Верхняя ассоциация *Anadontella + дериваты* распространена в верхней половине тайлуганского горизонта от пласта 90 до границы с мальцевской свитой, а также в нижних слоях последней. Ассоциация характеризуется большим разнообразием форм и необычных очертаний раковин рода *Anadontella* и близких к нему родов. Диверсификация двустворок объясняется «...исчезновением обширных водных пространств и замещением их мелкими разрозненными водоемами…» (Бетехтина и др., 1988, с. 70).

В нижних слоях мальцевской свиты стратиграфически чуть выше слоев с ассоциацией *Anadontella + дериваты* встречен узкий стратиграфический интервал с ассоциацией мелких *Palaeomutela* (*Palaeoanodonta*). Это терминальные слои с фауной пермских двустворок в Кузбассе (Silantiev et al., 2020; Davydov et al., 2021).

Таким образом, в тайлуганском горизонте наблюдается стратиграфическая последовательность не менее трех ассоциаций неморских двустворок, смешение представителей ангарских и еврамерийских родов, увеличение видообразования ангарских родов, родственных *Anadontella,* у рубежа перми и триаса.

Остатки рыб известны только из верхней части тайлуганской свиты и представлены чешуями и зубами лучеперых. А.А. Сергиенко определила (но не успела дать формальное описание) девять таксонов данного интервала (Данилов и др., 1978), из которых удалось обнаружить только один вид – *Planalepis diserta* Bakaev et Sergienko sp. nov. и дать ему описание (Бакаев, 2023).

В новых сборах из верхней части тайлуганской свиты (урочище Бабий Камень) нами определены *Gregarialepis*

binaria Bakaev et Sergienko sp. nov. (голотип происходит из ленинской свиты (Бакаев, 2023)), Gonatodidae gen. indet.

В нижних слоях мальцевской свиты, относящихся к терминальной перми (Davydov et al., 2021), определены *Gregarialepis binaria*, Gonatodidae gen. indet., Eurynotoidiidae gen. indet., Varialepididae gen. indet., Acrolepididae gen. indet.

Таксоны, установленные в верхней половине тайлуганской свиты и нижних слоях мальцевской свиты, образуют однородный ихтиокомплекс, преемственный с более ранними ихтиокомплексами казанково-маркинской и ленинской свит. Сходство обосновывается наличием *Gregarialepis binaria* и представителей семейства Eurynotoidiidae.

Ихтиокомплекс существенно отличается от заведомо раннетриасовых (оленекских?) ихтиокомплексов Тунгусской синеклизы: в нем отсутствуют формы, близкие к *Korutichthys* и *Avamia* из авамской свиты (Казанцева-Селезнева, 1980) и Scanilepiformes, Perleidiformes, Pholidopleuriformes и Semionotiformes из бугариктинской свиты (Sytchevskaya, 1999).

Тайлуганско-нижнемальцевский ихтиокомплекс эндемичный, почти не имеющий сходства с лопинскими ихтикомплексами Европы. В нем есть формы Eurynotoidiformes и Varialepididae, общие с ихтиофауной Европейской России. В то же время в тайлуганском комплексе отсутствуют Scanilepiformes и Discordichthyiformes, характерные для Европейской России (Миних, Миних, 2009; Бакаев, 2022), и Platysomidae и Palaeoniscidae, характерные для Западной Европы и Гренландии (Aldinger, 1937; Haubold, Schaumberg, 1985). По нашему мнению, присутствие европейских Eurynotoidiformes и Varialepidida в лопинской ихтиофауне Сибири является свидетельством среднепермских (гваделупских) межрегиональных контактов (Bakaev, Kogan, 2020; Бакаев, 2023), нежели позднепермских функционирующих путей миграции. Это доказывается тем, что элементы, общие с другими ихтиофаунами, появляются в Сибири именно в среднепермскую эпоху.

Таким образом, редкость остатков рыб и значительный провинциализм тайлуганско-нижнемальцевской ихтиофауны пока не позволяют проводить надежную корреляцию с другими, более изученными регионами и выделить таксоны, маркирующие границу вучапинского и чансинского ярусов МХШ.

Приведенные выше данные показывают, что по макрофлоре, остракодам, конхостракам, неморским двустворкам в тайлуганском горизонте удается выделить две-три ассоциации. Возможно, после дополнительных биостратиграфических исследований нам удастся установить в Кузбассе уровень, сопоставимый с границей между вучапинским и чансинским ярусами.

Заключение

Таким образом, на основе полученных данных можно сделать следующие выводы.

1. Радиометрические датировки тонштейнов из угольного пласта 78, равные 257,0 ± 1,3 и 256,6 ± 0,4 млн лет, позволяют оценить возраст нижней границы тайлуганской свиты примерно в 257,0 млн лет, а продолжительность накопления слагающих ее осадков в 4,22 млн лет. Новые датировки уточняют возраст тайлуганского горизонта Кузбасса и впервые дают возможность напрямую сопоставить его с МХШ.

2. Предполагаемая (расчетная) скорость накопления суммарных осадков тайлуганской свиты (без учета коэффициента уплотнения торф/уголь) составляет около 130–180 м/млн лет, или 0,13–0,18 мм/год, а скорость накопления угля – 0,024 мм/год. Такие значения скоростей сопоставимы со скоростями накопления угленосных толщ каменноугольного Донецкого бассейна (Davydov et al., 2010) и позднепермского бассейна Боуэн в Австралии (Ayaz et al., 2016).

3. Предполагаемая скорость накопления торфа в Кузбассе в тайлуганское время (палеоширота 65 с.ш.) составляет 0,24 мм/год при значении коэффициента уплотнения торфа, принятом 10:1. Это значение сопоставимо со скоростями накопления торфа в голоценовых болотах Сибири (60° с.ш.), Кузнецкого Алатау (54–55° с.ш.) и Европейской России (54° с.ш.), но в 5 и более раз меньше скоростей накопления торфа в большинстве других голоценовых болот Земли (в среднем от 1 до 3,5 мм/год). Возможно, это отличие связано с условностью принятого нами значения (10:1) коэффициента уплотнения.

4. Нахождение тонштейнов в угольных пластах тайлуганской свиты позволяет предположить, что верхняя поверхность торфа в момент его накопления располагалась ниже уровня воды, служившей защитным экраном для тонких вулканических осадков, предохраняя их от уничтожения дождевой водой и поверхностным стоком.

5. Биостратиграфические данные по растениям, остракодам, конхостракам, неморским двустворкам демонстрируют неоднородность тайлуганского комплекса и потенциальную возможность обоснования в Кузбассе уровня, отвечающего границе между вучапинским и чансинским ярусами. Данные по насекомым и рыбам недостаточны для таких выводов и требуют дополнительных коллекционных сборов.

6. Полученные данные показывают целесообразность радиометрического датирования цирконов из тонштейнов и туфовых прослоев других стратиграфических уровней верхнего палеозоя Кузбасса. Новые датировки уточнят хроностратиграфический каркас и рассчитанные скорости накопления суммарных осадков, угля и торфа, приведенные в настоящей работе.

Благодарность/Финансирование

Авторы выражают благодарность рецензентам и редактору за ценные замечания и комментарии, способствующие улучшению статьи.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-77-10045, https://rscf.ru/project/22-77-10045/.

	№ точки	Изотопные отношения						Rho	Возраст, млн лет						Th/U	D, %
		Pb^{207}/Pb^{206}	2σ	Pb^{207}/U^{235}	2σ	Pb^{206}/U^{238}	2σ		Pb^{207}/U^{235}	2σ	Pb^{206}/U^{238}	2σ	Pb^{207}/Pb^{206}	2σ		
NIST612	1	0,9240	0,029	34,6000	1,200	0,2649	0,007									
	2	0,9060	0,029	34,0000	1,000	0,2666	0,007									
	3	0,8920	0,032	34,2000	1,200	0,2739	0,008									
	4	0,9500	0,040	34,9000	1,200	0,2652	0,009									
	5	0,9090	0,030	33,6000	1,100	0,2671	0,008									
	6	0,9220	0,030	34,3000	1,000	0,2726	0,008									
	7	0,9230	0,029	33,6000	1,000	0,2661	0,008									
	8	0,8920	0,028	33,1000	1,000	0,2678	0,007									
	9	0,8940	0,029	33,0000	0,940	0,2689	0,008									
91500	1	0,0750	0,004	1,9000	0,120	0,1792	0,004	0,37	1070	41	1061	23	1020	110	0,43	1
	2	0,0724	0,006	1,8200	0,140	0,1798	0,005	0,33	1033	52	1065	25	860	160	0,42	–3
	3	0,0731	0,005	1,8400	0,120	0,1795	0,004	0,35	1035	46	1063	23	880	150	0,41	–3
	4	0,0716	0,005	1,8600	0,140	0,1832	0,006	0,41	1050	49	1083	31	890	160	0,39	–3
	5	0,0717	0,006	1,8000	0,160	0,1786	0,005	0,29	1018	57	1059	25	840	180	0,39	–4
	6	0,0733	0,005	1,7800	0,110	0,1788	0,005	0,41	1021	43	1059	25	870	140	0,38	–4
	7	0,0765	0,006	1,8600	0,140	0,1786	0,005	0,38	1049	54	1058	28	970	170	0,39	–1
	8	0,0781	0,008	1,8700	0,200	0,1774	0,006	0,32	1040	74	1052	33	1050	200	0,41	–1
Plesovice	1	0,0530	0,003	0,3940	0,022	0,0536	0,001	0,37	337	17	337,6	7	260	120	0,11	0
	2	0,0540	0,003	0,4010	0,024	0,0538	0,001	0,37	339	17	338	7,6	330	130	0,10	0
	3	0,0562	0,004	0,3960	0,022	0,0528	0,001	0,41	336	16	331,9	7,6	380	130	0,10	1
	4	0,0536	0,003	0,3970	0,021	0,0542	0,001	0,35	337	15	340	6,2	290	120	0,10	–1
	5	0,0527	0,003	0,3890	0,020	0,0532	0,001	0,35	331	15	334,2	5,8	270	110	0,10	–1
	6	0,0526	0,003	0,3990	0,027	0,0537	0,001	0,28	338	19	336,9	6,4	270	130	0,10	0
	7	0,0534	0,003	0,3900	0,019	0,0536	0,001	0,38	332	14	336,8	6,4	290	110	0,11	–1
	8	0,0527	0,003	0,3980	0,026	0,0543	0,001	0,37	338	18	340,7	8,2	270	130	0,10	–1

Табл. 1. Результаты LA-ICPMS датирования стандартов и цирконов образцов 19-kzb11 и 19-kzb13 из угольного пласта 78 тайлуганской свиты

	№ точки	Изотопные отношения							Возраст, млн лет								
		Pb^{207}/Pb^{206}	2σ	Pb^{207}/U^{235}	2σ	Pb^{206}/U^{238}	2σ	Rho	Pb^{207}/U^{235}	2σ	Pb^{206}/U^{238}	2σ	Pb^{207}/Pb^{206}	2σ	Th/U	D, %
Образец 19-kzb13	~~Sample01~~	~~0,0655~~	~~0,003~~	~~0,5530~~	~~0,032~~	~~0,0609~~	~~0,002~~	~~0,48~~	~~442~~	~~20~~	~~381~~	~~10~~	~~710~~	~~110~~	~~0,63~~	~~16~~
	Sample02	0,0514	0,004	0,3050	0,025	0,0409	0,001	0,39	268	20	258,1	8	240	160	0,53	4
	Sample03	0,0527	0,003	0,2920	0,017	0,0406	0,001	0,40	258	14	256,3	5,8	250	120	0,56	1
	Sample04	0,0516	0,004	0,2850	0,021	0,0403	0,001	0,29	254	17	254,3	5,4	200	140	0,44	0
	Sample05	0,0518	0,004	0,2830	0,022	0,0399	0,001	0,32	251	18	252,2	6,5	200	160	0,54	0
	Sample06	0,0516	0,004	0,2930	0,024	0,0408	0,001	0,33	256	19	257,9	6,8	170	160	0,58	–1
	Sample07	0,0539	0,005	0,2820	0,023	0,0397	0,001	0,37	254	19	250,9	7,2	270	190	0,70	1
	Sample08	0,0525	0,004	0,2730	0,022	0,0391	0,001	0,29	243	18	247	5,7	230	170	0,54	–2
	Sample09	0,0526	0,004	0,2830	0,023	0,0399	0,001	0,31	251	18	252,3	6,5	230	170	0,54	–1
	Sample10	0,0517	0,003	0,2910	0,017	0,0405	0,001	0,32	257	13	256,1	4,7	210	110	0,55	0
	Sample11	0,0529	0,005	0,2780	0,026	0,0396	0,001	0,30	247	20	250,1	6,6	250	200	0,58	–1
	~~Sample12~~	~~0,0634~~	~~0,005~~	~~0,3640~~	~~0,029~~	~~0,0419~~	~~0,001~~	~~0,28~~	~~310~~	~~21~~	~~264,3~~	~~5,7~~	~~550~~	~~170~~	~~0,53~~	~~17~~
	Sample13	0,0532	0,005	0,2960	0,027	0,0401	0,001	0,36	259	21	253,5	7,8	230	180	0,50	2
	~~Sample14~~	~~0,0608~~	~~0,005~~	~~0,3130~~	~~0,025~~	~~0,0375~~	~~0,001~~	~~0,37~~	~~276~~	~~20~~	~~237~~	~~6,8~~	~~510~~	~~160~~	~~0,48~~	~~16~~
	Sample15	0,0526	0,006	0,2760	0,030	0,0397	0,001	0,30	245	24	251,1	8,3	230	230	0,63	–2
	Sample17	0,0542	0,005	0,3040	0,026	0,0415	0,001	0,31	266	20	261,8	6,7	270	180	0,51	2
	Sample18	0,0518	0,003	0,2900	0,017	0,0405	0,001	0,34	257	13	256	5	250	120	0,54	0
	~~Sample19~~	~~0,0650~~	~~0,005~~	~~0,3190~~	~~0,021~~	~~0,0346~~	~~0,001~~	~~0,42~~	~~280~~	~~16~~	~~219,5~~	~~5,9~~	~~690~~	~~150~~	~~0,42~~	~~28~~
	Sample20	0,0523	0,006	0,3090	0,040	0,0419	0,002	0,31	271	31	265	10	240	260	0,50	2
	Sample21	0,0514	0,004	0,2870	0,022	0,0406	0,001	0,32	254	18	256,3	6,4	180	160	0,50	–1
	~~Sample22~~	~~0,0674~~	~~0,006~~	~~0,3650~~	~~0,033~~	~~0,0397~~	~~0,001~~	~~0,33~~	~~308~~	~~25~~	~~250,9~~	~~7,6~~	~~600~~	~~200~~	~~0,40~~	~~23~~
	Sample24	0,0512	0,003	0,2880	0,016	0,0409	0,001	0,48	255	13	258,3	6,5	190	110	0,45	–1
Образец 19-kzb11	Sample01	0,0535	0,005	0,2910	0,027	0,0384	0,001	0,27	255	21	243,1	6	260	180	0,66	5
	~~Sample02~~	~~0,0821~~	~~0,008~~	~~0,4540~~	~~0,044~~	~~0,0411~~	~~0,001~~	~~0,30~~	~~377~~	~~32~~	~~259,5~~	~~7,5~~	~~1040~~	~~210~~	~~0,80~~	~~45~~
	~~Sample03~~	~~0,0728~~	~~0,005~~	~~0,3460~~	~~0,033~~	~~0,0333~~	~~0,002~~	~~0,47~~	~~297~~	~~24~~	~~211~~	~~9,6~~	~~910~~	~~150~~	~~0,62~~	~~41~~
	~~Sample04~~	~~0,0743~~	~~0,007~~	~~0,7310~~	~~0,076~~	~~0,0671~~	~~0,003~~	~~0,36~~	~~547~~	~~46~~	~~418~~	~~15~~	~~930~~	~~220~~	~~0,71~~	~~31~~
	Sample05	0,0548	0,006	0,2980	0,035	0,0396	0,001	0,26	258	26	250,1	7,4	230	210	0,65	3
	Sample06	0,0530	0,007	0,3000	0,030	0,0415	0,002	0,55	264	24	262	14	250	270	0,71	1
	Sample07	0,0514	0,005	0,2880	0,027	0,0402	0,001	0,29	257	23	254,1	7,1	210	190	0,86	1
	Sample08	0,0564	0,007	0,3050	0,038	0,0398	0,001	0,26	263	29	251,4	8	260	250	0,64	5
	Sample09	0,0528	0,006	0,2970	0,031	0,0403	0,001	0,31	258	24	254,4	7,9	200	210	0,57	1

Табл. 1. Продолжение

Номер зерна	Возраст, млн лет								Состав				Изотопные отношения						
	$^{206}Pb/^{238}U$	±2σ	$^{207}Pb/^{235}U$	±2σ	$^{207}Pb/^{206}Pb$	±2σ	Corr. coef.	% дискорд.	Th/U	Pb^* (pg)	Pb_c (pg)	Pb^*/Pb_c	$^{206}Pb/^{204}Pb$	$^{206}Pb/^{238}U$	±2σ	$^{207}Pb/^{235}U$	±2σ	$^{207}Pb/^{206}Pb$	±2σ
	(a)	abs	(a)	abs	(a)	abs		(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(h)	(i)	%	(i)	%	(i)	%
Образец 19kzb-11																			
19kzb11-1	**254,31**	**6,53**	**262,31**	**113,55**	**334,43**	**1114,84**	**0,003**	**23,96**	**0,59**	**2,34**	**6,09**	**0,38**	**41,69**	**0,040238**	**2,62**	**0,294777**	**49,12**	**0,053155**	**49,18**
19kzb11-2	261,86	2,24	253,37	38,84	175,50	404,52	0,005	–49,21	0,65	3,68	3,12	1,18	88,55	0,041457	0,87	0,283422	17,32	0,049605	17,34
19kzb11-3	245,93	0,89	212,71	15,68	–140,87	202,47	0,013	274,58	0,49	10,54	3,87	2,72	187,42	0,038887	0,37	0,233049	8,17	0,043485	8,18
19kzb11-4	227,98	0,25	227,66	3,79	224,34	42,95	0,024	–1,62	0,86	15,96	1,41	11,29	652,71	0,035999	0,11	0,251337	1,86	0,050660	1,86
19kzb11-5	251,45	1,42	188,17	25,93	–547,61	406,07	0,009	145,92	0,50	5,90	3,43	1,72	125,53	0,039777	0,58	0,203602	15,10	0,037140	15,10
19kzb11-6	**256,66**	**2,24**	**242,02**	**39,05**	**102,25**	**429,20**	**0,008**	**–151,00**	**0,66**	**4,13**	**3,55**	**1,16**	**87,51**	**0,040617**	**0,89**	**0,269156**	**18,14**	**0,048082**	**18,15**
19kzb11-7	**258,16**	**1,84**	**255,03**	**31,89**	**226,27**	**327,16**	**0,005**	**–14,10**	**0,68**	**5,00**	**3,50**	**1,43**	**102,41**	**0,040860**	**0,73**	**0,285518**	**14,14**	**0,050702**	**14,16**
19kzb11-8	**253,76**	**3,68**	**247,42**	**64,96**	**187,69**	**689,33**	**0,003**	**–35,20**	**0,65**	**8,21**	**11,93**	**0,69**	**59,39**	**0,040150**	**1,48**	**0,275925**	**29,58**	**0,049865**	**29,62**
Образец 19kzb-13																			
19kzb13-3	254,30	0,69	253,83	9,84	249,44	100,70	0,048	–1,95	0,52	13,56	3,10	4,38	286,19	0,040237	0,28	0,284002	4,38	0,051214	4,38
19kzb13-4	253,27	0,48	252,81	6,53	248,55	67,16	0,043	–1,90	0,44	12,64	1,97	6,41	419,08	0,040070	0,19	0,282715	2,92	0,051194	2,92
19kzb13-5	255,16	0,83	248,91	11,29	190,37	119,04	0,030	–34,04	0,47	14,45	3,81	3,79	253,47	0,040376	0,33	0,277795	5,12	0,049923	5,12
19kzb13-6	260,08	0,99	257,40	16,93	233,04	172,00	0,007	–11,61	0,58	7,53	2,86	2,63	177,24	0,041170	0,39	0,288529	7,44	0,050851	7,45
19kzb13-7	**256,47**	**0,80**	**253,57**	**13,41**	**226,84**	**138,25**	**0,014**	**–13,06**	**0,53**	**7,85**	**2,43**	**3,24**	**216,29**	**0,040586**	**0,32**	**0,283673**	**5,98**	**0,050714**	**5,98**
19kzb13-8	249,74	0,36	247,75	5,81	228,99	61,05	0,017	–9,06	0,51	22,23	3,05	7,29	465,45	0,039501	0,15	0,276342	2,64	0,050762	2,64
19kzb13-9	**256,50**	**0,79**	**257,04**	**13,52**	**261,97**	**136,85**	**0,008**	**2,09**	**0,52**	**20,33**	**6,35**	**3,20**	**214,54**	**0,040592**	**0,31**	**0,288073**	**5,95**	**0,051494**	**5,96**
19kzb13b-1	251,68	0,90	247,92	15,02	212,52	158,33	0,016	–18,42	0,47	15,71	5,58	2,81	192,98	0,039813	0,37	0,276554	6,83	0,050402	6,83
19kzb13b-2	254,15	0,43	252,70	6,80	239,28	70,10	0,028	–6,21	0,49	20,33	3,24	6,28	405,87	0,040212	0,17	0,282576	3,04	0,050989	3,04
19kzb13g-1	248,98	0,39	247,15	5,38	229,78	56,66	0,033	–8,36	0,55	35,13	4,43	7,93	499,58	0,039379	0,16	0,275586	2,45	0,050779	2,45
19kzb13g-2	254,36	0,50	254,23	7,51	253,06	76,82	0,030	–0,51	0,33	20,43	3,76	5,43	368,39	0,040246	0,20	0,284509	3,34	0,051294	3,34
19kzb13g-4	255,00	0,49	250,72	8,09	210,90	84,43	0,013	–20,91	0,57	12,20	2,26	5,41	345,32	0,040349	0,19	0,280082	3,64	0,050366	3,64
19kzb13g-5	**256,60**	**0,37**	**255,34**	**5,92**	**243,82**	**60,41**	**0,029**	**–5,24**	**0,43**	**21,49**	**3,01**	**7,14**	**465,33**	**0,040608**	**0,15**	**0,285919**	**2,62**	**0,051089**	**2,62**

Табл. 2. Результаты U–Pb (CA–ID–TIMS) геохронологического датирования зерен циркона из угольного пласта 78 тайлуганской свиты

(a) $^{206}Pb/^{238}U$ – изотопные датировки, рассчитанные с использованием констант распада λ238 = 1,55125·10^{-10} и λ235 = 9,8485·10^{-10} (Jaffey et al., 1971) (λ – константа распада — доля распавшихся ядер данного изотопа за единицу времени от общего их количества в закрытой системе)

(b) % дискорд. – % дискордантности равен 100% –[($^{206}Pb/^{238}U$ датировка) / ($^{207}Pb/^{206}Pb$ датировка)·100%]

(c) Th/U – содержание Th, рассчитанное на основе радиогенного ^{208}Pb и датировки образца по $^{207}Pb/^{206}Pb$ при предполагаемой согласованности между U-Th- и Pb-системами

(d) Pb^* (pg) – общая масса радиогенного Pb в пикограммах (1 пг = 10^{-12} г)

(e) Pb_c (pg) – общая масса обычного Pb (Pb_c – Pb common) в пикограммах (1 пг = 10^{-12} г)

(f) Pb^*/Pb_c – отношение радиогенного Pb (включая ^{208}Pb) к обычному Pb

(h) $^{206}Pb/^{204}Pb$ – измеренное соотношение с поправкой только на фракционирование и вклад спайков

(i) Измеренные соотношения ($^{206}Pb/^{238}U$, $^{207}Pb/^{235}U$, $^{207}Pb/^{206}Pb$) с поправкой на фракционирование, трассер и бланк

abs – абсолютная числовая погрешность; Corr. coef. – коэффициент корреляции

Литература

Адаменко М.М., Гутак Я.М. (2014). Новые данные об эволюции торфяных болот Кузнецкого Алатау в голоцене (на примере Тигертышского горного узла). *Торфяники Западной Сибири и цикл углерода: прошлое и настоящее*: *мат. Четвертого Международного симпозиума*. Томск: Изд-во Томского ун-та, с. 257–259.

Арбузов С.И., Вергунов А.В., Ильенок С.С., Иванов В.А., Иванов В.П., Соктоев Б.Р. (2019). Геохимия, минералогия и генезис редкометально-угольного месторождения в пласте XI на юге Кузнецкого бассейна. *Геосферные исследования*, (2), с. 35–61. https://doi.org/10.17223/25421379/11/3

Бабин Г.А. (2007). Государственная геологическая карта Российской федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Алтае-Саянская. Лист N-45 – Новокузнецк. Объяснительная записка. Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 665 с. (МПР России. ФГУП «ВСЕГЕИ», ФГУГП «Запсибгеолсъемка)

Бакаев А.С. (2022). История изучения пермских костных рыб Европейской части России. *Ученые записки Казанского университета. Серия Естественные науки*, 164(3), с. 475–500. https://doi.org/10.26907/2542-064X.2022.3.475-500

Бакаев А.С. (2023). К ревизии пермских лучеперых рыб из казанково-маркинской свиты Кузбасса. *Палеонтологический журнал*, (3), с. 97–104.

Бетехтина О.А., Горелова С.Г., Дрягина Л.Л., Данилов В.И., Батяева С.П., Токарева П.А. (1988). Верхний палеозой Ангариды. *Труды Академии наук СССР. Сибирское отделение Института геологии и геофизики*. Новосибирск: Наука, 264 с.

Богомазов В.М., Вербицкая Н.Г., Золотов А.П., Фаддеева И.З. (1996). Стратиграфия и условия образования кольчугинской серии Кузбасса. *Кузбасс – ключевой район в стратиграфии верхнего палеозоя Ангариды*. Т. 2. Под ред. И.В. Будникова. Новосибирск: ЮжСибгеолком, ПССС «Интергео», с. 104–115.

Будников И.В. (1996). Решение рабочего палеоботанического коллоквиума, посвященного корреляции фитокомплексов карбона и перми Западного Верхоянья, востока Тунгусской синеклизы и Кузбасса (стратотипа флороносного верхнего палеозоя Ангариды), Новосибирск, 20–27 апр. 1992 г. *Кузбасс – ключевой район в стратиграфии верхнего палеозоя Ангариды*. Т. 2. Под ред. И.В. Будникова. Новосибирск: ЮжСибгеолком, ПССС «Интергео», с. 95–99.

Ван А.В. (1968). Роль пирокластического материала в угленосных отложениях Кузнецкого бассейна. *Советская геология*, (4), с. 129–138.

Ван А.В., Казанский Ю.П. (1985). Вулканический материал в осадках и осадочных породах. Новосибирск: Наука, 128 с.

Вахрамеев В.А., Добрускина И.А., Заклинская Е.Д., Мейен С.В. (1970). Палеозойские и мезозойские флоры Евразии и фитогеография этого времени. *Труды ГИН*, 208. М.: Наука, 431 с.

Волкова Е.М., Пельгунова Л.А., Кочкина А.В. (2014). Динамика развития болот в карстово-суффозионных депрессиях и накопление химических элементов в торфяных залежах. *Известия Тульского государственного университет. Естественные науки*, (4), с. 158–173.

Гутак Я.М. (2021). Становление структуры западной части Алтае-Саянской складчатой области (мезозойский этап). *Геосферные исследования*, (1), с. 123–129. https://doi.org/10.17223/25421379/18/10

Гутак Я.М., Антонова В.А., Багмет Г.Н., Габова М.Ф., Савицкий В.Р., Толоконникова З.А. (2008). Очерки исторической геологии Кемеровской области. Новокузнецк, 132 с.

Гутак Я.М., Рубан Д.А. (2016). Молассовые толщи и тектонический режим их накопления: попытка концептуального синтеза с учетом новых геологических данных. *Вестник СибГИУ*, (1), с. 9–14.

Гутак Я.М., Антонова В.А. (2017). Начальный этап развития Кузнецкого прогиба (юг Западной Сибири). *Проблемы палеоэкологии и исторической геоэкологии. Сборник трудов Всероссийской научной конференции.* Под ред. А.В. Иванова, И.В. Новикова, И.А. Яшкова. М., Саратов: ПИН РАН, СГТУ, ООО «Кузница рекламы», с. 101–109.

Данилов В.И., Евтушенко В.Е., Меньшикова Л.В., Сергиенко А.А., Сухов С.В., Токарева П.А. (1978). Палеонтологическая характеристика опорного разреза верхнепермских отложений кольчугинской серии Кузнецкого бассейна. *Новое в стратиграфии и палеонтологии среднего и верхнего палеозоя Средней Сибири*. Новосибирск: СНИИГГиМС, с. 130–144.

Ермилов В.И. (2003). Ерунаковский район. Прогнозные ресурсы. *Угольная база России. Угольные бассейны и месторождения Западной Сибири (Кузнецкий, Горловский, Западно-Сибирский бассейны, месторождения Алтайского края и Республики Алтай)*. Т. 2. М.: ООО «Геоинформцентр», с. 271–287.

Жаринова В.В. (2021). Корреляция отложений индского яруса Евразии по фауне конхострак. *ПАЛЕОСТРАТ–2020. Годичное собрание (научная конференция) секции палеонтологии МОИП и Московского отделения Палеонтологического общества при РАН*. М.: Палеонтологический ин-т им. А.А. Борисяка РАН, с. 30–31.

Казанский Ю.П., Ван А.В. (1996). Применение тефрохронологии для расчленения и корреляции верхнепалеозойских отложений Кузбасса. *Кузбасс – ключевой район в стратиграфии верхнего палеозоя Ангариды*. Т. 2. Под ред. И.В. Будникова. Новосибирск: ЮжСибгеолком, ПССС «Интергео», с. 31–37.

Казанцева-Селезнева А.А. (1980). Пермские палеониски Средней Сибири. *Палеонтологический журнал*, (1), с. 95–103.

Карпенко Л.В., Прокушкин А.С. (2018). Генезис и история послеледникового развития лесного болота в долине р. Дубчес. *Сибирский лесной журнал*, (5), с. 33–44. https://doi.org/10.15372/SJFS20180503

Кутыгин Р.В., Будников И.В., Сивчиков В.Е. (2020). Основные черты стратиграфии касимовско-гжельских и пермских отложений Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. *Природные ресурсы Арктики и Субарктики*, 25(4), с. 5–29. https://doi.org/10.31242/2618-9712-2020-25-4-1

Лавренов П.Ф., Снежко Б.А., Щигрев А.Ф., Дмитриева Н.В., Филиппова Н.Е., Носков Ю.С., Зейферт Л.Л. (2015). Государственная геологическая карта Российской федерации. Масштаб 1:200 000. 2-е изд. Серия Кузбасская. Лист N-45-IX (Крапивинский). Объяснительная записка. М.: МФ ФГБУ «ВСЕГЕИ», 156 с.

Лавренов П.Ф., Снежко Б.А., Щигрев А.Ф. и др. (2018). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000 Серия Кузбасская. Лист N-45-XVI (Осиновое Плесо). Объяснительная записка. М.: МФ ФГБУ «ВСЕГЕИ», 151 с.

Легенда Кузбасской серии государственной геологической карты Российской федерации. Масштаб 1:200 000. Новокузнецк, 1999.

Лежнин А.И., Папин Ю.С. (1996). Роль первой региональной стратиграфической схемы Кузбасса в установлении крупных этапов угленакопления. *Кузбасс – ключевой район в стратиграфии верхнего палеозоя Ангариды*. Т. 1. Под ред. И.В. Будникова. Новосибирск: ЮжСибгеолком, ПССС «Интергео», с. 12–19.

Мандельштам М.И. (1956). Остракоды угленосных отложений Кузнецкого бассейна. *Атлас руководящих форм ископаемых флоры и фауны пермских отложений Кузнецкого бассейна*. Л.: Гостоптехиздат, с. 58–109.

Мейен С.В. (1990). Теоретические проблемы палеоботаники. М.: Наука, 285 с.

Миних А.В., Миних М.Г. (2009). Ихтиофауна перми Европейской России. Саратов: Изд. центр «Наука», 244 с.

Нейбург М.Ф. (1948). Верхнепалеозойская флора Кузнецкого бассейна. Л.: Изд-во Акад. наук СССР, 343 с.

Нейбург М.Ф. (1960). Листостебельные мхи из пермских отложений Ангариды. М.: Изд-во Акад. наук СССР, 188 с.

Неуструева И.Ю. (1966). Верхнепермские остракоды Кузнецкого бассейна. *Сборник «Континентальный верхний палеозой и мезозой Сибири и Центрального Казахстана»*. М.-Л.: Наука, с. 54–95.

Общая стратиграфическая шкала России. https://vsegei.ru/ru/about/msk/str_scale/str_sch-2-2022.jpg

Папин Ю.С. (1969). Процветающие, нормальные и угнетенные фауны пелеципод кольчугинской серии Кузбасса. *Палеонтологический журнал*, (1), с. 13–18.

Папин Ю.С. (1973). Маркирующие фаунистические слои в осадках кольчугинской серии Кузбасса. *Геология и нефтегазоносность Западной Сибири. Труды Тюменского индустриального института*, (17), с. 104–115.

Пономаренко А.Г. (2011). Новые жесткокрылые (Insecta, Coleoptera) местонахождения Вязники, терминальная пермь европейской России. *Палеонтологический журнал*, (4), с. 55–63.

Решение совещания по стратиграфии верхнепалеозойских отложений Кузбасса (1996). *Кузбасс – ключевой район в стратиграфии верхнего палеозоя Ангариды*. Т. 2. Под ред. И.В. Будникова. Новосибирск: ЮжСибгеолком, ПССС «Интергео», с. 93–94.

Решения Всесоюзного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем докембрия, палеозоя и четвертичной системы Средней Сибири (1979). Часть 2 (средний и верхний палеозой). Новосибирск, 1982.

Родендорф Б.Б. (1961). Отряд Coleoptera. Жесткокрылые или жуки. *Палеозойские насекомые Кузнецкого бассейна.* Под ред. Б.Б. Родендорфа. *Труды ПИН*, (85). М.: Изд-во АН СССР, с. 393–469.

Сендерзон Э.М., Шорин В.П., Шугуров В.Ф. (1966). Условия угленакопления и некоторые закономерности распространения углей Кузбасса. *Атлас углей Кузнецкого бассейна*. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, с. 160–172.

Спижарский Т.Н. (1937). Ostracoda кольчугинской свиты угленосных осадков Кузнецкого бассейна. *Труды ЦНИГРИ*, (97), с. 139–170.

Спижарский Т.Н. (1939). Отряд Ostracoda. Раковинчатые раки. *Атлас руководящих форм ископаемых фаун СССР. Пермская система*. Т. 6. Ленинград: Госгеолиздат, с. 193–196.

Стратиграфический кодекс России (2019). Утвержден Бюро МСК 18 октября 2005 г. Сост. А.И. Жамойда и др. СПб.: ВСЕГЕИ, 96 с.

Угольная база России (2003). *Угольные бассейны и месторождения Западной Сибири (Кузнецкий, Горловский, Западно-Сибирский бассейны; месторождения Алтайского края и Республики Алтай)*. Т. 2. Под ред. А.П. Авдеев, В.П. Баповнев, С.М. Борисов. М.: ООО «Геоинформцентр», 604 с.

Шварц С.В. (2010). Геологический отчет с подсчетом запасов в границах лицензии ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» КЕМ 11672 ТЭ» на Талдинском каменноугольном месторождении. Кемерово.

Черновьянц М.Г. (1992). Тонштейны и их использование при изучении угленосных формаций. М.: Недра, 144 с.

Юзвицкий А.З. (2003). Кузнецкий угольный бассейн. *Угольная база России. Угольные бассейны и месторождения Западной Сибири (Кузнецкий, Горловский, Западно-Сибирский бассейны, месторождения Алтайского края и Республики Алтай)*. Т. 2. М.: ООО «Геоинформцентр», с. 7–46.

Ярков В.О. (1996). О методах стратиграфического деления угленосных толщ Кузбасса. *Кузбасс – ключевой район в стратиграфии верхнего палеозоя Ангариды*. Т. 1. Под ред. И.В. Будникова. Новосибирск: ЮжСибгеолком, ПССС «Интергео», с. 3–5.

Aldinger H. (1937). Permisch Ganoidfische Ostgrönland. *Meddelelser om Grönland*, 102(3), 392 p.

Amler M.R.W., Silantiev V.V. (2021). A global review of Carboniferous marine and non-marine bivalve biostratigraphy. *Geological Society London, Special Publications*, 512(1), pp. 893–932. https://doi.org/10.1144/sp512-2021-101

Arbuzov S.I., Volostnov A.V., Rikhvanov L.P., Mezhibor A.M., Ilenok S.S. (2011). Geochemistry of radioactive elements (U, Th) in coal and peat of northern Asia (Siberia, Russian Far East, Kazakhstan, and Mongolia). *International Journal of Coal Geology*, 86(4), pp. 318–328. https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.03.005

Arbuzov S.I., Spears D.A., Vergunov A.V., Ilenok S.S., Mezhibor A.M., Ivanov V.P., Zarubina N.A. (2019). Geochemistry, mineralogy and genesis of rare metal (Nb-Ta-Zr-Hf-Y-REE-Ga) coals of the seam XI in the south of Kuznetsk Basin, Russia. *Ore Geology Reviews*, 113, 103073. https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2019.103073

Ayaz S. A., Martin M., Esterle J., Amelin Y., Nicoll R. S. (2016) Age of the Yarrabee and accessory tuffs: implications for the upper Permian sediment-accumulation rates across the Bowen Basin. *Australian Journal of Earth Sciences*, 63(7), pp. 843–856. https://doi.org/10.1080/08120099.2016.1255254

Bakaev A., Kogan I. (2020). A new species of Burguklia (Pisces, Actinopterygii) from the Middle Permian of the Volga Region (European Russia). *Paläontologische Zeitschrift*, 94(2), pp. 93–106. https://doi.org/10.1007/s12542-019-00487-6

Black L.P., Kamo S.L., Allen C.M., Davis D.W., Aleinikoff J.N., Valley J.W., Mundil R., Campbell I.H., Korsch R.J., Williams I.S., Foudoulis C. (2004). Improved $^{206}Pb/^{238}U$ microprobe geochronology by the monitoring of a trace-element related matrix effect; SHRIMP, ID-TIMS, ELA-ICP-MS and oxygen isotope documentation for a series of zircon standards. *Chemical Geology*, 205(1–2), pp. 115–140. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2004.01.003

Bowring J.F., McLean N.M., Bowring S.A. (2011). Engineering cyber infrastructure for U-Pb geochronology: Tripoli and U-Pb_Redux. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 12(6), Q0AA19. https://doi.org/10.1029/2010GC003478

Budnikov I.V., Kutygin R.V., Shi G.R., Sivtchikov V.E., Krivenko O.V. (2020). Permian stratigraphy and paleogeography of Central Siberia (Angaraland) – A review. *Journal of Asian Earth Sciences*, 196, 104365. https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2020.104365

Buslov M.M., Watanabe T., Fujiwara Y., Iwata K., Smirnova L.V., Safonova I.Y., Semakov N.N., Kiryanova A.P. (2004). Late Paleozoic faults of the Altai region, Central Asia: Tectonic pattern and model of formation. *Journal of Asian Earth Sciences*, 23(5), pp. 655–671. https://doi.org/10.1016/S1367-9120(03)00131-7

Cagliari J., Lavina E.L.C., Philipp R.P., Tognoli F.M.W., Basei M.A.S., Faccini U.F. (2014). New Sakmarian ages for the Rio Bonito formation (Paraná Basin, southern Brazil) based on LA-ICP-MS U-Pb radiometric dating of zircons crystals. *Journal of South American Earth Sciences*, 56, pp. 265–277. https://doi.org/10.1016/j.jsames.2014.09.013

Cao W., Zahirovic S., Flament N., Williams S., Golonka J., Müller R.D. (2017). Improving global paleogeography since the late Paleozoic using paleobiology. *Biogeosciences*, 14(23), pp. 5425–5439. https://doi.org/10.5194/bg-14-5425-2017

Condon D.J., Schoene B., McLean N.M., Bowring S.A., Parrish R.R. (2015). Metrology and traceability of U–Pb isotope dilution geochronology (EARTHTIME Tracer Calibration Part I). *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 164, pp. 464–480. https://doi.org/10.31223/osf.io/kr3ge

Creech M. (2002). Tuffaceous deposition in the Newcastle Coal Measures: challenging existing concepts of peat formation in the Sydney Basin, New South Wales, Australia. *International Journal of Coal Geology*, 51(3), pp. 185–214. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00084-8

Dai S., Bechtel A., Eble C.F., Flores R.M., French D.D, Graham I.T., Hood M.M., Hower J.C., Korasidis V.A., Moore T.A., Püttmann W., Wei Q., Zhao L., O'Keefe J.M.K. (2020). Recognition of peat depositional environments in coal: A review. *International Journal of Coal Geology*, 219, 103383. https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.103383

Davydov V.I., Crowley J.L., Schmitz M.D., Poletaev Vl.I. (2010). High-Precision U-Pb Zircon Age Calibration of the Global Carboniferous Time Scale and Milankovitch Band Cyclicity in the Donets Basin, Eastern Ukraine. *Geochemistry Geophysics Geosystems*, 11, Q0AA04. https://doi.org/10.1029/2009gc002736

Davydov V.I., Korn D., Schmitz M.D. (2012). The Carboniferous period. *The Geologic Time Scale*, pp. 603–651. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59425-9.00023-8

Davydov V.I., Arefiev M.P., Golubev V.K., Karasev E.V., Naumcheva M.A., Schmitz M.D., Silantiev V.V., Zharinova V.V. (2020). Radioisotopic and biostratigraphic constraints on the classical Middle-Upper Permian succession and tetrapod fauna of the Moscow syneclise, Russia. *Geology*, 48(7), pp. 742–747. https://doi.org/10.1130/G47172.1

Davydov V.I., Karasev E.V., Nurgalieva N.G., Schmitz M.D., Budnikov I.V., Biakov A.S., Kuzina D.M., Silantiev V.V., Urazaeva M.N., Zharinova V.V., Zorina S.O., Gareev B., Vasilenko D.V. (2021). Climate and biotic evolution during the Permian-Triassic transition in the temperate Northern Hemisphere, Kuznetsk Basin, Siberia, Russia. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 573(1), 110432. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2021.110432

Ducassou C., Mercuzot M., Bourquin S., Rossignol C., Pellenard P., Beccaletto L., Ravier E. (2019). Sedimentology and U-Pb dating of Carboniferous to Permian continental series of the northern Massif Central (France): Local palaeogeographic evolution and larger scale correlations. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 533(1), 109228. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2019.06.001

Fikri H.N., Sachsenhofer R.F., Bechtel A., Gross D. (2022). Organic geochemistry and petrography in Miocene coals in the Barito Basin (Tutupan Mine, Indonesia): Evidence for astronomic forcing in kerapah type peats. *International Journal of Coal Geology*, 256, 103997. https://doi.org/10.1016/j.coal.2022.103997

Gerstenberger H., Haase G. (1997). A highly effective emitter substance for mass spectrometric Pb isotope ratio determinations. *Chemical Geology*, 136, pp. 309–312. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(96)00033-2

Haubold H., Schaumberg G. (1985). Die Fossilien des Kupferschiefers. Pflanzen- und Tierwelt zu Beginn des Zechsteins – eine Erzlagerstätte und ihre Paläontologie. *Die neue Brehm-Bücherei*. Berlin: A. Ziemsen Verlag, Wittenberg Lutherstadt, 333 p.

Hiess J., Condon D.J., McLean N., Noble S.R. (2012). 238U/235U Systematics in Terrestrial Uranium-Bearing Minerals. *Science*, 335(6076), pp. 1610–1614. https://doi.org/10.1126/science.1215507

Hudspith V., Scott A.C., Collinson M.E., Pronina N., Beeley T. (2012). Evaluating the extent to which wildfire history can be interpreted from inertinite distribution in coal pillars: An example from the Late Permian, Kuznetsk Basin, Russia. *International Journal of Coal Geology*, 89(1), pp. 13–25. https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.07.009

International Chronostratigraphic Chart. https://stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2023-04.pdf

Jaffey A.H., Flynn K.F., Glendenin L.E., Bentley W.C., Essling A.M. (1971). Precision Measurement of Half-Lives and Specific Activities of 235U and 238U. *Physical Review C*, 4(5), pp. 1889–1906. https://doi.org/10.1103/PhysRevC.4.1889

Jurigan I., Ricardi-Branco F., Neregato R., dos Santos T.J.S. (2019). A new tonstein occurrence in the eastern Paraná Basin associated with the Figueira c*oalfield (Paraná,* Brazil): Palynostratigraphy and U-Pb radiometric dating integration. *Journal of South American Earth Sciences*, 96, 102377. https://doi.org/10.1016/j.jsames.2019.102377

Käßner A., Tichomirowa M., Lapp M., Leonhardt D., Whitehouse M., Gerdes A. (2021). Two-phase late Paleozoic magmatism (~ 313–312 and ~ 299–298 Ma) in the *Lusatian Block and its relation to large* scale NW striking fault zones: evidence from zircon U–Pb CA–ID–TIMS geochronology, bulk rock- and zircon chemistry. *International Journal of Earth Sciences*, 110(8), pp. 2923–2953. https://doi.org/10.1007/s00531-021-02092-y

Lindsay R. (2018). Peatland (mire types): Based on Origin and Behavior of Water, Peat Genesis, Landscape Position, and Climate. *The Wetland Book*. C.M. Finlayson, G.R. Milton, R.C. Prentice, N.C. Davidson (Eds.). Berlin: Springer Science+Business Media, pp. 251–273. https://doi.org/10.1007/978-94-007-6173-5_279-1

Ludwig K.R. (2003). User's manual for Isoplot/Ex version 3.00, a geochronological toolkit for Microsoft Excel. *Berkeley Geochronology Center Special Publications*, 4, 72 p.

Lyons P.C., Krogh T.E., Kwok Y.Y., Davis D.W., Outerbridge W.F., Evans, J.H.T. (2006). Radiometric ages of the Fire Clay tonstein [Pennsylvanian (Upper Carboniferous), Westphalian, Duckmantian]: a comparison of U-Pb zircon single-crystal ages and 40Ar/39Ar sanidine single-crystal plateau ages. *International Journal of Coal Geology*, 67, pp. 259–266. https://doi.org/10.1016/j.coal.2005.12.002

Marcisz K., Czerwiński S., Lamentowicz M., Łuców D., Słowiński M. (2022). How paleoecology can support peatland restoration. *Past Global Changes Magazine*, 30(1), pp. 12–13. https://doi.org/10.22498/pages.30.1.12

Mattinson J.M. (2005). Zircon U-Pb chemical abrasion ("CA-TIMS") method: Combined annealing and multi-step partial dissolution analysis for improved precision and accuracy of zircon ages. *Chemical Geology*, 220, pp. 47–66. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2005.03.011

Metcalfe I., Crowley J.L., Nicoll R.S., Schmitz M. (2015). High-precision U-Pb CA-TIMS calibration of Middle Permian to Lower Triassic sequences, mass extinction and extreme climate-change in eastern Australian Gondwana. *Gondwana Research*, 28(1), pp. 61–81. https://doi.org/10.1016/j.gr.2014.09.002

Meyen S.V. (1982). The Carboniferous and Permian floras of Angaraland: (a synthesis). *Biological Memoirs*, 7(1), pp. 1–109.

Meyen S.V., Afanasieva G.A., Betekhtina O.A. et al. (1996). The former USSR: Angara and surrounding marine basins. *International Union of Geological Sciences Publication*, 33, pp. 180–237.

Miller J., Matzel J., Miller C., Burgess S., Miller R. (2007). Zircon growth and recycling during the assembly of large, composite arc plutons. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 167, pp. 282–299. https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2007.04.019

Moore T.A., Shearer J.C. (2003). Peat/coal type and depositional environment – are they related? *International Journal of Coal Geology*, 56(34), pp. 233–252. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(03)00114-9

Moore T.A., Moroeng O.M., Shen J., Esterle J.S., Pausch R.C. (2021). Using carbon isotopes and organic composition to decipher climate and tectonics in the Early Cretaceous: An example from the Hailar Basin, Inner Mongolia, China. *Cretaceous Research*, 118, 104674. https://doi.org/10.1016/j.cretres.2020.104674

Mori A.L.O., de Souza P.A., Marques J.C., Lopes R. da C. (2012). A new U-Pb zircon age dating and palynological data from a Lower Permian section of the southernmost Paraná Basin, Brazil: Biochronostratigraphical and geochronological implications for Gondwanan correlations. *Gondwana Research*, 21 (2–3), pp. 654–669. https://doi.org/10.1016/j.gr.2011.05.019

Novikov I.S., Cherkas O.V., Mamedov G.M., Simonov Y.G., Simonova T.Y., Nastavko V.G. (2013). Activity stages and tectonic division in the Kuznetsk Basin, Southern Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 54(3), pp. 324–334. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.02.007

Oshurkova M.V. (1996). Paleoecological parallelism between the Angaran and Euramerican phytogeographic provinces. *Review of Palaeobotany and Palynology*, 90(1–2), pp. 99–111. https://doi.org/10.1016/0034-6667(95)00026-7

Paton Ch., Woodhead J.D., Hellstrom J.C., Herg J.M., Greig A., Maas R. (2010). Improved laser ablation U-Pb zircon geochronology through robust downhole fractionation correction. *Geochemistry*, *Geophysics*, *Geosystems*, 11(3), pp. 1–36. https://doi.org/10.1029/2009gc002618

Pellenard P., Gand G., Schmitz M., Galtier J., Broutin J., Stéyer J.S. (2017). High precision U-Pb zircon ages for explosive volcanism calibrating the NW European continental Autunian stratotype. *Gondwana Research*, 51, pp. 118–136. https://doi.org/10.1016/j.gr.2017.07.014

Piilo S.R., Zhang H., Garneau M., Gallego-Sala A., Amesbury M.J., Välirant M.M. (2019). Recent peat and carbon accumulation following the Little Ice Age in northwestern Québec, Canada. *Environmental Research Letters*, 14(7), 075002. https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab11ec

Posit team (2023). RStudio: Integrated Development Environment for R. Posit Software, PBC, Boston, MA. https://www.R-project.org/

R Core Team (2022). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. https://posit.co/

Schoene B., Crowley J.L., Condon D.C., Schmitz M.D., Bowring S.A. (2006). Reassessing the uranium decay constants for geochronology using ID-TIMS U–Pb data. *Geochim Cosmochim Acta*, 70, pp. 426–445. https://doi.org/10.1016/j.gca.2005.09.007

Silantiev V.V. (2018). Permian Non-marine Bivalve Mollusks: Review of Geographical and Stratigraphic Distribution. *Paleontological Journal*, 52(7), pp. 707–729. https://doi.org/10.1134/S0031030118070092

Silantiev V.V., Candra S., Urazaeva M.N. (2015). Systematics of Nonmarine Bivalve Mollusks from the Indian Gondwana Coal Measures (Damuda Group, Permian, India). *Paleontological Journal*, 49(12), pp. 1235–1274. https://doi.org/10.1134/s0031030115120114

Silantiev V., Carter J., Urazaeva M., Nourgalieva N., Nizamova A. (2020). Early Triassic Non-Marine Bivalves *Utschamiella* Ragozin, 1937 from the Kuznetsk Coal Basin: First Microstructural Data. *Proc. 4th Kazan Golovkinsky Stratigraphic Meeting 2020 "Sedimentary Earth Systems: Stratigraphy, Geochronology, Petroleum Resources"*. Bologna, Italy: Filodiritto International Proceedings, pp. 248–255.

Simas M.W., Guerra-Sommer M., Cazzulo-Klepzig M., Menegat R., Schneider Santos J.O., Fonseca Ferreira J.A., Degani-Schmidt I. (2012). Geochronological correlation of the main coal interval in Brazilian Lower Permian: Radiometric dating of tonstein and calibration of biostratigraphic framework. *Journal of South American Earth Sciences*, 39, pp. 1–15. https://doi.org/10.1016/j.jsames.2012.06.001

Slama J., Košler J., Condon D.J., Crowley J.L., Gerdes A., Hanchar J.M., Horstwood M.S.A., Morris G. A., Nasdala L., Norberg N., Schaltegger U., Schoene B., Tubrett M.N., Whitehouse M.J. (2008). Plešovice zircon — A new natural reference material for U–Pb and Hf isotopic microanalysis. *Chemical Geology*, 249(1–2), pp. 1–35. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2007.11.005

Stivrins N., Ozola I., Gałka M., Kuske E., Alliksaar T., Andersen T.J., Lamentowicz M., Wulf S., Reitalu T. (2017). Drivers of peat accumulation rate in a raised bog: impact of drainage, climate, and local vegetation composition. *Mires and Peat*, 19(08), pp. 1–19. https://doi.org/10.19189/MaP.2016.OMB.262

Sytchevskaya E.K. (1999). Freshwater fish fauna from the Triassic of northern Asia. *Proceedings of the international meeting Buckow, 1997. Mesozoic Fishes 2. Systematics and Fossil Record.* G. Arratia, H.-P. Schultze (Eds.). München: Verlag Dr. Pfeil, pp. 445–468.

Thompson L.N., Finkelman R.B., Arbuzov S.I., French D.H. (2021). An unusual occurrence of ferroan magnesite in a tonstein from the Minusinsk Basin in Siberia, Russia. *Chemical Geology*, 568, 120131. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2021.120131

Tichomirowa M., Käßner A., Sperner B., Lapp M., Leonhardt D., Linnemann U., Münker C., Ovtcharova M., Pfänder J.A., Schaltegger U., Sergeev S., von Quadt A. (2019). Dating multiply overprinted granites: the effect of protracted magmatism and fluid flow on dating systems (zircon U-Pb: SHRIMP/SIMS, LA-ICP-MS, CA-ID-TIMS; and Rb-Sr, Ar-Ar) – granites from the Western Erzgebirge (Bohemian Massif, Germany). *Chemical Geology*, 519, pp. 11–38. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.04.024

Urazaeva M., Silantiev V. (2019). Permian Non-Marine Bivalve Fauna from Continental Deposits of the Dvina-Mezen Basin. *Kazan Golovkinsky Stratigraphic Meeting 2019: Late Paleozoic Sedimentary Earth Systems: Stratigraphy, Geochronology, Petroleum Resources*. Kazan: Kazan University Press, pp. 272–276.

Wang J., Shao L.Y., Wang H., Spiro B., Large D. (2018). SHRIMP zircon U–Pb ages from coal beds across the Permian–Triassic boundary, eastern Yunnan, southwestern China. *Journal of Palaeogeography*, 7(2), pp. 117–129. https://doi.org/10.1016/j.jop.2018.01.002

Wiedenbeck M., Alle P., Corfu F., Griffin W.L., Meier M., Oberli F., Von Quadt A., Roddick J.C., Spiegel W. (1995). Three Natural Zircon Standards for U-TH-PB, LU-HF, Trace Element and Ree Analyses. *Geostandards Newsletter*, 19(1), pp. 1–23. https://doi.org/10.1111/j.1751-908x.1995.tb00147.x

Widmann P., Davies J.H.F.L., Schaltegger U. (2019). Calibrating chemical abrasion: its effects on zircon crystal structure, chemical composition and U-Pb age. *Chemical Geology*, 511, pp. 1–10. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.02.026

Winston R.B. (1986). Characteristics features and compaction of plant tissues traced from permineralized peat to coal in Pennsylvanian coals (Desmoinesian) from the Illinois basin. *International Journal of Coal Geology*, 6(1), pp. 21–41. https://doi.org/10.1016/0166-5162(86)90023-6

Сведения об авторах

Владимир Владимирович Силантьев – доктор геол.-мин. наук, доцент, заведующий кафедрой палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет; Филиал Казанского (Приволжского) федерального университета в городе Джизаке

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

Ярослав Михайлович Гутак – доктор геол.- мин. наук, профессор, заведующий кафедрой геологии, геодезии и безопасности жизнедеятельности, Институт горного дела и геосистем, Сибирский государственный индустриальный университет; Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 654007, Новокузнецк, ул. Кирова, д. 42

Марион Тихомирова – доктор наук, заведующая лабораторией изотопной геохимии и геохронологии, Институт геологии, Технический университет Фрайбергской горной академии.

Германия, 09599, Фрайберг, Академиштрассе, д. 6

Анна Викторовна Куликова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, лаборатория геодинамики и магматизма, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева Сибирского отделения Российской академии наук; Научно-образовательный центр геотермохронологии, Казанский (Приволжский) Федеральный университет.

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Анастасия Сергеевна Фелькер – кандидат геол.- мин. наук, младший научный сотрудник, Лаборатория артропод, Палеонтологический институт им. А.А. Борисяка РАН; Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 117997, Москва, ул. Профсоюзная, д. 123

Миляуша Назимовна Уразаева – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Любовь Георгиевна Пороховниченко – кандидат геол.-мин. наук, инженер-исследователь, Лаборатория микропалеонтологии, Томский государственный университет; Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, д. 36

Евгений Владимирович Карасев – кандидат биол. наук, старший научный сотрудник, Лаборатория палеоботаники, Палеонтологический институт им. А.А. Борисяка РАН; Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 117997, Москва, ул. Профсоюзная, д. 123

Александр Сергеевич Бакаев – кандидат геол.- мин. наук, научный сотрудник, Лаборатория палеоихтиологии, Палеонтологический институт им. А.А. Борисяка РАН; Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 117997, Москва, ул. Профсоюзная, д. 123

Вероника Владимировна Жаринова – кандидат геол.-мин. наук, старший преподаватель кафедры палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет; Институт проблем экологии и эволюции им. А.Н. Северцова РАН

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Мария Алексеевна Наумчева – кандидат геол.-мин. наук, младший научный сотрудник, Лаборатория протистологии, Палеонтологический институт им. А.А. Борисяка РАН; Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 117997, Москва, ул. Профсоюзная, д. 123

Статья поступила в редакцию 11.04.2023;
Принята к публикации 04.05.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

First radiometric dating of tonsteins from coal-bearing succession of the Kuznetsk Basin: U-Pb geochronology of the Tailugan Formation

V.V. Silantiev[1,2], Ya.M. Gutak[1,3], M. Tichomirowa[4], A.V. Kulikova[5], A.S. Felker[1,6], M.N. Urazaeva[1], L.G. Porokhovnichenko[1,7], E.V. Karasev[1,6], A.S. Bakaev[1,6], V.V. Zharinova[1,8], M.A. Naumcheva[1,6]*

[1]*Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russian Federation*
[2]*Branch of the Kazan (Volga Region) Federal University in the city of Jizzakh, Jizzakh, Uzbekistan*
[3]*Siberian State Industrial University, Novokuznetsk, Russian Federation*
[4]*Technische Universität Bergakademie, Freiberg, Germany*
[5]*Sobolev Institute of Geology and Mineralogy, Novosibirsk, Russian Federation*
[6]*Paleontological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*
[7]*Tomsk State University, Tomsk, Russian Federation*
[8]*Severtsov Institute of Ecology and Evolution of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Vladimir V. Silatiev, e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru*

Abstract. Tonsteins, predominantly solid kaolinite clay interbeds, are widespread in the coals of the Kuznetsk Basin and usually contain idiomorphic zircon grains of magmatic origin in quantities suitable for uranium-lead (U-Pb) radiometric dating. For the first time, tonstein zircons from coal seam 78 of the Tailugan Formation (Fm) are dated by two methods: Laser Ablation Inductively Coupled Plasma Mass Spectrometry (LA-ICP-MS) and Chemical Abrasion Isotope-Dilution Thermal Ionization Mass Spectrometry (CA-ID-TIMS).

The CA-ID-TIMS datings of 257.0 ± 1.3 Ma and 256.6 ± 0.4 Ma determine the age of the lower boundary of the Tailugan Fm and the Tailuganian Regional Stage at 257.0 Ma. We estimate the duration of the Tailuganian to be around 4.22 million years. The dating results make it possible to directly correlate the Tailuganian of the Kuzbass with the upper half of the Wuchiapingian and with most of the Changhsingian of the International Chronostratigraphic Scale.

The accumulation rate of total sediments of the Tailugan Fm, calculated without considering the compaction index,

is approximately 0.13–0.18 mm/year, and the rate of coal accumulation is 0.024 mm/year. Such values are comparable to the accumulation rates of the Late Paleozoic coal-bearing strata of the Donetsk Basin and Western Australia. The rate of peat accumulation during the Tailuganian, calculated at a compaction index of 10:1, has been estimated at 0.24 mm/year. This value is comparable to the rates of peat accumulation in the Holocene bogs of the Kuznetsk Alatau in Siberia and the European part of Russia.

The presence of tonsteins in the coal seams of the Tailugan Fm suggests that the upper surface of the peat at the time of its accumulation was below the water level, serving as a protective screen for the thin volcanic deposits and preventing its erosion.

The assemblages of macroflora, ostracods, conchostracans and bivalves considerably vary through the section of the Tailugan Fm. This variation makes it possible to identify in Kuzbass the stratigraphic level that corresponds to the boundary between the Wuchiapingian and Changhsingian stages in the future.

Keywords: Kuznetsk Basin, Tailugan Formation, tonsteins, U-Pb dating, LA-ICP-MS, CA-ID-TIMS, geochronology, biostratigraphy

Acknowledgements

This study was supported by the Russian Science Foundation project # 22-77-10045, https://rscf.ru/project/22-77-10045/

Recommended citation: Silantiev V.V., Gutak Ya.M., Tichomirowa M., Kulikova A.V., Felker A.S., Urazaeva M.N., Porokhovnichenko L.G., Karasev E.V., Bakaev A.S., Zharinova V.V., Naumcheva M.A. (2023). First radiometric dating of tonsteins from coal-bearing succession of the Kuznetsk Basin: U-Pb geochronology of the Tailugan Formation. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 203–227. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.15

References

Adamenko M.M., Gutak Ya.M. (2014). New data on the evolution of peat bogs of the Kuznetsk Alatau in the Holocene (on the example of the Tigertysh mountain cluster). *Peatlands of Western Siberia and cycles of events: past and present: Proc. Fourth International Symposium. Tomsk: Tomsk University Press*, pp. 257–259. (In Russ.)

Aldinger H. (1937). Permisch Ganoidfische Ostgrönland. *Meddelelser om Grönland*, 102(3), 392 p.

Amler M.R.W., Silantiev V.V. (2021). A global review of Carboniferous marine and non-marine bivalve biostratigraphy. *Geological Society London, Special Publications*, 512(1), pp. 893–932. https://doi.org/10.1144/sp512-2021-101

Arbuzov S.I., Volostnov A.V., Rikhvanov L.P., Mezhibor A.M., Ilenok S.S. (2011). Geochemistry of radioactive elements (U, Th) in coal and peat of northern Asia (Siberia, Russian Far East, Kazakhstan, and Mongolia). *International Journal of Coal Geology*, 86(4), pp. 318–328. https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.03.005

Arbuzov S.I., Spears D.A., Vergunov A.V., Ilenok S.S., Mezhibor A.M., Ivanov V.P., Zarubina N.A. (2019). Geochemistry, mineralogy and genesis of rare metal (Nb-Ta-Zr-Hf-Y-REE-Ga) coals of the seam XI in the south of Kuznetsk Basin, Russia. *Ore Geology Reviews*, 113, 103073. https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2019.103073

Arbuzov S.I., Vergunov A.V., Il'enok S.S., Ivanov V.A., Ivanov V.P., Soktoev B.R. (2019). Geochemistry, mineralogy and genesis of rare-metal coal deposit in the seam XI, southern part of the Kuznetsk basin. *Geosfernye issledovaniya = Geosphere Research*, 2, pp. 35–61. (In Russ.) https://doi.org/10.17223/25421379/11/3

Ayaz S. A., Martin M., Esterle J., Amelin Y., Nicoll R. S. (2016). Age of the Yarrabee and accessory tuffs: implications for the upper Permian sediment-accumulation rates across the Bowen Basin. *Australian Journal of Earth Sciences*, 63(7), pp. 843–856. https://doi.org/10.1080/08120099.2016.1255254

Babin G.A. (2007). State geological map of the Russian Federation. Scale 1: 1,000,000 (third generation). Altai-Sayan series. Sheet N-45 – Novokuznetsk. Explanatory letter. St.Peterburg: VSEGEI, 665 p. (In Russ.)

Bakaev A.S. (2022). A review of the history of studying the Permian bony fish of European Russia. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*, 164(3), pp. 475–500. (In Russ.) https://doi.org/10.26907/2542-064X.2022.3.475-500

Bakaev A.S. (2023). Revision of Permian Ray-Finned Fishes from the Kazankovo-Markino Formation of the Kuznetsk Basin. *Paleontologicheskiy zhurnal = Paleontological journal*, (3), c. 97–104. (In Russ.)

Bakaev A., Kogan I. (2020). A new species of Burguklia (Pisces, Actinopterygii) from the Middle Permian of the Volga Region (European Russia). *Paläontologische Zeitschrift*, 94(2), pp. 93–106. https://doi.org/10.1007/s12542-019-00487-6

Betekhtina O.A., Gorelova S.G., Dryagina L.L., Danilov V.I., Batyaeva S.P., Tokareva P.A. (1988). Upper Paleozoic of Angarida. *Proc. Academy of Sciences of the USSR. Siberian Branch of the Institute of Geology and Geophysics*. Novosibirsk: Nauka, 264 p. (In Russ.)

Black L.P., Kamo S.L., Allen C.M., Davis D.W., Aleinikoff J.N., Valley J.W., Mundil R., Campbell I.H., Korsch R.J., Williams I.S., Foudoulis C. (2004). Improved $^{206}Pb/^{238}U$ microprobe geochronology by the monitoring of a trace-element related matrix effect; SHRIMP, ID-TIMS, ELA-ICP-MS and oxygen isotope documentation for a series of zircon standards. *Chemical Geology*, 205(1–2), pp. 115–140. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2004.01.003

Bogomazov V.M., Verbitskaya N.G., Zolotov A.P., Faddeeva I.Z. (1996). Stratigraphy and formation conditions of the Kolchuginskaya Series of Kuzbass. *Kuznetsk Basin – key region in stratigraphy of the Angarida Upper Paleozoic*. Vol. 2. Ed. I.V. Budnikov. Novosibirsk: YuzhSibgeolkom, PSSS "Intergeo", pp. 104–115. (In Russ.)

Bowring J.F., McLean N.M., Bowring S.A. (2011). Engineering cyber infrastructure for U-Pb geochronology: Tripoli and U-Pb_Redux. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 12(6), Q0AA19. https://doi.org/10.1029/2010GC003478

Budnikov I.V. (1996). Working paleobotanical colloquium Decision dedicated to the correlation of phytocomplexes of the Carboniferous and Permian of the Western Verkhoyanie region, the east of the Tunguska syneclise and Kuzbass (a stratotype of the flora-bearing Upper Paleozoic of Angarida), Novosibirsk, April 20–27. 1992. *Kuznetsk Basin – key region in stratigraphy of the Angarida Upper Paleozoic*. Vol. 2. Ed. I.V. Budnikov. Novosibirsk: YuzhSibgeolkom, PSSS "Intergeo", pp. 95–99. (In Russ.)

Budnikov I.V., Kutygin R.V., Shi G.R., Sivtchikov V.E., Krivenko O.V. (2020). Permian stratigraphy and paleogeography of Central Siberia (Angaraland) – A review. *Journal of Asian Earth Sciences*, 196, 104365. https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2020.104365

Buslov M.M., Watanabe T., Fujiwara Y., Iwata K., Smirnova L.V., Safonova I.Y., Semakov N.N., Kiryanova A.P. (2004). Late Paleozoic faults of the Altai region, Central Asia: Tectonic pattern and model of formation. *Journal of Asian Earth Sciences*, 23(5), pp. 655–671. https://doi.org/10.1016/S1367-9120(03)00131-7

Cagliari J., Lavina E.L.C., Philipp R.P., Tognoli F.M.W., Basei M.A.S., Faccini U.F. (2014). New Sakmarian ages for the Rio Bonito formation (Paraná Basin, southern Brazil) based on LA-ICP-MS U-Pb radiometric dating of zircons crystals. *Journal of South American Earth Sciences*, 56, pp. 265–277. https://doi.org/10.1016/j.jsames.2014.09.013

Cao W., Zahirovic S., Flament N., Williams S., Golonka J., Müller R.D. (2017). Improving global paleogeography since the late Paleozoic using paleobiology. *Biogeosciences*, 14(23), pp. 5425–5439. https://doi.org/10.5194/bg-14-5425-2017

Chernovyants M.G. (1992). Tonsteins and their use in the study of coal-bearing formations. Moscow: Nedra, 144 p. (In Russ.)

Coal base of Russia (2003). Coal basins and deposits of Western Siberia (Kuznetsk, Gorlovsky, West Siberian basins; deposits of the Altai Territory and the Republic of Altai). V. 2. A.P. Avdeev, V.P. Bapovnev, S.M. Borisov Eds. Moscow: Geoinformtsentr, 604 p. (In Russ.)

Condon D.J., Schoene B., McLean N.M., Bowring S.A., Parrish R.R. (2015). Metrology and traceability of U–Pb isotope dilution geochronology (EARTHTIME Tracer Calibration Part I). *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 164, pp. 464–480. https://doi.org/10.31223/osf.io/kr3ge

Creech M. (2002). Tuffaceous deposition in the Newcastle Coal Measures: challenging existing concepts of peat formation in the Sydney Basin, New South Wales, Australia. *International Journal of Coal Geology*, 51(3), pp. 185–214. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00084-8

Dai S., Bechtel A., Eble C.F., Flores R.M., French D.D, Graham I.T., Hood M.M., Hower J.C., Korasidis V.A., Moore T.A., Püttmann W., Wei Q., Zhao L., O'Keefe J.M.K. (2020). Recognition of peat depositional environments in coal: A review. *International Journal of Coal Geology*, 219, 103383. https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.103383

Danilov V.I., Evtushenko V.E., Menshikova L.V., Sergienko A.A., Sukhov S.V., Tokareva P.A. (1978). Paleontological characteristics of the reference section of the Upper Permian deposits of the Kolchugino Series of the Kuznetsk Basin. *New in stratigraphy and paleontology of the Middle and Upper Paleozoic of Central Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 130–144. (In Russ.)

Davydov V.I., Crowley J.L., Schmitz M.D., Poletaev Vl.I. (2010). High-Precision U-Pb Zircon Age Calibration of the Global Carboniferous Time Scale and Milankovitch Band Cyclicity in the Donets Basin, Eastern Ukraine. *Geochemistry Geophysics Geosystems*, 11, Q0AA04. https://doi.org/10.1029/2009gc002736

Davydov V.I., Korn D., Schmitz M.D. (2012). The Carboniferous period. *The Geologic Time Scale*, pp. 603–651. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59425-9.00023-8

Davydov V.I., Arefiev M.P., Golubev V.K., Karasev E.V., Naumcheva M.A., Schmitz M.D., Silantiev V.V., Zharinova V.V. (2020). Radioisotopic and biostratigraphic constraints on the classical Middle-Upper Permian succession and tetrapod fauna of the Moscow syneclise, Russia. *Geology*, 48(7), pp. 742–747. https://doi.org/10.1130/G47172.1

Davydov V.I., Karasev E.V., Nurgalieva N.G., Schmitz M.D., Budnikov I.V., Biakov A.S., Kuzina D.M., Silantiev V.V., Urazaeva M.N., Zharinova V.V., Zorina S.O., Gareev B., Vasilenko D.V. (2021). Climate and biotic evolution during the Permian-Triassic transition in the temperate Northern Hemisphere, Kuznetsk Basin, Siberia, Russia. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 573(1), 110432. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2021.110432

Decision of the Meeting on the stratigraphy of the Upper Paleozoic deposits of Kuzbass (1996). *Kuznetsk Basin – key region in stratigraphy of the Angarida Upper Paleozoic*. Vol. 2. Ed. I.V. Budnikov. Novosibirsk: YuzhSibgeolkom, PSSS "Intergeo", pp. 93–94. (In Russ.)

Decisions of the All-Union Conference on the development of unified stratigraphic schemes for the Precambrian, Paleozoic and Quaternary systems of Central Siberia (1979). Part 2 (Middle and Upper Paleozoic). Novosibirsk. (In Russ.)

Ducassou C., Mercuzot M., Bourquin S., Rossignol C., Pellenard P., Beccaletto L., Ravier E. (2019). Sedimentology and U-Pb dating of Carboniferous to Permian continental series of the northern Massif Central (France): Local palaeogeographic evolution and larger scale correlations. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 533(1), 109228. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2019.06.001

Ermilov V.I. (2003). Yerunakovsky district. Forecast resources. *Coal base of Russia. Coal basins and deposits of Western Siberia (Kuznetsk, Gorlovsky, West Siberian basins, deposits of the Altai Territory and the Republic of Altai)*. V. 2. Moscow: Geoinformtsentr, pp. 271–287. (In Russ.)

Fikri H.N., Sachsenhofer R.F., Bechtel A., Gross D. (2022). Organic geochemistry and petrography in Miocene coals in the Barito Basin (Tutupan Mine, Indonesia): Evidence for astronomic forcing in kerapah type peats. *International Journal of Coal Geology*, 256, 103997. https://doi.org/10.1016/j.coal.2022.103997

General stratigraphic scale of Russia. (In Russ.) https://vsegei.ru/ru/about/msk/str_scale/str_sch-2-2022.jpg

Gerstenberger H., Haase G. (1997). A highly effective emitter substance for mass spectrometric Pb isotope ratio determinations. *Chemical Geology*, 136, pp. 309–312. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(96)00033-2

Gutak Ya.M. (2021). Development of Structure of the West Part of the Altay-Sayan Orogen (the Mesozoic Stage). *Geosfernye issledovaniya = Geosphere Research*, (1), pp. 123–129. (In Russ.) https://doi.org/10.17223/25421379/18/10

Gutak Ya.M., Antonova V.A. (2017). The initial stage of development of the Kuznetsk trough (south of Western Siberia). Problems of paleoecology and historical geoecology. *Proc. All-Russian Scientific Conference dedicated to the memory of Professor Vitaly Georgievich Ochev*. A.V. Ivanova, I.V. Novikova, I.A. Yashkov Eds. Moscow, Saratov: PIN RAS, SGTU, OOO "Forge of Advertising", pp. 101–109. (In Russ.)

Gutak Ya.M., Ruban D.A. (2016). Molasse strata and the tectonic regime of their accumulation: an attempt at a conceptual synthesis based on new geological data. *Vestnik SibGIU*, (1), pp. 9–14. (In Russ.)

Gutak Ya.M., Antonova V.A., Bagmet G.N., Gabova M.F., Savitskiy V.R., Tolokonnikova Z.A. (2008). Essays on the historical geology of the Kemerovo region. Novokuznetsk, 132 p. (In Russ.)

Haubold H., Schaumberg G. (1985). Die Fossilien des Kupferschiefers. Pflanzen- und Tierwelt zu Beginn des Zechsteins – eine Erzlagerstätte und ihre Paläontologie. *Die neue Brehm-Bücherei*. Berlin: A. Ziemsen Verlag, Wittenberg Lutherstadt, 333 p.

Hiess J., Condon D.J., McLean N., Noble S.R. (2012). 238U/235U Systematics in Terrestrial Uranium-Bearing Minerals. *Science*, 335(6076), pp. 1610–1614. https://doi.org/10.1126/science.1215507

Hudspith V., Scott A.C., Collinson M.E., Pronina N., Beeley T. (2012). Evaluating the extent to which wildfire history can be interpreted from inertinite distribution in coal pillars: An example from the Late Permian, Kuznetsk Basin, Russia. *International Journal of Coal Geology*, 89(1), pp. 13–25. https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.07.009

International Chronostratigraphic Chart. https://stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2023-04.pdf

Jaffey A.H., Flynn K.F., Glendenin L.E., Bentley W.C., Essling A.M. (1971). Precision Measurement of Half-Lives and Specific Activities of 235U and 238U. *Physical Review C*, 4(5), pp. 1889–1906. https://doi.org/10.1103/PhysRevC.4.1889

Jurigan I., Ricardi-Branco F., Neregato R., dos Santos T.J.S. (2019). A new tonstein occurrence in the eastern Paraná Basin associated with the Figueira c*oalfield (Paraná,* Brazil): Palynostratigraphy and U-Pb radiometric dating integration. *Journal of South American Earth Sciences*, 96, 102377. https://doi.org/10.1016/j.jsames.2019.102377

Kazanskiy Yu.P., Van A.V. (1996). Using of tephrochronology for subdivision and correlation of Upper Paleozoic deposits of Kuzbass. *Kuznetsk Basin – key region in stratigraphy of the Angarida Upper Paleozoic*. Vol. 2. Ed. I.V. Budnikov. Novosibirsk: YuzhSibgeolkom, PSSS "Intergeo", pp. 31–37. (In Russ.)

Kazantseva-Selezneva A.A. (1980). Permian paleonisks of Central Siberia. *Paleontologicheskiy zhurnal = Paleontological journal*, 1, pp. 95–103. (in Russ.)

Karpenko L.V., Prokushkin A.S. (2018). Genesis and History of the post-glacial Evolution of Forest Bog in the Valley of the Dubches River. *Sibirskiy lesnoy zhurnal = Siberian Journal of Forest Science*, 5, pp. 33–44. (In Russ.) http://dx.doi.org/10.15372/SJFS20180503

Käßner A., Tichomirowa M., Lapp M., Leonhardt D., Whitehouse M., Gerdes A. (2021). Two-phase late Paleozoic magmatism (~ 313–312 and ~ 299–298 Ma) in the *Lusatian Block and its relation to large* scale NW striking fault zones: evidence from zircon U–Pb CA–ID–TIMS geochronology, bulk rock- and zircon chemistry. *International Journal of Earth Sciences*, 110(8), pp. 2923–2953. https://doi.org/10.1007/s00531-021-02092-y

Kutygin R.V., Budnikov I.V., Sivchikov V.E. (2020). The main features of the Kasimovian – Gzhelian and Permian stratigraphy in the Siberian platform and adjacent fold belts. *Prirodnye resursy Arktiki i Subarktiki,* 25(4), pp. 5–29. (In Russ.) https://doi.org/10.31242/2618-9712-2020-25-4-1

Lavrenov P.F., Snezhko B.A., Shchigrev A.F., Dmitrieva N.V., Filippova N.E., Noskov Yu.S., Zeifert L.L. (2015). State geological map of the Russian Federation. Scale 1: 200000. 2nd ed. Kuzbass series. Sheet N-45-IX (Krapivinsky). Explanatory letter. Moscow: MF FSBI "VSEGEI", 156 p. (In Russ.)

Lavrenov P.F., Snezhko B.A., Shchigrev A.F. et al. (2018). State geological map of the Russian Federation. Scale 1: 200,000 Kuzbass series. Sheet N-45-XVI (Osinovoye Pleso). Explanatory letter. Moscow: MF FSBI "VSEGEI", 151 p. (In Russ.)

Legend of the Kuzbass Series of the State Geological Map of the Russian Federation (1999). Scale 1:200,000, Second edition. Novokuznetsk. (In Russ.)

Lezhnin A.I., Papin Yu.S. (1996). The Role of the First Regional Stratigraphic Scheme of Kuzbass in Establishing Large Stages of Coal Accumulation. *Kuznetsk Basin – key region in stratigraphy of the Angarida Upper Paleozoic*. Vol. 1. Ed. I.V. Budnikov. Novosibirsk: YuzhSibgeolkom, PSSS "Intergeo", pp. 12–19. (In Russ.)

Lindsay R. (2018). Peatland (mire types): Based on Origin and Behavior of Water, Peat Genesis, Landscape Position, and Climate. *The Wetland Book*. C.M. Finlayson, G.R. Milton, R.C. Prentice, N.C. Davidson (Eds.). Berlin: Springer Science+Business Media, pp. 251–273. https://doi.org/10.1007/978-94-007-6173-5_279-1

Ludwig K.R. (2003). User's manual for Isoplot/Ex version 3.00, a geochronological toolkit for Microsoft Excel. *Berkeley Geochronology Center Special Publications*, 4, 72 p.

Lyons P.C., Krogh T.E., Kwok Y.Y., Davis D.W., Outerbridge W.F., Evans, J.H.T. (2006). Radiometric ages of the Fire Clay tonstein [Pennsylvanian (Upper Carboniferous), Westphalian, Duckmantian]: a comparison of U-Pb zircon single-crystal ages and 40Ar/39Ar sanidine single-crystal plateau ages. *International Journal of Coal Geology*, 67, pp. 259–266. https://doi.org/10.1016/j.coal.2005.12.002

Mandelshtam M.I. (1956). Ostracods of coal-bearing deposits of the Kuznetsk Basin. *Atlas of Guide Forms of Fossil Flora and Fauna of the Permian Deposits of the Kuznetsk Basin*. Leningrad: Gostoptekhizdat, pp. 58–109. (In Russ.)

Marcisz K., Czerwiński S., Lamentowicz M., Łuców D., Słowiński M. (2022). How paleoecology can support peatland restoration. *Past Global Changes Magazine*, 30(1), pp. 12–13. https://doi.org/10.22498/pages.30.1.12

Mattinson J.M. (2005). Zircon U-Pb chemical abrasion (“CA-TIMS”) method: Combined annealing and multi-step partial dissolution analysis for improved precision and accuracy of zircon ages. *Chemical Geology*, 220, pp. 47–66. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2005.03.011

Metcalfe I., Crowley J.L., Nicoll R.S., Schmitz M. (2015). High-precision U-Pb CA-TIMS calibration of Middle Permian to Lower Triassic sequences, mass extinction and extreme climate-change in eastern Australian Gondwana. *Gondwana Research*, 28(1), pp. 61–81. https://doi.org/10.1016/j.gr.2014.09.002

Meyen S.V. (1982). The Carboniferous and Permian floras of Angaraland: (a synthesis). *Biological Memoirs*, 7(1), pp. 1–109.

Meyen S.V. (1990). Theoretical problems of paleobotany. Moscow: Nauka, 285 p. (In Russ.)

Meyen S.V., Afanasieva G.A., Betekhtina O.A. et al. (1996). The former USSR: Angara and surrounding marine basins. *International Union of Geological Sciences Publication*, 33, pp. 180–237.

Miller J., Matzel J., Miller C., Burgess S., Miller R. (2007). Zircon growth and recycling during the assembly of large, composite arc plutons. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 167, pp. 282–299. https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2007.04.019

Minikh A.V., Minikh M.G. (2009). Ichthyofauna of the Permian of European Russia. Saratov: Nauka, 244 p. (In Russ.)

Moore T.A., Shearer J.C. (2003). Peat/coal type and depositional environment – are they related? *International Journal of Coal Geology*, 56(34), pp. 233–252. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(03)00114-9

Moore T.A., Moroeng O.M., Shen J., Esterle J.S., Pausch R.C. (2021). Using carbon isotopes and organic composition to decipher climate and tectonics in the Early Cretaceous: An example from the Hailar Basin, Inner Mongolia, China. *Cretaceous Research*, 118, 104674. https://doi.org/10.1016/j.cretres.2020.104674

Mori A.L.O., de Souza P.A., Marques J.C., Lopes R. da C. (2012). A new U-Pb zircon age dating and palynological data from a Lower Permian section of the southernmost Paraná Basin, Brazil: Biochronostratigraphical and geochronological implications for Gondwanan correlations. *Gondwana Research*, 21 (2–3), pp. 654–669. https://doi.org/10.1016/j.gr.2011.05.019

Neuburg M.F. (1948). Upper Paleozoic flora of the Kuznetsk Basin. Leningrad: Akad. nauk SSSR, 343 p. (In Russ.)

Neuburg M.F. (1960). Leafy mosses from the Permian deposits of Angarida. Moscow: Akad. nauk SSSR, 188 p. (In Russ.)

Neustrueva I.Yu. (1966). Upper Permian ostracods of the Kuznetsk Basin. *Continental Upper Paleozoic and Mesozoic of Siberia and Central Kazakhstan*. Moscow, Leningrad: Nauka, pp. 54–95. (In Russ.)

Novikov I.S., Cherkas O.V., Mamedov G.M., Simonov Y.G., Simonova T.Y., Nastavko V.G. (2013). Activity stages and tectonic division in the Kuznetsk Basin, Southern Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 54(3), pp. 324–334. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.02.007

Oshurkova M.V. (1996). Paleoecological parallelism between the Angaran and Euramerican phytogeographic provinces. *Review of Palaeobotany and Palynology*, 90(1–2), pp. 99–111. https://doi.org/10.1016/0034-6667(95)00026-7

Paton Ch., Woodhead J.D., Hellstrom J.C., Herg J.M., Greig A., Maas R. (2010). Improved laser ablation U-Pb zircon geochronology through robust downhole fractionation correction. *Geochemistry*, *Geophysics*, *Geosystems*, 11(3), pp. 1–36. https://doi.org/10.1029/2009gc002618

Papin Yu.S. (1969). Prosperous, normal and oppressed faunas of pelecypods of the Kolchugino Series of Kuzbass. *Paleontologicheskiy zhurnal = Paleontological journal*, *(*1), pp. 13–18. (In Russ.)

Papin Yu.S. (1973). Marked faunal layers in the sediments of the Kolchugin Series of Kuzbass. *Geology and oil and gas potential of Western Siberia. Proceedings of the Tyumen Industrial Institute*, 17, pp. 104–115. (In Russ.)

Pellenard P., Gand G., Schmitz M., Galtier J., Broutin J., Stéyer J.S. (2017). High precision U-Pb zircon ages for explosive volcanism calibrating the NW European continental Autunian stratotype. *Gondwana Research*, 51, pp. 118–136. https://doi.org/10.1016/j.gr.2017.07.014

Piilo S.R., Zhang H., Garneau M., Gallego-Sala A., Amesbury M.J., Välirant M.M. (2019). Recent peat and carbon accumulation following the Little Ice Age in northwestern Québec, Canada. *Environmental Research Letters*, 14(7), 075002. https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab11ec

Posit team (2023). RStudio: Integrated Development Environment for R. Posit Software, PBC, Boston, MA. https://www.R-project.org/

R Core Team (2022). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. https://posit.co/

Rodendorf B.B. (1961). Order Coleoptera. Coleoptera or beetles. Paleozoic insects of the Kuznetsk Basin. Ed. B.B. Rodendorf. *Trudy PIN*, 85. Moscow: Academy of Sciences of the USSR, pp. 393–469. (In Russ.)

Schoene B., Crowley J.L., Condon D.C., Schmitz M.D., Bowring S.A. (2006). Reassessing the uranium decay constants for geochronology using ID-TIMS U–Pb data. *Geochim Cosmochim Acta*, 70, pp. 426–445. https://doi.org/10.1016/j.gca.2005.09.007

Schwartz S.V. (2010). Geological report with calculation of reserves within the boundaries of the license of OAO “MC” Kuzbassrazrezugol “KEM 11672 TE” at the Taldinskoye coal deposit (2010). Kemerovo. (In Russ.)

Senderzon E.M., Shorin V.P., Shugurov V.F. (1966). Conditions of coal accumulation and some patterns of distribution of Kuzbass coals. *Coal atlas of the Kuznetsk basin*. Novosibirsk: Nauka, Sibirskoe otdelenie, pp. 160–172. (In Russ.)

Silantiev V.V. (2018). Permian Non-marine Bivalve Mollusks: Review of Geographical and Stratigraphic Distribution. *Paleontological Journal*, 52(7), pp. 707–729. https://doi.org/10.1134/S0031030118070092

Silantiev V.V., Candra S., Urazaeva M.N. (2015). Systematics of Nonmarine Bivalve Mollusks from the Indian Gondwana Coal Measures (Damuda Group, Permian, India). *Paleontological Journal*, 49(12), pp. 1235–1274. https://doi.org/10.1134/s0031030115120114

Silantiev V., Carter J., Urazaeva M., Nourgalieva N., Nizamova A. (2020). Early Triassic Non-Marine Bivalves *Utschamiella* Ragozin, 1937 from the Kuznetsk Coal Basin: First Microstructural Data. *Proc. 4th Kazan Golovkinsky Stratigraphic Meeting 2020 “Sedimentary Earth Systems: Stratigraphy, Geochronology, Petroleum Resources”*. Bologna, Italy: Filodiritto International Proceedings, pp. 248–255.

Simas M.W., Guerra-Sommer M., Cazzulo-Klepzig M., Menegat R., Schneider Santos J.O., Fonseca Ferreira J.A., Degani-Schmidt I. (2012). Geochronological correlation of the main coal interval in Brazilian Lower Permian: Radiometric dating of tonstein and calibration of biostratigraphic framework. *Journal of South American Earth Sciences*, 39, pp. 1–15. https://doi.org/10.1016/j.jsames.2012.06.001

Slama J., Košler J., Condon D.J., Crowley J.L., Gerdes A., Hanchar J.M., Horstwood M.S.A., Morris G. A., Nasdala L., Norberg N., Schaltegger U., Schoene B., Tubrett M.N., Whitehouse M.J. (2008). Plešovice zircon — A new natural reference material for U–Pb and Hf isotopic microanalysis. *Chemical Geology*, 249(1–2), pp. 1–35. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2007.11.005

Spizharskiy T.N. (1937). Ostracoda of the Kolchugin Formation of Coal-bearing Sediments of the Kuznetsk Basin. *Trudy TsNIGRI*, (97), pp. 139–170. (In Russ.)

Spizharskiy T.N. (1939). Order Ostracoda. Shellfish crayfish. *Atlas of guide forms of fossil faunas of the USSR. Permian system*. Vol. 6. Leningrad: Gosgeolizdat, pp. 193–196. (In Russ.)

Stivrins N., Ozola I., Gałka M., Kuske E., Alliksaar T., Andersen T.J., Lamentowicz M., Wulf S., Reitalu T. (2017). Drivers of peat accumulation rate in a raised bog: impact of drainage, climate, and local vegetation composition. *Mires and Peat*, 19(08), pp. 1–19. https://doi.org/10.19189/MaP.2016.OMB.262

Stratigraphic Guide of Russia (2019). Approved by the ISC Bureau on October 18, 2005. Compiled by A.I. Zhamoida et al. St. Petersburg: VSEGEI, 96 p. (In Russ.)

Sytchevskaya E.K. (1999). Freshwater fish fauna from the Triassic of northern Asia. *Proceedings of the international meeting Buckow, 1997. Mesozoic Fishes 2. Systematics and Fossil Record.* G. Arratia, H.-P. Schultze (Eds.). München: Verlag Dr. Pfeil, pp. 445–468.

Thompson L.N., Finkelman R.B., Arbuzov S.I., French D.H. (2021). An unusual occurrence of ferroan magnesite in a tonstein from the Minusinsk Basin in Siberia, Russia. *Chemical Geology*, 568, 120131. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2021.120131

Tichomirowa M., Käßner A., Sperner B., Lapp M., Leonhardt D., Linnemann U., Münker C., Ovtcharova M., Pfänder J.A., Schaltegger U., Sergeev S., von Quadt A. (2019). Dating multiply overprinted granites: the effect of protracted magmatism and fluid flow on dating systems (zircon U-Pb: SHRIMP/SIMS, LA-ICP-MS, CA-ID-TIMS; and Rb-Sr, Ar-Ar) – granites from the Western Erzgebirge (Bohemian Massif, Germany). *Chemical Geology*, 519, pp. 11–38. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.04.024

Urazaeva M., Silantiev V. (2019). Permian Non-Marine Bivalve Fauna from Continental Deposits of the Dvina-Mezen Basin. *Kazan Golovkinsky Stratigraphic Meeting 2019: Late Paleozoic Sedimentary Earth Systems: Stratigraphy, Geochronology, Petroleum Resources*. Kazan: Kazan University Press, pp. 272–276.

Van A.V. (1968). The role of pyroclastic material in coal-bearing deposits of the Kuznetsk basin. *Sovetskaya geologiya*, (4), pp. 129–138. (In Russ.)

Van A.V., Kazanskiy Yu.P. (1985). Volcanic material in sediments and sedimentary rocks. Novosibirsk: Nauka, 128 p. (In Russ.)

Vakhrameev V.A., Dobruskina I.A., Zaklinskaya E.D., Meyen S.V. (1970). Paleozoic and Mesozoic floras of Eurasia and phytogeography of this time. *Trudy Geologicheskogo Instituta,* (208). Moscow: Nauka, 431 p. (In Russ.)

Volkova E.M., Pel’gunova L.A., Kochkina A.V. (2014). The dynamic of development of mires in karst depressions and accumulation of chemical elements

in peat deposits. *Izvestiya Tul'skogo gosudarstvennogo universiteta. Estestvennye nauki*, (4), pp. 158–173. (In Russ.)

Wang J., Shao L.Y., Wang H., Spiro B., Large D. (2018). SHRIMP zircon U–Pb ages from coal beds across the Permian–Triassic boundary, eastern Yunnan, southwestern China. *Journal of Palaeogeography*, 7(2), pp. 117–129. https://doi.org/10.1016/j.jop.2018.01.002

Wiedenbeck M., Alle P., Corfu F., Griffin W.L., Meier M., Oberli F., Von Quadt A., Roddick J.C., Spiegel W. (1995). Three Natural Zircon Standards for U-TH-PB, LU-HF, Trace Element and Ree Analyses. *Geostandards Newsletter*, 19(1), pp. 1–23. https://doi.org/10.1111/j.1751-908x.1995.tb00147.x

Widmann P., Davies J.H.F.L., Schaltegger U. (2019). Calibrating chemical abrasion: its effects on zircon crystal structure, chemical composition and U-Pb age. *Chemical Geology*, 511, pp. 1–10. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.02.026

Winston R.B. (1986). Characteristics features and compaction of plant tissues traced from permineralized peat to coal in Pennsylvanian coals (Desmoinesian) from the Illinois basin. *International Journal of Coal Geology*, 6(1), pp. 21–41. https://doi.org/10.1016/0166-5162(86)90023-6

Yarkov V.O. (1996). About the methods of stratigraphic division of the coal-bearing strata of Kuzbass. *Kuznetsk Basin – key region in stratigraphy of the Angarida Upper Paleozoic*. Vol. 1. Ed. I.V. Budnikov. Novosibirsk: YuzhSibgeolkom, PSSS "Intergeo", pp. 3–5. (In Russ.)

Yuzvitsky A.Z. (2003). Kuznetsk coal Basin. *Coal base of Russia. Coal basins and deposits of Western Siberia (Kuznetsk, Gorlovsky, Zapadpo-Sibirsky basins, deposits of the Altai Territory and the Republic of Altai)*. V. 2. Moscow: Geoinformtsentr, pp. 7–46. (In Russ.)

Zharinova V.V. (2021). Correlation of deposits of the Indus stage of Eurasia according to the conchostracan fauna. *PALEOSTRAT-2020. Annual meeting (scientific conference) of the paleontology section of the MOIP and the Moscow Branch of the Paleontological Society of the Russian Academy of Sciences*. Moscow: Borisyak Paleontological Institute RAS, pp. 30–31. (In Russ.)

About the Authors

Vladimir V. Silantiev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of Paleontology and Stratigraphy, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University; Branch of the Kazan (Volga Region) Federal University in the city of Jizzakh

18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

Yaroslav M. Gutak – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Department of Geology, Geodesy and Life Safety, Institute of Mining and Geosystems, Siberian State Industrial University; Kazan (Volga Region) Federal University

42, Kirova st., Novokuznetsk, 654007, Russian Federation

Marion Tichomirowa – Dr. rer. nat., Head of the Isotopic Geochemistry & Geochronology Laboratories, Institute of Mineralogy, Technische Universität Bergakademie Freiberg

6, Akademiestraße, Freiberg, 09599, Germany

Anna V. Kulikova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Laboratory of Geodynamics and Magmatism, Sobolev Institute of Geology and Mineralogy of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Kazan (Volga Region) Federal University

3, Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Anastasia S. Felker – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Junior Researcher, Arthropod Laboratory, Borissiak Paleontological Institute of the Russian Academy of Sciences; Kazan (Volga Region) Federal University

123, Profsoyuznaya st., Moscow, 117997, Russian Federation

Milyausha N. Urazaeva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Assistant Professor, Department of Paleontology and Stratigraphy, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University

18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Lyubov G. Porokhovnichenko – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Research Engineer, Laboratory of Micropaleontology, Faculty of Geology and Geography, Tomsk State University; Kazan (Volga Region) Federal University

36, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

Evgeniy V. Karasev – Cand. Sci. (Biology), Senior Researcher, Laboratory of Paleobotany, Borissiak Paleontological Institute of the Russian Academy of Sciences; Kazan (Volga region) Federal University

123, Profsoyuznaya st., Moscow, 117997, Russian Federation

Aleksandr S. Bakaev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Laboratory of Paleoichthyology, Borissiak Paleontological Institute of the Russian Academy of Sciences; Kazan (Volga region) Federal University

123, Profsoyuznaya st., Moscow, 117997, Russian Federation

Veronika V. Zharinova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Lecturer, Department of Paleontology and Stratigraphy, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University; Severtsov Institute of Ecology and Evolution of the Russian Academy of Sciences

18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Maria A. Naumcheva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Junior Researcher, Laboratory of Protistology, Borissiak Paleontological Institute of the Russian Academy of Sciences; Kazan (Volga region) Federal University

123, Profsoyuznaya st., Moscow, 117997, Russian Federation

Manuscript received 11 April 2023;
Accepted 4 May 2023; Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.16

УДК 622.276.6

Изучение изменений структуры пустотности горных пород при создании напряженного состояния методами электронной микроскопии

Б.М. Осовецкий[1], К.П. Казымов[1], И.Ю. Колычев[2], Я.В. Савицкий[2], С.В. Галкин[2]*

[1]*Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия*
[2]*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*

На примере нефтяной залежи в верейских отложениях одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции выделены литотипы, различающиеся структурой пустотного пространства. На образцах керна для различных литотипов проведены эксперименты с изменением напряженного состояния пород в условиях объемного (псевдотрехосного) сжатия. Создаваемое в экспериментах давление отождествлено с развитием процессов на удалении от эпицентра появления трещин гидроразрыва. До и после нагружения образцы керна исследованы методами неразрушающего контроля. Изучение структуры образцов стандартными и томографическими методами не позволило установить существенных изменений при нагружении образцов, но было отмечено некоторое увеличение проницаемости пород. С учетом этого дальнейшее изучение образцов проведено с помощью электронной микроскопии, что позволило получить количественную информацию об изменениях пустотного пространства, невидимых при обычной рентгеновской томографии. Установлено, что как для потенциальных коллекторов, так и для непроницаемых пород происходит увеличение протяженности и раскрытости естественных трещин, что может рассматриваться как формирование дополнительных эффективных каналов фильтрации флюидов.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, керн, экспериментальное нагружение образцов, трещиноватость, томография, электронная микроскопия

Для цитирования: Осовецкий Б.М., Казымов К.П., Колычев И.Ю., Савицкий Я.В., Галкин С.В. (2023). Изучение изменений структуры пустотности горных пород при создании напряженного состояния методами электронной микроскопии. *Георесурсы,* 25(2), с. 228–235. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.16

Введение

Основой стабилизации добычи нефти в современных условиях является масштабное проведение различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на повышение нефтеотдачи продуктивных пластов. Одним из направлений повышения эффективности ГТМ является их предварительное моделирование в лабораторных условиях на образцах керна. Методология исследований заключается в последовательном изучении керна до и после воздействия нагружением с проведением анализа количественных изменений в структуре емкостного пространства горных пород. В дополнение к традиционным исследованиям используются современные методы неразрушающего контроля: прежде всего рентгеновская томография и в меньшей мере электронная микроскопия керна.

Метод рентгеновской томографии керна успешно применяется при оценке технологий кислотного воздействия (Хижняк и др., 2015; Равелев и др., 2020), кольматации высокообводненных интервалов (Ketova et al., 2021), действия технологических жидкостей на горные породы (Гаршина и др., 2020). Во всех перечисленных случаях структура емкостного пространства после воздействия применяемых реагентов существенно меняется, но разрешающая способность томографии (для стандартных образцов керна порядка 40–45 мкм) достаточна для визуализации значимых изменений.

Внедрение технологии гидроразрыва пласта (ГРП) связано с решением многочисленных и сложных задач (Махмутов и др., 2017).

Одним из путей оптимизации технологических характеристик ГРП является предварительное моделирование процессов гидроразрыва пласта на керновых моделях, которое основано на создании напряжений на образцах и определении геомеханических свойств пород в разных состояниях. При этом экспериментальные нагрузки не достигают значений, приводящих к разрушению целостного состояния пород. Поэтому параметры, характеризующие изменение пустотного пространства (в частности, протяженность и раскрытость микротрещин), могут находиться за пределами разрешающей возможности томографического метода.

В данном случае визуализация и количественная оценка возникающих в опытных образцах изменений может быть проведена с применением сканирующей электронной микроскопии, разрешающая способность которой значительно больше. При этом существенной проблемой является то, что каждый микроскопический снимок позволяет визуализировать лишь малую часть

* Ответственный автор: Галкин Сергей Владиславович
e-mail: gnfd@pstu.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

опытного образца и при этом только с поверхности. Этот недостаток в определенной степени может быть компенсирован использованием большого количества микроскопических снимков. Они должны представлять разные участки керна, на которых измеряются параметры (протяженность, раскрытость) присутствующих трещин до и после нагружения образцов.

В настоящей статье рассматривается применение предлагаемой методологии при моделировании гидроразрыва пласта на образцах керна.

Материалы и методы

Объектом исследования являются верейские продуктивные отложения одного из нефтяных месторождений Пермского края. Необходимо заметить, что согласно современной оценке для территории северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции обеспеченность добычи запасами углеводородного сырья не превышает 20 лет при обводненности запасов основных эксплуатационных объектов 62% для месторождений Пермского края и 86% для месторождений Удмуртии (Соколов, Шубина, 2022). На этих территориях в последние годы начинают активно вводиться в промышленную эксплуатацию ранее неразрабатываемые продуктивные пласты, прежде всего каширско-верейские нефтяные залежи, которые к настоящему времени практически не обводнены. Для данного типа залежей Волго-Урала характерна высокая неоднородность пустотного пространства с выделением вторичной пористости, которая развивается унаследованно в результате процессов выщелачивания и растворения по внутри- и межформенным элементам породы (Хисамов и др., 2014). С этим также связано развитие естественной трещиноватости пород, которая имеет подчиненное значение в объеме пустотного пространства.

До сих пор ввиду низкой производительности скважин при применении стандартных технологий выработка верейских залежей велась низкими темпами. Опыт эксплуатации скважин последнего десятилетия показывает, что наиболее эффективным методом для эффективной разработки каширско-верейских пластов является гидроразрыв пласта (ГРП) (Новокрещенных, Распопов, 2020; Топал и др., 2020; Gilaev et al., 2020).

Типичной проблемой в условиях высокой неоднородности геологического разреза является то, что закономерности изменения коллекторских свойств пород на микроуровне, по данным геофизических исследований скважин (ГИС), обычно «теряются» (Исакова и др., 2021). Так, на основе детального анализа керна в работе (Galkin et al., 2023) обосновано выделение в верейской карбонатной толще четырех литологических типов геологического разреза (литотипов): 1) высокопористый кавернозный; 2) с чередованием пропластков пористых и плотных пород; 3) низкопористый; 4) плотный.

Для низкопористых интервалов геологического разреза литотипов 2 и 3 установлено наличие маломощных интервалов нефтеносности, которые в результате гидроразрыва пласта могут быть введены в разработку, в том числе за счет формирования трещиноватости в объеме изначально слабопроницаемых пород.

Наиболее массовые исследования трещиноватости для рассматриваемой залежи проводились методом гидродинамических исследований скважин (Черепанов и др., 2014; Ghadami et al., 2015; Li et al., 2017). Исследования ряда скважин проводились с использованием волнового акустического каротажа (ВАК-Д) и азимутального электрического микроимиджера (MCI) (Xie et al., 2018; Jin et al., 2022). В целом комплексная оценка промысловыми исследованиями позволяет оценить раскрытость естественных трещин как низкую (порядка 10 мкм) (Хисамов и др., 2014; Galkin, et al., 2022), что является предпосылкой для применения методов интенсификации добычи нефти.

Для наглядного представления пустотного пространства пород были проведены томографические исследования. Томограммы образов керна разных литотипов в естественном состоянии существенно различаются (рис. 1), что обусловливает необходимость более детального изучения особенностей их пустотного пространства.

Литотип 1 представлен известняком органогенно-детритовым с пористо-кавернозной структурой пустотного пространства (рис. 1, а). Согласно стандартным исследованиям, данный литотип обладает аномально высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС): открытая пористость ($К_п$) составила 22,9%, проницаемость (k) – $5224 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Пористость интервалов литотипа 1, по данным ГИС, превышает 20%. Форма пор сложная, угловатая, часть пор представлена длинными трубчатыми каналами, выполненными по исходному детриту. Большая доля пустотности представлена крупными порами, которые хорошо визуализируются томографическим методом ($К_{п\text{-}том} = 16{,}0\%$). Необходимо отметить, что нефтенасыщенные интервалы, представленные литотипом 1, эффективно разрабатываются без применения ГТМ.

Интервалы разреза литотипа 2, по данным ГИС, интерпретируются как однородные коллекторы с Кп около 12%. Однако по свойствам керна литотип 2 представлен литологически неоднородным известняком, состоящим из трех прослоев – детритового пористого (темного цвета на томограмме), более плотного пористого и относительно однородного без существенных включений (рис. 1, б). Оценка пористости по томографии $К_{п\text{-}том}$ составила 4,1%. По данным исследований с помощью стандартных методов образец керна относится к малопроницаемым коллекторам ($К_п = 8{,}2\%$; $k = 0{,}9 \cdot 10^{-3}$ мкм^2).

Интервалы разреза для литотипа 3 по запасам нефти относятся к непроницаемым породам, так как согласно данным ГИС Кп оценивается ниже граничных значений коллекторов ($К_п < 7\%$). Для исследованного образца керна данного литотипа Кп, согласно стандартным исследованиям, составила 5,6%. По данным томографии литотип 3 представлен неоднородным известняком, местами сильно кавернозным. Каверны имеют сложную вытянутую форму и, вероятно, выполнены по ходам илоедов и детриту (рис. 1, в). Пористость представлена крупными порами,

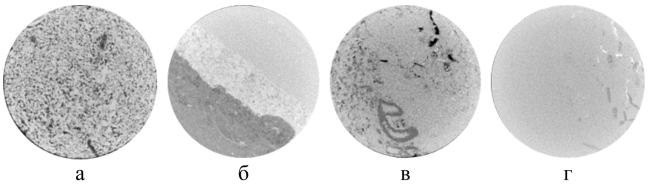


Рис. 1. Томограммы для различных литотипов пород: а – литотип 1, б – литотип 2, в – литотип 3, г – литотип 4

размеры которых больше разрешающей способности метода, поэтому все емкостное пространство хорошо видно на томографических снимках ($К_{п\text{-}том}$ = 5,6%). В связи с большей раскрытостью емкостного пространства проницаемость литотипа 3 несколько выше, чем у литотипа 2 – $k = 1{,}9 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Плотный известняк литотипа 4 имеет низкие ФЕС ($К_п$ от 0,8% до 1,7% и k порядка $0{,}002 \cdot 10^{-3}$ мкм^2). Пористость по томографии оценена в 0,2%, что сопоставимо с погрешностью метода. При этом присутствуют неравномерно распределенные по объему образца плотностные неоднородности: вероятно, органогенный детрит (рис. 1, г). Малое значение $К_{п\text{-}том}$ указывает на то, что все пустоты в образце меньше разрешающей способности томографического метода.

Таким образом, показано, что технология ГРП может быть использована только для повышения нефтеотдачи пластов литотипов 2 и 3.

Для дополнительного анализа микропустотного пространства литотипов использован сканирующий электронный микроскоп марки QUATTRO-C (США). Режим работы микроскопа: рабочее напряжение – 30 кВ, рабочее расстояние – 10 мм, сила тока – 0,1 нА. С помощью электронного микроскопа выполнено сканирование поверхности образцов керна литотипов с фотографированием основных особенностей микропустотного пространства.

Результаты

Электронно-микроскопические исследования позволили выявить дополнительные особенности каждого из литотипов, которые оказались разными модификациями биогенных известняков. На снимках, полученных в широком диапазоне увеличений микроскопа (от 100× до нескольких тысяч), установлено присутствие специфических органических остатков, свидетельствующих о разном генезисе известняков исследованных литотипов.

Структура высокопористого кавернозного литотипа 1 сформирована относительно крупными по размерам кальцитовыми псевдоморфозами по органическим остаткам (остракодам) типичной округлой формы или их обломками в достаточно плотной упаковке. Процессы диа- и катагенеза лишь в небольшой степени привели к заполнению вторичным карбонатным веществом межзерновых пустот в породе. В итоге сформировался высокопористый нефтяной коллектор.

Основу пустотного пространства в этом литотипе составляют широко распространенные микрокаверны и межзерновые поры, которые отличаются большим разнообразием форм, размеров и характера группировок. Часто присутствуют обширные каналы, образованные за счет соприкасающихся пустот, но почти полностью отсутствуют трещины. Все это типичные признаки межформенного вида порового пространства карбонатного коллектора (Гальянова и др., 1987) (рис. 2, а).

Для интервалов с чередованием пористых и плотных пропластков (литотипа 2) основой биоценоза на стадии седиментогенеза являлись колонии фораминифер достаточно крупного размера, однако условия для их массового распространения были неблагоприятными. В ходе диа- и катагенеза колонии были сцементированы вторичными карбонатными новообразованиями. Пустотное

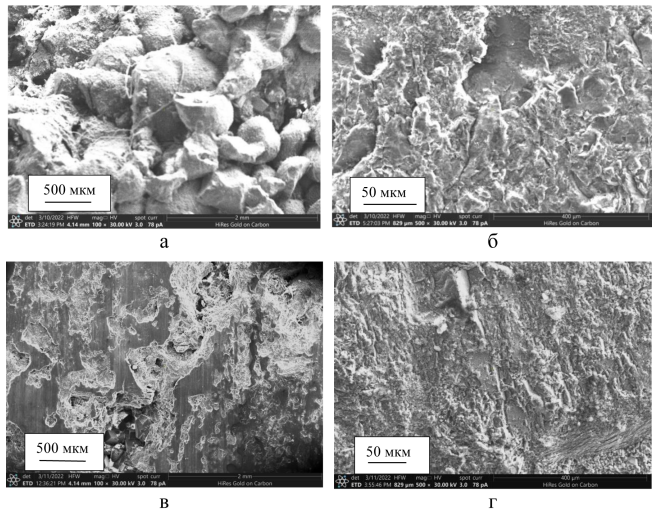


Рис. 2. Характерные детали структуры микропустотного пространства литотипов: а – литотип 1, б – литотип 2, в – литотип 3, г – литотип 4

пространство в породе в основном представлено трещинами разного происхождения (литологическими, тектоническими, естественного гидроразрыва и др.). Кроме того, в ходе процесса межпластового растворения на стадии катагенеза появились внутриформенные поры за счет растворения кальцита во внутренних камерах раковин (рис. 2, б; 3, а). Таким образом, в данном литотипе пустотное пространство имеет происхождение, характерное для трещинно-поровых коллекторов.

Интервалы низкопористого разреза литотипа 3 относятся к водорослевым известнякам. Пустотное пространство в нем представлено в основном узкими каналами между кальцитовыми псевдоморфозами по волокнам водорослей. По данным электронной микроскопии пустоты частично заполнены цементирующим карбонатным веществом (рис. 2, в; 3, б).

Микроструктура известняка плотного литотипа 4 обусловлена микритовым (чрезвычайно мелким) составом разнородных биогенных компонентов, сцементированных вторичным карбонатным веществом в ходе катагенеза. По результатам электронной микроскопии здесь также присутствуют микротрещины, но их существенно меньше, и раскрытость обычно не превышает 5 мкм.

Таким образом, получены дополнительные основания, которые позволяют рассчитывать на благоприятные результаты применения технологии гидроразрыва с целью повышения нефтеотдачи коллекторов. В частности, в трещинно-поровом коллекторе литотипа 2 подходящими для появления каналов миграции нефти являются

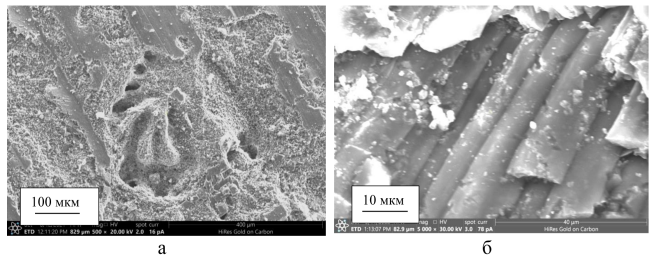
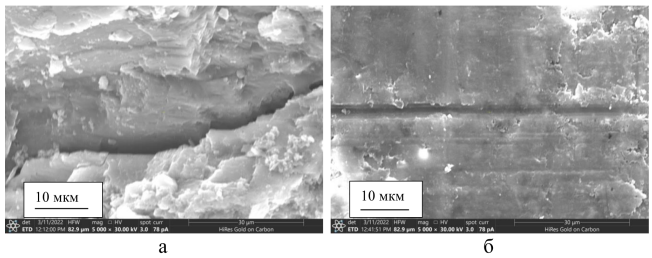


Рис. 3. Типичные признаки генетических типов известняка: а – фораминиферовый (литотип 2), б – водорослевый (литотип 3)

участки скопления многочисленных мелких трещин и фораминифер с незалеченными камерами, а в литотипе 3 – присутствующие протяженные пустоты между псевдоморфозами кальцита по водорослям и микротрещины, фиксирующие, вероятно, промежутки между отдельными колониями водорослей (рис. 4). Отметим, что последние надежно зафиксированы только на снимках с очень высоким увеличением (5000× и более).



а б

Рис. 4. Типичные микротрещины раскрытостью менее 5 мкм в образце литотипа 3

Эксперименты по созданию напряженного состояния образцов керна

С целью проведения экспериментов по имитации гидроразрыва пласта для литотипов 2 и 3 изготовлено по два цилиндрических образца керна диаметром 30 мм. Для всех образцов в естественном состоянии проведены стандартные, томографические и микроскопические исследования, результаты которых представлены выше.

Для количественной оценки параметров (протяженность, раскрытость) трещин использовали методы электронной микроскопии. На поверхности каждого образца керна выбирали площадку размером 10×10 мм. В процессе сканирования в пределах этой площадки выбирали еще 10 участков с трещинами, параметры которых (длина, раскрытость) замеряли.

Для оценки изменений напряженного состояния пластов при ГРП на исследованных образцах проведена серия экспериментов в условиях объемного (псевдотрехосного) сжатия на установке ПИК-УИДК/ПЛ (Многофункциональная система для выполнения стандартных и нестандартных тестов с целью измерения механических и петрофизических свойств породы в пластовых условиях, изготовитель АО «Геологика», Россия). На первом этапе с постоянной скоростью осевых деформаций ($v = 10^{-5}$ с$^{-1}$) при давлении, соответствующем исходному напряженному состоянию, проводили как минимум два цикла нагрузки – разгрузки с непревышением предела упругости. С учетом пластовых условий изучаемого месторождения обжимное давление принималось равным 16,8 МПа, поровое давление – 11,4 МПа.

На втором этапе при постоянном обжимном (16,8 МПа) и вертикальном (26,4 МПа) давлениях на образцы проводили пять последовательных циклов увеличения порового давления от пластовых условий в 11,4 МПа до предельного значения в 15,8 МПа, что оставляло запас в 1 МПа от давления обжима. В целом с учетом реальных пластовых условий рассматриваемого месторождения создаваемое в экспериментах давление может быть отождествлено с ситуацией развития процессов на удалении от эпицентра появления трещин гидроразрыва.

После экспериментов по нагружению повторно проведены стандартные, томографические и микроскопические исследования образцов, в результате которых не выявлено значимых изменений образцов для всех литотипов. Однако анализ фильтрационных характеристик образцов после нагружения показал, что существуют некоторые различия, имеющие принципиальное значение. Так, установлен рост величины k (для литотипа 2 и литотипа 3 соответственно $1{,}6 \cdot 10^{-3}$ и $2{,}2 \cdot 10^{-3}$ мкм^2). В обоих случаях такая проницаемость уже может рассматриваться как приемлемая для возможности фильтрации флюидов.

При повторном сканировании под электронным микроскопом поверхности тех же 10 участков в пределах ранее выбранных площадок выполнен замер параметров всех обнаруженных трещин. Следует заметить, что для трещин характерна непостоянная величина раскрытости. Замер раскрытости на снимках производился нами на расширенных участках трещин с целью получения наибольшего эффекта при сравнении результатов.

По результатам анализа установлено, что для литотипа 2 характерно не только уменьшение общего количества трещин после воздействия на образец (до эксперимента 30 трещин, после – 16), но и увеличение их раскрытости (примерно в 3 раза) и протяженности (табл. 1). Такой же результат получен для литотипа 3, для которого установлены максимальные значения раскрытости. Оценить изменение количества трещин не удалось, поскольку значительная их часть до нагружения выходила за пределы снимка (табл. 2).

По данным электронной микроскопии, при создании напряженного состояния для литотипа 4 также характерны процессы развития трещиноватости. Однако образование трещин зафиксировано в значительно меньшей степени, что исключало возможность детальных количественных сопоставлений. Это, вероятно, является следствием расщепления существовавших трещин и перемещения образовавшихся фрагментов под влиянием разнонаправленных сдвигов при экспериментальном воздействии.

Наиболее значимым результатом исследований является то, что после экспериментального воздействия на образец зафиксированы увеличение раскрытости и уменьшение количества трещин. Причиной этого является образование на образцах в результате воздействия протяженных широких зон трещиноватости за счет объединения нескольких коротких, близко расположенных и однонаправленных микротрещин. Такие зоны могут быть дополнительными эффективными каналами фильтрации нефти.

Действительно, значительное увеличение протяженности и раскрытости трещин после эксперимента отчетливо зафиксировано с помощью электронной микроскопии. Их особенностями являются наличие расширенных участков, ответвлений, расщеплений и других признаков внешнего воздействия. Конкретные фрагменты таких вновь сформированных каналов в образцах литотипов 2 и 3 показаны на рис. 5.

Таким образом, полученные результаты являются дополнительным основанием использования технологии ГРП при разработке верейской толщи, а также аналогичных по строению пластов.

До нагружения образцов керна				После нагружения образцов керна			
Номер снимка	Номер трещины	Длина, мкм	Раскрытость, мкм	Номер снимка	Номер трещины	Длина, мм	Раскрытость, мкм
1	1	450	10	1	1	> 3,0	20
	2	600	20	2	2	> 2,5	20
	3	300	15	3	3	> 3,5	20
2	4	400	5		4	> 2,0	50
3	5	450	10		5	> 1,5	25
	6	600	10	4	6	> 0,6	30
4	7	750	10		7	> 0,5	20
	8	300	10	5	8	> 0,8	15
5	9	450	5		9	0,2	15
	10	150	10	6	10	> 0,8	15
6	11	500	5	7	11	> 5,0	50
	12	400	20		12	> 3,0	25
7	13	750	5	8	13	> 5,0	50
	14	800	5		14	> 1,5	25
8	15	600	20	9	15	> 5,0	50
	16	400	15	10	16	> 0,5	15
9	21	130	5	Среднее значение			27,8
	22	130	10				
	23	180	5				
10	24	350	10				
	25	500	10				
	26	300	10				
	27	350	15				
	28	150	5				
	29	200	10				
	30	100	10				
Среднее значение			10,2				

Табл. 1. Параметры трещин до и после создания напряженного состояния пород для литотипа 2 (по данным электронной микроскопии керна)

До нагружения образцов керна				После нагружения образцов керна			
Номер снимка	Номер трещины	Длина, мкм	Раскрытость, мкм	Номер снимка	Номер трещины	Длина, мм	Раскрытость, мкм
1	1	.> 400	15	1	1	1,2	50
2	2	50	5	2	2	0,4	40
	3	350	5	3	3	1,3	50
3	4	> 2500	15	4	4	> 2,0	50
4	5	> 2000	10		5	1,5	10
	6	> 2000	15	5	6	> 2,0	75
5	7	> 2000	50		7	> 2,0	50
	8	1500	15	6	8	> 2,0	45
6	9	> 100	5		9	> 2,0	60
7	10	> 100	5	7	10	> 2,0	50
8	11	150	5		11	> 1,5	75
9	12	100	5	8	12	> 1,0	50
10	13	> 2000	10	9	13	> 2,0	60
	14	1500	10	10	14	> 2,0	40
Среднее значение			12,1	Среднее значение			50,4

Табл. 2. Параметры трещин до и после создания напряженного состояния пород для литотипа 3 (по данным электронной микроскопии керна)

Заключение

Для обоснования возможностей проведения ГРП в карбонатных потенциально продуктивных пластах большое значение имеют экспериментальные исследования на образцах керна. Совместное использование электронной микроскопии со стандартными и томографическими исследованиями позволяет установить особенности пустотного пространства карбонатных коллекторов, обусловленные их структурой и генезисом.

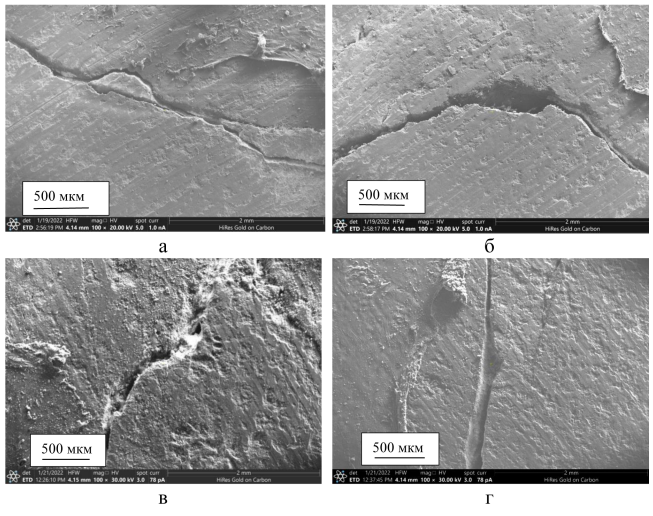


Рис. 5. Типичные трещины в образцах керна для литотипа 2 (а, б) и литотипа 3 (в, г), образованные после создания напряженного состояния пород

Микроскопические исследования в процессе экспериментов с изменением напряженного состояния пород позволили получить количественную информацию об изменении пустотного пространства на уровне, недоступном рентгеновской томографии. Замер параметров микротрещин под электронным микроскопом до и после экспериментов показал, что как для потенциальных коллекторов, так и для непроницаемых пород происходит увеличение протяженности и раскрытости ранее существовавших трещин, что может рассматриваться как формирование дополнительных эффективных каналов фильтрации флюидов.

Таким образом, показана эффективность применения лабораторных методов имитации процессов гидроразрыва пласта на образцах керна.

Полученные результаты существенно расширяют представление о процессе развития трещиноватости и могут учитываться при расчете технологических показателей и определении дизайна ГРП.

Финансирование/Благодарности

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Работы выполнены на оборудовании Центра коллективного пользования уникальным научным оборудованием ПГНИУ и Центра фильтрационно-емкостных свойств горных пород ПНИПУ.

Авторы выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г., Прошляков Б.К. (1987). Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. М.: Недра, 200 с.

Гаршина О.В., Казаков Д.А., Некрасова И.Л., Хвощин П.А., Предеин А.А., Казымов К.П., Жданов В.М., Осовецкий Б.М., Конесев Г.В. (2020). Применение метода рентгеновской томографии для оценки влияния технологических жидкостей на горные породы в процессе бурения и освоения скважин. *Нефтяное хозяйство*, (6), с. 40–44. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-40-44

Гилаев Ген.Г., Хабибуллин М.Я., Гилаев Г.Г. (2020). Основные аспекты использования кислотного геля для закачки проппанта во время работ по гидроразрыву пласта на карбонатных коллекторах в Волго-Уральском регионе. *SOCAR Proceedings*, 4, pp. 33–41.

Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Калмыков Г.А., Акиньшин А.В., Яценко В.М. (2021). Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС. *Георесурсы*, 23(2), с. 170–178. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17

Махмутов И.Х., Салимов О.В., Гирфанов И.И., Зиятдинов Р.З., Мансуров А.У., Кочетков А.В. (2017). Результаты научно-технического сопровождения работ в области гидроразрыва пласта. *Георесурсы,* 19(4), с. 374–378. ttps:/ doi.org/10.18599/grs.19.4.11

Новокрещенных Д.В., Распопов А.В. (2020). Направления повышения эффективности гидроразрыва пласта в карбонатных отложениях месторождений Республики Коми и Ненецкого автономного округа. Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. *Нефтегазовое и горное дело,* 20(2), с. 175–181. https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.7

Равелев К.А., Вяткин К.А., Илюшин П.Ю. (2020). Исследование процессов создания высокопроводящих каналов фильтрации в образцах керна при моделировании кислотного воздействия на фильтрационной установке. Известия высших учебных заведений. *Геология и разведка,* 63(5), с. 17–27. https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-17-27

Соколов А.В., Шубина А.В. (2022). Обеспеченность добычи извлекаемыми запасами нефти – о достоверности расчетов. *Георесурсы,* 24(3), с. 10–16. https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.2

Топал А. Ю., Фирсов В. В., Усманов Т. С., Зорин А.М., Хайдар А.М., Горин А.Н. (2020). Региональные аспекты проведения ГРП в ОАО «Удмуртнефть». *Нефтяное хозяйство,* (4), с. 44–48. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-4-44-48

Хижняк Г.П., Амиров А.М., Гладких Е.А., Козлов А.А., Колесов В.А., Захарян А.Г., Пестриков А.В., Чикин А.Е., Комин М.А., Харрис Р. (2015). Исследование воздействия кислотогенерирующего состава DEEPA на керны продуктивных отложений Куюмбинского лицензионного участка. Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. *Нефтегазовое и горное дело,* (3), с. 18–31. https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.14.3

Хисамов Р.С., Хазипов Р.Г., Базаревская В.Г., Абдуллин Р.Н., Рахматуллина А.Р. (2014). Изучение структуры пустотного пространства сложно-построенных карбонатных пород каширского горизонта методом электрического микросканирования. *Геология нефти и газа,* (3), с. 47–53.

Черепанов С.С., Пономарева И.Н., Ерофеев А.А., Галкин С.В. (2014). Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин. *Нефтяное хозяйство,* (2), с. 94–96.

Galkin S.V., Martyushev D.A., Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Song H. (2022). Evaluation of void space of complicated potentially oil-bearing carbonate formation using X-ray tomography and electron microscopy methods. *Energy Reports*, 8, pp. 6245–6257. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.070

Galkin S., Savitckii Ia., Shustov D., Kukhtinskii A., Osovetsky B., Votinov A. (2023). Modeling of crack development associated with proppant hydraulic fracturing in a clay-carbonate oil deposit. *Fluid Dynamics Materials Processing,* 19(2), pp. 273–284. https://doi.org/10.32604/fdmp.2022.021697

Ghadami N., Rasaei M.R., Hejri Sh., Sajedian A., Afsari K. (2015). Consistent porosity – permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 131, pp. 58–69. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.017

Jin G., Xing H., Li T., Zhang R., Liu J., Guo Z., Ma Z. (2022) An integrated approach of numerical well test for well intersecting fractures based on FMI image. *Lithosphere*, 4421135. https://doi.org/10.2113/2022/4421135

Ketova Y.A., Galkin S.V., Kolychev I.J. (2021). Evaluation and X-Ray tomography analysis of super-absorbent polymer for water management in high salinity mature reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 196, 107998. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107998

Li J., Zhao G., Jia X., Yuan W. (2017). Integrated study of gas condensate reservoir characterization through pressure transient analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering,* 46, pp. 160–171. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.017

Xie F., Zhang C., Liu R., Xiao C. (2018). Production prediction for fracture – vug carbonate reservoir using electric imaging logging data. *Petroleum Exploration and Development*, 45(2), pp. 349–356. https://doi.org/10.11698/PED.2018.02.19

Сведения об авторах

Борис Михайлович Осовецкий – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры минералогии и петрографии, заслуженный деятель науки РФ, Пермский государственный национальный исследовательский университет

Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Константин Павлович Казымов – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры минералогии и петрографии, Пермский государственный национальный исследовательский университет

Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Игорь Юрьевич Колычев – кандидат тех. наук, инженер, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29

Ян Владимирович Савицкий – старший преподаватель, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29

Сергей Владиславович Галкин – доктор геол.-мин. наук, профессор, декан горно-нефтяного факультета, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29

e-mail: gnfd@pstu.ru

Статья поступила в редакцию 20.01.2023;
Принята к публикации 31.03.2023;
Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Study of texture changes in the emptiness of rocks under the tension conditions by electron microscopy methods

B.M. Osovetsky[1], K.P. Kazymov[1], I.Yu. Kolychev[2], Ya.V. Savitckii[2], S.V. Galkin[2]*

[1]Perm State University, Perm, Russian Federation

[2]Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

[*]Corresponding author: Sergey V. Galkin, e-mail: gnfd@pstu.ru

Abstract. On the example of an oil deposit of the Vereisk age which is one of the deposits in the Volga-Urals, lithotypes of rocks are distinguished, characterized by a fundamentally different structure of the void space. For selected lithotypes experiments were carried out on core samples with a change in the stress state of rocks under conditions of volumetric (pseudo-triaxial) compression. The pressure created in the experiments is identified with the development of processes at a distance from the epicenter of the hydraulic fractures appearance. Core samples were studied before and after exposure by non-destructive testing methods. The study of the sample structures by standard and tomographic methods did not allow us to establish significant changes during loading of the samples. At the same time, some increase in rock permeability was established in experiments. With this in mind, the samples were studied according to a technique specially developed by the authors using electron microscopy. The use of microscopic studies made it possible to obtain quantitative information about the change in the void space at a level inaccessible to X-ray tomography. As a result, it was found that both for potential reservoirs and for impermeable rocks, there is an increase in the length and opening of pre-existing fractures, which can be considered as the formation of additional effective fluid filtration channels. The experiments performed have changed the idea of the process of hydraulic fracture development and can be used in geological and technological calculations.

Keywords: hydraulic fracturing, core, experimental loading of samples, fracturing, tomography, electron microscopy

Acknowledgements

The research was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Project No. FSNM-2023-0005).

The studies were carried out using the equipment of the Center for Collective Use of Unique Scientific Equipment of PSNRU and the Center for Filtration and Capacity Properties of Rocks of PNRPU.

Recommended citation: Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Kolychev I.Yu., Savitskii Ya.V., Galkin S.V. (2023). Study of texture changes in the emptiness of rocks under the tension conditions by electron microscopy methods. *Georesursy = Georesources,* 25(2), pp. 228–235. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.16

References

Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. (2014). Determination of fractured rock parameters based on a comprehensive analysis of the data core studies, hydrodynamic and geophysical well tests. *Neftyanoe Khozyaistvo = Oil Industry,* (2), pp. 94–96. (In Russ.)

Galkin S.V., Martyushev D.A., Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Song H. (2022). Evaluation of void space of complicated potentially oil-bearing carbonate formation using X-ray tomography and electron microscopy methods. *Energy Reports*, 8, pp. 6245–6257. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.070

Galkin S., Savitckii Ia., Shustov D., Kukhtinskii A., Osovetsky B., Votinov A. (2023). Modeling of crack development associated with proppant hydraulic fracturing in a clay-carbonate oil deposit. *Fluid Dynamics Materials Processing,* 19(2), pp. 273–284. https://doi.org/10.32604/fdmp.2022.021697

Galyanova T.I., Pimenov Y.G., Proshlyakov B.K., (1987). Collector properties of sedimentary rocks in big depths. Moscow: Nedra, 200 p. (In Russ.)

Garshina O.V., Kazakov D.A., Nekrasova I.L., Khvoshchin P.A., Predein A.A., Kazymov K.P., Zhdanov V.M., Osovetsky B.M., Konesev G.V. (2020). Application of X-ray tomography method for estimation of drilling agents influence on sedimentary rocks in the process of borehole drilling and completion. *Neftyanoe Khozyaistvo = Oil Industry*, (6), pp. 40–44. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-40-44

Ghadami N., Rasaei M.R., Hejri Sh., Sajedian A., Afsari K. (2015). Consistent porosity – permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 131, pp. 58−69. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.017

Gilaev Gen.G., Khabibullin, M.Ya.,Gilaev G.G. (2020). Basic Aspects of Using Acid Gel for Propant Injection During Fracturing Works in Carbonate Reservoirs in the Volga-Ural Region. *SOCAR Proceedings*, 4, pp. 33–41. (In Russ.)

Isakova T.G., Dyakonova T.F., Nosikova A.D., Kalmykov D.A., Akinshin A.V., Yatsenko V.M. (2021). Prognosis valuation of thin-layered collector filtration capacity of Nikulovskaya suite under the results of kern study and GIS. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 170–178. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17

Jin G., Xing H., Li T., Zhang R., Liu J., Guo Z., Ma Z. (2022) An integrated approach of numerical well test for well intersecting fractures based on FMI image. *Lithosphere*, 4421135. https://doi.org/10.2113/2022/4421135

Ketova Y.A., Galkin S.V., Kolychev I.J. (2021). Evaluation and X-Ray tomography analysis of super-absorbent polymer for water management in high salinity mature reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 196, 107998. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107998

Khisamov R.S., Khazipov R.G., Bazarevskaya V.G., Abdullin R.N., Rakhmatullina A.R. (2014). Studying the structure of void space of complex carbonate rocks of the kashirskian horizon using electric microscanning technique. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*, (3), pp. 47–53. (In Russ.)

Khizhniak G.P., Amirov A.M., Gladkikh E.A., Kozlov A.A., Kolesov V.A., Zakharian A.G., Pestrikov A.V., Chikin A.E., Komin M.A., Harris R. (2015). Laboratory tests of DEEPAacid-generatingcompound. Bulletin of PNRPU. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 14, pp.18–31. (In Russ.) DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.3

Li J., Zhao G., Jia X., Yuan W. (2017). Integrated study of gas condensate reservoir characterization through pressure transient analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering,* 46, pp. 160−171. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.017

Makhmutov I.K., Salimov O.V., Girfanov I.I., Ziyatdinov R.Z., Mansurov A.U., Kochetkov A.V. (2017). The results of scientific-technical accompaniment of works in the sphere of hydrofracturing. *Georesursy = Georesources*, 19(4), pp. 374–378. (In Russ.). https:/ doi.org/10.18599/grs.19.4.11

Novokreshchennykh D.V., Raspopov A.V. (2020). Trends in improving hydraulic fracturing efficiency in carbonate deposits at Komi Republic and Nenets Autonomous District fields. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering,* 20(2), pp.175–181. https:/ doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.7

Ravelev K.A., Vyatkin K.A., Ilyushin P.Yu. (2020). Creation of high-conductive filtration channels in core samples when simulating acid exposure at a filtering unit. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, 63(5), pp. 17−27. (In Russ.). https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-17-27

Sokolov A.V., Shubina A.V. (2022). Reserves-to-production ratio – on the reliability of estimates. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 10–16. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.2

Topal A.Y., Firsov V.V., Usmanov T.S., Zorin A.M., Khaidar A.M., Gorin A.N. (2020). Regional aspects of GRP in “Udmurtneft”. *Neftyanoe Khozyaistvo = Oil Industry*, (4), pp. 44–48. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-4-44-48

Xie F., Zhang C., Liu R., Xiao C. (2018). Production prediction for fracture – vug carbonate reservoir using electric imaging logging data. *Petroleum Exploration and Development*, 45(2), pp. 349−356. https://doi.org/10.11698/PED.2018.02.19

About the Authors

Boris M. Osovetsky – DSc (Geology and Mineralogy), Head of Mineralogy and Petrology Department, Perm State University

15, Bukirev st., Perm, 614990, Russian Federation

Konstantin P. Kazymov – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Mineralogy and Petrology Department, Perm State University

15, Bukirev st., Perm, 614990, Russian Federation

Igor Y. Kolychev – PhD (Engineering), Engineer, Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky st., Perm, 614990, Russian Federation

Yan V. Savitckii – Senior Lecturer, Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky st., Perm, 614990, Russian Federation

Sergey V. Galkin – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Mining and Oil Faculty, Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky st., Perm, 614990, Russian Federation

e-mail: gnfd@pstu.ru

Manuscript received 20 January 2023;
Accepted 31 March 2023; Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.17

УДК 622.276

Оценка коэффициента вытеснения для девонских отложений по результатам специализированных исследований скважин

И.М. Индрупский[1], К.В. Коваленко[1], Д.М. Газизова[2], А.Ф. Сибгатуллин[2], Д.П. Аникеев[1], Н.В. Шабалин[2], К.Р. Садеев[3], А.А. Лутфуллин[3]*

[1]*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*
[2]*Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия*
[3]*СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия*

Коэффициент вытеснения и остаточная нефтенасыщенность являются важнейшими характеристиками, определяющими извлекаемые запасы и эффективность процесса заводнения. Основной объем информации об этих параметрах предоставляют лабораторные исследования керна. Специализированные комплексные промысловые и геофизические исследования позволяют оценить те же характеристики на скважине непосредственно в пластовых условиях, исключив влияние масштабного эффекта и техногенное воздействие при отборе и подготовке керна.

Представлены результаты промыслового эксперимента по оценке коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности на скважине, дренирующей терригенные отложения девона на одной из площадей Ромашкинского месторождения. Полученные результаты сопоставлены с обобщенными зависимостями, построенными по керновым данным. Отмечено существенное влияние масштабного эффекта (эффекта кратности промывки) на оцениваемые параметры, что указывает на необходимость дополнения лабораторных экспериментов специализированными скважинными исследованиями.

Ключевые слова: коэффициент вытеснения, остаточная нефтенасыщенность, промысловые исследования, геофизические исследования, исследования скважин, импульсный нейтронный каротаж, масштабный эффект

Для цитирования: Индрупский И.М., Коваленко К.В., Газизова Д.М., Сибгатуллин А.Ф., Аникеев Д.П., Шабалин Н.В., Садеев К.Р., Лутфуллин А.А. (2023). Оценка коэффициента вытеснения для девонских отложений по результатам специализированных исследований скважин. *Георесурсы,* 25(2), с. 236–244. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.17

Введение

При проектировании и сопровождении разработки нефтяных месторождений определение значений коэффициента вытеснения нефти и его зависимости от параметров продуктивного пласта осуществляется на основе лабораторных исследований керна. Коэффициент вытеснения и остаточная нефтенасыщенность при заводнении зависят от состава и свойств коллектора, вытесняемой нефти и нагнетаемой воды, от начальной нефтенасыщенности и скорости вытеснения (капиллярного числа) (Lake, 1989; Михайлов, 1992).

Для терригенных коллекторов традиционного типа, таких как девонские песчано-алевритовые породы, обычно характерна слабая зависимость остаточной нефтенасыщенности от скорости вытеснения в диапазоне значений капиллярных чисел, соответствующих реальным условиям вытеснения в пласте (Lake, 1989; Михайлов, 1992). В то же время отмечается влияние масштабного эффекта: коэффициент вытеснения может существенно возрастать с увеличением длины керновой модели за счет эффектов доотмыва (Николаев и др., 2011; Закиров и др., 2010).

В этой связи актуальна задача сравнительной оценки коэффициента вытеснения по керновым данным и результатам специализированных скважинных исследований. Помимо повторных геофизических измерений в открытом или обсаженном стволе, проводимых в условиях локального воздействия на околоскважинную зону (Михайлов, 1992; Методические рекомендации…, 1987; Ипатов, Кременецкий, 2005), были предложены методы оценки коэффициента вытеснения совместно с кривыми относительных фазовых проницаемостей в эксплуатируемых обсаженных скважинах при режимах, близких к фактическим условиям фильтрации в пласте при заводнении (Индрупский и др., 2008; Закиров, 2016; Закиров и др., 2017). В статье представлены опыт и результаты проведения таких исследований на скважине, эксплуатирующей пласты терригенного девона на одной из площадей Ромашкинского месторождения.

Общие сведения о проведенных исследованиях

Рассматриваемые комплексные исследования проводились на скважине одной из площадей Ромашкинского месторождения, эксплуатирующей терригенные отложения девона. Целью исследований являлась оценка в промысловых условиях коэффициента вытеснения $K_{выт}$ (остаточной нефтенасыщенности $K_{но}$) и кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для нефти и воды по методике, реализованной ранее на нескольких скважинах в Западной Сибири (Индрупский и др., 2008;

* Ответственный автор: Илья Михайлович Индрупский
e-mail: i-ind@ipng.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Закиров и др., 2016, 2017, 2012). Результаты получены для $K_{выт}$ и $K_{но}$. Количественно оценить кривые ОФП не получилось из-за проблем с приемистостью скважины, что не позволило обеспечить достаточный объем закачки воды в пласт для получения информативных результатов в отношении ОФП.

Общая процедура исследований включала следующие этапы:

– проведение фоновых геофизических (ГИС) и гидродинамических (ГДИ) исследований скважины для оценки параметров пласта и околоскважинной зоны до закачки воды;

– закачку воды;

– запись ГИС для оценки параметров околоскважинной зоны после закачки;

– отработку скважины на режимах с добычей смеси закачанной воды и пластового флюида с промежуточной записью ГИС;

– финальную запись ГИС и ГДИ для определения итоговых параметров пласта и околоскважинной зоны при добыче пластового флюида.

В качестве метода ГИС для контроля изменения нефтенасыщенности околоскважинной зоны использован метод импульсного нейтронного каротажа (ИНК) в модификации импульсного нейтронного гамма-метода (ИНГМ).

Скважина была оборудована стандартной компоновкой штангового глубинного насоса (ШГН). Спуск приборов для записи ГИС и закачка воды производились по затрубному пространству. Закачка воды производилась из автоцистерн. Использовалась высокоминерализованная пластовая вода, применяемая в системе поддержания давления на соседних нагнетательных скважинах. Как показано в (Закиров и др., 2016, 2017), учет смешивания закачиваемой воды и флюидов в околоскважинной зоне имеет принципиальное значение для корректной интерпретации последовательных записей ИНК в процессе исследования. Далее данному аспекту уделено отдельное внимание.

Интерпретация записей ИНГМ по оценке изменения нефтенасыщенности околоскважинной зоны в процессе исследования

Данные выполненных замеров ИНГМ в эксплуатационной колонне в комплексе с результатами интерпретации имеющихся данных ГИС по открытому стволу использовались для определения коэффициента нефтенасыщенности на разные моменты исследования. Разрез, включающий исследуемый интервал перфорации 1687–1689,4 м, представлен песчано-алевролитовыми породами с глинистыми прослоями. Интервал перфорации имеет улучшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), эффективная пористость $K_{п\ эф} > 15\%$. Вышележащий интервал 1684–1687 м заглинизирован, $K_{п\ эф}$ в среднем составляет 5%. Ниже интервала перфорации отмечается резкое ухудшение ФЕС, с глубины 1690 м фиксируется глинистый прослой. Тем не менее сопоставление кривых времени жизни тепловых нейтронов τ по результатам четырех разновременных замеров показало изменение измеренных значений τ как в интервале перфорации 1687–1689,4 м, так и выше и несколько ниже указанного интервала. После закачки в пласт минерализованной воды (замер 2) имеет место закономерное уменьшение τ не только в интервале перфорации, но и на 3 м выше, до глубины 1684 м, что указывает на проникновение закачанной минерализованной воды в пласт выше интервала перфорации. Замеры 3 и 4 отражают увеличение значений τ относительно замера 2 в интервале перфорации, что указывает на отбор закачанной минерализованной воды и замещение ее нефтью в прискважинной зоне пласта в радиусе исследования зондом. Для ИНГМ он оценивается в случае проникновения пресной воды на уровне 44 см, соленой – порядка 50 см.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности $K_н$ использован традиционный подход:

$$K_н = \frac{1}{K_п}\frac{\frac{1}{\tau_{вп}} - \frac{1}{\tau}}{\frac{1}{\tau_{в\ подв}} - \frac{1}{\tau_н}}, \quad (1)$$

где $K_п$ – коэффициент пористости (открытой), τ – время жизни тепловых нейтронов в пласте по данным ИНГМ при текущем насыщении, $\tau_{вп}$ – время жизни тепловых нейтронов в пласте при насыщении водой (связанной и подвижной), $\tau_{в\ подв}$ – время жизни тепловых нейтронов в подвижной воде, $\tau_н$ – время жизни тепловых нейтронов в нефти при пластовых условиях.

Расчет времени жизни тепловых нейтронов в водонасыщенном пласте $\tau_{вп}$ проводился по следующим формулам:

$$\frac{1}{\tau_1} = \frac{1}{\tau_{ск}}(1 - K_{п\,ск}), \quad (2)$$

$$\frac{1}{\tau_2} = \left[B^{-1}\sum_i p_{ци}\frac{1}{\tau_{ци}} + (1 - B^{-1})\frac{1}{\tau_{в\,св\,ц}}\right](K_{п\,эф\,ск} - K_{п\,эф}) + \frac{1}{\tau_{в\,св\,ск}}K_{п\,ск}K_{во\,ск}, \quad (3)$$

$$\frac{1}{\tau_3} = \frac{1}{\tau_{в\,подв}}K_{в\,подв}K_п, \quad (4)$$

$$\frac{1}{\tau_{вп}} = \frac{1}{\tau_1} + \frac{1}{\tau_2} + \frac{1}{\tau_3}, \quad (5)$$

где $\tau_{ск}$ – время жизни тепловых нейтронов в скелете (матрице) коллектора, $K_{п\ ск}$ – пористость скелета; $\tau_{ц\ i}$ – время жизни тепловых нейтронов в минералах цемента с содержанием p_i, B – коэффициент набухания цемента (водоудерживающей способности цемента); $\tau_{в\,св\,ц}$ – время жизни тепловых нейтронов в связанной воде в цементе, $\tau_{в\,св\,ск}$ – время жизни тепловых нейтронов в связанной воде скелета (матрицы), $\tau_{в\,подв}$ – время жизни тепловых нейтронов в подвижной воде, $K_{п\ эф\ ск}$ – эффективная пористость скелета, $K_{во\ ск}$ – остаточная (связанная) водонасыщенность скелета, $K_{в\,подв}$ – подвижная водонасыщенность, $K_{п\ эф}$ – эффективная пористость, $K_п$ – общая (открытая) пористость.

Для повышения информативности интерпретации имеющихся данных ГИС по открытому стволу результаты петрофизических исследований керна обработаны с использованием петрофизической модели терригенного коллектора (Кожевников, Коваленко, 2011), которая позволяет дифференцировать петрофизические зависимости с учетом неоднородного состава глинистого цемента. Установлены параметры скелета (матрицы) неглинистого коллектора ($K_{п\ ск}$, $K_{п\ эф\ ск}$, $K_{во\ ск}$) и диапазон изменения

коэффициента набухания цемента. По результатам комплексной интерпретации данных ГИС на каждом кванте глубины исследования определены общая (открытая) пористость $K_п$, эффективная пористость $K_{п\,эф}$ и коэффициент набухания цемента B.

Настройка алгоритма интерпретации ИНГМ проводилась на фоновый замер (запись 1), выполненный в начале исследований по оценке $K_{выт}$ до закачки воды. Интерпретация фонового и последующих замеров проводилась по всему интервалу песчано-алевролитовых пород. В таблице 1 представлены использованные значения времени жизни тепловых нейтронов τ для компонентов коллектора. Перед замером скважина работала практически безводной нефтью, что позволило использовать в качестве дополнительного ориентира в интервале перфорации данные о $K_н$ по открытому стволу.

Для учета изменения времени жизни тепловых нейтронов в цементе в зависимости от коэффициента набухания B использованы следующие составы:

• при $B < 1{,}35$ состав цемента: 60% каолинит, 30% хлоритоид, 10% ССО;

• при $1{,}35 < B < 2{,}35$ состав цемента: 50% каолинит, 20% хлоритоид, 30% ССО;

• при $B > 2{,}35$ состав цемента: 20% каолинит, 20% хлоритоид, 60% ССО.

Состав цемента принят с учетом настройки на фоновую запись ИНГМ в пределах всего рассматриваемого разреза.

Для расчета времени жизни нейтронов в зависимости от минерализации воды $C_в$ (г/л) использована аппроксимация:

$$\tau = 1000/(4{,}83 + 0{,}77 \cdot C_в), \quad (6)$$

Для расчета времени жизни нейтронов в нефти в зависимости от химической формулы и плотности нефти в пластовых условиях использована известная аппроксимация (Методические рекомендации..., 2006):

$$\tau = 4550/[\sigma_н 198m/(12n+m)], \quad (7)$$

где для нефти принято $n = 16$, $m = 34$, плотность нефти в пластовых условиях 0,805 г/см^3.

С учетом предшествующих операций глушения скважины при ПРС в процессе подготовки к исследованиям и проведенной закачки в пласт минерализованной воды для настройки общего алгоритма интерпретации (1)–(5) необходимо раздельное задание минерализации подвижной и связанной воды по всему разрезу и интервалу перфорации. Минерализация подвижной пластовой воды и воды матрицы по разрезу принята равной 269 г/л по данным для терригенных отложений девона рассматриваемой площади Ромашкинского месторождения. Минерализация связанной (условно-подвижной) воды, ассоциированной с цементом пластов-коллекторов, принята равной 150 г/л по разрезу и 30 г/л в интервале 1684,4–1689,6 м в предположении ее замещения в околоскважинной зоне остаточным технологическим раствором глушения. В том же предположении минерализация связанной воды матрицы в интервале 1684,4–1689,6 м также принята равной 30 г/л. Данное значение соответствует результатам химического анализа попутной воды при работе скважины до закачки минерализованного раствора.

Минерализация закачиваемой воды составила 290 г/л, что является достаточным для контроля изменения нефтенасыщенности по ИНГМ. Соответственно, при проведении замеров 3 и 4 минерализация подвижной воды также составила 290 г/л (обратное вытеснение закачанной воды). Отдельно выполнена оценка возможной динамики смешения вод по данным гидродинамического моделирования (рассмотрена далее).

С учетом интенсивного отбора жидкости из пласта с течением флюидов в направлении скважины в период между замерами 3 и 4 можно допустить изменение минерализации связанной (условно-подвижной) воды, ассоциированной с цементом пластов-коллекторов в интервале 1684,4–1689,6 м, в предположении ее замещения (или ионного обмена) в околоскважинной зоне с закачанной воды на подвижную пластовую воду с минерализацией 269 г/л.

Использование приведенных значений минерализации для воды различного типа позволило получить хорошую настройку на выполненные записи ИНГМ по всему рассмотренному разрезу с параметрами петрофизической модели, полученными по данным интерпретации ГИС в открытом стволе. В таблице 2 представлены принятые значения τ для флюидов, рассчитанные по выражениям (6) и (7) для проведенных четырех замеров.

На показания, полученные с помощью нейтронных методов, влияют свойства флюида в скважине и свойства прискважинной зоны пласта, включая стальную колонну и цементный камень за колонной. Известно, что последний обладает способностью аккумулировать хлор из пластовых вод. Д.А. Кожевниковым показано, что для активных методов (с использованием источника излучения) результирующий декремент затухания (величина $1/\tau$) аддитивен относительно затухания в каждой из выделенных цилиндрических зон, взвешенных с соответствующими функциями влияния G_k («геометрическими» факторами) (Теория методов ГИС…, 2015). Таким образом, учет влияния прискважинной зоны пласта на показания ИНГМ возможен с использованием времени жизни тепловых нейтронов во флюиде ($\tau_{скв}$), заполняющем скважину, и цементном камне и колонне ($\tau_{цк}$) с заданием соответствующих значений «геометрических» факторов. Точные значения параметров

Компонент	**τ мкс**
Кварц (скелет)	1065
Каолинит (цемент)	353
ССО (цемент)	550
Хлоритоид (цемент)	138

Табл. 1. Принятые значения τ для компонентов коллектора

Флюид	**τ, мкс**
Вода подвижная, пластовая (минерализация 269 г/л)	39,15
Вода связанная (условно-подвижная), цемент (минерализация 150 г/л)	61,05
Вода связанная (условно-подвижная), цемент (минерализация 30 г/л)	140,06
Вода подвижная, закачиваемая (минерализация 290 г/л)	36,82
Нефть	189,75

Табл. 2. Принятые значения τ для флюидов

$G_{скв}$ и $G_{цк}$ для данной аппаратуры в указанных технических условиях измерений неизвестны, поэтому для учета влияния промежуточной зоны использованы оценочные значения, приведенные в (Теория методов ГИС…, 2015). Время жизни тепловых нейтронов в цементном камне и колонне принято равным $\tau_{цк}$ = 112 мкс, что соответствует цементу, затворенному на воде средней минерализации, и учитывает возможное осолонение цемента при контакте с минерализованными пластовыми водами. Время жизни для флюидов, заполняющих скважину, изменяется в соответствии с условиями проведения замеров (табл. 3).

При определении коэффициента нефтенасыщенности $K_н$ по данным ИНГМ проверялось выполнение следующих критериев увязки полученных результатов.

1. $K_н$ по ИНГМ для замера 1 должен согласовываться с $K_н$ по открытому стволу.

2. Произведение $K_п \cdot K_н$ (объемная нефтенасыщенность) по замеру 1 не должно превышать коэффициент эффективной пористости (объем нефти не может превышать эффективный объем пор).

3. $K_н$ по всем замерам должен совпадать в интервалах всех пластов-коллекторов, кроме интервала исследования.

На рисунке 1 приведены поточечные и осредненные сопоставления профилей $K_н$ по четырем замерам в интервале исследования. При осреднении для исключения влияния конечной мощности интервала исследования отсчеты взяты на 60 см выше и ниже границ зарегистрированной аномалии.

В таблице 4 представлены результаты осредненных определений $K_н$ по четырем замерам и осредненный коэффициент вытеснения, рассчитанный по данным замеров 1 и 2. На рис. 2 приведено сопоставление результатов поточечных и осредненных расчетов коэффициента вытеснения, определенного по изменению $K_н$ при 1 и 2 замерах.

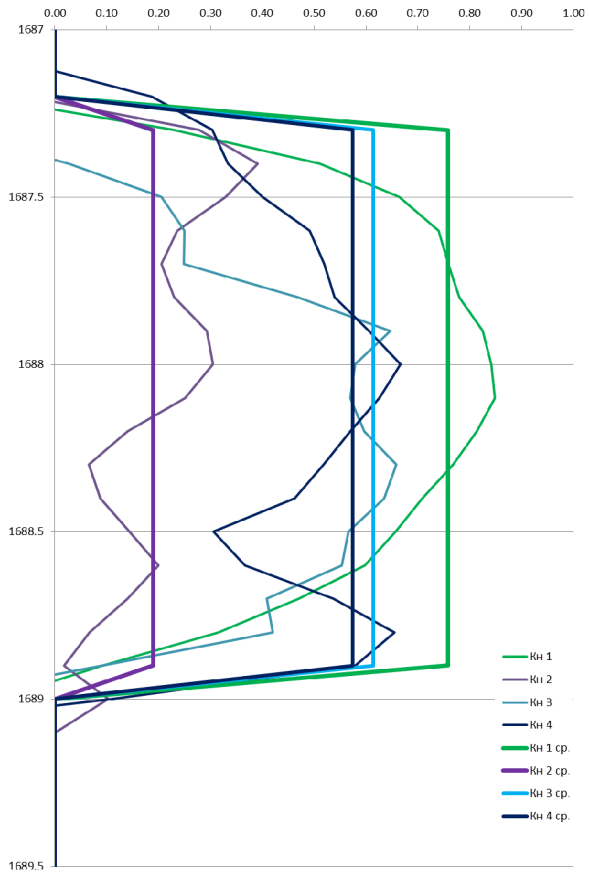


Рис. 1. Сопоставление поточечных и осредненных значений $K_н$ по четырем замерам в интервале исследования

Номер замера	$K_{н1}$	$K_{н2}$	$K_{н3}$	$K_{н4}$	$K_{выт}$
Среднее значение	0,80	0,19	0,61	0,57	**0,76**

Табл. 4. Результаты осредненных определений $K_н$ по четырем замерам и расчетный коэффициент вытеснения по данным замеров 1 и 2

Моделирование динамики минерализации воды в околоскважинной зоне в процессе исследования

Для дополнительной оценки адекватности принятых при интерпретации записей ИНК предположений проводились расчеты изменения минерализации воды в околоскважинной зоне в процессе исследования на адаптированной секторной гидродинамической модели. Отметим, что гидродинамические симуляторы предполагают минерализацию подвижной и связанной воды одинаковыми, что не позволяет учесть их различие для полной аналогии с интерпретацией ИНК.

По данным химического анализа воды до закачки минерализация попутной воды составила 30 г/л. Согласно опыту предшествующих работ, такое значение может быть связано с полным или частичным замещением в окрестности скважины остаточной пластовой воды технологическим раствором, используемым для глушения при проведении ПРС (Закиров и др., 2016). Для учета наличия в окрестности скважины остаточного технологического раствора в перфорированных слоях модели начальная минерализация воды была задана 30 г/л в некоторой окрестности скважины, размер которой варьировался от 1,5 до 7,5 м. В остальной части пласта минерализация воды была задана равной 290 г/л (пластовая вода), так же как и для закачиваемой воды во время проведения исследования.

На рисунке 3 представлены графики изменения минерализации воды в верхней ячейке интервала перфорации для разных вариантов начального размера зоны остаточного технологического раствора с минерализацией 30 г/л. Данные графики показывают модельный прогноз динамики изменения минерализации воды в прискважинной зоне, которую «видит» каротаж при проведении ИНК. С увеличением начального размера зоны проникновения

Замер	**τ, мкс**	**Примечание**
1	191	Нефть (пресная техническая вода)
2	68	Смесь минерализованной воды при закачке (290 г/л, 20%) и технической воды (30 г/л, 80%)
3	191,5	Эмульсия нефть (90%) и вода (10%)
4	191,5	Эмульсия нефть (90%) и вода (10%)

Табл. 3. Принятые значения τ для флюидов в скважине

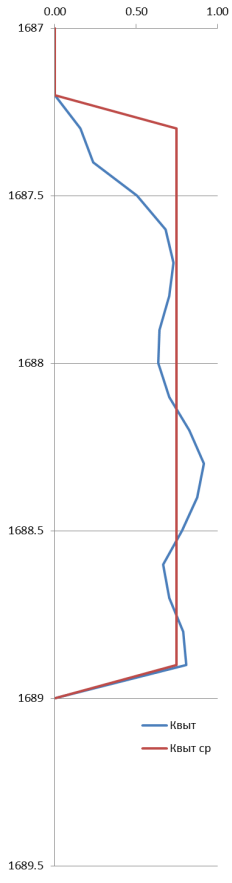


Рис. 2. Сопоставление результатов поточечных и осредненного расчетов $К_{выт}$ по данным замеров 1 и 2

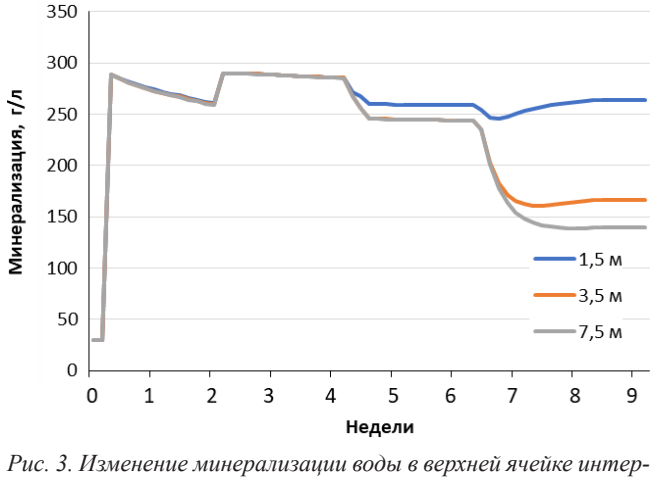


Рис. 3. Изменение минерализации воды в верхней ячейке интервала перфорации в процессе исследования для трех вариантов задания размера зоны с остаточным технологическим раствором вокруг скважины: 1,5, 3,5 и 7,5 м

технологического раствора наблюдается снижение минерализации воды на конец исследования, т.е. имеет место большее смешение закачиваемой пластовой воды и остаточного раствора в пласте в процессе закачки и при обратном извлечении флюидов.

При интерпретации записей ИНК были приняты значения минерализации различных типов воды в дренируемом интервале пласта, представленные в табл. 2. Средняя минерализация воды в прискважинной зоне на моменты замеров после закачки (замеры 2–4) соответствует смеси нагнетаемой (подвижной) воды и остаточной воды. На момент замера 1 средняя минерализация составляет 30 г/л (остаточный технологический раствор).

Опираясь на рассчитанные по гидродинамической модели осредненные доли подвижной и остаточной воды в перфорированных ячейках на разные даты замеров, можно оценить среднюю минерализацию воды в прискважинной зоне двумя способами. Первый способ предполагает использование значений минерализации из табл. 2 с взвешиванием по долям подвижной и связанной воды. Второй способ непосредственно использует прогнозное значение минерализации, рассчитанное по гидродинамической модели с учетом динамики концентрации соли в водной фазе. На рисунке 4 показано сравнение значений средней минерализации воды в прискважинной зоне, полученных двумя указанными способами, для варианта с начальным размером зоны остаточного технологического раствора 3,5 м.

Из рисунке 4 видно, что значения минерализации, полученные на модели и принятые в расчете при интерпретации ИНК, хорошо согласуются для замеров 1 и 4. На моменты замеров 2–3 имеет место некоторое завышение значений, полученных по модели. Учитывая, что при интерпретации ИНК полученные результаты контролировались по согласованности замеров 1–4 вне пределов интервала перфорации, принятые по табл. 2 значения минерализации можно считать обоснованными, а модельные – завышенными. Такое различие объясняется высокой неопределенностью данных об объемах поступления закачиваемой воды в пласт и отбираемой воды из пласта, а также об их минерализации из-за малых объемов закачки воды во время проведения исследования. Влияние также могут оказывать перемешивание воды разной минерализации внутри ствола скважины, неопределенность размера начальной зоны проникновения технологического раствора и невозможность учета на модели различной минерализации подвижной и связанной воды. Тем не менее по рис. 4 в целом наблюдается качественное соответствие между принятыми при интерпретации данных ИНК значениями минерализации в прискважинной зоне и прогнозируемой по модели динамикой ее изменения.

Согласно рисункам 3 и 4, на конец исследования в пласте должна была оставаться вода с достаточно высокой минерализацией. Однако уже к моменту четвертой записи ИНК по данным химического анализа проб добываемой воды фиксировались стабильно низкие значения

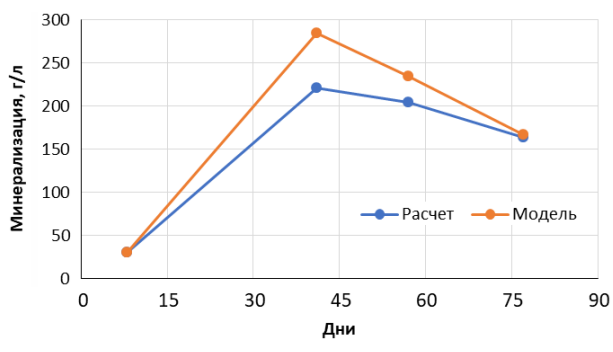


Рис. 4. Сравнение значений средней минерализации воды в прискважинной зоне на даты замеров, полученных непосредственно по модели (оранжевая кривая) и по расчету согласно табл. 2 (синяя кривая)

минерализации при фоновых значениях обводненности. По-видимому, это указывает на удержание оставшейся в пласте закачанной минерализованной воды в связанном состоянии, тогда как по модели прогнозируется некоторый продолжающийся выход подвижной воды. Этим также объясняется небольшое занижение по модели текущей продуктивности скважины по сравнению с фактическими данными по финальным ГДИ.

Сопоставление результатов скважинных исследований с обобщенными керновыми данными

На рис. 5 представлена зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости (абсолютной) $К_{пр}$ по терригенным отложениям девона рассматриваемой площади Ромашкинского месторождения. На рис. 6 аналогичные зависимости построены для начальной нефтенасыщенности $К_{нн}$ и остаточной нефтенасыщенности $К_{но}$. Оранжевые и синие точки на рис. 5 и 6 соответствуют результатам лабораторных исследований кернового материала. Видно, что керновые данные достаточно хорошо следуют единым трендам логарифмической зависимости $К_{выт}$ от $К_{пр}$ и степенных зависимостей $К_{нн}$ и $К_{но}$ от $К_{пр}$.

Красными точками на рис. 5 и 6 показаны значения $К_{выт} = 0{,}76$ и $К_{но} = 0{,}19$, оцененные по итогам промыслового эксперимента. Соответствующие им значения $К_{нн}$ и $К_{пр}$ приняты по осредненным данным РИГИС для вскрытого интервала пласта.

Как видно из рис. 5 и 6, полученное по итогам промыслового эксперимента значение $К_{выт}$ значительно выше, а $К_{но}$ ниже прогнозируемого по керновым данным. При этом точка начальной нефтенасыщенности хорошо соответствует керновому тренду, что указывает на корректность сопоставления данных по керну и РИГИС как для $К_{нн}$, так и для $К_{пр}$. Следовательно, горизонтальное положение красных точек на рис. 5 и 6 является корректным. Таким образом, по результатам промыслового эксперимента отмечается большая эффективность вытеснения, чем в лабораторных исследованиях.

Превышение коэффициента вытеснения по промысловому эксперименту в сравнении с керном отмечалось авторами во всех ранее проведенных работах по оценке $К_{выт}$ на скважинах (Индрупский и др., 2008; Закиров и др., 2016, 2017). Два основных возможных объяснения связаны с различием скоростей вытеснения (градиентов давления) и кратностей промывки.

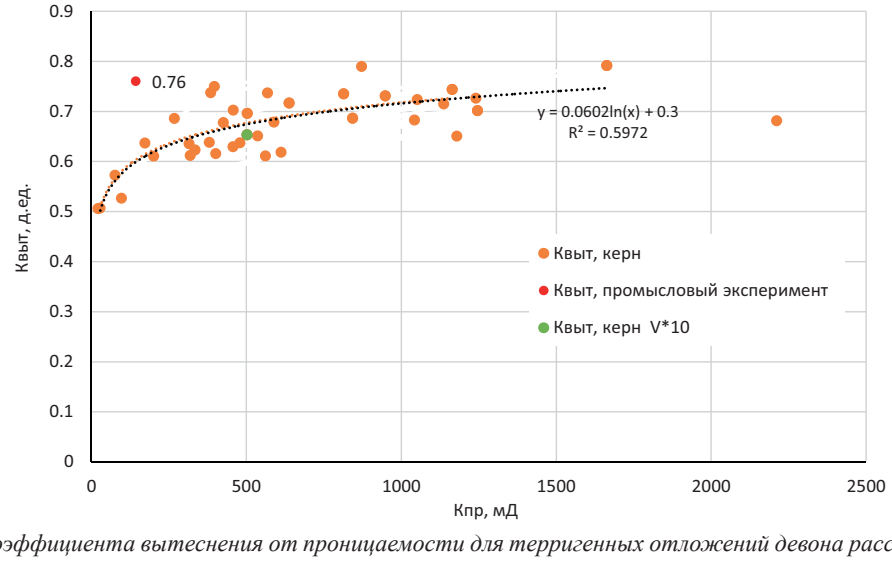


Рис. 5. Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости для терригенных отложений девона рассматриваемой площади Ромашкинского месторождения

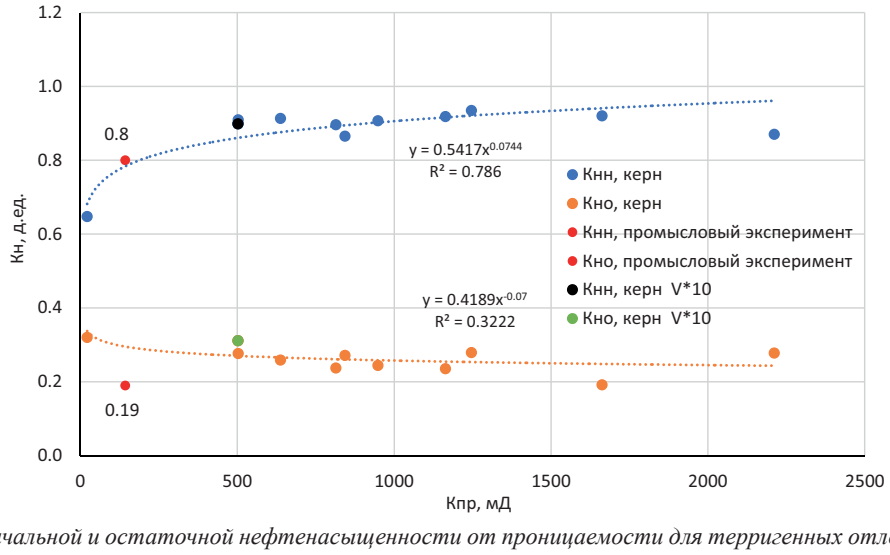


Рис. 6. Зависимость начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости для терригенных отложений девона рассматриваемой площади Ромашкинского месторождения

Известно, что остаточная нефтенасыщенность может снижаться, а коэффициент вытеснения – возрастать с увеличением скорости вытеснения и, соответственно, градиента давления, а в общем случае – капиллярного числа (Lake, 1989; Михайлов, 1992). Зона чувствительности ИНК, по которому осуществляются промысловые оценки $K_{но}$ и $K_{выт}$, ограничена 0.5 м от скважины. Следовательно, градиент давления в этой зоне может существенно превышать значения, характерные для вытеснения в удаленной зоне пласта.

На рис. 5 и 6 зелеными точками показаны результаты лабораторного эксперимента, в котором скорость вытеснения была увеличена в 10 раз по сравнению с остальными керновыми моделями на этих рисунках, включая и керновую модель с такими же параметрами – черная точка на рис. 6 и накладывающаяся на нее синяя. Видно, что увеличение скорости вытеснения на порядок не привело к приросту коэффициента вытеснения (и даже отмечается небольшое снижение) относительно общего тренда.

Данный результат нельзя считать однозначным свидетельством отсутствия зависимости $K_{выт}$ от градиента давления для терригенных отложений девона. Он требует дополнительной проверки по результатам исследований как на других керновых моделях, так и при дальнейшем увеличении скорости вытеснения (капиллярного числа). Тем не менее по имеющимся данным не отмечается влияние фактора скорости на коэффициент вытеснения.

Второй фактор, который может объяснять увеличение $K_{выт}$ в промысловом эксперименте, – это кратность промывки. Подробно данный вопрос рассматривался в работах (Николаев и др., 2011; Закиров и др., 2010). Согласно существующим методическим документам и принятой практике, эксперимент по вытеснению на керновых моделях обычно осуществляют до достижения кратности промывки порового объема модели 3–5. В дальнейшем выход нефти обычно не фиксируется. Однако эксперименты на моделях пласта большой длины (до 20 м) показали, что с увеличением длины модели возрастает величина коэффициента вытеснения (Николаев и др., 2011). В работе (Закиров и др., 2010) такому явлению было дано теоретическое обоснование, связанное с масштабным эффектом. Даже однократная промывка всей длинной керновой модели соответствует многократной промывке отдельных ее участков меньшей длины. Доотмываемые микрообъемы нефти, не фиксируемые на «коротких» моделях, накапливаются по мере продвижения по длинной модели и увеличивают коэффициент вытеснения.

В случае пластовых процессов кратность промывки любого отдельного элемента пласта, где прошел фронт вытеснения, в сопоставимых размерах с керновыми моделями, быстро достигает десятков, сотен и даже тысяч единиц. Следовательно, в пластовых условиях следует ожидать прирост величин $K_{выт}$, как минимум, сопоставимый с экспериментами на длинных моделях. Полученные в рассмотренном промысловом эксперименте результаты, как и результаты работ (Индрупский и др., 2008; Закиров и др., 2016, 2017), вполне соответствуют данному выводу.

Таким образом, с учетом фактора кратности промывки полученные промысловые оценки $K_{выт}$ и $K_{но}$ соответствуют фактическим условиям течения в пласте. При этом целесообразна дополнительная проверка возможного влияния скорости вытеснения.

Надежность полученных оценок $K_{выт}$ и $K_{но}$ в промысловом эксперименте зависит от достоверности интерпретации данных ИНГМ. Как показано выше, этому вопросу в работе уделялось повышенное внимание с детальной настройкой на фоновый замер по разрезу в целом, данные ГИС по открытому стволу и показания метода вне пределов интервала воздействия. Тем не менее дальнейшего изучения требует механизм формирования текущей минерализации связанной воды в процессе разработки месторождения и ее влияние на оценку насыщения по данным ГИС. В этом плане представляют интерес данные работы (Афанасьев, Хисамов, 2016) о формировании техногенного водного раствора пониженной минерализации, представляющего остаточную воду коллектора.

Выводы

В статье представлены результаты комплексных исследований на скважине одной из площадей Ромашкинского месторождения по оценке остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения для терригенных коллекторов девонских отложений. Для контроля изменения нефтенасыщенности при закачке в пласт воды и обратном извлечении флюидов использованы повторные измерения по методу ИНГМ. При интерпретации учитывалось изменение минерализации воды в прискважинной зоне с учетом смешивания закачиваемой воды, пластовой воды из удаленной зоны и остаточного технологического раствора в ближней зоне после предшествующих операций на скважине. Принятые при интерпретации предположения об изменении минерализации между моментами записи каротажа качественно согласуются с результатами численного расчета на секторной гидродинамической модели.

Полученные оценки коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности сопоставлены с обобщенными зависимостями $K_{выт}$ и $K_{но}$ от проницаемости по данным исследования керна для пластов терригенного девона на рассматриваемой площади. Отмечается более высокая эффективность вытеснения по промысловым данным в сравнении с лабораторными. При этом по лабораторным данным не зафиксировано влияние скорости вытеснения. Вероятной причиной различия является масштабный эффект (эффект кратности промывки), что указывает на целесообразность:

– дальнейшей апробации комплексных скважинных исследований в качестве метода оценки $K_{выт}$ и $K_{но}$ в условиях дренирования девонских терригенных отложений Ромашкинского месторождения;

– проведения дополнительных лабораторных экспериментов по оценке влияния масштабного эффекта и скорости вытеснения;

– исследования механизмов изменения минерализации связанной воды в процессе разработки и ее влияния на оценку текущей нефтенасыщенности.

Реализация соответствующих исследований позволит повысить достоверность оценки остаточных подвижных запасов и эффективность доразработки девонских отложений Ромашкинского месторождения.

Финансирование/Благодарность

Представленные в статье результаты получены в рамках совместных исследований АГНИ и ПАО «Татнефть»,

а также выполнения государственного задания ИПНГ РАН по темам «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях» (FMME-2022-0005, 122022800272-4) – И.М. Индрупский, Д.П. Аникеев, и «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений» (FMME-2022-0006, 122022800274-8) – К.В. Коваленко. Авторы благодарят компанию Rock Flow Dynamics за предоставленную возможность использования программного обеспечения RFD tNavigator на правах академической лицензии.

Литература

Афанасьев В.С., Хисамов Р.С. (2016). Новые экспериментальные данные об изменении объема связанной воды в длительно разрабатываемой залежи нефти пашийского горизонта и теоретическое обоснование этого явления. *Нефтяное хозяйство*, (9), с. 50–54.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Васильев И.В., Северинов Э.В., Гайдуков Л.А., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Цаган-Манджиев Т.Н. (2012). Проведение исследований по определению функций ОФП для нефти и воды в пластовых условиях. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*, SPE 162011, Москва.

Закиров С.Н., Николаев В.А., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Рассохин А.С. (2010). Нетрадиционные результаты экспериментов по вытеснению вязких нефтей различными агентами и их обработка. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика,* (2). https://oilgasjournal.ru/vol_2/articles/24.html

Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А. (2016). Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 1). *Нефтяное хозяйство*, (9), с. 56–60.

Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А. (2017). Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 2). *Нефтяное хозяйство*, (10), с. 90–93.

Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ипатов А.И., Фахретдинов Р.Н., Гуляев Д.Н., Клочан И.П. (2008). Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 39–42.

Ипатов А.И., Кременецкий М.И. (2005). Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: РХД, 780 с.

Кожевников Д.А., Коваленко К.В. (2011). Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 219 с.

Методические рекомендации по исследованию скважин импульсным нейтронным каротажом с закачкой меченого вещества (1987). Под ред. О.Л. Кузнецова. М.: ВНИИгеоинформсистем, 89 с.

Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах (2006). Под ред. В.И. Петерсилье, Г.Г. Яценко. М.-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 40 с.

Михайлов Н.Н. (1992). Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 240 с.

Николаев В.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С. (2011). Новые представления о коэффициенте вытеснения вязких нефтей на основе лабораторных экспериментов. *Доклады академии наук*, 436(1), с. 69–71.

Теория методов ГИС. Геофизические методы исследований скважин (2015). Под ред. Д.А. Кожевникова. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 618 с.

Lake L.W. (1989). Enhanced oil recovery. New Jersey: Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 550 p.

Сведения об авторах

Илья Михайлович Индрупский – доктор тех. наук, главный научный сотрудник, заместитель директора по научной работе, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: i-ind@ipng.ru

Казимир Викторович Коваленко – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Диляра Марселевна Газизова – магистрант, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Алмаз Фаридович Сибгатуллин – магистрант, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Даниил Павлович Аникеев – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник, заведующий лабораторией, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Никита Витальевич Шабалин – магистрант, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Камиль Робертович Садеев – руководитель группы по разработке актива Управления разработки месторождений Департамента разработки месторождений, СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Азат Абузарович Лутфуллин – кандидат тех. наук, заместитель начальника Департамента разработки месторождений, СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Статья поступила в редакцию 25.01.2023;
Принята к публикации 31.03.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Estimation of displacement efficiency for Devonian formations based on the results of specialized well tests

I.M. Indrupskiy[1], K.V. Kovalenko[1], D.M. Gazizova[2], A.F. Sibgatullin[2], D.P. Anikeev[1], N.V. Shabalin[2], K.R. Sadeev[3], A.A. Lutfullin[3]*

[1]Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
[2]Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation
[3]Tatneft Dobycha SP Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation
[*]Corresponding author: Ilya M. Indrupskiy, e-mail: i-ind@ipng.ru

Abstract. The displacement efficiency and residual oil saturation are the most important characteristics determining the recoverable volumes of oil and the waterflooding efficiency. The main data about these parameters are provided by laboratory core studies. Specialized field tests make it possible to evaluate the same characteristics in-situ, directly on a well, thus excluding the influence of scale effect and impact of core sampling and preparation.

This paper presents the results of a field study to evaluate the displacement efficiency and residual oil saturation on a well draining terrigenous Devonian formations on one of the areas of the Romashkinskoye field. The results are compared with generalized dependencies based on core data. Significant influence of the scale effect (the effect of sweep multiplicity) on the estimated parameter values was noted, which indicates the need to supplement laboratory experiments with specialized field studies.

Keywords: displacement efficiency, residual oil saturation, field study, well logging, well tests, pulsed neutron logging, scale effect

Recommended citation: Indrupskiy I.M., Kovalenko K.V., Gazizova D.M., Sibgatullin A.F., Anikeev D.P., Shabalin N.V., Sadeev K.R., Lutfullin A.A. (2023). Estimation of displacement efficiency for Devonian formations based on the results of specialized well tests *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 236–244. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.17

Acknowledgements

The results presented in the article were obtained in the framework of joint research by the Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation and Tatneft PJSC, as well as the fulfillment of the state task of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences on the topics "Improvement of modeling methods, laboratory and field research to create new technologies for efficient environmentally friendly extraction of hydrocarbons in complex mining and geological conditions" (FMME-2022-0005, 122022800272-4) – I.M. Indrupskiy, D.P. Anikeev, and "Creating the scientific foundations of a new system methodology for forecasting, prospecting and developing hydrocarbon deposits, including matrix oil deposits in gas-saturated carbonate deposits of oil and gas condensate fields" (FMME-2022-0006, 122022800274-8) – K.V. Kovalenko. The authors thank Rock Flow Dynamics for the opportunity to use the RFD tNavigator software under the rights of an academic license.

References

Afanasiev V.S., Khisamov R.S. (2016). New experimental data of bound water volume change during long reservoir production of Pashiskiy horizon and theoretical explanation of its phenomena. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (9), pp. 50–54. (In Russ.)

Guidelines for the study of wells by pulsed neutron logging with the injection of a labeled substance (1987). Ed. O.L. Kuznetsov. Moscow: VNIIgeoinformsistem, 89 p. (In Russ.)

Guidelines for the use of nuclear logging methods, including carbon-oxygen logging, to assess the oil and gas saturation of reservoir rocks in cased wells (2006). Ed. V.I. Petersilie, G.G. Yatsenko. Moscow-Tver: VNIGNI, NPTs «Tvergeofizika», 40 p. (In Russ.)

Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Ipatov A.I., Fakhretdinov R.N., Gulyaev D.N., Klochan I.P. (2008). Determination of relative phase permeabilities in well conditions. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (5), pp. 39–42. (In Russ.)

Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. (2005). Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits. Moscow-Izhevsk: RKhD, 780 p. (In Russ.)

Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. (2011). Study of oil and gas reservoirs based on the results of adaptive interpretation of well logging Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 219 p. (In Russ.)

Lake L.W. (1989). Enhanced oil recovery. New Jersey: Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 550 p.

Mikhaylov N.N. (1992). Residual oil saturation of developed reservoirs. Moscow: Nedra, 240 p. (In Russ.)

Nikolaev V.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S. (2011). New ideas about the displacement efficiency of viscous oils based on laboratory experiments. *Doklady akademii nauk*, 436(1), pp. 69–71. (In Russ.) https://doi.org/10.1134/S1028334X11010089

Theory of GIS methods. Geophysical methods of well research (2015). Ed. D.A. Kozhevnikov. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 618 p. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Vasiliev I.V., Severinov E.V., Gaydukov L.A., Rodionov A.E., Lachugin D.S., Tsagan-Mandzhiev T.N. (2012). Carrying out studies to determine the RPP functions for oil and water in reservoir conditions. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*, SPE 162011, Moscow. (In Russ.)

Zakirov S.N., Nikolaev V.A., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Rassokhin A.S. (2010). Unconventional results of experiments on the displacement of viscous oils by various agents and their processing. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, (2). (In Russ.) https://oilgasjournal.ru/vol_2/articles/24.html

Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Vasil'ev I.V., Anikeev D.P., Tsagan-Mandzhiev T.N., Rodionov A.E., Lachugin D.S., Afanas'ev V.S., Afanas'ev S.V., Antonovich A.A. (2016). Carrying out comprehensive studies to assess the relative phase permeability for oil and water and the displacement efficiency under conditions of abnormally low reservoir injectivity (part 1). *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (9), pp. 56–60. (In Russ.)

Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Vasil'ev I.V., Anikeev D.P., Tsagan-Mandzhiev T.N., Rodionov A.E., Lachugin D.S., Afanas'ev V.S., Afanas'ev S.V., Antonovich A.A. (2017). Carrying out comprehensive studies to assess the relative phase permeability for oil and water and the displacement efficiency under conditions of abnormally low reservoir injectivity (part 2). *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, (10), pp. 90–93. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93

About the Authors

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Engineering), Head of the Laboratory, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

e-mail: i-ind@ipng.ru

Kazimir V. Kovalenko – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Dilyara M. Gazizova – Master student, Almetyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Almaz F. Sibgatullin – Master student, Almetyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Daniil P. Anikeev – Cand. Sci. (Engineering), Senior Researcher, Head of Laboratory, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Nikita V. Shabalin – Master student, Almetyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Kamil R. Sadeev – Head of the Group of the Field Development Department, Tatneft Dobycha SP Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Azat A. Lutfullin – Cand. Sci. (Engineering), Deputy Head of the Department of Field Development, Tatneft Dobycha SP Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Manuscript received 25 January 2023;
Accepted 31 March 2023; Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.18

УДК 622.245.14

Анализ устойчивости крепи нефтедобывающих скважин при проведении кумулятивной перфорации на основе результатов геомеханического моделирования

С.Е. Чернышов[1], С.Н. Попов[2], А.Д. Савич[3], В.В. Дерендяев[1]*

[1]*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*
[2]*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*
[3]*Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия*

Выполнен анализ устойчивости крепи для двух нефтедобывающих скважин при вторичном вскрытии продуктивных пластов методом кумулятивной перфорации. При проведении исследований использованы данные прямых замеров давлений в скважине на разном удалении от кабельного наконечника перфорационного устройства в момент детонации, которые превышали 50 МПа. Значения давлений аппроксимировались вдоль ствола скважины с помощью степенной зависимости. Для достоверного прогноза напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны интервала перфорации применялся программный комплекс ANSYS. Для определения поля напряжений строилась осесимметричная конечно-элементная схема, высота модели вдоль ствола скважины составила 39 м. При моделировании учитывалось, что геолого-физические свойства моделируемых пластов зависят от глубины залегания и пластового давления. Упруго-прочностные свойства формируемого тампонажного камня были определены в ходе лабораторных экспериментов для различных рецептур тампонажных растворов. По результатам моделирования определены области разрушения и запас прочности тампонажного камня, а также величины радиальных перемещений эксплуатационной колонны в интервале перфорации. Разработанные модель околоскважинной зоны и методические подходы могут быть использованы в дальнейшем при выборе оптимальных упруго-прочностных свойств тампонажного камня, перфорационных устройств и технологических параметров прострелочно-взрывных работ.

Ключевые слова: вторичное вскрытие, продуктивный пласт, сохранность крепи скважин, численная конечно-элементная модель, околоскважинная зона, тампонажный камень, нагрузки на крепь скважин, кумулятивная перфорация

Для цитирования: Чернышов С.Е., Попов С.Н., Савич А.Д., Дерендяев В.В. (2023). Анализ устойчивости крепи нефтедобывающих скважин при проведении кумулятивной перфорации на основе результатов геомеханического моделирования. *Георесурсы,* 25(2), с. 245–253. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.18

Введение

Проблема возникновения заколонных перетоков в добывающих скважинах не теряет своей актуальности, несмотря на большое число исследований и разработок, направленных на создание долговечной герметичной крепи скважин (Крылов и др., 1981; Шишин и др., 1977; Чернышов и др., 2021). Зачастую, успешное внедрение новых тампонажных материалов и других технологических жидкостей позволяет увеличить долю сплошного типа контакта тампонажного камня с сопредельными средами. Однако в дальнейшем при проведении различных технологических операций на скважине не обеспечивается сохранность цементного кольца за обсадными трубами. Высокие нагрузки на крепь скважин при вторичном вскрытии пластов кумулятивными перфораторами, при гидроразрыве продуктивных пластов, при кислотных обработках, разбуривании технологической оснастки и др., приводят к разрушению хрупкого цементного камня и создают условия для возникновения заколонных перетоков (Ашихмин и др., 2018; Чернышов и др., 2021). Поэтому для предупреждения раннего обводнения продукции скважин и увеличения периода безводной эксплуатации необходима оценка устойчивости формируемого тампонажного камня с учетом его физико-механических свойств, действующих на крепь максимальных значений избыточных давлений и других факторов (Чернышов и др., 2015; Chernyshov et al., 2015; Ашихмин и др., 2018).

В большинстве случаев максимальные избыточные давления на крепь скважины возникают при проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов методом кумулятивной перфорации (Семенов и др., 1996; Rastegar et al., 2015; Савич, Элькинд, 2003; Чернышов и др., 2021). Величины этих давлений зависят от многих факторов, таких как тип перфорационного заряда, плотность перфорации, глубина интервала перфорации, геометрические параметры скважины и другие.

Решить задачу по оценке сохранности тампонажного камня при выполнении различных технологических операций возможно путем создания модели крепи скважины и определения фактических значений упруго-прочностных характеристик тампонажного материала, а также замера избыточных давлений в скважине. Это позволит не только

* Ответственный автор: Сергей Евгеньевич Чернышов
e-mail: nirgnf@bk.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

оценить возможное нарушение герметичности крепи, но и определить максимально допустимые величины нагрузок на крепь скважины, установить требования к физико-механическим свойствам цементного камня, а также разработать рекомендации к технологическим параметрам кумулятивной перфорации, оценить эффективность применения различных методов по снижению фугасности с учетом конкретных условий проведения работ по вторичному вскрытию продуктивных пластов.

Степень воздействия избыточных давлений на крепь скважины неразрывно связана с методическими приемами прострелочно-взрывных работ (ПВР) при вторичном вскрытии пластов и в первую очередь с обоснованием выбора типа кумулятивных зарядов (перфорационных систем) и плотности перфорации для конкретных геолого-технических условий ее проведения. Уточним, что избыточные давления определяются как разность между максимальным измеряемым его значением и гидростатическим давлением, создаваемым столбом жидкости в скважине:

$$P_{изб} = P_{макс} - P_{гидр},$$

где $P_{изб}$, $P_{макс}$ и $P_{гидр}$ – избыточное, максимальное и гидростатическое давление соответственно. При этом на обсадную колонну со стороны скважины действуют именно максимальные измеряемые давления.

Совместно с разработкой и применением тампонажных составов с оптимальными упруго-прочностными свойствами, обеспечивающими сохранность цементного камня при выполнении прострелочно-взрывных работ, следует применять специальное оборудование и технологии, позволяющие снизить избыточные давления (Крысин и др., 2016; Гайворонский и др., 2016; Chernyshov et al., 2015). К такому оборудованию следует отнести современные аналоги компенсаторов давления. Это имплозионные устройства (камеры) механического типа, которые наряду со снижением избыточных давлений позволяют создавать динамическую депрессию с целью очистки перфорационных каналов, что считается основным их назначением. Отметим, что при применении имплозионных камер, в которых для их разгерметизации используются технологические заряды, например «Технология ΔP» и PURE, возникает дополнительный рост давления.

Менее затратными способами снижения давлений являются технологии селективной перфорации со снижением плотности перфорации при первом залпе. Реализация такой технологии может происходить за счет временной задержки срабатывания каждого из перфораторов сборки, при этом первый отстрел предпочтительно производить в самой пористой (проницаемой) части продуктивного пласта, который в дальнейшем будет выступать своего рода компенсатором, нейтрализующим фугасное воздействие на крепь скважины. Наиболее простой модификацией технологии селективной перфорации является вторичное вскрытие названной части пласта с уменьшенной плотностью зарядов (5–10 отверстий) отдельным спуском перфоратора. Еще более эффективной модификацией является предварительное сверление нескольких отверстий сверлящими перфораторами.

Следует отметить, что производителями перфорационных систем также ведутся работы по их усовершенствованию в направлении сохранения цементного камня за обсадной колонной при ПВР. К примеру, специалистами ООО «Промперфоратор» разработана методика перфорации с парным группированием зарядов. В перфораторах кумулятивные заряды разбиты на группы, состоящие из одной или нескольких пар зарядов. По утверждению разработчиков, основанному на полигонных испытаниях, фугасное воздействие внутри перфоратора снижено как минимум на 20%, фугасная нагрузка на крепь скважины – примерно в 2 раза, а также увеличен охват пласта дренированием и зона питания каждого перфорационного канала (Парное группирование…, 2023).

Работы по теоретическому и экспериментальному обоснованию качества вторичного вскрытия в течение длительного времени практически не проводились, а известные основополагающие рекомендации были разработаны еще в прошлом столетии (Замахаев, Кончаков, 1987). Традиционный подход, при котором плотность перфорации, как правило, составляет 20 и 30 отверстий на метр длины для терригенных и карбонатных коллекторов соответственно, не учитывает забойное и пластовое давления (депрессию, репрессию), состав перфорационных жидкостей, толщины стенок эксплуатационной колонны, цементного кольца и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора. Не учитываются также физические процессы, происходящие в горной породе и цементном камне вследствие воздействия на них кратковременной ударной знакопеременной нагрузки при срабатывании перфоратора. Не регламентирована степень влияния на крепь скважин ПВР и в национальном стандарте на заряды кумулятивные (ГОСТ 55777-2013). В документе декларируется, что заряды должны обеспечивать минимальное воздействие на конструкцию скважины при срабатывании в штатном перфораторе. В то же время отмечено, что масса взрывчатого вещества (ВВ) должна обеспечивать максимальные параметры пробития, при этом минимально воздействовать на крепь скважины.

В целом при вторичном вскрытии терригенных и карбонатных коллекторов различными типами перфораторов с помощью электронных и крешерных приборов выполнено более 100 измерений максимальных давлений, по которым вычислены их избыточные значения. По полученным результатам замеров прямой зависимости величины $P_{изб}$ от массы ВВ, которая непосредственно связана с количеством пробиваемых отверстий, не установлено. Отмечается довольно большой разброс их значений по типам зарядов и перфорационным системам различных модификаций. Что касается динамики их изменения в зависимости от удаления относительно перфоратора, то значения избыточных давлений закономерно убывают с увеличением расстояния от кабельного наконечника ПВА. Притом в подавляющем большинстве скважин $P_{изб}$ на расстоянии 50 м от перфоратора снижаются в 2 раза и более (Савич и др., 2020).

На первом этапе исследований выполнены работы по замерам фактических значений избыточных давлений с помощью прострелочно-взрывной аппаратуры (ПВА) различной модификации при проведении ПВР. Измерения проводились размещаемыми в непосредственной близости от перфоратора автономными приборами и располагаемыми на расстояниях до 100 м от продуктивного интервала крешерными приборами. С целью детализации

замеров на ближнем к перфоратору участке, где наблюдаются наиболее высокие показатели давлений, приборы крепились к геофизическому кабелю в 1–3, 5, 10, 20, 25 и 40 м от кабельного наконечника, притом одновременно замеры выполнялись тремя и четырьмя приборами. В качестве автономных использовались электронные манометры-термометры АМТ-10УМ и АЦМ-8 с шагом дискретизации 0,067 и 0,25 мс соответственно (15000 и 4000 опросов в секунду), пределы приведенной погрешности измерений давления в диапазоне температур от 0 °С до 85 °С составляют ±0,15–0,5% от верхнего предела измерений.

На расстояниях 5 м и более от перфоратора устанавливались крешерные устройства, каждое из которых содержало по два прибора (столбика). Принцип их действия состоит в том, что давление скважинной жидкости передается через поршни приборов на крешерные столбики, расположенные в герметичной полости, и деформирует их коническую часть. В результате измерений микрометром длины смятой части по таражной таблице определялось наибольшее усилие, при котором деформировался столбик и, соответственно, наибольшее давление, возникающее в стволе скважины при кумулятивной перфорации.

В качестве примера в табл. 1 представлены результаты измерений и вычислений максимальных (абсолютные максимальные зарегистрированные значения давлений) и избыточных (расчетные значения давлений без учета гиростатической составляющей с учетом плотности перфорационной жидкости) давлений по скважинам № 1255 и № 1039 Таныпского и № 406 Моховского месторождений (далее в тексте указываются только номера скважин), в которых перфорировались терригенные отложения визейского яруса (C1v) с различными ФЕС. В скв. № 1255 вскрывался коллектор, пористость и глинистость ($K_п$ и $K_{гл}$) которого составили 8 и 17% соответственно. В других скважинах, как видно из таблицы, эти показатели несколько выше. В скважинах № 1255 и № 1039, где зарегистрированы высокие значения избыточных давлений, достигающие 38,8 и 33,7 МПа в 1 м от перфоратора, они уменьшились более чем в два раза соответственно в 50 и 40 м над перфоратором. Их значения составили 18,8 и 15,7 МПа, что соответственно на 52% и 53% меньше от показаний приборов, установленных возле ПВА. На расстоянии 100 м от кабельного наконечника дополнительное снижение $P_{изб}$ незначительно и в скв. № 1255 оно составило всего 1,7 МПа по отношению к замеру прибором, расположенным на 50 м ближе к ПВА.

Согласно динамике изменения давлений в скв. № 1039, крешерный прибор, установленный на удалении 5 м от кабельного наконечника или в 4 м от его электронного аналога, зарегистрировал самое высокое давление (50,3 МПа). По результатам измерений в 1 м от перфоратора автономным прибором оно составило 50,0 МПа. Причина занижения показаний электронных приборов по сравнению с крешерными кроется в дискретном способе их измерений.

Для примера рассмотрим динамику изменения давлений в скв. № 406 при вторичном вскрытии интервала 1624,0–1626,0 м (рис. 1). Максимальное значение, измеренное автономным прибором АЦМ-8 в 2 м от кабельного наконечника, составляет 39,8 МПа, а значение, зафиксированное АМТ-10УМ на глубине 3 м, – 38,8 МПа. Из рисунка видно, что после инициирования перфоратора в течение времени менее 0,2 мс идет резкое нарастание давления до 34,2 МПа (зарегистрировано АМТ-10УМ). Затем, после прорыва газов во внутреннюю полость перфоратора происходит его резкий спад до 25,0 МПа. Положительного экстремума в 38,8 МПа давление достигает через 2,4 мс, после чего уменьшается. Однако этот экстремум не соответствует фактическому значению $P_{макс}$, которое находится между двумя соседними точками (отсчетами) с наибольшими значениями параметра, зарегистрированными примерно через 2,3 и 2,4 мс. Отметим также, что расхождения в зарегистрированных значениях давлений приборами АМТ и АЦМ объясняется их различным расстоянием до перфоратора и разным временем опроса.

Таким образом, оценка предполагаемых максимальных значений давлений при регистрации автономными приборами не исключает возможные ошибки при их определении. В случаях, когда время опроса совпадает с экстремумом, соответствующим максимальному значению давления, прибор его и зарегистрирует. Но вероятность такого совпадения мала по причине относительно большого шага дискретизации измерения возникающих

Мест-ие, № скв.	Заряды			Интервал перфорации, м	ФЕС, $K_п/K_{гл}$	Давление, МПа	
	Тип	Масса ВВ, г	Количество перф. отверстий (всего ВВ, г)			$P_{макс}$ (расстояние от ПВА)	$P_{изб}$
Таныпское, 1255	ЗПК Т105Н-ТВ-СП1 ЗПК Т105Н-ТВ-ОП1	33,3	20+20 (1333)	1599,0–1601,0	8/17	54,3 (1 м) 33,8 (50 м) 31,6 (100 м)	38,8 18,8 17,1
Таныпское, 1039	ЗПК 102АТ-М-03 ЗПК 102АТ-М-10	28,0; 27,5	20+20 (1110)	1563,0–1565,0	25/5	50,0 (1 м) 50,3 (5 м) 44,6 (20 м) 31,6 (40 м)	33,7 34,0 28,5 15,7
Моховское, 406	ЗПК 102АТ-М-03	28,0	40 (1120)	1648,5–1650,5	10–19/ 7–50	38,1	21,0
			60 (1680)	1627,0–1630,0	11–20/ 8–30	40,9	23,9
			40 (1120)	1624,0–1626,0	11–18/ 6–27	39,8 (2 м) 38,8 (3 м)	22,8 21,8

Табл. 1. Динамика изменения избыточных давлений на удалении от перфоратора до 100 м

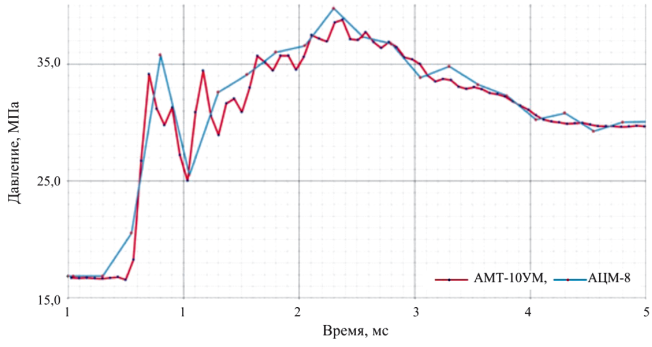


Рис. 1. Динамика изменения давлений, измеренных электронными приборами при перфорации в скважине № 406

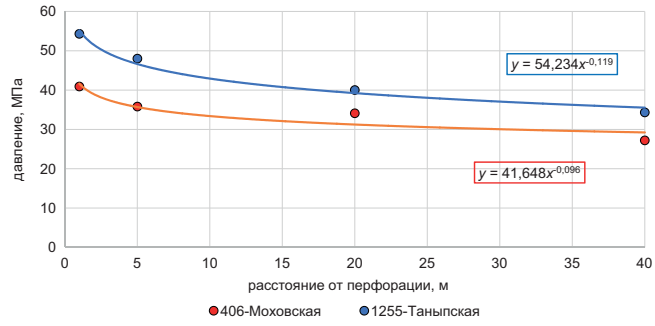


Рис. 2. Распределение измеренного давления в скважинах № 406-Моховская и № 1255-Таныпская при кумулятивной перфорации и его аппроксимация

при ПВР знакопеременных давлений и носит случайный характер. Это не позволяет полученные результаты использовать для точной оценки их абсолютных значений в начальный период перфорационного воздействия на крепь скважины. Для ее повышения необходимо разрабатывать и применять приборы с более высокой частотой опроса или крешерные приборы.

Основной целью настоящего исследования является оценка сохранности цементного камня и устойчивости эксплуатационной колонны при кумулятивной перфорации с использованием реального распределения давления в скважинах при взрыве кумулятивного заряда на основе численного моделирования напряженно-деформированного состояния (НДС) околоскважинной зоны.

Достижение основной цели исследования возможно решением следующих задач:

– разработка численной конечно-элементной модели околоскважинной зоны, включающей колонну, цементный камень и участок пород вблизи скважины и позволяющей учитывать реальное распределение давления в скважине при кумулятивной перфорации;

– моделирование напряженно-деформированного состояния на примере реального пласта с учетом различных типов тампонажного состава;

– оценка устойчивости эксплуатационной колонны и определение возможных зон разрушения цементного камня для нескольких составов тампонажных материалов;

– определение тампонажного состава, подходящего для рассматриваемых скважинных условий.

Материалы и методы

При моделировании устойчивости цементного камня и эксплуатационной колонны в условиях вскрытия пласта кумулятивной перфорацией использовались реальные результаты замера давлений в скважинах № 406 и № 1255 при проведении данного геолого-технологического мероприятия (ГТМ). Значения давлений аппроксимировались вдоль ствола скважины с помощью степенной зависимости (рис. 2).

Для достоверного прогноза НДС околоскважинной зоны наибольшее распространение получил метод конечных элементов (Серяков и др., 2020; Чернышов и др., 2022). Такой метод позволяет определить поле распределения напряжений в элементах конструкции скважин и окружающем массиве горных пород как при постоянных свойствах модели, так и в случае их трансформации под воздействием различных факторов, таких как коррозия, обрушение стенок скважины, некачественное цементирование и др. (Агзамов и др. 2019; Черников и др. 2020; Попов и др., 2022)

Численные расчеты и анализ НДС околоскважинной зоны проводились с помощью программного комплекса конечно-элементного моделирования ANSYS. Данный программный продукт достаточно хорошо зарекомендовал себя при решении задач нефтегазовой геомеханики (Ашихмин и др., 2018; Popov et al., 2022; Чернышов и др., 2022). Предполагалось, что деформации колонны, цементного камня и породы подчиняются закону линейной упругости Гука. В программном комплексе ANSYS реализованы основные соотношения, описывающие поведение упругого материала, подробно представленные в работах (Попов, 2021; 2022).

Для определения поля напряжений в околоскважинной зоне строилась осесимметричная конечно-элементная расчетная схема, представленная на рис. 3. В расчетах использовались типовые характеристики колонны, применяемой на нефтяных месторождениях Пермского края. Предполагалось, что скважина направлена вертикально и состоит из эксплуатационной колонны, цементной крепи и участка пород-коллекторов. Высота модели вдоль ствола

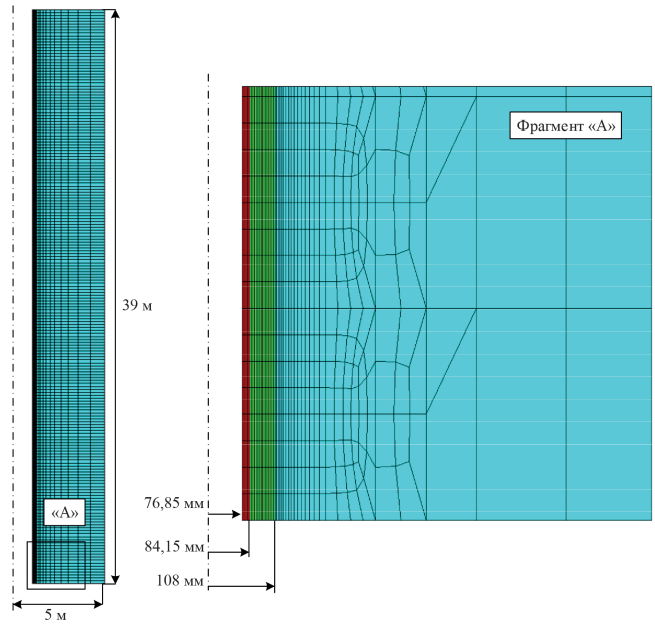


Рис. 3. Конечно-элементная схема околоскважинной зоны (красный цвет – эксплуатационная колонна, зелены цвет – цементный камень, голубой цвет – горные породы)

скважины составила 39 м в соответствии с участками замеренных давлений (рис. 2, 3). Геометрические параметры модели и упруго-прочностные свойства колонны представлены в табл. 2.

При моделировании учитывалось, что геолого-физические свойства моделируемых пластов несколько отличались, в частности, глубиной залегания и величиной пластового давления (табл. 3). В табл. 3 также представлены упругие свойства пластов, используемые в расчетах.

При построении модели предполагалось, что для цементирования эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта могли быть использованы две рецептуры тампонажных составов плотностью 1,85 г/см^3 на основе портландцемента тампонажного марки ПЦТ-I-G: модифицированный тампонажный состав с расширяющей добавкой (состав № 3) и без нее (состав № 1). Кроме того, для сравнения был приготовлен бездобавочный тампонажный состав плотностью 1,85 г/см^3 на основе портландцемента тампонажного марки ПЦТ-I-G (состав № 2).

Упруго-прочностные свойства формируемого тампонажного камня были определены в ходе лабораторных экспериментов на основе нормативных документов (ГОСТ 21153.2-84, ГОСТ 21153.3-85, ГОСТ 28985-91), их средние значения представлены в табл. 4. Как видно из таблицы, физико-механические свойства различных тампонажных составов существенно отличаются, в особенности предел прочности при сжатии, что должно влиять на возможные области разрушения цементного камня при одинаковых величинах нагрузок.

В качестве граничных условий модели выбраны следующие:

Характеристика	Значение
Внешний диаметр колонны, мм	168,3
Толщина стенки колонны, мм	7,3
Диаметр долота, мм	215,9
Радиус модели, м	5
Модуль Юнга колонны, ГПа	200
Коэффициент Пуассона колонны, д.е.	0,2
Предел текучести стали колонны, МПа	372

Табл. 2. Геометрические параметры модели и упруго-прочностные свойства колонны

– закрепление перемещений нижней и верхней границ по вертикальной оси;

– на правой границе задавалась величина горизонтальных напряжений с учетом принципа эффективных напряжений;

– на левой границе (внутренняя стенка колонны) прикладывалось распределение давлений в соответствии с зависимостями, приведенными на рис. 2.

Результаты

С использованием построенной конечно-элементной схемы проведено многовариантное численное моделирование НДС околоскважинной зоны в условиях кумулятивной перфорации. Для анализа устойчивости колонны сравнивалось максимальное напряжение с пределом текучести стали (табл. 2). При изучении напряжений в цементной крепи использовался линейный критерий разрушения Кулона – Мора.

Основные результаты расчетов представлены на рис. 4–6. На рис. 4 показаны зоны разрушения в цементном камне, возникшие для двух рассматриваемых скважин при использовании трех рецептур тампонажных составов. Из рис. 4 следует, что наибольшие зоны разрушения образуются при использовании состава тампонажного материала № 3 как для скв. № 406, так и для скв. № 1255 (рис. 4, в, е). Данный факт является закономерным вследствие того, что состав № 3 имеет наихудшие прочностные свойства.

В то же время для скв. № 1255 зоны разрушения несколько больше, что связано с наибольшей величиной давления в скважине при перфорации. Наибольшую толщину области разрушения имеют на участке максимальных давлений вблизи перфорации. По мере удаления от этого интервала толщина разрушения уменьшается в связи с уменьшением давления в скважине.

Для тампонажного материала № 1 в условиях как скв. № 406, так и для скв. № 1255, согласно расчетам, участки разрушенного цементного камня должны отсутствовать, поскольку этот состав тампонажного материала имеет хорошие показатели прочности (рис. 4, а, г). Для состава № 2 области разрушения возникают только в скв. № 1255, что также связано с более высокой величиной давления пороховых газов (рис. 4, д).

Характеристика	Месторождение, пласт	
	Моховское, Тл, Бб	Таныпское, Тл
Модуль Юнга, ГПа	30	
Коэффициент Пуассона, д.е.	0,25	
Коэффициент Био, д.е.	0,85	
Средняя глубина интервала перфорации, м	1640	1600
Пластовое давление, МПа	17	15

Табл. 3. Свойства продуктивных объектов, используемые в расчетах. Продуктивные пласты: Тл – Тульский, Бб – Бобриковский

Характеристика	Номер состава тампонажного материала		
	1	2	3
Модуль Юнга, ГПа	11,3	8,6	8,8
Коэффициент Пуассона, д.е.	0,179	0,139	0,143
Предел прочности при сжатии, МПа	31,5	24,4	13,7
Предел прочности при растяжении, МПа	4,08	3,46	3,49
Угол внутреннего трения, град.	29,6	28,6	22,3

Табл. 4. Упруго-прочностные свойства тампонажных материалов

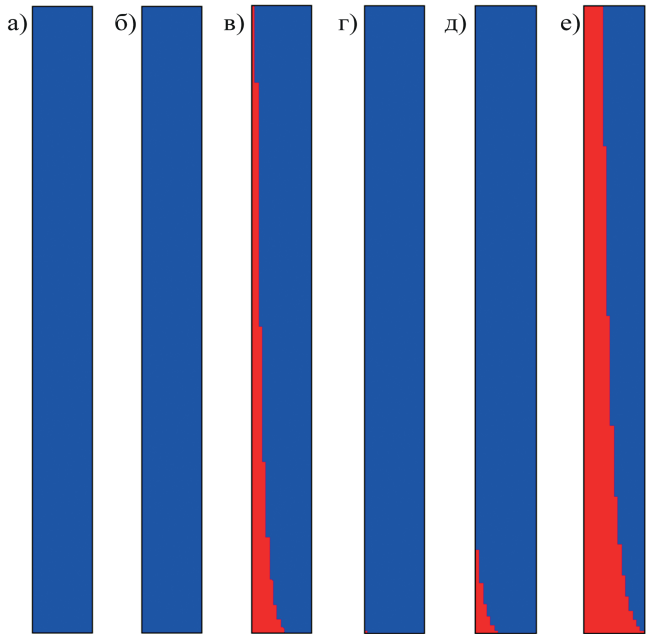


Рис. 4. Распределение областей разрушения цементного камня (красным цветом) при перфорации пластов в скважинах № 406-Моховская (а, б, в) и № 1255-Танынская (г, д, е) для крепления скважины тампонажным материалом № 1 (а, г), № 2 (б, д) и № 3 (в, е) (соотношение горизонтального масштаба к вертикальному 1:200)

Для более детального анализа на рис. 5 показано распределение коэффициента запаса прочности цементной крепи. Предполагается, что если коэффициент выше единицы, то материал остается в упругом (неразрушенном) состоянии, в противном случае цементный камень разрушается. Результаты, приведенные на рис. 5, в целом подтверждают результаты, показанные на рис. 4.

Из рис. 5 следует, что наилучшим коэффициентом запаса прочности обладает состав № 1 и его максимальное значение достигает 2,72 для условий проведения перфорации в скв. № 406 и 2,51 – в скв. № 1255. Наименьший коэффициент запаса прочности наблюдается для состава № 3 и составляет 0,63 и 0,389 для скв. № 406 и скв. № 1255, соответственно.

В целом результаты расчетов, представленные на рис. 4, 5, свидетельствуют о том, что высокие давления в скважинах, возникающие при взрыве кумулятивных зарядов, способны привести к разрушению цементной крепи.

В связи с этим при креплении скважин на рассматриваемых продуктивных объектах тампонажные составы должны подбираться таким образом, чтобы выдержать создаваемые техногенные нагрузки, т.е. чтобы обеспечивать запас прочности. Для этого, в частности, рекомендуется использовать тампонажный состав № 1.

Согласно анализу НДС эксплуатационной колонны, во всех моделируемых случаях величина напряжений не превышает предела текучести, что говорит о ее высокой устойчивости.

На рис. 6 показаны расчетные радиальные перемещения в условиях проведения перфорации в скважинах № 406 и № 1255, а также при использовании трех различных тампонажных составов. Как видно из рисунка, максимальные смещения не превышают 0,061 мм, что также подтверждает устойчивость колонны в расчетных условиях.

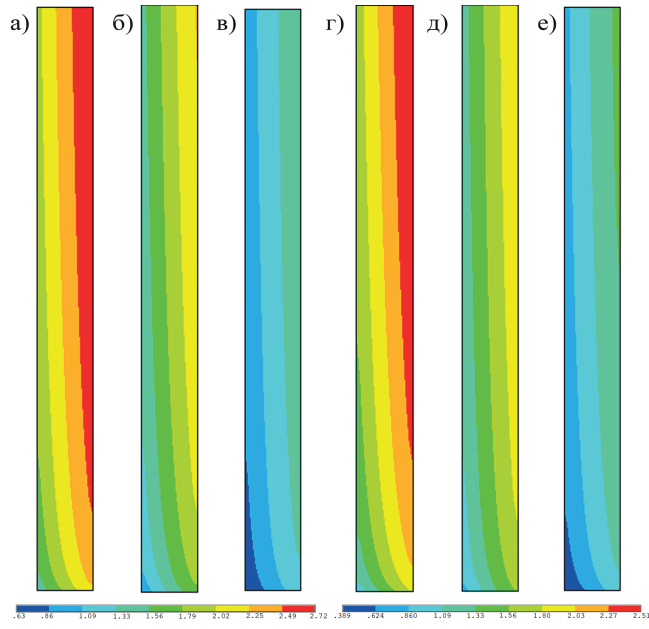


Рис. 5. Распределение коэффициента запаса прочности цементного камня в скважинах № 406-Моховская (а, б, в) и № 1255-Танынская (г, д, е) при креплении скважины тампонажным материалом № 1 (а, г), № 2 (б, д) и № 3 (в, е) (соотношение горизонтального масштаба к вертикальному 1:200)

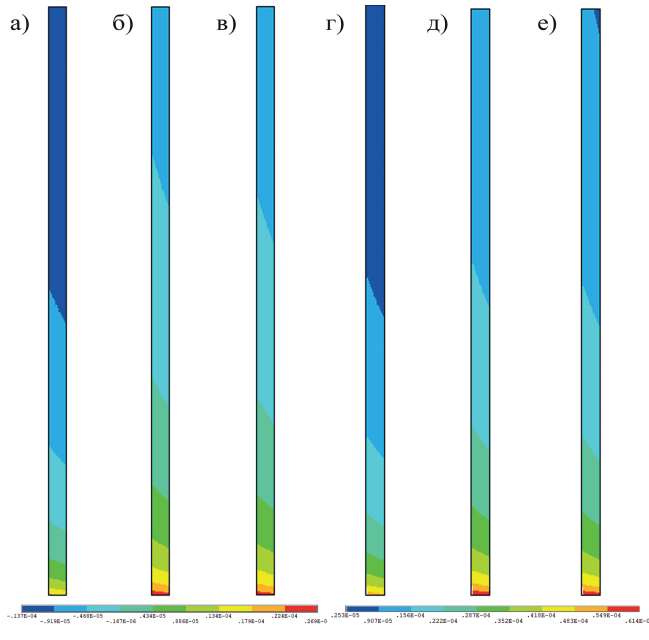


Рис. 6. Распределение радиальных перемещений (в м) в эксплуатационной колонне скважин № 406-Моховская (а, б, в) и № 1255-Танынская (г, д, е) при креплении скважины тампонажным материалом № 1 (а, г), № 2 (б, д) и № 3 (в, е) (соотношение горизонтального масштаба к вертикальному 1:200)

Выводы

На основе результатов численного конечно-элементного моделирования НДС крепи скважины при кумулятивной перфорации с учетом состава трех тампонажных растворов можно сделать следующие выводы.

Разработанная численная конечно-элементная модель крепи скважины, включающая эксплуатационную колонну, цементный камень и участок породы-коллектора, позволяет задавать измеренное неравномерное распределение давления внутри скважины при кумулятивной

перфорации, а также учитывать различные упруго-прочностные свойства цементного камня.

Расчеты показали, что при использовании тампонажного материала с составом № 3 возникают обширные зоны разрушения для условий скв. № 406 и скв. № 1255, что связано с низкими прочностными свойствами данного тампонажного состава. При этом для скв. № 1255 такие области несколько больше за счет большей величины зафиксированного давления в скважине при перфорации.

Для тампонажного состава № 1, который обладает лучшими прочностными свойствами, в расчетных вариантах области разрушения не возникают, т.е. на практике при креплении скважин на рассмотренных месторождениях Пермского края предпочтительно использовать данный тампонажный состав. Для состава № 2 участки разрушения цементного камня возникают только для скв. № 1255, что является следствием большей величины давления при перфорации в данной скважине.

Распределение значений коэффициента запаса прочности подтверждает полученные области разрушения цементного камня, а также говорит о том, что наилучшим коэффициентом запаса прочности обладает цементный состав № 1 и его максимальное значение достигает 2,72 для условий проведения перфорации в скв. № 406, и 2,51 – для скв. № 1255. Наименьший коэффициент запаса прочности наблюдается для тампонажного состава № 3 и составляет 0,63 для скв. № 406 и 0,389 для скв. № 1255. Таким образом, цементная крепь скв. № 1255 больше подвержена риску разрушения.

Анализ НДС колонны показал, что данный элемент конструкции скважины является достаточно устойчивым в моделируемых условиях. Такой результат подтверждается и значениями радиальных смещений в колонне, которые в худшем случае достигают всего 0,061 мм.

Заключение

Статья посвящена решению актуальной и важной проблемы по обеспечению сохранности крепи нефтяных скважин. Современные разработки в области материалов и технологий цементирования обсадных колонн нефтяных скважин позволяют создать надежную герметичную крепь, однако уже на этапе вторичного вскрытия продуктивных пластов может быть нарушена ее целостность. В связи с этим на скважинах часто встречаются заколонные и межпластовые перетоки, раннее обводнение продукции, что вызывает необходимость в проведении дорогостоящих ремонтных работ.

Для оценки устойчивости элементов крепи (тампонажного камня, обсадных труб) были выполнены замеры давлений, возникающих при проведении ПВР, и исследования по определению физико-механических свойств горных пород и формируемого тампонажного камня. Эти данные были использованы при разработке численной конечно-элементной модели околоскважинной зоны в интервале перфорации.

В результате численного конечно-элементного моделирования напряженно-деформированного крепи скважины при проведении кумулятивной перфорации определены области разрушения и запас прочности тампонажного камня, а также величины радиальных перемещений эксплуатационной колонны в интервале перфорации на двух нефтедобывающих скважинах.

Предлагаемые методические подходы могут быть использованы при определении оптимальных рецептур тампонажных растворов для крепления интервала, в котором максимальные избыточные давления могут привести к нарушению герметичности крепи скважины, а также при выборе основных технологических параметров перфорации.

Благодарность/Финансирование

Авторы выражают благодарность рецензентам и редакции за тщательное изучение работы и ценные комментарии, благодаря которым она была улучшена.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Литература

Агзамов Ф.А. Махмутов А.Н., Токунова Э.Ф. (2019). Исследование коррозионной стойкости тампонажного камня в магнезиальных агрессивных средах. *Георесурсы*, 21(3), с. 73–78. https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.73-78

Ашихмин С.Г., Чернышов С.Е., Кашников Ю.А., Макдоналд Д.И.М. (2018). Влияние ориентации и схемы размещения каналов щелевой перфорации на проницаемость терригенных коллекторов в околоскважинной зоне пластов. *Нефтяное хозяйство*, (6), с. 132–135. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-132-135

Гайворонский И.Н., Костицын В.И., Савич А.Д., Черных И.А., Шумилов А.В. (2016). Повышение эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов. *Нефтяное хозяйство*, (10), с. 62–65.

Замахаев В.С., Кончаков В.Н. (1987). Инструкция по вскрытию пластов стреляющими перфораторами в разведочных обсаженных нефтегазовых скважинах. МинГео СССР. Утв. 1987. Раменское, 22 с.

Крылов Д.А., Марабаев Н.А., Таламанов Е.Н., Бурхайло В.А., Серенко И.А. (1981). Изменение контакта цементного камня с металлом обсадных труб при различных механических воздействиях. *Бурение*, (7), с. 18–21.

Крысин Н.И., Рябоконь Е.П., Турбаков М.С., Чернышов С.Е., Щербаков А.А. (2016). Совершенствование устройств щелевой гидропескоструйной перфорации в нефтяных скважинах. *Нефтяное хозяйство*, (8), с. 129–131.

Парное группирование зарядов в перфораторе. *Промперфоратор*. http://www.promperforator.ru/catalog/perforating_guns/149060022

Попов С.Н. (2021) Определение коэффициента запаса прочности цементного камня на основе численного моделирования напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны с учетом изменения упруго-прочностных свойств цемента в процессе его твердения и под воздействием кислотного реагента. *SOCAR Proceeding*, спец. вып. 2, с. 8–16. https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200544

Попов С.Н. (2022) Геомеханическое моделирование и анализ устойчивости эксплуатационной колонны в условиях частичного отсутствия цементного камня. *SOCAR Proceeding*, спец. вып. 2, с. 34–40. https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200726

Попов С.Н., Чернышов С.Е., Гладких Е.А. (2022). Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважины. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 333(9), с. 148–157. https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3640

Савич А.Д., Шумилов А.В., Сальникова О.Л., Зиянгиров Р.М., Черных И.А. (2020). Оценка степени воздействия кумулятивной перфорации на крепь скважин. *НТВ «Каротажник»*, (306), с. 53–71.

Савич А.Д., Элькинд С.Я. (2003). Вторичное вскрытие продуктивных пластов. *НТВ «Каротажник»*, (106), с. 120–134.

Семенов Б.А., Семенцов А.А., Руцкий А.М. (1996). Нейтрализация фугасного действия ленточных кумулятивных перфораторов типа ПКС-80. *Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Межвуз. сб. науч. тр*. Пермь: ПГУ, с. 82–85.

Серяков А.В., Подбережный М.Ю., Бочаров О.Б., Азаматов О.Б. (2020). Устойчивость зоны сочленения соосных скважин различного диаметра (на примере месторождения ХМАО). *Георесурсы*, 22(3), с. 69–78. https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.69-78

Черников А.Д., Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сбоев А.Г., Семенова-Чащина О.К., Фицнер Л.К. (2020). Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения. *Георесурсы*, 22(3), с. 87–96. https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.87-96

Чернышов С.Е., Ашихмин С.Г., Кашников Ю.А., Савич А.Д., Мосин А.В., Чухлов А.С. (2021). Оценка сохранности крепи скважин после проведения кумулятивной перфорации с учетом критерия разрушения цементного камня. *Нефтяное хозяйство*, (6), с. 50–53. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-50-53

Чернышов С.Е., Куницких А.А., Вотинов М.В. (2015). Исследование динамики гидратации и разработка составов расширяющих добавок к тампонажным растворам. *Нефтяное хозяйство*, (8), с. 42–44.

Чернышов С.Е., Попов С.Н., Варушкин С.В., Мелехин А.А., Кривощеков С.Н., Рен Ш. (2022). Научное обоснование методов вторичного вскрытия фаменских отложений юго-востока Пермского края на основании геомеханического моделирования. *Записки Горного института*, 257(5), с. 732–743. https://doi.org/10.31897/PMI.2022.51

Шишин К.А., Рустамбеков Т.Ф., Крылов Д.А. (1977). Влияние опрессовки и перфорации скважин на качество разобщения пластов. *РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение*, М.: ВНИИОЭНГ, (4), с. 29–34.

Chernyshov S.E., Galkin S.V., Krisin N.I., Turbakov M.S., Riabokon E.P. (2015). Efficiency improvement of abrasive jet perforation. *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, CTCE 2015*. https://doi.org/10.2118/177375-MS

Rastegar R., Munawar M., Nowowiejski D., Granberg S., Cathrine Mehus, Benson A. (2015). Mitigating formation damage by using completion with built-in-casing perforations instead of perforation with explosive charges. *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition.* https://doi.org/10.2118/174251-MS

Popov S., Chernyshov S., Gladkikh E. (2023). Experimental and numerical assessment of the influence of bottomhole pressure drawdown on terrigenous reservoir permeability and well productivity. *Fluid Dynamics and Materials Processing*, 19(3), pp. 619–634. https://doi.org/10.32604/fdmp.2022.021936

Сведения об авторах

Сергей Евгеньевич Чернышов – доктор техн. наук, доцент, профессор кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, д. 29.

Сергей Николаевич Попов – доктор техн. наук, заведующий лабораторией, главный научный сотрудник лаборатории нефтегазовой механики и физико-химии пласта Института проблем нефти и газа Российской академии наук

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Анатолий Данилович Савич – канд. техн. наук, доцент кафедры геофизики, Пермский государственный национальный исследовательский университет.

Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Вадим Валерьевич Дерендяев – аспирант, младший научный сотрудник кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, д. 29

Статья поступила в редакцию 10.04.2023;
Принята к публикации 06.06.2023;
Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Analysis of wells cement sheath stability during shaped charge perforating based on geomechanical modeling

S.E. Chernyshov[1], S.N. Popov[2], A.D. Savich[3], V.V. Derendyaev[1]*
[1]Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation
[2]Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy Sciences, Moscow, Russian Federation
[3]Perm State National Research University, Perm, Russian Federation
[*]Corresponding author: Sergei E. Chernyshov, e-mail: nirgnf@bk.ru

Abstract. Well cement sheath stability analysis for two oil-producing wells in the completion of productive formations by shaped charge perforating was performed. The data of direct measurements of pressures in the borehole at different distances from the cable head of the perforating tool at the moment of detonation, which exceeded 50 MPa, were used in the studies. The pressure values were approximated along the wellbore using a power law. To reliably predict the stress-strain state of the near-wellbore zone of the perforation interval, the ANSYS finite-element modeling software was used. To determine the stress field, an axisymmetric finite-element calculation scheme was built, the height of the model along the wellbore was 39 m. During modeling, it was taken into account that the geological and physical parameters of the simulated reservoirs differed in depth and reservoir pressure value were different. Elastic-strength properties of the cement stone formed were determined during the laboratory experiments for different recipes of cement slurries. According to the results of modeling, the areas of destruction and strength reserve of cement stone, as well as the values of radial displacement of the production casing in the perforation interval were determined. The developed model of the near-wellbore zone and methodical approaches can be used in future for choosing optimal elastic and strength properties of cement stone, perforation tools and technological parameters of perforating-explosive operations.

Keywords: well completion, productive reservoir, well cement sheath safety, numerical finite-element model, near-wellbore zone, cement stone, wells cement sheath loads, shaped charge perforating

Acknowledgements

The research was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Project No. FSNM-2023-0005).

Recommended citation: Chernyshov S.E., Popov S.N., Savich A.D., Derendyaev V.V. (2023). Analysis of wells cement sheath stability during shaped charge perforating based on geomechanical modeling. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 245–253. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.18

References

Agzamov F.A., Makhmutov A.N., Tokunova E.F. (2019). Study of corrosion stability of a cement stone in magnesia aggressive environment. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 73–78. https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.73-78

Ashikhmin S.G., Chernyshov S.E., Kashnikov Yu.A., Macdonald D.I.M. (2018). A geomechanical analysis of the influence of orientation and placement of jet slots on terrigenous reservoir permeability. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry,* (6), pp. 132–135. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-132-135

Chernikov A.D., Eremin N.A., Stolyarov V.E., Sboev A.G., Semenova-Chashchina O.K., Fitzner L.K. (2020). Application of artificial intelligence methods for identifying and predicting complications in the construction of oil and gas wells: problems and solutions. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 87–96. https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.87-96

Chernyshov S.E., Popov S.N., Varushkin S.V., Melekhin A.A., Krivoshchekov S.N., Ren S. (2022). Scientific justification of the perforation methods for Famennian deposits in the southeast of the Perm Region based on geomechanical modelling. *Journal of Mining Institute*, 257, pp. 732–743. https://doi.org/10.31897/PMI.2022.51

Chernyshov S.E., Ashikhmin S.G., Kashnikov Yu.A., Savich A.D., Mosin A.V., Chukhlov A.S. (2021). Evaluation of the cement sheath safety after shaped charge perforation considering the criterion of cement stone destruction. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (6), pp. 50–53. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-50-53

Chernyshov S.E., Galkin S.V., Krisin N.I., Turbakov M.S., Riabokon E.P. (2015). Efficiency improvement of abrasive jet perforation. *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, CTCE 2015*. https://doi.org/10.2118/177375-MS

Chernyshov S.E., Kunitskikh A.A., Votinov M.V. (2015). Research of hydration dynamics and development of expanding additives to oil-well cement. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (8), pp. 42–44. (In Russ.)

Gaivoronskiy I.N., Kostitsyn V.I., Savich A.D., Chernykh I.A., Shumilov A.V. (2016). Ways of improvement of reservoir completion efficiency. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (10), pp. 62–65. (In Russ.)

Krylov D.A., Marabaev N.A., Talamanov E.N., Burkhailo V.A., Serenko I.A. (1981). Changes in the contact between cement stone and casing metal under different mechanical influences. *Burenie*, 7, pp. 18–21. (In Russ.)

Krysin N.I., Ryabokon E.P., Turbakov M.S., Chernyshov S.E., Shcherbakov A.A. (2016). Improvement of devices of abrasive jet perforation in oil wells. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (8), pp. 129–131. (In Russ.)

Pairwise grouping of charges in a perforator. «Promperforator». (In Russ.) http://www.promperforator.ru/catalog/perforating_guns/149060022

Popov S., Chernyshov S., Gladkikh E. (2023). Experimental and numerical assessment of the influence of bottomhole pressure drawdown on terrigenous reservoir permeability and well productivity. *Fluid Dynamics and Materials Processing*, 19(3), pp. 619–634. https://doi.org/10.32604/fdmp.2022.021936

Popov S.N. (2021). Determination of the safety factor of cement stone based on numerical modeling of the stress-strain state of the near-wellbore zone, taking into account the change in the elastic-strength properties of cement during its hardening and under the influence of an acid reagent. *SOCAR Proceeding*, S2, pp. 8–16. (In Russ.) https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200544

Popov S.N. (2022). Geomechanical modeling and the casing stability analysis in conditions of cement stone partial absence. *SOCAR Proceeding*, S2, pp. 45–51. (In Russ.) https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200726

Popov S.N., Chernyshov S.E., Gladkikh E.A. (2022). Influence of sandstone reservoir deformations during bottomhole and reservoir pressure decreasing on the permeability and well productivity changes. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 333(9), pp. 148–157. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3640

Rastegar R., Munawar M., Nowowiejski D., Granberg S., Cathrine Mehus, Benson A. (2015). Mitigating formation damage by using completion with built-in-casing perforations instead of perforation with explosive charges. *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition.* https://doi.org/10.2118/174251-MS

Savich A.D., Elkind S.Y. (2003). Completion of productive reservoirs. Technique and Technology. *Karotazhnik,* 106, pp. 120–134. (In Russ.)

Savich A.D., Shumilov A.V., Salnikova O.L., Ziyangirov R.M., Chernykh I.A. (2020). Evaluation of the cumulative perforation effect on the well support. *Karotazhnik,* 306(6), pp. 53–71. (In Russ.)

Semenov B.A., Sementsov A.A., Rutskiy A.M. (1996). Neutralization of fugitive action of band shaped charge perforators of type PKS-80. *Geophysical methods of prospecting and exploration of oil and gas fields*. Perm: PSU, pp. 82–85.

Seryakov A.V., Podberezhny M.Y., Bocharov O.B., Azamatov O.B. (2020). Junction zone stability in coaxial wells of different diameters (on the example of the Khanty-Mansi Autonomous District oil field). *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 68–76. https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.69-78

Shishin K.A., Rustambekov T.F., Krylov D.A. (1977). Influence of pressure testing and well perforation on the quality of reservoir separation. *Burenie,* 4, pp. 29–34. (In Russ.)

Zamakhayev V.S., Konchakov V.N. (1987). Instruction for completion with gun perforators in exploratory cased oil and gas wells, approved by the Ministry of Geology and Mineral Resources of the USSR. *Funds of VNIPIvzryvzryvgeofizika*. (In Russ.)

About the Authors

Sergei E. Chernyshov – Dr. Sci. (Engineering), Associate Professor, Professor of Oil and Gas Technologies Department, Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky ave., Perm, 614990, Russian Federation

Sergey N. Popov – Dr. Sci. (Engineering), Head of the Laboratory, Chief Researcher of the Laboratory of oil-and-gas mechanics and reservoir physics and chemistry, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Anatoly D. Savich – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Geophysics, Perm State National Research University

15, Bukireva st., Perm, 614990, Russian Federation

Vadim V. Derendyaev – PhD student, Junior Researcher, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomolsky ave., Perm, 614990, Russian Federation

Manuscript received 10 April 2023;
Accepted 6 June 2023; Published 30 June 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.19

УДК 550.83.017+551.14+551.24

Происхождение и структурная позиция Камчатского срединного массива по данным глубинных геолого-геофизических исследований

А.Г. Нурмухамедов[*], *М.Д. Сидоров, Ю.П. Трухин*

Научно-исследовательский геотехнологический центр ДВО РАН, Петропавловск-Камчатский, Россия

В статье показаны результаты глубинных исследований вдоль профиля п. Нижняя Облуковина – г. Андриановка, пересекающего северную часть Камчатского срединного массива. Построена геолого-геофизическая модель строения земной коры и верхней мантии, где представлена структурная позиция исследуемого объекта и высказано предположение о его происхождении. В модели выделен фрагмент палеосубдукции (слэба), который являлся частью наиболее древней конвергентной границы на западе Камчатки. Завершающий этап блокирования субдукции и ее смещение в раннем эоцене на восток на расстояние ~ 60 км связан с вхождением в аккреционный комплекс террейна в виде островодужной пластины мощностью 6–9 км. На участке максимального перегиба последующего слэба сформировалась зона растяжения – рифтогенная зона, по которой происходил подъем мантийного материала и высокотемпературного флюида. Примерно 52 млн лет назад происходили процессы метаморфизма, очагового выплавления и внедрения гранитов в верхние слои коры, вследствие чего в восточной части пластины и ее флангах образовался гранитоидный массив с плотностью пород 2,58 г/см^3, что значительно ниже показателей плотности окружающей среды. Дефицит плотности привел к нарушению изостатического равновесия и, как следствие, к подъему в этой части структуры. Наиболее интенсивный подъем произошел в конце олигоцена, в результате чего сформировался выступ, которому рекомендовано дать название «Срединно-Камчатский выступ» вместо укоренившегося «Камчатский срединный массив». Выявлена генетическая связь Шанучского рудного района с особенностями глубинного строения литосферы. Результаты исследований говорят о скрытом (погребённом) распространении островодужной пластины за пределы закартированных выходов метаморфид. Интрузии основного состава, перспективные на сульфидные медно-никелевые руды, расположены в краевых частях выступа.

Ключевые слова: литосфера, земная кора, субдукция, аллохтонный террейн, рифтогенная зона

Для цитирования: Нурмухамедов А.Г., Сидоров М.Д., Трухин Ю.П. (2023). Происхождение и структурная позиция Камчатского срединного массива по данным глубинных геолого-геофизических исследований. *Георесурсы,* 25(2), с. 254–270. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.19

Введение

Взгляды на происхождение, структуру и возраст Камчатского срединного массива (далее – срединный массив, массив, КСМ) противоречивы и являются предметом дискуссий. По строению и составу пород этот объект отличается от окружающей геологической среды (Государственная геологическая карта…, 2006). Установление происхождения и структуры КСМ имеет важное прикладное значение для геологии. В результате геологоразведочных работ на территории массива открыто Шанучское месторождение и выявлено более 50 рудопроявлений сульфидных медно-никелевых руд, объединенных в Камчатскую никеленосную провинцию (КНП). В провинции несколько рудных районов: Дукукский на юге метаморфического массива и Шанучский на севере. В Шанучском рудном районе в настоящее время производится добыча медно-никелевых руд. В центральной части КСМ прогнозируется новый потенциально никеленосный Колпаковский район (Трухин и др., 2008). На северо-восточном фланге массива расположены месторождения и рудопроявления золото-серебряной формации, генетически связанные с вулканизмом Центрально-Камчатского вулканического пояса. В рудных районах выполнен большой объем поисковых геолого-геофизических работ, но их глубинность невелика – не превышает первых сотен метров. Остается малоизученной глубинная составляющая КНП, что очень важно при определении генетических связей структур в земной коре с медно-никелевыми рудопроявлениями. Выявление этих связей дает возможность путем сопоставлений и аналогий прогнозировать открытие новых рудоносных участков в других частях региона.

Таким образом, проблема заключается в отсутствии информации о глубинном строении литосферы в зоне срединного массива. В связи с этим большой интерес представляют результаты геолого-геофизических исследований, выполненных ОАО «Камчатгеология» вдоль двух региональных геофизических профилей: профиля р. Коль – р. Калыгирь, пересекающего массив на юге (Нурмухамедов и др., 2016), и профиля пос. Ниж. Облуковина – г. Андриановка, пересекающего его северную часть (Нурмухамедов, 2013).

[*] Ответственный автор: Александр Гарифович Нурмухамедов
e-mail: nurmuxamedov1949@mail.ru

© 2023 Коллектив авторов

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

В настоящей статье представлены результаты изучения строения земной коры и верхней мантии вдоль профиля п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка (рис. 1). Высказано предположение о происхождении КСМ и генетической связи Шанучского рудного района с особенностями строения литосферы. В качестве исходных использовались данные, полученные на профиле методом обменных волн землетрясений (МОВЗ), магнитотеллурического зондирования (МТЗ), а также результаты гравиметрической, аэромагнитной и геологической съемок, выполненных в районе. В работе использованы технологии компьютерного моделирования геофизических полей.

Прежде чем приступить к анализу результатов, кратко представим геолого-геофизическую изученность и геологическое строение района исследований.

Обзор геолого-геофизической изученности и геологическая характеристика района

Полуостров Камчатка расположен на северо-востоке Евразии на активной окраине континента (рис. 1). Корякско-Камчатская складчатая область сформирована в позднем мезозое – кайнозое в результате двух главных процессов: субдукции океанической литосферы под континентальную и коллизии островодужных блоков (Кирмасов и др., 2004; Шапиро, Соловьев, 2009 и др.). Именно этими процессами во многом определяется архитектура литосферы региона. Так, одним из главных событий в геологической истории региона была коллизия Озерновско-Валагинской островной дуги в раннем – среднем эоцене (Соловьев, 2005), по мнению Лучицкой М.В. (2013), в раннем эоцене. Вдоль восточного побережья Камчатки выделяется область террейнов восточных полуостровов (врезка на рис. 2). Палеогеодинамические реконструкции причленения островодужных блоков к континентальному склону Восточной Камчатки подробно изложены в работах (Мишин, 1996; Селиверстов, 2009; Шапиро, Соловьев, 2009; Нурмухамедов, Сидоров, 2022 и др.).

В металлогении области перехода континент – океан решающее значение имеют зоны взаимодействия погружающейся океанической литосферы с нависающей континентальной (Зоненшайн и др., 1973; Смирнов, 1974 и др.). Взаимодействие плит приводит к выделению эндогенной энергии вдоль протяженных зон в виде вулканических поясов. В Корякско-Камчатском регионе выделяются следующие вулканические пояса: Охотско-Чукотский (ОЧВП) мелового возраста; Пареньско-Анадырский (ПАВП) эоценового возраста; Корякско-Западно-Камчатский (КЗКВП) эоцен-олигоценового возраста; Центрально-Камчатский (ЦКВП) олигоцен-четвертичного возраста и Восточно-Камчатский (ВКВП) плиоцен-четвертичного возраста (Сидоров и др., 2020).

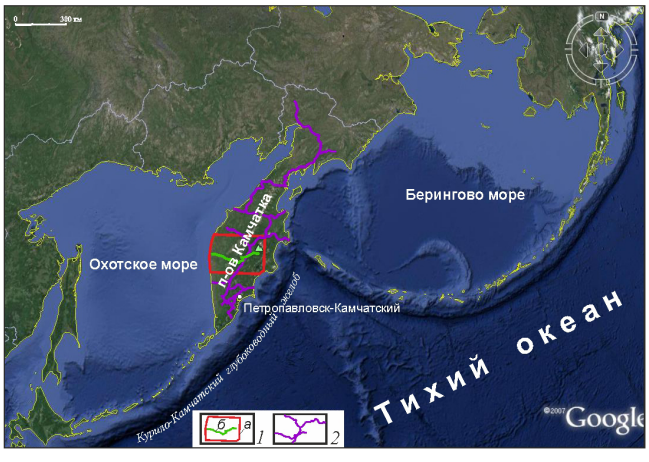


Рис. 1. Обзорная карта: 1 – контуры исследуемой территории (а), геофизический профиль пос. Ниж. Облуковина – г. Андриановка (б); 2 – региональные геофизические профили МОВЗ – МТЗ

Исследуемая территория охватывает часть Центрально-Камчатского вулканического пояса. На тектонической схеме (Нурмухамедов, 2013), фрагмент которой представлен на рис. 2, ЦКВП отмечен как Центрально-Камчатская островодужная вулканическая зона, которая частично перекрывает образования Камчатского срединного массива. В различных публикациях этот крупный (~200×50 км) геологический объект (рис. 3), в зависимости от точки зрения авторов на его структурную позицию, называется Срединнокамчатским кристаллическим массивом (Шульдинер и др., 1987; Тарарин и др., 2015), Срединным выступом (Апрелков, Ольшанская, 1989; Апрелков и др., 1991), Срединно-Камчатским поднятием (Кузьмин, Богомолов, 2013), Срединным массивом (Смирнов, 1971; Филатова, 2014), Камчатским срединным массивом (Трухин и др., 2008). Какие бы варианты названия объекта не использовались, все они исходят из геосинклинальной парадигмы его происхождения. Название «Срединный массив» наиболее часто употребляется в различных публикациях. Мы, придерживаясь сложившейся традиции, также называем исследуемую структуру Камчатским срединным массивом. Но, как увидим из анализа глубинной геолого-геофизической модели, построенной вдоль профиля п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка, укоренившееся название объекта не в полной мере соответствует его происхождению и структурному положению, что и будет показано в разделе «Обсуждение результатов».

Как отмечено выше, взгляды на происхождение и структуру срединного массива являются предметом дискуссий (Богданов, Чехович, 2002; Рихтер, 1995; Соловьев, 2008; Лучицкая, 2013 и др.). Так, еще в ранних публикациях Л.М. Смирнова (1971), В.И. Шульдинера с коллегами (1987) и С.Е. Апрелкова с О.Н. Ольшанской (1989) указанный массив представлен составной частью (выступом) Охотской платформы. Позднее было проведено обобщение различных точек зрения (Апрелков, Попруженко, 2009) на происхождение срединного массива, где один из выводов сводился к следующему. Массив представляет собой самостоятельный тип геоструктур – срединных массивов островных дуг, образовавшихся в условиях деградации древней континентальной коры за счет разбавления и переработки кислых образований основным и ультраосновным материалом (Тарарин, 1977). Но А.Е. Шанцер и А.И. Челебаева в своих публикациях (2004, 2005) излагают альтернативную точку зрения, в соответствии с которой в позднекомпан-палеоценовое время не формировалось никаких островных дуг, подобных современным Тихоокеанским, а Камчатка вступила в стадию рифтинга. Авторы полагают, что «в ирунейском море в результате внедрения большой массы базит-гипербазитового

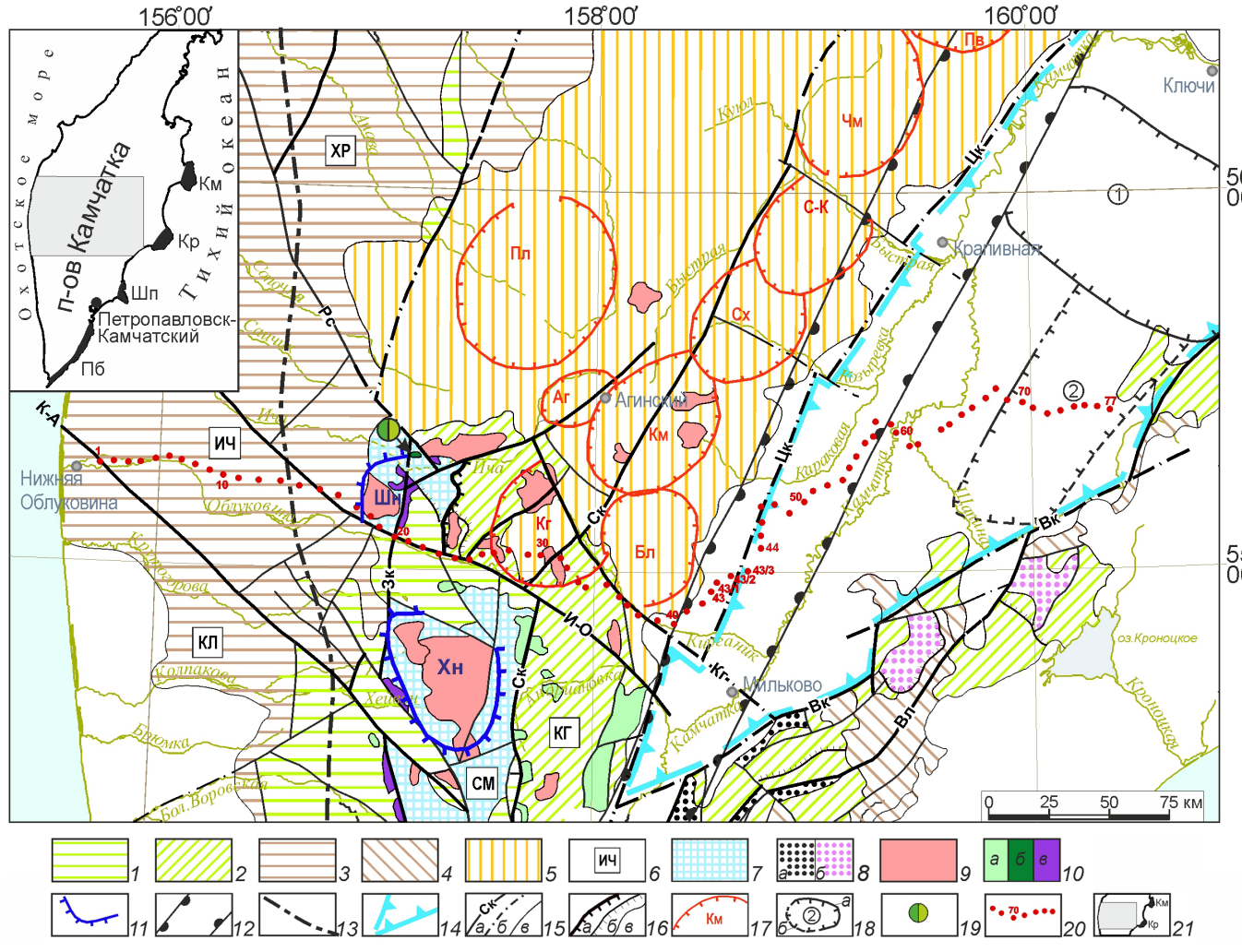


Рис. 2. Фрагмент тектонической схемы Корякско-Камчатской складчатой области по (Нурмухамедов, 2013) с упрощениями и дополнениями: 1 – Корякско-Западно-Камчатская складчатая зона; 2 – Восточно-Камчатская подзона Олюторско-Восточно-Камчатской складчатой зоны; 3–4 – наложенные прогибы: Западно-Камчатский (3), Тюшевский (4); 5 – Центрально-Камчатская островодужная вулканическая зона; 6 – основные структуры и их обозначение: Камчатский срединный массив (СМ), Хайрюзовский (ХР) и Кирганикский (КГ) горст-антиклинории, Колпаковская впадина (КЛ), Ичинская сводово-глыбовая зона (ИЧ); 7 – метаморфические образования Камчатского срединного массива; 8 – меланж полимиктовый (а) и серпентинитовый (б); 9 – интрузии преимущественно среднего и кислого состава мелового, палеогенового и неогенового возраста; 10 – интрузии основного и ультраосновного состава мел-палеогенового и мелового возраста: дунит-клинопироксенит-монцонитового (а), габбро-норит-кортландитового (б) плутонических комплексов, субвулканические интрузии пикрит-базальтового вулканического комплекса (в); 11 – границы гранито-гнейсовых куполов: Шн – Шануччский, Хн – Хангарский; 12 – фрагмент Центрально-Камчатской глубинной шовной зоны; 13 – осевая часть линейно вытянутой зоны утонения земной коры (валообразного подъема границы Мохо); 14 – границы Центрально-Камчатского рифта; 15 – главные разломы, выходящие на дневную поверхность (а), перекрытые вышележащими образованиями (б), их обозначение: Крутогоровско-Авачинский (К-А), Ичинско-Облуковинский (И-О), Рассошинский (Рс), Кирганикский (Кг), Западно-Камчатский (Зк), Средино-Камчатский (Ск), Центрально-Камчатский (Цк), Восточно-Камчатский (Вк), Валагинский (Вл); второстепенные нарушения (в); 16 – главный надвиг (а), второстепенные надвиги (б), прочие границы (в); 17 – вулкано-тектонические структуры и их обозначение: Кг – Кирганикская, Бл – Балхачская, Км – Кимитинская, Аг – Агинская; Сх – Сухариковская, Пл – Паялпанская, С-К – Северо-Козыревская, Чм – Чемпуринская, Пв - Половинная; 18 – контуры уверенные (а) и предполагаемые (б) аномально-низкоомных зон, выделенных по данным МТЗ и их номера: 1 – зона частичного плавления ($h_{кр}$ = 20 км) под Ключевской группой вулканов, 2 – коромантийная зона повышенной флюидонасыщенности; 19 – медно-никелевое месторождение Шануч; 20 – точки МОВЗ и их номера на профиле п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка; 21 – контуры исследуемой территории, положение восточных террейнов и их обозначение: Км – Камчатский, Кр – Кроноцкий, Шп – Шипунский, Пб – Прибрежный

вещества щелочного состава и формирования глубинных разломов образовалась мощная зона растяжения …». По мнению авторов, рифт, охвативший территорию современной Центрально-Камчатской депрессии и часть Срединного хребта, развивался вплоть до эоцена, затем, после относительно короткого перерыва его развитие возобновилось в миоцен-плиоценовое время и продолжается до сих пор. Именно процесс рифтогенеза определил формирование складчато-надвиговых структур в этой части региона.

Оригинальная точка зрения на происхождение массива изложена в работе (Филатова, 2014), в которой автор отмечает, что «тектонически обособленный срединный массив… это перемещенный с севера по северо-западным сдвигам фрагмент меловой коллизионной сутуры, возникшей при отмирании ОЧВП. Современную позицию

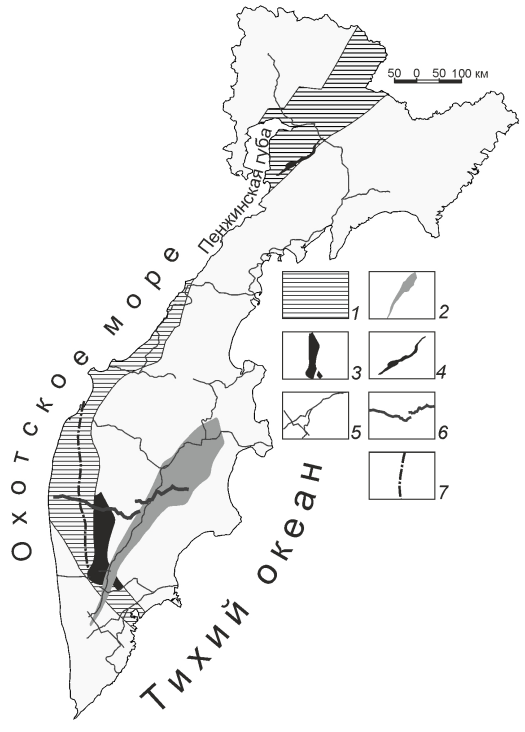


Рис. 3. Расположение Камчатского срединного массива и Куюльского офиолитового террейна относительно Пенжинско-Западно-Камчатской структурно-формационной зоны (СФЗ). 1 – Пенжинско-Западно-Камчатская СФЗ по (Апрелков, Попруженко, 2009); 2 – Центрально-Камчатский рифт (Сидоров и др., 2020); 3 – Камчатский срединный массив, 4 – Куюльский террейн; 5 – региональные геофизические профили МОВЗ – МТЗ; 6 – геофизический профиль п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка; 7 – осевая часть валообразного подъема границы Мохо

этот блок занял по сдвигам среди неизмененных пород среднемелового орогена… участвуя в формировании новой окраины азиатского континента».

И.А. Тararин с соавторами (2015) отмечают сложность строения кристаллического массива, в связи с чем в монографии приводится несколько альтернативных точек зрения на происхождение массива и его структуру. Отмечено, что ряд исследователей полагает, что колпаковский комплекс пород, залегающий в основании массива, сложен неоднократно метаморфизованными докембрийскими породами, первичный метаморфизм которых достигал уровня гранулитовой фации (Ханчук, 1985; Шульдинер и др., 1987 и др.). В соответствии со стратиграфической схемой (Государственная геологическая карта…, 2006), породы колпаковской серии перекрываются отложениями камчатской серии (шихтинской свитой), андриановской, хейванской и химкинской свитами, отличающимися по литологическому составу и степени метаморфизма.

Данные о возрасте метаморфического комплекса срединного массива противоречивы. Так, на Государственной геологической карте Российской Федерации (Государственная геологическая карта…, 2006) возраст протолита колпаковской и камчатской метаморфических серий принят позднепротерозойским, а возраст метаморфизма – раннемеловым. Согласно другим данным U/Pb (SHRIMP) датирования цирконов (Соловьев, 2008), возраст протолита гнейсов колпаковской серии определяется как позднемеловой. Пик регионального метаморфизма наступил в раннем эоцене (~ 52 млн лет). Возраст протолита камчатской серии палеоценовый. Внедрение гранитов и активный метаморфизм в этой толще также произошли в раннем эоцене (Кирмасов и др., 2004).

В последние годы развивается аккреционная модель формирования срединного массива как деформированного пакета тектонических чешуй, сформированных в различных геодинамических обстановках и аккретированных в виде террейнов в палеоцен-эоценовое время к окраине Азии (Зоненшайн и др., 1990; Савостин и др., 1992; Рихтер, 1995; Бондаренко, 1997; Богданов, Чехович, 2002; Соловьев, 2008). Вероятность такой модели рассматривается нами в разделе «Обсуждение результатов».

К настоящему времени в районе реализован широкий комплекс региональных геолого-геофизических исследований различного масштаба, обзор и анализ которых подробно представлены в ряде публикаций (Нурмухамедов и др., 2016; Сидоров и др., 2020 и др.). Здесь же кратко отметим, что профиль п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка в субширотном направлении пересекает территорию, на которой проведены гравиметрическая, аэромагнитная съемки масштаба 1:200 000, а также аэромагнитная масштаба 1:50 000. В результате комплексной интерпретации геолого-геофизических данных получена информация о магматизме, тектонике и металлогении района. На основе полученных данных построены тектонические схемы на территорию Центральной и Южной Камчатки (Апрелков, Ольшанская, 1989; Апрелков и др. 1991), схема тектонического районирования всей территории Корякско-Камчатской складчатой области (Апрелков, Попруженко, 2009), а также тектоническая схема масштаба 1:1 000 000 (Нурмухамедов, 2013).

Геофизический профиль с запада на восток пересекает Корякско-Западно-Камчатскую складчатую зону и Восточно-Камчатскую подзону Олюторско-Восточно-Камчатской складчатой зоны (рис. 2). Между зонами расположен Камчатский срединный массив, который по строению и составу пород носит обособленный характер по отношению к окружающей геологической среде. Далее на восток профиль пересекает фрагмент протяженной (более 1300 км) Центрально-Камчатской глубинной шовной зоны (ЦКШЗ), которая в плане совпадает с западной границей Центрально-Камчатского рифта. В районе рифта, по данным МОВЗ (Нурмухамедов и др., 2016), отмечено утонение земной коры до 28–29 км на фоне 30–34 км (рис. 4). Таким образом, ЦКШЗ расположена в узкой (~ 50 км) градиентной области северо-восточного простирания, где наблюдается контрастный перепад глубин до границы Мохоровичича (Мохо, М). Узкой полосой рифта от срединного массива в плиоцене (Кузьмин, Богомолов, 2013) отделен Ганальско-Петропавловский блок (рис. 3). На западе площади выделяется линейно вытянутая субмеридианальная область валообразного поднятия границы Мохо (27–28 км на фоне 34–36 км). Это поднятие уверенно коррелируется с градиентной зоной региональной составляющей поля силы тяжести в Западной Камчатке (Апрелков, Иванова, 1989) и далее прослеживается в акватории Охотского моря (Нурмухамедов, 2013). Осевая часть утонения вынесена на тектоническую схему (рис. 2), на которой видно, что срединный массив вплотную примыкает к области подъема границы Мохо. В центральной части площади геофизический профиль пересекает

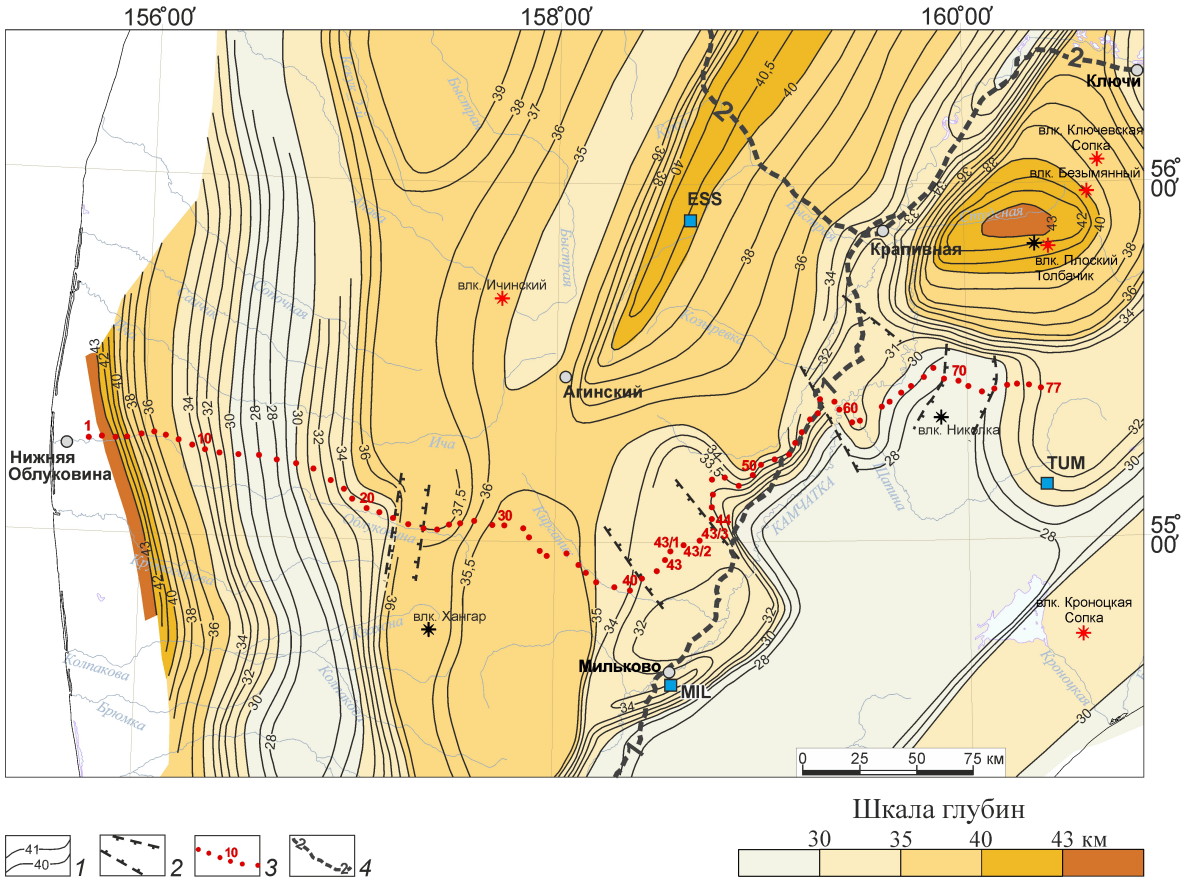


Рис. 4. Фрагмент схемы глубин до границы Мохоровичича по (Нурмухамедов и др., 2016) с дополнениями. 1 – изолинии глубин (км) до границы Мохоровичича; 2 – зоны отсутствия корреляции сейсмических границ; 3 – точки наблюдения МОВЗ и их номера вдоль профиля п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка; 4 – фрагменты региональных геофизических профилей МОВЗ-МТЗ и их названия: 1-1 (п. Апача – п. Крапивная), 2-2 (п. Усть-Хайрюзово – м. Африка)

южные фланги Кирганикской и Балхачской вулкано-тектонических структур (ВТС), от которых в северо-восточном направлении распространяется цепочка ВТС.

В заключение отметим, что вследствие субдукции океанической литосферы под нависающую континентальную сформирована зона сейсмической активности – сейсмофокальная зона (СФЗ), или зона Вадати – Заварицкого – Беньофа. Крайний восточный участок профиля п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка (точки МОВЗ (тт.) 60–77) проходит по территории, где глубина до СФЗ составляет 250–300 км (Селиверстов, 2009; Тараканов, 1987). К западу от указанной территории СФЗ не отслеживается.

Методика исследований

На рис. 2, 4, 5, 7 вынесены точки вдоль профиля п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка, в которых велись наблюдения методами МОВЗ и МТЗ. В подавляющем большинстве плановое положение точек МОВЗ и МТЗ совпадает, за исключением короткого интервала от т. 43/3 до т. 47 (рис. 5), где это совпадение отсутствует. Расстояние между точками составляет от 3 до 5 км.

Теоретические основы метода МОВЗ изложены в монографии (Померанцева, Мозженко, 1977). Задачей метода является выделение основных разделов литосферы, таких как границы Мохоровичича, кровли консолидированной коры, границы отделяющей верхний гранитно-метаморфический слой от нижнего гранулито-базитового слоя и других границ. Регистрация сейсмических событий в каждой точке наблюдений реализована в режиме «по обнаружению». Длительность одной стоянки составляла не менее 30 сут, что обеспечило регистрацию необходимого количества сейсмических событий для уверенного выделения границ обмена. В процессе работ использовался комплект аппаратуры «Черепаха» с сейсмоприемниками СК-1П и регистраторами АСС-6/12. Обработка полученных данных и их интерпретация описаны в статье (Нурмухамедов и др., 2016). Там же представлены глубинные разрезы МОВЗ вдоль всех геофизических профилей, отработанных в Камчатском регионе, включая разрез по профилю п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка. В настоящей статье разрез МОВЗ совмещен с плотностной (рис. 7) и геолого-геофизической (рис. 8) моделями вдоль указанного профиля.

Полевые наблюдения МТЗ проведены по стандартной методике (Нурмухамедов, Мороз, 2008) с использованием цифровой электроразведочной станции ЦЭС-2. Во всех пунктах зондирования осуществлялась регистрация пяти компонент (*Ex, Ey, Hx, Hy, Hz*) МТ-поля в диапазоне частот 0,001–10 Гц. Датчики ориентировались по азимутам 30° и 120°, что соответствует ТЕ- и ТМ-моде (направление поляризации электрической компоненты поля вдоль и вкрест простирания основных структур региона). Обработка первичной базы данных, анализ полярных диаграмм и кривых МТЗ изложены в статье (Нурмухамедов, 2001), в которой также представлен геолого-геофизический разрез верхней

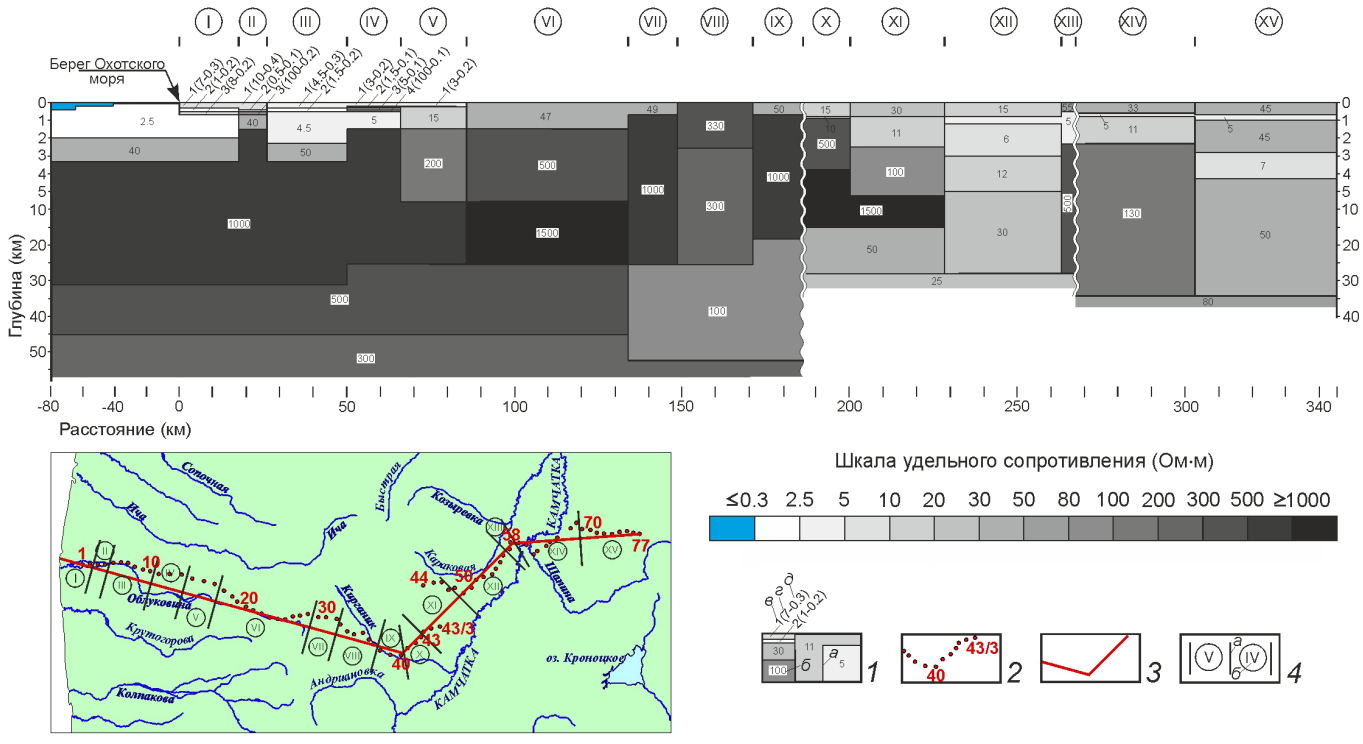


Рис. 5. Глубинная геоэлектрическая модель вдоль профиля п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка: 1 – геоэлектрические блоки, характеризующиеся различным уровнем УЭС: границы блоков (а) и их сопротивление, Ом·м, (б), обозначение верхних маломощных геоэлектрических слоев: сверху вниз – номер слоя (в), его сопротивление, Ом·м, (г) и мощность, км, (д); 2 – точки наблюдений МТЗ и их номера; 3 – спрямленные линии, вдоль которых реализовано двумерное моделирование; 4 – границы зон (а), выделенные в процессе моделирования, и их номера (б)

части земной коры с анализом распределения электропроводности в осадочных бассейнах Центральной и Западной Камчатки и определением глубин до кровли верхнемелового комплекса пород.

Численное 2D-моделирование реализовано с учетом условий двумерной геоэлектрической среды, когда параметры (геометрия и удельное сопротивление) ее отдельных элементов меняются вдоль вертикальной и одной из горизонтальных осей, вдоль второй горизонтальной оси размеры элементов в обоих направлениях бесконечны, а удельное сопротивление постоянно. 2D-моделирование осуществлялось с применением программы 2DMOD (Wannamaker et al., 1987). Программа прошла тестовую проверку в международном проекте COMMEMI и в своем классе считается одной из лучших для решения задач двумерного моделирования (Жданов и др., 1990).

В процессе моделирования использовались кривые ТЕ-моды, поскольку они в меньшей степени подвержены индукционному влиянию, формируемому в акватории Охотского моря (Мороз, Мороз, 2011). Моделирование осуществлялось вдоль трех спрямленных участков (рис. 5), на которых выделено 15 зон, характеризующихся конформными, но отличающимися по уровню сопротивления кривыми МТЗ. С целью подавления гальванических эффектов были рассчитаны среднестатистические кривые для каждой зоны. Для формирования стартовой модели использовалась разработанная нормальная глубинная модель с включением акватории Охотского моря (Нурмухамедов, 2010). В процессе моделирования была достигнута удовлетворительная сходимость между экспериментальными и модельными кривыми МТЗ (рис. 6).

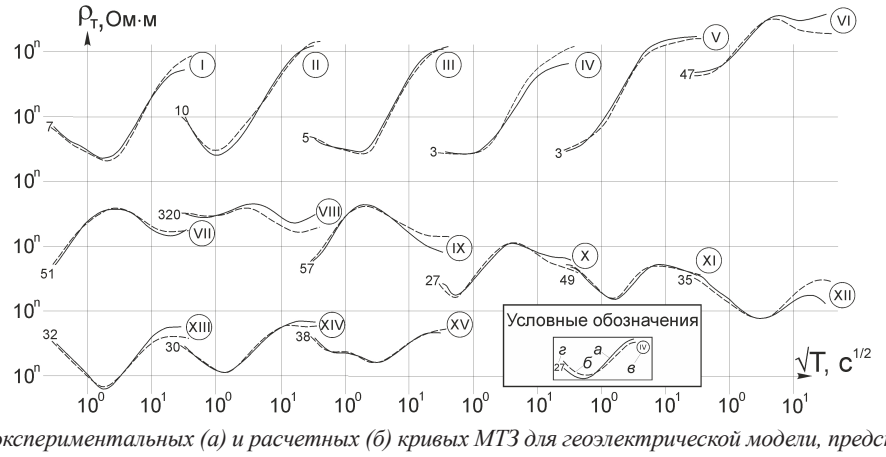


Рис. 6. Сопоставление экспериментальных (а) и расчетных (б) кривых МТЗ для геоэлектрической модели, представленной на рис. 5 (в – номер зоны, г – значение сопротивления, Ом·м, в начальной части экспериментальной кривой)

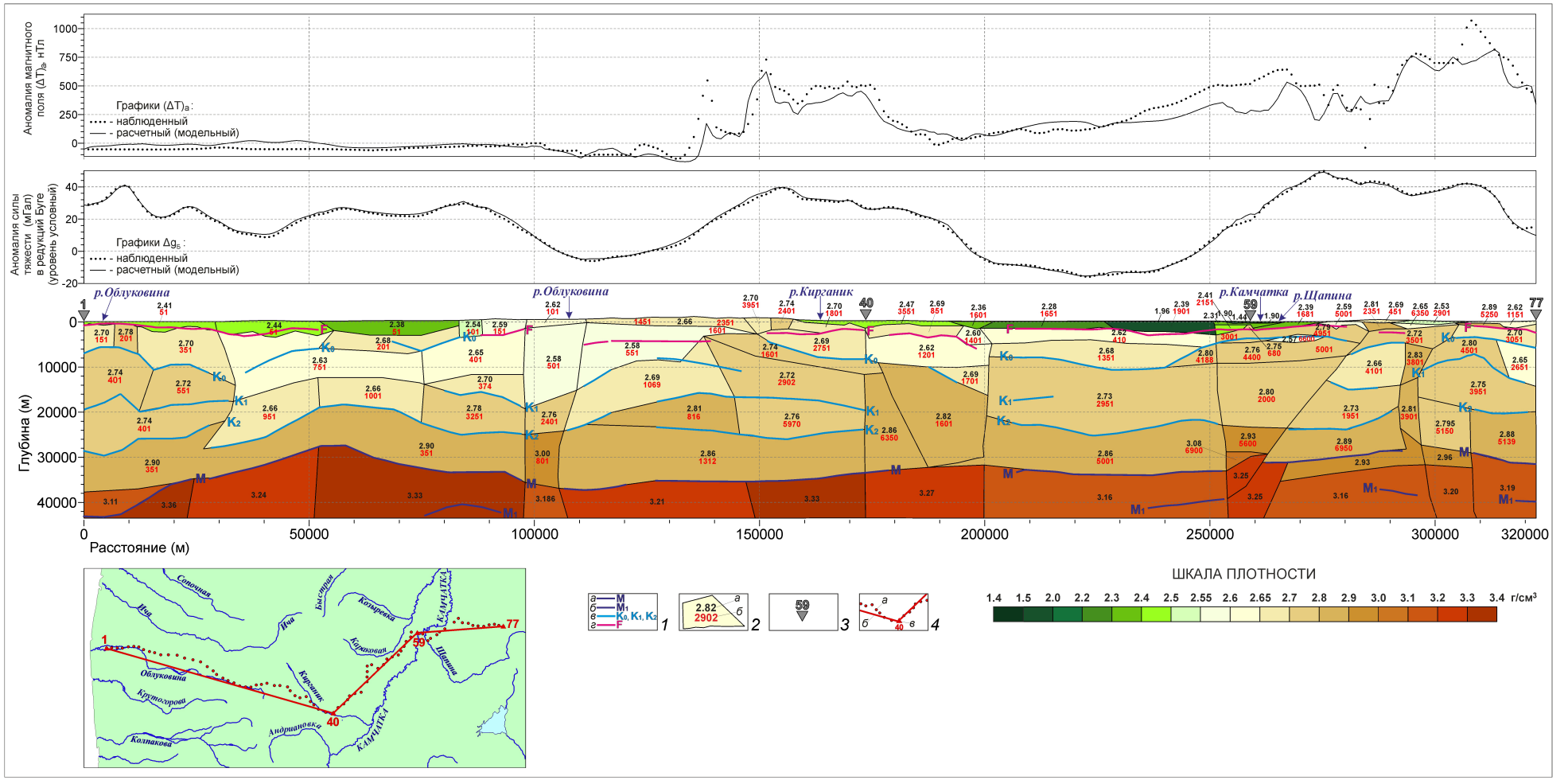


Рис. 7. Глубинная плотностная модель вдоль профиля п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка: 1 – сейсмические границы по данным МОВЗ (а – граница Мохоровичича; б – граница в верхней мантии; в, г – другие сейсмические границы, выделенные в земной коре); 2 – границы блоков и средние для них значения плотности (г/см³) (а) и магнитной восприимчивости (10^{-6} СГС) (б); 3 – точки МОВЗ и их номера; 4 – на схеме: точки МОВЗ, расположенные вдоль профиля (а); спрямленные линии, вдоль которых реализовано плотностное моделирование (б); точки МОВЗ, в которых осуществлен поворот линии моделирования (в)

Но в некоторых зонах, особенно в зонах IV, VI, IX, XII, не удалось добиться необходимой сходимости на периодах более 300–400 с. Очевидно, в условиях реальной трехмерной геоэлектрической среды возможности 2D-моделирования, особенно на больших периодах, ограничены.

Для изучения распределения плотности пород в земной коре и верхней мантии выполнено двумерное плотностное моделирование (рис. 7) с использованием материалов гравиметрической съемки масштаба 1:200 000. Начальным каркасом модели послужили границы и разломы, выделенные МОВЗ (Нурмухамедов и др., 2016). Исходные значения плотности верхних слоев разреза определены по образцам горных пород, обнаженных на дневной поверхности. Для глубинных слоев значения плотности взяты из опубликованных источников. Так, для верхнемеловых отложений принята плотность 2,67 г/см^3, для гранито-метаморфического («гранитного») слоя – 2,64–2,8 г/см^3, для гранулито-базитового («базальтового») слоя – 2,80–3,07 г/см^3, для верхней мантии – 3,30 г/см^3. Указанные плотности взяты в качестве первичных данных для итерационного подбора модели. Расчеты проведены с помощью пакета программ Geosoft Inc. (Geosoft Software. Oasis montaj. http://www.geosoft.com/ru). Методика плотностного моделирования опубликована в (Сидоров, Нурмухамедов, 2022).

Кроме плотностного выполнено двумерное магнитное моделирование с использованием того же пакета программ. Результаты отражены на плотностной модели (рис. 7). В качестве исходных данных использованы материалы аэромагнитной съемки масштаба 1:200 000. Моделирование проведено при неизменной геометрии выделенных элементов в плотностном разрезе. В результате определена вероятная магнитная восприимчивость блоков, характеризующихся различной плотностью. Во всем разрезе суммарный вектор намагниченности направлен в нижнее полупространство. Аномальный эффект обеспечивается главным образом за счет индуктивной намагниченности, созданной современным полем. При расчете магнитной модели за поверхность Кюри принята подошва коры.

В результате комплексной интерпретации полученных данных построена глубинная геолого-геофизическая модель вдоль профиля п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка (рис. 8). Как и при плотностном моделировании, каркасом модели послужили выделенные по данным МОВЗ границы слоев литосферы, коровые и коромантийные разрывные нарушения. В некоторых местах разреза сейсмические границы прерывисты, что особенно отмечено в западной половине модели (тт. 8–25). В таких местах картину глубинного строения литосферы дополняют результаты плотностного моделирования, где непрослеженные границы по МОВЗ продолжены в виде плотностных границ между слоями и блоками. Анализ показывает, что результаты моделирования не противоречат сложившимся представлениям о плотностных характеристиках слоев и отдельных блоков литосферы.

В геолого-геофизической модели выделены: граница Мохоровичича (М), отделяющая земную кору от верхней мантии; граница $К_2$, отделяющая верхнюю кору от нижней; кровля консолидированной коры ($К_0$) – кристаллического фундамента; кровля верхнемелового комплекса пород (F). Кроме того, выделены другие границы в земной коре ($К_1$) и верхней мантии ($М_1$). Между границами заключены слои, соответствующие (сверху вниз) кайнозойскому вулканогенно-осадочному чехлу, мезозойскому комплексу пород, гранито-метаморфическому («гранитному») и гранулито-базитовому («базальтовому») слоям. В самой нижней части модели выделен верхнемантийный слой. Всю толщу пород пронизывают коровые и коромантийные разломы, делящие кору и верхнюю мантию на отдельные блоки. В модели обозначены границы основных геологических структур, пересекаемых профилем, вынесена проекция близко расположенного к профилю потухшего вулкана Николка. Подробные пояснения к модели представлены в подрисуночных подписях к рис. 8.

Анализ геолого-геофизической модели

Как отмечено во введении, архитектура земной коры и верхней мантии на значительной части Корякско-Камчатской складчатой области определяется субдукцией океанической литосферы под нависающую континентальную и коллизией островодужных блоков. Профиль п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка пересекает центральную часть полуострова, где процессы взаимодействия литосферных плит, по нашему мнению, хорошо выражены.

В соответствии с геолого-геофизической моделью (рис. 8) мощность земной коры в ее восточной и центральной частях относительно стабильна и варьирует в незначительных пределах – соответственно от 30–33 до 30–36 км. Но на западе модели (пикеты 40–70 км) отмечается валообразный подъем границы Мохо. Амплитуда ее локального поднятия составляет 5–7 км. Это единственное место на профиле, где мощность коры минимальна и составляет 27–28 км.

Далее на западе наблюдается довольно контрастное погружение границы М с максимальной глубиной 43 км в районе пикетов (ПК) 0–10 км. Вероятно, таким образом находит свое отражение краевая восточная часть Охотской неоплатформы (Апрелков и др., 1991) (Охотской эпимезозойской платформы по Л.М. Смирнову (1971)). Более сложной структурой характеризуется верхняя кора. В интервале пикетов 160–330 км мощность гранито-метаморфического слоя выдержана, но ее увеличение до 20 км и более наблюдается в западной половине модели (ПК 75–150 км). В верхних горизонтах слоя, согласно плотностному и магнитному моделированию (рис. 7), отмечены масштабная гранитизация и метаморфическая проработка горных пород, что хорошо согласуется с результатами геологической съемки, отраженными на Геологической карте (2006). Увеличение толщины верхнего слоя от 10 до 24 км наблюдается и в крайнем западном фрагменте модели (ПК 0–30 км). Следует отметить, что именно в этой части разреза наблюдается сложная конфигурация разделов $К_0$ и $К_2$, ограничивающих сверху и снизу верхний слой, и раздела $К_1$ внутри этого слоя. Мощность нижней коры (гранулито-базитового слоя) заметно меньше верхней и варьирует в пределах 8–10 км, достигая в отдельных участках 12–15 км.

На основе методики, предложенной И.П. Косминской (1967), выполнена типизация земной коры.

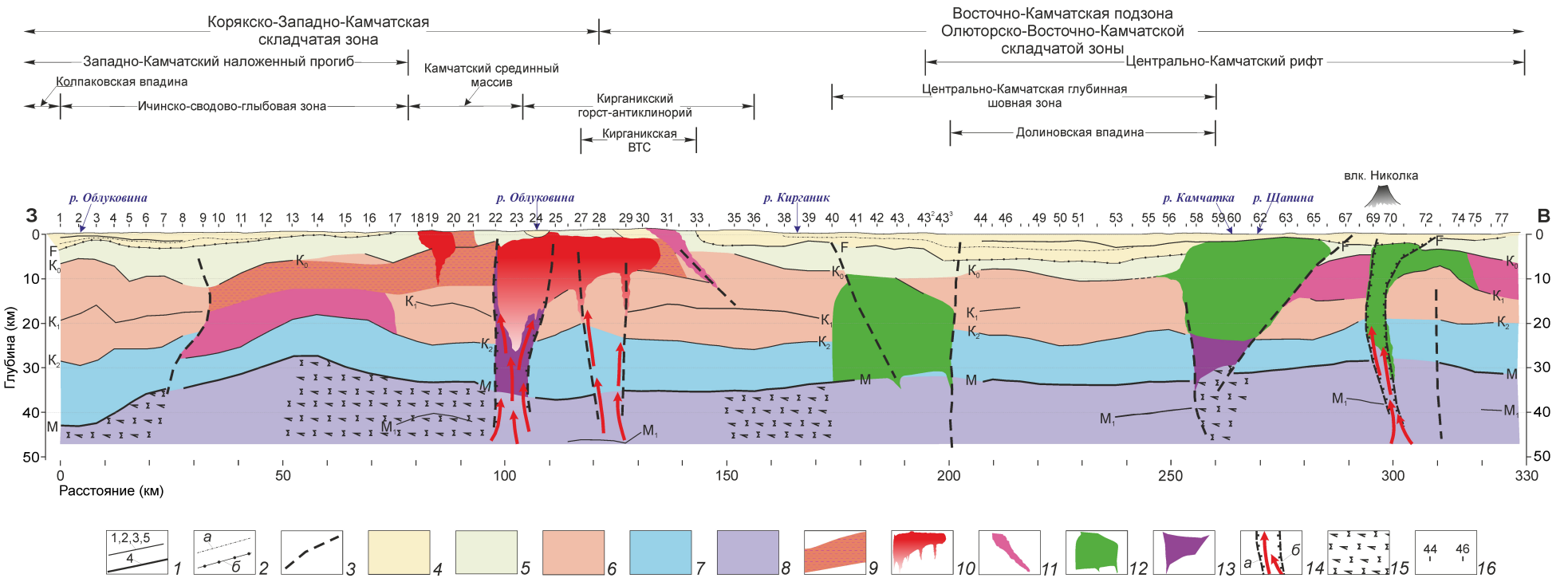


Рис. 8. Глубинная геолого-геофизическая модель вдоль профиля пос. Ниж. Облуковина – г. Андриановка (названия геологических структур и их границы приведены в соответствии с тектонической схемой (рис. 2)): 1 – границы, выделенные по данным МОВЗ и отождествляемые (сверху вниз): 1 – с кровлей верхнемелового комплекса пород (F), 2 - с кровлей консолидированной коры (K_0) – кристаллическим фундаментом, 3 – с границей между верхней и нижней корами (K_2), 4 - с границей Мохоровичича (M), 5 – с прочими границами (K_1, M_1) в земной коре и верхней мантии; 2 – кровля палеогеновых отложений (а) и кровля верхнемелового комплекса пород (б), выделенных по данным МТЗ; 3 – разрывные нарушения, по данным МОВЗ; 4 – кайнозойский вулканогенно-осадочный комплекс пород; 5 – мезозойский комплекс пород; 6 – гранито-метаморфический («гранитный») слой верхней коры; 7 – гранулито-базитовый («базальтовый») слой нижней коры; 8 – верхняя мантия; 9 – метаморфический комплекс пород (гнейсы) преимущественно салического состава; 10–13 – интрузивные массивы и интрузии гранитоидного (10), гранодиоритового (11), диоритового (12) и базит-ультрабазитового (13) составов; 14 – границы предполагаемых магмаводов (а), направление движения магматических расплавов и тепловых потоков (б); 15 – участки повышенной плотности в верхней мантии (3,26–3,36 г/см^3 на фоне 3,11–3,21 г/см^3), возникшие в результате эклогитизации перидотитов; 16 – точки наблюдений МОВЗ и их номера

Метод предусматривает анализ соотношения мощностей верхней и нижней коры на фоне ее общей мощности. Как видно из модели (рис. 8), практически на всем ее протяжении мощность верхней коры превышает мощность нижней, что дает основание отнести ее к коре континентального типа. В западной части модели (ПК 0–10 км), как и в остальном разрезе, верхняя кора по мощности превосходит нижнюю, но ее общая мощность увеличивается до 43 км. В этом месте профиль пересекает восточный фрагмент Охотской неоплатформы.

В интервале ПК 10–20 км выделено разрывное нарушение (разлом) сложной конфигурации. Вдоль разлома в нижней коре отмечена высокоамплитудная сдвиговая дислокация, что, вероятно, отражает сложную динамику взаимодействия литосферных блоков. В модели выделены и другие коровые и коромантийные разломы, образующие границы литосферных блоков.

Вызывает интерес наклонный разлом, который, в соответствии с моделью, имеет распространение только в верхней коре (ПК 135–150 км). В плане это разрывное нарушение совпадает со Срединно-Камчатским разломом северо-восточного простирания, выделенным по результатам геологической съемки (рис. 2). К разлому приурочена интрузия среднекислого состава, в надинтрузивной зоне которой расположено Оганчинское золото-серебряное рудопроявление. В этом районе профиль пересекает южные фланги Кирганикской и Балхачской ВТС. В геоэлектрическом разрезе (рис. 5) на глубине более 20–25 км выделен низкоомный объект с удельным электрическим сопротивлением (УЭС) 100 Ом·м на фоне 300–1000 Ом·м. Выше по разрезу расположена область, в центре которой находится участок с сопротивлением 300 Ом·м, ограниченный с обеих сторон высокоомными блоками (1000 Ом·м). Этот комплекс геоэлектрических неоднородностей напоминает коромантийную зону (100 Ом·м) питания вулканов. Продвижение магматических расплавов в верхние горизонты, вероятно, осуществлялось по ослабленной субвертикальной зоне (300 Ом·м). Обрамление магмавода подвергнуто высокотемпературному метаморфизму, поэтому сопротивление среды вокруг ослабленной зоны достигает 1000 Ом·м. Но в соответствии с геолого-геофизической моделью (рис. 8) горизонтальная слоистость среды в этом месте не нарушена и не зафиксировано ее разуплотнение, что бывает характерно при наличии коромантийных зон плавления или частичного плавления (Nurmukhamedov, Sidorov, 2019; Нурмухамедов и др., 2020). Объяснить отсутствие согласованности между геофизическими данными можно тем, что профиль не пересекает ВТС, а проходит южнее этих структур. Область формирования волны (Рокитянский, 1975) с увеличением периода вариаций МТ-поля охватывает всё большее пространство литосферы, в том числе и предполагаемый коромантийный проводник, расположенный к северу от профиля. Это нашло свое отражение в геоэлектрическом разрезе в виде коромантийного участка со значительным понижением УЭС до 100 Ом·м. Остальные методы (МОВЗ и плотностное моделирование) показывают ненарушенную горизонтально-слоистую среду в том месте, где проходит профиль.

В районе срединного массива и его флангов отмечается большое количество разрывных нарушений различного направления, среди которых выделяются своей протяженностью разломы северо-восточного и северо-западного простирания. Так, в диапазоне точек МОВЗ 13–30 профиль проходит вдоль Ичинско-Облуковинского разлома (рис. 2) северо-западного простирания, где его пересекают или стыкуются с ним разрывные нарушения различных направлений. В этом месте в геолого-геофизическом разрезе (ПК 95–130 км) выделяется система сквозькоровых разломов, образующих зону повышенной проницаемости и достигающих верхней мантии. Проницаемая зона является путеводом для глубинных магм и флюидов. В плотностной модели на отмеченном интервале профиля (рис. 7) плотность блоков заметно отличается от плотности смежной вмещающей среды и изменяется от 2,58 г/см^3 на уровне верхней коры до 3,2 г/см^3 в верхней мантии. Под влиянием тепловых потоков и поступающей магмы в верхних слоях коры сформирован сложный интрузивный массив гранитоидного состава (рис. 8), отдельные фрагменты которого эродированы и обнажены на дневной поверхности (рис. 2).

Всей восточной половиной профиль п. Ниж. Облуковина – г. Андриановка входит в зону Центрально-Камчатского рифта (рис. 2). В этом месте практически на всю глубину разреза отмечается низкий и очень низкий уровень УЭС – 6–50 Ом·м (рис. 5). Для восточной половины профиля характерны блоки с интрузиями преимущественно среднего, основного и ультраосновного составов (рис. 8). Этим разрез восточной половины модели кардинально отличается от западной, где расположены интрузии преимущественно кислого и среднекислого состава, а сопротивление отдельных блоков и слоев достигает 500–1500 Ом·м. В восточной части модели (ПК 300 км) выделяется субвертикальная структура, пронизывающая всю земную кору и погружающаяся в верхнюю мантию. Эту структуру можно отождествить с бывшей питающей системой потухшего вулкана Николка.

В нижней части модели плотность ее отдельных фрагментов варьирует в пределах 3,11–3,27 г/см^3 (рис. 7). Такие значения характерны для пород верхней мантии – для перидотитов. По А.Э. Рингвуду (1972), более высокие значения плотности (3,4–3,65 г/см^3) свойственны эклогитам, образующимся в результате взаимодействия континентальной и океанической литосфер в процессе субдукции последней. В западной половине модели присутствуют участки, где плотность отдельных блоков достигает 3,33 г/см^3 и даже 3,36 г/см^3 (ПК 5–20 км). Предполагается, что выделенные участки относятся к зонам эклогитизации перидотитов, сформированным в области палеосубдукции океанической литосферы под континентальную.

Обсуждение результатов

Особый интерес вызывает западная часть геолого-геофизической модели (рис. 8), где отмечается сложное строение земной коры в сочетании с локальным подъемом границы Мохо. Аналогичные подъемы наблюдаются и в других частях Корякско-Камчатской складчатой области (Нурмухамедов и др., 2016; Nurmukhamedov, Sidorov, 2019; Нурмухамедов, Сидоров, 2022), но в анализируемом участке такой подъем сопровождается контрастным утонением коры, которое, как отмечено выше, находит отражение в морфологии гравитационного поля. Вышележащие

слои повторяют форму перегиба раздела М, где в самой верхней части консолидированной коры (ПК 30–100 км) выделяется слой низкой плотности (2,63–2,65 г/см^3), представленный метаморфическими породами (гнейсами) преимущественно салического состава. Мощность слоя составляет 6–9 км. В самой верхней части разреза (ПК 0–85 км) находится слой кайнозойских вулканогенно-осадочных отложений, ниже которого расположен мезозойский комплекс пород. Максимальная мощность мезокайнозойской толщи (12 км) совпадает с зоной глубинного разлома сложной конфигурации (ПК 30 км).

Комплексный анализ отдельных элементов геолого-геофизической модели указывает на то, что в ее западной части зафиксирован фрагмент палеосубдукции (слэба), который, в свою очередь, является частью единой конвергентной границы, существовавшей в альб-кампанское время (Соловьев, 2005) на северо-востоке Евразии. Далее мы предлагаем свою версию формирования зоны палеосубдукции и примыкающих к ней геологических объектов, основываясь на результатах глубинных геолого-геофизических исследований. За основу определения возраста метаморфического комплекса пород принимаются новые данные U/Pb (SHRIMP) датирования цирконов (Соловьев, 2008).

На рис. 9 (вне масштаба) представлена схема взаимодействия литосферных плит и их отдельных блоков. Специфический валообразный изгиб границы Мохо и вышележащих слоев коры (рис. 8) образован перед погружением океанической литосферы под краевую часть континентальной. Флексурообразный изгиб образуется за счет давления на зону субдукции океанической плиты (Авдейко, Бергаль-Кувикас, 2015). Как следствие, образуются сводообразные поднятия на дне океана, что, по мнению Г.П. Авдейко и А.А. Палуевой (2006), характерно для большинства зон субдукции. Примером может служить вал Зенкевича, расположенный с внешней океанической стороны Курило-Камчатского глубоководного желоба.

В результате субдукционного взаимодействия литосферных плит в верхней мантии сформирован участок эклогитизации перидотитов (ПК 0–20 км). Блокирование субдукции и ее дальнейший перескок на восток произошли вследствие накопления критической массы в зоне аккреции. Но, вероятно, завершающий этап этой блокировки связан с вхождением (аллохтоном) в аккреционный комплекс островодужного блока (террейна), который в геолого-геофизической модели (рис. 8) и на схеме (рис. 9) представлен в виде пластины мощностью от 6 до 9 км. По мнению В.М. Лучицкой (2013), быстрое надвигание окраинно-морских и островодужных пластин на гетерогенные образования континентальной окраины началось 55 млн лет назад – в раннем эоцене. А.Б. Кирмасов с соавторами (2004) также отмечают, что в диапазоне времени 55–50 млн лет происходило вхождение в зону аккреции пакета тектонических пластин, состоящих из различной степени метаморфизованных пород. Однако в плотностном разрезе (рис. 7) нами наблюдается однородный блок в форме пластины с плотностью 2,63–2,65 г/см^3.

Мы полагаем, что максимальная амплитуда валообразного изгиба сформировалась в результате нарастания давления океанической литосферы на зону субдукции в период ее окончательного блокирования аллохтонной пластиной. В это же время, в нижнем эоцене, в сводовой части изгиба формируется зона растяжения – рифтогенная зона, по которой, вероятно, из верхней мантии происходит внедрение магмы и высокотемпературных флюидов в верхнюю кору. В результате дифференциации магмы и анатексиса гетерогенных образований сформировался слой с плотностью 2,66 г/см^3 и магнитной восприимчивостью $951 \cdot 10^{-6}$ – $1001 \cdot 10^{-6}$ СГС (рис. 7, ПК 2500–7500 м). Такие параметры свойственны породам гранодиоритового состава (Физические свойства горных пород…, 1984). В геолого-геофизической модели (рис. 8, ПК 25–75 км) этот слой расположен в нижней части «гранитного» слоя и сверху перекрыт аллохтонной пластиной.

Блокирование субдукции привело к ее перескоку на новое место с амплитудой смещения порядка 60 км (рис. 9). Такой же валообразный подъем границы Мохо, как это отмечено в соседнем слэбе, здесь не зафиксирован, но наблюдается характерный изгиб вышележащих слоев коры (ПК 100–150 км), а в верхней мантии отмечен участок эклогитизации перидотитов (ПК 50–100 км), возникший на новом месте как результат взаимодействия литосферных плит в зоне субдукции. Как нам представляется, перескок субдукции на небольшое расстояние и за относительно незначительный промежуток времени ($\leq$ 2 млн лет) можно расценивать как процесс постепенного наращивания континентальной коры. Возможно, такое смещение конвергентной границы сформировано только в зоне аллохтонного террейна, тогда как остальная ее часть продолжала еще длительное время существовать в прежнем режиме – без смещения на восток.

На участке максимального перегиба последующего слэба сформирована область растяжения (ПК 95–135 км) – рифтогенная зона, по которой происходило поступление мантийного материала, в том числе высокотемпературного флюида. В последние годы появились работы (Davies, von Blanckenburg, 1995; Нурмухамедов, Сидоров, 2022 и др.), где показано развитие магматизма и высоких температур в зоне «оторванного слэба». Под влиянием высоких температур и дифференциации магмы 52 млн лет назад (Лучицкая, 2013; Соловьев, 2008) проходили процессы метаморфизма, очагового выплавления и внедрения гранитов в верхние слои коры. В результате в восточной части аллохтона и его флангах образовался значительных масштабов гранитоидный массив (рис. 8, 9) с плотностью пород 2,58 г/см^3, что значительно ниже плотности окружающей среды (рис. 7). Дефицит плотности привел к нарушению изостатического равновесия, вследствие чего началось «всплытие» этой части террейна, его флангов и формирование структурного поднятия. Вероятно, скорость подъема нарастала по мере насыщения этой части структуры интрузиями. Возможно, наиболее интенсивный подъем сопряжен по времени с воздыманием Срединного хребта в конце олигоцена, скорость которого оценена в интервале от 0,18 до 0,67 км/млн лет (Соловьев, 2005). Но если судить по эрозионному срезу образовавшегося выступа, то скорость его подъема намного превосходила средние значения по всему хребту. По-видимому, этот фактор (большая скорость подъема) привел к формированию системы дизъюнктивных дислокаций – разломов, обрамляющих выступ. Многочисленные выходы интрузий кислого-среднекислого состава (рис. 2) указывают

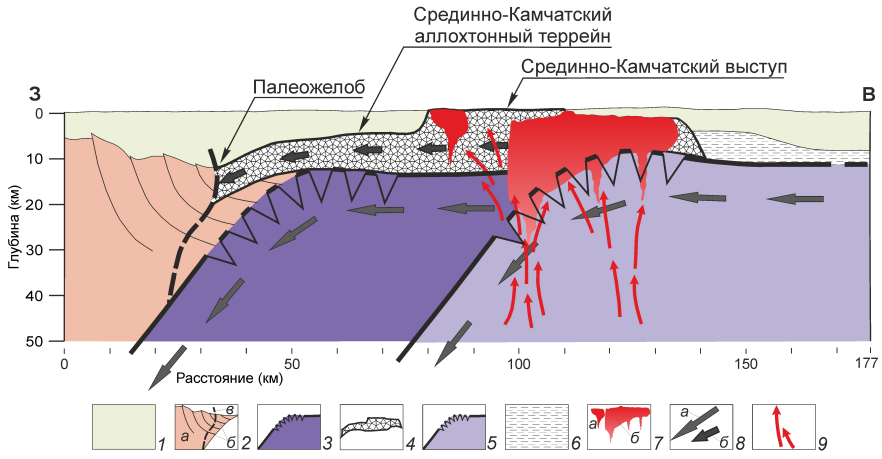


Рис. 9. Схема взаимодействия литосферных плит: 1 – мезокайнозойский вулканогенно-осадочный комплекс пород; 2 – краевая часть материковой литосферы (а) и зона аккреции (б) в ней, коромантийный разлом (в); 3 – фрагмент наиболее древней (поздний мезозой – кайнозой) субдукции с зоной растяжения на участке максимального перегиба слэба; 4 – островодужная пластина (Срединно-Камчатский аллохтонный террейн); 5 – фрагмент последующей субдукции с зоной растяжения; 6 – слой метаморфических комплексов преимущественно гранитоидного состава (гранитогнейсы и др.); 7 – интрузия (а) и интрузивный массив (б) преимущественно гранитоидного состава; 8 – направление движения палеосубдукций океанической литосферы (а) и островодужного блока (б) в процессе его причленения к краевой части материковой литосферы; 9 – направление движения магматических расплавов и тепловых потоков

на то, что интрузивный массив имеет распространение к северу и к югу от геофизического профиля. В ареале массива расположены золото-серебряные месторождения и рудопроявления эпитермального типа. Поступление магматических расплавов и высокотемпературных флюидов, обогащенных растворами благородных металлов, происходило по разломам, образованным в зоне растяжения слэба – рифтогенной зоне (рис. 8, 9).

К вышеизложенному следует добавить, что в позднемеловое – палеогеновое время окраинно-океаническим рифтогенезом была охвачена вся Азиатско-Тихоокеанская транзиталь (АТТ) – зона сочленения континентального и океанического мегаблоков (Марковский, 2004). По мнению Б.А. Марковского, Камчатско-Олюторская рифтогенная система является типоморфной по отношению к рифтогенной системе АТТ. Зарождение рифта в районе Центрально-Камчатского выступа метаморфического фундамента произошло в начале позднего мела. Отмечено, что среди пород вулканического комплекса пикриты маркируют осевую зону рифтогенной системы и являются типичными представителями палеогенового этапа развития рифта. На тектонической схеме (рис. 2) отмечены интрузии различного состава, в том числе пикрит-базальтового вулканического комплекса. Интрузии этого комплекса примыкают к Западно-Камчатскому разлому, который, в свою очередь, расположен вблизи рифтогенной зоны, сформированной в районе 2-го слэба (рис. 9). Как отмечено выше, развитие в этом месте магматизма и очагового выплавления происходило 52 млн лет назад. Вероятно, начало формирования зоны растяжения произошло несколько раньше – 53–54 млн лет назад. Таким образом, согласно полученным данным вся рифтогенная система в рассматриваемом районе образована в нижнем эоцене.

Подводя предварительный итог анализу геолого-геофизической модели, необходимо отметить, что наиболее употребляемое название исследуемого объекта – «срединный массив» – не в полной мере отвечает его происхождению и структурному положению. Такое определение больше подходит к наиболее устойчивым структурным элементам (например, глыбам) геосинклинальных областей континентальной коры (Хаин, 1991). Мы считаем, что значительную по масштабам аллохтонную пластину в соответствии с полученной моделью необходимо называть Срединно-Камчатским аллохтонным террейном, или сокращенно Срединно-Камчатским террейном, а его восточную часть, где предположительно в олигоцене образовался выступ, – Срединно-Камчатским выступом. Последнее ближе подходит к названиям, раннее предложенным С.Е. Апрелковым с О.Н. Ольшанской (1989; 1991), Б.А. Марковским (2004), В.К. Кузьминым с Е.С. Богомоловым (2013). Предлагаемые названия структур вынесены в итоговый рисунок-схему (рис. 9).

В соответствии с моделью ширина террейна составляет 110 км (рис. 8, 9). Если считать, что ширина структуры выдержана на всём протяжении, то при ее длине 200 км (см. раздел «Обзор…») общая площадь террейна составляет не менее 22000 км^2. Площадь же образовавшегося в его восточной части выступа составляет около 10000 км^2, т.е. бóльшая половина аллохтонного террейна погребена под мезокайнозойской толщей пород.

Шанучское месторождение медно-никелевых руд расположено в северной части Камчатского срединного массива (рис. 2) или, если придерживаться терминологии предложенной выше, в северной части Срединно-Камчатского выступа (выступа). Геолого-геофизический разрез (рис. 8) дает основание говорить о скрытом (о погребённом) распространении аллохтонной пластины за пределы закартированных выходов метаморфид. Сульфидные медно-никелевые руды генетически связаны с интрузиями формации рогообманковых базитов и в основном сосредоточены на севере и юге Срединно-Камчатского выступа (Сидоров, Степанов, 2006; Трухин и др., 2007). Результаты плотностного 3D-моделирования (Сидоров и др., 2016), проведенного для северной части выступа, показали наличие нескольких блоков, содержащих скрытые интрузии основного состава. Выделенные интрузии мы относим к рудогенерирующей магматической системе, подобной системе месторождения

медно-никелевых руд Шануч. Интрузивный массив гранитоидного состава выходит за пределы выступа и, судя по выходам интрузий среднего и кислого состава (рис. 2), имеет продолжение в Центрально-Камчатском вулканическом поясе. Интрузии же основного состава никеленосного комплекса обнаружены исключительно в границах метаморфид.

В статье (Апрелков, Попруженко, 2009) представлена схема тектонического районирования Корякско-Камчатской складчатой области, выполненная по геолого-геофизическим данным. В соответствии с публикацией, срединный массив примыкает к восточной границе Пенжинско-Западно-Камчатской структурно-формационной зоны (рис. 3). Авторы указанной работы на основе веских аргументов высказывают предположение, что Крутогоровско-Петропавловская (Начикинская) зона является продолжением Пенжинско-Западно-Камчатской структурно-формационной зоны (ПЗКЗ). В частности, отмечается, что единство структур хорошо отслеживается по морфологии гравитационного поля, фиксируется четкое совпадение структурных линий, дешифрируемых на космических снимках, и осей гравиметрических максимумов, разворачивающихся с северо-восточного направления на меридиональное, а затем на юго-восточное южнее хребта Морошечный (район западного побережья Камчатки). Кроме того, приводится ряд геологических факторов, указывающих на единство рассматриваемых структур. Разворот ПЗКЗ в юго-восточном направлении отделяет Южно-Камчатскую складчатую зону от Восточно-Камчатской и прерывает цепь действующих вулканов Юго-Восточной Камчатки, отделяя их от Авачинской группы вулканов. К этому следует добавить, что упомянутый выше линейно вытянутый валообразный подъем границы Мохо расположен в зоне ПЗКЗ (рис. 2, 3).

На севере Корякско-Камчатской складчатой области с восточной границей ПЗКЗ совмещен Куюльский террейн, характеризующийся типичным набором пород офиолитовой формации. По мнению авторов монографии (Ханчук и др., 1990), «надвигание Куюльских офиолитов на позднеюрско-раннемеловые терригенные толщи… происходило в раннем мелу, главным образом в готерив-барремское время. Покровообразование продолжалось в позднемеловое и третичное время». Как видно, Куюльский террейн на севере и Срединно-Камчатский на юге отличаются по составу пород друг от друга. Так, к северу от Хангарского гранито-гнейсового купола (южнее геофизического профиля в районе точек МОВЗ 23–29) и к юго-востоку от него закартированы выходы пород ультраосновного состава (Государственная геологическая карта…, 2006). Два отмеченных выхода и по возрасту, и по составу близки Куюльскому массиву. Верхняя граница возраста пород, определенная по методике трекового датирования, довольно близка ко времени формирования гранитоидов (к раннему эоцену). Таким образом, вхождение террейнов в аккреционную зону Палеокамчатки происходило если не в одно геологическое время, то, во всяком случае, в довольно узком временном диапазоне. Несмотря на значительную удаленность ксеноблоков, их объединяет то, что перекрытие аккреционных комплексов происходило в виде аллохтонных пластин, завершающих процесс блокирования древнейшей зоны субдукции на территории Корякско-Камчатской складчатой области. Поэтому можно предположить, что Пенжинско-Западно-Камчатская структурно-формационная зона унаследована от древнейшей на территории Камчатки зоны аккреции (рис. 3, 9).

Заключение

1. Впервые на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных создана модель строения земной коры и верхней мантии вдоль профиля пос. Ниж. Облуковина – г. Андриановка, пересекающего в субширотном направлении Центральную Камчатку, включая северный фрагмент Срединно-Камчатского террейна и его восточную часть – Срединно-Камчатский выступ. В модели представлены основные разделы литосферы, такие как граница Мохоровичича, граница $К_2$, отделяющая верхнюю гранито-метаморфическую кору от нижней гранулито-базитовой, граница $К_0$, являющаяся кровлей консолидированной коры, и другие границы. Выделены ранее неизвестные элементы строения земной коры. Кора соответствует континентальному типу, при этом наблюдается увеличение ее мощности в направлении с востока на запад.

2. В западной части модели выделен фрагмент палеосубдукции (слэба), который является частью единой конвергентной границы, существовавшей в альб-кампанское время на северо-востоке Евразии. Характерный валообразный изгиб границы Мохо и вышележащих слоев коры образован перед погружением (субдукцией) океанической литосферы под краевую часть континентальной. Завершающий этап блокирования субдукции и ее смещение на восток на расстояние ~ 60 км произошли менее 55 млн назад – в раннем эоцене и связан с вхождением в аккреционный комплекс террейна в виде островодужной пластины мощностью от 6 до 9 км. Таким образом, срединный метаморфический террейн представляет собой бескорневой аллохтон. По некоторым оценкам площадь пластины, в том числе и ее погребённой части, составляет не менее 22000 км^2.

3. На участке максимального перегиба последующего слэба сформирована зона растяжения – рифтогенная зона, по которой происходил подъем магматического мантийного материала и высокотемпературного флюида. Возраст формирования зоны – ранний эоцен. Примерно 52 млн лет назад происходили процессы метаморфизма, очагового выплавления и внедрения гранитов в верхние слои коры. Вследствие чего в восточной части пластины и ее флангах образовался гранитоидный массив с плотностью пород 2,58 г/см^3, что значительно ниже показателей плотности окружающей среды. Дефицит плотности привел к «всплытию» этой части островодужной пластины и образованию Срединно-Камчатского выступа. Воздымание структуры происходило постепенно, по мере ее насыщения интрузиями гранитоидного состава, но наиболее интенсивный подъем произошел в конце олигоцена.

4. Рифтогенные зоны, генетически связанные с наиболее древним и относительно молодым слэбами, последовательно образованы в раннеэоценовое время.

5. Отмеченные на большой площади многочисленные выходы интрузий кислого и среднекислого состава указывают на то, что интрузивный массив имеет значительное

распространение по латерали. Поступление магматических расплавов и высокотемпературных флюидов, обогащенных растворами благородных металлов, происходило по разрывным нарушениям-магмаводам, образованным в рифтогенной зоне. Интрузии основного состава, перспективные на вскрытие сульфидных медно-никелевых руд, обнаружены в краевых частях Срединно-Камчатского выступа.

6. Пенжинско-Западно-Камчатская структурно-формационная зона унаследована от древнейшей на территории Камчатки зоны аккреции.

Финансирование / Благодарности

Работа выполнена в рамках государственного задания НИГТЦ ДВО РАН (ЕГИСУ НИОКТР № АААА-А19-119110890002-2 – код научной темы FWEU-2019-0002), финансируемого Министерством науки и высшего образования РФ.

Авторы выражают искреннюю благодарность анонимному рецензенту за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Авдейко Г.П., Палуева А.А. (2006). Олюторское землетрясение 2006 г. как результат взаимодействия литосферных плит в Корякско-Камчатском регионе. *Вестник КРАУНЦ. Науки о земле*, (2), с. 54–68.

Авдейко Г.П., Бергаль-Кувикас О.В. (2015). Геодинамические условия образования адакитов и NB-обогащенных базальтов (NEAB) на Камчатке. *Вулканология и сейсмология,* (5), с. 1–13.

Апрелков С.Е., Иванова Г.И. (1989). Отчет по обобщению и переинтерпретации материалов гравиметрических съемок масштаба 1:200 000 по Центральной Камчатке с целью составления структурно-формационной карты масштаба 1:500 000. Елизово: ЕГФЭ, 375 с.

Апрелков С.Е., Ольшанская О.Н. (1989). Тектоническое районирование Центральной и Южной Камчатки по геологическим и геофизическим данным. *Тихоокеанская геология,* (1), с. 53–65.

Апрелков С.Е., Ольшанская О.Н., Иванова Г.И. (1991). Тектоника Камчатки. *Тихоокеанская геология,* (3), с. 62–75.

Апрелков С.Е., Попруженко С.В. (2009). Пенжинско-Западно-Камчатская складчатая зона и Укэлаят-Срединный блок в структуре Корякского нагорья Камчатки. *Тихоокеанская геология*, 28(4), с. 90–104.

Бондаренко Г.Е. (1997). Ультраосновные и основные метавулканиты Срединного хребта Камчатки: положение в разрезе и обстановка формирования. *Бюл. МОИП. Отд. геол,* 72(3), с. 32–40.

Богданов Н.А., Чехович В.Д. (2002). О коллизии Западно-Камчатской и Охотоморской плит. *Геотектоника,* (1), с. 72–85.

Государственная геологическая карта Российской федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). (2006). Серия Корякско-Курильская. Лист N-57 – Петропавловск-Камчатский. Объяснительная записка. СПб: Карт. фабрика ВСЕГЕИ, 376 с.

Жданов М.С., Варенцов И.М., Голубев Н.Г., Крылов В.А. (1990). Методы моделирования электромагнитных полей. *Материалы Межд. проекта COMMEMI.* Под ред. В.И. Дмитриева. М.: Наука, 200 с.

Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Коваленко В.И. (1973). Структурно-магматическая зональность и металлогения западной части Тихоокеанского пояса. *Геотектоника,* (5), с. 3–21.

Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. (1990). Тектоника литосферных плит территории СССР. Кн. 2. М.: Недра, 334 с.

Кирмасов А.Б., Соловьев А.В., Хоуриган Дж.К. (2004). Коллизионная и постколлизионная структурная эволюция Андриановского шва (Срединный хребет, Камчатка). *Геотектоника*, (4), с. 64–90.

Косминская И.П. (1967). Современные сейсмические данные об океанической и континентальной земной коре. *Бюл. МОИП. Отд. геол.,* (5), с. 8–17.

Кузьмин В.К., Богомолов Е.С. (2013). Источники метатерригенных толщ Средино-Камчатского и Ганальского поднятий в свете новых Sm-Nd изотопно-геохимических данных. *Геотектоника*, (3), с. 87–96.

Лучицкая М.В. (2013). Гранитоидные комплексы мезозоя-кайнозоя в структуре континентальной окраины северо-востока Азии. *Геотектоника,* (5), с. 3–35.

Марковский Б.А. (2004). Окраинно-океанический тип рифтогенного ультрамафит-мафитового магматизма Азиатско-Тихоокеанской транзитали. *Геология и металлогения ультрамафит-мафитовых и гранитоидных интрузивных ассоциаций: Мат. Межд. конф*. Екатеринбург, с. 44–48.

Мишин В.В. (1996). Глубинное строение и типы земной коры юга Камчатки. *Тихоокеанская геология*, (1), с. 110–119.

Мороз Ю.Ф., Мороз Т.А. (2011). Численное трехмерное моделирование магнитотеллурического поля Камчатки. *Физика Земли*, (2), с. 64–73.

Нурмухамедов А.Г. (2001). Геоэлектрический разрез верхней части земной коры по региональному профилю Нижняя Облуковина – Адриановка (Камчатка). *Тихоокеанская геология*, (2), с. 13–23.

Нурмухамедов А.Г., Мороз Ю.Ф. (2008). Особенности геологического строения северо-восточной части Корякско-Камчатской складчатой области по данным глубинных геофизических исследований. *Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле,* (1), с. 125–133.

Нурмухамедов А.Г. (2010). Глубинное строение северо-восточной части Корякско-Камчатской складчатой области по геофизическим данным: *Дис. канд. геол.-минерал. наук*. Иркутск: ИЗК, 151 с.

Нурмухамедов А.Г. (2013). Отчет о результатах работ по объекту «Создание схемы сейсмотектонического районирования Корякско-Камчатской складчатой области на основе обобщения глубинных геолого-геофизических работ». Кн. 2. Петропавловск-Камчатский: ОАО «Камчатгеология», 295 с.

Нурмухамедов А.Г., Недядько В.В., Ракитов В.А., Липатьев М.С. (2016). Границы литосферы на Камчатке по данным метода обменных волн землетрясений. *Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле,* (1), с. 35–52.

Нурмухамедов А.Г., Сидоров М.Д., Мороз Ю.Ф. (2020). Модель строения земной коры и верхней мантии в районе Карымшинского рудного узла по геофизическим данным (Южная Камчатка). *Георесурсы,* 22(1), с. 68–76. https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.63-72

Нурмухамедов А.Г., Сидоров М.Д. (2022). Модель строения Южной Камчатки по результатам плотностного 3D-моделирования и комплексу геолого-геофизических данных. *Тихоокеанская геология*, 41(2), с. 25–43. https://doi.org/10.30911/0207-4028-2022-41-2-25-43

Померанцева И.В., Мозженко А.Н. (1977). Сейсмические исследования с аппаратурой «Земля». М.: Недра, 256 с.

Рингвуд А.Э. (1972). Состав и эволюция верхней мантии. *Земная кора и верхняя мантия.* Под ред. П. Харт. М.: Мир, с. 7–26.

Рихтер А.В. (1995). Структура метаморфического комплекса Срединно-Камчатского массива. *Геотектоника*, (1), с. 71–78.

Рокитянский И.И. (1975). Исследования аномалий электропроводности методом магнитовариационного профилирования. Киев: Наукова думка, с. 280.

Савостин Л.А., Кузнецов Н.Б., Бондаренко Г.Е., Перчук А.Л., Геря Т.В. (1992). Новые данные о характере соотношений камчатского и андриановского комплексов (Срединная Камчатка). *Доклады Акад. наук,* 326(1), с. 148–153.

Селиверстов Н.И. (2009). Геодинамика зоны сочленения Курило-Камчатской и Алеутской островных дуг. Петропавловск-Камчатский: Изд-во КамГУ им. Витуса Беринга, 191 с.

Сидоров М.Д., Степанов В.А. (2006). Геофизические поля и никеленосность Камчатского срединного массива. *Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле,* (2), с. 140–150.

Сидоров М.Д., Таскин В.В., Вешняков Н.А. (2016). Плотностные неоднородности в верхней коре Шанучского рудного района, и проблема выявления невскрытых никеленосных интрузий (срединный массив, Камчатка). *Региональная геология и металлогения*, (65), с. 104–115.

Сидоров М.Д., Разумный А.В., Исаева Е.П. (2020). Модель земной коры и тектоническое районирование переходной зоны континент-океан Чукотско-Корякско-Камчатского сектора Тихоокеанского складчатого пояса. *Региональная геология и металлогения*, (82), с. 69–82.

Сидоров М.Д., Нурмухамедов А.Г. (2022). Объёмное изображение плотностной модели земной коры на примере Южной Камчатки. *Геология и геофизика,* 63(10), с. 1433–1452. https://doi.org/10.15372/GiG2021155

Смирнов Л.М. (1971). Тектоника Западной Камчатки. *Геотектоника,* (3), с. 104–117.

Смирнов В.И. (1974). Зоны Беньофа и магматогенное рудообразование. *Геология рудных месторождений*, (1), с. 3–17.

Соловьев А.В. (2005). Изучение тектонических процессов в областях конвергенции литосферных плит методами трекового датирования и структурного анализа: *Автореф. дис. д. геол.-мин. н.* М.: МГУ, 52 с.

Соловьев А.В. (2008). Изучение тектонических процессов в областях конвергенции литосферных плит: методы трекового и структурного анализа. *Тр. ГИН РАН*, (577). М.: Наука, 319 с.

Тарарин И.А. (1977). Происхождение гранулитов Ганальского хребта Камчатки. *Доклады АН СССР*, 234(3), с. 677–680.

Тарарин И.А., Бадрединов З.Г., Чубаров В.М. (2015). Петрология и рудоносность метаморфических и магматических комплексов Центральной и Восточной Камчатки. Владивосток: Наука, 302 с.

Тараканов Р.З. (1987). Сейсмичность. Геолого-геофизический атлас Курило-Камчатской островной системы. Под ред. К.Ф. Сергеева, М.Л. Красного. Л.: ВСЕГЕИ, л. 33.

Трухин Ю.П., Степанов В.А., Сидоров М.Д. (2007). Основные особенности Камчатской никеленосной провинции. *Новые идеи в науках о Земле: Доклады VIII Межд. конф.* М.: МГГРУ, т. 5, с. 268–270.

Трухин Ю.П., Степанов В.А. Сидоров М.Д. (2008). Камчатская никеленосная провинция. *Доклады Акад. наук,* 418(6), с. 802–805.

Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика. (1984). Под ред. Н.Б. Дортман. М.: Недра, 455 с.

Филатова Н.И. (2014). Новые данные о тектонической позиции мезозойских пород Западной Камчатки в структурах мелового орогенного пояса востока Азии. *Доклады Акад. наук,* 455(5), с. 556–561. https://doi.org/10.7868/S0869565214110164

Хаин В.Е. (1991). Срединный массив. Горная энциклопедия. Т. 5. Под ред. А.Е. Козловского. М.: Сов. энцикл., 541 с.

Ханчук А.И. (1985). Эволюция древней сиалической коры в островодужных системах восточной Азии. Владивосток: ДВНЦ АН СССР, 137 с.

Ханчук А.И., Григорьев В.Н., Голозубов В.В., Говоров Г.И., Крылов К.А., Курносов В.Б., Панченко И.В., Пральникова И.Е., Чудаева О.В. (1990). Куюльский офиолитовый террейн. Владивосток: ДВО АН СССР, 108 с.

Шанцер А.Е., Челебаева А.И. (2004). Стратиграфия, геологические события и новая модель рифтового развития Центральной Камчатки в позднем мелу – раннем палеогене. *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, 12(4), с. 83–96.

Шанцер А.Е., Челебаева А.И. (2005). Поздний мел Центральной Камчатки. М.: ГЕОС, 116 с.

Шапиро М.Н., Соловьев А.В. (2009). Кинематическая модель формирования Олюторско-Камчатской складчатой области. *Геология и геофизика,* 50(8), с. 863–880.

Шульдинер В.И., Высоцкий С.В., Ханчук А.И. (1987). Фундамент тихоокеанских активных окраин. М.: Наука, 208 с.

Davies J.H., von Blanckenburg F. (1995). Slab breakoff: a model of lithosphere detachment and its test in the magmatism and deformation of collisionalorogens. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 129(1–4), pp. 85–102. https://doi.org/10.1016/0012-821X(94)00237-S

Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D. (2019). Deep structure and geothermal potential along the regional profile set from Opala Mountain to Vakhil' River (Southern Kamchatka). *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.,* 249, 012041. https://doi.org/10.1088/1755-1315/249/1/012041

Wannamaker P.E., Stodt J.A., Rijo L. (1987). A stable finite element solution for two-dimentional magnetotellure modeling. *Geophys. J. Int.,* 88(1), pp. 277–296. https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.1987.tb01380.x

Сведения об авторах

Александр Гарифович Нурмухамедов – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Научно-исследовательский геотехнологический центр ДВО РАН

Россия, 683002, Петропавловск-Камчатский, Северо-восточное шоссе, д. 30, а/я 56

e-mail: nurmuxamedov1949@mail.ru

Михаил Дмитриевич Сидоров – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Научно-исследовательский геотехнологический центр ДВО РАН

Россия, 683002, Петропавловск-Камчатский, Северо-восточное шоссе, д. 30, а/я 56

Юрий Петрович Трухин – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, Научно-исследовательский геотехнологический центр ДВО РАН

Россия, 683002, Петропавловск-Камчатский, Северо-восточное шоссе, д. 30, а/я 56

Статья поступила в редакцию 20.06.2022;
Принята к публикации 06.03.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Origin and structural position of the Kamchatka median massif according to deep geological and geophysical surveys

A.G. Nurmukhamedov, M.D. Sidorov, Yu.P. Trukhin*
Research Geotechnological Center of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Petropavlovsk-Kamchatsky, Russian Federation
**Corresponding author: Alexander G. Nurmukhamedov, e-mail: nurmuxamedov1949@mail.ru*

Abstract. The article shows the results of deep research along the profile of the settlement of Nizhnyaya Oblukovina – the city of Andrianovka, crossing the northern part of the Kamchatka median massif. A geological and geophysical model of the structure of the earth's crust and upper mantle has been constructed, where the structural position of the object under study is presented and an assumption is made about its origin. The model highlights a fragment of paleosubduction (slab), which was part of the most ancient convergent boundary in western Kamchatka. The final stage of subduction blocking and its displacement to the east at a distance of ~60 km in the Early Eocene is associated with the entry into the accretionary complex of a terrane in the form of an island-arc plate 6–9 km thick. At the site of the maximum inflection of the subsequent slab, an extension zone was formed – a rift zone, along which the rise of mantle material and high-temperature fluid occurred. Approximately 52 million years ago, the processes of metamorphism, focal melting and intrusion of granites into the upper layers of the crust took place. As a result, in the eastern part of the plate and its flanks, a granitoid massif was formed with a rock density of 2.58 g/cm^3, which is significantly lower than the environmental density. Density deficiency led to a violation of isostatic equilibrium and, as a result, to a rise in this part of the structure. The most intense uplift occurred at the end of the Oligocene, as a result of which a ledge was formed, which the authors recommend giving the name: "Middle Kamchatka ledge" instead of the rooted "Kamchatsky median massif". The genetic relationship of the Shanuch ore region with the features of the deep structure of the lithosphere has been revealed. The results of the research indicate a hidden (buried) distribution of the island-arc plate beyond the boundaries of the mapped outcrops of metamorphids. Intrusions of the main composition, promising for the opening of sulfide copper-nickel ores, are located in the marginal parts of the ledge.

Keywords: lithosphere, Earth's crust, subduction, allochthonous terrane, rift zone

Acknowledgements

The research is conducted under a state order for the Research Geotechnological Center FEB RAS (No. AAAA-A19-119110890002-2), funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation.

The authors express their sincere gratitude to the anonymous referee for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

Recommended citation: Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D., Trukhin Yu.P. (2023). Origin and structural position of the Kamchatka median massif according to deep geological and geophysical surveys. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 254–270. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.19

References

Avdeyko G.P., Paluyeva A.A. (2006). Olyutorsky earthquake of 2006 as a result of the interaction of lithospheric plates in the Koryak-Kamchatka region. *Vestnik KRAUNTS. Nauki o zemle,* (2), pp. 54–68. (In Russ.)

Avdeiko G.P., Bergal-Kuvikas O.V. (2015). The geodynamic conditions for the generation of adakites and Nb-rich basalts (NEAB)) in Kamchatka. *J. Volcanolog. Seismol.,* (9), pp. 295–306. https://doi.org/10.1134/S0742046315050024

Aprelkov S.E., Ivanova G.I. (1989). Generalization and reinterpretation of materials from gravity surveys at a scale of 1:200,000 in Central Kamchatka in order to compile a structural-formation map at a scale of 1:500,000, report. Yelizovo: YeGFE, 375 p. (In Russ.)

Aprelkov S.E., Ol′shanskaya O.N. (1989). Tectonic zoning of Central and Southern Kamchatka according to geological and geophysical data. *Tikhookeanskaya geologiya, (*1), pp. 53–65. (In Russ)

Aprelkov S.E., Ol′shanskaya O.N., Ivanova G.I. (1991). Tectonics of Kamchatka. *Tikhookeanskaya geologiya,* (3), pp. 62–75. (In Russ.)

Aprelkov S.E., Podpruzhenko S.V. (2009). The Penzhina-West Kamchatka folded zone and the Ukelayat-Sredinnyi block in the structure of the Koryak Highland and Kamchatka. *Russ. J. of Pac. Geol.,* (3), pp. 388–400. https://doi.org/10.1134/S181971400904006X

Bondarenko G.E. (1997). Ultrabasic and basic metavolcanics of the Sredinny Ridge of Kamchatka: position in section and setting of formation. *Byul. MOIP. Otd. geol*, 72(3), pp. 32–40. (In Russ.).

Bogdanov N.A., Chekhovich V.D. (2002). On the collision of the West Kamchatka and Sea of Okhotsk plates. *Geotektonika,* (1), pp. 72–85. (In Russ.)

Davies J.H., von Blanckenburg F. (1995). Slab breakoff: a model of lithosphere detachment and its test in the magmatism and deformation of collisionalorogens. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 129(1–4), pp. 85–102. https://doi.org/10.1016/0012-821X(94)00237-S

Khain V.E. (1991). Middle array. V. 5. Ed. A.E. Kozlovsky. Moscow: Sovetskaya entsiklopediya, 541 p. (In Russ.)

Khanchuk A.I. (1985). Evolution of the ancient sialic crust in the island-arc systems of East Asia. Vladivostok: DVNTS AN SSSR, 138 p. (In Russ.)

Khanchuk A.I., Grigor'yev V.N., Golozubov V.V., Govorov G.I., Krylov K.A., Kurnosov V.B., Panchenko I.V., Pral'nikova I.E., Chudayeva O.V. (1990). Kuuul's ophiolite terrane. Vladivostok: DVGI DVO AN SSSR, 108 p. (In Russ.)

Kirmasov A.B., Solov′yev A.V., Khourigan Dzh. K. (2004). Collision and post-collision structural evolution of the Andrianovsk seam (Sredinny ridge, Kamchatka). *Geotektonika,* (4), pp. 64–90. (In Russ.)

Kosminskaya I.P. (1967). Modern seismic data on the oceanic and continental crust. *Byul. MOIP. Otd. geol.,* (5), pp. 8–17. (In Russ.)

Kuzmin, V.K., Bogomolov, E.S. (2013). Provenances of metaterrigenous sequences in the Sredinny and Ganalsky uplifts, Kamchatka in the light of New Sm-Nd isotopic data. *Geotecton*., (47), pp. 206–214. https://doi.org/10.1134/S0016852113030059

Luchitskaya M.V. (2013). Mesozoic and Cenozoic granitoid complexes in the structure of the continental margin of northeast Asia. *Geotectonics*, (47)5, pp. 311–339. https://doi.org/10.1134/S0016852113050038

Markovskiy B.A. (2004). Marginal-oceanic type of rift ultramafic-mafic magmatism of the Asia-Pacific transit. *Geology and metallogeny of ultramafic-mafic and granitoid intrusive associations: Proc. Int. conf.* Yekaterinburg, pp. 44–48. (In Russ.)

Mishin V.V. (1996). Deep structure and types of the earth's crust in the south of Kamchatka. *Tikhookeanskaya geologiya*, (1), pp. 110–119. (In Russ.)

Moroz YU.F., Moroz T.A. (2011). Numerical 3D modeling of the magnetotelluric field in kamchatka. *Izv., Phys. Solid Earth.*, (47), pp. 138–146. https://doi.org/10.1134/S1069351311010071

Nurmukhamedov A.G. (2001). Geoelectric section of the upper part of the earth's crust along the regional profile Nizhnyaya Oblukovina – Adrianovka (Kamchatka). *Tikhookeanskaya geologiya,* (2), pp. 13–23. (In Russ.)

Nurmukhamedov A.G., Moroz YU.F. (2008). Features of the geological structure of the northeastern part of the Koryak-Kamchatka folded area according to the data of deep geophysical research. *Vestnik KRAUNTS. Nauki o Zemle,* (11), pp. 125–133. (In Russ.)

Nurmukhamedov A.G. (2010). Deep structure of the northeastern part of the Koryak-Kamchatka folded area according to geophysical data. Cand. geol.-min. sci. diss. Irkutsk: IZK, 151 p. (In Russ.)

Nurmukhamedov A.G. (2013). Results of work on the object "Creation of a scheme of seismotectonic zoning of the Koryak-Kamchatka folded area based on a generalization of deep geological and geophysical works". Report. Petropavlovsk-Kamchatsky: OAO Kamchatgeologiya, 295 p.

Nurmukhamedov A.G., Nedyad′ko V.V., Rakitov V.A., Lipat′yev M.S. (2016). The boundaries of the lithosphere in Kamchatka according to the method of converted waves of earthquakes. *Vestnik KRAUNTS. Nauki o Zemle,* (29), pp. 35–52. (In Russ.)

Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D. (2019). Deep structure and geothermal potential along the regional profile set from Opala Mountain to Vakhil' River (Southern Kamchatka). *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.,* 249, 012041. https://doi.org/10.1088/1755-1315/249/1/012041

Nurmukhamedov A.G., Sidorov M.D., Moroz Yu.F. (2020). Model of the deep structure of the earth's crust and upper mantle in the area of the Karymshinskiy gold- ore cluster according to geophysical data (south Kamchatka). *Georesursy = Georesources*, (22)1, pp. 68–76. https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.63-72

Nurmukhamedov, A.G., Sidorov, M.D. (2022). The Deep Structure Model for Southern Kamchatka Based on 3D Density Modeling and Geological and Geophysical Data. *Russ. J. of Pac. Geol.*, (16), pp. 83–100. https://doi.org/10.1134/S1819714022020075

Physical properties of rocks and minerals (petrophysics) (1984). Ed. N.B. Dortman. Moscow: Nedra, 455 p. (In Russ.)

Pomerantseva I.V., Mozzhenko A.N. (1977). Seismic surveys with equipment "Zemlya". Moscow: Nedra, 256 p. (In Russ.)

Ringvud A.E. (1972). Composition and evolution of the upper mantle. *Earth Sciences, v. 43, The Earth's crust and upper mantle.* Moscow: Mir, pp. 7–26. (In Russ.)

Rikhter A.V. (1995). The structure of the metamorphic complex of the Sredinno-Kamchatka massif. *Geotektonika*, (1), pp. 71–78. (In Russ.)

Rokityanskiy I.I. (1975). Investigations of electrical conductivity anomalies by the method of magnetovariational profiling. Kiev: Naukova dumka, 280 p. (In Russ.)

Savostin L.A., Kuznetsov N.B., Bondarenko G.E., Perchuk A.L., Gerya T.V. (1992). New data on the relationship between the Kamchatka and Andrianovo complexes (Middle Kamchatka). *DAN*, (326)1, pp. 148–153. (In Russ.)

Selivërstov N.I. (2009). Geodynamics of the junction zone of the Kuril-Kamchatka and Aleutian island arcs. Petropavlovsk-Kamchatskiy: KamGU, 191 p. (In Russ.)

Sidorov M.D., Stepanov V.A. (2006). Geophysical fields and nickel content of the Kamchatka median massif. *Vestnik KRAUNTS. Nauki o Zemle,* (8), pp. 140–150. (In Russ.)

Sidorov M.D., Taskin V.V., Veshnyakov N.A. (2016). Density inhomogeneities in the upper crust of the Shanuch ore region, and the problem of identifying undiscovered nickel-bearing intrusions (middle massif, Kamchatka). *Regional'naya geologiya i metallogeniya*, 65, pp. 1–12. (In Russ.)

Sidorov M.D., Razumnyy A.V., Isayeva YE.P. (2020). Model of the Earth's crust and tectonic zoning of the continent-ocean transitional zone of the Chukotka-Koryaksko-Kamchatka sector of the Pacific fold belt. *Regional'naya geologiya i metallogeniya*, 82, pp. 69–82. (In Russ.)

Sidorov M.D., Nurmukhamedov A.G. (2022). Three-Dimensional image of crustal density model: a case study in South Kamchatka. *Russ. Geol. Geophys.,* 63(10), pp. 1189–1206. https://doi.org/10.2113/RGG20204328

Smirnov L.M. (1971). Tectonics of Western Kamchatka. *Geotektonika,* (3), pp. 104–117. (In Russ.)

Smirnov V.I. (1974). Ben'off zones and igneous ore formation. *Geologiya rudnykh mestorozhdeniy*, (1), pp. 3–17. (In Russ.)

Solov'yev A.V. (2005). Study of tectonic processes in areas of convergence of lithospheric plates using track dating and structural analysis methods. Dis. dr. geol.-min. sci. dis. Moscow: MGU. (In Russ.)

Solov'yev A.V. (2008). Study of tectonic processes in areas of

convergence of lithospheric plates: methods of track and structural analysis. *Tr. GIN RAN*, 577. Moscow: Nauka, 319 p. (In Russ.)

State geological map of the Russian Federation. (2006). Scale 1:1,000,000 (third generation). Series Koryaksko-Kurilskaya. Sheet N-57 – Petropavlovsk-Kamchatsky. Explanatory letter. St. Petersburg: Kart. fabrika VSEGEI, 376 p. (In Russ.)

Tararin I.A. (1977). Origin of granulites of the Ganal Range of Kamchatka. *DAN SSSR*, 234(3), pp. 677–680. (In Russ.)

Tararin I.A., Badredinov Z.G., Chubarov V.M. (2015). Petrology and ore content of metamorphic and igneous complexes of Central and Eastern Kamchatka. Vladivostok: Nauka, 302 p. (In Russ.)

Tarakanov R.Z. (1987). Seismicity. Geological and geophysical atlas of the Kuril-Kamchatka island system. Ed. Sergeyev K.F., Krasny M.L. Leningrad: VSEGEI, 33. (In Russ.)

Trukhin YU.P., Stepanov V.A., Sidorov M.D. (2007). The main features of the Kamchatka nickel-bearing province. *Proc.VIII Int. conf. "New Ideas in Earth Sciences"*, v. 5, pp. 268–270. (In Russ.)

Trukhin Yu.P., Stepanov V.A., Sidorov M.D. (2008). The Kamchatka nickel-bearing province. *Doklady Earth Sciences*, 419(1), pp. 214–216. (In Russ.)

Filatova N.I. (2014). New data on the tectonic position of the Mesozoic rocks of Western Kamchatka in the structures of the Cretaceous orogenic belt of Eastern Asia. *Dokl. Earth Sc.,* 455, pp. 389–394. https://doi.org/10.1134/S1028334X1405002

Shantser A.E., Chelebaeva A.I. (2004). Stratigraphy, geological events, and a new model of late cretaceous-early paleogene rifting in Central Kamchatka. *Stratigraphy and geological correlation,* 12(4), pp. 394–405. (In Russ.)

Shantser A.E., Chelebaeva A.I. (2005). Late Cretaceous of Central Kamchatka. Moscow: GEOS, 116 p. (In Russ.)

Shapiro M.N., Solovyov A.V. (2009). Formation of the Olyutorsky-Kamchatka foldbelt: A kinematic model. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, (50)8, pp. 668–681. (In Russ.)

Shul'diner V.I., Vysotskiy S.V., Khanchuk A.I. (1987). Foundation of the Pacific active margins. Moscow: Nauka, 208 p. (In Russ.)

Wannamaker P.E., Stodt J.A., Rijo L. (1987). A stable finite element solution for two-dimentional magnetotellure modeling. *Geophys. J. Int.,* 88(1), pp. 277–296. https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.1987.tb01380.x

Zhdanov M.S., Varentsov I.M., Golubev N.G., Krylov V.A. (1990). Methods for modeling electromagnetic fields. *Proc. Int. project COMMEMI.* Ed. Dmitriyev V.I. Moscow: Nauka, 200 p. (In Russ.)

Zonenshayn L.P., Kuz′min M.I., Kovalenko V.I. (1973). Structural-magmatic zonality and metallogeny of the western part of the Pacific belt. *Geotektonika,* (5), pp. 3–21. (In Russ.)

Zonenshayn L.P., Kuz′min M.I., Natapov L.M. (1990). Tectonics of lithospheric plates in the territory of the USSR. Moscow: Nedra, 334 p. (In Russ.)

About the Authors

Alexander G. Nurmukhamedov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Research Geotechnological Center of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences

P.O. Box 56, Severo-Vostochnoye shosse, 30, Petropavlovsk-Kamchatsky, 683002, Russian Federation

e-mail: nurmuxamedov1949@mail.ru

Mikhail D. Sidorov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Research Geotechnological Center of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences

P.O. Box 56, Severo-Vostochnoye shosse, 30, Petropavlovsk-Kamchatsky, 683002, Russian Federation

Yury P. Trukhin – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Research Geotechnological Center of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences

P.O. Box 56, Severo-Vostochnoye shosse, 30, Petropavlovsk-Kamchatsky, 683002, Russian Federation

Manuscript received 20 June 2022;
Accepted 6 March 2023; Published 30 June 2023

Международная научно-практическая конференция «Новые Идеи в геологии нефти и газа - 2023»

Организаторы:

Институт перспективных исследований нефти и газа МГУ
Геологический факультет - Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

При поддержке:
Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации

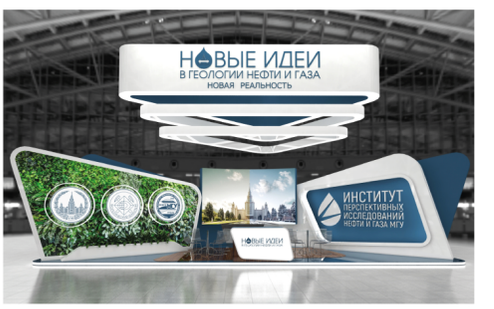
Технический организатор – ООО «Компания Проспект»

Главные партнёры:

Официальные партнёры:

Партнёры:

Виртуальные выставки:



https://oilgasideas.ru/ru

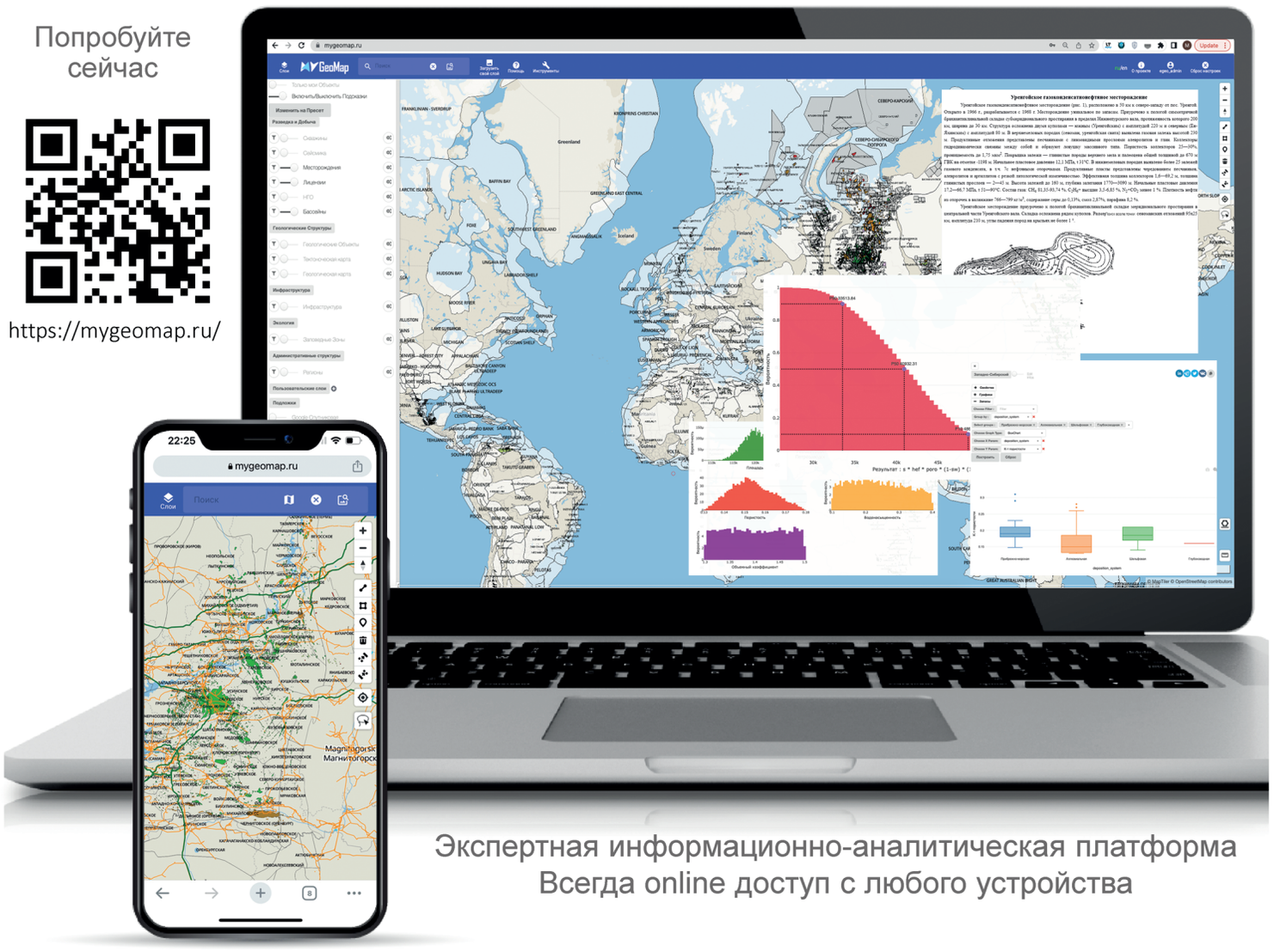
ИНСТИТУТ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ И ГАЗА МГУ

MyGeoMap

Данные - ключ к открытиям, быстрый доступ – эффективность

Попробуйте сейчас

https://mygeomap.ru/



Экспертная информационно-аналитическая платформа
Всегда online доступ с любого устройства

Что мы делаем для Вас?

- ✓ открываем доступ к данным и аналитике по регионам РФ и зарубежным странам
- ✓ безопасно создаем комнаты данных для Вашей совместной работы
- ✓ оцифровываем, анализируем и интерпретируем данные с использованием AI
- ✓ проводим независимые консультации

Данные MyGeoMap уже сегодня

- ✓ Блок разведки и добычи > 400 000 объектов
- ✓ Геолого - тектонический блок > 60 000 объектов
- ✓ Библиотека > 2 500 публикаций и > 100 карт с геопривязкой

@MYGEOMAP