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

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 27. № 2. 2025

www.geors.ru

МГУ 270
1755 2025

ИНСТИТУТ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ И ГАЗА МГУ

МГУ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

GeoMap

КАФЕДРА ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ
ГАЗ НЕФТЬ МГУ УГОЛЬ
1945-2025
80 лет

НОВЫЕ ИДЕИ
В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА
oilgasideas.ru

GEORESURSY GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

СЛОВО ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА 02.07.2025

Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен

Вопросы развития георесурсов России за прошедшие три месяца второго квартала удивительным образом нашли свое концентрированное отражение в заявлениях на прошедшем «ПМЭФ-25» в Санкт-Петербурге.

Министр по развитию Дальнего Востока и Арктики указал на проблему переизбытка добытого газа в северных регионах России, который ранее транспортировался в европейском направлении. Теперь этот поток «…практически остановлен…», и необходимо срочно решать, как перераспределить эти объемы. Например, избыточный газ использовать для генерации электричества при снабжении дата-центров. Однако первый заместитель главы Минэнерго выразил сомнение в экономической целесообразности такого решения. Между тем у национального газового чемпиона есть скрытые возможности повышения своей эффективности: в период с 2008 по 2023 гг. штат увеличился на 32% (до 498,1 тыс. человек); разрослась корпоративная бюрократия: доля «руководителей» выросла до 14,8% в 2023 г., доля «специалистов и других служащих» – до 34,7% (данные справочника «Газпром в цифрах»).

Ужесточает конкуренцию и давление на цены природного газа ожидание 2030 года, когда на мировом рынке окончательно сформируется профицит мощностей производства СПГ в США (с 85 млн тонн в 2024 году до 263 млн тонн), Катаре (с 78 до 142 млн тонн).

Над решением аналогичной проблемы – куда девать добытый избыточный уголь, задумались власти Кузбасса. И также рассматривают возможность строительства ТЭС и майнинговых ферм на территории угольных предприятий.

Ожидание факторов геополитического характера, играющих на понижение цены российской нефти, о чем предупреждал глава ЦБ РФ, заставляет нефтяников уменьшать свой бюджет. Так, в частности, на «ПМЭФ-2025», по словам главы «Роснефти», компания закладывает в свой бизнес-план на 2025 год цену нефти в $45 за баррель, на 2026 год – $42–$43 за баррель.

Из заявлений Счетной палаты РФ следует, что истощаются дефицитные ископаемые (уран, литий, титан, хром, марганец, никель). В страну ввозится около трети стратегических видов сырья и 60% дефицитных полезных ископаемых. Россия на 100% зависит от импорта титана, хрома, марганца и лития. Импорт покрывает две трети потребности в бокситах (алюминий) и половину в меди. На этом фоне желание «Газпромнефти» заняться добычей йода из пластовых вод нефтегазовых месторождений, 90% которого на сегодняшний день завозится из-за рубежа, выглядит весьма дальновидно.

Прорвавшаяся на «ПМЭФ-25» тревога от депутата Госдумы РФ о том, что в стране не было и, вероятно, уже не будет благоприятного инвестиционного климата, а также артикулированное Председателем ПАО «Сбербанк России» ожидание «…трудных времен…» и «…полной остановки инвестиций…» заставляет отрасли, работающие в сфере освоения георесурсов страны, еще более стремиться к технологическому суверенитету и ставить новые амбициозные планы по преодолению возникающих преград.

И, уже по традиции, о позитивных новостях

Развивается проект «Восток-Ойл», который станет одним из крупнейших в мире по добыче нефти. Инфраструктура активно строится, включая новые терминалы и трубопроводы. Также завершено строительство первого в стране подземного хранилища нефти, которое готово к опытной эксплуатации. Хранилище имеет ограниченный объем и предназначено не для стратегических запасов, а для оперативных нужд – например, в случае временных перебоев с отгрузкой нефти или в ходе опытно-промышленных работ. В дополнение к этому грандиозному проекту, «Роснефть» завершила разработку собственных технологий для создания синтетической нефти GTL, получила патент и планирует внедрить их на Таймыре.

И теперь о приятном

В 2025 году исполнилось 80 лет кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского университета. В честь этого юбилейного события 22–23 мая состоялась традиционная конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа». Прозвучавшие в докладах вопросы, жесткие дискуссии, рекомендуемые пути и способы решения насущных проблем поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа нашли отражение в настоящем выпуске журнала. Развитие научной школы продолжается в лучших традициях отцов-основателей кафедры – И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, В.В. Семеновича, Б.А. Соколова, М.К. Иванова, под бережным управлением А.В. Ступаковой. Желаю коллективу кафедры сохранить и приумножить знания и умения, позволяющие находить углеводороды в недрах Земли.

Искренне ваш,
Главный редактор журнала «Георесурсы»
Член-корреспондент РАЕН
Директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО», к.г.-м.н.
Александр Владимирович Соколов

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

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

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 27. № 2. 2025

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

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

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

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

Индексация журнала

Журнал включен/индексируется в:

- **Scopus**
- **Web of Science (ESCI)**
- **RSCI**
- **Ядро РИНЦ**
- **Белый список** (уровень 2)
- **Перечень ВАК** (категория К1)

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

Содержание

Слово Главного редактора

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

Редакционные статьи

Поздравление кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова 5

Немного истории. Кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова 80 лет 7
А.В. Ступакова

Приоритетные направления развития геологии нефти и газа в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова 11
А.В. Ступакова, Н.Н. Еремин, Г.А. Калмыков, Р.С. Сауткин, А.А. Суслова, Е.А. Краснова, М.Е. Воронин, А.П. Завьялова, М.А. Большакова, А.Г. Калмыков, М.Ю. Карпушин, А.П. Антонов, А.В. Корзун

Статьи

Экспертно-аналитическая платформа как развитие современного стандарта работы науки и бизнеса 22
М.Ю. Карпушин, А.А. Суслова, А.В. Ступакова, А.А. Коршунов, А.Ю. Беззубов, Н.В. Белецкая, Р.С. Сауткин, А.П. Антонов, В.В. Чернявский, Н.Р. Галин, Е.В. Свирилина, А.П. Завьялова, Р.М. Гилаев

Алгоритмы выбора комплекса методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа на примере Пур-Тазовской нефтегазоносной области 31
А.А. Поляков, А.В. Ступакова, Н.А. Малышев, Р.С. Сауткин, О.В. Трутнева, В.Е. Вержбицкий, Д.К. Комиссаров, С.В. Осипов, А.П. Антонов, В.Г. Лакеев, Р.В. Лукашев

Новые идеи в петрофизике: разные механизмы изменения исходной гидрофильной смачиваемости коллекторов, как фактор влияния на коэффициент нефтенасыщенности по ГИС 42
Т.Ф. Дьяконова, Л.К. Бата, И.П. Гурбатова, Г.А. Калмыков, А.Д. Егорова, Е.И. Бронскова

О классификации нефтегазоматеринских пород 54
М.А. Большакова, А.В. Ступакова, Р.С. Сауткин, К.А. Ситар, А.Г. Калмыков, Е.А. Краснова, Н.В. Пронина, А.П. Вайтехович

Закономерности изменения изотопного состава углерода битумоидов как индикатор условий осадконакопления 64
Е.А. Краснова, А.В. Ступакова, А.П. Завьялова, Р.С. Сауткин, А.А. Суслова, Т.О. Колесникова

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

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

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 27. № 2. 2025

Редакция
Заместитель Главного редактора –
Ответственный секретарь: **Д.А. Христофорова**

Научный редактор: Г.И. Мухамадуллина;
специалист по компьютерной верстке:
И.С. Абросимова; специалист по переводу:
А.В. Муравьев; веб-редактор: А.П. Сабиров

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

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

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

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Дата выхода в свет 30.06.2025. Тираж 1000.
Цена: бесплатно.
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская
Недвижимость». Россия, 420029, Казань, ул. Сибирский
тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы»
обязательна

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

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

Содержание

Статьи

История развития Баренцево-Карского региона в фанерозое для оценки перспектив нефтегазоносности 74
А.А. Суслова, А.В. Мордасова, Р.М. Гилаев, Е.А. Краснова, Р.С. Сауткин, Н.И. Коробова, Н.С. Шевчук, А.В. Ступакова, А.С. Агаян, М.А. Большакова, Т.О. Колесникова

Эволюция и условия формирования нефтегазоносности Баренцевоморского и Северо-Карского осадочных бассейнов 93
Т.О. Колесникова, А.В. Мордасова, А.А. Суслова, А.В. Ступакова, М.А. Большакова, Е.А. Краснова, Р.С. Сауткин, Р.М. Гилаев, И.В. Кувинов, А.А. Гильмуллина, К.О. Осипов

Методика реконструкции палеогеографических условий накопления и прогноз природных резервуаров в клиноформных толщах 118
А.В. Мордасова, А.А. Гильмуллина, А.А. Суслова, А.В. Ступакова, Н.И. Коробова, Р.М. Гилаев, Р.С. Сауткин

Переходная зона насыщенности нефтяных залежей в карбонатных отложениях – особенности сложного строения в зависимости от физико-геологических факторов коллекторов 128
Т.Ф. Дьяконова, А.Д. Егорова, И.П. Гурбатова, Г.А. Калмыков, Л.К. Бата, Е.И. Бронскова, М.Е. Воронин

Циклическое строение нижне-среднеюрских отложений Восточно-Манычского прогиба и Прикумской системы поднятий Восточного Предкавказья 138
М.Е. Воронин, А.Н. Стафеев, В.Ю. Близнюков, Р.С. Сауткин, А.В. Мордасова, Р.М. Гилаев

Литолого-фациальные особенности ботуобинского горизонта юго-восточной части Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (Восточная Сибирь) 151
Д.О. Смирнова, А.В. Мордасова, Н.И. Коробова, В.Ю. Близнюков, Р.С. Сауткин, М.Е. Воронин, Н.В. Алексеев

Формирование месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов (Восточная Сибирь) 161
Р.С. Сауткин, А.В. Ступакова, Е.А. Краснова, А.А. Суслова, М.Е. Воронин, Д.О. Смирнова, А.В. Мордасова

Мацеральный состав углей каменноугольных месторождений Восточно-Европейской платформы 174
Н.В. Пронина, И.Е. Стукалова, Е.В. Савельева, С.Г. Панышев

Комплексирование разномасштабных данных для поиска и разведки месторождений нефти и газа 186
А.В. Ступакова, Р.С. Сауткин, Г.А. Калмыков, Н.И. Коробова, М.А. Большакова, Е.А. Краснова, А.В. Корзун, А.В. Мордасова, А.Г. Калмыков

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

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

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 27. № 2. 2025

Содержание

Статьи

Влияние параметров течения реакционного флюида на скорость растворения породы коллектора 206
Е.Н. Иванов, Д.А. Коробков, М.Р. Стукан

Палеогеографические реконструкции продуктивных отложений парфеновского горизонта на территории Ангаро-Ленской ступени юго-востока Сибирской платформы 216
Е.С. Изъюрова, О.В. Постникова, А.Д. Изъюров, О.А. Зуева, В.В. Рыбальченко, А.С. Смирнов

Исследования эффективности и опыт применения предварительно сшитых гелевых частиц для выравнивания профиля приемистости на месторождениях с высокой минерализацией Республики Татарстан 234
А.З. Мустафин, М.А. Варфоломеев, А.В. Болотов, В.К. Деревянко, И.Ф. Минханов, Р.К. Хайртдинов

Оценка ресурсного потенциала высокоуглеродистых пород сарайлинской толщи в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода (Республика Татарстан) 243
А.Ф. Сафаров, Р.Р. Афлятунов, А.А. Лутфуллин, А.М. Калимуллин, Р.М. Хабипов, К.Д. Шуматбаев, В.Г. Базаревская, С.А. Вахрамеев, Е.Н. Полудеткина, А.Г. Калмыков

Перспективы нефтеносности отложений саргаевского горизонта на площадях Ромашкинского месторождения 255
Р.Р. Афлятунов, В.Г. Базаревская, А.Ф. Сафаров, О.Г. Гибадуллина, Р.Р. Абусалимова, М.Ф. Саптарова, Ю.В. Степанова

Цифровая модель озерной системы Тургояк, Южный Урал 264
И.Ю. Чернова, Л.Р. Косарева, Н.Г. Нургалиева, О.С. Чернова

Состав донных отложений озера Кандрыкуль (Республика Башкортостан) по минералогическим и геохимическим данным и климатические изменения в голоцене 281
А.Р. Юсупова, Н.Г. Нургалиева, Д.М. Кузина, Х.Ч. Ли

Первые радиоизотопные U–Pb LA-ICP-MS датировки пограничных отложений девона и карбона в доманиковых фациях Камско-Кинельской системы прогибов (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Восточно-Европейская платформа) 297
В.В. Силантьев, Д.К. Нургалиев, Г.М. Сунгатуллина, Д.Н. Мифтахутдинова, А.В. Куликова, Н.Г. Нургалиева, Я.Я. Саетгалеева, А.С. Вандин

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

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

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEORESURSY

V. 27. Is. 2. 2025

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

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

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

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

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

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

Table of Contents

Editor-in-chief's column

Georesources of Russia against the Background of External and Internal Changes
A. V. Sokolov

Editorial

Congratulations to the Staff of Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 5

To the 80th Anniversary of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University: a Brief History Note 7
A. V. Stoupakova

Priority Directions for the Development of Oil and Gas Geology at Lomonosov Moscow State University 11
A. V. Stoupakova, N. N. Eremin, G.Г. A. Kalmykov, R. S. Sautkin, A. A. Suslova, E. A. Krasnova, M. E. Voronin, A. P. Zavyalova, M. A. Bolshakova, A. G. Kalmykov, M. Yu. Karpushin, A. P. Antonov, A. V. Korzun

Research Articles

Expert-Analytical Platform as the Development of a Modern Standard of Work in Science and Business 22
M. Yu. Karpushin, A. A. Suslova, A. V. Stoupakova, A. A. Korshunov, A. Yu. Bezzubov, N. V. Beletskaya, R. S. Sautkin, A. P. Antonov, V. V. Chernyavsky, N. R. Galin, E. V. Svirilina, A. P. Zavyalova, R. M. Gilaev

Algorithms for Selecting a Set of Geological Exploration Methods to Solve Problems of Oil and Gas Prospecting and Exploration Using the Example of the Pur-Taz Oil and Gas Region 31
A. A. Polyakov, A. V. Stoupakova, N. A. Malyshev, R. S. Sautkin, O. V. Trutneva, V. E. Verzhbitsky, D. K. Komissarov, S. V. Osipov, A. P. Antonov, V. G. Lakeev, R. V. Lukashev

New Ideas in Petrophysics: Different Mechanisms for Changing the Initial Hydrophilic Wettability of Reservoirs as a Factor Influencing the Oil Saturation Coefficient According to Well Logging 42
T. F. Dyakonova, L. K. Bata, I. P. Gurbatova, G. A. Kalmykov, A. D. Egorova, E. I. Bronskova

On the Oil and Gas Source Rocks Classification 54
M. A. Bolshakova, A. V. Stoupakova, R. S. Sautkin, K. A. Sitar, A. G. Kalmykov, E. A. Krasnova, N. V. Pronina, A. P. Vaytekhovich

Patterns of Carbon Isotope Composition Variation of Organic Matter as an Indicator of Sedimentation Conditions 64
E. A. Krasnova, A. V. Stoupakova, A. P. Zavyalova, R. S. Sautkin, A. A. Suslova, T. O. Kolesnikova

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

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

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEORESURSY

V. 27. Is. 2. 2025

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

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

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

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

The Journal is issued 4 times a year
Circulation: 1000 copies
Issue date: June 30, 2025

© 2025 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)

Published by Georesursy LLC

Table of Contents

Research Articles

Phanerozoic History of the Barents-Kara Region as the Framework for Petroleum Potential Assessment 74
A. A. Suslova, A. V. Mordasova, R. M. Gilaev, E. A. Krasnova, R. S. Sautkin, N. I. Korobova, N. S. Shevchuk, A. V. Stoupakova, A. S. Agayan, M. A. Bolshakova, T. O. Kolesnikova

Evolution and Formation Conditions of Petroleum Potential of the Barents-North Kara Sea Shelf Based on Basin Modelling 93
T. O. Kolesnikova, A. V. Mordasova, A. A. Suslova, A. V. Stoupakova, M. A. Bolshakova, E. A. Krasnova, R. S. Sautkin, R. M. Gilaev, I. V. Kuvinov, A. A. Gilmullina, K. O. Osipov

Methodology of Reconstructing of Palaeogeography and Oil and Gas Reservoirs Prediction in Clinoform Strata 118
A. V. Mordasova, A. A. Gilmullina, A. A. Suslova, A. V. Stoupakova, N. I. Korobova, R. M. Gilaev, R. S. Sautkin

Features of Estimating the Thickness of the Water-Oil Transition Zone Depending on Various Physico-Geological Factors 128
T. F. Dyakonova, A. D. Egorov, I. P. Gurbatova, G. A. Kalmykov, L. K. Bata, E. I. Bronskova, M. E. Voronin

Cyclic Structure of the Lower-Middle Jurassic Sediments of the East Manych Trough and the Prikum Uplift System of the East Pre-caucasus Region 138
M. E. Voronin, A. N. Stafeev, V. Yu. Bliznyukov, R. S. Sautkin, A. V. Mordasova, R. M. Gilaev

Lithofacies Features of the Botuobinsky Horizon of the Southeastern Part of the Srednebotuobinskoye Oil and Gas Condensate Field (Eastern Siberia) 151
D. O. Smirnova, A. V. Mordasova, N. I. Korobova, V. Yu. Bliznyukov, R. S. Sautkin, M. E. Voronin, N. V. Alekseev

Formation of Oil and Gas Fields in Ancient Petroleum Basins (Eastern Siberia) 161
R. S. Sautkin, A. V. Stoupakova, E. A. Krasnova, A. A. Suslova, M. E. Voronin, D. O. Smirnova, A. V. Mordasova

Maceral Composition of Coals From Carboniferous Coalfields of the East European Platform 174
N. V. Pronina, I. E. Stoukalova, E. V. Saveleva, S. G. Panishev

Integration of Multi-Scale Data for Search and Exploration of Oil and Gas Fields 186
A. V. Stoupakova, R. S. Sautkin, G. A. Kalmykov, N. I. Korobova, M. A. Bolshakova, E. A. Krasnova, A. V. Korzun, A. V. Mordasova, A. G. Kalmykov

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

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

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEORESURSY

V. 27. Is. 2. 2025

Table of Contents

Research Articles

Influence of the Reactive Fluid Flow Regime on Mineral Dissolution Rate 206
E. N. Ivanov, D. A. Korobkov, M R. Stukan

Paleogeographic Reconstructions of Productive Deposits of the Parfenovsky Horizon on the Territory of the Angara-Lena Step of the Southeastern Siberian Platform 216
E. S. Izyurova, O. V. Postnikova, A. D. Izyurov, O. A. Zueva, V. V. Rybalchenko, A. S. Smirnov

Analysis of Efficiency and Result of Pilot Test of Pre-cross-Linked Gel Particles for Conformance Control at Oilfields Complicated by High Mineralization in the Republic of Tatarstan 234
A. Z. Mustafin, M. A. Varfolomeev, A. V. Bolotov, V. K. Derevyanko, I. F. Minhanov, R K. Khairtdinov

Evaluation of the Resource Potential of High-Carbon Rocks of the Saraylin Series Within the Southeastern Slope of North Tatar Arch in the Republic of Tatarstan 243
A. F. Safarov, R. R. Aflyatunov, A. A. Lutfullin, A. M. Kalimulli, R. M. Khabipov, K. D. Shumatbaev, V. G. Bazarevskaya, S. A. Vakhromeev, E. N. Poludetkina, A. G. Kalmykov

Oil Potential of Sargaevskian Horizon in Romashkinskoe Field Areas 255
R. R. Aflyatunov, V. G. Bazarevskaya, A. F. Safarov, O. G. Gibadullina, R. R. Abusalimova, M. F. Saptarova, Yu. V. Stepanova

Digital Model of the Turgoyak Lake System, Southern Urals 264
I. Yu. Chernova, L. R. Kosareva, N. G. Nourgalieva, O. S. Chernova

The Composition of Lacustrine Sediments of Lake Kandrykul (Republic of Bashkortostan) Based on Mineralogical, Geochemical Data and Climatic Changes in the Holocene 281
A. R. Yusupova, N. G. Nourgalieva, D. M. Kuzina, H. Ch. Li

First U–Pb LA-ICP-MS Radioisotopic Ages of the Devonian–Carboniferous Boundary Black Shales (Domanik Facies) in the Kama–Kinel Trough System, Volga–Ural Petroleum Province, East European Platform 297
V. V. Silantiev, D. K. Nurgaliev, G. M. Sungatullina, D. N. Miftakhutdinova, A. V. Kulikova, N. G. Nourgalieva, Ya. Y. Saetgaleeva, A. S. Vandin

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ имени М.В. ЛОМОНОСОВА

ПОЗДРАВЛЕНИЕ

КОЛЛЕКТИВУ КАФЕДРЫ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ФАКУЛЬТЕТА МОСКОВСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

В 2025 году исполняется 80 лет со дня основания кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова.

В 1945 году, в год Великой Победы, выдающийся геолог-нефтяник Игнатий Осипович Брод основал в Московском университете кафедру, где впервые в стране целенаправленно стали изучать фундаментальные проблемы геологии нефти, газа, угля, начали готовить высококвалифицированных специалистов – геологов-нефтяников. Ключевой задачей кафедры стало изучение геологических процессов, определяющих формирование и размещение горючих полезных ископаемых. За восемь десятилетий своего существования, решая актуальные задачи производства, кафедра непрерывно развивалась, приоритеты научных исследований трансформировались, оснащение лабораторий совершенствовалось, при этом кафедра всегда оставалась верной своим научным традициям, последовательно разбираясь во всех геологических процессах: от формирования залежей углеводородов до процесса их накопления в природных резервуарах. На протяжении всего своего существования кафедра утвердилась в роли лидера в подготовке кадров геологов-нефтяников и геологов-угольщиков, а также превратилась в крупный научно-образовательный центр, решающий приоритетные задачи высокотехнологичного производства энергетической отрасли экономики нашей страны.

Коллективу кафедры
геологии и геохимии горючих ископаемых
геологического факультета
Московского университета

Заведующей кафедрой
СТУПАКОВОЙ
АНТОНИНЕ ВАСИЛЬЕВНЕ

Глубокоуважаемые коллеги!
Глубокоуважаемая Антонина Васильевна!

В 2025 году исполняется 80 лет со дня основания кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета имени М.В.Ломоносова.

В 1945 году, в год Великой Победы, выдающийся геолог-нефтяник Игнатий Осипович Брод основал в Московском университете кафедру, где впервые в стране стали целенаправленно изучать фундаментальные проблемы геологии нефти, газа, угля, начали готовить высококвалифицированных специалистов – геологов-нефтяников. Ключевой задачей кафедры стало изучение геологических процессов, определяющих формирование и размещение горючих полезных ископаемых. За восемь десятилетий своего существования, решая актуальные задачи производства, кафедра непрерывно развивалась, приоритеты научных исследований трансформировались, оснащение лабораторий совершенствовалось, при этом кафедра всегда оставалась верной своим научным традициям, последовательно разбираясь во всех геологических процессах от формирования залежей углеводородов до процесса их накопления в природных резервуарах. На протяжении всего своего существования кафедра утвердилась в роли лидера в подготовке кадров геологов-нефтяников и геологов-угольщиков, а также превратилась в крупный научно-образовательный центр, решающий приоритетные задачи высокотехнологичного производства энергетической отрасли экономики нашей страны.

Для развития прорывных научных направлений и поддержки передовых исследовательских проектов университета в 2018 году на базе научной школы по геологии и геохимии горючих ископаемых был создан Институт перспективных исследований нефти и газа, где многие фундаментальные исследования получили свое практическое применение. Опираясь на фундаментальные знания и опыт своих основателей, на их научное наследие, кафедра смогла успешно адаптироваться к новым реалиям и современным вызовам отрасли, а благодаря созданию Института смогла эффективно внедрять свои технологии в практику российских нефтегазовых компаний.

Выпускники кафедры неизменно востребованы в различных сферах нефтегазового сектора экономики. В настоящее время уделяется большое внимание подготовке геологов-нефтяников со знанием математики и физики в рамках научно-образовательного центра по цифровым технологиям (НОЦ ЦТ) в нефтегазовой отрасли, который был создан в 2020 году совместно с лидером нефтегазовой отрасли ПАО «НК «Роснефть», как структурное подразделение кафедры. Целью создания НОЦ ЦТ стало развитие научной междисциплинарной школы подготовки кадров мирового уровня в области цифровых технологий в нефтегазовой отрасли.

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых и Институт перспективных исследований нефти и газа не только выпускают высококлассных специалистов, но и сами создают междисциплинарные команды, способные решать комплексные задачи производства. На базе кафедры сформировался коллектив высокопрофессиональных ученых и преподавателей, способных развивать науку и разрабатывать новые технологические решения. Сегодня в коллективе кафедры и Института перспективных исследований нефти и газа работает много молодых сотрудников, аспирантов, магистрантов, бакалавров, которые приобретают практические навыки в процессе работы над реальными проектами.

От имени МГУ имени М.В.Ломоносова благодарю коллектив кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых за многолетний труд, вклад в развитие геологической науки и подготовку высококлассных специалистов нефтегазовой отрасли. 80 лет работы кафедры – это пример преданности делу и верности университетским традициям. Уверен, что научный потенциал кафедры продолжит служить фундаментом для новых достижений на благо России.

Ректор
Московского университета
академик
В.А. САДОВНИЧИЙ

Для развития прорывных научных направлений и поддержки передовых исследовательских проектов университета в 2018 году на базе научной школы по геологии и геохимии горючих ископаемых был создан Институт перспективных исследований нефти и газа, где многие фундаментальные исследования получили свое практическое применение. Опираясь на фундаментальные знания и опыт своих основателей, на их научное наследие, кафедра смогла успешно адаптироваться к новым реалиям и современным вызовам отрасли, а благодаря созданию Института смогла эффективно внедрять свои технологии в практику российских нефтегазовых компаний.

Выпускники кафедры неизменно востребованы в различных сферах нефтегазового сектора экономики. В настоящее время уделяется большое внимание подготовке геологов-нефтяников со знанием математики и физики в рамках научно-образовательного центра по цифровым технологиям (НОЦ ЦТ) в нефтегазовой отрасли, который был создан в 2020 году совместно с лидером нефтегазовой отрасли ПАО «НК «Роснефть» как структурное подразделение кафедры. Целью создания НОЦ ЦТ стало развитие научной междисциплинарной школы подготовки кадров мирового уровня в области цифровых технологий в нефтегазовой отрасли.

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых и Институт перспективных исследований нефти и газа не только выпускают высококлассных специалистов, но и сами создают междисциплинарные команды, способные решать комплексные задачи производства. На базе кафедры сформировался коллектив высокопрофессиональных ученых и преподавателей, способных развивать науку и разрабатывать новые технологические решения. Сегодня в коллективе кафедры и Института перспективных исследований нефти и газа работает много молодых сотрудников, аспирантов, магистрантов, бакалавров, которые приобретают практические навыки в процессе работы над реальными проектами.

От имени МГУ имени М.В. Ломоносова благодарю коллектив кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых за многолетний труд, вклад в развитие геологической науки и подготовку высококлассных специалистов для нефтегазовой отрасли. 80 лет работы кафедры – это пример преданности делу и верности университетским традициям. Уверен, что научный потенциал кафедры продолжит служить фундаментом для новых достижений на благо России.

РЕКТОР
Московского университета
академик **В.А. САДОВНИЧИЙ**

РЕДАКЦИОННАЯ СТАТЬЯ

Немного истории. Кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова 80 лет

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

В 2025 году исполняется 80 лет с тех пор, как в Московском государственном университете стали целенаправленно изучать фундаментальные проблемы геологии нефти и газа и готовить студентов по этой специальности. Любая наука нуждается в развитии и внедрении ее результатов через образование. Поэтому в вузах создают структурные подразделения, кафедры, которые являются экспериментальными площадками для познания фундаментальных основ науки и внедрения их в жизнь через молодое подготовленное поколение.

Так в начале своего расцвета в середине прошлого века, наука геологии горючих ископаемых, газа, нефти и угля, получила свое развитие в Московском государственном университете, где фундаментальные знания легли в основу многих практических решений. Решая задачи производства, кафедра развивалась, начиная с 1945 года по настоящее время. Менялись заведующие кафедрой, менялись приоритеты научных задач, оснащались лаборатории, но кафедра всегда оставалась верной своим традициям, согласно которым поиск нефти и газа и освоение уже открытых месторождений следует вести последовательно, разбираясь во всех процессах от образования нефти до механизма заполнения флюидом ловушки и формирования залежи (рис.1, рис. 2).

Начало процесса изучения геологии нефти и газа было положено выдающимся геологом-нефтяником Игнатием Осиповичем Бродом (1902–1962), по инициативе которого в 1945 году была создана кафедра геологии газа, а затем геологии нефти и газа. Будучи великолепным организатором, И.О. Брод буквально за несколько лет создал свою оригинальную школу геологов-нефтяников, деятельность которых базировалась на разработанном им учении о нефтегазоносных бассейнах как основных единицах нефтегазогеологического районирования территорий и акваторий.

Вторым заведующим кафедрой стал друг и единомышленник И.О. Брода, Николай Брониславович Вассоевич (1902–1981) – выдающийся исследователь XX века. Возглавив в 1963 г. кафедру геологии и геохимии горючих ископаемых на геологическом факультете МГУ, Н.Б. Вассоевич с головой ушел в работу над проблемой происхождения нефти. Н.Б.Вассоевич создал иерархию стадий генерации нефтяных УВ, которая в настоящее время известна как «шкала Вассоевича». С помощью установленного Н.Б. Вассоевичем закона о преобразовании органического вещества в недрах осадочных бассейнов в настоящее время делают прогноз качества и фазового состава углеводородов в залежах.

Брод Игнатий Осипович	Вассоевич Николай Брониславович	Семенович Владимир Владимирович	Соколов Борис Александрович	Иванов Михаил Константинович	Ступакова Антонина Васильевна
Научные направления					
1945-1962 Учение о нефтегазоносных бассейнах и залежах	1962-1981 Учение о стадийности нефтегазообразования. Геология угля	1982-1991 Закономерности распределения нефти и газа по объёму ресурсов	1992-2004 Флюидодинамическая концепция образования углеводородов	2004-2012 Морские исследования углеводородных газов в донных осадках	с 2012 – Критерии нефтегазоносности новых регионов, в том числе Арктики. Цифровые технологии

Рис. 1. Заведующие кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых и развиваемые ими научные направления геологии нефти, газа и угля в Московском государственном университете имени М.В.Ломоносова

Рис. 2. Последовательное оснащение кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых. А – первый кабинет кафедры на Моховой (1945 год); Б – литологическая лаборатория для изучения свойств породы; В – учебная лаборатория научно-образовательного центра по цифровым технологиям нефтегазовой отрасли ПАО «НК «Роснефть»; Г – лаборатория изотопных исследований флюидов и органического вещества.

В 1982 г. кафедру возглавил крупный геолог-нефтяник профессор Владимир Владимирович Семенович (1920–2003). Ранее он в течение многих лет занимал пост начальника Управления нефти и газа Министерства геологии страны и привнес в Московский государственный университет новое направление, связанное с особенностями распределения ресурсов в недрах осадочных бассейнов и взаимоотношения газа, нефти и воды в залежи.

В 1992 г. кафедру возглавил член-корреспондент РАН, профессор Борис Александрович Соколов (1930–2004) – родоначальник новой флюидодинамической концепции в нефтегазовой геологии, согласно которой тепловые потоки из глубоких горизонтов Земли влияют на процессы образования, накопления и последующую судьбу залежей углеводородов. В конце 2004 г. на пост заведующего кафедрой был избран профессор Михаил Константинович Иванов (1945–2012). С именем М.К. Иванова связаны морские геологические исследования в Московском государственном университете. Под его началом была создана школа Московского университета «Плавучий университет», основным девизом которой было «Обучение через исследование». М.К. Иванов большое внимание уделял эксперименту в нефтегазовой геологии, и ему удалось насытить кафедру новейшим оборудованием.

С 2012 года кафедра развивается и продолжает традиции своих учителей под руководством профессора Антонины Васильевны Ступаковой. На базе школы по геологии и геохимии горючих ископаемых ведется подготовка специалистов геологов и геохимиков по поискам, разведке и разработке месторождений горючих ископаемых. В декабре 2018 года в Московском университете согласно приказу ректора академика В.А. Садовничего в целях дальнейшего развития и повышения эффективности фундаментальных и прикладных исследований в МГУ создан Институт перспективных исследований нефти и газа, который наследовал все направления развития кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, развивая их и внедряя в практику поисково-разведочных работ на нефть и газ. Цель Института перспективных исследований нефти и газа – создание новых технологий на фундаментальной базе научных исследований Московского государственного университета (рис. 3).

Стратегия развития Института перспективных исследований нефти и газа нацелена на решение приоритетных задач наукоемкого производства нефтегазовой отрасли. Это отражено в научных направлениях деятельности, соответствующих текущей национальной повестке государства и компаний энергетического сектора экономики:

- поиск и освоение месторождений углеводородов для высокоэффективной энергетики, в том числе освоение Арктики;
- цифровизация геологических данных для безопасности получения, хранения и обработки геологической информации;
- хранение и захоронение углекислого газа в природных объектах недр;
- рациональное использование природных ресурсов;

Рис. 3. Институт перспективных исследований нефти и газа

• повышение уровня образования и эффективная подготовка кадров через непосредственное решение производственных задач (рис. 4).

Научные направления Института перспективных исследований нефти и газа развиваются благодаря сотрудничеству науки и бизнеса, которое реализуется на фундаментальных площадках Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова в инновационных проектах с ведущими нефтегазовыми компаниями страны.

В рамках Института перспективных исследований нефти и газа МГУ развивается междисциплинарное взаимодействие с ведущими коллективами по математике, кибернетике, физике, химии, биологии, экологии для разработки цифровых технологий обработки и анализа больших массивов данных, построения гидродинамических моделей и самообучающихся систем в нефтегазовой индустрии. Потребность нефтегазовой отрасли в цифровизации явилась локомотивом для трансформации образования. В 2020 году на базе кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых открыт Научно-образовательный центр ПАО «НК «Роснефть» по цифровым технологиям в нефтегазовой отрасли.

Накопленный опыт работы, производственно-технологический потенциал и молодые кадры Московского университета способствуют эффективному решению приоритетных задач энергетического сектора экономики (рис. 5).

Рис. 4. Приоритетные направления научно-технологического развития Института перспективных исследований нефти и газа

Рис. 5. Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа»

Сведения об авторе

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, Ленинские горы, 1

e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

РЕДАКЦИОННАЯ СТАТЬЯ

Приоритетные направления развития геологии нефти и газа в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова

А.В. Ступакова, Н.Н. Еремин, Г.А. Калмыков, Р.С. Сауткин, А.А. Суслова, Е.А. Краснова, М.Е. Воронин, А.П. Завьялова, М.А. Большакова, А.Г. Калмыков, М.Ю. Карпушин, А.П. Антонов, А.В. Корзун

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

Направления деятельности Института перспективных исследований нефти и газа и кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова разрабатываются в соответствии с современными стратегическими задачами научно-технологического развития нефтегазовой отрасли. Создание наиболее подходящих концепций формирования и размещения скоплений нефти и газа остается прерогативой исследований в Московском государственном университете. Применение геологии в настоящее время расширяется и для решения других задач, связанных с цифровыми технологиями в нефтегазовой отрасли, рациональным и экологически чистым использованием недр, попутным извлечением других видов ценных полезных ископаемых. Для повышения эффективности бурения ведется поиск новых технологических решений анализа и интерпретации фактических данных, их комплексирования и проверки достоверности полученных результатов. Объектами исследования служат сложнопостроенные, часто обводненные залежи и высокоуглеродистые формации старых нефтегазоносных бассейнов, новые нефтегазоносные регионы Арктического шельфа и северных территорий. Все собранные в ходе исследований данные требуют специальной обработки, хранения и цифровых алгоритмов их анализа. Результаты многолетней работы по сбору, анализу и комплексированию всех геологических данных по нефтегазоносным бассейнам территории РФ позволили коллективу Института перспективных исследований нефти и газа создать отечественные программные продукты, которые автоматизируют процесс познания геологической среды и прогноза ее полезных ископаемых. Преподаватели геологического факультета и сотрудники Института перспективных исследований нефти и газа развивают новые технологии в рамках инновационных проектов и договорных работ, на примере которых готовят кадры, непосредственно вовлеченные в производственную деятельность. Свой опыт специалисты МГУ имени М.В. Ломоносова распространяют на другие вузы и учебные заведения, где ведется подготовка кадров по схожей специальности.

Введение

Большая часть приоритетных направлений развития экономики страны напрямую связана с развитием геологии, как науки о строении Земли и закономерностях образования и размещения полезных ископаемых в ее недрах. Высокоэффективная энергетика зависит от эффективности поиска и освоения месторождений полезных ископаемых, в том числе нефти и газа. Задачи поиска и разведки горючих ископаемых, газа, нефти и угля, являются частью Программы развития Московского государственного университета. Следуя вызовам времени, геологи Московского университета решают целый комплекс задач нефтегазового сектора экономики, где геология определяет стратегию развития отрасли. О некоторых из них мы поделимся в этой статье.

В настоящее время поисково-разведочные работы ведутся в регионах с разной степенью изученности недр. В старых нефтегазоносных бассейнах мониторинг состояния месторождений нефти и газа указывает на необходимость понимания механизмов формирования отдельных залежей и правильного выбора технологических методов их освоения (рис. 1). В новых регионах требуется достоверная модель строения нефтегазоносного бассейна и всех его составляющих, отвечающих за процесс формирования месторождения. В обоих случаях изучение особенностей распределения залежей нефти и газа геологами Московского университета начинается с фундаментальных основ и отработки базовых критериев нефтегазоносности региона для выбора методов ведения геолого-разведочных работ (рис. 2). Разработка базовых критериев, указывающих на нефтегазоносность региона, зоны нефтегазонакопления или отдельной структуры, является неотъемлемой частью процесса поисково-разведочных работ. Четкое соответствие последовательности всех действий по поиску и разведке месторождений нефти и газа разработанным ранее критериям позволяет исследователю и производственнику достичь желаемого результата.

В районах с доказанной нефтегазоносностью и высокой степенью изученности привычная всем антиклинальная теория поиска нефти и газа в настоящее время не работает в той мере, в которой она работала раньше.

Эта теория уже дала свои положительные результаты и привела к открытию крупных скоплений углеводородов. Для поиска новых залежей нефти и газа в районах с высокой степенью изученности необходимо разрабатывать новую теоретическую концепцию, которая отражает весь процесс перемещения углеводородов от места их зарождения до последующего накопления. В регионах недостаточно изученных геофизическими методами и бурением, как например в акваториальных бассейнах, напротив, применение концепции размещения залежей в крупных антиклинальных структурах может принести высокие результаты.

Разработка наиболее подходящих концепций формирования и размещения скоплений нефти и газа остается прерогативой исследований геологии нефти и газа в Московском государственном университете. Применение геологии в настоящее время расширяется и для решения других задач, связанных с цифровыми технологиями в нефтегазовой отрасли, рациональным и экологически чистым использованием недр, попутным извлечением других видов ценных полезных ископаемых. Все эти вопросы также требуют фундаментального подхода и четких критериев их решения.

1. Поиск и освоение месторождений углеводородов для высокоэффективной энергетики, в том числе освоение Арктики

1.1. Повышение эффективности бурения скважин на открытых месторождениях углеводородов в низкопроницаемых, недонасыщенных коллекторах

Для повышения эффективности бурения скважин на открытых месторождениях нефти и газа необходимо использовать новые технологии не только бурения скважин,

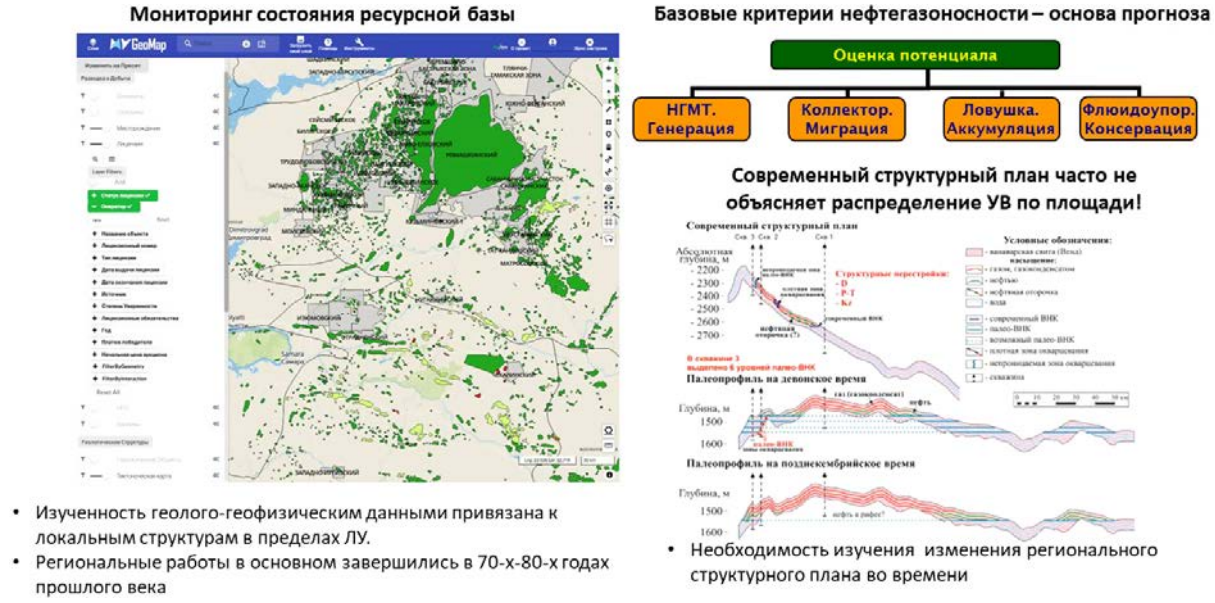


Рис. 1. Фундаментальные основы для выбора новых технологий в старых нефтегазоносных районах

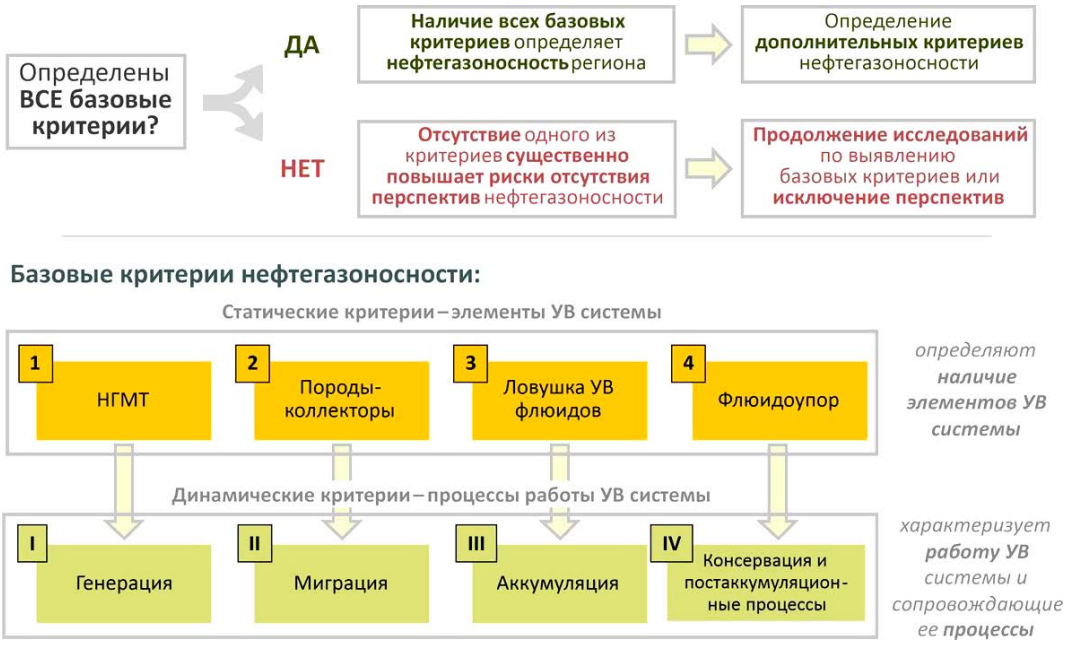


Рис. 2. Разработка геологических критериев прогноза нефтегазоносности региона, основанная на фундаментальных знаниях геологии нефти и газа

но и технологии прогноза гидродинамических процессов формирования и размещения залежей углеводородов. Задачи комплексного подхода к прогнозу местоположения залежи требуют новых технологических решений анализа и интерпретации фактических данных, их комплексирования и проверки достоверности полученных результатов. Если разные методы выявляют схожие закономерности строения и формирования залежи, то повышается вероятность достоверности сделанных выводов. Процесс комплексирования данных, сложный и последовательно-циркуляционный, где определенные алгоритмы построения модели требуют калибровки всех ее входных параметров, верификации и экспертной оценки результатов. В науке поиска и разведки месторождений нефти и газа таких параметров много и они совершенствуются вместе с развитием лабораторно-аналитической базы.

1.2. Освоение трудноизвлекаемых запасов в «старых» нефтегазоносных районах

Одной из ключевых проблем освоения залежей в регионах с высокой степенью изученности является обводненность залежей и отсутствие прямой связи распределения залежей углеводородов с современным структурным планом. В таких регионах начинают осваивать глубокие горизонты и трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) в высокоуглеродистых сланцевых толщах. Специалистами Института перспективных исследований нефти и газа оценены ресурсы и рентабельные запасы в высокоуглеродистых отложениях доманиковой свиты в Волго-Уральском и Тимано-Печорском регионах, баженовской свиты в Западной Сибири, хадумской свите в Предкавказье и куонамской свиты в Восточной Сибири. Для каждого типа высокоуглеродистых отложений разработана методология сбора и анализа данных, проведена оценка участков и их ранжирование для успешных поисково-разведочных работ и технологий их освоения (рис. 3).

При освоении высокоуглеродистых отложений одна из проблем связана с понятийной базой трудноизвлекаемых запасов углеводородов и интервалов разреза их содержащих. Специалисты Института перспективных исследований нефти и газа МГУ, базируясь на фундаментальных знаниях, взаимодействуют как с государственными учреждениями, так и с недропользователями, помогая найти общее понимание в подходах к освоению трудноизвлекаемых запасов углеводородов, построенному на налоговых вычетах, льготах и преференциях. Без четкого геологического определения горизонтов, содержащих ТРИЗ, освоение их происходить не может.

1.3. Исследование Арктики

В новых геологических районах, которыми являются акватории арктического шельфа, север Восточной Сибири и Дальний Восток, экономическая эффективность геолого-разведочных работ может быть достигнута только в дальней перспективе. Несмотря на долгосрочность программы, проводить поисково-разведочные работы в Арктике необходимо сегодня, так как геологические задачи в этих районах тесно связаны со стратегическими задачами государства по обоснованию внешних границ Российской Федерации, развитию транспортного пути, инфраструктуры и многих других жизненно важных вопросов общества.

В 20-х годах современного столетия начался новый виток освоения Арктики, где лидирующую роль вместе с государственными структурами стала играть компания ПАО «НК «Роснефть». Впервые в истории арктических исследований ПАО «НК«Роснефть» провела полномасштабное бурение малоглубинных стратиграфических скважин в арктических морях. Скважины были пробурены на севере Карского моря, в море Лаптевых, в Восточно-Сибирском море, в Чукотском море, на хребте Ломоносова в акватории Северного Ледовитого океана. Полученный ценный каменный материал служит прямым источником геологической информации, необходимой не только для оценки перспектив нефтегазоносности, но для обоснования внешних границ Российской Федерации на шельфе Арктики. Каменный материал хранится и обрабатывается в стенах МГУ имени М.В. Ломоносова, в компании «Иннопрактика», где коллектив специалистов Института перспективных исследований нефти игаза проводит полный спектр аналитических работ по стратиграфическому бурению на шельфе Арктики.

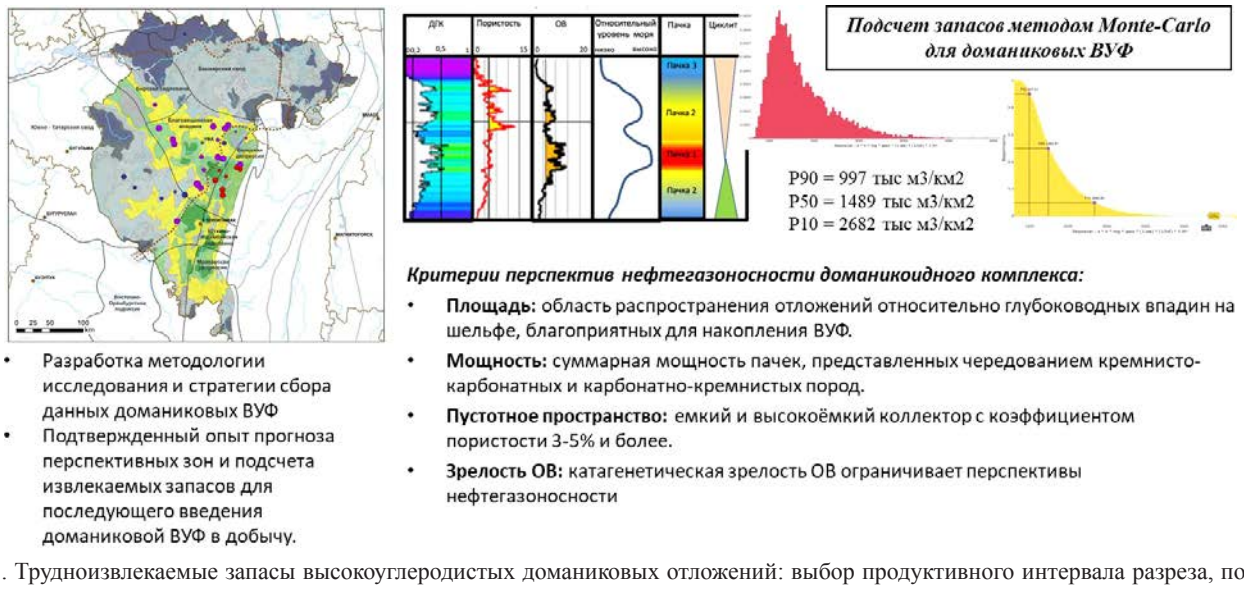


Рис. 3. Трудноизвлекаемые запасы высокоуглеродистых доманиковых отложений: выбор продуктивного интервала разреза, подсчет запасов, взаимодействие государства, науки и недропользователей

Всего обработано более 2-х километров керна породы, полученной из более чем 20 скважин, пробуренных ПАО «НК «Роснефть» в Арктике. Разработаны технологии, в том числе цифровые, по обоснованию возраста слагающих Арктику отложений. Созданы модели по всем морям Арктики. Отработана скважина Де-Лонга на хребте Ломоносова. Все результаты бурения были использованы ПАО «НК «Роснефть» и государством для наращивания ресурсной базы и обоснования внешних границ Российской Федерации на шельфе Арктики (рис. 4).

2. Цифровизация геологических данных, их хранение и обработка информации

Цифровизация геологических данных, их хранение и обработка геологической информации являются важными задачами, обеспечивающими независимые цифровые технологии и их быстрое внедрение в производство. Результаты многолетней работы по сбору, анализу и комплексированию всех геологических данных по нефтегазоносным бассейнам территории РФ позволили коллективу Института перспективных исследований нефти и газа создать отечественные программные продукты, которые автоматизируют процесс познания геологической среды и прогноза ее полезных ископаемых.

2.1. Геологическая 3D модель разреза Земли в пределах территории РФ

Модель строения и истории развития разреза Земли на всю территорию РФ создана впервые. При разработке 3D геологической модели собран в единую систему геологический материал по всем регионам Российской Федерации. Впервые унифицированы и увязаны между собой карты, разрезы и элементы углеводородных систем по всем осадочным комплексам и для всей территории РФ. Результаты работ имеют большую практическую ценность, и большая часть из них получена впервые. Описание технологии создания 3D-геологической модели на большую территорию издано и проиллюстрировано в Атласе «Палеобассейны. История развития осадочных бассейнов и их нефтегазоносность» (рис. 5).

В Атласе представлены унифицированные цифровые геологические модели по разным возрастам верхнепротерозойской и фанерозойской эонотем на всю территорию РФ, и восстановлена история развития комплексов отложений в хроностратиграфической последовательности от рифейских и вендских до меловых и кайнозойских. Межрегиональные построения позволили проследить тенденции в развитии территорий и древних комплексов, не затронутых поисково-разведочными работами на нефть и газ и выявить механизмы формирования их нефтегазоносности.

2.2. Создание отечественного ПО для моделирования геологических процессов

При создании 3D-геологической модели строения территории РФ возникла необходимость перевести из «ручного» в «цифровой» формат все последовательные элементы ее реализации и автоматизировать процесс прогноза нефтегазоносности отечественными программными продуктами. На сегодняшний день существующие программные продукты для бассейнового моделирования требуют адаптации к региону и загрузки большого количества данных, не увязанных в единую региональную информационно-аналитическую систему. Это приводит к тому, что при расчете моделей на наиболее распространенных зарубежных программных продуктах и загрузке большого количества не увязанных между собой данных, формируются различные системные ошибки. Для качественной увязки локальных данных в единую систему коллектив Института перспективных исследований нефти и газа создает программное обеспечение, состоящее из отдельных модулей, решающих пошагово задачу регионального геологического моделирования и прогноз фазового состава формирующихся углеводородов.

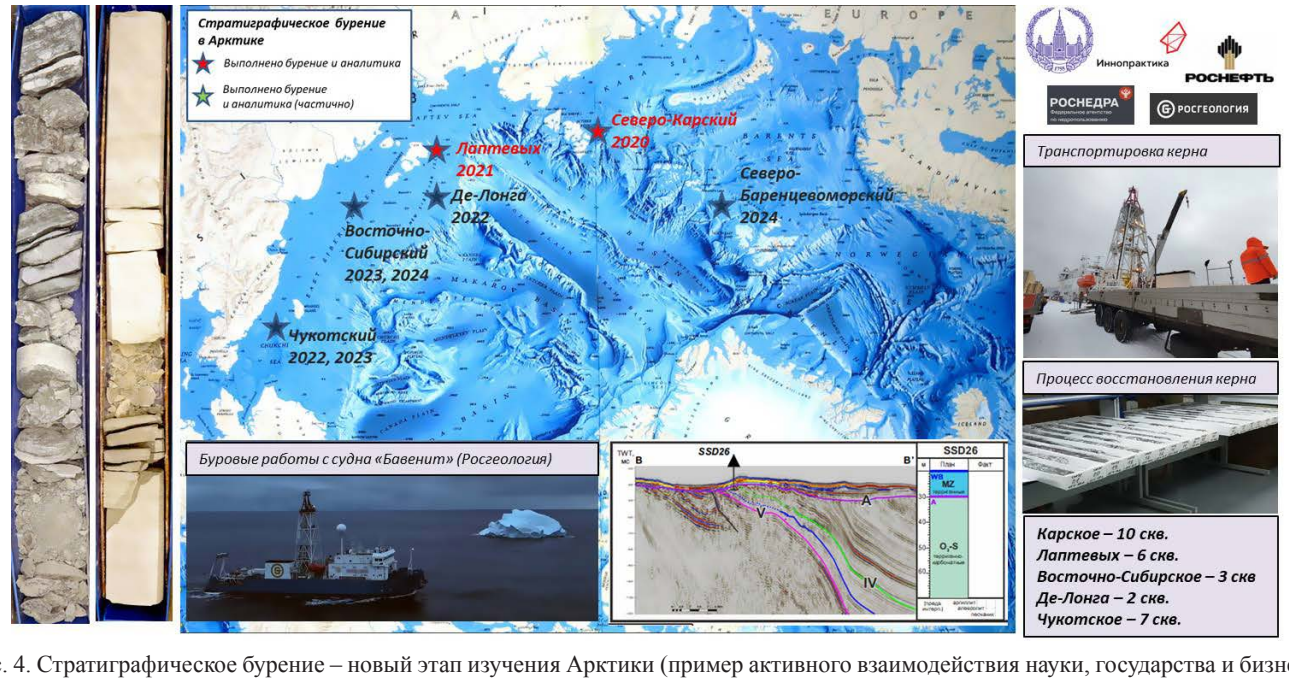


Рис. 4. Стратиграфическое бурение – новый этап изучения Арктики (пример активного взаимодействия науки, государства и бизнеса)

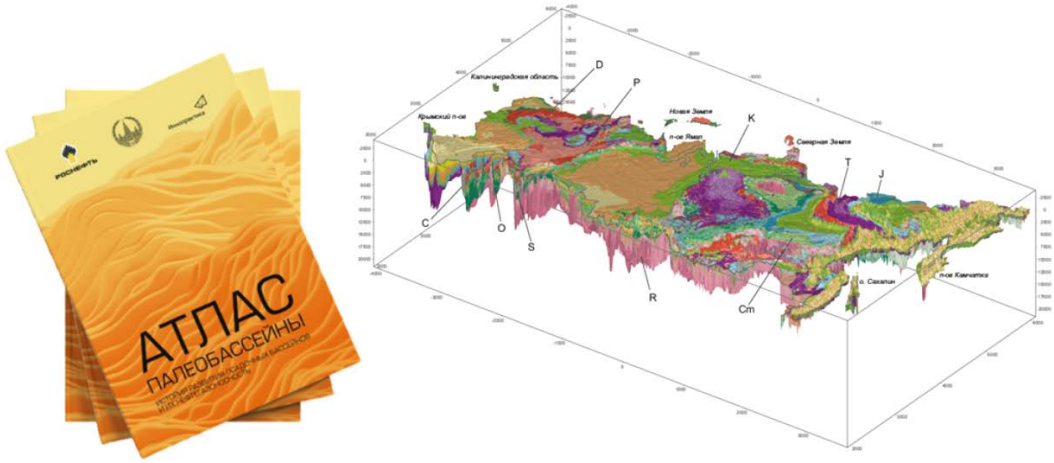


Рис. 5. Цифровая модель геологического строения территории РФ и Атлас «Палеобассейны. История развития осадочных бассейнов и их нефтегазоносность», иллюстрирующий технологию создания модели

2.3. Цифровой каталог методов ГРР и их рациональное комплексирование для решения конкретной задачи поиска и разведки месторождений нефти и газа

Для рационального выбора методов поиска и разведки месторождений нефти и газа создан каталог всех методов, существующих на сегодняшний момент и применяемых на практике поисково-разведочных работ. Каталог методов позволяет системно подойти к выбору методов и технологий для освоения месторождений нефти и газа. В настоящее время существует большое разнообразие методов геологоразведочных работ на нефть и газ, общее число которых в авторском каталоге составляет более 500. Для рационального выбора комплекса методов для каждого отдельного метода оценены его информативность, достоверность и ограничения в конкретных геологических условиях. Методы ранжированы по направлениям и решаемым задачам геолого-разведочных работ. Так, в каталоге выделяются методы геофизического, геологического, геохимического, гидрогеологического и инженерно-промыслового направлений. Каждый из методов также ранжируется по параметрам, сгруппированным в блоки для их целевого использования (рис. 6). Как правило, отдельно взятый метод направлен на решение одной группы задач, но он также может косвенно решать задачи второй группы. При повышении степени изученности объекта увеличивается доля задач, связанных с детальной характеристикой базовых критериев нефтегазоносности. Результаты всех методов сопоставляются между собой и уточняются на разных этапах геологоразведочных работ. Часто информация, полученная в ходе реализации метода на более поздних стадиях геолого-разведочных работ, используется для уточнения моделей, построенных на ранних этапах изучения региона.

2.4. Информационно-аналитическая система MyGeoMap

Примером отечественной информационно-аналитической системы является цифровая платформа MyGeoMap, предназначенная для оперативного получения информации об объектах нефтегазового сектора экономики не только РФ, но и по всем регионам мира. В настоящее время цифровая платформа MyGeoMap является единственным продуктом на российском рынке, который

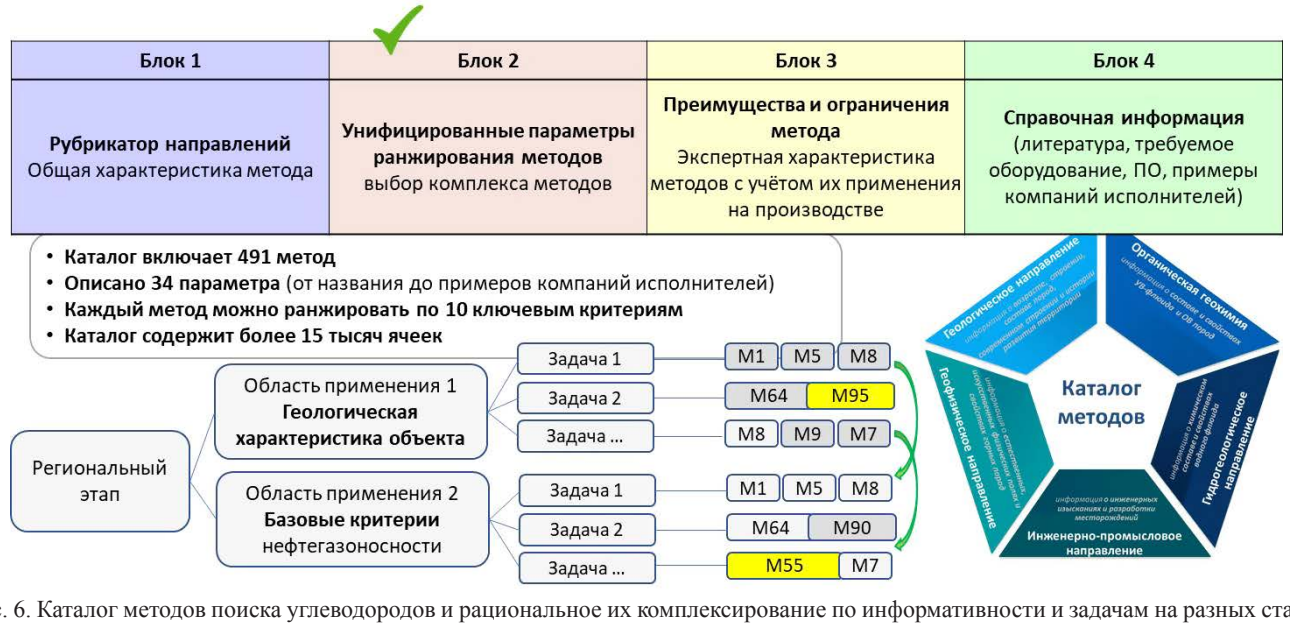


Рис. 6. Каталог методов поиска углеводородов и рациональное их комплексирование по информативности и задачам на разных стадиях геолого-разведочных работ от поиска до разработки месторождений нефти и газа

может быть конкурентно способным таким зарубежным аналогам, как IHS, WoodMackinzie, Rystad Energy и C&C reservoirs. Кроме того, создание отечественных программных продуктов для решения конкретных геологических задач необходимо отечественному геологу, нефтянику, разработчику месторождений, экономисту, так как позволяет не только сэкономить время на реализацию поисково-разведочных работ, но и позволяет избежать системной ошибки при выполнении последовательности действий (рис. 7).

3. Безуглеродная энергетика. Хранение и захоронение CO_2

В век низкоуглеродной энергетики государство должно быть готово к тем вызовам, которые могут возникнуть в любой момент в связи с требованиями сократить выбросы парниковых газов и утилизировать углекислый газ в природных объектах. Знания геологической среды и условий ее формирования позволяют специалистам Института перспективных исследований нефти и газа проводить мониторинг техногенной генерации углекислого газа и подбирать природные объекты для его размещения с возможностью извлечения при необходимости для нужд экономики.

3.1. Мониторинг техногенной генерации углекислого газа и мирового опыта по его хранению и захоронению

Одной из задач последнего времени является захоронение или долгосрочное размещение углекислого газа, который выбрасывается в атмосферу в результате человеческой деятельности. Вместе с развитием промышленности количество выделяемого углекислого газа стремительно увеличивается, и он остается в атмосфере в течение длительного времени. Текущие суммарные мировые объемы выбросов углекислого газа постоянно растут и на сегодняшний день по разным оценкам составляют более 32 млрд тонн. При этом на долю стран-лидеров – Китая, США, Индии, России и Японии – приходится около 60 % общемировой эмиссии углекислого газа. В России значительные выбросы углекислого газа в первую очередь связаны с предприятиями нефтегазодобывающей и нефтегазоперерабатывающей промышленности и энергетики. Кроме того, высокая доля выбросов относится к агропромышленному комплексу, металлургии и другим видам промышленной деятельности (рис. 8).

Существуют различные варианты размещения CO_2 в природных геологических объектах, под которыми понимается естественная геологическая система, способная удерживать углекислый газ в стабильном состоянии достаточно длительное время. Особенности хранения и захоронения углекислого газа зависят от типа природного объекта, его свойств и фазового состава закачиваемого углекислого газа. В настоящее время в мире для размещения углекислого газа в природных объектах используют истощенные коллекторы месторождений нефти и газа, водоносные горизонты, магматические породы, главным образом, базальты, угольные пласты и многолетнемерзлые породы (рис. 9).

3.2. Технология выбора природного объекта для хранения и захоронения углекислого газа

Хранение углекислого газа подразумевает техническую возможность его извлечения обратно из природного резервуара при необходимости. Некоторые резервуары, такие как магматические базальтовые породы, угольные пласты, поглощают углекислый газ без возможности отдавать его обратно. В таком случае, газ утилизируется и захоронается безвозвратно. Другие резервуары, например, истощенные залежи углеводородов, соляные пласты, водоносные горизонты, способны удерживать углекислый газ в стабильном состоянии длительное время, а потом отдавать его при необходимости использования. Специалистами Института перспективных исследований были разработаны базовые критерии идентификации пригодности природного объекта для закачки углекислого газа и количественные и качественные параметры, характеризующие положение объекта, его емкость и сохранность. В результате, в каждом регионе РФ были определены природные объекты, способные вмещать в себя углекислый газ и сохранять его длительное время (рис. 10). Специалистами института предложены последовательные методические алгоритмы по детальному изучению оценки влияния углекислого газа на литофизические свойства резервуаров и их флюидоупров.

Рис. 7. MyGeoMap.ru – отечественная экспертная информационно-аналитическая оценка объектов по РФ и миру, заменившая импортные платформы IHS и WoodMac

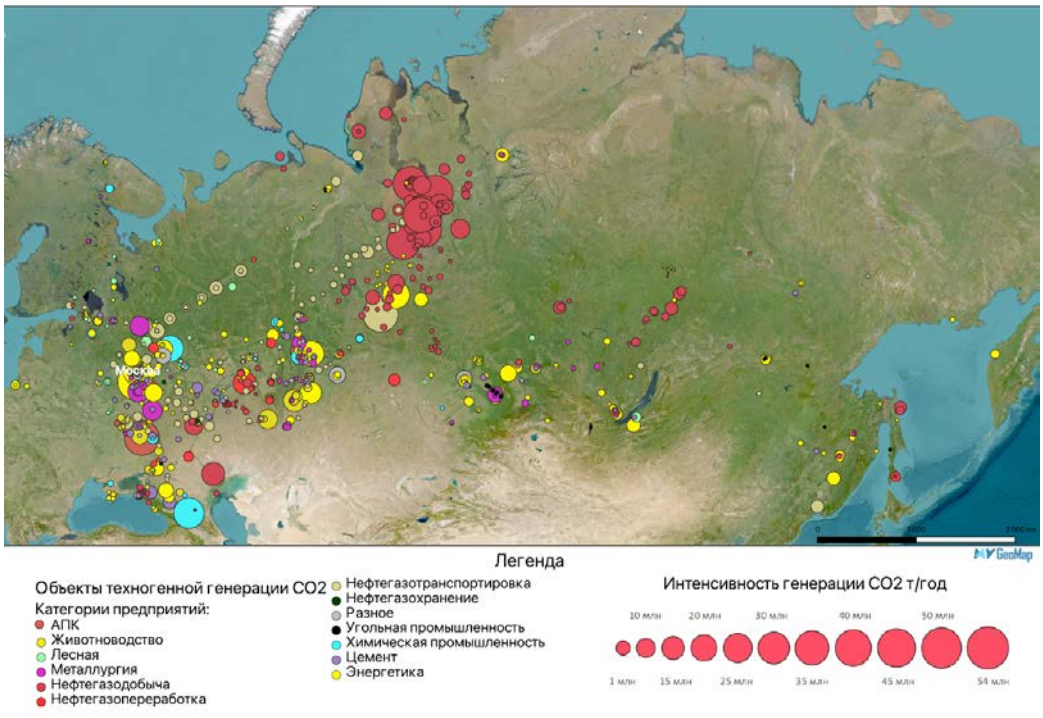


Рис. 8. Карта техногенной генерации CO_2 на территории РФ

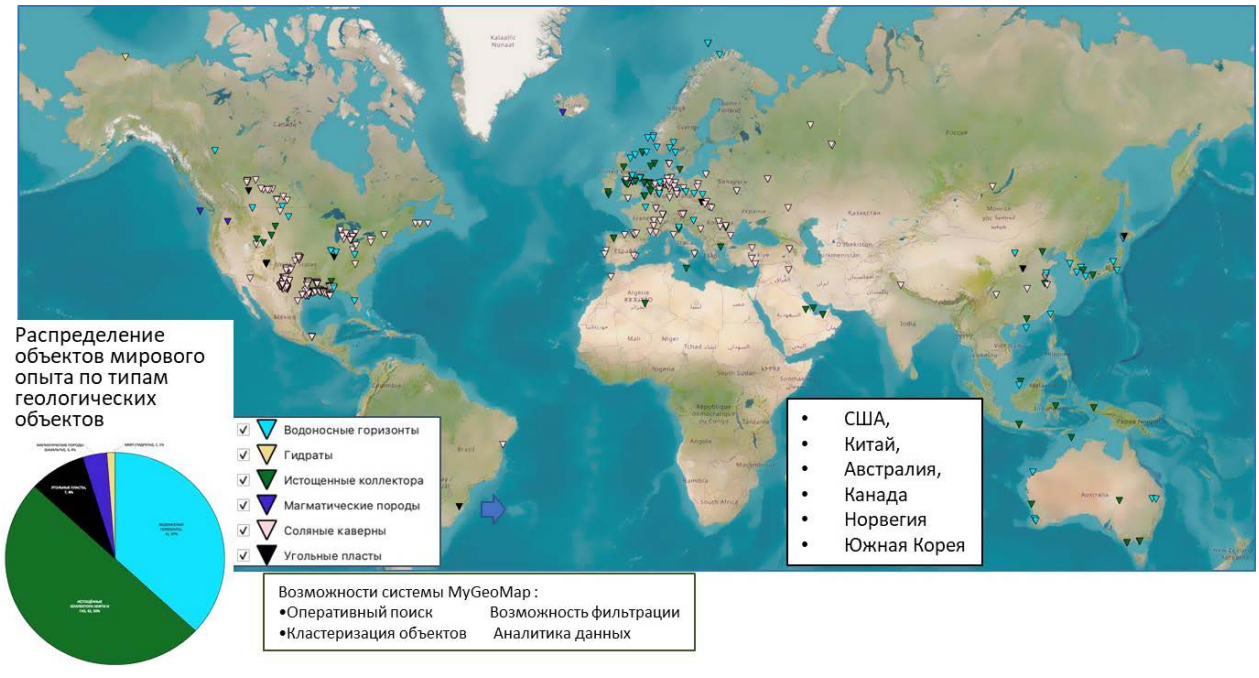


Рис. 9. Существующие проекты размещения и хранения CO_2. Распределение по типам геологических объектов

4. Рациональное использование природных ресурсов. Гидроминеральное сырье

Для рационального использования природных ресурсов геолог должен максимально полно получать все виды полезного сырья из тех видов полезных ископаемых, которые он добывает. К такому виду сырья, например, относятся промышленные воды, которые содержат значительное количество лития, урана, ванадия и других редких элементов, обладающих уникальными свойствами. В Институте перспективных исследований нефти и газа разрабатываются технологии оценки запасов и добычи этих элементов из промышленных вод. Технологии основаны на геологических, геохимических, геофизических и инженерно-геологических методах. Например, метод изотопного анализа рассолов используется для определения состава промышленных вод и их источников. Инженерно-геологические методы используются для селективного извлечения металлов из этих вод. Основной проблемой геолого-геохимической науки является отработка параметров, которые влияют на селективное извлечение микро- и макро-компонентов из природных рассолов (рис. 11).

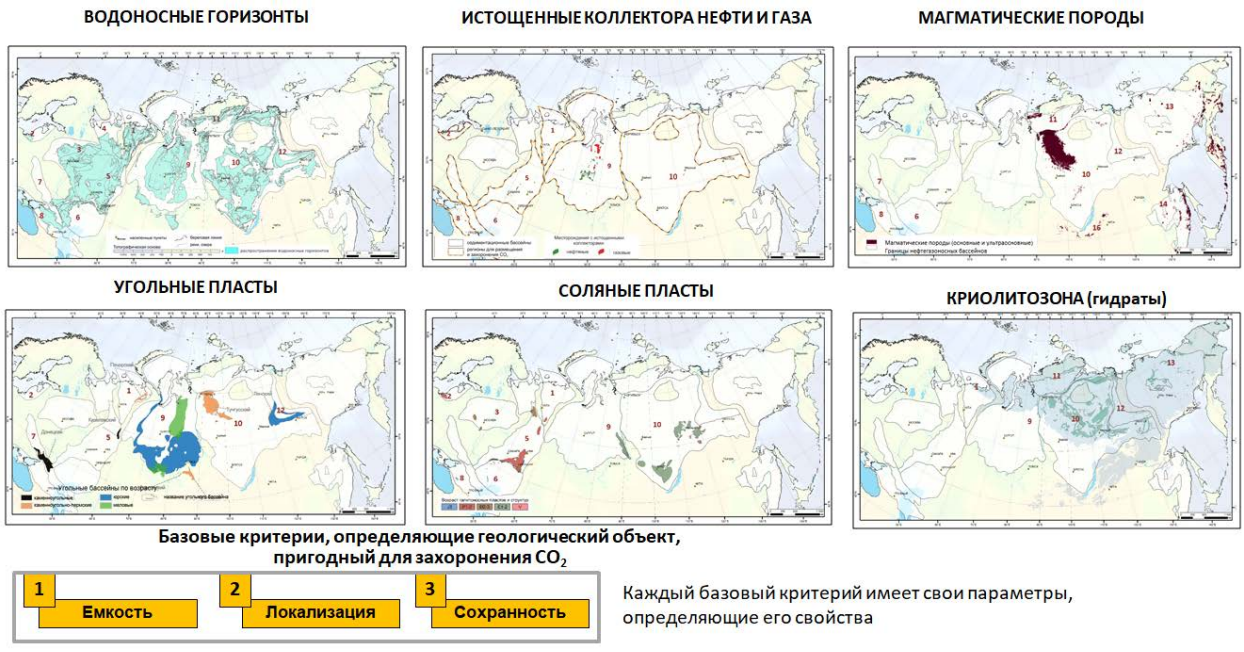


Рис. 10. Геологическая база данных – основа для выбора объектов стабильного размещения и хранения углекислого газа

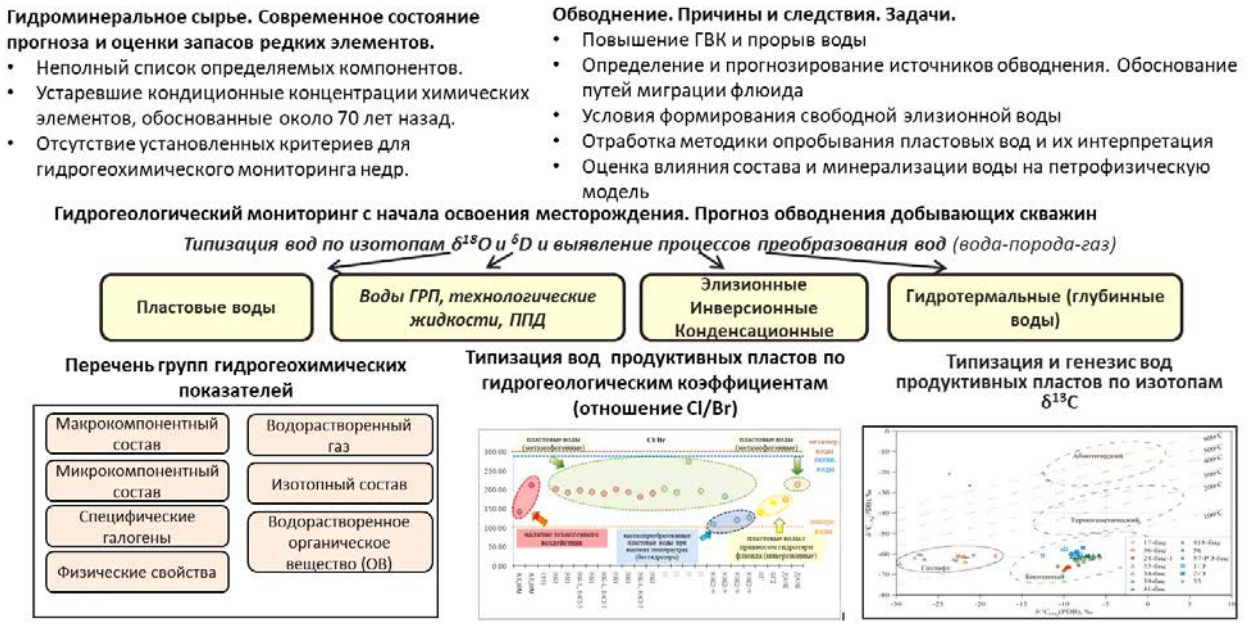


Рис.11. Гидроминеральное сырье и роль пластовых вод в формировании структуры месторождения

5. Повышение уровня образования и эффективная подготовка кадров

Геологическая наука, как и многие другие сферы экономики, нуждается в повышении уровня образования и эффективной подготовки кадров для производства. Преподаватели и сотрудники Института перспективных исследований нефти и газа развивают новые технологии в рамках инновационных проектов и договорных работ, на примере которых готовят кадры, непосредственно вовлеченные в производственную деятельность. Свой опыт специалисты МГУ имени М.В.Ломоносова распространяют на другие вузы и учебные заведения, где ведется подготовка кадров по схожей специальности. Создаются междисциплинарные научно-образовательные консорциумы в рамках проекта «Вернадский», которые включают в себя ведущие университеты, региональные вузы, средние профессиональные учреждения, школы, научно-исследовательские институты. Совместная работа учебно-научных организаций разного уровня укрепляет единство общероссийского образовательного пространства, формируя центры подготовки квалифицированных кадров с учетом требований цифровой экономики и задач регионального развития. Научные школы подготовки кадров мирового уровня создаются благодаря активной работе преподавателей, аспирантов и студентов Московского университета в региональных вузах (рис. 12).

5.1. Научно-образовательный центр ПАО «НК «Роснефть» по цифровым технологиям в нефтегазовой отрасли

Преподаватели и сотрудники геологического факультета и Института перспективных исследований готовят

В рамках **Международной летней школы Студенческих Научных Обществ** (СНО) студентка кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Коканова А.С. и аспирантка Жиренко Д.О. провели **мастер-классы, посвященные внедрению научно-исследовательских методик в образовательный процесс и специализированный мастер-класс по геологии нефти и газа**.

Рис. 12. Участие студентов, аспирантов и преподавателей в международной летней школе Студенческих Научных Обществ в г. Красноярск

геологов-нефтяников со знанием математики и физики на базе научно-образовательного центра по цифровым технологиям (НОЦ ЦТ) в нефтегазовой отрасли, созданным в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова совместно с компанией ПАО «НК «Роснефть». НОЦ ЦТ создан на базе кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ 6 мая 2020 года с целью развития научной междисциплинарной школы подготовки кадров мирового уровня в области цифровых технологий в нефтегазовой отрасли. Междисциплинарный коллектив НОЦ ЦТ состоит из сотрудников геологического и механико-математического факультетов МГУ, Института механики МГУ и сотрудников ведущих нефтегазовых компаний.

Деятельность НОЦ ЦТ включает образовательную, научно-исследовательскую и инновационную деятельность. Образовательная деятельность по магистерской программе «Цифровизация в сфере геологии горючих ископаемых» ведется с 01 октября 2020 года. Ежегодно осуществляется набор в магистратуру, открыты учебные программы, как для студентов геологического факультета (интегрированная магистратура), так и для студентов всех факультетов МГУ и других вузов (междисциплинарная (малая) магистратура) (рис. 13).

Вся научно-образовательная деятельность МГУ имени М.В. Ломоносова направлена на решение приоритетных научно-технологических задач, создания научных школ и подготовки высокопрофессиональных кадров, уровень образования которых способен объединить фундаментальную науку и производство для эффективного развития экономики.

6. Рациональное изучение разномасштабного кернового материала. Лабораторная база для решения приоритетных задач

Рациональное изучение разномасштабного кернового материала необходимо для оперативного получения результатов и интерпретации комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) и данных геолого-технологических исследований (ГТИ) непосредственно на скважине, особенно в случае, когда отбор керна минимален или вовсе не предусмотрен проектными документами. В сложных геологических условиях необходимо применение новых технологических решений, которые способны заменить традиционные технологии. При этом, получаемый материал должен легко вписываться в общую структуру данных для единой его аналитики, быть качественным и понятным геологам-геофизикам как при оперативной обработке, так и при дальнейшем использовании для подсчета запасов и построения постоянно действующих моделей.

На геологическом факультете, по направлениям работы «Института перспективных исследований нефти и газа» разрабатывается технология «Цифровой шлам», которая позволяет изучать породу без полномасштабного отбора керна в процессе бурения скважин. Из обломков измельченной породы, образующейся во время бурения скважин, моделируют строение разреза, определяют свойства породы, структуру ее пустотного пространства и минерального состава. Модель строения разреза, построенная по буровому шламу, позволяет повысить достоверность результатов бурения и экономическую эффективность определения геолого-геофизических параметров с последующей их верификацией с данными, полученными по керну.

На геологическом факультете по направлениям работы Института перспективных исследований нефти и газа и кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых создана лабораторно-аналитическая база, используемая для решения задач нефтегазовой геологии. Лабораторная база включает оборудование для исследования керна различного масштаба, от полноразмерного до шлама и пластового флюида. Лабораторная база направлена на последовательное изучение свойств и параметров базовых критериев природного резервуара (НГМТ, породы коллекторы, флюидоупоры, ловушки) и процессов работы УВ систем (генерация, миграция, аккумуляция и постаккумуляционные процессы) (рис. 14). Лабораторное оборудование позволяет комплексно решать задачи по изучению природного резервуара. В институте собрано

Рис. 13. Задачи и структура НОЦ Цифровые технологии, созданного МГУ имени М.В. Ломоносова совместно с ПАО «НК «Роснефть»

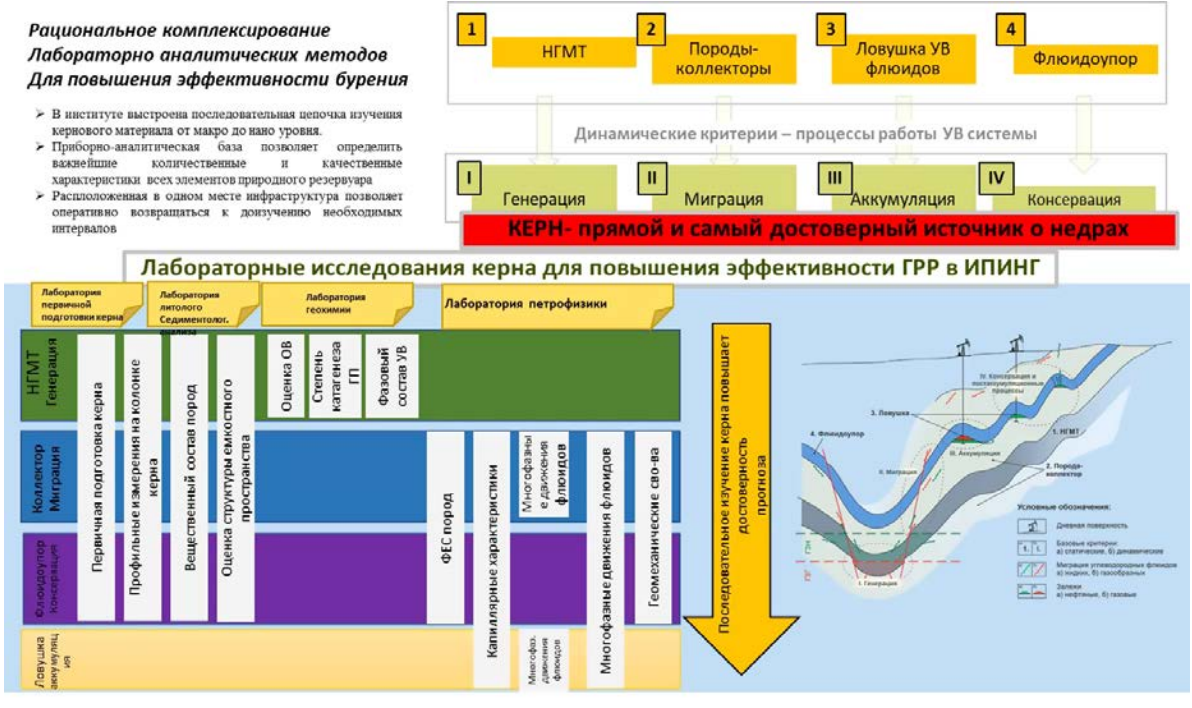


Рис. 14. Лабораторные исследования повышения эффективности ГРР

современное оборудование позволяющие проводить первичные пробоподготовительные работы керна и дальнейшие экспериментальные исследования литологических, петрофизических и геохимических параметров горных пород и пластовых флюидов.

Заключение

Научное направление геологии горючих ископаемых, нефти, газа и угля, развивается в Московском государственном университете уже много лет. За почти вековую историю кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ, создана сильная школа геологов нефтяников и угольщиков, активно участвующих в создании новых технологий и подготовке кадров нового поколения. На базе Института перспективных исследований нефти и газа в МГУ развиваются инновационные технологии для энергетического сектора экономики. Интеграция науки, образования и производства происходит во время инновационно-проектной деятельности, в которую вовлечены высокопрофессиональные специалисты фундаментальной науки, бизнеса и молодые кадры, студенты и аспиранты. В рамках проектной деятельности создаются междисциплинарные лаборатории, научные коллективы, которые быстро могут начать реализовывать новые технологические решения под задачи энергетического сектора экономики.

Благодарности

Авторы статьи выражают благодарность Компании ПАО «НК «Роснефть» и Компании «Иннопрактика» за поддержку и развитие научно-производственных связей между представителями фундаментальной науки и бизнеса в инновационных проектах поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа.

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, Ленинские горы, 1
e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

Николай Николаевич Еремин – доктор хим. наук, член-корреспондент РАН, декан геологического факультета, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой нефтегазовой седиментологии и морской геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 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, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Михаил Евгеньевич Воронин – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Анна Петровна Завьялова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 1

Михаил Юрьевич Карпушин – кандидат геол.-мин. наук научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Алексей Петрович Антонов – кандидат физ.-мат. наук, доцент кафедры математического анализа механико-математического факультета, руководитель научно-образовательного центра по цифровизации кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Анна Вадимовна Корзун – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры гидрогеологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.2 УДК 550.8

Экспертно-аналитическая платформа как развитие современного стандарта работы науки и бизнеса

М.Ю. Карпушин[1], А.А. Суслова[1], А.В. Ступакова[1], А.А. Коршунов[1], А.Ю. Беззубов[1], Н.В. Белецкая[1], Р.С. Сауткин[1], А.П. Антонов[1], В.В. Чернявский[2], Н.Р. Галин[3], Е.В. Свирилина[1], А.П. Завьялова[1], Р.М. Гилаев[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*
[2]*ООО «Научно-аналитические методы», Москва, Россия*
[3]*Институт геоэкологии имени Е.М. Сергеева РАН, Москва, Россия*

Современные вызовы и скорости обмена информацией для принятия решений требуют новых инструментов, способных хранить и обрабатывать большие массивы данных. В работе описаны принципы, актуальность и основы экспертно-аналитической платформы MyGeoMap. Платформа предназначена для оптимизации и решения широкого круга научно-практических задач. При создании платформы нами был заложен опыт и знания, накопленные кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова. Платформа позволяет решать следующие задачи: оперативное получение информации об объектах нефтегазового сектора в любой точке мира, поиск месторождений-аналогов, использование платформы как корпоративной базы данных и/или инструмента аналитики и многое другое. На сегодняшний день на платформе собрано более миллиона геолого-геофизических, промысловых, экологических и других объектов с географической привязкой и объемной атрибутивной информацией. Все данные собраны из различных открытых источников и интегрированы в едином цифровом пространстве. Верификация данных проводится квалифицированным сотрудниками Института перспективных исследований нефти и газа МГУ. Платформа имеет собственные интеллектуальные наработки, включая применение инструментов искусственного интеллекта для аналитики и построения прогнозных моделей. Пользователи платформы представляют собой специализированное экспертное сообщество, потенциал которого еще только предстоит раскрыть. Платформа MyGeoMap – уникальный проект, который уже сегодня решает целый ряд интересных и важных задач не только для поиска и разведки месторождений нефти и газа, но и для других направлений экономического развития, где геология играет ключевую роль.

Ключевые слова: платформа MyGeoMap, геологические данные, база данных, аналитика, нефть и газ, месторождения-аналоги, инструменты для геологии, искусственный интеллект, приложения, импортозамещение, отечественное ПО

Для цитирования: Карпушин М.Ю., Суслова А.А., Ступакова А.В., Коршунов А.А., Беззубов А.Ю., Белецкая Н.В., Сауткин Р.С., Антонов А.П., Чернявский В.В., Галин Н.Р., Свирилина Е.В., Завьялова А.П., Гилаев Р.М. (2025). Экспертно-аналитическая платформа как развитие современного стандарта работы науки и бизнеса. *Георесурсы,* 27(2), с. 22–30. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.2

Введение

В условиях быстроменяющегося энергетического сектора при проведении аналитических работ, оценке перспектив развития нового актива, поиске подходящего месторождения-аналога специалистам необходим быстрый и удобный доступ к структурированной информации. Источников информации множество: новостные ленты, отчеты, интернет-ресурсы компаний и научных институтов, фонды, научные статьи, онлайн и оффлайн-библиотеки и многие другие источники. Зачастую информация в них организована по разным направлениям и критериям ранжирования, что затрудняет ее систематизацию для решения собственных задач. Большинство источников геологической информации, существующих на сегодняшний день, не способны оперативно ответить на конкретные запросы геолога, разработчика, аналитика или менеджера компании, но при этом являются уникальной неструктурированной базой данных, с которой можно и нужно тщательно работать.

Информация особенно ценна на начальных этапах развития проекта, когда большинство входных параметров неизвестно, при этом требуется создать геологическую модель месторождения, выбрать схему разработки

* Ответственный автор: Михаил Юрьевич Карпушин
e-mail: m.karpushin@oilmsu.ru

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

и оценить экономику проекта. Полные и достоверные данные о месторождении появляются лишь к концу его эксплуатации (рис. 1). Цена ошибки, допущенной на начальном этапе, может быть значительной. Для снижения рисков и неопределенностей зачастую применяется метод поиска аналогов. Но как правильно подобрать похожий объект и обосновать его применимость? Как выделить ключевые параметры, учитывая их многообразие, среди которых могут быть положение объекта в недрах, его свойства и изменения в ходе геологической истории, а также особенности добычи углеводородов и другие факторы.

Для качественного выбора геологического аналога и решения сопутствующих задач необходимо структурировать и систематизировать данные из различных источников, уделяя особое внимание их географической (пространственной) увязке. Важно детально изучить сам объект и определить набор параметров, по которым будет проводиться сравнение с потенциальным близнецом (эталоном). Обычно команде специалистов приходится выполнять эти задачи вручную, оперативно и повторяя их для каждого нового проекта, что требует значительных ресурсов. Для упрощения процесса необходима помощь искусственного интеллекта. Однако, чтобы обучить машину, нужна структурированная база данных, которую может подготовить только специалист, объединив все данные в едином цифровом пространстве.

Для решения этих проблем и удобства рядового пользователя мы создали отечественную экспертно-аналитическую платформу со встроенными инструментами машинного обучения, в которой собрали и продолжаем собирать структурированные данные по нефтегазовому сектору.

1. Актуальность создания отечественной аналитической платформы геологических данных

Платформы изначально создавалась авторами для объединения собственных геологических, геохимических, геофизических и промысловых данных, накопленных за десятилетия работы кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета и Института перспективных исследований нефти и газа МГУ имени М.В. Ломоносова (Карпушин и др., 2024; Ступаковаи др., 2020). Существующие решения не удовлетворяли запросы сотрудников и требовалась разработка собственной независимой системы для быстрого поиска, фильтрации и визуализации данных на карте. Благодаря совместной работе геологов, математиков и программистов идея переросла в платформу MyGeoMap, которой уже сегодня может пользоваться каждый желающий. В настоящее время эта платформа замещает многие зарубежные программные продукты для сбора и систематизации геологической информации и обеспечивает работу с данными по целому ряду направлений поиска и разведки месторождений нефти и газа. Решение этой задачи становится особенно актуальным после резкого ухода с российского рынка крупных иностранных поставщиков глобальных геологических данных.

2. Разработка современного стандарта баз данных

В основу разработанной коллективом авторов онлайн платформы легли следующие принципы:

• *Независимость*. Платформа должна быть независима от операционных систем, сторонних производителей

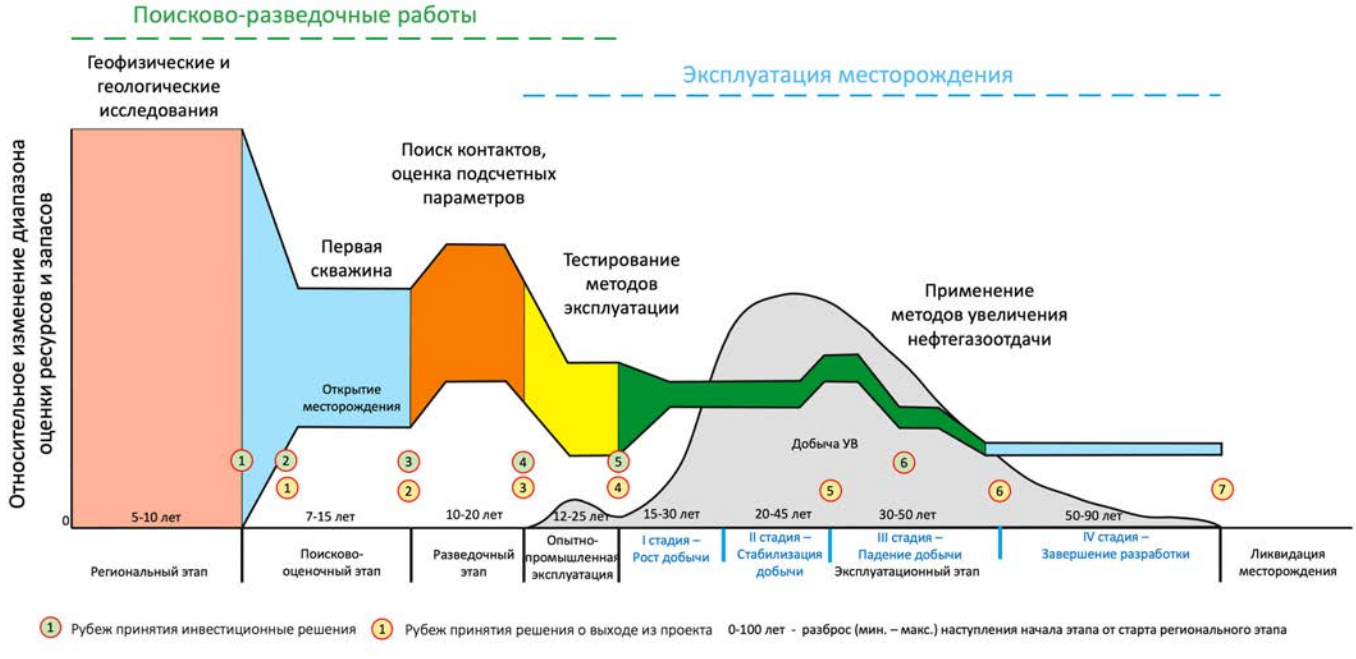


Рис. 1. Относительное изменение диапазона оценки ресурсов и запасов на разных стадиях развития месторождения с рубежами принятие инвестиционных решений и решений о выходе из проекта. На начальной стадии самый большой разброс оценки ресурсов, на конечной – минимальный (извлеченные запасы). Инвестиционные рубежи: 1 – Решение о вхождении в проект ГРР, 2 – Бурение поисковой скважины, 3 – Инвестиции в опытно-промышленные работы, 4 – Финальное инвестиционное решение (самое масштабное), 5 – Решение о инвестициях в методы увеличения нефтегазоотдачи. Рубежи выхода – в большинстве соответствуют инвестиционным решениям и негативному сценарию развития проекта.

и крупного игрока на энергетическом рынке. Это позволяет пользователям работать с любого устройства через браузер. Независимость от сторонних производителей обеспечивает возможность функционирование платформы без ограничений, связанных с санкциями, а самостоятельный статус позволяет проводить объективную и взвешенную аналитику.

• *Простота использования.* Возможность одновременной многопользовательской работы и интуитивно понятный дружественный интерфейс для поиска, фильтрации и анализа данных, включая статистику и интерактивные графики.

• *Надежность и возможность масштабирования пространственных данных.* Структура данных и связи между ними должны быть универсальны и адаптированы под отечественный и международный стандарты. Все данные тщательно проверяются и верифицируются нашими специалистами.

• *Точная географическая привязка объектов на карте.* Каждый объект имеет пространственную и атрибутивную информацию, а также взаимосвязь с другими объектами. Все объекты должны отображаться на карте через своеобразный современный «светостол», позволяя исследователю объединять данные разных лет и источников в едином цифровом пространстве.

• *Администрирование доступа.* Доступ к данным регулируется на уровне объектов, пользователей и групп, обеспечивая безопасность и конфиденциальность, а также предотвращая дублирование данных. При этом отдельные пользователи или группы пользователей должны иметь возможность делиться информацией между собой. Такая функция полезна, например, для организации «комнат данных» или внутрикорпоративного хранения информации, доступной только для конкретных отделов, департаментов или определенных группы пользователей.

• *Расширение возможностей.* Дополнительные полезные инструменты (приложения) являются частью платформы, которые могут работать как самостоятельно, так и быть связаны с базой данных платформы по API. На сегодняшний день уже разработано более десяти таких инструментов (Ступакова и др., 2023г; Шевченко и др., 2024).

Платформа была опубликована для широкого круга пользователей несколько лет назад и доступна по адресу в сети интернет: https://mygeomap.ru/. На момент написания статьи на платформе зарегистрировано более тысячи пользователей, которым, в зависимости от прав доступа, доступно более одного миллиона геологических объектов по всему миру. Необходимо отметить, что пользователи платформы представляют собой специализированное экспертное сообщество, потенциал которого только предстоит раскрыть.

Для реализации платформы были доработаны и внедрены современные технологий векторной графики (WebGL), позволяющие выводить через современный браузер не только интерактивные карты, но и визуализировать данные геофизических исследований скважин (каротаж) (Сахнюк и др., 2022) и даже сетки 3D модели с построением сечений (разрезов) (рис. 2). При проектировании базы данных учтена возможность применения инструментов машинного обучения (Антонов и др., 2024), что уже было протестировано в рамках грантовых работ по поиску геологических аналогов. Платформа MyGeoMap зарегистрирована в государственном реестре программ для ЭВМ (свидетельство о регистрации программы для ЭВМ в Роспатенте № 2020663567 и № 2023663346).

3. Поиск региональной и локальной информации и оценка активов в любой точке земного шара

При оценке нового актива или лицензионного блока перед участием в тендере/ аукционе возникает множество неизвестных параметров, влияющих на инвестиционное решение: объем запасов, уровни добычи, экономика

Рис. 2. Функционал платформы MyGeoMap. 1. Интерактивные графики по различным параметрам. 2. Пример интерактивной карты с визуализацией осадочных бассейнов, лицензионных участков и месторождений, а также результата работы алгоритма геостатистики. 3. Пример визуализации 3D сетки. 4. Пример визуализации кривых ГИС. 5. Пример работы платформы на мобильном устройстве.

проекта и другие характеристики. Можно разделить эту задачу на два этапа: быструю и детальную оценку.

Быстрая оценка проектов (в зарубежной литературе встречается понятие «project screening») – то ключевой этап, формирующий портфель проектов и направлений, соответствующих стратегии компании, и отсеивающий неперспективные проекты, на которые не стоит тратить время. Этот этап требует от специалистов постоянного отслеживания и анализа большого массива разрозненной информации на разных языках, ее структурирование, согласование оценок и рисков с экспертами и оформление выводов в корпоративном формате для принятия стратегических решений руководством. В среднем одна оценка проекта этого этапа занимает несколько недель, а решение запускать проект на вторую стадию или забраковать его напрямую зависит от количества найденной информации. Именно недостаток информации на этом этапе принятия решения снижает конкурентоспособность компаний, как на внутреннем, так и на международном рынках.

Используя структурированные данные платформы MyGeoMap, можно за несколько часов проанализировать и оценить лицензионные участки или концессии, например, в России, Египте или Гайане, чтобы определить, какие из них подходят для детального изучения, а какие не соответствуют текущему бизнес-плану. Для удобства сравнения можно накладывать собственные карты или материалы контрагентов на данные платформы, используя её как интерактивный «светостол».

Детальная оценка проекта – второй этап, предполагающий работу с первичными материалами, полученными от организатора «комнаты данных» или других источников. На этой стадии «продавец» предоставляет «покупателю» или «инвестору» детализированный пакет данных, включающий как исходную информацию, так и результаты её интерпретации. «Комната данных» может быть организована в различных форматах. Один из распространенных вариантов – это организация всего процесса оценки актива на стороне «покупателя» с предоставлением материалов и программного обеспечения. В таком варианте платформа MyGeoMap может быть полезна, как «продавцу» для организации собственно «комнаты данных», так и для «покупателя» или «инвестора», чьи эксперты могут получить дополнительный доступ к региональным данным, месторождениям – аналогам, а также использовать все онлайн-инструменты.

Для решения задач поиска информации и оценки активов по миру авторами на платформе MyGeoMap был разработан следующий инструментарий.

• Для регионального исследования собрана информация по более чем тысяче осадочных бассейнов, для которых сделаны описания и основные выжимки, облегчающие оперативный анализ, включая основные нефтегазоносные комплексы, ключевые исторические и современные открытия, литолого-стратиграфические, тектонические и другие особенности строения региона.

• Собрана и структурирована база данные геологической и геолого-промысловой информации по залежам и скважинам для более чем 26 тысяч месторождений по всему миру.

• Создана библиотека данных, предоставляющая доступ к исходным материалам для углубленного самостоятельного изучения.

• Создана база карт с геопривязкой для оперативного и точного определения местоположения искомого объекта в региональном плане. Для геопривязяки разработан внутренний инструмент, позволяющий в онлайн режиме через веб-браузер увязывать между собой любые карты и растровые изображения (рис. 3.

• Собраны геологические разрезы, местоположение которых выведено на региональную карту и разработан инструмент, который позволяет пользователям задавать произвольные линии и отображать принципиальные разрезы глубинного строения земли по всей территории Российской Федерации.

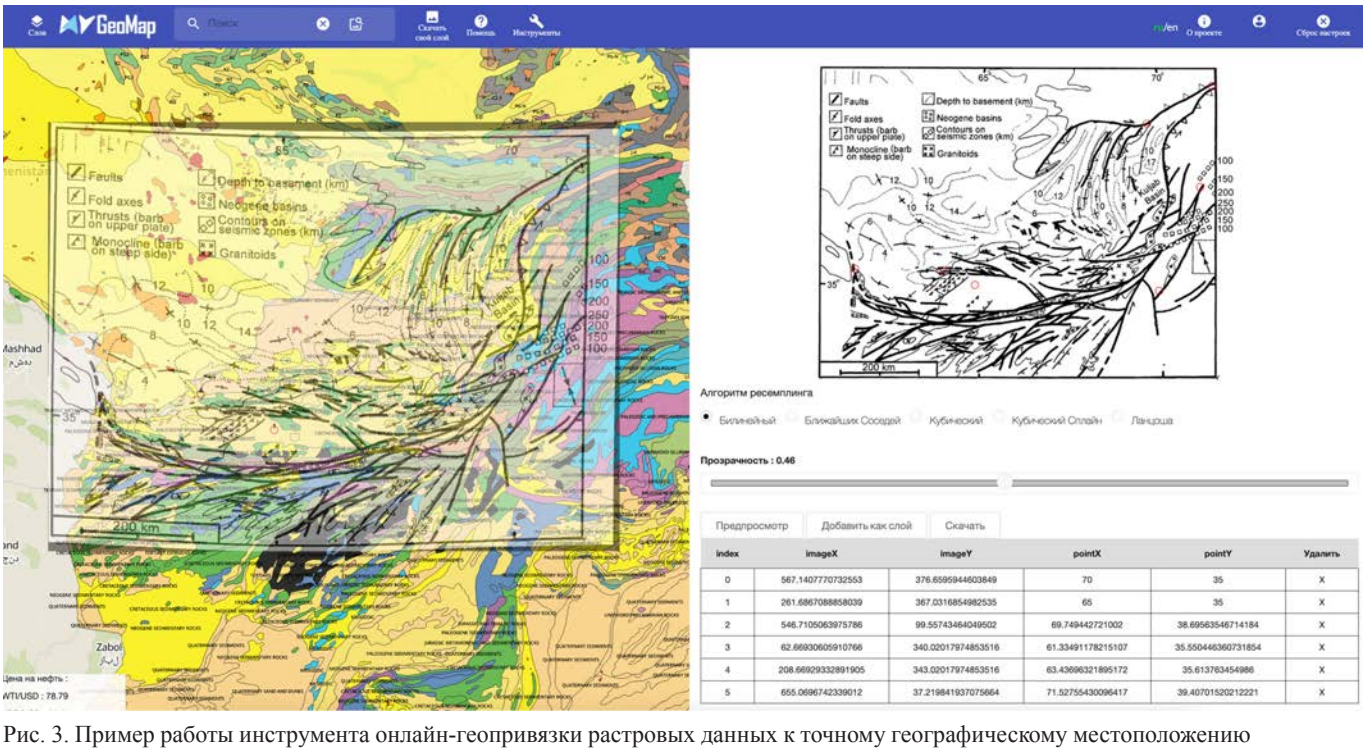


Рис. 3. Пример работы инструмента онлайн-геопривязки растровых данных к точному географическому местоположению

• Разработаны инструменты оперативной аналитики для анализа осадочных бассейнов, месторождений и их ресурсной базы, лицензионных участков и недропользователей, результатов аукционов и многое другое.

• Проработана система атрибутов для каждого объекта, необходимая для быстрого поиска и фильтрации объектов по параметрам (тип флюида, геологический возраст залежи, размер запасов и другое).

• Для оценки актива создан встроенный инструмент подсчета запасов/ресурсов вероятностным методом (метод Monte-Carlo), позволяющий посчитать объемы актива с возможностью применения геологических рисков (рис. 4).

• Собрана доступная информация об основных нефтегазотранспортных системах для оценки расстояния от объекта до точки транспортировки добываемой продукции.

Собранные региональные и локальные данные ценны при их постоянном обновлении и сопоставлении старых и новых материалов. Особенно полезны материалы и результаты масштабных региональных работ 60–80-х годов, которые, в сочетании с современными данными и концепциями, могут способствовать новым открытиям. Онлайн-аналитика в едином цифровом пространстве ускоряет обработку информации, устраняя необходимость использования несовместимого программного обеспечения, различных форматов и конвертации данных, что часто приводит к ошибкам и отнимает у исследователя время и ресурсы.

4. Поиск геологических аналогов

Поиск месторождения-аналога для эталонного объекта часто требует значительных усилий и времени, зависящих от сложности геологического строения и детальности изучения. Результат может быть субъективным и зависеть от человеческого фактора, а ключевые связи могут быть упущены. В качестве месторождений-аналогов специалистами, как правило, используются близлежащие к эталонному месторождению объекты, но географическая близость не всегда гарантирует схожесть свойств. При этом разновозрастные залежи разных нефтегазоносных бассейнов могут иметь схожие параметры, но редко учитываются из-за удаленности или недостатка информации, когда исследователь может банально не знать о наличии параметров, пригодных для сравнения. Систематизация этих параметров позволяет сравнивать месторождения даже при наличии лишь части данных.

При построении системы поиска месторождений – аналогов в MyGeoMap использована классификация, где базовые критерии нефтегазоносности и их характеристики упорядочены по генезису (Ступакова и др., 2023б, 2023в), а залежь рассматривается как самостоятельный объект, имеющий более 150 качественных и числовых параметров. Разработана система хранения данных, позволяющая вручную подбирать месторождения-аналоги с гибкой настройкой фильтров и комбинированием параметров. Результатом является выбор аналога с визуализацией сходимости данных через гистограммы или другие графики (рис. 5). В дальнейшем к разработанной системе хранения информации были применены методы машинного обучения для автоматического поиска аналогов.

Основная идея автоматизированного поиска месторождений-аналогов – применение методов кластеризации данных. Этот метод машинного обучения без учителя, который группирует объекты по схожим признакам, выделяя кластеры, где объекты имеют общие характеристики. Однако для улучшения точности кластеризации, необходимо подготовить данные. На этом этапе использовались методы машинного обучения с учителем. Таким образом, только объединив серию алгоритмов, включая методы машинного обучения с учителем и без, позволило достигнуть значимых результатов.

В итоге нами разработаны два сценария подбора месторождений-аналогов: первый – ручной подбор аналогов через систему фильтров с настраиваемыми параметрами, второй – автоматический поиск с использованием машинного обучения.

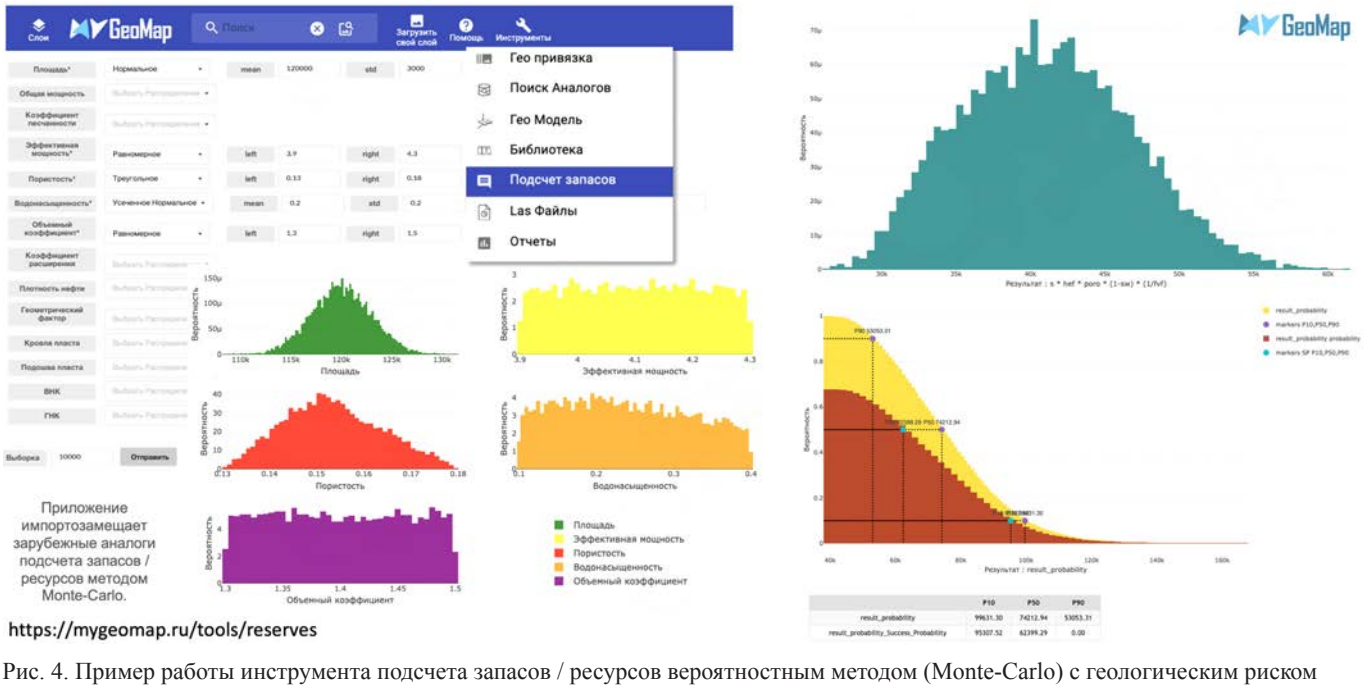


Рис. 4. Пример работы инструмента подсчета запасов / ресурсов вероятностным методом (Monte-Carlo) с геологическим риском

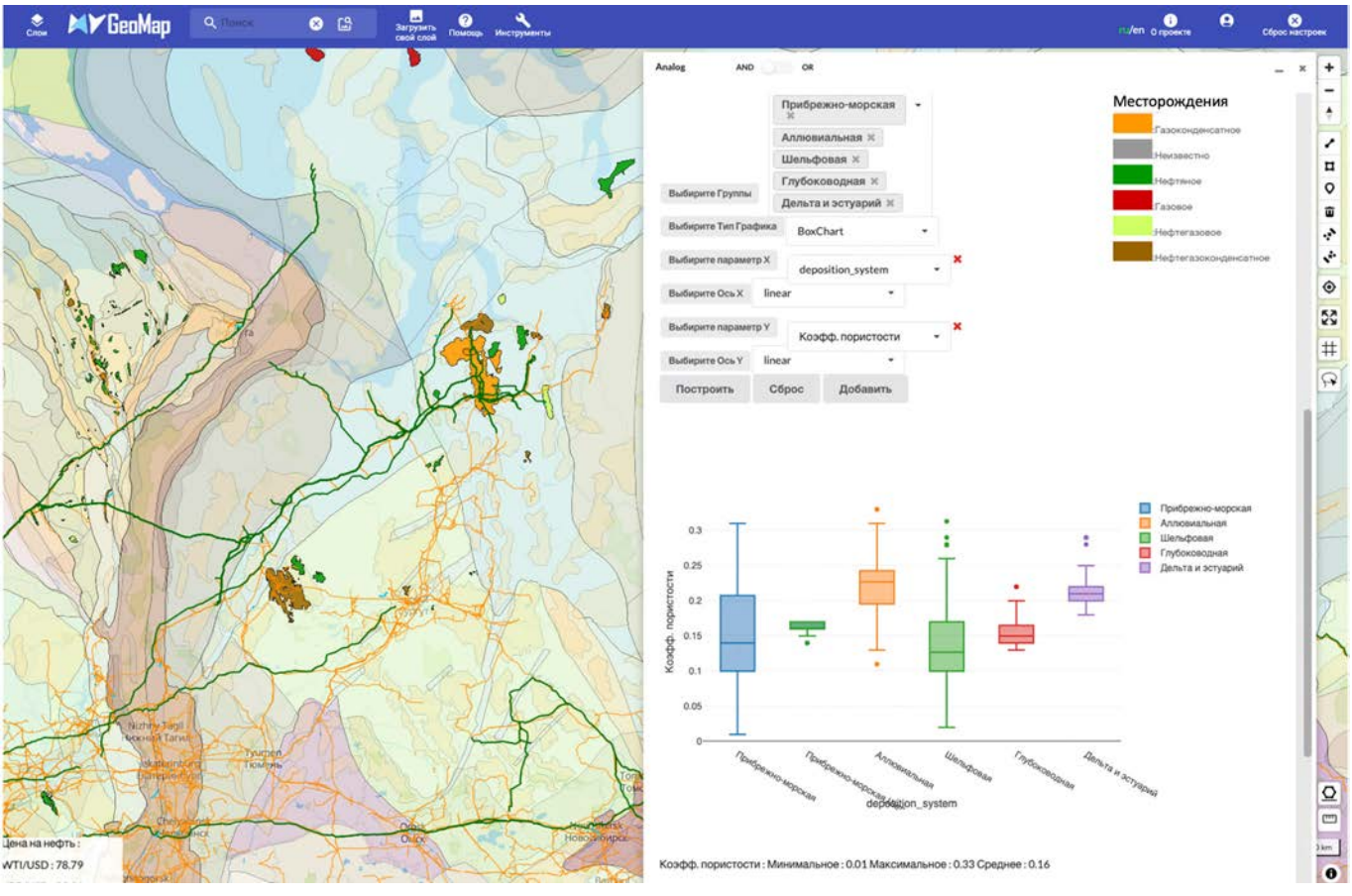


Рис. 5. Пример работы инструмента системы выбора месторождения-аналога с графической визуализацией результата поиска

5. Сопутствующие задачи

Платформа MyGeoMap позволяет решать задачи, связанные не только с поиском и разведкой месторождений нефти и газа, но и в других сферах, где в технологическом процессе важна информация о геологических объектах и их интеграции. Потребность в использовании единой информационной системы может возникать при поиске твердых полезных ископаемых, выборе участков для размещения объектов безуглеродной энергетики, для решения инфраструктурных, логистических, туристических и иных задач.

Так, например, на платформе MyGeoMap из различных источников были собраны основные предприятия по миру, которые являются источниками техногенных выбросов углекислого газа, а также данные по сжиганию попутного газа на факелах месторождений и нефтеперерабатывающих комплексов (Ступакова и др., 2023а). Предприятия классифицированы, что позволяет анализировать выбросы по отраслям, оценивать экологические проекты и создавать предпосылки для развития региональных хабов сбора и захоронения CO_2. Также на платформе представлена информация о действующих проектах по закачке углекислого газа в геологические объекты разного типа (Корзун и др., 2023). Таких проектов в мире насчитывается уже более ста, и они могут служить аналогами для выбора природного объекта на территории Российской Федерации.

Платформа также выполняет социальную функцию, способствуя развитию туризма. Геологические объекты, такие как вулканы, пещеры, водопады, вместе с геологической картой и трекером геолокации мобильного телефона, делают туристические маршруты более увлекательными, стимулируют создание новых и служат целям развития национальной туристической отрасли.

Единая цифровая платформа объединяет задачи из различных сфер – экономики, экологии, туризма и промышленности, открывая возможности для создания новых уникальных направлений и видов деятельности.

Заключение

Современные вызовы и скорости обмена информации для принятия решений требуют передовых инструментов и структурированных данных. Платформа MyGeoMap представляет собой обширный банк внутренних и внешних данных, с большим набором библиотек и инструментов. Эти данные и инструменты в едином цифровом пространстве существенно облегчают решение конкретных задач в различных направлениях деятельности. Возможность применения методов машинного обучения, внедрение современных технологий от кластеризации до больших языковых моделей позволяют быстро и качественно найти ответ, используя инструменты платформы. Индивидуальный подход, при котором каждая компания может дополнительно использовать собственные данные и модели, делает платформу гибкой и востребованной.

Опыт создания платформы показал, что данных должно быть много, они должны быть глобальными, региональными, зональными и локальными, а инструменты обработки данных должны постоянно совершенствоваться с возможностью применения всех типов искусственного интеллекта, приносящими результат, адаптированный

под индивидуальные запросы. Платформа MyGeoMap – уникальный проект, который уже сегодня решает целый ряд интересных и важных задач не только для поиска и разведки месторождений нефти и газа, но и для других направлений экономического развития, где геология играет ключевую роль.

Использование разработанных технологий MyGeoMap по созданию и наполнению баз данных позволило частично протестировать эффективность решений по Арктическим бассейнам в рамках работ по госбюджетной теме АААА-А16-116033010095-1.

Литература

Антонов А.П., Афонин С.А., Козицын А.С., Староверов В.М., Ступакова А.В., Суслова А.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Сауткин Р.С., Осипов С.В. (2024). Автоматизированное построение реалистичных литофациальных карт методами комбинаторной оптимизации. *Интеллектуальные системы. Теория и приложения*, 28(4), с. 5–20.

Карпушин М.Ю., Суслова А.А., Галин Н.Р., Ступакова А.В., Коршунов А.А., Беззубов А.Ю., Белецкая Н.В., Сауткин Р.С., Чернявский В.В. (2024). Цифровые технологии в геологии. *Тезисы международной научной конференции «Геология в пространстве и времени»*. Москва, с. 76–78.

Корзун А.В., Ступакова А.В., Харитонова Н.А., Асеева А.В., Осипов К.О., Пронина Н.В., Макарова Е.Ю., Вайтехович А.П., Лопатин А.Ю., Карпушин М.Ю., Перегудов Ю.Д., Сауткин Р.С., 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

Сахнюк В.И., Новиков Е.В., Шарифуллин А.М., Белохин В.С., Антонов А.П., Карпушин М.Ю., Большакова М.А., Афонин С.А., Сауткин Р.С., Суслова А.А. (2022). Применение методов машинного обучения в обработке данных геофизических исследований скважин отложений викуловской свиты. *Георесурсы*, 24(2), с. 234–241. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.21

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Жемчугова В.А., Большакова М.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Макарова Е.Ю., Пронина Н.В., Балушкина Н.С., Калмыков А.Г., Антонов А.П., Карпушин М.Ю. (2020). Направления развития геологии нефти, газа и угля в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова. *Научный журнал Российского газового общества*, 26(3), с. 71–89.

Ступакова А.В., Карпушин М.Ю., Корзун А.В. (2023а). Природные объекты для хранения и захоронения углекислого газа. *Научный журнал Российского газового общества*, 2(38), с. 42–49. DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-42-49

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., Курдина Н.С., Богатырева И.Я., Чупахина В.В. (2023б). Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности. *Георесурсы*, 25(2), с. 75–88. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.6

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. (2023в). Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна. *Георесурсы*, 25(2), с. 5–21. https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1

Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Суслова А.А., Ситар К.А., Краснова Е.А., Корзун А.В., Калмыков А.Г., Карпушин М.Ю., Воронин М.Е., Мордасова А.В., Богатырева И.Я., Сивкова Е.Д., Лопатин А.Ю., Махнутина М.Л., Жиренко Д.О. (2023г). Комплексирование геологических данных для решения задач геолого-разведочных работ на нефть и газ. *Сборник тезисов докладов Ломоносовские чтения 2023* (Секция геологии, подсекция геологии и геохимии горючих ископаемых). Москва, с. 3–4.

Шевченко Г.А., Большакова М.А., Антонов А.П., Карпушин М.Ю. (2024). Автоматизация обработки геохимических данных при анализе углеводородных систем. *Ломоносовские чтения (2024). Секция геология. Научная конференция. Тезисы докладов*. Москва: ООО МАКС Пресс.

Сведения об авторах

Михаил Юрьевич Карпушин – кандидат геол.-мин. наук научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: m.karpushin@oilmsu.ru

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 1

Андрей Александрович Коршунов – кандидат тех. наук, эксперт-программист, Институт перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Алексей Юрьевич Беззубов – инженер-программист, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Наталия Владимировна Белецкая – сотрудник, Институт перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 1

Алексей Петрович Антонов – кандидат физ.-мат. наук, доцент кафедры математического анализа механико-математического факультета, руководитель научно-образовательного центра по цифровизации кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Владимир Валерьевич Чернявский – программист, ООО «Научно-аналитические методы»
Россия, 107076, Москва, 2-я Бухвостова ул, 5

Николай Русланович Галин – аспирант, Институт геоэкологии имени Е.М. Сергеева РАН
Россия, 101000, Москва, Уланский пер., 13, стр.2, а/я 145

Елена Валентиновна Свирилина – эксперт-аналитик, Институт перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Анна Петровна Завьялова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Ринар Мавлетович Гилаев – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 24.02.2025;
Принята к публикации 10.03.2025;
Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Expert-Analytical Platform as the Development of a Modern Standard of Work in Science and Business

M.Yu. Karpushin[1], A.A. Suslova[1], A.V. Stoupakova[1], A.A. Korshunov[1], A.Yu. Bezzubov[1], N.V. Beletskaya[1], R.S. Sautkin[1], A.P. Antonov[1], V.V. Chernyavsky[2], N.R. Galin[3], E.V. Svirilina[1], A.P. Zavyalova[1], R.M. Gilaev[1]*

[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[2]*Scientific and Analytical Methods LLC, Moscow, Russian Federation*
[3]*Sergeev Institute of Environmental Geoscience of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Mikhail Yu. Karpushin, e-mail: m.karpushin@oilmsu.ru*

Abstract. Modern challenges and speed of information exchange for decision-making require new tools capable of storing and processing large amounts of data. The paper describes the principles, relevance and foundations of the expert-analytical platform MyGeoMap. The platform is designed to optimize and solve a wide range of scientific and practical problems. When creating the platform, we used the experience and knowledge accumulated by the Petroleum Geology Department, Geological Faculty of the Lomonosov Moscow State University. The platform allows to solve the following problems: promptly obtain information about oil and gas facilities anywhere in the world, search for analog deposits, use the platform as a corporate database and / or analytics tool, and much more. To date, the platform has collected more than a million geological, geophysical, industrial, environmental and other objects with georeferencing and attribute information. All data is collected from various open sources and integrated into a single digital environment. Data verification is carried out by qualified employees of the Institute for Advanced Oil and Gas Research of Moscow State University. The platform has its own intellectual developments, including the use of artificial intelligence tools for analytics and building predictive models. Platform users represent a specialized expert community whose potential has yet to be revealed. The MyGeoMap platform is a unique project that already today solves a number of interesting and important problems not only for the search and exploration of oil and gas fields, but also for other areas of economic development where geology plays a key role.

Keywords: MyGeoMap platform, geological data, database, analytics, oil and gas, analog deposits, geology tools, artificial intelligence, applications, import substitution, domestic software

Recommended citation: Karpushin M.Yu., Suslova A.A., Stoupakova A.V., Korshunov A.A., Bezzubov A.Yu., Beletskaya N.V., Sautkin R.S., Antonov A.P., Chernyavsky V.V., Galin N.R., Svirilina E.V., Zavyalova A.P., Gilaev R.M. (2025). Expert-Analytical Platform as the Development of a Modern Standard of Work in Science and Business. *Georesursy = Georesources,* 27(2), pp. 22–30. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.2

References

Antonov A.P., Afonin S.A., Kozitsyn A.S., Staroverov V.M., Stupakova A.V., Suslova A.A., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Sautkin R.S., Osipov S.V. (2024). Automated construction of realistic lithofacies maps using combinatorial optimization methods. *Intellektual'nye Sistemy. Teoriya i Prilozheniya (Intelligent Systems. Theory and Applications)*, 28(4), pp. 5–20. (In Russ.)

Karpushin M.Yu., Suslova A.A., Galin N.R., Stupakova A.V., Korshunov A.A., Bezzubov A.Yu., Beletskaya N.V., Sautkin R.S., Chernyavskiy V.V. (2024). Digital technologies in geology. *Proc. Int. Sci. Conf.: Geology in space and time*. Moscow, pp. 76–78. (In Russ.)

Korzun A.V., Stupakova A.V., Kharitonova N.A., Aseeva A.V., Osipov K.O., Pronina N.V., Makarova E.Yu., Vaytekhovich A.P., Lopatin A.Yu., Karpushin M.Yu., Peregudov Yu.D., Sautkin R.S., Bol'shakova M.A., Sitar K.A., Red'kin A.S. (2023). Applicability of natural geological objects for storage, burial and utilization of carbon dioxide (review). *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 22–35. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.2

Sakhnyuk V.I., Novikov E.V., Sharifullin A.M., Belokhin V.S., Antonov A.P., Karpushin M.Yu., Bol'shakova M.A., Afonin S.A., Sautkin R.S., Suslova A.A. (2022). Application of machine learning methods in processing data from geophysical surveys of wells of the Vikulovsky formation. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 234–241. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.21

Shevchenko G.A., Bolshakova M.A., Antonov A.P., Karpushin M.Yu. (2024). Automation of geochemical data processing in the analysis of hydrocarbon systems. *Proc. Conf.: Lomonosovskie chteniya 2024*. Moscow: MAKS Press. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Zhemchugova V.A., Bolshakova M.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Makarova E.Yu., Pronina N.V., Balushkina N.S., Kalmykov A.G., Antonov A.P., Karpushin M.Yu. (2020). Directions for the development of the geology of oil, gas and coal in Lomonosov Moscow

State University. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva (Scientific Journal of the Russian Gas Society)*, 26(3), pp. 71–89. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Karpushin M.Yu., Korzun A.V. (2023a). Natural objects for storage and burial of carbon dioxide. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva (Scientific Journal of the Russian Gas Society)*, 2(38), pp. 42–49. (In Russ.) DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-42-49

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., Kurdina N.S., Bogatyreva I.Ya., Chupakhina V.V. (2023b). Sedimentation environments as the basis for genetic typing of basic oil and gas potential criteria. *Georesursy = Georesources,* 25(2), pp. 75–88. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.6

Stoupakova A.V., Polyakov A.A., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Verzhbitskiy 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. (2023c). Criteria for oil and gas potential of a sedimentary basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 5–21. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1

Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Bol'shakova M.A., Suslova A.A., Sitar K.A., Krasnova E.A., Korzun A.V., Kalmykov A.G., Karpushin M.Yu., Voronin M.E., Mordasova A.V., Bogatyreva I.Ya., Sivkova E.D., Lopatin A.Yu., Makhnutina M.L., Zhirenko D.O. (2023d). Integrating geological data to solve problems of geological exploration for oil and gas. *Proc. Conf.: Lomonosovskie chteniya 2023*. Moscow, pp. 3–4. (In Russ.)

About the Authors

Mikhail Yu. Karpushin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: m.karpushin@oilmsu.ru

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Andrey A. Korshunov – Cand. Sci. (Engineering), Expert Programmer, Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alexey Yu. Bezzubov – Software Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia V. Beletskaya – Researcher, Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alexey P. Antonov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Associate Professor of the Department of Mathematical Analysis, Head of the Scientific and Educational Center for Digitalization of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vladimir V. Chernyavsky – Programmer, Scientific and Analytical Methods LLC

5, 2-ya Bukhvostova st., Moscow, 107076, Russian Federation

Nikolay R. Galin – Postgraduate Student, Sergeev Institute of Environmental Geoscience of the Russian Academy of Sciences

Build. 2, 13, Ulanskiy per., 101000, Moscow, Russian Federation

Elena V. Svirilina – Expert Analyst, Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna P. Zavyalova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Rinar M. Gilaev– Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 24 February 2025;
Accepted 10 March 2025;
Published 30 June 2025

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

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.3
УДК 553.98

Алгоритмы выбора комплекса методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа на примере Пур-Тазовской нефтегазоносной области

А.А. Поляков[1], А.В. Ступакова[1], Н.А. Малышев[2], Р.С. Сауткин[1], О.В. Трутнева[1], В.Е. Вержбицкий[2], Д.К. Комиссаров[2], С.В. Осипов[2], А.П. Антонов[1], В.Г. Лакеев[3], Р.В. Лукашев[3]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*
[2]*ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия*
[3]*Фонд «Национальное интеллектуальное развитие» (бренд «Иннопрактика»), Москва, Россия*

Современные геологоразведочные работы (ГРР) представляют собой сложный процесс, состоящий из ряда последовательных стадий исследования, на каждой из которых решают определенный круг задач по выявлению промышленных месторождений нефти и газа. Комплексирование результатов, полученных в ходе решения разномасштабных задач, происходит последовательно, как правило, от общего к частному, т.е. от анализа регионального положения поискового объекта до изучения его детального строения на локальном участке. В данной работе разработаны алгоритмы комплексного подхода к решению задач ГРР в зависимости от степени изученности исследуемого объекта. На основе этих алгоритмов проведен анализ ретроспективных методов на разных этапах ГРР одного из хорошо изученных районов Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО). К наиболее слабо используемым методам на стадии освоения месторождения можно отнести установление времениработы углеводородной системы (приход углеводородов в ловушку) и время структурных перестроек. Недоизученность этих региональных вопросов приводит к пропущенным залежам. На примере одного из месторождений авторы демонстрируют решение задач, которые ранее не были рассмотрены, в частности восстановление палеоструктурного плана в региональном и зональном масштабах. В итоге определены новые перспективные области для поиска месторождений нефти и газа Пур-Тазовской НГО.

Ключевые слова: Пур-Тазовская нефтегазоносная область, комплексирование методов, структурные перестройки, расчет аплифтов, пропущенные залежи

Для цитирования: Поляков А.А., Ступакова А.В., Малышев Н.А., Сауткин Р.С.,Трутнева О.В., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Осипов С.В., Антонов А.П., Лакеев В.Г., Лукашев Р.В. (2025). Алгоритмы выбора комплекса методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа на примере Пур-Тазовской нефтегазоносной области. *Георесурсы,* 27(2), с. 31–41. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.3

1. Материалы и методы

Целью исследования является разработка и тестирование комплексного подхода геологоразведочные работы (ГРР) для поиска и разведки месторождений нефти и газа на территории Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) Западной Сибири. В работе проведен анализ ретроспективных методов с оценкой их эффективности на разных стадиях ГРР, в основе которого лежат разработанные алгоритмы. Интеграция результатов ретроспективных методов с новыми данными позволила установить время работы углеводородной системы и время структурных перестроек, что привело к открытию новых объектов для поиска скоплений углеводородов (УВ) и прогнозированию неф-тегазоносности сопредельных территорий.

Исследование проводилось на основе фондовых данных геолого-геофизического изучения нефтегазоносных бассейнов и зон нефтегазонакопления. Для решения поставленных задач использовались методы геофизического, геологического, геохимического, гидрогеологического и инженерно-промыслового анализов.

2. Разработка алгоритмов комплексного подхода

Геолого-геофизическое изучение нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и зон нефтегазонакопления базируется на задачах ГРР с учётом стадийности работ согласно «Временному положению об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» и его дополнениям.

Каждый этап ГРР имеет свою цель, задачи и объекты изучения, которые различаются в зависимости от типа

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

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

НГБ. Для достижения цели и задач разных этапов ГРР прописаны методы их решения и области применения. Методы описаны унифицировано и привязаны к задачам ГРР, в совокупности представляя собой алгоритм действий, направленных на последовательное достижение целей поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа (Поляков и др., 2023). Для решения каждой задачи прописаны методы из разных направлений (геофизического, геологического, геохимического, гидрогеологического и инженерно-промыслового), позволяя решить поставленные задачи самостоятельно или в комплексе с другими методами (рис. 1).

Задачи ГРР направлены на изучение критериев нефтегазоносности осадочного бассейна. Это признаки, которые характеризуют работу углеводородной системы, как геологической единицы. Критерии могут быть базовыми и дополнительными. К базовым критериям нефтегазоносности относятся элементы, без которых невозможна работа углеводородной системы, и как следствие, формирование месторождения (рис. 2). Дополнительные критерии характеризуют свойства базовых критериев качественно и количественно (Ступакова и др., 2023).

Задачи ГРР являются основой для комплексирования методов, которое заключается в рациональном сочетании методов для повышения надежности прогноза нефтегазоносности разномасштабных объектов исследования. Для подбора рационального комплекса методов разработано четыре алгоритма.

Первый алгоритм выбора комплекса методов основан на решении задач ГРР, когда выбираются методы, результаты которых применяются для решения последующих задач ГРР, в том числе и на других этапах. Принципиальная схема выбора методов проиллюстрирована на рисунке 3. Зелёным показаны группы методов, результаты которых имеют приоритетное значение для решения задачи. Серым показаны группы методов, результаты которых были получены ранее при решении задач ГРР и их необходимо использовать как основу в решении последующих задач ГРР. Жёлтым показаны группы методов, не применявшиеся или применявшиеся частично для решения задач ГРР, но их результаты необходимы для получения более достоверного результата.

Второй алгоритм выбора комплекса методов направлен на определение базовых критериев нефтегазоносности и их свойств (рис. 4). Алгоритм предполагает, что на первом этапе ГРР осуществляется идентификация базового критерия, а затем, на последующих этапах, выбираются методы, дающие наиболее достоверную оценку его свойств. Приоритет отдается тем методам, которые позволяют в комплексе определить сразу несколько базовых или дополнительных критериев. Если необходимый метод применялся ранее, его данные используются повторно, в противном случае проводится новое исследование.

Область применения	Задачи ГРР	Методы					Результат
		Геофизические	Геологические	Геохимические	Гидрогеологические	Инженерно-промысловое	
Выявление структурного плана бассейна	Определение типа бассейна и местоположения объекта исследований в региональном геологическом плане						Геологические характеристики объекта для выделения базовых критериев НГБ
	Анализ современного структурного плана региона						
	Региональное тектоническое районирование						
	Современные геодинамические обстановки						
Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	Стратификация опорных разрезов (скважин, обнажений)						
	Выделение сейсмо-стратиграфических комплексов и региональных несогласий.						
	Выделение крупных трансгрессивно-регрессивных циклов (крупноячеистая цикличность разреза)						
Определение нефтегазоносности	**НГК.** Выделение региональных нефтегазоносных комплексов						Характеристика базовых критериев
	НГМТ. Выделение НГМТ и очага нефтегазообразования. Количество сгенерированных УВ						
…							

Направления, решающие поставленные задачи

Направления, не применяющиеся для решения задач

Рис. 1. Последовательность выполнения задач ГРР и направления методов, необходимые для их решения

Рис. 2. Базовые критерии нефтегазоносности

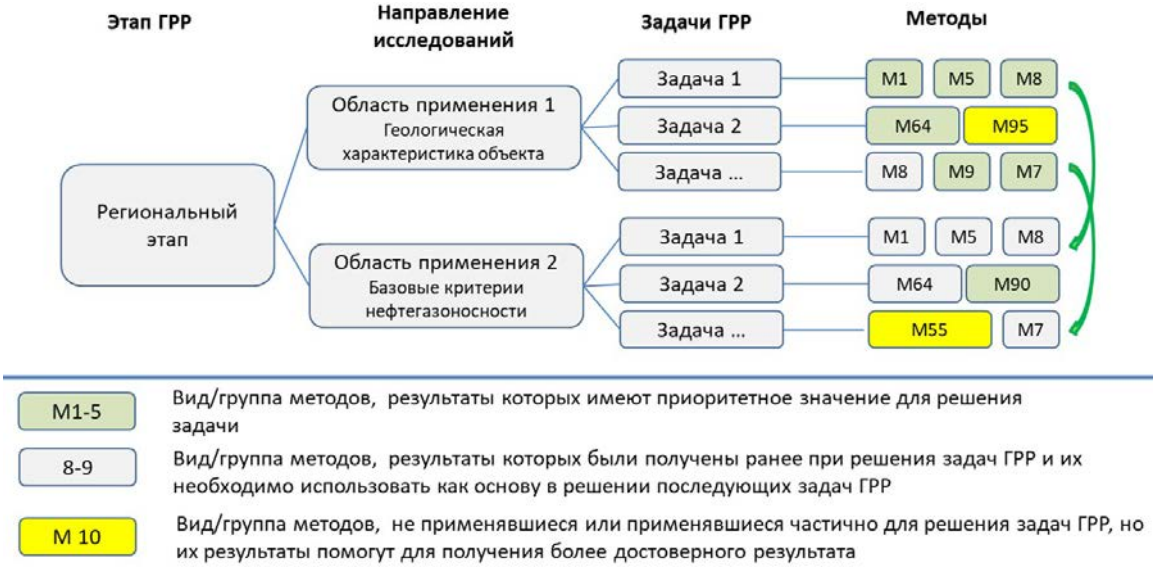


Рис. 3. Алгоритм выбора комплекса методов для решения задачгеологоразведочных работ

Важно учитывать, что на региональном этапе ГГР геологическая информация, как правило, носит фрагментарный характер: отсутствуют достоверные данные о стратиграфическом положении, базовых критериях и их свойствах. В этом случае алгоритм реализуется поэтапно, начиная с локализации участка, потенциально перспективного для поиска месторождений нефти и газа. Выбор участка осуществляется на основе геофизических методов (сейсморазведка, грави-, магниторазведка и другие). Далее, с помощью данных сейсморазведки, литолого-стратиграфических представлений о районе исследований и регионального геохимического анализа определяется наличие НГМТ, а потенциальные породы-коллекторы идентифицируются по аномалиям в сейсмическом разрезе, характерным для песчаников или карбонатов, с применением AVO-анализа и стратиграфического сопоставления с известными регионами. Только после этого, по мере накопления информации и углубления изученности участка, осуществляется детализация свойств базовых критериев: например, мощность НГМТ оценивается по данным каротажа, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов – по совокупности каротажных и петрофизических данных.

Третий алгоритм выбора комплекса методов исходит из оценки информативности и достаточности уже примененных методов и полученных результатов для решения, поставленных ранее задач ГРР (рис. 5). Алгоритм больше подходит для бассейнов со средней и высокой степенью изученности, когда уже применены методы и исследователю необходимо оценить, все ли результаты получены или можно ли получить еще результаты при помощи этого же метода (группы методов).

Четвертый алгоритм представляет собой итерационно-циркуляционный процесс изучения объекта исследований. Итерационно-циркуляционный процесс – это процесс, повторяющий действия на предыдущих этапах, но с добавлением новых данных или результатов геологоразведочных работ (рис. 6). При повторении шагов (решении задач) регионального этапа с данными, полученными

на этапе разведки и разработки месторождений, исследователи выявляют новые закономерности в распределении залежей и их свойств в зоне нефтегазонакопления.

Следует подчеркнуть, что применение методов ГРР не является статичным процессом. По мере накопления и детализации информации о регионе происходит смещение акцентов в применении различных методик. Так, на ранних стадиях наибольшее значение имеет сейсморазведка, как основной способ выделения структур и потенциальных ловушек. Однако на более поздних этапах значение сейсмических данных дополняется, а порой и уступает приоритет геохимическим, гидрогеологическим и петрофизическим методам, которые позволяют уточнить генерационные параметры, сохранность ловушки и насыщенность пород-коллекторов. Вспомогательные методы становятся особенно ценными для уточнения границ залежей и анализе вторичных признаков.

С увеличением объема фондовой (ретроспективной) информации возрастает необходимость её интеграции в единую интерпретационную модель. Это требует не только технической оптимизации, но и методической ревизии применяемого комплекса методов: уточнения их

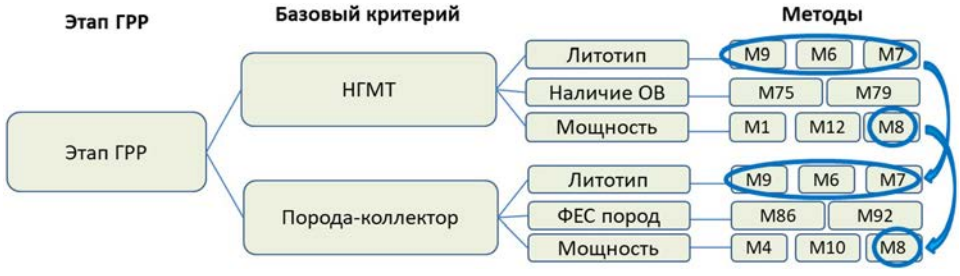


Рис. 4. Алгоритм выбора комплекса методов в зависимости от определяемых свойств базового критерия нефтегазоносности

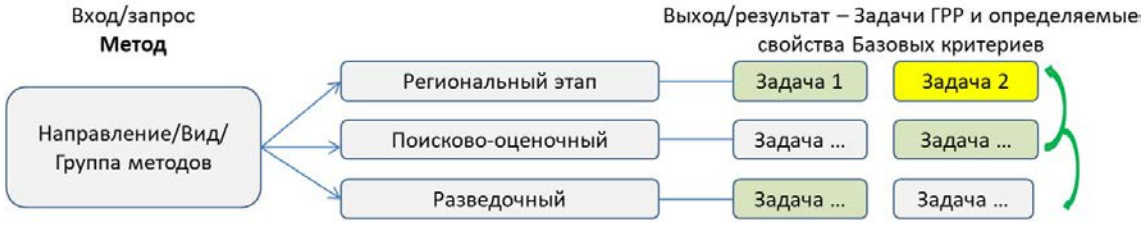


Рис. 5. Алгоритм оценки информативности методов и полученных результатов длярешения задач на разных этапах ГРР. Легенда показана на рисунке 3.

Рис. 6. Итерационно-циркуляционный процесс открытия новых месторождений и пропущенных залежей

информативности, взаимодополняемости и роли на каждом этапе. Примером такой оптимизации может служить повторная интерпретация старых сейсмических данных с использованием новых данных. Таким образом, комплекс ГРР должен быть гибким, адаптироваться к уровню изученности объекта и постоянно актуализироваться в соответствии с развитием геолого-геофизической базы данных.

3. Тестирование комплексного подхода

Анализ полноты методов и их результатов, использованных для создания геологической модели залежи

Тестирование комплексного подхода последовательного решения задач ГРР проводилась на территории Пур-Тазовской НГО. Сначала был проведён сбор материала из открытых источников (фондовых и литературных) и составлен хронологический график с 1933 года по настоящее время (рис. 7). Анализ этого графика позволил проследить, какие методы ГРР применялись в прошлом, какие результаты были получены и как менялось геологическое представление об исследуемой территории. Следующим шагом был обзор ретроспективных методов, примененных на территории Пур-Тазовской НГО, с их ранжированием по информативности получаемой информации и по этапам и задачам ГРР.

Информативность ретроспективных методов оценивалась на основании трёх главных критериев. Первый из них – наличие геолого-геофизической, геохимической, гидрогеологической, инженерно-промысловой изученности и количество исследований, проведённых на объекте исследований. Второй критерий – год выполнения или своевременность выполненных исследований, согласно предложенной последовательности задач ГРР (Поляков, 2023) и третий – результаты, полученные для решения поставленной задачи.

Каждая задача ГРР ранжировалась на «выполненную» (зелёный), «невыполненную» (красный) или «выполненную на более поздних этапах ГРР» (оранжевый). Таким образом, получился «светофор», показывающий информативность решения задач ГРР разными методами на исследуемой территории (рис. 8).

Для тестирования комплексного подхода принципиально важен третий критерий, поскольку необходимо воспроизводить применение методов согласно предлагаемой технологии. Соответственно, при тестировании подходят только методы, решившие поставленные задачи (зелёный и оранжевый). Для задач, отмеченных красным, необходимо проводить дополнительные исследования на основе ретроспективных данных.

Можно заметить, что после проведения регионального этапа ГРР наиболее слабо изученным вопросом является вопрос о времени структурных перестроек, от которого зависит время работы углеводородной системы и время прихода УВ в сформированную ловушку. Не установление критериев, по которым прогнозируются процессы работы углеводородной системы, приводит к пропущенным залежам и неэффективному бурению.

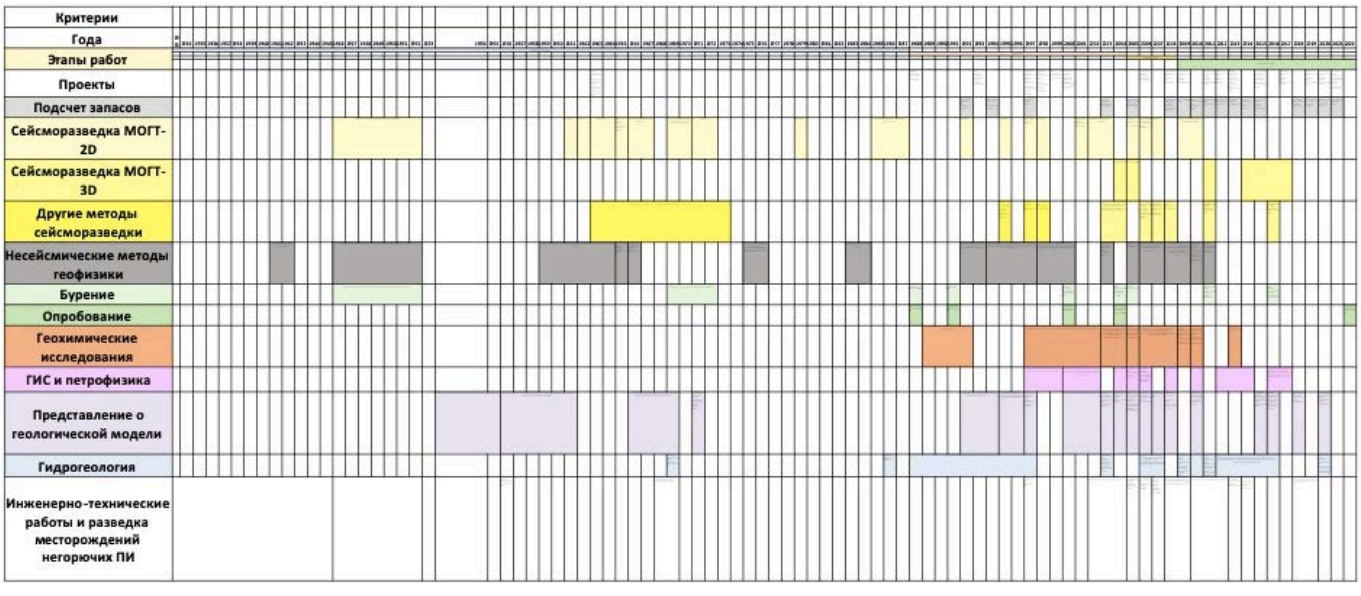


Рис. 7. Хронологический график изучения Пур-Тазовской НГО

Область применения	Задачи	Методы и плотность геолого-геофизической изученности					Года выполнения	Результаты для решения поставленной задачи
		Геофизические	Геологические	Геохимические	Гидро-геологические	Инженерно-промысловые		
Выявление структурного плана бассейна	Определение местоположения бассейна в региональном геологическом плане	Сейсморазведка МОГТ-2D 6 кр. Волны плотность сейсмических профилей 0,4км на км2					**1975-1985**	Подтверждено, что район работ приурочен к зоне рифтогенеза и глубинного разлома по сочленению Пендомаяхской впадины и Большехетского мегавала. Установлена приуроченность перспективных зон к разломам рифтовой зоны и инверсионному валу (Сузунский мегавал)
	Анализ современного структурного плана	1. Сейсморазведка МОГТ-2D 6 кр. Волны 2.Аэромагнитная съемка, масштаб 1:100000, H=750м, плотность сейсмических профилей 0,4км на км2	3. Геологическая съемка, 1:200000				**1.1975-1985 2.1985 3. 1965**	1. Выявлено поднятие 2. Составлены по основным магнитоактивным горизонтам (поверхность кристалического фундамента, рифейских отложений, подошвы осадочного чехла) 3. Изучено геологическое строение района
	Региональное тектоническое районирование	1.Сейсморазведка МОГТ-2D 48р 2.Магнитная съемка					**1961-1989**	1.Выделены структурно-тектонические этажи. 2.Изучено строение промежуточного структуриого этажа и фундамента, выделены блоки доюрского основания. 3.Наиболее перспективные зоны выделены вдоль Южно-Малохетского, Западно-Худосейского и Восточно-Худосейских разломов.
Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	Стратификация опорных разрезрв (скважин, обнажений)		Скважины Сузунская 1, Сузунская 3, Лодочная 1				**1986-1988**	Стратификация отложений
	Выделение сейсмо-стратиграфических комплексов и региональных несогласий.	1.Сейсморазведка МОГТ-2D 2. Сейсморазведка МОГТ-2D 12кр 3. Гравиметрическая съемка 1:100000, 4.Магниторазведка 1:100000					**1.1986 2.1987 3.1992 4. 1995-1997**	1. Проведен сейсмостратиграфический анализ, который показал увеличение мощности нижнехетских отложений с запада на восток. 2. Сейсмостратиграфичекий анализ уровней яковлевской - нижнехетской свит нижнего мела. 3. Выявлены Яндусская, Недояхская, Чарские клиноформы 4. Построены карты графиков остаточного гравитационного и магнитных полей.
	Выделение крупных трансгрессивно-регрессивных циклов (крупноячеистая цикличность разреза)							
Тектонические реконструкции	Оценка скорости тектонических движений и расчет мощности эродированных отложений							
	Реконструкция палеоструктурного плана							
	Реконструкция термической истории развития бассейна					Термометрические исследования	**1993-2000**	Дифференциация теплового поля
Описание истории развития бассейна	Палеогеографические реконструкции. Реконструкция обстановок осадконакопления							
	Выделение этапов геологического развития							
	Лито-фациальные комплексы отложений							
Определение нефтегазоносности	**НГК.** Выделение регионаьных нефтегазоносных комплексов	Сейсморазведка МОГТ-2D 12-24 кр. Волн.				Скважины Сузунская 1 (газ) Сузунская 3 (нефть), Лодочная 1 (нефть и газ)	**1986-1988**	1.Выделены юрский и меловой НГК. 2.Предположение о наличии залежи УВ в неструктурной ловушке в верхней части сиговой свиты верхней юры. 3.На основе анализа волновой картины и данных глубокого бурения построены схемы нефтегазоносности
	НГМТ. Выделение НГМТ и очага нефтегазообразования. Количество сгенерированных УВ							
	Коллектор. Выделение интервалов развития коллекторов	Сейсморазведка МОГТ-2D 48р					**1986-1994**	Определены критерии выделения интервалов развития песчаных тел в разрез нежнехетской свиты
	Флюидоупор. Выделение региональных флюидоупоров	Сейсморазведка МОГТ-2D 6-24 кр. Волны плотность сейсмических профилей 0,4км-0,68 на км2					**1986**	Выделение региональных реперов и флюидоупоров. Кровля долганской, яковлевской, сарманской, яновстанской, георгиевской свит
	Ловушка. Выделение основных типов ловушек региона исследования. Условия формирования ловушек	1.Сейсморазведка МОГТ-2D 12кр 2. Сейсморазведка МОГТ-2D 48кр					**1.1986 2.1992 3. 1995 4. 1997**	1.Построены структурныве карты по отражающим горизонтам в меловых и нижнеюрских отложениях. 2. Построены геолого-геофизические профили, структурные карты и карты изохрон в масштабе 1:200000, 1:100000 по основным ОГ 3.Уточнена стартиграфическая шкала района Пур-Тазовской НГО, даны рекомендации по перспективным объектам юрско-мелового комплекса пород.
	Моделирование процессов формирования УВ (время их образования) и выделение зон нефтегазонакопления. Прогноз фазового состава УВ.							
Оценка ресурсов	Выбор зон (объектов), перспективных на поиски УВ. Оценка прогнозных ресурсов категорий Д1 и частично Д2			Атмохимическая съемка, 1:100000, H=40-80м Термометрические исследования			**1993-2000**	Выявлено повышеное содержание метана по переферии Ванкорского месторождения Дифференциация теплового поля. над нефтяными залежами повышенные значения Т(-5), над газовыми низкие (-15С)

Рис. 8. Пример «светофора» для регионального этапа Пур-Тазовской НГО

Так, залежь часто выявляется в продуктивных отложениях, расположенных гипсометрически ниже, чем сводовая часть структуры, а сам контур нефтегазоносности слабо коррелируется с современным структурным планом. Таким примером является нефтяная залежь в пласте Сд-IX (суходудинская свита) одного из месторождений Пур-Тазовской НГО (рис. 9). При анализе современного структурного плана отчётливо видно, что южный купол месторождения находится гипсометрически выше, чем северный, значит вероятность открытия залежи выше на юге (согласно антиклинальной теории поиска месторождений). Кроме того, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов распространены примерно одинаково по всей площади. Тем не менее, результаты испытания скважин С-1, С-4 и С-8 показали, что приток нефти получен только из скважины С-1, которая расположена на северном куполе, а остальные скважины – водонасыщены. Таким образом, можно сделать вывод, что современный структурный план горизонта не полностью отражает характер распространения залежей. Поэтому возникают принципиальные вопросы, как прогнозировать распространение залежей, какие виды работ и на каких этапах они помогут недропользователю.

Дополнение выполненных ранее исследований палеоструктурными реконструкциями

С целью установления закономерностей распределения УВ по площади и разрезу необходимо вернуться к анализу регионального этапа ГРР и последовательно проработать все нерешенные задачи. Одной из таких задач является реконструкция палеоструктурного плана, которую авторы статьи выполнили на базе результатов ретроспективных исследований с минимальным количеством трудозатрат. Использованы открытые ретроспективные данные: 2D сейсмические профили, проходящие через месторождение с запада на восток; подсчетные планы пластов; результаты геохимических съемок; схемы изопахических треугольников (зональные и локальные) для увязки региональных и локальных масштабов и сопоставления времени формирования ловушки со временем генерации, миграции и аккумуляции УВ.

Региональные сейсмические профили были увязаны с данными по объекту для создания опорного сейсмогеологического профиля, который стал каркасом для палеореконструкций. Далее были увязаны и проинтерпретированы отражающие горизонты (ОГ) снизу-вверх по разрезу: кровля палеозойского комплекса (ОГ F), пермско-триасовый сейсмокомплекс (ОГ T_{1-2}, T_3), кровля доюрского сейсмокомплекса (ОГ А), юрский сейсмокомплекс: кровли малышевской (ОГ $II_б$), яновстановской (ОГ $II_а$), яковлевской (ОГ М), долганской (ОГ Г) и носоновской свит (ОГ С).

Восстановление геологической эволюции зоны нефтегазонакопления основано на палеоструктурных реконструкциях путём построения серии палеопрофилей, как одном из наиболее информативных методов. Они базируются на методе анализа мощностей, согласно которому мощность отложений является прямым показателем амплитуды прогибания, т.к. именно погруженные зоны в процессе седиментации заполняются осадками. При этом условно принимается, что к концу периода накопления каждого слоя погруженная зона заполняется осадками, а поверхность слоя имеет выровненное горизонтальное положение. Таким образом, построение каждого палеопрофиля ведется путем откладывания вниз от горизонтальной линии (принятой за нулевую поверхность) мощности исследуемой толщи. За мощность пласта в данном случае принимают расстояние между верхней и нижней его границей по вертикали. Первый палеопрофиль строится для самой древней толщи. При построении следующего палеопрофиля от нулевой поверхности откладывается мощность более молодого пласта, а мощности более

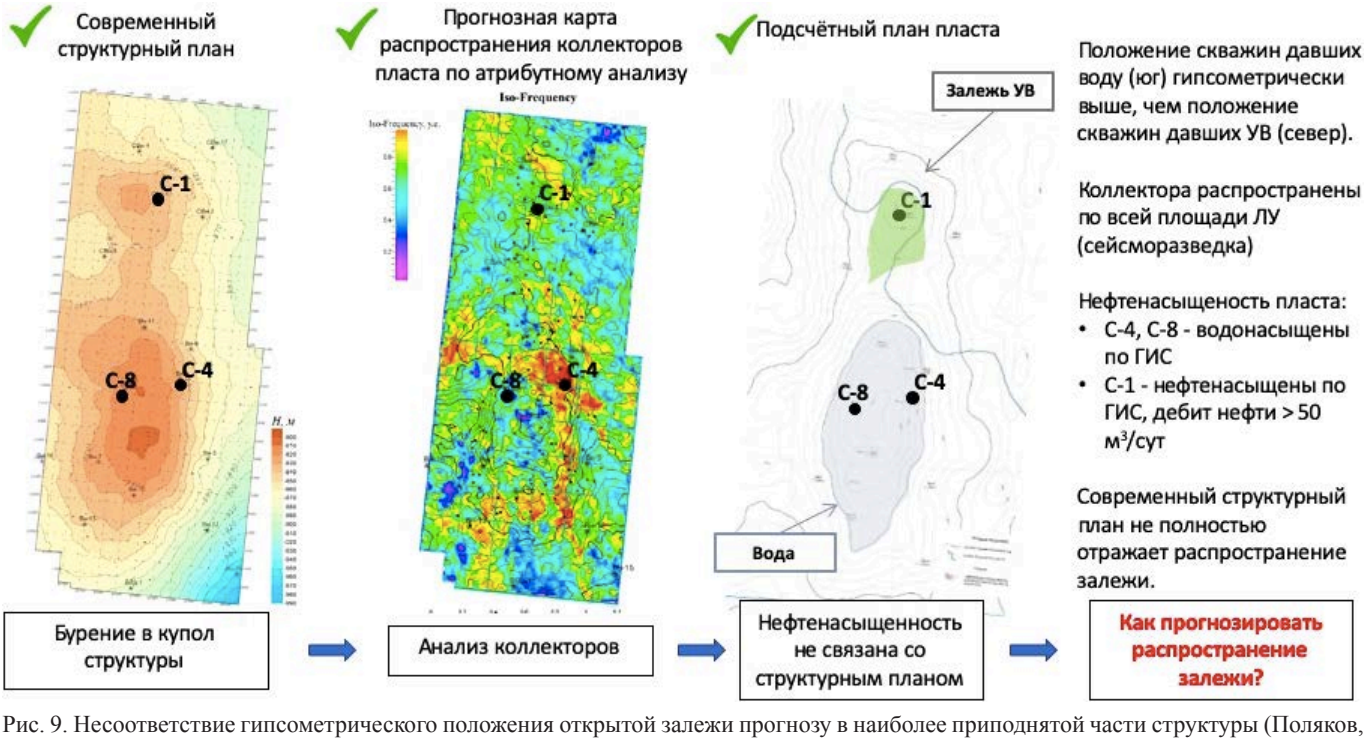


Рис. 9. Несоответствие гипсометрического положения открытой залежи прогнозу в наиболее приподнятой части структуры (Поляков, 2023)

древних толщ постепенно наращиваются от нижней границы пласта вниз. Подобный алгоритм действий повторяется при построении последующих профилей до получения современного разреза. Кроме того, при реконструкциях учитываются особенности конседиментационного осадконакопления, т.е. налегания отложений во время формирования инверсионных валов (Мухин и др., 2021).

По построенной сети палеопрофилей (рис. 10А-Д) можно проследить, как изменялась во времени амплитуда современной залежи и подстилающих её древних структур доюрского комплекса, предположительно поднятие по поверхности палеозоя и триасовый инверсионный вал (табл. 1). Для упрощения построений была выбрана опорная точка «О», относительно которой определялась амплитуда роста палеоподнятий.

На начало юрского периода (рис. 10А) мощность верхнетриасовых отложений в зоне развития поднятия по поверхности палеозоя составила 230 м, а в зоне триасового инверсионного вала – 480 м, что свидетельствует о росте поднятия по поверхности палеозоя в это время с последующей эрозией верхнетриасовых отложений. В середине поздней юры (рис. 10Б) относительно точки «О» поднятие по поверхности палеозоя опустилось на 10 м, в то время как триасовый инверсионный вал поднялся на 10 м. В конце раннего мела (рис. 10В) происходит активный рост поднятия по поверхности палеозоя и триасового инверсионного вала относительно точки «О». Амплитуда роста составляла 100 м и 150 м соответственно. В середине позднего мела (рис. 10Г) был повторный рост триасового инверсионного вала на 20 м, тогда как поднятие по поверхности палеозоя опустилось на 30 м.

Наличие под Сузунским мегавалом двух палеоструктур, различающихся амплитудой движений на протяжении мезозойско-кайнозойской эры, является фактором разделения многих залежей Ванкорского, Сузунского, Лодочного месторождений на два «блока»[1].

На основе палеоструктурных реконструкций можно заметить, что на протяжении всего юрско-мелового времени триасовая инверсионная складка испытывала рост, в отличие от поднятия по поверхности палеозоя, у которого отчётливо прослеживаются этапы воздымания и опускания. Такое чередование разнонаправленных тектонических движений могло привести к разрушению или переформированию залежей УВ в юрско-меловых отложениях. Перемещения флюида во времени и пространстве сопровождаются вторичными преобразованиями природного резервуара, что подтверждается результатами интерпретации ГИС и литологическими исследованиями керна и шлифов (Алексеев, 2010; Карнюшина, 2022).

На основе сети палеопрофилей через Сузунский мегавал и сопредельную территорию, закартировано расположение поднятия по поверхности палеозоя и триасового инверсионного вала, над которыми формировались палеоподнятия. Именно к этим палеоподнятиям и приурочены пропущенные залежи УВ, которые оконтурены

Время	Изменение мощности, м	
	Зона поднятия по поверхности палеозоя	Зона триасового инверсионного вала
Середина позднего мела	290	660
Конец раннего мела	320	640
Середина поздней юры	220	490
Начало ранней юры	230	480

Табл. 1. Изменение во времени амплитуды поднятия по поверхности палеозоя и триасового инверсионного вала

на палеоструктурной карте суходунской свиты к началу туронского времени (рис. 10Д).

Перспективность палеоструктур в пласте Сд-IX (суходудинская свита) подтверждается результатами наземной геохимической съемки и бурением скважин (Кринин и др., 2005). Таким образом, при выполнении работ на разных стадиях поиска и разведки месторождений недропользователь должен добиваться решения всех поставленных задач ГРР на каждом этапе, оценивать полноту исследований на предшествующих этапах, а также целесообразность применения того или иного метода или комплекса методов для решения или восполнения недостающих результатов и задач ГРР.

Заключение

В ходе исследования разработан и апробирован алгоритмический подход к комплексированию методов геологоразведочных работ, основанный на логике последовательного решения задач поиска и разведки углеводородных залежей. Применение предложенных алгоритмов на примере Пур-Тазовской нефтегазоносной области позволило оценить полноту и эффективность ранее выполненных ГРР и выявить пропущенные задачи.

Особое внимание уделено восстановлению времени работы углеводородной системы и структурных перестроек, что позволило выявить причины несоответствия между современным структурным планом и фактическим размещением залежей. Палеоструктурные реконструкции, выполненные с использованием сейсмических, геохимических и литологических данных, подтвердили контролирующую роль палеоподнятий и инверсионных структур в локализации залежей УВ в пределах мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Проведённый анализ показал, что игнорирование стадийности и неполное выполнение задач регионального этапа может привести к пропуску перспективных объектов. Разработанные алгоритмы комплексирования позволяют систематизировать выбор методов на всех этапах ГРР, уточнять геологические модели и выявлять дополнительные перспективы на доразведанных и сопредельных территориях. Их применение целесообразно автоматизировать в виде системы экспертной поддержки, способной адаптироваться к условиям конкретного бассейна.

[1]Переобработка и переинтерпретация материалов сейсморазведочных работ МОГТ-3Д на Ванкорском месторождении. ООО «ГеоПрайм», 2015.

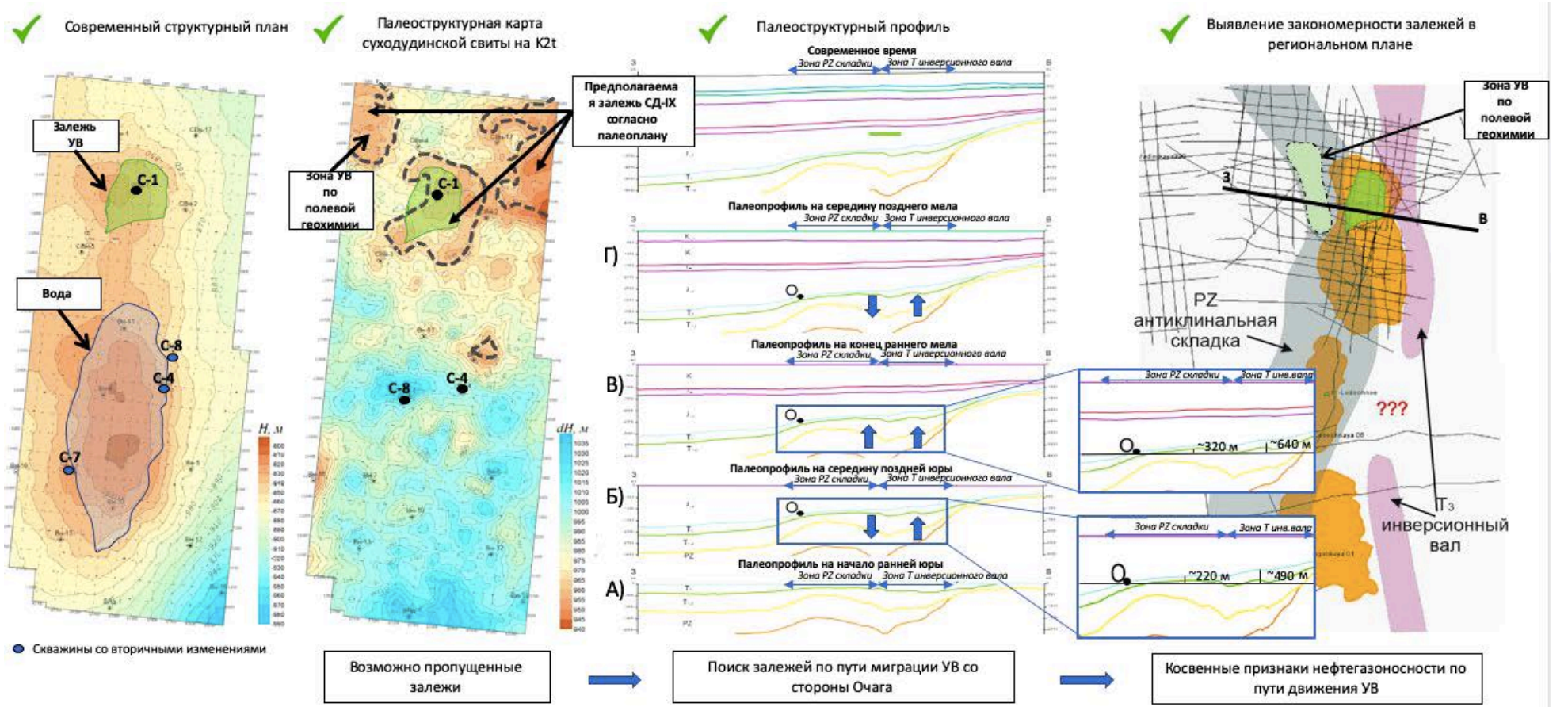


Рис. 10. Пример последовательного учёта результатов поисково-оценочного этапа ГРР в анализ процессов формирования залежи на стадии разработки месторождения и доразведки сопредельных территорий

Литература

Алексеев В.П., Амон Э.О., Глебов А.Ф., Савенко В.А., Федоров Ю.Н. (2010). Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Под ред. В.П. Алексеева. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 257 с.

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

Кринин В.А. Кляшторная Л.Н. (2005). Геохимические работы по шламу сейсморазведочных скважин 3Д на Ванкорском газонефтяном месторождении. Красноярск.

Мухин В.М. Колотухин А.Т. (2011). Методика палеотектонического анализа при нефтегазопоисковых работах. Саратов: Наука, 67 с.

Поляков А.А. Ступакова А.В. Малышев Н.А. Сауткин Р.С. Вержбицкий В.Е. Комиссаров Д.К. Осипов С.В. (2023). Комплексирование методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа. *Георесурсы*, 25(4), с. 240–251. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.17

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

Сведения об авторах

Андрей Александрович Поляков – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 1

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

Россия, 115054, Москва, Дубининская, 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, Ленинские горы, 1

e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Ольга Витальевна Трутнева – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

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

Россия, 115054, Москва, Дубининская, 31а

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

Россия, 115054, Москва, Дубининская, 31а

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

Россия, 115054, Москва, Дубининская, 31а

Алексей Петрович Антонов – кандидат физ.-мат. наук, доцент кафедры математического анализа механико-математического факультета, руководитель научно-образовательного центра по цифровизации кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Владимир Георгиевич Лакеев – заместитель исполнительного директора – директор по исследованиям и разработкам, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие» (бренд «Иннопрактика»)

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., 27, корп. 1

Роман Валерьевич Лукашев – кандидат хим. наук, руководитель группы проектов, Дирекция исследований и разработок, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие» (бренд «Иннопрактика»)

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., 27, корп. 1

Статья поступила в редакцию 17.02.2025;
Принята к публикации 07.05.2025; Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Algorithms for Selecting a Set of Geological Exploration Methods to Solve Problems of Oil and Gas Prospecting and Exploration Using the Example of the Pur-Taz Oil and Gas Region

A.A. Polyakov[1], A.V. Stoupakova[1], N.A. Malyshev[2], R.S. Sautkin[1], O.V. Trutneva[1], V.E. Verzhbitsky[2], D.K. Komissarov[2], S.V. Osipov[2], A.P. Antonov[1], V.G. Lakeev[3], R.V. Lukashev[3]*

[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[2]*Rosneft Oil Company PJSC, Moscow, Russian Federation*
[3]*National Intellectual Development Foundation, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Roman S. Sautkin, e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru*

Abstract. Modern geological exploration is a complex process that involves a series of research stages, each aimed at solving specific tasks in order to identify oil and gas reserves. These stages are typically carried out in a sequential manner, with the results being integrated as they are obtained. This process typically starts with a general analysis of the region where the search object is located, and then moves on to more detailed studies of the local area in order to gain a better understanding of the structure of the deposit. In this paper, we have developed algorithms for an integrated approach to exploration, which depend on the level of knowledge about the object being studied. We have also conducted an analysis of retrospective methods at different stages of exploration, using one of the most well-studied areas in the Pur-Taz oil and gas region as an example. The most poorly understood aspects of the field development stage include determining the timing of the arrival of hydrocarbons in the trap and the timing of structural changes in the hydrocarbon system. The lack of research into these regional factors leads to the loss of potential deposits. Using an example from one of the fields, we illustrate how we solved problems that had not been addressed before, such as restoring the paleostructure on a regional and zonal scale. This resulted in the identification of new promising areas for oil and gas exploration within the Pur-Taz area.

Keywords: Pur-Taz oil and gas region, integration of methods, structural reorganizations, uplift calculation, missed deposits

Recommended citation: Polyakov A.A., Stoupakova A.V., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Trutneva O.V., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Osipov S.V., Antonov A.P., Lakeev V.G., Lukashev R.V. (2025). Algorithms for Selecting a Set of Geological Exploration Methods to Solve Problems of Oil and Gas Prospecting and Exploration Using the Example of the Pur-Taz Oil and Gas Region. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 31–41. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.3

References

Alekseev V.P., Amon E.O., Glebov A.F., Savenko V.A., Fedorov Yu.N. (2010). Stratigraphy and paleogeography of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover of the Shaim oil and gas region (Western Siberia). Ed. V.P. Alekseev. Ekaterinburg: UGGU, 257 p. (In Russ.)

Karnyushina E.E. Korobova N.I. Shevchuk N.S. Stoupakova A.V. Sautkin R.S. Sivkova E.D. (2022). Cyclicity, sedimentation environments and the influence of postsedimentary processes on the structure and formation of the natural reservoir of the Vanavara suite of the Vendian based on core material from wells of the Novo-Yudokonskoye field. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 75–92. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.10

Krinin V.A. Klyashtornaya L.N. (2005). Geochemical works on the cuttings of 3D seismic exploration wells at the Vankor oil and gas field. Krasnoyarsk. (In Russ.)

Mukhin V.M. Kolotukhin A.T. (2011). Methodology of paleotectonic analysis in oil and gas exploration. Saratov: Nauka, 67 p. (In Russ.)

Polyakov A.A. Stoupakova A.V. Malyshev N.A. Sautkin R.S. Verzhbitskiy V.E. Komissarov D.K. Osipov S.V. (2023). Integration of geological exploration methods to solve problems of search and exploration for oil and gas. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 240–251. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2023.4.17

Stoupakova A.V. Polyakov A.A. Malyshev N.A. Sautkin R.S. Verzhbitskiy V.E. Komissarov D.K. Volyanskaya V.V. Osipov S.V. Bol'shakova 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 for oil and gas potential of a sedimentary basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 5–21. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2023.2.1

About the Authors

Andrey A. Polyakov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nikolay A. Malyshev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director of the Geological Exploration Department, Rosneft Oil Company PJSC
31a, Dubininskaya, Moscow, 115054, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Olga V. Trutneva – Postgraduate Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vladimir E. Verzhbitsky – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Geological Exploration Department for projects with foreign partners, Rosneft Oil Company PJSC
31a, Dubininskaya, Moscow, 115054, Russian Federation

Dmitry K. Komissarov – Chief Specialist of the Geological Exploration Department for projects with foreign partners, Rosneft Oil Company PJSC
31a, Dubininskaya, Moscow, 115054, Russian Federation

Sergey V. Osipov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Manager of the Department of Scientific and Technical Research and Information Technologies, Rosneft Oil Company PJSC
31a, Dubininskaya, Moscow, 115054, Russian Federation

Alexey P. Antonov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Associate Professor of the Department of Mathematical Analysis, Head of the Scientific and Educational Center for Digitalization of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vladimir G. Lakeev – Deputy Executive Director – Director of Research and Development, National Intellectual Development Foundation
Build 1, 27, Lomonosovsky ave., Moscow, 119234, Russian Federation

Roman V. Lukashev – Cand. Sci. (Chemistry), Head of Project Group, Research and Development Directorate, National Intellectual Development Foundation
Build 1, 27, Lomonosovsky ave., Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 17 February 2025;
Accepted 7 May 2025; Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.4 УДК 550.8.053

Новые идеи в петрофизике: разные механизмы изменения исходной гидрофильной смачиваемости коллекторов, как фактор влияния на коэффициент нефтенасыщенности по ГИС

Т.Ф. Дьяконова[1], Л.К. Бата[1], И.П. Гурбатова[1], Г.А. Калмыков[1], А.Д. Егорова[1], Е.И. Бронскова[2]*

[1]Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

[2]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Одним из важных свойств породы является степень смачиваемости водой поверхности порового пространства (переход от исходной гидрофильной смачиваемости к гидрофобизации поверхности), которая оказывает влияние на большинство петрофизических, геофизических и гидродинамических параметров: остаточная водонасыщенность, удельное электрическое сопротивление нефтегазонасыщенных пород, коэффициенты нефтегазонасыщенности ($К_{нг}$), вытеснения, относительные фазовые проницаемости. Неучет смачиваемости коллекторов приводит к искажению геологических и извлекаемых запасов нефти и газа. Изменение исходной гидрофильной смачиваемости коллекторов происходит в процессе длительного геологического времени формирования залежей углеводородов. Комплексный анализ геологических условий и петрофизических свойств коллекторов, которые оказывают влияние на изменение смачиваемости пород, должен начинаться с установления типа природной смачиваемости отложений. При наличии негидрофильного типа смачиваемости стандартную петрофизическую методику для определения $К_{нг}$ по электрической модели ГИС необходимо корректировать по специальной технологии исследований керна с учетом изменения исходных поверхностных свойств. Установлен ряд геологических-диагностических признаков оценки исходной смачиваемости пород, таких как минеральный состав скелета породы и глинистой компоненты, свойства воды и нефти, структура пустотного пространства, электрическое сопротивление по керну и ГИС, зная которые, можно сделать априорные оценки типа смачиваемости породы. Сочетание различных комбинаций диагностических факторов приводит к разным механизмам гидрофобизации отложений, которые отражаются на петрофизических связях для определения $К_{нг}$ и на оценках подсчета запасов. Поэтому важно изучать совокупность признаков влияния смачиваемости на породу, составляющих механизм гидрофобизации в природных условиях, а не влияние отдельных параметров.

В настоящей работе собраны и проанализированы основные геологические факторы, влияющие на изменение исходной смачиваемости, полученные по исследованиям Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна по продуктивным пластам, охватывающим практически весь продуктивный разрез отложений от P_2 до S_1.

Ключевые слова: коллектор, смачиваемость, лабораторные исследования, коэффициент нефтегазонасыщенности, петрофизические связи, диагностические критерии, механизм гидрофобизации

Для цитирования: Дьяконова Т.Ф., Бата Л.К., Гурбатова И.П., Калмыков Г.А., Егорова А.Д., Бронскова Е.И. (2025). Новые идеи в петрофизике: разные механизмы изменения исходной гидрофильной смачиваемости коллекторов, как фактор влияния на коэффициент нефтенасыщенности по ГИС. *Георесурсы,* 27(2), с. 42–53. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.4

Введение

Смачиваемость – это поверхностное явление, возникающее на границе соприкосновения фаз, одна из которых твердое тело, другие фазы – флюиды. Смачиваемость является главным фактором, контролирующим и регулирующим распределение жидкостей в пласте.

Гидрофобность пород – это приобретенное, но не постоянное свойство породы, связанное с формированием залежей нефти и газа, при котором происходит смена,

* Ответственный автор: Лейла Кифах Бата
e-mail: leilabata@gmail.com

© 2025 Коллектив авторов

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

частичная или полная, исходно гидрофильной поверхности поровых каналов и пор на промежуточную и гидрофобную, при определенном сочетании минералогических характеристик пород, свойств исходных пластовых флюидов и приходящих углеводородов (УВ).

Коллекторы с гетерогенной (негидрофильной) смачиваемостью широко распространены, как в карбонатных, так и терригенных отложениях большинства нефтегазовых бассейнов Российской Федерации. Гидрофобизация отложений оказывает влияние на большинство петрофизических, геофизических и гидродинамических параметров, таких как остаточная водонасыщенность, электрическое сопротивление нефтегазонасыщенных пород, коэффициент вытеснения, относительные фазовые проницаемости и др. Как следствие, неучет смачиваемости приводит к искажению как геологических, так и извлекаемых запасов. Именно поэтому при подсчетах запасов комплексный анализ геологических условий и петрофизических свойств пород надо начинать с анализа исходных природных поверхностных свойств коллекторов, который включает изучение исходных показателей смачиваемости условно до этапа формирования залежей углеводородов, перед выполнением экстракции (очистки) образцов от углеводородных пленок при подготовке образцов, для петрофизического обоснования коэффициента нефтегазонасыщенности по электрическим методам ГИС.

В методических пособиях по интерпретации ГИС всегда указывается, что петрофизическое обоснование методик определения Кнг по электрической модели керновых данных должно выполняться на образцах с исходной, не измененной, природной смачиваемостью. Но в научной литературе практически нигде не предлагаются физически обоснованные подходы получения природной смачиваемости пород в разрезе скважин. Целью данной работы является разработка варианта учета **природной и измененной смачиваемости пород** для получения петрофизических зависимостей по керновым данным и для их использования в методиках определения нефтенасыщенности по электрической модели ГИС. Задачами исследований были выявление наиболее значимых диагностических критериев, влияющих на гидрофобизацию отложений, а также рассмотрение возможных механизмов приобретения породами негидрофильного типа смачиваемости, как различных совокупностей выявленных диагностических критериев.

Этот подход позволяет получить представление об исходной смачиваемости породы в разрезе скважины до искусственного химического воздействия на образцы по результатам стандартной экстракции, приводящей к изменению поверхностных свойств породы по сравнению с исходными.

В стандартной практике лабораторных исследований керна до недавнего времени, замеры смачиваемости до экстракции образцов практически не производились или выполнялся только замер измененной смачиваемости поверхности по воде, согласно ОСТ 39-180-85 (Нефть. Метод определения смачиваемости…, 1985). Однако, даже после установленного гетерогенного типа смачиваемости отложений, коэффициент нефтенасыщенности определялся стандартным способом по измененной смачиваемости без учета природных поверхностных свойств по электрической модели Дахнова-Арчи, что приводило к высоким значениям $К_{нг}$, превышающим значения 95–98%.

В 2021г. коллективом авторов, большая часть из которых работала над текущей статьей, были выпущены Временные, а в 2024 г. уже постоянные «Методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности коллекторов с гетерогенным типом смачиваемости при подсчете запасов нефти месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции» (Протокол ЭТС ГКЗ №17 от 20.09.2024 г.). В Методических рекомендациях закреплены основные положения технологии лабораторных исследований керна с учетом поверхностных свойств отложений, а также представлен алгоритм получения коэффициента нефтенасыщенности по электрической модели Дахнова-Арчи для коллекторов с гетерогенной смачиваемостью. Показанные в статье результаты были представлены на I Международной научно-практической конференции «Комплексные исследования пород и флюидов нефтегазоносных бассейнов, методы интерпретации и моделирования природных и геолого-технологических процессов» в 2023 г. (Дьяконова и др., 2024).

1. Геологические факторы, влияющие на гидрофобизацию осадочных пород

Одним из наиболее сложных на текущий момент вопросов для петрофизиков-нефтяников остается вопрос прогнозного или раннего диагностирования проблемы негидрофильных коллекторов и теоретического понимания механизма гидрофобизации отложений. Для решения проблемы диагностирования природной смачиваемости пород необходимо комплексное обобщение и анализ известных по литературе, а также уже выполненных, разрозненных и системных, исследований, признаков и критериев, которые авторы назвали «априорными диагностическими признаками», включающими геологическую, керновую и геофизическую информацию. Знание априорных признаков позволяет предусмотреть возможность учета неблагоприятных последствий гетерогенной смачиваемости коллекторов при разработке, начиная с ранней стадии изучения месторождения.

Изучение проблемы смачиваемости по керну и ГИС было проведено на обширной территории месторождений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (ТПНГБ) по продуктивным пластам, охватывающим практически весь продуктивный разрез от P_2 до S_1 отложений. Большой объем фактической информации позволил выявить наиболее влияющие на смачиваемость диагностические критерии, которые ранее в разрозненном виде уже представлялись в научной литературе другими исследователями (Дьяконова и др., 2019, 2021а, 2021б, 2021в, 2024; Злобин, Юшков, 2014; Михайлов и др., 2016; Клубова, 1973; Тиаб, Дональдсон, 2009; Шершнева и др., 2018; Березин, 1979).

Механизмы гидрофобизации пород могут быть различными при разных комбинациях представленных признаков, поэтому, начиная работу над оценкой смачиваемости пород-коллекторов изучаемого продуктивного объекта, необходимо анализировать, по возможности,

полную совокупность влияющих факторов, приведенных на рис. 1, каждый из которых ниже будет рассмотрен детально.

Для обсуждения указанных на рисунке априорных признаков, составляющих при совокупности сочетаний разные механизмы приобретения гидрофобизации пород, были выбраны два пласта терригенных отложений с негидрофильными коллекторами ТПНГБ: породы отложений P_2-T_1 и D_2st. Эти объекты были выбраны в качестве примера из-за сложности механизмов гидрофобизации, так как в терригенных отложениях только совокупность всех факторов, представленных на рис. 1, может привести к гетерогенной смачиваемости, в отличие от карбонатных пород.

До экстракции керна пласта D_2st показатель смачиваемости по методике Амотта-Харви составляет –0,48 (преимущественно гидрофобный тип смачиваемости), в отложениях P_2-T_1 показатель смачиваемости в среднем +0,17, что соответствует промежуточному типу смачиваемости, ближе к преимущественно гидрофильному типу (рис. 2). Ниже рассматриваются индивидуальные причины разных показателей смачиваемости терригенных продуктивных пластов.

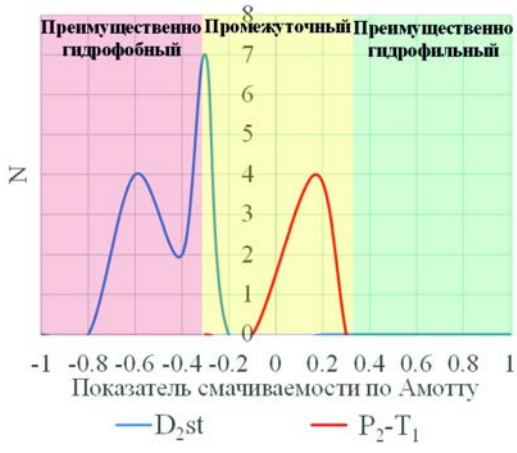


Рис. 2. Распределения показателей смачиваемости по методике Амотта-Харви пластов терригенных отложений ТПНГБ

1.1. Минеральный состав скелета породы и глинистого цемента

Минеральный скелет породы показал, что негидрофильный тип смачиваемости чаще, до 80–90% исследованных пород, встречается в карбонатных породах нефтяных месторождений. Это связано с тем, что поверхность карбонатных отложений имеет щелочную среду, которая вступает в реакцию с преобладающими в составе нефти кислыми компонентами. В терригенных отложениях негидрофильные коллекторы встречаются реже по сравнению с карбонатными, их доля не превышает 60–70%. Поверхность основных минералов, слагающих терригенные породы – кварца, полевых шпатов (ПШ), обычно кислая, в нефтяной залежи происходит реакция минералов с щелочными компонентами нефти, содержание которых в нефти существенно меньше, чем кислот. Именно этим, в первую очередь, объясняется более низкий процент распространения гетерогенных терригенных пород в продуктивных отложениях УВ. Диагностирование влияния состава пород терригенных отложений на гидрофобизацию по сравнению с карбонатными, в большинстве негидрофильными отложениями, более нетривиальная задача, включающая также анализ глинистой компоненты.

Терригенные отложения нуждаются в дифференциации вещественного состава скелета породы для диагностирования влияния на смачиваемость, так как механизмы гидрофобизации для кварцевых D_2st и граувакковых P_2-T_1 отложений существенно различаются. В граувакковых породах P_2-T_1 содержание полевых шпатов, слюд и обломков пород повышает поверхностную активность пород, которые чаще вступают в реакции с компонентами нефтяных углеводородов, ускоряя процесс гидрофобизации. Также влияет большая удельная поверхность породы, образовавшаяся в результате множественных вторичных преобразований полевых шпатов с высокой долей микропористости (Клубова, 1973; Тиаб, Дональдсон, 2009). Большое количество крупных пустот и узких каналов с защемлением путей фильтрации также повышают вероятность гидрофобизации поверхности, что было обнаружено в негидрофильных отложениях P_2-T_1 месторождения ТПНГБ (Рис. 3а).

Минеральный состав пород
- Карбонатные породы;
- Граувакковые породы

Минеральный состав цемента
- Карбонатный;
- Монтмориллонитовый и гидрослюдистый

Сложная структура порового пространства породы
- Неоднородная структура породы с разными размерами зерен и наличием крупных и мелких пустот.

Свойства нефти
- Содержание САВ ≥1-2%;
- Вязкость ≥1мПа*с;
- Высокая парафинистость ≥2% в сочетании с невысокой t пласта;
- Высокое газосодержание > 100 м³/т.

Свойства воды
- Содержание двухвалентных хлор-кальциевых и хлор-магниевых ионов;
- Высокая минерализация ≥100г/л;
- Уровень pH относительно нейтрального.

Рис. 1. Априорные диагностические признаки гидрофобности нефтегазовых коллекторов

В кварцевых песчаниках D_2st сам по себе кварцевый состав не является благоприятным для гидрофобизации отложений, так как кварц является гидрофильным минералом. Но опыт работы по нефтяным месторождениям с продуктивными отложениями D_2st ТПНГБ показывает, что чистые кварцевые песчаники гидрофобизированы, вероятнее всего, за счет продолжительной геологической истории образования залежей миграционной нефтью, являющейся главной причиной изменения гидрофильной природной смачиваемости, особенно с высокой поверхностной активностью в сочетании с высокой минерализацией пластовой воды (рис. 3б) (Клубова, 1973; Тиаб, Дональдсон, 2009).

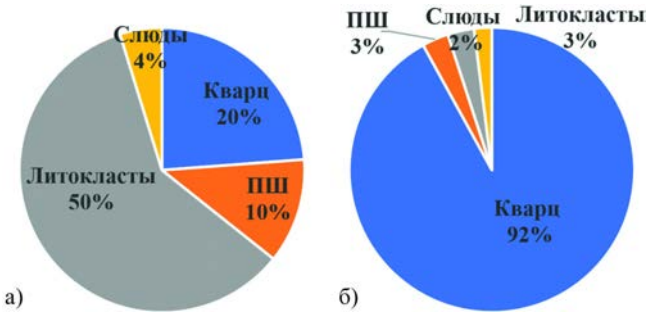


Рис. 3. Состав терригенных отложений ТПНГБ: а) грауваккковые отложения P_2-T_1, б) кварцевые отложения D_2st

Минеральный состав цемента породы важен прежде всего для терригенных коллекторов. Наиболее часто гидрофобность терригенных пород повышается при наличии карбонатного цемента, что объясняется тем, что при цементации кальцитом песчаники при смачиваемости водой приближаются к карбонатным породам, способным активно гидрофобизироваться в процессе формирования нефтяных залежей.

При наличии глинистого цемента в породе, известно (Клубова, 1973; Тиаб, Дональдсон, 2009), что каолинит не меняет гидрофильность пород в связи с его инертностью. Особенностью каолинита является постоянство в составе силикатного слоя, вследствие чего замещения внутри решетки редки и заряды внутри слоя скомпенсированы. Связь силикатных слоев осуществляется водородом, который препятствует расширению решетки и затрудняет проникновение в нее воды и углеводородов, таким образом предохраняя сцементированную каолинитовым цементом породу от гидрофобизации. Содержание монтмориллонитов и гидрослюд может способствовать образованию адсорбированной углеводородной пленки, частично гидрофобизирующей поверхность породы. При этом с увеличением содержания в породе пелитовой фракции адсорбция углеводородов на глинистых частицах возрастает**.**

По изучаемым терригенным объектам Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна анализ цементирующей глинистой компоненты показал, что несмотря на различающийся по пластам состав глин, в обоих исследуемых отложениях цемент повышает вероятность гидрофобизации отложений: в пласте P_2-T_1 преобладает монтмориллонит, а также гидрослюда и хлорит; в пласте D_2st цемент местами карбонатный, глинистая компонента сложена гидрослюдой, хлоритом, что также способствует гидрофобизации пород.

1.2. Свойства пластовых флюидов нефти и воды в залежах миграционного типа

Нефть является основным агентом, заполняющим залежь и гидрофобизирующим породу, поэтому изучение свойств нефти крайне важно для проблемы смачиваемости отложений. Нефти любого состава присуща поверхностная активность в той или иной степени. Состав нефти – главная причина изменения смачиваемости природно гидрофильной поверхности породы, потому что в нефти содержатся компоненты, изменяющие поверхностные свойства - полярные соединения, содержащиеся в асфальтенах. Гидрофобизация происходит путем осаждения тяжелых смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) нефти на минеральной поверхности порового пространства породы, нарушая и прорывая пленки воды, выстилающие поры. В смолах сконцентрирована основная масса сернистых, кислородных и азотистых соединений, что создает высокую полярность нефти и поверхностную активность нефтяных смол (Мархасин, 1977; Тиаб, Дональдсон, 2009; Шершнева и др., 2018; Березин, 1979; Ахметов и др., 2012; Халитов, 2000; Амикс и др., 1962; Buckley et al., 2007; Dubey, Waxman, 1991). В состав асфальтенов могут входить металлпорфириновые комплексы, которые увеличивают поверхностную активность нефтей. Были проведены лабораторные исследования по гидрофобизации кварца растворами асфальтенов с высоким содержанием металлпорфириновых комплексов и асфальтенами, лишенными их. В результате установлена зависимость степени гидрофобизации пород от содержания металлпорфиринов, из чего можно сделать вывод, что поверхностная активность нефтей зависит от поверхностной активности асфальтенов, в частности от содержания металлопорфиринов (Мархасин, 1977; Тиаб, Дональдсон, 2009; Шершнева и др., 2018; Березин, 1979; Ахметов и др., 2012; Халитов, 2000; Амикс и др., 1962; Buckley et al., 2007; Dubey, Waxman, 1991). В связи с ранее выполненными работами о доказанной гидрофобности пород практически всего продуктивного разреза ТПНГБ, можно сделать предположение о высокой поверхностной активности нефтей на территории ТПНГБ – что является наиболее важным фактором, объясняющим широкое распространение негидрофильных коллекторов по всей территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна.

Процесс гидрофобизации породы в реакции порода-нефть протекает, если нефть в своем составе содержит смолисто-асфальтеновые вещества не менее 1–2% (рис. 4а), которые легко проходят через тонкие пленки воды, выстилающие гидрофильные участки породы, и накапливаются на поверхности пор, изменяя характер смачиваемости в сторону гидрофобности. При этом асфальтеновые соединения нефти, содержащие металлпрорфириновые компоненты, отвечают за истончение пленок воды, покрывающих поверхность породы, а тяжелые смолистые компоненты нефти осаждаются на поверхности породы, приводя к ее гидрофобизации.

Судить о высоком содержании смолисто-асфальтеновых веществ можно по свойствам нефти – возрастает

плотность и вязкость нефти (рис. 4б, в) (Гудок и др., 2007; Мархасин, 1977; Тиаб, Дональдсон, 2009; Шершнева и др., 2018; Березин, 1979; Ахметов и др., 2012; Халитов, 2000; Амикс и др., 1962; Buckley et al., 2007; Dubey, Waxman, 1991). На рисунке 4а видно, что в отложениях P_2-T_1 содержание смолисто-асфальтеновых веществ превышает 5–8%, тогда как в отложениях D_2st их содержание ниже 3–6%, что делает нефти P_2-T_1 более активным гидрофобизирующим породу агентом.

Высокое содержание парафинов в нефти в сочетании с невысокой пластовой температурой также является благоприятным условием для гидрофобизации коллектора, так как с уменьшением температуры ниже 50 °С происходит выпадение парафинов из нефти, увеличивается вязкость парафинистой нефти, уменьшается относительная проницаемость по нефти, и, следовательно, уменьшается скорость фильтрации нефти, что влияет на осаждение тяжелых компонент нефти на стенки пор, приводя к гидрофобизации породы (Гудок и др., 2007; Мархасин, 1977; Тиаб, Дональдсон, 2009; Шершнева и др., 2018; Березин, 1979; Ахметов и др., 2012; Халитов, 2000; Амикс и др., 1962; Buckley et al., 2007; Dubey, Waxman, 1991; Мугатабарова, 2018). Именно сочетание высокого содержания смолисто-асфальтеновых веществ, высокой парафинистости при невысокой температуре, не превышающей 40–45 °С, делает нефти отложений P_2-T_1 эффективным гидрофобизирующим агентом (рис. 4а, д, е).

Согласно научной литературе, при контакте газонасыщенной нефти с водой газ, растворенный в нефти, частично переходит в воду. При этом происходит адсорбция газа как на границе нефть-вода, так и на границе вода-порода. Это ведет к гидрофобизации породы путем разрыва пленок воды в поровом пространстве породы (Михайлов и др., 2016). В отложениях D_2st высокое газосодержание, в среднем 170 м^3/т, приводит к высушиванию поверхности породы, что позволяет смолисто-асфальтеновым компонентам нефти, содержание которых составляет около 3%, осаждаться на поверхности породы, приводя к ее гидрофобизации (рис. 4а, д).

Свойства пластовой воды являются одним из важных факторов, влияющих на показатель смачиваемости, так как процесс гидрофобизации протекает в системе «вода-нефть-порода». В сформированной нефтяной залежи остаточная вода в породе содержится в крупных и мелких каналах в виде пленок и капель, а также полностью заполняет мелкие поры размером менее 1 мкм. Установлено, что водяные пленки имеют разную степень устойчивости в соприкосновении с минеральным скелетом в зависимости от свойств пластовой воды: при содержании в воде двухвалентных хлоркальциевых и хлормагниевых ионов при минерализации более 100–150 г/л устойчивость водяных пленок снижается, пленки воды в породе заменяются пленками нефти, поверхность породы гидрофобизируется (Дьяконова и др., 2019, 2021а, 2021б, 2021в, 2024; Злобин, Юшков, 2014; Михайлов и др., 2016).

Для исследуемых терригенных отложений P_2-T_1 и D_2st установлен хлоркальциевый тип воды. При этом в отложениях P_2-T_1 минерализация воды менее 100 г/л, что означает, что пластовая вода образует более устойчивые пленки и процесс гидрофобизации проходит сложнее/медленнее

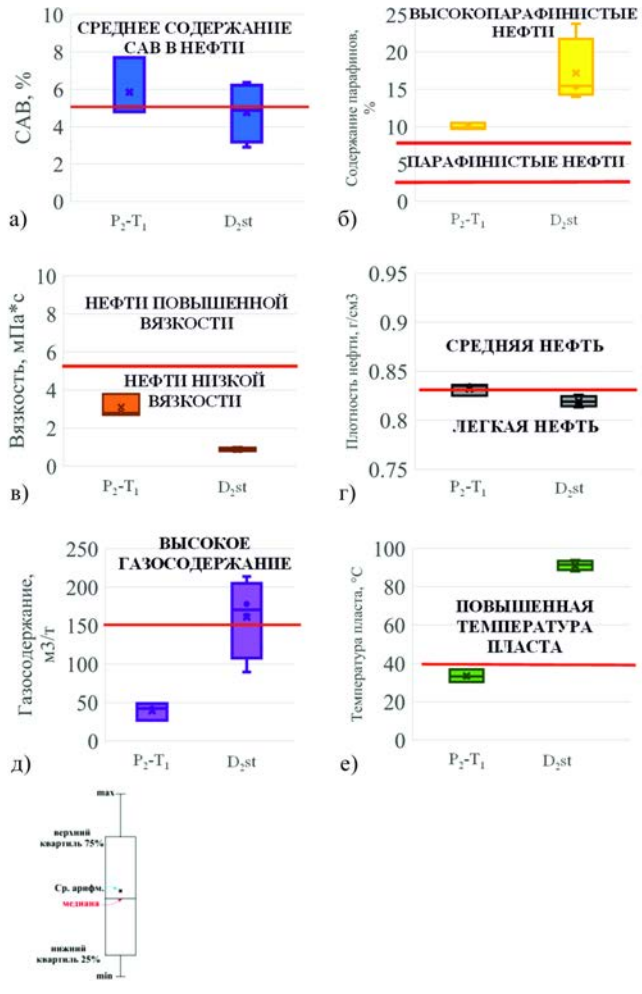


Рис. 4. Свойства нефтей терригенных отложений ТПНГБ: а) содержание САВ, б) содержание парафинов, в) вязкость, г) плотность, д) газосодержание, е) пластовая температура

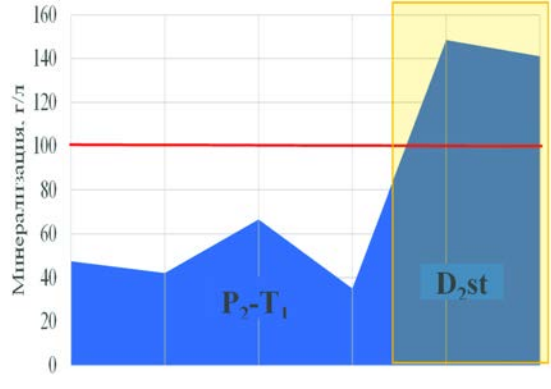


Рис. 5. Минерализация пластовой воды терригенных отложений ТПНГБ

по сравнению с более древними среднедевонскими отложениями с минерализацией воды 140–150 г/л (рис. 5).

Другим важным свойством пластовой воды при анализе смачиваемости является показатель кислотности/щелочности pH. Щелочная поверхность карбонатных пород заряжается положительно при значениях pH воды меньше 7–8. При этом на поверхности карбонатной породы происходит реакция щелочь-кислота, приводящее к нарушению толщины и стабильности пленок воды и, в итоге, к гидрофобизации поверхности породы

(Дьяконова и др., 2019, 2021а, 2021б, 2021в, 2024; Злобин, Юшков, 2014; Михайлов и др., 2016). Соответственно, исходно кислая поверхность терригенных пород заряжается отрицательно при pH воды больше 7, что приводит к утоньшению водных пленок, повышению возможности адсорбции полярных компонент нефти на поверхности пор, способствуя гидрофобизации.

В рассматриваемых терригенных отложениях P_2-T_1 и D_2st pH воды составляет 5–6, что благоприятно для гидрофобизации карбонатных пород, но данный фактор не оказал влияния на исследуемые терригенные отложения (рис. 6).

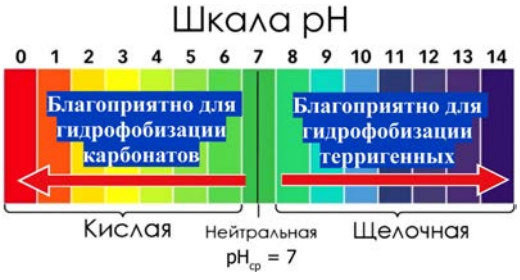


Рис. 6. Разные благоприятные уровни pH для гидрофобизации карбонатных и терригенных пород

1.3. Строение пустотного пространства коллекторов

Сложное строение пустотного пространства также способствует гидрофобизации отложений. В сложных породах с широким диапазоном пустот мелкие поры до 1мкм заполнены связанной остаточной водой, средние и крупные поры покрыты пленками воды, которые сохранились после образования залежи УВ в процессе миграции нефти, которые, в первую очередь, будут заменяться пленками тяжелых компонентов нефти, остаточная вода будет концентрироваться в центрах пор. Исследованиями установлено, что чем больше удельная поверхность породы – за счет наличия глинистых компонент или микропористости, тем с большей вероятностью при прохождении нефти порода подвергается гидрофобизации.

Анализ смачиваемости поверхности в сочетании со строением порового пространства показал, что негидрофильные породы в отличие от гидрофильных, обычно имеют более сложную структуру порового пространства, что выражается в широком диапазоне размеров пор, сложном сочетании минеральных фракций, высокой извилистостью поровых каналов. Чем больше в породе крупных пор, искривлений путей фильтрации, тем больше вероятность гидрофобизации в таких участках породы.

Сравнительный анализ размеров пор граувакковых (отложения P_2-T_1) и кварцевых (отложения D_2st) песчаников показал (рис. 7), что кварцевые породы имеют большую суммарную долю пор среднего и крупного размеров 77% по сравнению с граувакковыми песчаниками отложений P_2-T_1, где суммарная доля средних и крупных пор составляет всего 33% и в основном преобладают мелкие поры (67%). В соответствии с предыдущим утверждением, вероятность гидрофобизации поверхности кварцевых песчаников теоретически должна быть выше, чем граувакковых пород, что подтверждается фактическими данными, даже при отсутствии влияния других факторов (рис. 7).

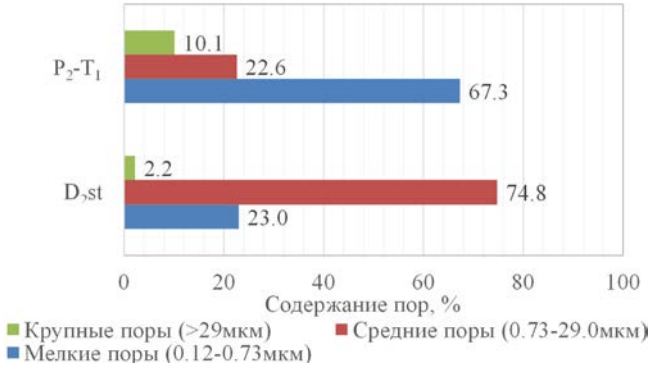


Рис. 7. Результаты определения размеров пор по данным капилляриметрических исследований в системе вода-газ граувакковых P_2-T_1 и кварцевых D_2st песчаников месторождений ТПНГБ

2. Разные механизмы гидрофобизации пород в рассмотренных залежах миграционного типа двух месторождений ТПНГБ

Описанные выше априорные качественные диагностические признаки рассмотрены с точки зрения одиночного влияния на гидрофобизацию продуктивных отложений. В залежи углеводородов все признаки – геологические, геохимические и термобарические – совокупно влияют на поверхностные свойства коллекторов, создавая условия для гидрофобизации, а сочетание различных одиночных признаков усиливает и ускоряет этот процесс. Превалирование одного или нескольких влияющих на смачиваемость факторов в итоге формирует интегральную характеристику смачиваемости в природных условиях. Только сочетание комплекса геологических условий, строения образцов пород, свойств флюидов позволит выявить проблему гидрофобности пород, даже при отсутствии выполнения специальных керновых исследований. При наличии гидрофобного типа смачиваемости при интерпретации данных ГИС требуется корректировка стандартного петрофизического обоснования, уточнения алгоритмов определения подсчетных параметров и, возможно, изменения не только подсчета запасов, но и технологии промышленной разработки продуктивных отложений.

Комплексный анализ основных признаков гидрофобизации по рассмотренным отложениям позволил сделать выводы о возможных механизмах гидрофобизации при образовании залежей нефти и изменения природной гидрофильной смачиваемости. В результате были определены как общие факторы, влияющие на гидрофобизацию двух типов отложений (рис. 8), так и различные факторы (рис. 9), которые обусловили разные механизмы гидрофобизации отложений P_2-T_1 и D_2st.

Для терригенных отложений пластов P_2-T_1 процесс гидрофобизации, с большой вероятностью, происходил из-за сочетания высокого содержания парафинов в нефти и невысокой температурой пласта, а также повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ. Вероятность гидрофобизации отложений возросла из-за высокой удельной поверхности породы в результате неоднократных вторичных преобразований граувакковых

Рис. 8. Общие факторы гидрофобизации породы для месторождений с терригенными коллекторами

Рис. 9. Индивидуальные факторы гидрофобизации пород для месторождений с терригенными коллекторами: а) грауваккоые породы P_2-T_1, б) кварцевые породы D_2st

отложений, что привело к увеличению площади контактов с тяжелыми компонентами нефти (рис. 9а).

Для терригенных отложений пласта D_2st механизм гидрофобизации пород несколько иной. Кварцевый мономиктовый песчаник не способствует гидрофобизации пород, однако высокая минерализация пластовой воды с двухвалентными ионами хлор-кальциевого типа, высокая пластовая температура и высокое газосодержание нефти сделало водяные пленки очень тонкими, подверженными разрыву тяжелыми компонентами нефти, а преобладание пор большого размера повысило вероятность гидрофобизации поверхности (рис. 9б).

2.1. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности $К_{нг}$ для разных механизмов гидрофобизации

При определении коэффициента нефтегазонасыщенности $К_{нг}$ при выполнении подсчета запасов с использованием электрической модели ГИС важным является знание поверхностных свойств пород и общего механизма гидрофобизации. Анализ зависимостей $Р_н$-$К_в$ терригенных отложений месторождений ТПНГБ показал, что **для различных механизмов гидрофобизации пород зависимости $Р_н$-$К_в$ получаются разными по специальным исследованиям керна с учетом поверхностных свойств.**

Для отложений пластов P_2-T_1 после стандартной экстракции керна при определении коэффициента водонасыщенности капилляриметрией в системе вода-газ в атмосферных условиях зависимости $Р_н$-$К_в$ имеют показатель степени n равный 2,05, что соответствует установленной негидрофильной смачиваемости отложений (рис. 2, 10а).

Для отложений D_2 после стандартной экстракции после стандартной экстракции керна при определении коэффициента водонасыщенности капилляриметрией в системе вода-газ в атмосферных условиях зависимости $Р_н$-$К_в$ имеют показатель степени n = 1,69 ниже двух, хотя их негидрофильность также установлена замерами смачиваемости, являясь более высокой по сравнению с керном пластов P_2-T_1 (рис. 2, 10б).

Расхождения в показателях степени зависимостей $Р_н$-$К_в$ могут быть объяснены тем, что для отложений первой группы (P_2-T_1) в процессе гидрофобизации грауваккоых коллекторов большую роль играет высокая **удельная поверхность породы, связанная с вторичными преобразованиями полевых шпатов и других минералов**, что привело к повышению показателя степени в зависимости $Р_н$-$К_в$ проэкстрагированных образцов. Для второй группы чисто кварцевых пород D_2st, сложенных гидрофильным по своим свойствам кварцем, большую роль в гидрофобизации играют флюиды, насыщающие коллектор, а именно **высокое газосодержание нефти, высокая минерализация пластовой воды хлоркальциевого типа, высокая пластовая температура**, в связи с чем исследования проэкстрагированных образцов при определении водонасыщенности в системе вода-газ гидрофобного керна были некорректными и привели к существенному искажению зависимости $Р_н$-$К_в$.

2.2. Обоснование достоверности зависимостей $Р_н$-$К_в$ для электрической модели ГИС

Выбор достоверных зависимостей $Р_н$-$К_в$, полученные по керну негидрофильных коллекторов, согласно Методическим рекомендациям, производится путем сопоставления значений УЭС по образцам керна при разных экспериментах получения связей $Р_н$-$К_в$ с УЭС по ГИС, как эталонного фактора природной смачиваемости пород. Для достоверной зависимости $Р_н$-$К_в$ типа «керн-керн» расхождение УЭС по керну и ГИС не должно превышать 20% (Дьяконова и др., 2021в).

В отложениях P_2-T_1 сопротивление по исследованным образцам керна в среднем составляет 15,4 Омм, УЭС по ГИС 17,3 Омм, расхождение средних величин

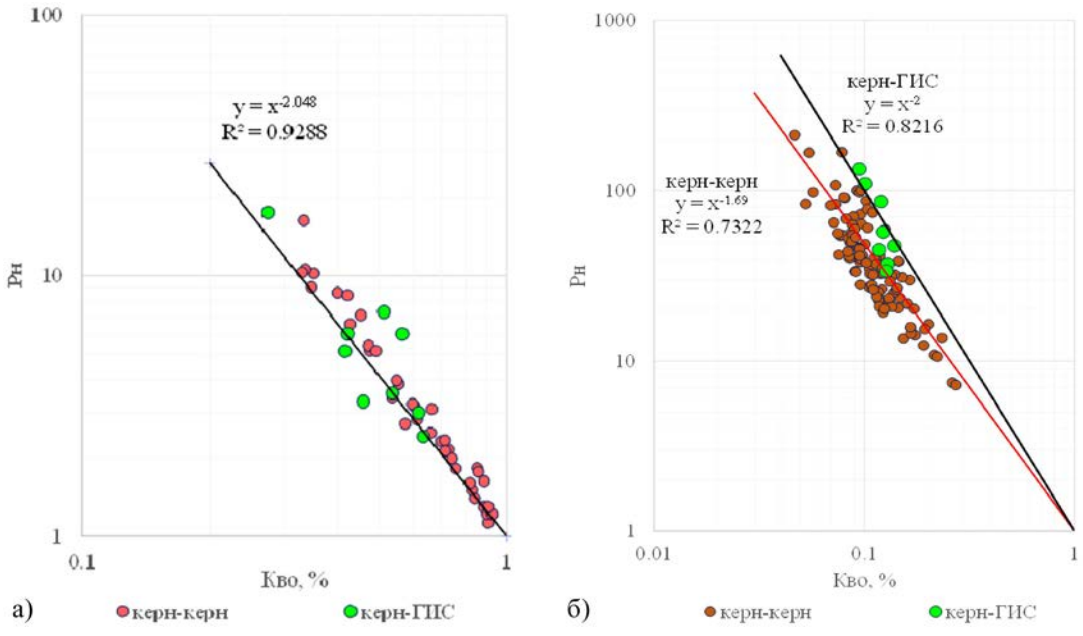


Рис. 10. Зависимости $P_н$-$K_в$ месторождений ТПНП с терригенными пластами отложений: а) грауваккковые породы P_2-T_1, б) кварцевые породы D_2st

составляет 1,9 Омм или 12,3%, что соответствует допустимому расхождению между керном и ГИС. Поэтому зависимость $P_н$-$K_в$ типа «керн-керн» с показателем степени равным 2,05 считать достоверной и использовать для определений $K_{нг}$ по ГИС (рис. 11а, табл. 1).

В отложениях пласта D_2st сопротивление пород по данным керна в среднем равно 16 Омм, УЭС по ГИС – 65,3 Омм, расхождение 49,3 Омм или 308%. В итоге расхождение превышает допустимый предел 20%, что свидетельствует о недостоверной зависимости $P_н$-$K_в$ по данным капилляриметрии в системе вода-газ в ходе стандартных исследований на проэкстрагированном керне с показателем степени 1,69, что не соответствует минимально допустимому значению показателя n=2 для гидрофобных пород (рис. 11б, табл. 1). Поэтому зависимость $P_н$-$K_в$ типа «керн-керн» для отложений D_2st нельзя применять для определений $K_{нг}$ по ГИС, так как будут получаться недопустимо высокие значения $K_{нг}$.

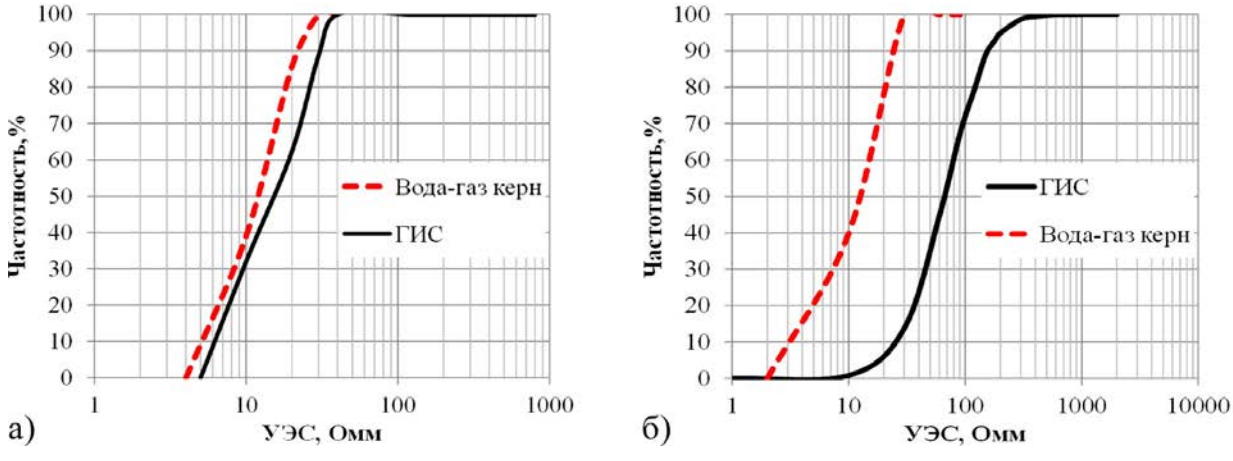


Рис. 11. Распределения сопротивлений УЭС частично водонасыщенной породы по данным керна и по методам ГИС нефтенасыщенных отложений: а) P_2-T_1, б) D_2st

Отложения	Статистич. параметр		УЭСкерн, Омм	УЭСгис, Омм
P_2-T_1	мин-макс		3,8–31,2	4,0–36,3
	среднее		15,4	17,3
	Расх.	**абс., Омм**		**1,9**
		отн., %		**12,3**
D_2st	мин-макс		24,1–123,2	10,0–886,6
	среднее		16,0	65,3
	Расх.	**абс., Омм**		**49,3**
		отн., %		**308,1**

Табл. 1. Результаты статистической обработки величин УЭС по керну и ГИС отложений P_2-T_1 и D_2st

Соответствие показателей степени n гидрофобным породам для отложений P_2-T_1 и их несоответствие для гидрофобных пород D_2st по зависимостям $P_н$-$K_в$ в стандартном варианте их получения на экстрагированном керне также видно на сопоставлениях УЭС-$K_п$ (рис. 12): для отложений P_2-T_1 значения УЭС по керну и УЭС по нефтенасыщенным интервалам по ГИС в зоне предельного насыщения совпадают (рис. 12а), тогда как в отложениях D_2st видно частичное несоответствие величин УЭС по керну и УЭС при расчетной линии сопротивления с показателем степени n = 1,69 и значений УЭС по ГИС предельно нефтенасыщенных пород, лежащих выше расчетной линии УЭС по керну с n = 1,69 (рис. 12б). Интересной особенностью также является уровень электрических сопротивлений по керну и ГИС в отложениях: разница в механизмах гидрофобизации отложений привела к существенному, в 10 раз, превышению значений УЭС по ГИС нефтенасыщенных пород в отложениях D_2st с диапазоном изменения 10,0-886,6 Омм по сравнению с отложениями P_2-T_1, где УЭС по керну и ГИС в нефтенасыщенных породах меняются в едином диапазоне 4,0–36,3 Омм (рис. 12а, б).

Для того, чтобы достоверно оценить коэффициент нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при отсутствии специальных исследований на керне, необходимо построить **зависимость $P_н$-$K_в$ типа «керн-ГИС»**, где $K_в$ принимаются по результатам исследований керна, а значения $P_н$ рассчитаны из УЭС по ГИС, как эталон природной смачиваемости коллекторов, по прослоям с привязанным керном.

Для отложений P_2-T_1 на рисунке 10а видно, что красные точки керновых исследований лежат в общем облаке с зелеными точками УЭС по ГИС для связи «керн-ГИС», показатель степени для зеленых точек не изменился и остался равным n = 2,05.

Для отложений D_2st (рис. 10б) полученная связь типа «керн-ГИС» (черная линия регрессии с зелеными точками) лежит выше керновых исследований (красная линия регрессии с красными точками) и показатель степени изменился с n = 1,69 до n = 2. После коррекции зависимости $P_н$-$K_в$ до n = 2 фактические точки на рис. 12б расположились ниже линии УЭС, рассчитанной по связи «керн-ГИС» в пределах зоны нефтенасыщенных коллекторов, что в итоге подтверждает достоверность полученной зависимости $P_н$-$K_в$ типа «керн-ГИС» для выполнения интерпретации и получения величин $K_{нг}$ для подсчета запасов по электрической модели ГИС.

Различия зависимостей определения $K_{нг}$ по электрической модели ГИС в терригенных объектах можно уверенно обосновать с точки зрения разных механизмов гидрофобизации коллекторов в нефтяных залежах.

Отложения P_2-T_1 имеют промежуточный тип смачиваемости с тяготением к преимущественно гидрофильному типу (рис. 2), подтвержденный косвенными геологическими признаками: анализ данных ГИС показал близость УЭС к преимущественно гидрофильному типу смачиваемости – низкие значения УЭС по ГИС в продуктивных интервалах, не превышающие 20–40 Омм. Зависимость $P_н$-$K_в$, полученная стандартным путем на экстрагированных образцах капилляриметрией в системе «вода-газ», с показателем n = 2,05 соответствует фактическим данным ГИС, что видно на рисунках 10а, 11а, 12а. Комплексное сочетание других факторов – сложной структуры порового пространства, большой удельной поверхности породы из-за вторичных изменений скелета породы в сочетании со свойствами воды и нефти не оказалось достаточным для создания гидрофобизации породы и влияния на электрическую модель Дахнова-Арчи.

Отложения D_2st демонстрируют классический случай негидрофильных пород – прямые замеры смачиваемости на керне до экстракции оценивают коллектор, как преимущественно гидрофобный (рис. 2). Косвенные геологические критерии указывают на наличие условий для гидрофобизации пород, геофизический критерий сопротивления в продуктивных интервалах имеет в среднем высокие УЭС, порядка 100 Омм (рис. 10б, 11б, 12б). Зависимость $P_н$-$K_в$, полученная по действующим регламентным документам на керне после экстракции капилляриметрией в системе «вода-газ», не соответствует высоким фактическим значениям УЭС по ГИС (рис. 10б), что связано с гидрофобностью коллекторов. Зависимость $P_н$-$K_в$ типа «керн-ГИС» расположена выше классической $P_н$-$K_в$ «керн-керн» и удовлетворяет фактическим данным по ГИС.

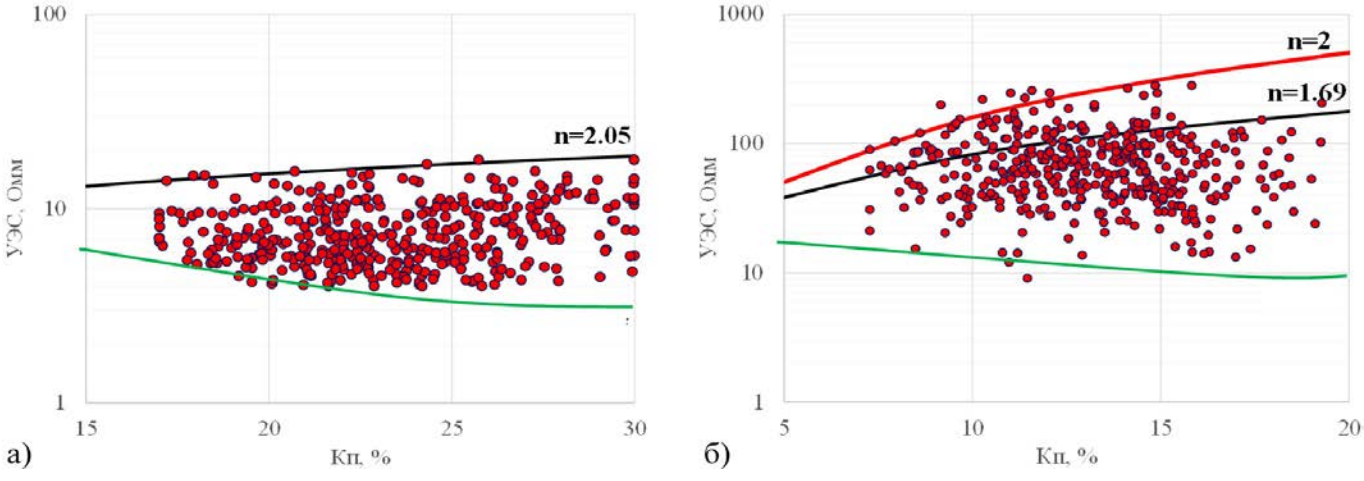


Рис. 12. Зависимости УЭС-$K_п$ с нанесенными фактическими точками для нефтенасыщенных отложений: а) P_2-T_1, б) D_2st

Заключение.

Переход пород от гидрофильных свойств в начальных условиях осадконакопления в водном бассейне к гидрофобным при формировании залежей миграционной нефтью осуществляется разными путями за геологическую историю формирования объектов исследований. На примере двух терригенных пластов Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна показаны возможные механизмы приобретения породами негидрофильного типа смачиваемости.

Самые молодые по стратиграфическому возрасту в ТПНГБ коллекторы **пород в P_2-T_1** в легкой степени гидрофобизированы, приобретя смешанный тип смачиваемости, ближе к преимущественно гидрофильному. Зависимость $P_н$-$K_в$, полученная стандартным регламентным путем в системе «вода-газ» с показателем степени n = 2,05 и подтвержденная точками $P_н$-$K_в$ при сопоставлении «керн-ГИС», соответствует прямым оценкам на неэкстрагированных образцах керна смешанному типу смачиваемости.

Более древние по стратиграфическому возрасту с большой историей развития породы **отложений D_2st** Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна содержат зрелые коллекторы чисто кварцевого состава, что не является достаточными условиями для гидрофобизации. Однако «сильная» комбинация факторов насыщающих флюидов – высокого газосодержания нефти при высокой минерализации воды хлоркальциевого типа, высокой температуре и наличие тяжелых смолисто-асфальтеновых веществ в нефти в количестве более 1–2% – привела к существенной гидрофобизации отложений и преимущественно гидрофобному типу смачиваемости. При оценке $K_{нг}$ по электрической модели Дахнова-Арчи с такими породами необходимо проведение специальных исследований керна с получением зависимостей $P_н$-$K_в$ типа «керн-керн» в системе «вода-нефть» или при их отсутствии получение зависимости $P_н$-$K_в$ типа «керн-ГИС».

Влияние смачиваемости отложений на комплекс петрофизических, геофизических, гидродинамических параметров и, как следствие, на величину геологических и извлекаемых запасов показывает необходимость изучения свойств коллектора как совокупности геологических факторов, проводя цепочку рассуждений от микроуровня, как, например, свойство поверхности породы, до макроуровня – соответствия величины запасов всей исследуемой площади. Так, изучение только смачиваемости, или только величины остаточной водонасыщенности в отрыве от остальных свойств коллекторов в отложениях на месторождении, не позволит сделать вывод о различных механизмах гидрофобизации разновозрастных отложений одного месторождения, сформировать корректную программу керновых исследований с учетом поверхностных свойств отложений и обосновать достоверную методику определения $K_{нг}$ коллекторов по ГИС с гетерогенным негидрофильным типом смачиваемости.

При изучении пород с целью установления проблемы негидрофильности важен комплексный подход с анализом геологических условий, петрофизических параметров по керну и данных электрических методов ГИС.

Литература

Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. (1962). Физика нефтяного пласта. Перевод с английского. Москва: Гостоптехиздат.

Ахметов А.Ф., Красильникова Ю.В., Органюк О.В., Парфенова М.А., Ляпина Н.К. (2012). К вопросу изучения металлопорфиринов в нефтях. *Нефтегазовое дело*, 5, с. 336–342.

Березин В.И. (1979). Адсорбция асфальтенов продуктивными породами нефтяных месторождений. *Нефтепромысловое дело*, 5.

Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. (2007). Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. Москва: Недра, 592 с.

Дьяконова Т.Ф., Бата Л.К., Бронскова Е.И. (2024). Алгоритм ранней диагностики негидрофильных пород в разрезах скважин при изучении месторождений УВ. *Сборник статей I Международной научно-практической конференции «Комплексные исследования пород и флюидов нефтегазоносных бассейнов, методы интерпретации и моделирования природных и геолого-технологических процессов»*. Волгоград.

Дьяконова Т.Ф., Бата Л.К., Гурбатова И.П., Бронскова Е.И., Саетгараев А.Д. (2019). Проблемы петрофизического обоснования по керну и ГИС начальной нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов. *НТВ «Каротажник»*, 1(295), с. 85–97.

Дьяконова Т.Ф., Бата Л.К., Саетгараев А.Д., Бронскова Е.И. (2021а). Низкая достоверность определения величин коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов по стандартной методике Дахнова-Арчи. *НТВ «Каротажник»*, 2(308), с. 14–22.

Дьяконова Т.Ф., Бата Л.К., Саетгараев А.Д., Бронскова Е.И. (2021б). Геологические факторы и диагностические признаки пород с негидрофильной смачиваемостью на месторождениях Тимано-Печорской провинции. *НТВ «Каротажник»*, 1(307), с. 19–30.

Дьяконова Т.Ф., Терентьев В.Ю., Саетгараев А.Д., Гурбатова И.П., Кристя Е.Е., Бата Л.К., Мелехин С.В., Чижов Д.Б. (2021в). Временные методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа месторождений компании ПАО «ЛУКОЙЛ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. *Недропользование XXI*, 2.

Злобин А.А., Юшков И.Р. (2014). О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа. *Вестник Пермского университета*, 3(24). http://dx.doi.org/10.17072/psu.geol.24.68

Клубова Т.Т. (1973). Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. Москва: Недра.

Мархасин И.Л. (1977). Физико-химическая механика нефтяного пласта. Москва: Недра.

Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. (2016). Геологические факторы смачиваемости пород–коллекторов нефти и газа. *Деловой журнал Neftegaz.ru*, 3(51), с. 80–90.

Мугатабарова А.А. (2018). Влияние смачиваемости карбонатных коллекторов на приемистость скважин при снижении пластовой температуры. *Нефтегазовое дело*, 16(4), с. 25–30.

Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород (1985). ОСТ 39-180-85.

Тиаб Д., Дональдсон Э.Ч. (2009). Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. Технопресс.

Халитов Г.Г. (2000). Металлопорфирины остаточных и добываемых нефтей типичных месторождений. Автореферат. Уфа.

Шершнева В.А., Василько Е.Н., Боровская Л.В. (2018). Физико-химические факторы воздействия на смачиваемость горных пород — коллекторов нефти и газа. Кубанский государственный технологический университет.

Buckley J.S., Wang, J., Creek, J.L. (2007). Solubility of the least-soluble asphaltenes. *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics*, 16. https://doi.org/10.1007/0-387-68903-6_16

Dubey S.T., Waxman M.H. (1991). Asphaltene adsorption and desorption from mineral surfaces. *SPE Reservoir Engineering*, 8. https://doi.org/10.2118/18462-PA

Сведения об авторах

Татьяна Федоровна Дьяконова – доктор геол.-мин. наук, профессор, чл.-кор. РАЕН, эксперт ФБУ «ГКЗ» по петрофизике; ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Лейла Кифах Бата – кандидат геол.-мин. наук, эксперт ФБУ «ГКЗ» по петрофизике; ведущий специалист кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: leilabata@gmail.com

Ирина Павловна Гурбатова – кандидат тех. наук, ведущий специалист кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой нефтегазовой седиментологии и морской геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Алена Дмитриевна Егорова – кандидат тех. наук, младший научный сотрудник лаборатории сейсмоакустических методов разведки, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Елена Ивановна Бронскова – кандидат геол.-мин. наук, начальник отдела экспертизы и методического сопровождения подсчета запасов
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 129110, Москва, ул. Щепкина, д. 61/2, стр.12

Статья поступила в редакцию 11.02.2025;
Принята к публикации 08.04.2025;
Опубликована 30.05.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

New Ideas in Petrophysics: Different Mechanisms for Changing the Initial Hydrophilic Wettability of Reservoirs as a Factor Influencing the Oil Saturation Coefficient According to Well Logging

T.F. Diakonova[1], L.B. Bata[1], I.P. Gurbatova[1], G.A. Kalmykov[1], A.D. Egorova[1], E.I. Bronskova[2]*
[1]Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
[2]LUKOIL-Engineering LLC, Russian Federation
[*]Corresponding author: Leila K. Bata, e-mail:leilabata@gmail.com

Abstract. One of the important properties of the rock is the degree of water wettability of the pore space's surface, which affects most petrophysical, geophysical and hydrodynamic parameters: residual water saturation, electrical resistivity of oil and gas saturated rocks, oil and gas saturation coefficients (S_o), displacements, relative phase permeability. Omission of wettability leads to geological and recoverable reserves distortion. Therefore, a comprehensive analysis of the geological conditions and petrophysical properties of reservoirs should begin with establishing the type of sediment wettability. When establishing a heterogeneous (non-hydrophilic) type of wettability, the standard method for determining So using the electrical GIS model must be adjusted using a special technology for core research, taking into account surface properties or using the P_n-S_w dependence of the "core-GIS" type. There are a number of diagnostic features of rock wettability, such as the mineral composition of the rock and clay components, the properties of water and oil, the structure of the void space, electrical resistance along the core and GIS, knowing which, it is possible to make qualitative assessments of the rock wettability type. The combination of various diagnostic factors leads to different mechanisms of sediment hydrophobization, which have different effects on the P_n-S_w relationships for determining S_o and on reserves estimation. Therefore, it is important to study the combination of signs that influence on wettability on the rock in natural conditions, rather than the influence of individual parameters. When studying sections of productive wells using geophysical GIS and core methods, it was found that the GIS WPP in the productive section is a reliable value of the natural wettability of productive rocks in the well section. The values of RP, as a standard for the wettability of productive rocks according to GIS, allow us to select reasonable petrophysical P_n-S_o dependences for determining reliable coefficients of oil and gas saturation according to GIS. This paper collects and analyzes the main and most important factors affecting wettability, obtained from extensive studies of deposits in the Timan-Pechora oil and gas basin from north to south, in productive formations covering almost the entire productive section from P_2 to S_1. The article considers an example of the formation of different mechanisms of sediment hydrophobization for two types of heterogeneous reservoirs of terrigenous composition P_2-T_1 and D_2st.

Keywords: reservoir, wettability, laboratory studies, oil and gas saturation coefficient, petrophysical connections, diagnostic criteria, hydrophobization mechanism

Recommended citation: Diakonova T.F., Bata L.B., Gurbatova I.P., Kalmykov G.A., Egorova A.D., Bronskova E.I. (2025). New Ideas in Petrophysics: Different Mechanisms for Changing the Initial Hydrophilic Wettability of Reservoirs as a Factor Influencing the Oil Saturation Coefficient According to Well Logging. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 42–53. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.4

References

Amix J., Bass D., Whiting R. (1962). Physics of Oil Reservoirs. Translation from English. Moscow: Gostoptekhizdat. (In Russ.)

Akhmetov A.F., Krasilnikova Yu.V., Organyuk O.V., Parfenova M.A., Lyapina N.K. (2012). On the issue of studying metalloporphyrins in oils. *Neftegazovoe delo*, 5, pp. 336–342. (In Russ.)

Berezina V.I. (1979). Adsorption of asphaltenes by productive rocks of oil fields. *Nefte promyslovoe delo*, 5. (In Russ.)

Buckley J.S., Wang, J., Creek, J.L. (2007). Solubility of the least-soluble asphaltenes. *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics*, 16. (In Russ.) https://doi.org/10.1007/0-387-68903-6_16

Dubey S.T., Waxman M.H. (1991). Asphaltene adsorption and desorption from mineral surfaces. *SPE Reservoir Engineering*, 8. (In Russ.) https://doi.org/10.2118/18462-PA

Dyakonova T.F., Bata L.K., Bronskova E.I. (2024). Algorithm for early diagnostics of non-hydrophilic rocks in well sections when studying hydrocarbon deposits - Modeling of oil and gas basins. *Proc. I International scientific and practical conference «Comprehensive studies of rocks and fluids of oil and gas basins, methods of interpretation and modeling of natural and geological-technological processes»*. Volgograd. (In Russ.)

Dyakonova T.F., Bata L.K., Gurbatova I.P., Bronskova E.I., Saetgaraev A.D. (2019). Problems of petrophysical substantiation of the initial oil saturation of non-hydrophilic reservoirs using core and well logging. *Karotazhnik*, 1(295), pp. 85–97. (In Russ.)

Dyakonova T.F., Bata L.K., Saetgaraev A.D., Bronskova E.I. (2021a). Low reliability of determining the values of the oil saturation coefficient of non-hydrophilic reservoirs using the standard Dakhnov-Archi method. *Karotazhnik*, 1(295), pp. 85–97. (In Russ.)

Dyakonova T.F., Bata L.K., Saetgaraev A.D., Bronskova E.I. (2021b). Geological factors and diagnostic features of rocks with non-hydrophilic wettability in the fields of the Timan-Pechora province. *Karotazhnik*, 1(295), pp. 85–97. (In Russ.)

Dyakonova T.F., Terentyev V.Yu., Saetgaraev A.D., Gurbatova I.P., Kristya E.E., Bata L.K., Melehin S.V., Chizhov D.B. (2021c). Temporary methodological recommendations for determining the oil saturation coefficient of non-hydrophilic reservoirs when calculating oil and gas reserves of PJSC LUKOIL fields in the Timan-Pechora oil and gas province. *Nedropolzovanie XXI,* 2. (In Russ.)

Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. (2007). Determination of physical properties of oil- and water-containing rocks. Moscow: Nedra, 592 p.

Khalitov G.G. (2000). Metalloporphyrins of residual and produced oils of typical fields. Abstract Diss. Ufa. (In Russ.)

Klubova T.T. (1973). Clay minerals and their role in the genesis, migration and accumulation of oil. Moscow, Nedra. (In Russ.)

Markhasin I.L. (1977). Physicochemical mechanics of the oil reservoir. Moscow: Nedra, 214 p. (In Russ.)

Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. (2016). Geological factors of wettability of rocks - oil and gas reservoirs. Neftegaz.ru, 3(51), pp. 80–90. (In Russ.)

Mugatabarova A.A. (2018). Effect of Wettability of Carbonate Reservoirs on Well Injectivity with Reducing Reservoir Temperature. Neftegazovoe delo, 16(4), pp. 25–30. (In Russ.)

Oil. Method for determining the wettability of hydrocarbon-containing rocks. (1985). Standart No. 39-180-85. (In Russ.)

Shershneva V.A., Vasilko E.N., Borovskaya L.V. (2018). Physicochemical factors affecting wettability of rocks - oil and gas reservoirs. Kuban State Technological University. (In Russ.)

Tiab D., Donaldson E.Ch. (2009). Petrophysics: Theory and Practice of Studying Reservoir Properties of Rocks and Movement of Reservoir Fluids.

Zlobin A.A., Yushkov I.R. (2014). On the mechanism of hydrophobization of the surface of oil and gas reservoir rocks. *Bulletin of Perm University*, 3(24). (In Russ.) http://dx.doi.org/10.17072/psu.geol.24.68

About the Authors

Tatyana F. Dyakonova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Leila K. Bata – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: leilabata@gmail.com

Irina P. Gurbatova – Cand. Sci. (Engineering), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgy A. Kalmykov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of Petroleum Sedimentology and Marine Geology, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University.

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alena D. Egorova – Cand. Sci. (Engineering), Junior Researcher at the Department of Seismometry and Geoacoustics, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University.

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elena I. Bronskova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of expertise and methodological support of inventory counting, LUKOIL-Engineering LLC

Build.12, 61/2, Shchepkin st., Moscow, 129110, Russian Federation

Manuscript received 11 February 2025;
Accepted 8 April 2025;
Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.5 УДК 550.8.011

О классификации нефтегазоматеринских пород

М.А. Большакова[1], А.В. Ступакова[1], Р.С. Сауткин[1], К.А. Ситар[1], А.Г. Калмыков[1], Е.А. Краснова[1,2], Н.В. Пронина[1], А.П. Вайтехович[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

[2]*Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия*

Работа посвящена классификации нефтегазоматеринских пород. Определение или прогноз характеристик нефтегазоматеринских отложений – один из ключевых факторов при оценке перспектив нефтегазоносности того или иного региона. В парадигме осадочно-миграционной теории нефтегазообразования адекватная оценка количества и свойств органического вещества осадочных горных пород является залогом корректного подсчета ресурсов нефти и газа. В статье представлен обзор подходов к ранжированию нефтегазоматеринских пород на основании различных параметров, и предложен новый комплексный подход к классификации нефтегазоматеринских пород, генерирующих нефть и газ. Предпринята попытка объединить в новой общей классификации характеристики минеральной части и органического вещества нефтегазоматеринских толщ. В основу прогноза свойств нефтегазоматеринских отложений поставлены условия накопления этих толщ. Предложенная классификация может быть использована при оценке перспектив нефтегазоносности, особенно в условиях недостаточности данных о потенциально нефтегазоматеринских отложениях.

Ключевые слова: нефтегазоматеринская порода, классификация, органическое вещество

Для цитирования: Большакова М.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Ситар К.А., Калмыков А.Г., Краснова Е.А., Пронина Н.В., Вайтехович А.П. (2025). О классификации нефтегазоматеринских пород. *Георесурсы,* 27(2), с. 54–63. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.5

Введение

Нефть и газ – горючие полезные ископаемые, формирование которых, согласно осадочно-миграционной теории образования нефти (Вассоевич, 1986), связывают с преобразованием органического вещества осадочных горных пород. Породы, которые генерируют нефть и газ, формирующие затем скопления, называют нефтегазоматеринскими. Нефтегазоматеринская толща (НГМТ) является важнейшим объектом при изучении углеводородных систем нефтегазоносных бассейнов и оценке их перспектив. Данный базовый статический критерий (Ступакова и др., 2023а) формирования нефтегазоносности определяет само существование нефтегазоносности и максимально возможное количество углеводородных флюидов в осадочном бассейна (в соответствии с осадочно-миграционной теорией происхождения нефти).

Термин нефтегазоматеринские породы (НГМП) существует с конца XIX века, но в широкий научный обиход был введен Н.Б. Васоевичем (Конюхов и др., 2020).

Целью данной работы было предложить читателю современную классификацию нефтегазоматеринских пород, в которой будут приняты во внимание накопленные современными исследователями знания о геолого-геохимических характеристиках пород, обогащенных органическим веществом.

На пути к цели необходимо рассмотреть определения НГМП, используемые в нефтегазовой геологии; систематизировать имеющиеся классификации НГМП; выбрать классификационные критерии, достаточные и необходимые для создания актуальной классификации НГМП; предложить классификацию, которая сделает более удобным прогноз нефтегазоносности.

Рассмотрим, как определяют понятие «нефтегазоматеринская порода» исследователи.

Чаще всего используют такое определение: нефтегазоматеринские толщи – тонкозернистые осадочные породы, содержащие органическое вещество (ОВ), способные генерировать и выделять жидкие и газообразные углеводороды в количествах, достаточных для формирования промышленных скоплений (БРЭ, определение дано Н.П. Фадеевой).

Но есть и другие определения. Ниже приведены некоторые из них.

• Нефтепроизводящие породы (нефтематеринские свиты, толщи) – породы, которые образовались в фациальных условиях, благоприятствующих накоплению в рассеянной форме исходных органических веществ и дальнейшему преобразованию их в углеводороды. К нефтепроизводящим породам принадлежат многие глинистые осадки, богатые органическим углеродом

* Ответственный автор: Мария Александровна Большакова
e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

и отложившиеся в условиях сероводородного заражения дна морских бассейнов (Геологический словарь, 1995).

• Нефтегазоматеринские породы – осадочные породы, содержащие в количестве не менее 0,2% ОВ, способные в определенных геологических условиях выделять свободные углеводородные флюиды. Нефтегазоматеринские породы по доминирующему типу ОВ подразделяют на нефтематеринские породы, содержащие ОВ преимущественно сапропелевого и гумусово-сапропелевого типов, и газоматеринские породы с сапропелево-гумусовым и гумусовым ОВ. Реализация генерационных способностей сапропелевого ОВ, и эмиграция флюидов из нефтематеринской породы завершается при более мягких термобарических условиях, чем процесс генерации газообразных углеводородов (УВ) в гумусовом ОВ. По удельной продуктивности (кг УВ/т г.п.) Б. Тиссо и Д. Вельте (1981) выделяют нефтематеринские породы с невысоким (< 2), умеренным (2–6) и высоким (> 6) нефтегазоматеринским потенциалом (Геологический словарь, 2011).

• Породы, которые генерируют, могут и могли генерировать нефть, обычно называют материнскими. Основным требованием, предъявляемым к фактической и потенциальной материнской породе, является наличие в ней нерастворимого органического вещества (керогена) (Тиссо, Вельте, 1981).

• Нефтегазоматеринская толща – это породы, обогащенные автохтонным органическим веществом, которые генерировали углеводороды в масштабах, обеспечивающих формирование скоплений нефти и газа (Ермолкин, Керимов, 2012).

• Нефтегазоматеринская свита – парагенетическая ассоциация обогащенных автохтонным органическим веществом пород, рождающая в процессе литогенетической эволюции углеводороды, способные к аккумуляции (Баженова и др., 2000).

• Нефтематеринская толща – это карбонатно-глинистые породы, обогащённые рассеянным органическим веществом (РОВ), которые накапливались в областях длительного прогибания в слабовосстановительных или восстановительных условиях (Галкин, Кочнева, 2017).

• Нефтегазоматеринские толщи – осадочные породы, содержащие ОВ, которое в катагенезе способно генерировать нефть и (или) газ, в количествах, достаточных для формирования при благоприятных условиях промышленных скоплений УВ (Доценко и др., 2008).

• Нефтематеринские породы – породы, содержащие рассеянное органическое вещество, способное генерировать нефть и газ (Битнер, Прокатень, 2019).

• Нефтематеринская порода – порода, содержащая в составе присутствующего в ней органического вещества углеводороды и другие компоненты нефти в рассеянном состоянии; способна при определенных условиях отдавать их породам-коллекторам. Такие нефтематеринские, или нефтепроизводящие отложения образуют свиты, формации или толщи с большим содержанием органического вещества, являющегося исходным материалом для мигрирующей отсюда нефти (Ганиев, Смелков, 2018).

Как видно из приведённых определений – характеристика и свойства НГМТ складываются из двух основных частей: минеральной (мелко-тонкодисперсной – глинистого, карбонатного, или кремнистого состава, или их комбинаций) и органического вещества (свойства которого зависят от состава исходной биомассы, условий седименто-, диа- и катагенеза).

На сегодняшний день предложено множество классификаций НГМП. Общим для большинства из них является то, что основное внимание при ранжировании пород уделяется органическому веществу – его количеству, типу, потенциалу и катагенетической зрелости – и это понятно, т.к. именно характеристики ОВ в первую очередь контролируют генерацию.

Иногда предварительное разделение на классы по свойствам ОВ уже включено прямо в определение понятия НГМТ.

Классификаций, в которых в качестве классификационного критерия выступает литология пород, условия осадконакопления – не так много.

Хорошим примером комплексного подхода к НГМ свойствам пород является классификация органофаций Пеппера и Корви (Pepper, Corvi, 1995) (табл. 1). Авторы учитывают обстановки осадконакопления, литологию пород, геологический возраст, состав исходной для ОВ биоты. Но поскольку исследователи классифицировали не НГМТ, а органофации, то есть органическое вещество и условия в которых накапливаются его повышенные концентрации, то информации о генерационных возможностях (потенциале) пород, относящихся к той или иной органофации, в их классификации нет.

Чтобы отнести породу к нефтегазоматеринским, степень обогащения породы ОВ должна быть такой, чтобы она могла рождать и отдавать УВ, в том числе, и жидкие (микронефть).

Концентрация ОВ, необходимая для этого в разных породах, может существенно отличаться. Это зависит от условий накопления, возраста горных пород, состава (как пород, так и органического вещества), особенностей их изменения в седименто-, диагенезе, а затем преобразования в катагенезе и др.

Обычно выделяют два типа органического вещества: гумусовое ОВ (его предшественниками была биомасса высших растений) и сапропелевое (сформировавшееся из биомассы водорослей, бактерий, фито- и зоопланктона). Разница в происхождении ОВ отражается на его составе и поведении ОВ в катагенезе. Считается, что породы, обогащенные гумусовым ОВ, в катагенезе генерируют преимущественно газ; породы, которые богаты сапропелевым ОВ, генерируют в основном нефть (Баженова и др., 2000).

Средние (кларковые) значения содержания Сорг в осадочных породах составляют порядка 0,55–0,6% (Баженова и др., 2000). Средние значения содержания органического вещества в отдельных литологических разностях пород (субкларки) составляют по Н.Б. Вассоевичу (1986): для глинистых пород континентального сектора – 0,9%, для алевритовых пород – 0,45%, а для песчаных и карбонатных – 0,2%.

Реализация генерационного потенциала НГМТ происходит преимущественно в катагенезе. Под катагенезом понимают направленный по действию комплекс постдиагенетических процессов, протекающих в осадочных породах вплоть до их превращения в метаморфические.

Главными действующими факторами катагенеза являются температура, давление и время.

Органофация	Описание органофации	Основная биомасса	Содержание S	Обстановка осадконакопления/ возраст	Международная классификация	Генерируемый флюид
A	Морская, кремнистая или карбонатная/ эвапоритовая	Морские водоросли, бактерии	Высокое	Морские зоны апвеллинга, бассейны без доступа терригенного материала (любой возраст)	Тип IIS	Нефть
B	Морская, кремнистая	Морские водоросли, бактерии	Среднее	Морские с доступом терригенного материала (любой возраст)	Тип II	Нефть
C	Озерная, неморская	Пресноводные водоросли, бактерии	Низкое	"Тектонические" неморские бассейны, прибрежные равнины (фанерозой)	Тип I	Нефть
D, E	Терригенная, неморская богатая восками	Кутикулы высших растений, воски, лигнин, бактерии	Низкое	Некоторые затапливаемые прибрежные равнины (Mz и моложе)	Тип III	Газ, нефть
F	Терригенная, неморская бедная восками	Лигнин	Низкое	Прибрежные равнины (Pz и моложе)	Тип III/IV	Газ, нефть

Табл. 1. Палеогеографические обстановки органофаций и характеристики типа органического вещества (Pepper, Corvi, 1995)

Обзор классификаций нефтегазоматеринских пород. Самой простой классификацией можно считать классификацию *по содержанию ОВ в породе*. Мерой содержания ОВ является содержание органического (не карбонатного) углерода в породе (Сорг, или TOC, или Снк, масс.%). Если в породе содержится до 2,5 масс.%, то такое ОВ называют рассеянным, если в породе 2,5–40%, то это породы с концентрированным ОВ (Баженова и др., 2000).

Наиболее высокие концентрации Сорг характерны для пород, обогащенных гумусовым ОВ.

Породы, обогащенные сапропелевым ОВ подразделяют на:

- субдоманикоиды (Сорг = 0,3–0,5%);
- доманикоиды (Сорг = 0,5–5,0%);
- доманикиты (Сорг = 5,0–25%);
- собственно сапропелиты (Сорг > 25%) (Вассоевич, 1986).

С появлением и внедрением в геохимическую рутину пиролитического метода исследования нефтематеринских пород в зарубежной литературе появились новые классификации, в которых классификационными критериями выступает не только содержание органического углерода, но и другие пиролитические параметры, например, площади пиков S_1 (сгенерированные УВ соединения) и S_2 (остаточный генерационный потенциал породы) (Тиссо, Вельте, 1981) (табл. 2, рис. 1).

Минимальные концентрации органического углерода, необходимые, для того чтобы рассматривать породу как НГМ, по мнению разных исследователей различаются. Но большинство авторов сходятся на значениях исходных концентраций Сорг в породах около 0,5–0,6% (Справочник…, 1998; Баженова и др., 2000; Ермолкин, Керимов, 2012; Peters, Cassa, 1994) (табл. 3).

В современных работах (Sorkhabi, 2017) при классификации нефтегазоматеринских пород кроме содержания ОВ учитывается его генезис, например, через исходный (на катагенетически непреобразованное состояние) водородный индекс (HI – Hydrogen Index) (табл. 4).

В породах бескарбонатных и низкокарбонатных (в глинистых и глинисто-алевритовых) за нижний концентрационный предел Сорг необходимо принимать величину несколько большую, чем в карбонатных. Это связанно с тем, что в глинистых силикатных породах значительно выше изначальное содержание минеральных окислителей, прежде всего окисного Fe, поэтому и ОВ в них более окислено в анаэробном диагенезе и при прочих равных условиях нефтематеринский потенциал его ниже.

Класс	TOC, %	S1, мг УВ/г породы	S2, мг УВ/г породы
Не являются нефтематеринскими	< 0,3 для карбонатных пород; < 0,5 для терригенных пород	< 0,1	< 0,2
Плохие (бедные)	0,3–0,5	0,1–0,5	0,2–2,5
Удовлетворительные (средние)	0,5–1	0,5–1	2,5–6
Хорошие (богатые)	1–3	1–2	6–20
Очень хорошие (очень богатые)	> 3	> 2	> 20

Табл. 2. Классификация нефтегазоматеринских пород по (Тиссо, Вельте, 1981)

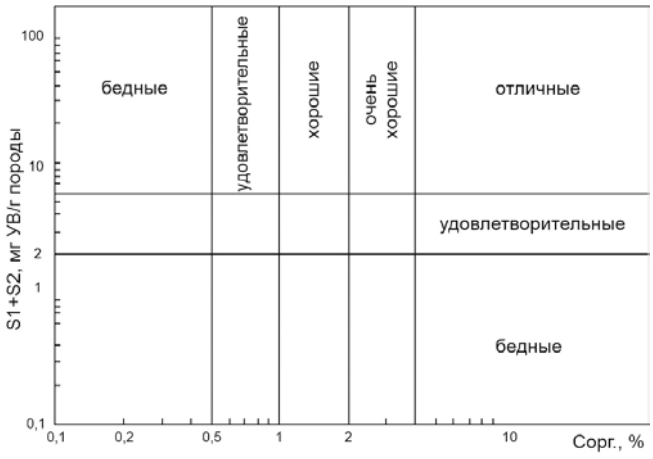


Рис. 1. Кросс-плот для определения класса нефтегазоматеринских пород по генерационному потенциалу и содержанию Сорг по (Тиссо, Вельте, 1981)

Количество выделившихся из объемной единицы НГМТ нефтегазовых флюидов определяется типом, количеством, составом, глубиной и направленностью преобразования, заключенного в них ОВ.

Качественный состав ОВ (сапропелевое, смешанное, гумусовое) определяется типом исходной биомассы и зависит от палеогеографии и условий осадконакопления (Тиссо, Вельте, 1981).

По степени реализованности генерационного потенциала выделяют (Баженова, 2000; Справочник…, 1998):

• потенциально НГМТ (где генерация углеводородов не идет или столь незначительна, что не сопровождается эмиграцией), не созданы благоприятные условия для нефтеобразования, не реализованы возможности по генерации нефти;

• нефтегазопроизводящие НГМТ (генерация и значительная эмиграция флюидов), в настоящее время продуцируют нефть, имеют повышенное содержание битумоидов или микронефти;

• нефтегазопроизводившие НГМТ (генерационные и эмиграционные возможности исчерпаны).

Не будет лишним привести общепринятую классификацию керогена (Тиссо, Вельте, 1981).

Кероген по элементному составу подразделяют на три типа (Тиссо, Вельте, 1981): I – «сапропелевый», II – «смешанный», III – «гумусовый». Для определения типа керогена используют диаграмму Ван Кревелена или ее модификации (рис. 2–4), модификации диаграммы используются сегодня гораздо чаще, т.к. пиролиз по методу Rock-Eval – наиболее рутинный из всех исследований в геохимии НГМП.

I тип – высокие атомные отношения H/C ≥ 1,45 и низкие значения отношения O/C ≤ 0,1.

Кероген I типа характерен для глинисто-карбонатных комплексов осадочных горных пород, накопление которых происходит в озерных обстановках.

Кероген обогащен алифатическими структурами, и, следовательно, содержание полиароматических ядер и гетероатомных связей невелико, молекулы кислорода O находится главным образом в C-O-C (мостиковых) связях.

Источник ОВ – все группы водорослей и бактерии (от архей, сине-зеленых, диатомей).

II тип – относительно высокие, но ниже, чем для I типа, значения H/C (1,15–1,35) и низкие O/C (0,1–0,2).

Кероген II типа связан с ОВ морского генезиса и является производным от смеси остатков фито- и зоопланктона, бактерий и восков высших растений, накапливающихся в восстановительной обстановке. В приводимой нами классификации указанный тип подразделен на два подтипа: II-глубоководный и II-мелководный. Предполагается, что накопление первого происходило в морских бассейнах, глубиной от 200 до 500 метров, второго – до 200 метров.

Большее значение приобретают полиароматические ядра, карбоксильные и карбонильные группы, насыщенные соединения – алкановые цепочки средней длины и нафтеновые циклы.

Группа	**Содержание Сорг, %**	**Характеристика**		**Преобладающие типы ОВ**
Рассеянное ОВ (РОВ)	< 0,61	Сильно рассеянное ОВ		сапропелевое
	0,62–2,5	Умеренно рассеянное ОВ		
Концентрированное ОВ (КОВ)	2,51–10	Слабоконцентрированное	Доманикиты	
	10–40	Умеренно концентрированное	Баженовиты	
	> 40	Значительно концентрированное	Каустобиолиты	гумусовое

Табл. 3. Классификация осадочных пород по содержанию ОВ (Сорг, %) (Вассоевич, 1986)

Нефтегенерационный потенциал	**TOCo, (вес,%)**	**TOCизм, (вес,%)**	**Тип**	**HI, мгУВ/гTOC**	**Продукт генерации**
Бедный	< 1	< 1	I	> 600	нефть
Удовлетворительный	1–2	1,0–1,5	II	300–600	нефть
Хороший	2–3	1,5–2,0	II–III	200–300	нефть/газ
Очень хороший	3–4	2,0–2,5	III	50–200	газ
Превосходный	> 4	> 2,5	IV	< 50	-

Табл. 4. Геохимические характеристики нефтегазоматеринских пород по показателям программируемого пиролиза (Sorkhabi, 2017)

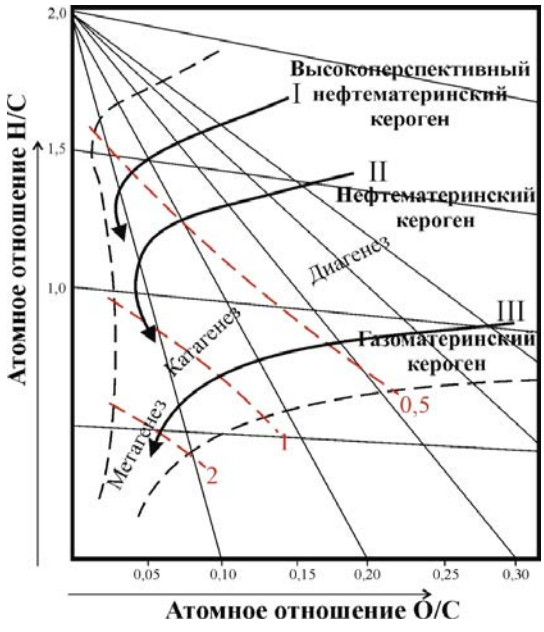


Рис. 2. Эволюционные кривые преобразования различных типов керогена на диаграмме атомных отношений H/Cат и O/Cат (Тиссо, Вельте, 1981).

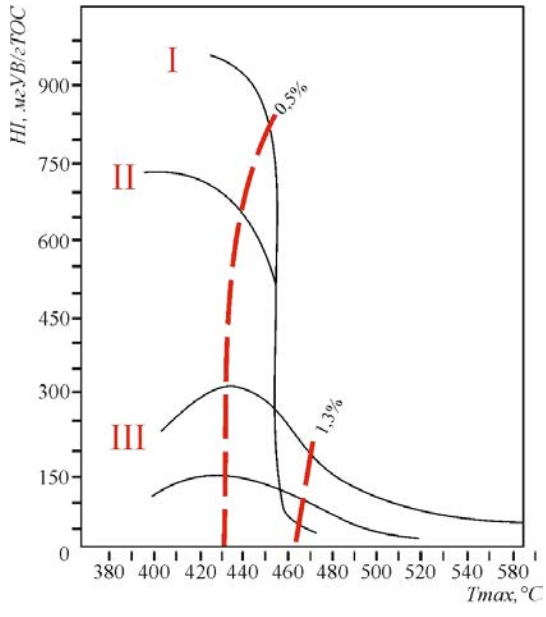


Рис. 3. Эволюционные кривые преобразования различных типов керогена на диаграмме HI – Tmax (Espitalie, 1986)

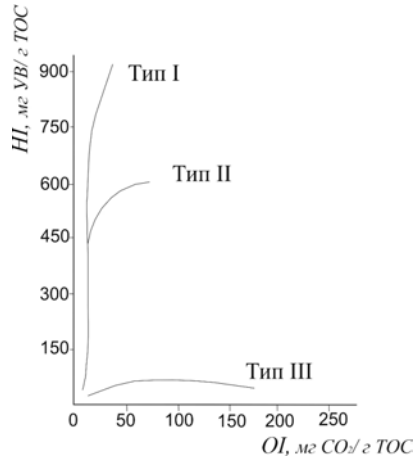


Рис. 4. Эволюционные кривые I, II, III типов керогена на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена (Magoon, Dow, 1994)

Кероген II типа характерен для большинства нефтематеринских пород.

Согласно (Orr, 1986), при повышенном содержании серы выделяется дополнительный тип керогена – **типа IIS**. Характеризуется высоким содержанием органической серы (8–14% по массе, атомное соотношение S/C ≥ 0,04) H/C > 0,1, O/C = 0,1–0,2. Он начинает генерировать нефть при более низком тепловом воздействии, чем типичный кероген II типа.

III тип ОВ – для него характерны низкие значения отношения H/C = 0,7–0,95 и высокие O/C ≥ 0,2.

Накопление органического вещества III типа может быть связано с 2 типами угленакопления: лимническим (в замкнутых водоемах без доступа к морскому бассейну) – $III_{лимн.}$ (H/Cат = 0,75–0,95; O/Cат = 0,2–0,3) и паралическим (в открытых морских бассейнах) – $III_{парал.}$ (H/Cат = 0,7–0,75; O/Cат ≥ 0,3).

В значительной степени сложен полиароматическими ядрами с кислородными кетонными и карбоксильными группами, но не содержит сложноэфирных групп. Алифатические структуры играют незначительную роль и представлены небольшим количеством длинных цепочек, унаследованных от восков высших растений.

Кероген III типа происходит от наземных растений и включает многочисленные растительные остатки.

IV тип ОВ – обеднен водородом. По составу близок к фюзиниту, (H/C < 0,6; O/C > 0,3). Органическое вещество накапливается в прибрежно-морских обстановках, является окисленным. Данный тип является инертным, то есть может генерировать лишь незначительные количества газа.

Помимо основных типов органического вещества, выделены также смешанные, характеризующиеся различным вкладом того или иного типа исходного органического вещества в состав ОВ НГМТ. Так выделяют следующие виды ОВ: II/III и III/IV.

II/III тип – характеризуется отношениями H/C = 0,95–1,15 и C/O = 0,1–0,3.

Кероген указанного типа образуется преимущественно из органического вещества, накопленного в морских и прибрежно-морских (лагуны) обстановках, при поступлении достаточного количества гумусового ОВ (как правило, за счет повышенного содержания мацералов группы липтинита (смолы, кутикулы растений, спор и пыльцы)).

III/IV тип – характеризуется отношениями H/C = 0,6–0,75 и C/O ≥ 0,3.

Органическое вещество этого типа накапливается преимущественно в дельтовых условиях (прибрежно-морские обстановки), где присутствует достаточно большее количество гумусовой органики, а также есть условия для его быстрого окисления.

Преобразование органического вещества в катагенезе. Процесс преобразования ОВ в катагенезе длительный и стадийный. В катагенезе выделяют следующие подстадии: протокатагенез, мезокатагенез и апокатагенез.

Каждая из подстадий характеризуется определенными процессами, которые находят свое отражение в изменении различных численных характеристик пород/ОВ: показателя отражения витринита (или других мацералов), Tmax пиролиза и др. На рис. 5 обобщены знания о положении главных зон нефте-, конденсато- и газообразования по мнению исследователей разных лет и школ.

Для целей предлагаемой классификации здесь важно, что разные типы ОВ вступают в главную фазу нефте- и/или газообразования при разных термобарических условиях.

Важнейшими свойствами НГМТ являются их литологические характеристики (отражающие обстановки накопления пород) и свойства органического вещества (его количество, тип и катагенетическая преобразованность).

Опираясь на результаты предыдущих исследователей и собственные наработки, авторы настоящей работы предлагают свой подход к ранжированию НГМТ (табл. 5).

Предлагаемая классификация НГМП. Критерием для выделения классов НГМТ выбраны обстановки осадконакопления, так как именно они контролируют и литологию пород, и состав ОВ (Ступакова и др., 2023a; Ступакова и др., 2023b).

Предлагаемая обобщающая таблица 5 развивает идеи, предложенные в предыдущих публикациях (Ступакова и др., 2023a; Ступакова и др., 2023b) и организована следующим образом: по вертикали в левой части таблицы расставлены обстановки (от континентальных к морским) осадконакопления, в которых возможно формирование НГМП в седименто- и диагенезе. В средней части таблицы обозначена литология наиболее типичных НГМП, основная правая часть таблицы отведена характеристикам органического вещества пород: составу, типу, концентрации, поведению в катагенезе.

Рассмотрим столбцы характеризующие ОВ (слева направо).

Тип ОВ – здесь обозначен тип ОВ по своему химическому (элементному) составу в соответствии с традиционными классификациями керогена по типу (Тиссо, Вельте, 1981). Отметим, что для обозначения типа ОВ пород, накопленных в некоторых обстановках предлагается, кроме римской цифры использовать индекс, указывающий на обстановки. Это представляется целесообразным, так как при схожем элементном составе (водородном и кислородном индексах) преобразование ОВ в катагенезе видимо в большей степени контролируется генезисом ОВ (сапропелевое оно или гумусовое) (Большакова и др., 2025; Большакова и др., 2024). Следующие столбцы отданы собственно численным характеристикам ОВ, получаемым по результатам наиболее типичных методов определения типа керогена: открытый пиролиз (водородный индекс) и элементный состав керогена (атомные соотношения водорода и углерода, а также кислорода и углерода). Видно, что «поля» химических характеристик ОВ для разных типов пород порой пересекаются, но на наш взгляд это оправдано, т.к. разные типы ОВ описываются различными комбинациями характеристик ОВ.

Следующая группа характеристик ОВ – это его «поведение» в катагенезе, на каких градациях (в соответствии со шкалой катагенеза Н.Б.Вассоевича) катагенеза ОВ, накопленное в тех или иных обстановках ОВ вступает в фазу генерации УВ флюидов. Начало той или иной градации катагенеза чаще всего определяется по показателю отражения витринита (RV, %) (или пересчитывается на показатель отражения эквивалента витринита (RVeq, %) по показателям отражения других мацералов – референсные значения этих индикаторов зрелости ОВ приведены в таблице 5. ОВ разного происхождения (типа) вступает в главную фазу нефтегазообразования на разных градациях катагенеза, определенных по ПОВ (табл. 5). Это существенно отличает предлагаемый подход к ранжированию ОВ. Ведь, например, сапропелевое ОВ докембрийских пород по элементному составу, относящееся к типу III

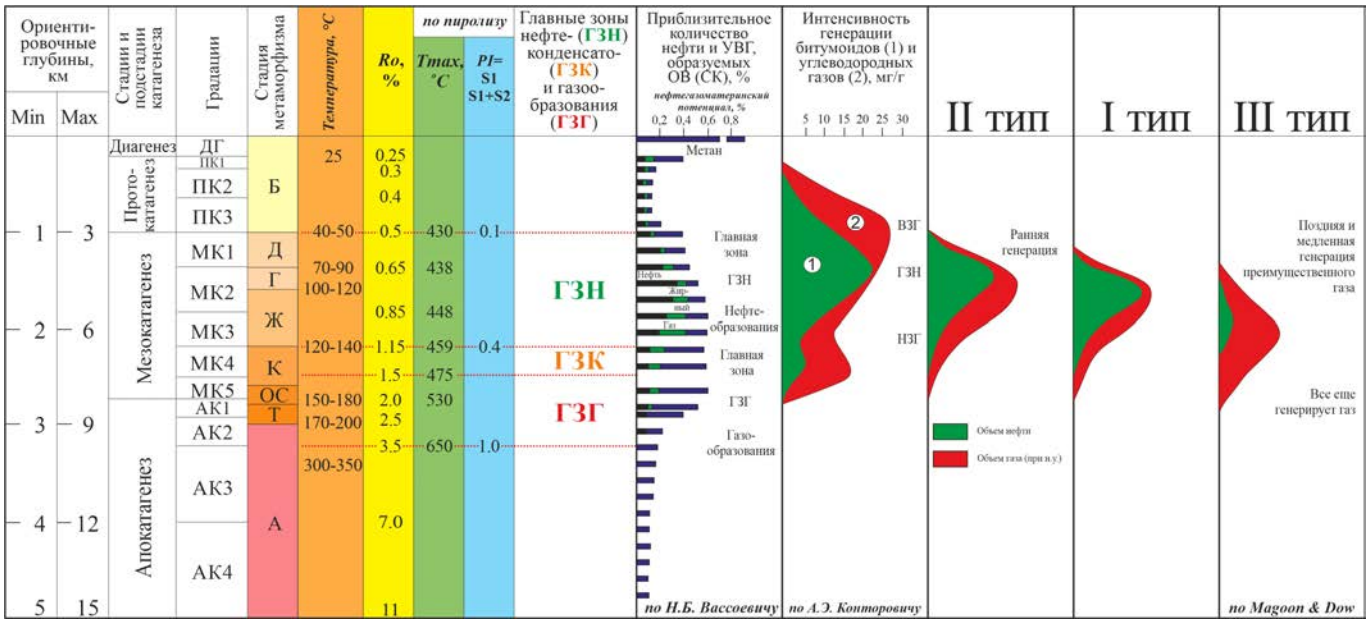


Рис. 5. Основные параметры углефикации и зрелости органического вещества НМТ по данным пиролиза (сильно переработано по: Вассоевич, 1983; Вассоевич, 1984; Конторович, 2004; Espitalie, 1986;), а также зональность нефтегазообразоания (положение зон ГЗН и ГЗГ).

Литофации				Генерационное качество ОВ				Преобразование в катагенезе				Кол-во ОВ в разрезе		
Группа	Класс	Тип обстановки осадконакопления Группа фаций/фации	Литотип породы	тип ОВ	HI, мгУВ/гТОС	Элементный состав		Начало генерации			Преобладающий тип генерируемого флюида	Сорг, %		Ожидаемая мощность, м
						O/C ат	H/C ат	градация катагенеза	Tmax,°C	RV, %		средн.	min-max	
Керогеново/углисто - глинисто - карбонатно - кремнистые	Континентальные	Аллювиальные. Меандрирующие реки. Пойма (болотные)	угли, углистые аргиллиты, аргиллиты	III лимн	150-300	0,15-0,3	0,75-0,95	МК2-МК3	448-459	0,65-1,15	газ	3-5	0,5 - 80	<10
		Озёрные. Гидрогеологически открытые и гидрогеологически закрытые	высокоуглеродистые глинистые/ кремнисто-глинистые породы, аргиллиты, горючие сланцы	I	>600	<0,1	>1,45	МК1	430-438	0,5-0,65	нефть	1,5	0,3 - 50	5-20
	Прибрежно-морские (переходные)	Дельтовые. Флювиальные. Межрусловые участки дельтовой равнины и проделта	угли, углистые алевролиты, углистые аргиллиты, аргиллиты	III пар	100-200	0,15-0,3	0,7-0,9	МК2-МК3	448-459	0,65-1,15	газ	3-5	0,5 - 80	<5
				III/IV	50-150	0,15-0,4	0,6-0,75	МК2-МК3	448-459	0,65-1,15	газ	3-5	0,5 - 85	<5
		Волновое побережье (барьерного типа). С терригенной/карбонатной седиментацией. Лагуны	аргиллиты, мергели, карбонатные аргиллиты, известняки микрозернистые (мадстоун), известняки пеллоидные (вакстоун)	III/II	250-350	0,1-0,3	0,95-1,15	МК1-МК2	430-448	0,5-0,85	газ, нефть	6	1 - 50	5-30
		Приливно-отливное побережье. С терригенной седиментацией. Марши и надприливная зона	аргиллиты, угли											
	Морские	Шельф. С карбонатной седиментацией (окаймленный шельф, рамп). Зарифовая лагуна и шельфовая равнина	мергели, аргиллиты, карбонатные аргиллиты, известняки микрозернистые (мадстоун)	II мелков	300-600	0,1-0,2	1,15-1,35	МК1	430-435	0,5-0,65	нефть	2-5	0,5 - 25	10-100
		Шельф. С терригенной седиментацией. Штормовые гряды, протоки сгонно-нагонных течений, вдольбереговые валы, рифели	аргиллиты	II/III	250-350	0,1-0,3	0,95-1,15	МК1-МК2	430-448	0,5-0,85	нефть, газ	2-4	0,5 - 45	10-100
		Относительно глубоководные впадины на шельфе. Холодноводные и тепловодные	высокоуглеродистые карбонатно-глинистые, высокоуглеродистые кремнисто-глинистые породы, мергели, аргиллиты, горючие сланцы, известняки микрозернистые (мадстоун), известняки органогенные (вакстоун), силициты	II глуб	300-750	0,1-0,2	1,15-1,35	ПК3-МК1	430-435	0,4-0,5	нефть	2-15	0,5 - 33	10-100
				II S	300-750	0,1-0,2	>1,0	ПК	425-430	0,4-0,5	нефть	2-13	0,5 - 30	10-100
		Относительно глубоководные впадины на шельфе.	докембрийские карбонатно-глинистые, кремнисто-глинистые породы, мергели, аргиллиты, известняки	II-III	300-600	0,1-0,4	0,9->1,0	МК1	430-435	0,5-0,6	нефть	до 1	0,2-2	n*100

Табл. 5. Классификация нефтегазоматеринских пород по обстановкам их накопления

(Ситар и др., 2022; Кожанов и др., 2021; Сивкова и др., 2021; Jarrett et al., 2019) (оксисорбосапропелиты в классификации Т.К.Баженовой (2020) ведет себя в катагенезе иначе, чем гумусовое ОВ типа III углей (Большакова и др., 2025; Большакова и др., 2024). Это же справедливо для ОВ с высоким углеводородным потенциалом: в зависимости от того, каков его генезис, потенциал в катагенезе будет реализовываться по-разному (Большакова и др., 2024, Большакова и др., 2025). Также к набору характеристик «преобразование ОВ в катагенезе» отнесена информация о том, какой фазовый состав флюида доминирует при генерации тем или иным ОВ.

Самый правый блок по вертикали – характеристики, позволяющие численно оценить масштабы генерации нефти и газа в нефтегазоносном бассейне, опираясь на количество органического вещества в осадочных горных породах – это концентрации ОВ и собственно количество пород, показанное через их толщины. Оба этих фактора контролируются в первую очередь условиями осадконакопления, а для органического вещества – и условия диагенеза зачастую не менее важны.

То есть в предлагаемой классификации основным классификационным критерием предлагается рассматривать обстановки осадконакопления и генезис ОВ, а от комбинации этих факторов будет зависеть преобразование ОВ пород в нефть и газ, а значит и точность прогноза нефтегазоносности.

Заключение

Таким образом, предложен комплексный подход к классификации НГМП, для которых характерны различия в содержании органического вещества, его потенциале и закономерностях катагенетического преобразования ОВ. В предлагаемой классификации учтены классические и современные взгляды на характеристику органического вещества различных типов, учтены особенности мацерального состава ОВ и условий осадконакопления пород, содержащих ОВ.

Финансирование/Благодарности

Исследование выполнено в рамках государственного задания МГУ имени М.В. Ломоносова.

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2000). Геология и геохимия нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 384 с.

Баженова Т.К. (2020). Основы региональной органической геохимии. М.: ГЕОС, 120 с.

Битнер А.К., Прокатень Е.В. (2019). Геология и геохимия нефти и газа. Красноярск: Сиб. фед. ун-т, 428 с.

Большакова М.А., Кожанов Д.Д., Габдрахманова Д.И., Ситар К.А., Воронин А.Д. (2025). Особенности реализации генерационного потенциала органического вещества III типа. *Practice GeoChemistry 2024. Сборник тезисов научно-практической конференции*. Новокузнецк: Знание-М, 224 с. DOI: 10.38006/00255-059-3.2025.1.224

Большакова М.А., Кувинов И.В., Макарова Е.Ю., Зотова П.Г., Бычков А.Ю., Пронина Н.В., Козлова Е.В., Натитник И.М., Мальцев В.В., Савельева Е.В., Скорев В.Б. (2024). Экспериментальное моделирование генерации нефти породами, обогащенными органическим веществом континентального происхождения. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 5, с. 91–103.

Большакова М.А., Ситар К.А., Кожанов Д.Д. (2024). Об особенностях состава и свойств древних нефтегазоматеринских отложений. *Записки Горного института*, 269, с. 700–707.

Большая Российская энциклопедия. https://old.bigenc.ru/geology/text/2264146?ysclid=le75fu8ir1979220957

Вассоевич Н.Б. (1983). Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Недра, 375 с.

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). Моделирование процессов катагенеза органического вещества и нефтегазообразования. Л.: Недра, 140 с.

Галкин В.И., Кочнева О.Е. (2017). Геология и геохимия нефти и газа. Пермь: Из-во ПНИПУ, 181 с.

Ганиев Р.Р., Смелков В.М. (2018). Геология и геохимия горючих ископаемых. Казань: Изд-во Казанского университета, 288 с.

Геологический словарь (1995). Под ред. А.Н. Криштофовича. Т.2. М-Я. М.: ВСЕГЕИ, 403 с.

Геологический словарь (2011). Третье изд. Под ред. О.В. Петрова. Т.2. К-П. СПб.: ВСЕГЕИ, 480 с.

Доценко В.В., Прозорова Г.Н., Резников А.Н., Тимофеев А.А. (2008). Геология и геохимия нефти и газа. Ростов-на-Дону: Изд-во ЮФУ, 245 с.

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

Кожанов Д.Д., Большакова М.А. (2024). Оценка вклада докембрийских отложений в формирование нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования. *Записки Горного института*, 266, с. 199–217.

Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Заглядин Я.А., Борисова М.С., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Сахабов Т.Р. (2021). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 23(2), с. 73–86. DOI: 10.18599/grs.2021.2.5

Конюхов А.И., Богомолов А.Х., Карнюшина Е.Е., Ступакова А.В. (2020). Нефть, газ и уголь в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова. 1945–2020 годы. *Научный журнал Российского газового общества*, 26(3), с. 64–70.

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

Сивкова Е.Д., Ступакова А.В., Калмыков А.Г., Сауткин Р.С., Большакова М.А. (2023). Верификация пиролитических данных при оценке потенциала и катагенетической преобразованности протерозойских низкоуглеродистых формаций Восточной Сибири. *Георесурсы*, 23Т(2), с. 56–66. DOI: 10.18599/grs.2021.2.5

Ситар К.А., Георгиевский Б.В., Большакова М.А., Сауткин Р.С. (2022). Комплексная оценка условий формирования нефтегазоматеринского потенциала отложений неопротерозоя. *Георесурсы*, 24(2), с. 47–59. DOI: 10.18599/grs.2022.2.8

Справочник по геохимии нефти и газа (1998). Под ред. С.Г. Неручева. СПб.: ОАО «Издательство «Недра», 576 с.

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. (2023a). Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна. *Георесурсы*, 25(2), с. 5–21. DOI: 10.18599/grs.2023.2.1

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. (2023b). Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности. *Георесурсы*, 25(2), с. 75–88. DOI: 10.18599/grs.2023.2.6

Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. М.: Изд-во Мир, 504 с.

Espitalie J. (1986). Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. In: Burrus J. (Ed.) Thermal modelling in sedimentary basins. Editions Technip, Paris, pp. 475–496.

Jarrett A., MacFarlane S., Palu T. et al. (2019). Source Rock Geochemistry and Petroleum Systems of the Greater McArthur Basin and Links to Other Northern Australian Proterozoic Basins. *Annual Geoscience Exploration Seminar 2019 Proceedings*. Darwin: NT Geological Survey, pp. 92–105.

Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The Petroleum System—from Source to Trap. *AAPG Memoir*, vol. 60, pp. 3–24. https://doi.org/10.1306/M60585

Orr W.L. (1986). Kerogen/Asphaltene/Sulfur Relationships in Sulfur-Rich Monterey Oils. *Organic Geochemistry*, 10(4), pp. 499–516. https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90049-5

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

Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied Source-Rock Geochemistry. In: Magoon L.B., Dow W.G. (Eds.) The Petroleum System: From Source to Trap. *American Association of Petroleum Geologists*, Tulsa, pp. 93–120. https://doi.org/10.1306/M60585C5

Sorkhabi R. (2017). Encyclopedia of Petroleum Geoscience. Springer International Publishing AG, 105 p.

Сведения об авторах

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, Ленинские горы, 1

e-mail: m.bolshakova@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, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 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, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

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

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Анастасия Петровна Вайтехович – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, специалист Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 05.02.2025;
Принята к публикации 16.04.2025;
Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

On the Oil and Gas Source Rocks Classification

M.A. Bolshakova[1], A.V. Stoupakova[1], R.S. Sautkin[1], K.A. Sitar[1], A.G. Kalmykov[1], E.A. Krasnova[1,2], N.V. Pronina[1], A.P. Vaytekhovich[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: Maria A. Bolshakova, e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru*

Abstract. The paper is devoted to the classification of oil and gas source rocks. Determination or prediction of the characteristics of oil and gas source sediments is one of the key factors in assessing the prospects and forecasting the oil and gas potential of a particular region. In the paradigm of the sedimentary-migration theory of oil and gas formation, an adequate assessment of the amount and properties of organic matter in sedimentary rocks is the key to an adequate calculation of oil and gas resources. The article presents an overview of approaches to ranking oil and gas source rocks based on various parameters and proposes a new comprehensive approach to the classification of oil and gas source rocks that generate oil and gas. An attempt was made to combine the characteristics of the mineral part and organic matter of oil and gas source strata in a new general classification. The prediction of the properties of oil and gas source sediments is based on the conditions of accumulation of these strata. The proposed classification can be used to assess the prospects for oil and gas potential, especially in conditions of insufficient data on potential oil and gas source sediments.

Keywords: oil and gas source rock, classification, organic matter

Recommended citation: Bolshakova M.A., Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Sitar K.A., Kalmykov A.G., Krasnova E.A., Pronina N.V., Vaytekhovich A.P. (2025). On the Oil and Gas Source Rocks Classification. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 54–63. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.5

Acknowledgements

The study was conducted under the state assignment of Lomonosov Moscow State University.

The authors express their gratitude to the reviewers for their valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

References

Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2000). Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Moscow State University Press, 384 p. (In Russ.)

Bazhenova T.K. (2020). Fundamentals of regional organic geochemistry. Moscow: GEOS, 120 p. (In Russ.)

Bitner A.K., Prokaten E.V. (2019). Geology and geochemistry of oil and gas: a textbook. Manual. Krasnoyarsk: Siberian Federal University, 428 p. (In Russ.)

Bolshakova M.A., Kozhanov D.D., Gabdrakhmanova D.I., Sitar K.A., Voronin A.D. (2025). Features of the implementation of the generation potential of organic matter of type III. Proc. Conf. "Practice GeoChemistry 2024". Novokuznetsk: Znanie-M, 224 p. (In Russ.) DOI: 10.38006/00255-059-3.2025.1.224

Bolshakova, M.A., Kuvinov, I.V., Makarova, E.Y. et al. Experimental Modeling of Oil Generation by Source Rocks Enriched with Continental Organic Matter. Moscow Univ. Geol. Bull. 79, 784–797 (2024). https://doi.org/10.3103/S0145875224700765

Bolshakova M.A., Sitar K.A., Kozhanov D.D. (2024). On peculiarities of composition and properties of ancient hydrocarbon source rocks. *Journal of Mining Institute*, 269, pp. 700–707.

Great Russian Encyclopedia. https://old.bigenc.ru/geology/text/2264146?ysclid=le75fu8ir1979220957

Vassoevich N.B. (1983). Geochemistry of Organic Matter and the Origin of Oil. Moscow: Nedra, 375 p. (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). Modeling of organic matter catagenesis processes and oil and gas formation. Leningrad: Nedra, 140 p. (In Russ.)

Galkin V.I., Kochneva O.E. (2017). Geology and geochemistry of oil and gas. Perm: PNIPU, 181 p. (In Russ.)

Ganiev R.R., Smelkov V.M. (2018). Geology and geochemistry of fossil fuels. Kazan: Kazan University, 288 p. (In Russ.)

Geological Dictionary (1995). Ed. by A.N. Kristofovich. Vol. 2. Moscow: VSEGEI, 403 p. (In Russ.)

Geological Dictionary (2011). Third edition. Ed. by O.V. Petrov. Vol. 2. SPb.: VSEGEI, 480 p. (In Russ.)

Dotsenko V.V., Prozorova G.N., Reznikov A.N., Timofeev A.A. (2008). Geology and geochemistry of oil and gas. Rostov-on-Don: SFedU, 245 p. (In Russ.)

Ermoolkin V.I., Kerimov V.Yu. (2012). Geology and geochemistry of oil and gas: textbook for universities. 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. In: Burrus J. (Ed.) Thermal modelling in sedimentary basins. Editions Technip, Paris, pp. 475–496.

Jarrett A., MacFarlane S., Palu T. et al. (2019). Source Rock Geochemistry and Petroleum Systems of the Greater McArthur Basin and Links to Other Northern Australian Proterozoic Basins. *Annual Geoscience Exploration Seminar 2019 Proceedings*. Darwin: NT Geological Survey, pp. 92–105.

Kozhanov D.D., Bolshakova M.A. (2024). Assessment of the contribution of Precambrian deposits to the formation of oil content in the eastern part of the Volga-Ural basin based on modeling results. *Journal of Mining Institute*, 266, pp. 199–217.

Kozhanov D.D., Bolshakova M.A., Khopta I.S., Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Zaglyadin Ya.A., Borisova M.S., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Sakhabov T.R. (2021). Geological and geochemical conditions of oil and gas potential formation in the Riphean-Vendian deposits of the northern part of the Volga-Ural oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 73–86. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2021.2.5

Konyukhov A.I., Bogomolov A.Kh., Karnyushina E.E., Stoupakova A.V. (2020). Oil, Gas, and Coal at Lomonosov Moscow State University. 1945–2020. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*, 26(3), pp. 64–70. (In Russ.)

Kontorovich A.E. (2004). Essays on the theory of naphthidogenesis: Selected articles. Ed. S.G. Neruchev. Novosibirsk: Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, branch ‘’Geo”, 545 p. (In Russ.)

Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The Petroleum System—from Source to Trap. *AAPG Memoir*, vol. 60, pp. 3–24. https://doi.org/10.1306/M60585

Orr W.L. (1986). Kerogen/Asphaltene/Sulfur Relationships in Sulfur-Rich Monterey Oils. *Organic Geochemistry*, 10(4), pp. 499–516. https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90049-5

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

Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied Source-Rock Geochemistry. In: Magoon L.B., Dow W.G. (Eds.) The Petroleum System: From Source to Trap. *American Association of Petroleum Geologists*, Tulsa, pp. 93–120. https://doi.org/10.1306/M60585C5

Sivkova E.D., Stoupakova A.V., Kalmykov A.G., Sautkin R.S., Bolshakova M.A. (2021). Verification of pyrolytic data in assessing the potential and catagenetic transformation of Proterozoic low-carbon formations of Eastern Siberia. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 56–66. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2021.2.5

Sitar K.A., Georgievskiy B.V., Bolshakova M.A., Sautkin R.S. (2022). Comprehensive assessment of the conditions for the formation of the oil and gas source potential of Neoproterozoic deposits. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 47–59. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.8

Handbook of Oil and Gas Geochemistry (1998). Ed. S.G. Neruchev. St. Petersburg: Nedra, 576 p. (In Russ.)

Sorkhabi R. (2017). Encyclopedia of Petroleum Geoscience. Springer International Publishing AG, 105 p.

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., Bogatyreva I.Ya., Chupakhina V.V. (2023a). Sedimentation environments as the basis for genetic typing of basic criteria for oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 75–88. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.6

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. (2023b). Criteria for oil and gas potential of a sedimentary basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 5–21. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1

Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum formation and occurrence. Berlin-Heidelberg-New York: Springer-Verlag, 538 p.

About the Authors

Maria A. Bolshakova – Cand. Sci.(Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ksenia A. Sitar – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anton G. Kalmykov – Cand. Sci. (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elizaveta A. Krasnova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

Anastasia P. Vaytekhovich – Researcher, Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 5 February 2025;
Accepted 16 April 2025; Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.6 УДК 550.42

Закономерности изменения изотопного состава углерода битумоидов как индикатор условий осадконакопления

Е.А. Краснова[1,2], А.В. Ступакова[1], А.П. Завьялова[1], Р.С. Сауткин[1], А.А. Суслова[1], Т.О. Колесникова[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

[2]*Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия*

Данная статья посвящена исследованию изотопных характеристик органического вещества верхнетриасовых-юрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, имеющих ключевое значение для понимания процессов нефтегазообразования в регионе. На основе детальных изотопных исследований битумоидов показана картина изменения изотопных характеристик, обусловленная влиянием фациальных условий осадконакопления. Целью работы являлось выявление и систематизация закономерностей распределения изотопов углерода в автохтонном органическом веществе для создания генетической картины его формирования в различных палеогеографических обстановках юрского времени. Изотопно-фракционный анализ битумоидов позволил выделить пять групп, отражающих связь изотопного состава органического вещества и условия осадконакопления в пределах Фроловско-Шаимского, Ямало-Гыданского и Уренгойского фациальных районов. Полученные результаты имеют важное значение для региональной геологии и нефтегазовой геологии, способствуя оптимизации стратегий поисков и разведки углеводородов в Западно-Сибирском бассейне и предоставляя новые инструменты для оценки нефтегазоносного потенциала осадочных бассейнов в целом.

Ключевые слова: геохимические исследования, изотопный состав углерода, палеогеографические реконструкции, нефтегазоносность, Западная Сибирь, юрские отложения

Для цитирования: Краснова Е.А., Ступакова А.В., Завьялова А.П. Сауткин Р.С., Суслова А.А., Колесникова Т.О. (2025). Закономерности изменения изотопного состава углерода битумоидов как индикатор условий осадконакопления. *Георесурсы,* 27(2), с. 64–73. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.6

Введение

Комплексное изотопно-геохимическое исследование органического вещества (ОВ) продуктивных отложений является ключевым подходом к оценке перспектив нефтегазоносности бассейна. Генетическая типизация и детальный геохимический анализ ОВ позволяют выявить закономерности формирования, миграции и аккумуляции углеводородных систем. Первые попытки систематизации изотопных характеристик нефти и органического вещества (Silverman, Epstein, 1958; Bokhovenly, Theeuwen, 1966; Катченков, 1970) позволили получить связь между возрастом отложений и содержанием легкого изотопа углерода. Однако, последующие работы (Галимов, 1968, 1973; Schoell, 1983), показали, что изотопный состав ОВ зависит не только от механизма образования углеводородов, но также определяется исходным характером органического вещества, глубиной залегания, процессами диа- и катагенеза, термической и тектонической эволюцией отложений, а также другими факторами, приводящих к миграции углеводородов (УВ).

Ряд последующих исследований (Whiticar, 1994; Hayes et al., 1999; Franks et al., 2001) показали, что нефти и ОВ, принадлежащие к одному нефтегазоносному району, характеризуются относительным постоянством изотопного состава. В фундаментальных работах научной школы (Конторович и др., 1985, 1986) коллективом авторов ИНГГ СО и СНИИГГиМС было уделено большое внимание изучению изотопного состава $\delta^{13}C$ нефтей, битумоидов и нерастворимого ОВ пород центральных, южных и северных районов Западной Сибири и показаны широкие вариации состава и свойств органического вещества. А.Э. Конторовичем были приведены отличительные характеристики изотопного состава углерода основных фациально-генетических типов ОВ и нефтей Западной Сибири. Однако, большинство классификаций основаны на анализе общего изотопного состава органического вещества, что ограничивает их применимость для уточненных генетических моделей.

Разработанный метод анализа изотопного состава с учетом структуры разнополярных компонентов нефти и битумоидов (Галимов, 1968, 1981) позволил проводить достоверный анализ бассейна, продемонстрировав детальный анализ генетической общности залежей в различных

* Ответственный автор: Елизавета Андреевна Краснова
e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

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

продуктивных горизонтах (Галимов, 1973; Богородская и др., 1980; Кодина, Галимов, 1984).

Несмотря на значительный объем проведенных исследований юрско-мелового комплекса Западной Сибири (Григорьев и др., 1971; Гончаров и др., 2010, 2012, 2023, Фурсенко и др., 2021 и другие), стремительный рост высокоточных современных геохимических данных, оставляет вопрос систематизации и комплексного анализа исследований для выявления генетических характеристик органического вещества актуальным. Важным аспектом при оценке перспектив нефтегазоносности крупных осадочных бассейнов являются палеогеографические реконструкции, формируя фундаментальную основу для выделения и картирования нефтематеринских толщ.

В настоящей работе предпринята попытка обобщить и выявить закономерности изменения изотопно-геохимических характеристик в автохтонном органическом веществе юрских отложений (Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) в зависимости от обстановок осадконакопления с целью создания генетической картины органического вещества в пределах единого осадочного бассейна.

Материалы и методы

Изученная коллекция включает более 400 образцов кернового материала, характеризующая верхнетриасовые и юрские отложения севера и центральной части Западной Сибири (рис. 1).

Экстракция битумоида из породы проводилась в аппарате Сокслета, согласно международному стандарту D5369-93, с последующим разделением битумоидов на аналитические группы – масла, смолы, асфальтены, выделением метаново-нафтеновой и ароматической фракций. В качестве растворителя для селективного извлечения битумоидов использовался неполярный гексан и полярные хлороформ и спиртобензол (соотношение 1:1)

Вслед за фундаментальными работами был использован изотопно-молекулярный метод, опирающийся на анализ отдельных фракций органического вещества. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$) был определен в лаборатории стабильных изотопов кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Измерения $\delta^{13}C$ битумоидов и их фракций пород выполнялись с использованием изотопного масс-спектрометра Delta V Advantage (Thermo Fisher Scientific), сопряженного с элементным анализатором «Flash EA 1112». Сходимость $\delta^{13}C$ между параллельными измерениями в среднем не выходила за пределы ±0.15‰. Изотопные отношения в статье приведены в промилле (‰) относительно стандарта VPDB.

Отбраковка данных

С целью характеристики изотопного состава автохтонного битумоида необходимо учитывать механизмы влияния вторичных факторов, которые приводят к фракционированию изотопов в системе. Для обеспечения представительности статистики данных была проведена тщательная отбраковка образцов по следующим критериям.

1. Оценка влияния вторичных процессов на изотопный состав осуществлялась путем изучения корреляционной взаимосвязи изотопного состава смолистой фракции и асфальтенов (рис. 2). Поскольку асфальтены представляют собой продукт конденсации углеводородных структур, присущих смолам, между ними существует тесная корреляционная связь. Коэффициент корреляции изотопного состава углерода смол и асфальтенов 0.7 и выше свидетельствует о том, что значительных изменений в их структурном и элементном составе не происходило, что указывает на их генетическое единство (Галимов, 1973).

2. Согласно исследованиям (Галимов, 1986), обогащение тяжелым изотопом углерода в ароматической фракции

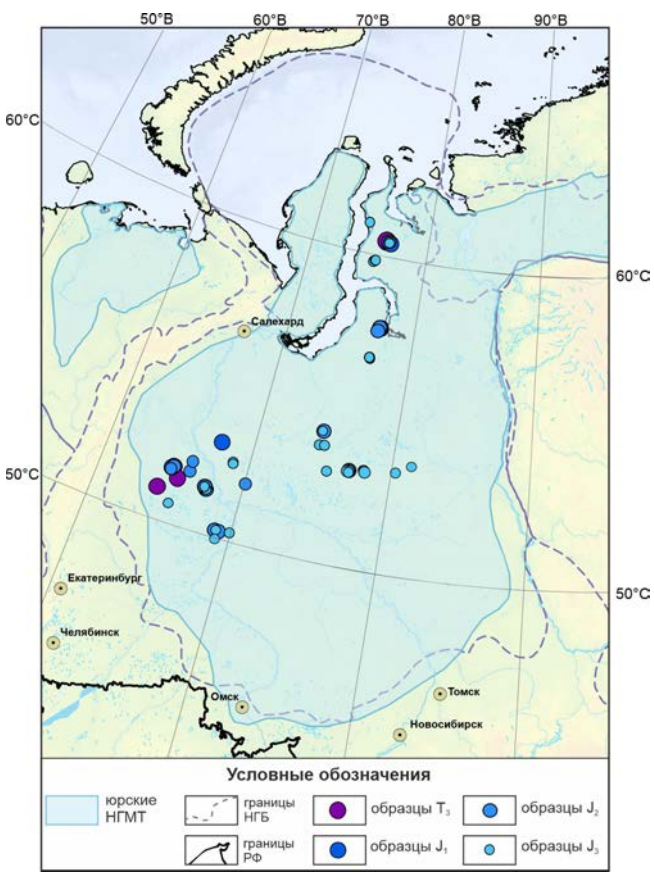


Рис. 1. Схема распространения НГМТ для триасово-юрского комплекса (Ступакова и др., 2024). На схеме точками нанесено положение скважин образцов изученной коллекции.

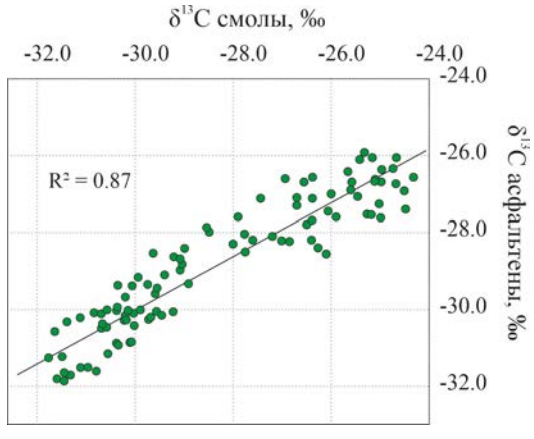


Рис. 2. Пример корреляции изотопного состава смол и асфальтенов после отбраковки данных, коэффициент корреляции = 0.87. На данном графике под смолами обозначается совокупность данных общей смолистой и спирто-бензольной фракций, в зависимости от метода разделения.

битумоида по сравнению с насыщенной фракцией демонстрирует типичный биологический тренд. Это свидетельствует о незначительных отклонениях в изотопном составе по сравнению с первоначальным распределением изотопов в исходном биологическом материале.

Образцы, не соответствующие представленным критериям, были исключены из дальнейшего анализа. Дополнительно для ряда образцов было проведено сравнение гексанового и хлороформенного экстрактов. При различии менее 1‰ между показателями для разных экстрактов делалось заключение об отсутствии миграционных флюидов в образце. В итоговой выборке было использовано 220 образцов битумоидов.

Объект исследования

В зависимости от среды и обстановок осадконакопления формируется сочетание элементов углеводородной системы, характерное для бассейнов разного типа (Ступакова и др., 2023). Авторами была разработана технология реконструкции истории формирования и развития палеобассейнов, основанная на комплексировании результатов методов регионального структурного анализа, палеотектонических реконструкций, литолого-фациального анализа (Ступакова и др., 2024). Используемая технология состоит из 12 последовательных шагов, позволяющая определять геометрию объекта, его мощность и глубину залегания, воссоздавать историю геологического развития и оценивать элементы углеводородной системы. На основе комплексного анализа были составлены палеогеографические и литофациальные схемы, используемые в настоящей работе.

В пределах Западно-Сибирского бассейна выделяются нижне-среднеюрский и верхнеюрский нефтегазоносные комплексы. К нижне-среднеюрским отложениям, которые относятся к тогурской свите (Гончаров, 2012), были отнесены так же образцы верхнетриасовых отложений.

Нижнеюрский разрез. Верхнетриасовые и нижнеюрские отложения представлены преимущественно прибрежно-морскими алевро-песчаными породами (рис. 3А). Северная часть Западной Сибири и Енисей-Хатангский прогиб испытывали погружение и в обстановках мелководно-морского шельфа накапливались глинистые отложения. Увеличение доли морской составляющей в разрезах происходило в северном и северо-восточном направлениях, где в Енисей-Хатангском бассейне формировались относительно глубоководные глинистые и алевро-глинистые отложения. Разрез представлен прибрежно-морскими терригенными отложениями шеркалинской, урманской и тогурской свит, представленными чередованием темных глин, аргиллитов и алевролитов.

Среднеюрский разрез. Среднеюрские толщи (тюменская свита) на большей части бассейна сложены прибрежно-морскими и мелководно-морскими терригенными отложениями, сформировавшимися в палеовпадинах на шельфе (рис. 3Б). К концу среднеюрского времени постепенное углубление морского бассейна привело к формированию глинистых разностей в морском бассейне, простирающемуся вдоль восточного склона Уральской складчатой области. Байосс-батские отложения формировались в условиях постепенной, но неравномерной трансгрессии, которая достигает своего максимума в келловее.

Верхнеюрский разрез. Обстановки мелководного шельфа значительно продвигаются на юго-запад, где формируются глинистые и алевро-глинистые толщи гольчихинской, абалакской, даниловской и др. свит, представленные, глинами темно-серыми, аргиллитами и алевролитами глауконитовыми, буровато-зелеными,

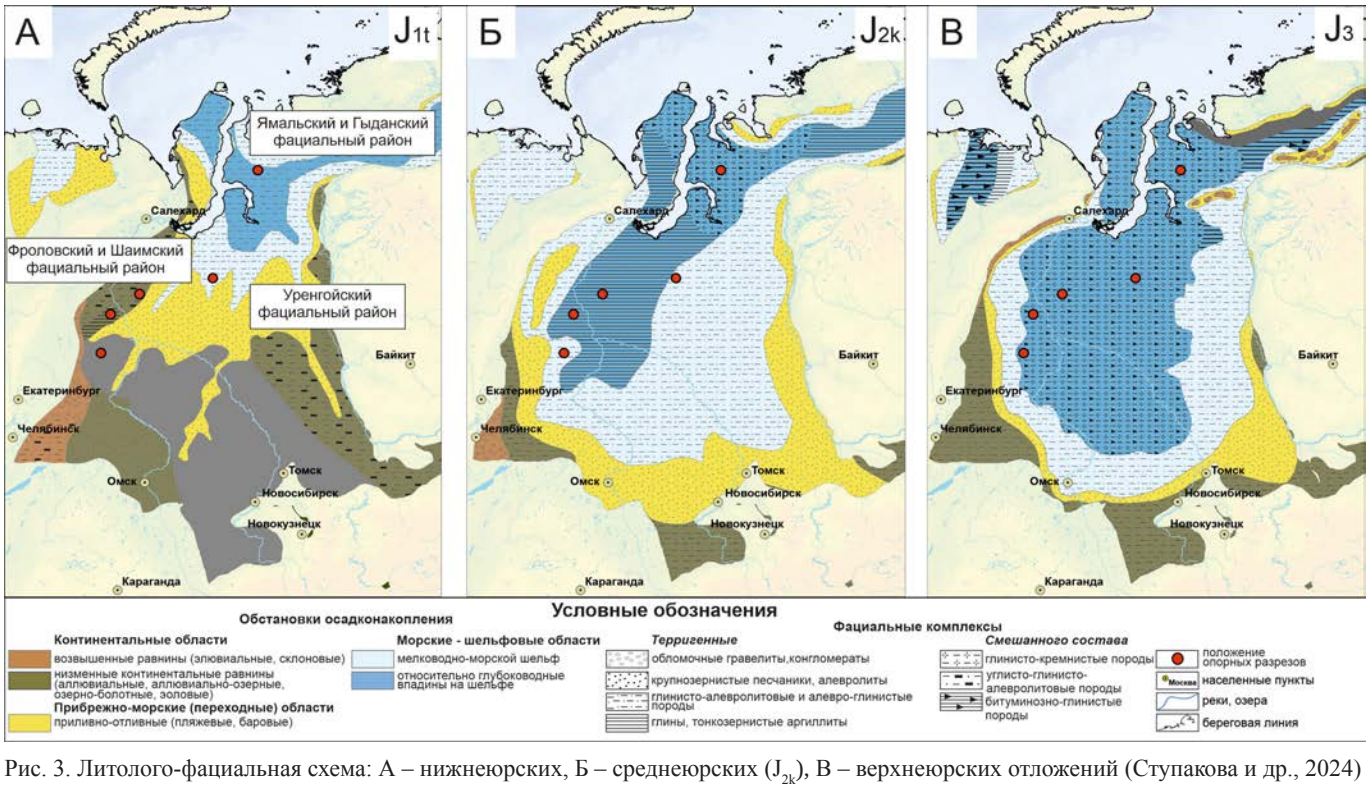


Рис. 3. Литолого-фациальная схема: А – нижнеюрских, Б – среднеюрских (J_{2k}), В – верхнеюрских отложений (Ступакова и др., 2024)

а также алевро-глинистыми породами битуминозными с прослоями кремнисто-глинистых пород. В позднеюрское время трансгрессия в Западной Сибири достигла своего максимума. Морская акватория заняла территорию большой части бассейна (рис. 3В). В центральной глубоководной части накапливались черные и буровато-черные углеродисто-кремнисто-глинистые осадки баженовской и тутлеймской свит. К периферии бассейна они сменялись глинистыми и песчанисто-глинистыми возрастными аналогами баженовской свиты – гольчихинской, даниловской, марьяновской, яновстанской свитами.

Влияние фациальных обстановок на изотопный состав органического вещества

Изотопно-молекулярный метод диагностики источника нафтидов позволил установить генетические связи между органическим веществом предполагаемых нефтематеринских толщ. Метод сопоставления изотопных кривых, предложенный (Фрик, 1984) и описанный на примере разновозрастных отложений в работе (Краснова и др., 2024), был применен к каждому изучаемому объекту. В качестве примера подхода анализа изотопно-фракционных кривых и их корреляции с условиями фациальных обстановок приведены образцы битумоидов нефтематеринских пород скважины Красноленинского месторождения на рисунке 4. Представленные изотопные кривые ($\delta^{13}C$) для образцов тюменской и тутлеймской свит, отобранных в интервале глубин 2557–2423 м, демонстрируют закономерные изменения изотопного состава углерода по разрезу.

Как видно из рисунка 4, вверх по разрезу от глубины 2557 м до 2488 м наблюдается закономерное обогащение тяжелым изотопом углерода всех фракций битумоида до 1–1,5‰ (например, для асфальтенов от –26,4‰ до –25,2‰). Выше по разрезу, до глубины 2423 м, значения $\delta^{13}C$ сдвигаются более отрицательную область (для асфальтенов до –29,3‰). Образец тутлеймской свиты характеризуется наиболее отрицательными значениями каждой фракции. Наблюдаемые вариации изотопного состава хорошо соотносятся с колебанием уровня моря и выделяемых циклитов для данного района. В регрессивном цикле изотопные значения всех фракций битумоидов стремятся в менее отрицательную область, к характеристикам увеличения гумусового материала, а в трансгрессивном – наоборот, к увеличению сапропелевому материалу. Показанные колебания изотопных данных демонстрируют переменный состав тюменской свиты с общим увеличением сапропелевого вещества к баженабалакскому комплексу.

Подобные закономерности наблюдались также в других скважинах Западно-Сибирского бассейна, что обуславливается изменением соотношения гумусового и сапропелевого материала ОВ и колебанием фациальных обстановок. Важно заметить, что выявление общих

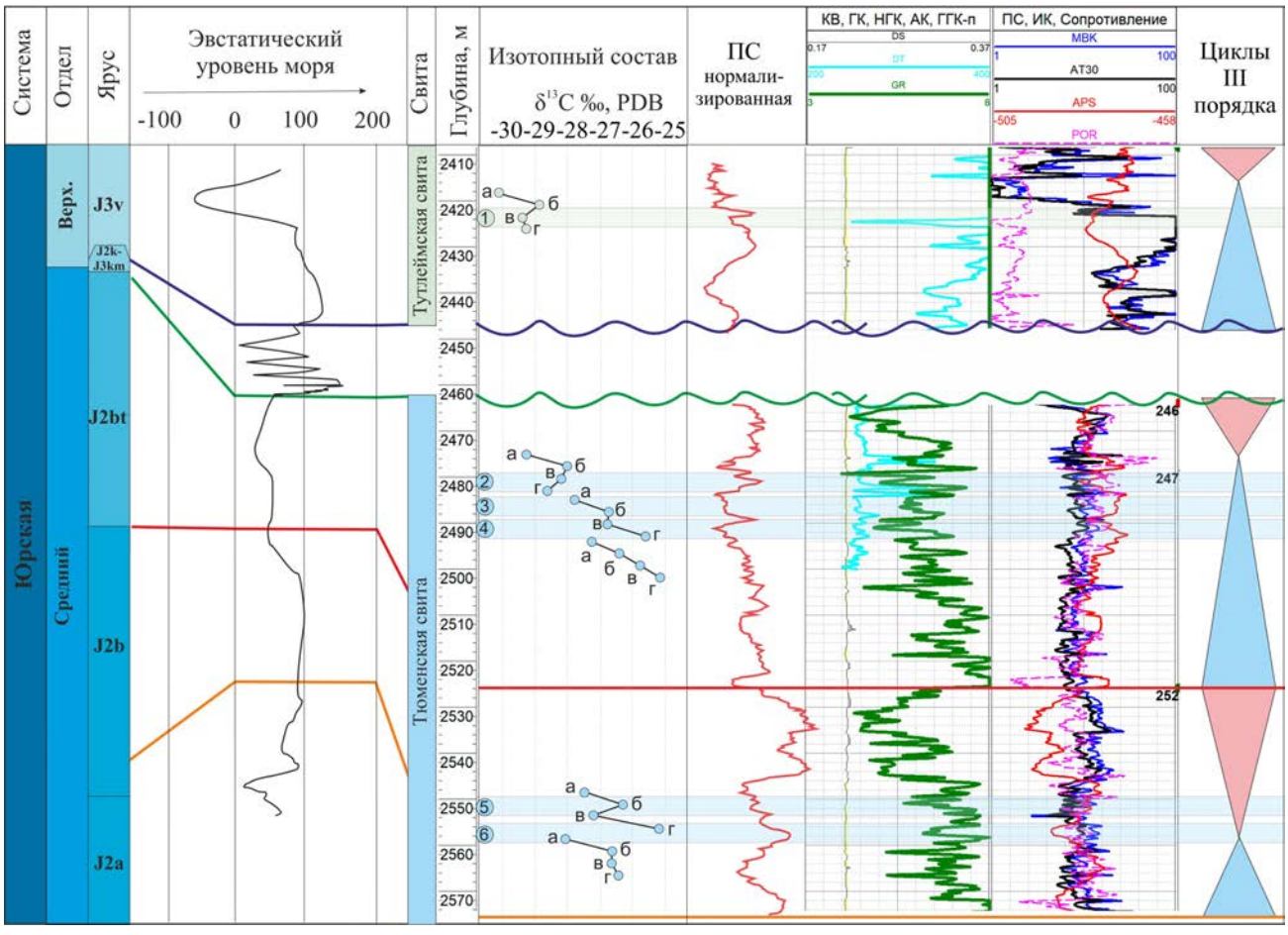


Рис. 4. Корреляция изотопных характеристик битумоидов и строения циклитов. По шкале отмечен изотопный состав углерода для разных фракций. Вдоль шкалы глубин цифрами отмечено положение образцов. Изотопные характеристики представлены для разнополярных фракций: а – насыщенная фракция, б – ароматическая фракция, в – смолистая фракция, г – асфальтены.

закономерностей для разных районов бассейна может указывать на региональный характер выявленных тенденций. На основе предложенного подхода авторами работы была предпринята попытка ранжировать изученную коллекцию битумоидов на основе трансгрессивно-регрессивных циклов и фациальной зональности бассейна.

Изотопная характеристика органического вещества нефтематеринских пород для фациальной типизации условий осадконакопления

На основе изотопно-молекулярного подхода проведена классификация изученных образцов битумоидов после отбраковки миграционных битумоидов. Выделено пять групп изотопно-фракционных кривых, отражающих средний изотопный состав автохтонного органического вещества верхнетриасово-юрских отложений в пределах Фроловско-Шаимского, Ямало-Гыданского и Уренгойского фациальных районов (рис. 5–7). Полученные кривые представлены в порядке увеличения полярности фракций (цифры на графике соответствуют фракциям): 1 – насыщенная, 2 – ароматическая, 3 – бензольные смолы, 4 – спирто-толуольные смолы (*в ряде образцов – единая фракция смол, выделенная спирто-толуольным растворителем), 5 – спиртобензольные смолы, 6 – асфальтены, 7 – общий битумоид.

Группа 1 (оранжевая, рис. 5, 6, 7): характеризуется узким диапазоном изотопных значений $\delta^{13}C$ (от –27.0‰ до –31.0‰), при этом общий битумоид демонстрирует $\delta^{13}C$ от –28.0‰ до –30.0‰. Такие значения типичны для сапропелевого и сапропелево-гумусового исходного органического вещества. Ключевая особенность формы кривой – изогнутая форма с заметным обогащением насыщенной фракции относительно ароматической. Группа 1 отражает условия мелководно-морского шельфа и приурочена к тогурской свите (Фроловский и Шаимский районы), зимней свите (Ямальский и Гыданский районы) и тюменской свите (Уренгойский район).

Группа 2 (красная, рис. 6): демонстрирует более широкий диапазон вариаций $\delta^{13}C$ (от –26.0‰ до –31.0‰) по сравнению с группой 1, при этом общий битумоид характеризуется $\delta^{13}C$ в пределах от –26.5‰ до –30.0‰. Такой диапазон также указывает на сапропелевый и сапропелево-гумусовый тип ОВ, но отличается от группы 1 большим вкладом гумусовой составляющей. Форма кривых сохраняет единый облик: обогащенная легким изотопом насыщенная фракция и тяжелым – асфальтены. Группа 2 соответствует относительно глубоководным впадинам шельфа и характерна для среднеюрских отложений Ямало-Гыданского района.

Группа 3 (синяя, рис. 5): близка к группе 2 как по форме кривых, так и по диапазону значений, однако отличается сдвигом в область более тяжелых значений изотопного состава. Диапазон $\delta^{13}C$ варьирует от –24.5‰ до –30.0‰ (общий битумоид от –26.0‰ до –29.7‰). Данная группа отражает условия переходных прибрежно-морских областей и аллювиально-озерно-болотных равнин и приурочена к среднеюрским отложениям Фроловско-Шаимского района.

Группа 4 (желтая, рис. 5, 7): характеризуется наиболее узким диапазоном значений $\delta^{13}C$ (от –29.5‰ до –32.0‰), где общий битумоид соответствует значениям от –30.0‰ до –32.0‰. Изотопный состав углерода в пределах данного диапазона указывает на преимущественно сапропелевый тип органического вещества. Группа 4 соответствует относительно глубоководным впадинам шельфа верхнеюрского возраста и наблюдается в абалакской свите (Фроловско-Шаимский район) и баженовской свите (Уренгойский район).

Группа 5 (зеленая, рис. 5,6,7): определяется серповидной формой изотопно-фракционных кривых и диапазоном вариации $\delta^{13}C$ от –28.0‰ до –32.5‰ (общий битумоид от –29.0‰ до –32.5‰). Такие значения также указывают на сапропелевый тип ОВ, формирующийся преимущественно за счет остатков морского планктона. Группа 5, как и группа 4, характерна для относительно глубоководных впадин верхнеюрских отложений, включая георгиевскую свиту (Уренгойский район), гольчихинскую свиту (Ямало-Гыданский район) и тутлеймскую свиту (Фроловско-Шаимский район).

Полученные группы показывают единую тенденцию изменения изотопного состава углерода. Вариации внутри каждой группы определяются как небольшими вариациями в составе исходного ОВ, так и степенью его преобразованности. Несмотря на разброс данных в выделенных группах, полученные закономерности позволяют выявлять особенности органического вещества для однотипных фациальных обстановок в разных районах единого осадочного бассейна.

Прослеживается единая тенденция изменения изотопного состава от верхнетриасовых к верхнеюрским отложениям. Битумоиды верхнеюрских отложений Уренгойского района (группы 4 и 5), демонстрирующие обратную закономерность, могут фиксировать иные палеогеографические обстановки периферийной части бассейна. Отличия могут определяться распространением Уренгойско-Колтогорского грабена, более погруженным в позднеюрское время, и последующим более быстрым обмелением морского бассейна.

Заключение

Комплексное геохимическое исследование, основанное на изотопно-молекулярном методе нефтематеринских пород, позволило установить генетические связи между различными формами органического углерода в пределах верхнетриасового-юрского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Изотопно-фракционный анализ битумоидов позволил выявить закономерности, отражающие связь изотопного состава органического вещества и условия осадконакопления в пределах Фроловско-Шаимского, Ямало-Гыданского и Уренгойского фациальных районов. Полученная закономерность расширяет возможности анализа органического вещества нефтематеринских пород в пределах осадочного бассейна и значительно повышает целостность понимания процессов, контролирующих нефтегазоносность региона. Полученные данные имеют высокую практическую ценность для эффективной оптимизации поисковых работ и повышения результативности разведки углеводородов в сложных малоизученных районах.

www.georс.ru

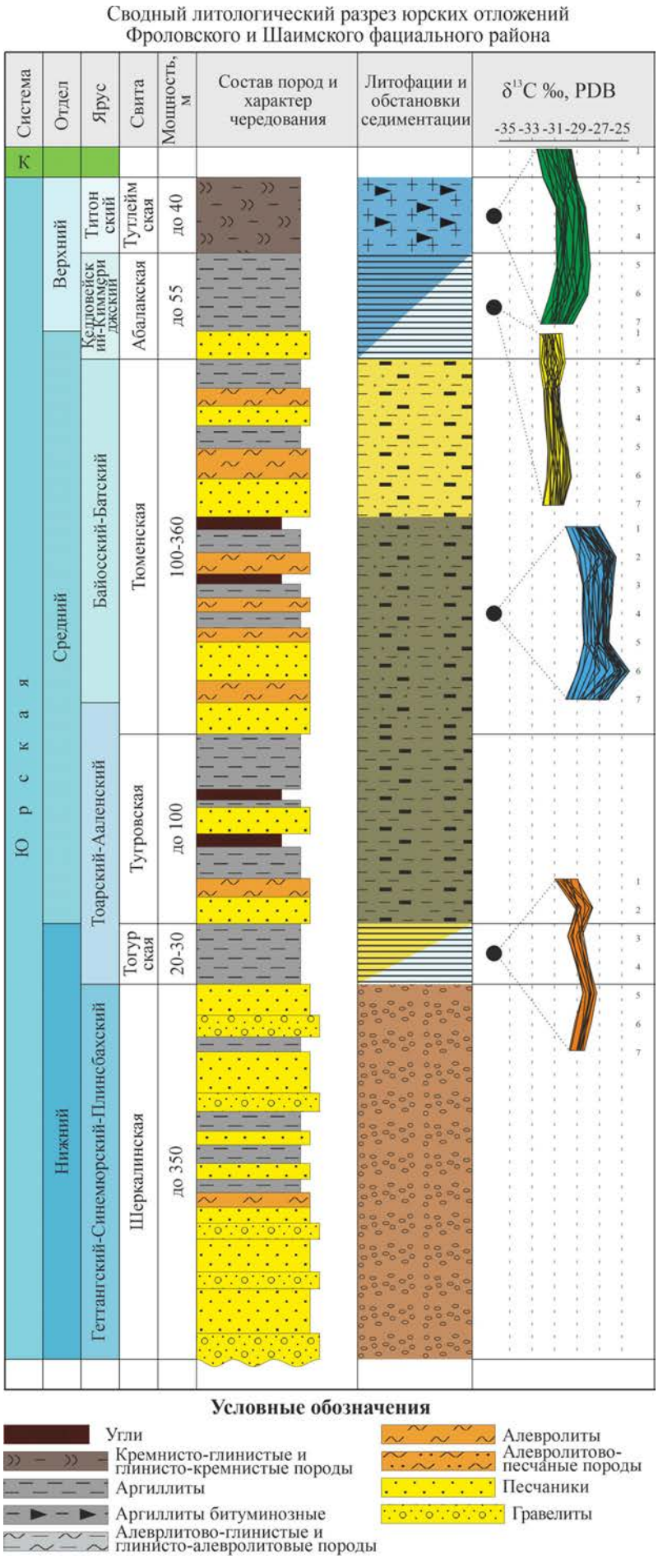
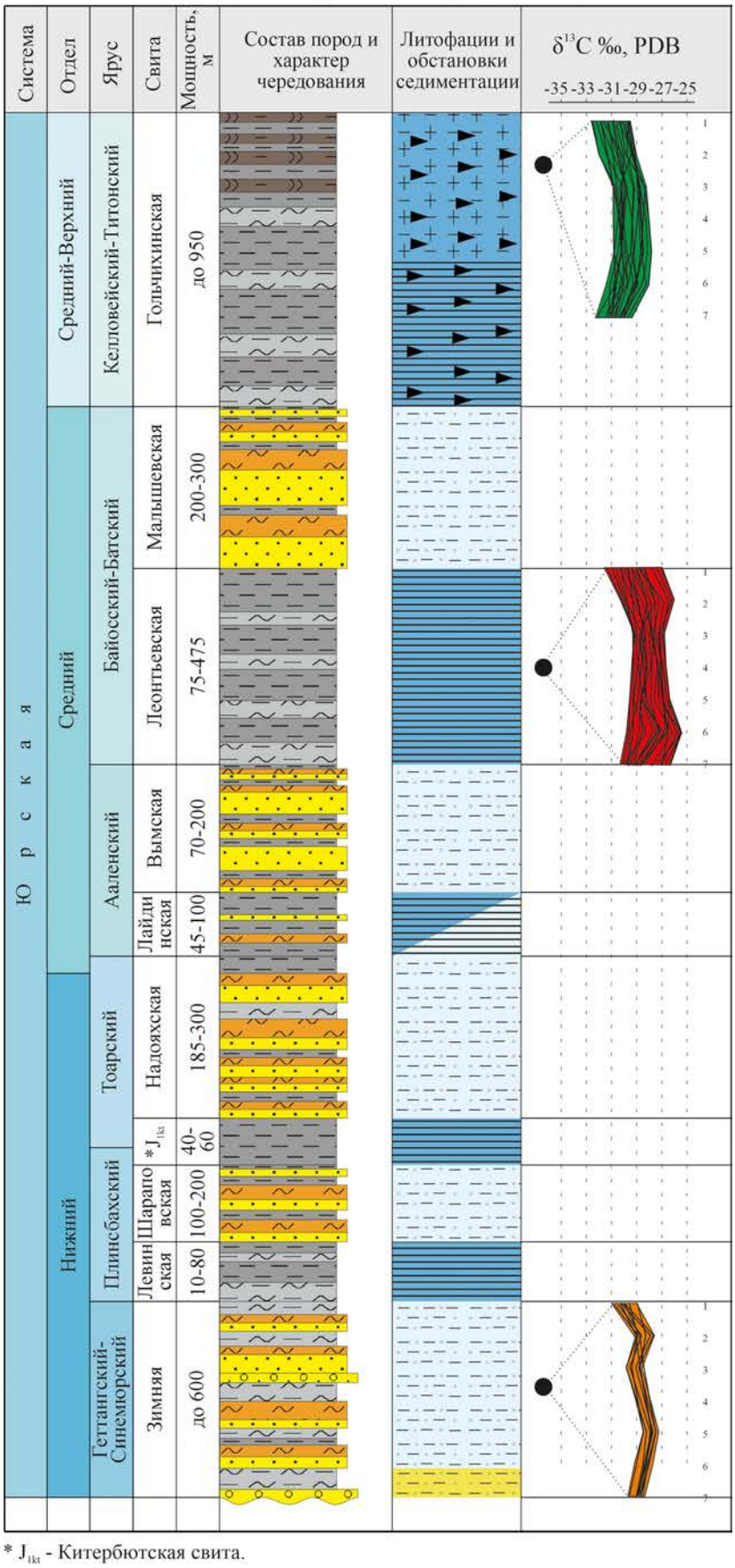


Рис. 5. Группы ОВ, выделенных по изотопному составу углерода, нанесены на сводный литологический разрез юрских отложений Фроловского и Шаимского фациальных районов (Ступакова и др., 2024)

Сводный литологический разрез юрских отложений Ямальского и Гыданского фациального районов



* J_{1kt} - Китербютская свита.

Рис. 6. Группы ОВ, выделенных по изотопному составу углерода, нанесены на сводный литологический разрез юрских отложений Ямальского и Гыданского фациальных районов (Ступакова и др., 2024). См. условные обозначения на рис. 5.

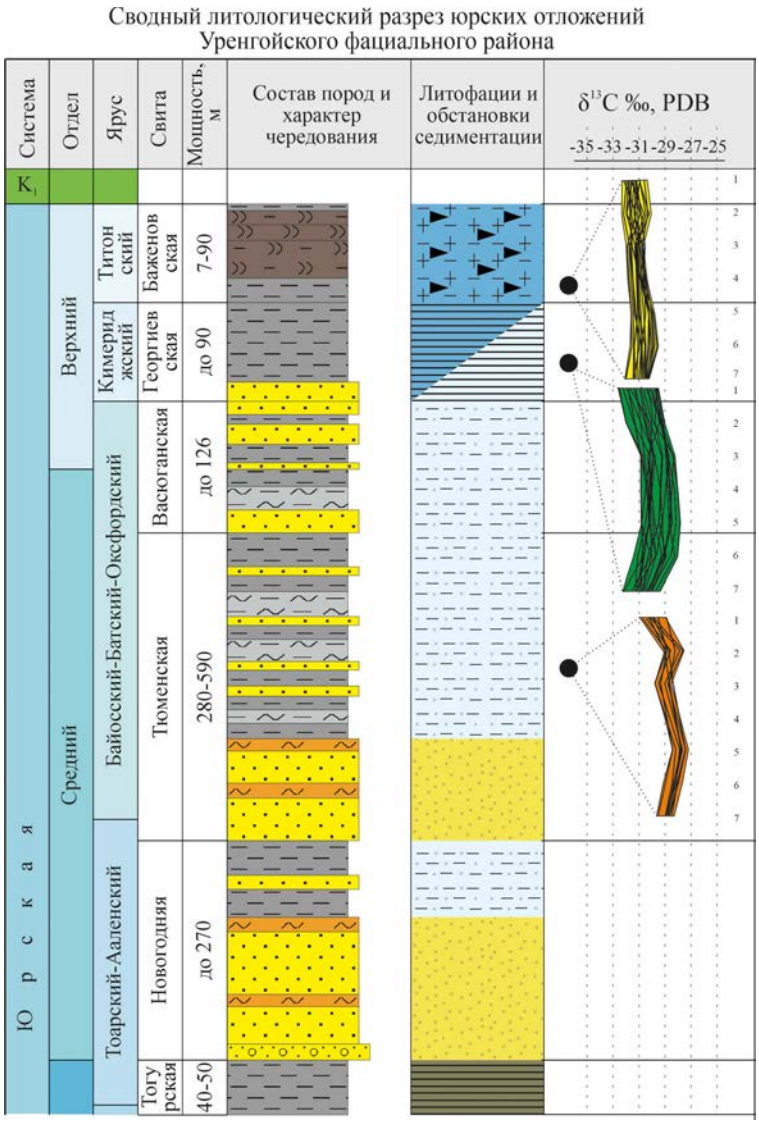


Рис. 7. Группы ОВ, выделенных по изотопному составу углерода, нанесены на сводный литологический разрез юрских отложений Уренгойского фациального района. Нижнеюрский отдел не был представлен в связи с отсутствием изотопных данных (Ступакова и др., 2024). См. условные обозначения на рис. 5.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Галимов Э.М. (1973). Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. Недра, 384 с.

Галимов Э.М. (1981). Природа биологического фракционирования изотопов. М.: Наука, 247 с.

Галимов Э.М. (1986). Геохимия стабильных изотопов углерода. Москва: Недра, 268 с.

Гончаров, И.В., Обласов, Н.В., Самойленко, А.В., Фадеева, С.В., Кринин, В.А., Волков, В.А. (2010). Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, (8), с. 24–28.

Гончаров И.В., Обласов Н.В., Сметанин А.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Журова Е.Л. (2012). Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, (11), с. 8–13.

Григорьев Н.К., Ефремов В.М., Кокунов В.Л., Кумыков В.Х., Конторович А.Э. (1971). Некоторые результаты определения изотопного состава углерода нефтей, газов, конденсатов и рассеянного органического вещества Западной Сибири. *Вопросы геологии и освоения нефтяных и газовых месторождений Томской области*. Томск: Изд-во ТГУ, с. 9–15.

Катченков С.М. (1970). О возможности использования изотопного состава углерода битумоидов и органического вещества осадочных пород для выявления газопроизводящих свит. *Докл. АН БССР*, 14(9).

Кодина Л.А., Галимов Э.М. (1984). Формирование изотопного состава углерода органического вещества гумусового и сапропелевого типов в морских отложениях. *Геохимия*, 11, с. 1742–1756.

КонторовичА.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. (1985). Закономерности фракционирования изотопов углерода в седикахитах. *Геология и геофизика*, 9, с. 34–42.

Конторович А.Э., Верховская Н.А., Тимошина И.Д., Фомичев А.С. (1986). Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти. *Геология и геофизика*, 5, с. 3-12.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. (2013). Палеогеография Западно-сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012.

Краснова Е.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Корзун А.В., Большакова М.А., Суслова А.А. (2024). Использование соотношений стабильных изотопов $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$ в задачах нефтяной геологии. *Георесурсы*, 26(3), с. 22–35. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.2

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

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

Ступакова А. В., Бакуев О.В., Завьялова А.П., Суслова А.А., Никишин В.А., Коробова Н.И., Волянская В.В., Чупахина В. В., Желанова О.В., Сауткин Р.С., Гилаев Р.М., Агаян А.С., Колесникова Т.О., Большакова М.А., Курдина Н.С., Краснова Е.А. (2024). Палеобассейны. История развития осадочных бассейнов и их нефтегазоносность. М.: Издательский дом Недра, 220 с.

Фрик М.Г. (1984). Геохимия углеводородов нефти в связи с перспективами нефтеносности Прикамья. *Дисс. канд. геол.-минерал. наук*. М., 380 с.

Фурсенко Е.А., Бурухина А.И., Ким Н.С., Родченко А.П. (2021). Современные представления о геохимии органического вещества и нафтидов мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири. *Геохимия*, 66(12), с. 1077–1105. https://doi.org/10.31857/S0016752521120025

Bokhovenly C., Theeuwen H.I. (1966). Determination of the abundance of carbon and nitrogen isotopes in dutch coals and natural gas. *Nature*, 21(5052).

Franks S.G., Dias R.F., Freeman K.H., Boles J.R. Holbal, A., Fincannon, A. L., Jordanl, E. D. (2001) Carbon isotopic composition of organic acids in oil field waters, San Joaquin Basin, CA, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 65, pp. 1301–1310. https://doi.org/10.1016/S0016-7037(00)00606-2

Hayes J.M., Strauss H., Kaufman A.J. (1999) The abundance of 13C in marine organic matter and isotopic fractionation in the global biogeochemical cycle of carbon during the past 800 Ma. *Chemical Geology*, 161, pp. 103–125. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(99)00083-2

Schoell M. (1983). Genetic characterization of Natural Gases. The *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 67, pp. 2225–2238. https://doi.org/10.1306/AD46094A-16F7-11D7-8645000102C1865D

Silverman S.R., Epstein S. (1958). Carbon isotopic composition of petroleum and other sedimentary organic materials. *Bull.Amer.Ass.Petrol.Geol*., 42, pp. 998. https://doi.org/10.1306/0BDA5AEC-16BD-11D7-8645000102C1865D

Whiticar M.J. (1994). Correlation of natural gases with their sources: Chapter 16: Part IV. Identification and Characterization. *The AAPG special Volumes, The Petroleum System-From Source to Trap*, pp. 261–283. https://doi.org/10.1306/M60585C16

Статья поступила в редакцию 19.02.2025;
Принята к публикации 15.05.2025; Опубликована 30.06.2025

Сведения об авторах

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, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: e.krasnova@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, Ленинские горы, 1

Анна Петровна Завьялова – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 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, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Татьяна Олеговна Колесникова – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова;
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д.1

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Patterns of Carbon Isotope Composition Variation of Organic Matter as an Indicator of Sedimentation Conditions

E.A. Krasnova[1,2], A.V. Stoupakova[1], A.P. Zavyalova[1], R.S. Sautkin[1], A.A. Suslova[1], T.O. Kolesnikova[1]*
[1]Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
[2]Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
[*]Corresponding author: Elizaveta A. Krasnova, e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

Abstract. This paper presents an investigation of the isotopic characteristics of organic matter in Upper Triassic-Jurassic sediments of the West Siberian Basin, which are crucial for understanding the processes of oil and gas formation in the region. Based on detailed isotopic studies of bitumoids, a pattern of isotopic characteristic changes is demonstrated, driven by the influence of facies conditions of sedimentation. The aim of the study was to identify and systematize the regularities of carbon isotope distribution in autochthonous organic matter to create a genetic picture of its formation in various paleogeographic settings of the Jurassic period. Isotope-fractionation analysis of bitumoids allowed us to identify five groups, reflecting the link between the isotopic composition of organic matter and sedimentation conditions within the Frolovsko-Shaimsky, Yamalo-Gydansky, and Urengoy facies regions. The obtained results are of great importance for regional geology and petroleum geology, contributing to the optimization of hydrocarbon exploration and development strategies in the West Siberian Basin and providing new tools for assessing the hydrocarbon potential of sedimentary basins in general.

Keywords: geochemical research, carbon isotope composition, paleogeographic reconstructions, oil and gas potential, Western Siberia, Jurassic sediments

Acknowledgements

The authors would like to thank the reviewers for their valuable comments and suggestions, which helped to enhance the work.

Recommended citation: Krasnova E.A., Stoupakova A.V., Zavyalova A.P., Sautkin R.S., Suslova A.A., Kolesnikova T.O. (2025). Patterns of Carbon Isotope Composition Variation of Organic Matter as an Indicator of Sedimentation Conditions. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 64–73. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.6

References

Bokhovenly C., Theeuwen H.I. (1966). Determination of the abundance of carbon and nitrogen isotopes in dutch coals and natural gas. *Nature*, 21(5052).

Franks S.G., Dias R.F., Freeman K.H., Boles J.R. Holbal, A., Fincannon, A. L., Jordanl, E. D. (2001) Carbon isotopic composition of organic acids in oil field waters, San Joaquin Basin, CA, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 65, pp. 1301–1310. https://doi.org/10.1016/S0016-7037(00)00606-2

Frik M.G. (1984). Geochemistry of Hydrocarbons in Oil in Connection with the Prospects of Oil Potential in the Pre-Urals. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow, 380 p. (In Russ.)

Fursenko E.A., Burukhina A.I., Kim N.S., Rodchenko A.P. (2021). Modern concepts of the geochemistry of organic matter and naphthides of Mesozoic deposits of the Arctic regions of Western Siberia. *Geochemistry*, 66(12), pp. 1077–1105. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S0016752521120025

Galimov E.M. (1973). Carbon Isotopes in Petroleum Geology. Moscow: Nedra, 384 pp. (In Russ.)

Galimov E.M. (1981). The Nature of Biological Isotope Fractionation. Moscow: Nauka, 247 pp. (In Russ.)

Galimov E.M. (1986). Geochemistry of Stable Carbon Isotopes. Moscow: Nedra, 268 pp. (In Russ.)

Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoylenko A.V., Fadeeva S.V., Krinin V.A., Volkov V.A. (2010). Oil-source rocks and oils in the eastern part of Western Siberia. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, (8), pp. 24–28. (In Russ.)

Goncharov I.V., Oblasov N.V., Smetanin A.V., Samoylenko V.V., Fadeeva S.V., Zhurova E.L. (2012). Genetic types and nature of fluids in hydrocarbon deposits in the southeast of Western Siberia. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, (11), pp. 8–13. (In Russ.)

Grigoriev N.K., Efremov V.M., Kokunov V.L., Kumykov V.Kh., Kontorovich,A.E. (1971). Some results of determining the isotopic composition of carbon in oils, gases, condensates, and dispersed organic matter of Western Siberia. *Issues of Geology and Development of Oil and Gas Fields in Tomsk Region*. Tomsk: Tomsk State University, pp. 9–15. (In Russ.)

Hayes J.M., Strauss H., Kaufman A.J. (1999) The abundance of 13C in marine organic matter and isotopic fractionation in the global biogeochemical cycle of carbon during the past 800 Ma. *Chemical Geology*, 161, pp. 103–125. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(99)00083-2

Katchenkov S.M. (1970). On the possibility of using the isotopic composition of carbon in bitumoids and organic matter of sedimentary rocks to identify gas-producing formations. *Dokl. AN BSSR*, 14(9). (In Russ.)

Kodina L.A., Galimov E.M. (1984). Formation of the isotopic composition of carbon in organic matter of humus and sapropel types in marine sediments. *Geokhimiya (Geochemistry)*, 11, pp. 1742–1756. (In Russ.)

Kontorovich A. E., Bogorodskaya L.I., Golyshev S.I. (1985). Carbon isotope fractionation patterns in sedicahites. *Geologiya i geofizika* (*Geology and Geophysics)*, 9, pp. 34–42. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Verkhovskaya N.A., Timoshina I.D., Fomichev A.S. (1986). Carbon isotope composition of dispersed organic matter and bitumoids and some controversial issues in the theory of oil formation. *Geologiya i geofizika* (*Geology and Geophysics)*, 5, pp. 3–12. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al. (2013). Paleogeography of the West Siberian Sedimentary Basin in the Jurassic Period. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747–779. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002

Krasnova E.A., Stupakova A.V., Sautkin R.S., Korzun A.V., Bolshakova, M.A., Suslova, A.A. (2024). Use of stable isotope ratios δ18O, δ13C in petroleum geology tasks. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 22–35. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.2

Schoell M. (1983). Genetic characterization of Natural Gases. The *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 67, pp. 2225–2238. https://doi.org/10.1306/AD46094A-16F7-11D7-8645000102C1865D

Silverman S.R., Epstein S. (1958). Carbon isotopic composition of petroleum and other sedimentary organic materials. *Bull.Amer.Ass.Petrol.Geol*., 42, pp. 998. https://doi.org/10.1306/0BDA5AEC-16BD-11D7-8645000102C1865D

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., Makhmutina M.L., Shevchuk N.S., Bogatyreva I.Ya., Chupakhina V.V. (2023). Sedimentation environments as the basis for genetic typing of key criteria for oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 75–88. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.6

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 for the oil and gas potential of a sedimentary basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 5–21. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1

Stoupakova A.V., Bakuev O.V., Zavyalova A.P., Suslova A.A., Nikishin V.A., Korobova N.I., Volyanskaya V.V., Chupakhina V.V., Zhelanova O.V., Sautkin R.S., Gilaev R.M., Agayan A.S., Kolesnikova T.O., Bolshakova M.A., Kurdina N.S., Krasnova E.A. (2024). Paleobasins. History of the development of sedimentary basins and their oil and gas potential. Moscow: Nedra, 220 pp. (In Russ.)

Whiticar M.J. (1994). Correlation of natural gases with their sources: Chapter 16: Part IV. Identification and Characterization. *The AAPG special Volumes, The Petroleum System-From Source to Trap*, pp. 261–283. https://doi.org/10.1306/M60585C16

About the Authors

Elizaveta A. Krasnova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna P. Zavyalova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatiana O. Kolesnikova – Postgraduate Stident, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University,

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 19 February 2025;
Accepted 15 May 2025; Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.6 УДК 550.42

Закономерности изменения изотопного состава углерода битумоидов как индикатор условий осадконакопления

Е.А. Краснова[1,2], А.В. Ступакова[1], А.П. Завьялова[1], Р.С. Сауткин[1], А.А. Суслова[1], Т.О. Колесникова[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

[2]*Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия*

Данная статья посвящена исследованию изотопных характеристик органического вещества верхнетриасовых-юрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, имеющих ключевое значение для понимания процессов нефтегазообразования в регионе. На основе детальных изотопных исследований битумоидов показана картина изменения изотопных характеристик, обусловленная влиянием фациальных условий осадконакопления. Целью работы являлось выявление и систематизация закономерностей распределения изотопов углерода в автохтонном органическом веществе для создания генетической картины его формирования в различных палеогеографических обстановках юрского времени. Изотопно-фракционный анализ битумоидов позволил выделить пять групп, отражающих связь изотопного состава органического вещества и условия осадконакопления в пределах Фроловско-Шаимского, Ямало-Гыданского и Уренгойского фациальных районов. Полученные результаты имеют важное значение для региональной геологии и нефтегазовой геологии, способствуя оптимизации стратегий поисков и разведки углеводородов в Западно-Сибирском бассейне и предоставляя новые инструменты для оценки нефтегазоносного потенциала осадочных бассейнов в целом.

Ключевые слова: геохимические исследования, изотопный состав углерода, палеогеографические реконструкции, нефтегазоносность, Западная Сибирь, юрские отложения

Для цитирования: Краснова Е.А., Ступакова А.В., Завьялова А.П. Сауткин Р.С., Суслова А.А., Колесникова Т.О. (2025). Закономерности изменения изотопного состава углерода битумоидов как индикатор условий осадконакопления. *Георесурсы,* 27(2), с. 64–73. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.6

Введение

Комплексное изотопно-геохимическое исследование органического вещества (ОВ) продуктивных отложений является ключевым подходом к оценке перспектив нефтегазоносности бассейна. Генетическая типизация и детальный геохимический анализ ОВ позволяют выявить закономерности формирования, миграции и аккумуляции углеводородных систем. Первые попытки систематизации изотопных характеристик нефти и органического вещества (Silverman, Epstein, 1958; Bokhovenly, Theeuwen, 1966; Катченков, 1970) позволили получить связь между возрастом отложений и содержанием легкого изотопа углерода. Однако, последующие работы (Галимов, 1968, 1973; Schoell, 1983), показали, что изотопный состав ОВ зависит не только от механизма образования углеводородов, но также определяется исходным характером органического вещества, глубиной залегания, процессами диа- и катагенеза, термической и тектонической эволюцией отложений, а также другими факторами, приводящих к миграции углеводородов (УВ).

Ряд последующих исследований (Whiticar, 1994; Hayes et al., 1999; Franks et al., 2001) показали, что нефти и ОВ, принадлежащие к одному нефтегазоносному району, характеризуются относительным постоянством изотопного состава. В фундаментальных работах научной школы (Конторович и др., 1985, 1986) коллективом авторов ИНГГ СО и СНИИГГиМС было уделено большое внимание изучению изотопного состава $\delta^{13}C$ нефтей, битумоидов и нерастворимого ОВ пород центральных, южных и северных районов Западной Сибири и показаны широкие вариации состава и свойств органического вещества. А.Э. Конторовичем были приведены отличительные характеристики изотопного состава углерода основных фациально-генетических типов ОВ и нефтей Западной Сибири. Однако, большинство классификаций основаны на анализе общего изотопного состава органического вещества, что ограничивает их применимость для уточненных генетических моделей.

Разработанный метод анализа изотопного состава с учетом структуры разнополярных компонентов нефти и битумоидов (Галимов, 1968, 1981) позволил проводить достоверный анализ бассейна, продемонстрировав детальный анализ генетической общности залежей в различных

* Ответственный автор: Елизавета Андреевна Краснова
e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

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

продуктивных горизонтах (Галимов, 1973; Богородская и др., 1980; Кодина, Галимов, 1984).

Несмотря на значительный объем проведенных исследований юрско-мелового комплекса Западной Сибири (Григорьев и др., 1971; Гончаров и др., 2010, 2012, 2023, Фурсенко и др., 2021 и другие), стремительный рост высокоточных современных геохимических данных, оставляет вопрос систематизации и комплексного анализа исследований для выявления генетических характеристик органического вещества актуальным. Важным аспектом при оценке перспектив нефтегазоносности крупных осадочных бассейнов являются палеогеографические реконструкции, формируя фундаментальную основу для выделения и картирования нефтематеринских толщ.

В настоящей работе предпринята попытка обобщить и выявить закономерности изменения изотопно-геохимических характеристик в автохтонном органическом веществе юрских отложений (Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) в зависимости от обстановок осадконакопления с целью создания генетической картины органического вещества в пределах единого осадочного бассейна.

Материалы и методы

Изученная коллекция включает более 400 образцов кернового материала, характеризующая верхнетриасовые и юрские отложения севера и центральной части Западной Сибири (рис. 1).

Экстракция битумоида из породы проводилась в аппарате Сокслета, согласно международному стандарту D5369-93, с последующим разделением битумоидов на аналитические группы – масла, смолы, асфальтены, выделением метаново-нафтеновой и ароматической фракций. В качестве растворителя для селективного извлечения битумоидов использовался неполярный гексан и полярные хлороформ и спиртобензол (соотношение 1:1)

Вслед за фундаментальными работами был использован изотопно-молекулярный метод, опирающийся на анализ отдельных фракций органического вещества. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$) был определен в лаборатории стабильных изотопов кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Измерения $\delta^{13}C$ битумоидов и их фракций пород выполнялись с использованием изотопного масс-спектрометра Delta V Advantage (Thermo Fisher Scientific), сопряженного с элементным анализатором «Flash EA 1112». Сходимость $\delta^{13}C$ между параллельными измерениями в среднем не выходила за пределы ±0.15‰. Изотопные отношения в статье приведены в промилле (‰) относительно стандарта VPDB.

Отбраковка данных

С целью характеристики изотопного состава автохтонного битумоида необходимо учитывать механизмы влияния вторичных факторов, которые приводят к фракционированию изотопов в системе. Для обеспечения представительности статистики данных была проведена тщательная отбраковка образцов по следующим критериям.

1. Оценка влияния вторичных процессов на изотопный состав осуществлялась путем изучения корреляционной взаимосвязи изотопного состава смолистой фракции и асфальтенов (рис. 2). Поскольку асфальтены представляют собой продукт конденсации углеводородных структур, присущих смолам, между ними существует тесная корреляционная связь. Коэффициент корреляции изотопного состава углерода смол и асфальтенов 0.7 и выше свидетельствует о том, что значительных изменений в их структурном и элементном составе не происходило, что указывает на их генетическое единство (Галимов, 1973).

2. Согласно исследованиям (Галимов, 1986), обогащение тяжелым изотопом углерода в ароматической фракции

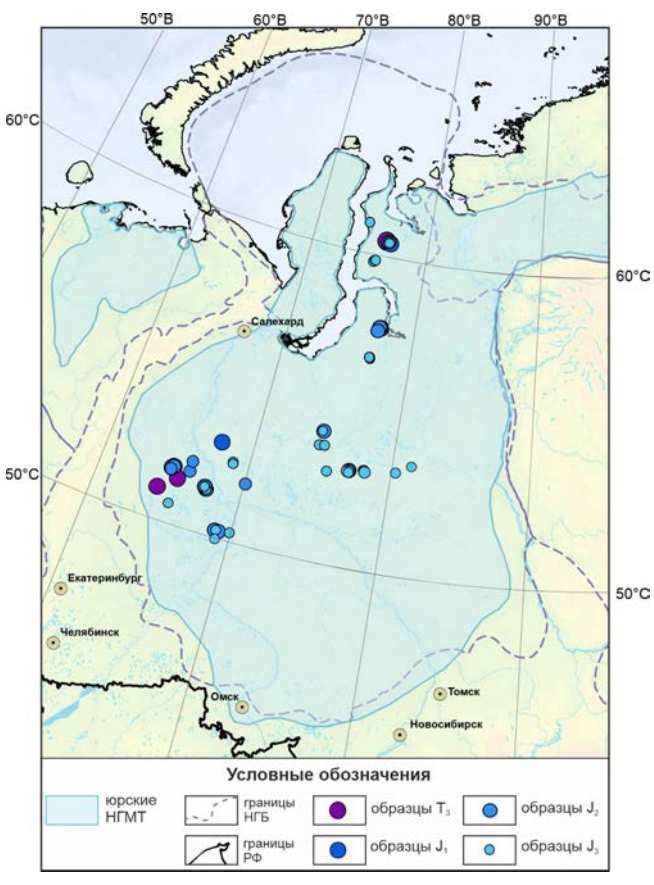


Рис. 1. Схема распространения НГМТ для триасово-юрского комплекса (Ступакова и др., 2024). На схеме точками нанесено положение скважин образцов изученной коллекции.

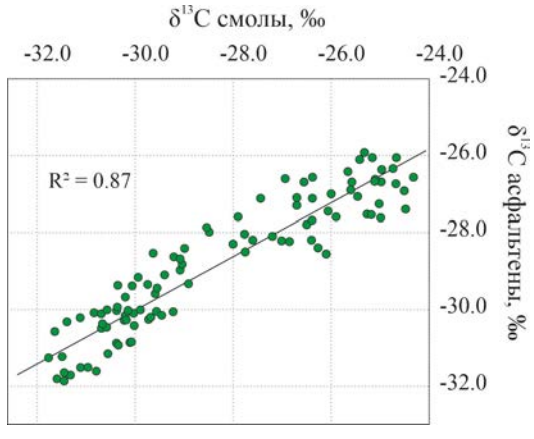


Рис. 2. Пример корреляции изотопного состава смол и асфальтенов после отбраковки данных, коэффициент корреляции = 0.87. На данном графике под смолами обозначается совокупность данных общей смолистой и спирто-бензольной фракций, в зависимости от метода разделения.

битумоида по сравнению с насыщенной фракцией демонстрирует типичный биологический тренд. Это свидетельствует о незначительных отклонениях в изотопном составе по сравнению с первоначальным распределением изотопов в исходном биологическом материале.

Образцы, не соответствующие представленным критериям, были исключены из дальнейшего анализа. Дополнительно для ряда образцов было проведено сравнение гексанового и хлороформенного экстрактов. При различии менее 1‰ между показателями для разных экстрактов делалось заключение об отсутствии миграционных флюидов в образце. В итоговой выборке было использовано 220 образцов битумоидов.

Объект исследования

В зависимости от среды и обстановок осадконакопления формируется сочетание элементов углеводородной системы, характерное для бассейнов разного типа (Ступакова и др., 2023). Авторами была разработана технология реконструкции истории формирования и развития палеобассейнов, основанная на комплексировании результатов методов регионального структурного анализа, палеотектонических реконструкций, литолого-фациального анализа (Ступакова и др., 2024). Используемая технология состоит из 12 последовательных шагов, позволяющая определять геометрию объекта, его мощность и глубину залегания, воссоздавать историю геологического развития и оценивать элементы углеводородной системы. На основе комплексного анализа были составлены палеогеографические и литофациальные схемы, используемые в настоящей работе.

В пределах Западно-Сибирского бассейна выделяются нижне-среднеюрский и верхнеюрский нефтегазоносные комплексы. К нижне-среднеюрским отложениям, которые относятся к тогурской свите (Гончаров, 2012), были отнесены так же образцы верхнетриасовых отложений.

Нижнеюрский разрез. Верхнетриасовые и нижнеюрские отложения представлены преимущественно прибрежно-морскими алевро-песчаными породами (рис. 3А). Северная часть Западной Сибири и Енисей-Хатангский прогиб испытывали погружение и в обстановках мелководно-морского шельфа накапливались глинистые отложения. Увеличение доли морской составляющей в разрезах происходило в северном и северо-восточном направлениях, где в Енисей-Хатангском бассейне формировались относительно глубоководные глинистые и алевро-глинистые отложения. Разрез представлен прибрежно-морскими терригенными отложениями шеркалинской, урманской и тогурской свит, представленными чередованием темных глин, аргиллитов и алевролитов.

Среднеюрский разрез. Среднеюрские толщи (тюменская свита) на большей части бассейна сложены прибрежно-морскими и мелководно-морскими терригенными отложениями, сформировавшимися в палеовпадинах на шельфе (рис. 3Б). К концу среднеюрского времени постепенное углубление морского бассейна привело к формированию глинистых разностей в морском бассейне, простирающемуся вдоль восточного склона Уральской складчатой области. Байосс-батские отложения формировались в условиях постепенной, но неравномерной трансгрессии, которая достигает своего максимума в келловее.

Верхнеюрский разрез. Обстановки мелководного шельфа значительно продвигаются на юго-запад, где формируются глинистые и алевро-глинистые толщи гольчихинской, абалакской, даниловской и др. свит, представленные, глинами темно-серыми, аргиллитами и алевролитами глауконитовыми, буровато-зелеными,

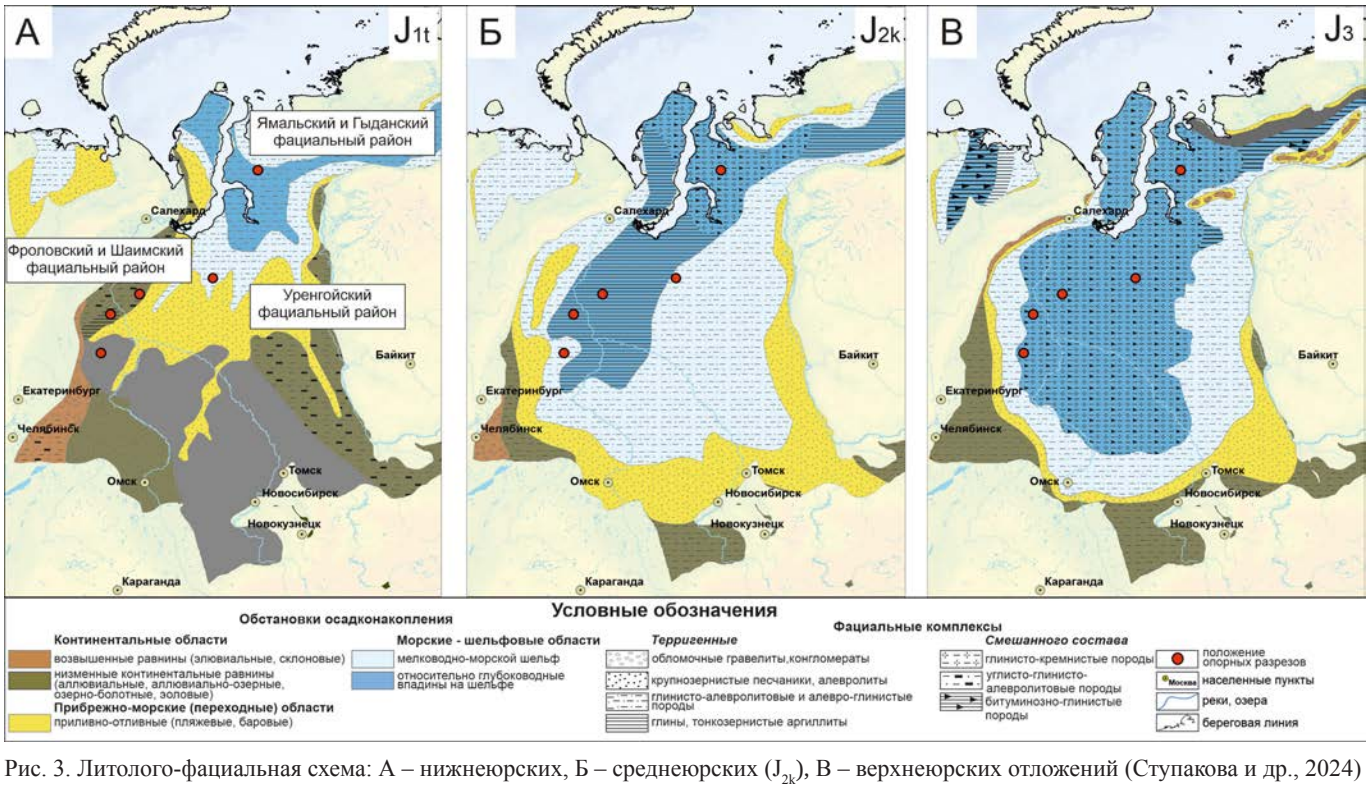


Рис. 3. Литолого-фациальная схема: А – нижнеюрских, Б – среднеюрских (J_{2k}), В – верхнеюрских отложений (Ступакова и др., 2024)

а также алевро-глинистыми породами битуминозными с прослоями кремнисто-глинистых пород. В позднеюрское время трансгрессия в Западной Сибири достигла своего максимума. Морская акватория заняла территорию большой части бассейна (рис. 3В). В центральной глубоководной части накапливались черные и буровато-черные углеродисто-кремнисто-глинистые осадки баженовской и тутлеймской свит. К периферии бассейна они сменялись глинистыми и песчанисто-глинистыми возрастными аналогами баженовской свиты – гольчихинской, даниловской, марьяновской, яновстанской свитами.

Влияние фациальных обстановок на изотопный состав органического вещества

Изотопно-молекулярный метод диагностики источника нафтидов позволил установить генетические связи между органическим веществом предполагаемых нефтематеринских толщ. Метод сопоставления изотопных кривых, предложенный (Фрик, 1984) и описанный на примере разновозрастных отложений в работе (Краснова и др., 2024), был применен к каждому изучаемому объекту. В качестве примера подхода анализа изотопно-фракционных кривых и их корреляции с условиями фациальных обстановок приведены образцы битумоидов нефтематеринских пород скважины Красноленинского месторождения на рисунке 4. Представленные изотопные кривые ($\delta^{13}C$) для образцов тюменской и тутлеймской свит, отобранных в интервале глубин 2557–2423 м, демонстрируют закономерные изменения изотопного состава углерода по разрезу.

Как видно из рисунка 4, вверх по разрезу от глубины 2557 м до 2488 м наблюдается закономерное обогащение тяжелым изотопом углерода всех фракций битумоида до 1–1,5‰ (например, для асфальтенов от –26,4‰ до –25,2‰). Выше по разрезу, до глубины 2423 м, значения $\delta^{13}C$ сдвигаются более отрицательную область (для асфальтенов до –29,3‰). Образец тутлеймской свиты характеризуется наиболее отрицательными значениями каждой фракции. Наблюдаемые вариации изотопного состава хорошо соотносятся с колебанием уровня моря и выделяемых циклитов для данного района. В регрессивном цикле изотопные значения всех фракций битумоидов стремятся в менее отрицательную область, к характеристикам увеличения гумусового материала, а в трансгрессивном – наоборот, к увеличению сапропелевому материалу. Показанные колебания изотопных данных демонстрируют переменный состав тюменской свиты с общим увеличением сапропелевого вещества к баженабалакскому комплексу.

Подобные закономерности наблюдались также в других скважинах Западно-Сибирского бассейна, что обуславливается изменением соотношения гумусового и сапропелевого материала ОВ и колебанием фациальных обстановок. Важно заметить, что выявление общих

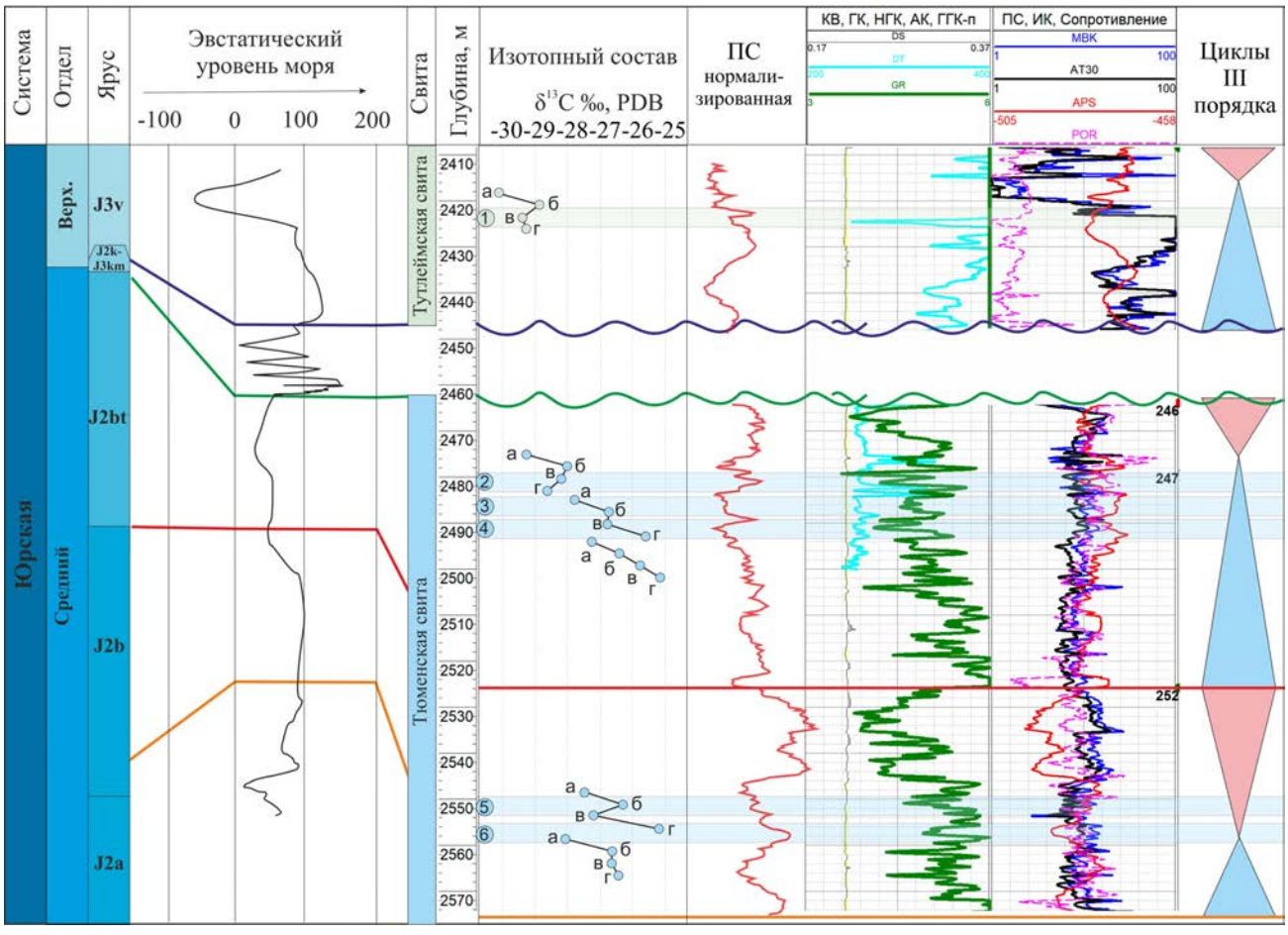


Рис. 4. Корреляция изотопных характеристик битумоидов и строения циклитов. По шкале отмечен изотопный состав углерода для разных фракций. Вдоль шкалы глубин цифрами отмечено положение образцов. Изотопные характеристики представлены для разнополярных фракций: а – насыщенная фракция, б – ароматическая фракция, в – смолистая фракция, г – асфальтены.

закономерностей для разных районов бассейна может указывать на региональный характер выявленных тенденций. На основе предложенного подхода авторами работы была предпринята попытка ранжировать изученную коллекцию битумоидов на основе трансгрессивно-регрессивных циклов и фациальной зональности бассейна.

Изотопная характеристика органического вещества нефтематеринских пород для фациальной типизации условий осадконакопления

На основе изотопно-молекулярного подхода проведена классификация изученных образцов битумоидов после отбраковки миграционных битумоидов. Выделено пять групп изотопно-фракционных кривых, отражающих средний изотопный состав автохтонного органического вещества верхнетриасово-юрских отложений в пределах Фроловско-Шаимского, Ямало-Гыданского и Уренгойского фациальных районов (рис. 5–7). Полученные кривые представлены в порядке увеличения полярности фракций (цифры на графике соответствуют фракциям): 1 – насыщенная, 2 – ароматическая, 3 – бензольные смолы, 4 – спирто-толуольные смолы (*в ряде образцов – единая фракция смол, выделенная спирто-толуольным растворителем), 5 – спиртобензольные смолы, 6 – асфальтены, 7 – общий битумоид.

Группа 1 (оранжевая, рис. 5, 6, 7): характеризуется узким диапазоном изотопных значений $\delta^{13}C$ (от –27.0‰ до –31.0‰), при этом общий битумоид демонстрирует $\delta^{13}C$ от –28.0‰ до –30.0‰. Такие значения типичны для сапропелевого и сапропелево-гумусового исходного органического вещества. Ключевая особенность формы кривой – изогнутая форма с заметным обогащением насыщенной фракции относительно ароматической. Группа 1 отражает условия мелководно-морского шельфа и приурочена к тогурской свите (Фроловский и Шаимский районы), зимней свите (Ямальский и Гыданский районы) и тюменской свите (Уренгойский район).

Группа 2 (красная, рис. 6): демонстрирует более широкий диапазон вариаций $\delta^{13}C$ (от –26.0‰ до –31.0‰) по сравнению с группой 1, при этом общий битумоид характеризуется $\delta^{13}C$ в пределах от –26.5‰ до –30.0‰. Такой диапазон также указывает на сапропелевый и сапропелево-гумусовый тип ОВ, но отличается от группы 1 большим вкладом гумусовой составляющей. Форма кривых сохраняет единый облик: обогащенная легким изотопом насыщенная фракция и тяжелым – асфальтены. Группа 2 соответствует относительно глубоководным впадинам шельфа и характерна для среднеюрских отложений Ямало-Гыданского района.

Группа 3 (синяя, рис. 5): близка к группе 2 как по форме кривых, так и по диапазону значений, однако отличается сдвигом в область более тяжелых значений изотопного состава. Диапазон $\delta^{13}C$ варьирует от –24.5‰ до –30.0‰ (общий битумоид от –26.0‰ до –29.7‰). Данная группа отражает условия переходных прибрежно-морских областей и аллювиально-озерно-болотных равнин и приурочена к среднеюрским отложениям Фроловско-Шаимского района.

Группа 4 (желтая, рис. 5, 7): характеризуется наиболее узким диапазоном значений $\delta^{13}C$ (от –29.5‰ до –32.0‰), где общий битумоид соответствует значениям от –30.0‰ до –32.0‰. Изотопный состав углерода в пределах данного диапазона указывает на преимущественно сапропелевый тип органического вещества. Группа 4 соответствует относительно глубоководным впадинам шельфа верхнеюрского возраста и наблюдается в абалакской свите (Фроловско-Шаимский район) и баженовской свите (Уренгойский район).

Группа 5 (зеленая, рис. 5,6,7): определяется серповидной формой изотопно-фракционных кривых и диапазоном вариации $\delta^{13}C$ от –28.0‰ до –32.5‰ (общий битумоид от –29.0‰ до –32.5‰). Такие значения также указывают на сапропелевый тип ОВ, формирующийся преимущественно за счет остатков морского планктона. Группа 5, как и группа 4, характерна для относительно глубоководных впадин верхнеюрских отложений, включая георгиевскую свиту (Уренгойский район), гольчихинскую свиту (Ямало-Гыданский район) и тутлеймскую свиту (Фроловско-Шаимский район).

Полученные группы показывают единую тенденцию изменения изотопного состава углерода. Вариации внутри каждой группы определяются как небольшими вариациями в составе исходного ОВ, так и степенью его преобразованности. Несмотря на разброс данных в выделенных группах, полученные закономерности позволяют выявлять особенности органического вещества для однотипных фациальных обстановок в разных районах единого осадочного бассейна.

Прослеживается единая тенденция изменения изотопного состава от верхнетриасовых к верхнеюрским отложениям. Битумоиды верхнеюрских отложений Уренгойского района (группы 4 и 5), демонстрирующие обратную закономерность, могут фиксировать иные палеогеографические обстановки периферийной части бассейна. Отличия могут определяться распространением Уренгойско-Колтогорского грабена, более погруженным в позднеюрское время, и последующим более быстрым обмелением морского бассейна.

Заключение

Комплексное геохимическое исследование, основанное на изотопно-молекулярном методе нефтематеринских пород, позволило установить генетические связи между различными формами органического углерода в пределах верхнетриасового-юрского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Изотопно-фракционный анализ битумоидов позволил выявить закономерности, отражающие связь изотопного состава органического вещества и условия осадконакопления в пределах Фроловско-Шаимского, Ямало-Гыданского и Уренгойского фациальных районов. Полученная закономерность расширяет возможности анализа органического вещества нефтематеринских пород в пределах осадочного бассейна и значительно повышает целостность понимания процессов, контролирующих нефтегазоносность региона. Полученные данные имеют высокую практическую ценность для эффективной оптимизации поисковых работ и повышения результативности разведки углеводородов в сложных малоизученных районах.

www.georс.ru

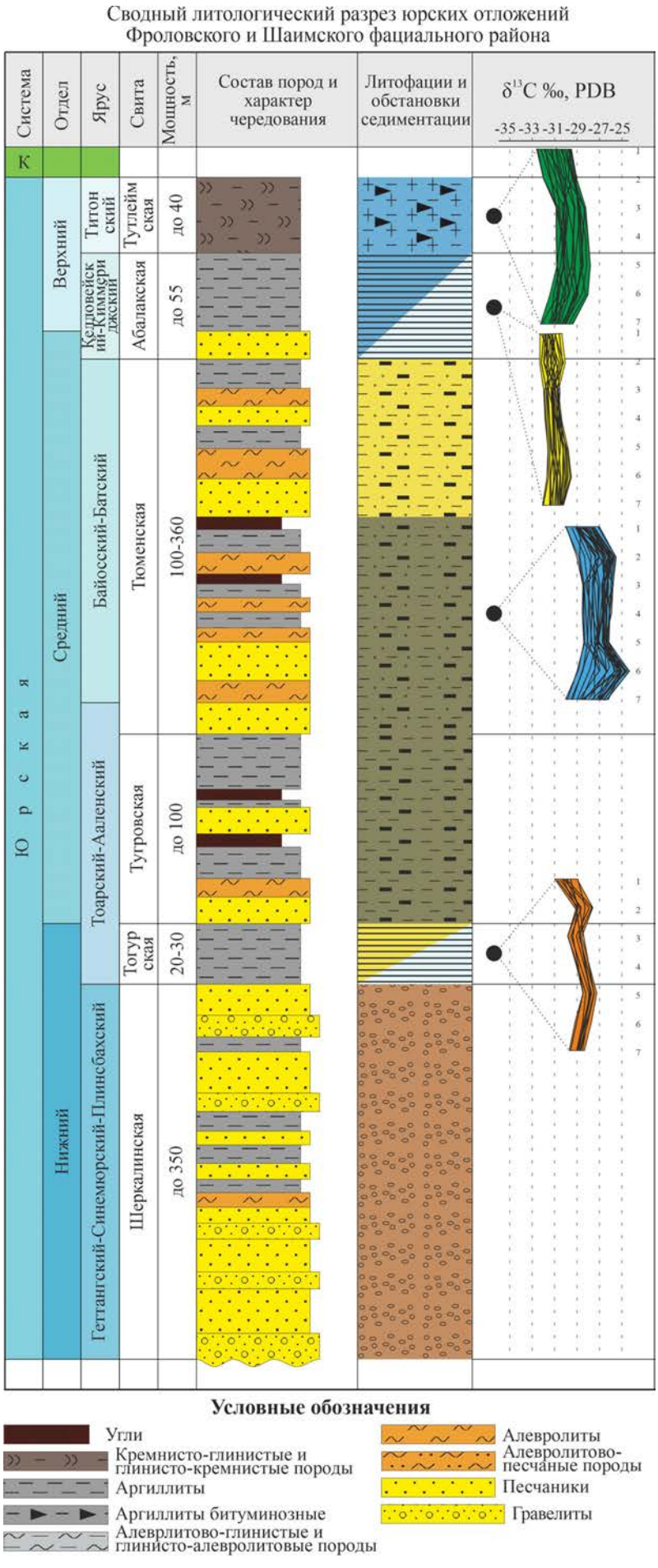
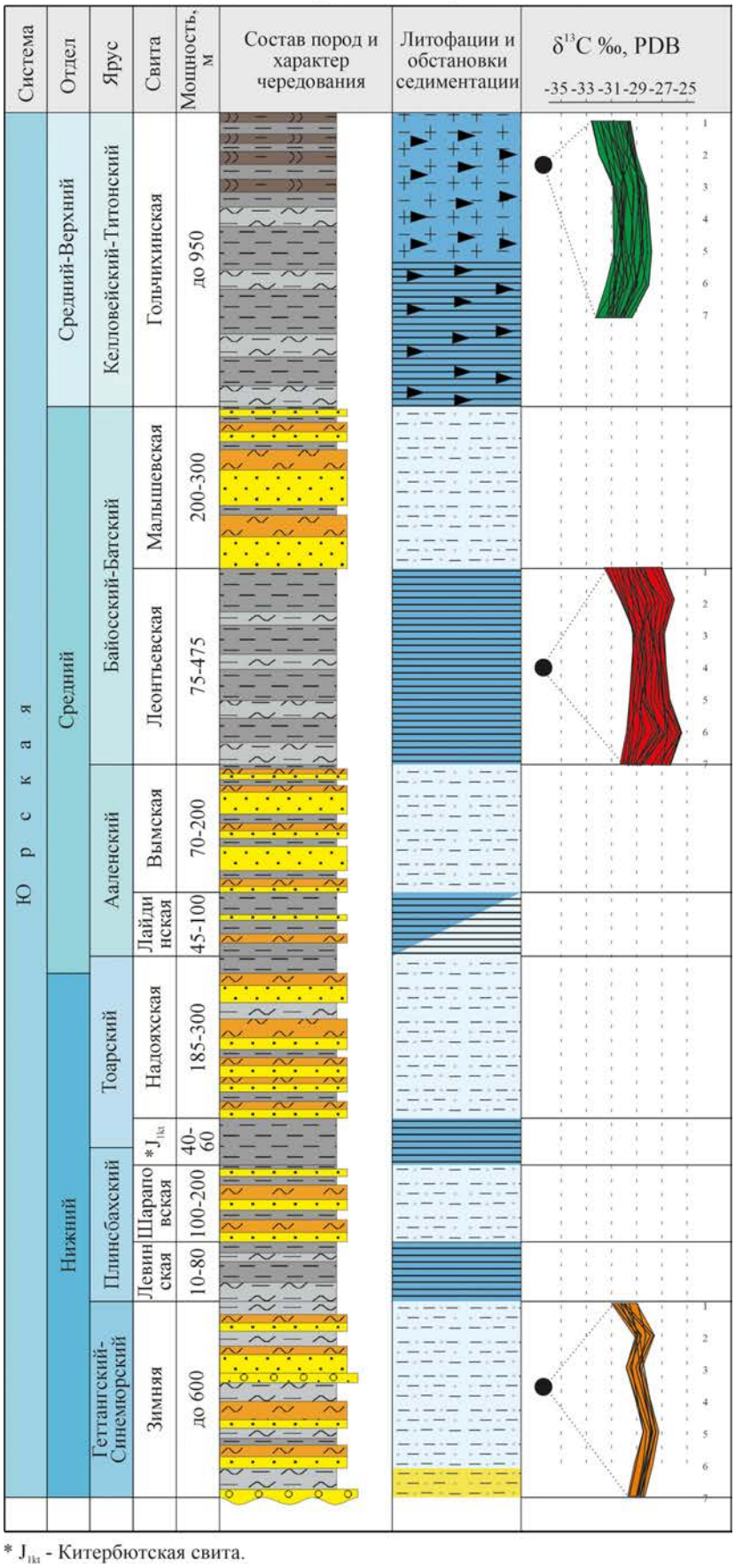


Рис. 5. Группы ОВ, выделенных по изотопному составу углерода, нанесены на сводный литологический разрез юрских отложений Фроловского и Шаимского фациальных районов (Ступакова и др., 2024)

Сводный литологический разрез юрских отложений Ямальского и Гыданского фациального районов



* J_{1kt} - Китербютская свита.

Рис. 6. Группы ОВ, выделенных по изотопному составу углерода, нанесены на сводный литологический разрез юрских отложений Ямальского и Гыданского фациальных районов (Ступакова и др., 2024). См. условные обозначения на рис. 5.

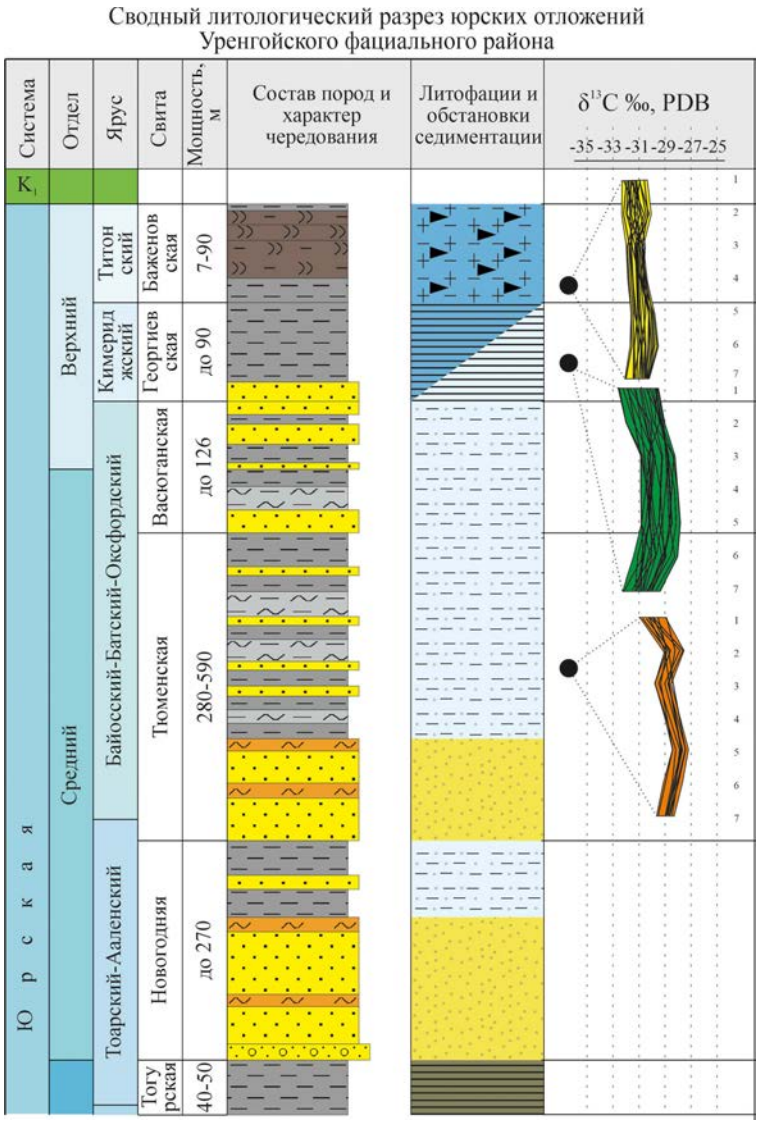


Рис. 7. Группы ОВ, выделенных по изотопному составу углерода, нанесены на сводный литологический разрез юрских отложений Уренгойского фациального района. Нижнеюрский отдел не был представлен в связи с отсутствием изотопных данных (Ступакова и др., 2024). См. условные обозначения на рис. 5.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Галимов Э.М. (1973). Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. Недра, 384 с.

Галимов Э.М. (1981). Природа биологического фракционирования изотопов. М.: Наука, 247 с.

Галимов Э.М. (1986). Геохимия стабильных изотопов углерода. Москва: Недра, 268 с.

Гончаров, И.В., Обласов, Н.В., Самойленко, А.В., Фадеева, С.В., Кринин, В.А., Волков, В.А. (2010). Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, (8), с. 24–28.

Гончаров И.В., Обласов Н.В., Сметанин А.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Журова Е.Л. (2012). Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, (11), с. 8–13.

Григорьев Н.К., Ефремов В.М., Кокунов В.Л., Кумыков В.Х., Конторович А.Э. (1971). Некоторые результаты определения изотопного состава углерода нефтей, газов, конденсатов и рассеянного органического вещества Западной Сибири. *Вопросы геологии и освоения нефтяных и газовых месторождений Томской области*. Томск: Изд-во ТГУ, с. 9–15.

Катченков С.М. (1970). О возможности использования изотопного состава углерода битумоидов и органического вещества осадочных пород для выявления газопроизводящих свит. *Докл. АН БССР*, 14(9).

Кодина Л.А., Галимов Э.М. (1984). Формирование изотопного состава углерода органического вещества гумусового и сапропелевого типов в морских отложениях. *Геохимия*, 11, с. 1742–1756.

КонторовичА.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. (1985). Закономерности фракционирования изотопов углерода в седикахитах. *Геология и геофизика*, 9, с. 34–42.

Конторович А.Э., Верховская Н.А., Тимошина И.Д., Фомичев А.С. (1986). Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти. *Геология и геофизика*, 5, с. 3-12.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. (2013). Палеогеография Западно-сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012.

Краснова Е.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Корзун А.В., Большакова М.А., Суслова А.А. (2024). Использование соотношений стабильных изотопов $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$ в задачах нефтяной геологии. *Георесурсы*, 26(3), с. 22–35. https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.2

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

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

Ступакова А. В., Бакуев О.В., Завьялова А.П., Суслова А.А., Никишин В.А., Коробова Н.И., Волянская В.В., Чупахина В. В., Желанова О.В., Сауткин Р.С., Гилаев Р.М., Агаян А.С., Колесникова Т.О., Большакова М.А., Курдина Н.С., Краснова Е.А. (2024). Палеобассейны. История развития осадочных бассейнов и их нефтегазоносность. М.: Издательский дом Недра, 220 с.

Фрик М.Г. (1984). Геохимия углеводородов нефти в связи с перспективами нефтеносности Прикамья. *Дисс. канд. геол.-минерал. наук*. М., 380 с.

Фурсенко Е.А., Бурухина А.И., Ким Н.С., Родченко А.П. (2021). Современные представления о геохимии органического вещества и нафтидов мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири. *Геохимия*, 66(12), с. 1077–1105. https://doi.org/10.31857/S0016752521120025

Bokhovenly C., Theeuwen H.I. (1966). Determination of the abundance of carbon and nitrogen isotopes in dutch coals and natural gas. *Nature*, 21(5052).

Franks S.G., Dias R.F., Freeman K.H., Boles J.R. Holbal, A., Fincannon, A. L., Jordanl, E. D. (2001) Carbon isotopic composition of organic acids in oil field waters, San Joaquin Basin, CA, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 65, pp. 1301–1310. https://doi.org/10.1016/S0016-7037(00)00606-2

Hayes J.M., Strauss H., Kaufman A.J. (1999) The abundance of 13C in marine organic matter and isotopic fractionation in the global biogeochemical cycle of carbon during the past 800 Ma. *Chemical Geology*, 161, pp. 103–125. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(99)00083-2

Schoell M. (1983). Genetic characterization of Natural Gases. The *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 67, pp. 2225–2238. https://doi.org/10.1306/AD46094A-16F7-11D7-8645000102C1865D

Silverman S.R., Epstein S. (1958). Carbon isotopic composition of petroleum and other sedimentary organic materials. *Bull.Amer.Ass.Petrol.Geol*., 42, pp. 998. https://doi.org/10.1306/0BDA5AEC-16BD-11D7-8645000102C1865D

Whiticar M.J. (1994). Correlation of natural gases with their sources: Chapter 16: Part IV. Identification and Characterization. *The AAPG special Volumes, The Petroleum System-From Source to Trap*, pp. 261–283. https://doi.org/10.1306/M60585C16

Статья поступила в редакцию 19.02.2025;
Принята к публикации 15.05.2025; Опубликована 30.06.2025

Сведения об авторах

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, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: e.krasnova@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, Ленинские горы, 1

Анна Петровна Завьялова – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 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, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Татьяна Олеговна Колесникова – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова;
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д.1

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Patterns of Carbon Isotope Composition Variation of Organic Matter as an Indicator of Sedimentation Conditions

E.A. Krasnova[1,2], A.V. Stoupakova[1], A.P. Zavyalova[1], R.S. Sautkin[1], A.A. Suslova[1], T.O. Kolesnikova[1]*
[1]Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
[2]Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
[*]Corresponding author: Elizaveta A. Krasnova, e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

Abstract. This paper presents an investigation of the isotopic characteristics of organic matter in Upper Triassic-Jurassic sediments of the West Siberian Basin, which are crucial for understanding the processes of oil and gas formation in the region. Based on detailed isotopic studies of bitumoids, a pattern of isotopic characteristic changes is demonstrated, driven by the influence of facies conditions of sedimentation. The aim of the study was to identify and systematize the regularities of carbon isotope distribution in autochthonous organic matter to create a genetic picture of its formation in various paleogeographic settings of the Jurassic period. Isotope-fractionation analysis of bitumoids allowed us to identify five groups, reflecting the link between the isotopic composition of organic matter and sedimentation conditions within the Frolovsko-Shaimsky, Yamalo-Gydansky, and Urengoy facies regions. The obtained results are of great importance for regional geology and petroleum geology, contributing to the optimization of hydrocarbon exploration and development strategies in the West Siberian Basin and providing new tools for assessing the hydrocarbon potential of sedimentary basins in general.

Keywords: geochemical research, carbon isotope composition, paleogeographic reconstructions, oil and gas potential, Western Siberia, Jurassic sediments

Acknowledgements

The authors would like to thank the reviewers for their valuable comments and suggestions, which helped to enhance the work.

Recommended citation: Krasnova E.A., Stoupakova A.V., Zavyalova A.P., Sautkin R.S., Suslova A.A., Kolesnikova T.O. (2025). Patterns of Carbon Isotope Composition Variation of Organic Matter as an Indicator of Sedimentation Conditions. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 64–73. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.6

References

Bokhovenly C., Theeuwen H.I. (1966). Determination of the abundance of carbon and nitrogen isotopes in dutch coals and natural gas. *Nature*, 21(5052).

Franks S.G., Dias R.F., Freeman K.H., Boles J.R. Holbal, A., Fincannon, A. L., Jordanl, E. D. (2001) Carbon isotopic composition of organic acids in oil field waters, San Joaquin Basin, CA, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 65, pp. 1301–1310. https://doi.org/10.1016/S0016-7037(00)00606-2

Frik M.G. (1984). Geochemistry of Hydrocarbons in Oil in Connection with the Prospects of Oil Potential in the Pre-Urals. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow, 380 p. (In Russ.)

Fursenko E.A., Burukhina A.I., Kim N.S., Rodchenko A.P. (2021). Modern concepts of the geochemistry of organic matter and naphthides of Mesozoic deposits of the Arctic regions of Western Siberia. *Geochemistry*, 66(12), pp. 1077–1105. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S0016752521120025

Galimov E.M. (1973). Carbon Isotopes in Petroleum Geology. Moscow: Nedra, 384 pp. (In Russ.)

Galimov E.M. (1981). The Nature of Biological Isotope Fractionation. Moscow: Nauka, 247 pp. (In Russ.)

Galimov E.M. (1986). Geochemistry of Stable Carbon Isotopes. Moscow: Nedra, 268 pp. (In Russ.)

Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoylenko A.V., Fadeeva S.V., Krinin V.A., Volkov V.A. (2010). Oil-source rocks and oils in the eastern part of Western Siberia. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, (8), pp. 24–28. (In Russ.)

Goncharov I.V., Oblasov N.V., Smetanin A.V., Samoylenko V.V., Fadeeva S.V., Zhurova E.L. (2012). Genetic types and nature of fluids in hydrocarbon deposits in the southeast of Western Siberia. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, (11), pp. 8–13. (In Russ.)

Grigoriev N.K., Efremov V.M., Kokunov V.L., Kumykov V.Kh., Kontorovich,A.E. (1971). Some results of determining the isotopic composition of carbon in oils, gases, condensates, and dispersed organic matter of Western Siberia. *Issues of Geology and Development of Oil and Gas Fields in Tomsk Region*. Tomsk: Tomsk State University, pp. 9–15. (In Russ.)

Hayes J.M., Strauss H., Kaufman A.J. (1999) The abundance of 13C in marine organic matter and isotopic fractionation in the global biogeochemical cycle of carbon during the past 800 Ma. *Chemical Geology*, 161, pp. 103–125. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(99)00083-2

Katchenkov S.M. (1970). On the possibility of using the isotopic composition of carbon in bitumoids and organic matter of sedimentary rocks to identify gas-producing formations. *Dokl. AN BSSR*, 14(9). (In Russ.)

Kodina L.A., Galimov E.M. (1984). Formation of the isotopic composition of carbon in organic matter of humus and sapropel types in marine sediments. *Geokhimiya (Geochemistry)*, 11, pp. 1742–1756. (In Russ.)

Kontorovich A. E., Bogorodskaya L.I., Golyshev S.I. (1985). Carbon isotope fractionation patterns in sedicahites. *Geologiya i geofizika* (*Geology and Geophysics)*, 9, pp. 34–42. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Verkhovskaya N.A., Timoshina I.D., Fomichev A.S. (1986). Carbon isotope composition of dispersed organic matter and bitumoids and some controversial issues in the theory of oil formation. *Geologiya i geofizika* (*Geology and Geophysics)*, 5, pp. 3–12. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al. (2013). Paleogeography of the West Siberian Sedimentary Basin in the Jurassic Period. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747–779. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002

Krasnova E.A., Stupakova A.V., Sautkin R.S., Korzun A.V., Bolshakova, M.A., Suslova, A.A. (2024). Use of stable isotope ratios δ18O, δ13C in petroleum geology tasks. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 22–35. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.2

Schoell M. (1983). Genetic characterization of Natural Gases. The *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 67, pp. 2225–2238. https://doi.org/10.1306/AD46094A-16F7-11D7-8645000102C1865D

Silverman S.R., Epstein S. (1958). Carbon isotopic composition of petroleum and other sedimentary organic materials. *Bull.Amer.Ass.Petrol.Geol*., 42, pp. 998. https://doi.org/10.1306/0BDA5AEC-16BD-11D7-8645000102C1865D

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., Makhmutina M.L., Shevchuk N.S., Bogatyreva I.Ya., Chupakhina V.V. (2023). Sedimentation environments as the basis for genetic typing of key criteria for oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 75–88. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.6

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 for the oil and gas potential of a sedimentary basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 5–21. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1

Stoupakova A.V., Bakuev O.V., Zavyalova A.P., Suslova A.A., Nikishin V.A., Korobova N.I., Volyanskaya V.V., Chupakhina V.V., Zhelanova O.V., Sautkin R.S., Gilaev R.M., Agayan A.S., Kolesnikova T.O., Bolshakova M.A., Kurdina N.S., Krasnova E.A. (2024). Paleobasins. History of the development of sedimentary basins and their oil and gas potential. Moscow: Nedra, 220 pp. (In Russ.)

Whiticar M.J. (1994). Correlation of natural gases with their sources: Chapter 16: Part IV. Identification and Characterization. *The AAPG special Volumes, The Petroleum System-From Source to Trap*, pp. 261–283. https://doi.org/10.1306/M60585C16

About the Authors

Elizaveta A. Krasnova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna P. Zavyalova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatiana O. Kolesnikova – Postgraduate Stident, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University,

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 19 February 2025;
Accepted 15 May 2025; Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.7 УДК 553.98

История развития Баренцево-Карского региона в фанерозое для оценки перспектив нефтегазоносности

А.А. Суслова, А.В. Мордасова, Р.М. Гилаев, Е.А. Краснова, Р.С. Сауткин, Н.И. Коробова, Н.С. Шевчук, А.В. Ступакова, А.С. Агаян, М.А. Большакова, Т.О. Колесникова

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

Баренцево-Карский регион является одним из наиболее потенциальных среди арктических акваторий Российской Федерации, обладающих значительными скоплениями углеводородов. С начала 80-х годов прошлого столетия это подтверждается открытиями крупных и уникальных месторождений, которые продолжаются до сих пор. В последние годы на шельфе Карского моря открыто 6 новых месторождений. Считается, что региональная стадия геологоразведочных работ на шельфе Баренцева и Карского морей практически завершена, а регион находится на поисково-оценочной стадии работ. Однако если рассматривать глубокопогруженные палеозойские комплексы отложений, то они являются практически не изученными и находятся на этапе начальной стадии региональных работ. Слабая изученность глубоких горизонтов осадочного чехла явилась одной из причин возобновления бурения в Арктике для привязки сейсмических горизонтов. В виду разной степени детальности имеющейся информации по мезозойским и палеозойским комплексам необходимо использовать различные подходы к оценке их потенциала как с точки зрения наличия месторождений, так и с позиций способности генерировать углеводороды. Недоучет глубокопогруженных горизонтов может привести к ошибкам при оценке запасов и прогнозам фазового состава месторождений. Принимая во внимание малое количество информации по глубокопогруженным комплексам, авторами на основе единичной и скрупулезно собранной информации по всем зафиксированным на сухопутном обрамлении возрастным интервалам предлагается использовать метод реконструкции палеогеографических обстановок в пределах всего Баренцево-Карского региона для прогноза свойств резервуаров и нефтегазоматеринских толщ. Палеогеографические реконструкции выполнялись в пределах крупных тектонических блоков, которые на протяжении всей истории развития региона в разной степени были подвержены тектоническим деформациям. В свою очередь это предопределяет различное распределение мощностей, литологического состава и полноты стратиграфического разреза в пределах зон глубокого погружения и платформенных массивов.

Ключевые слова: стадии геологоразведочных работ, палеогеографические реконструкции, Баренцево море, Карское море, Арктический шельф, глубокопогруженные комплексы, потенциал нефтегазоносности, резервуар нефти и газа, нефтематеринская толща, фазовый состав, месторождения, тектонические блоки

Для цитирования: Суслова А.А., Мордасова А.В., Гилаев Р.М., Краснова Е.А., Сауткин Р.С., Коробова Н.И., Шевчук Н.С., Ступакова А.В., Агаян А.С., Большакова М.А., Колесникова Т.О. (2025). История развития Баренцево-Карского региона в фанерозое для оценки перспектив нефтегазоносности. *Георесурсы,* 27(2), с. 74–92. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.7

Введение

На современной циркумполярной карте мира Баренцево-Карский шельф достаточно хорошо выделяется как самостоятельный наиболее крупный сегмент Арктического шельфа, обрамленный континентальной сушей с юга и востока и глубокими океаническими впадинами на севере и западе (рис. 1).

Эта часть акватории Арктики лучше изучена сейсморазведкой и бурением по сравнению с другими Арктическими бассейнами. С конца 70-х годов прошлого века на Баренцево-Карском шельфе проводятся региональные комплексные геолого-геофизические работы, в состав которых входят сейсмические исследования, гравиметрические, геомагнитные, сейсмоакустические наблюдения по сети региональных профилей и донное опробование. В результате сейсморазведочных работ, выполненных трестом АО «Севморнефтегеофизика», АО «МАГЭ», АО

* Ответственный автор: Анна Анатольевна Суслова
e-mail: a.suslova@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

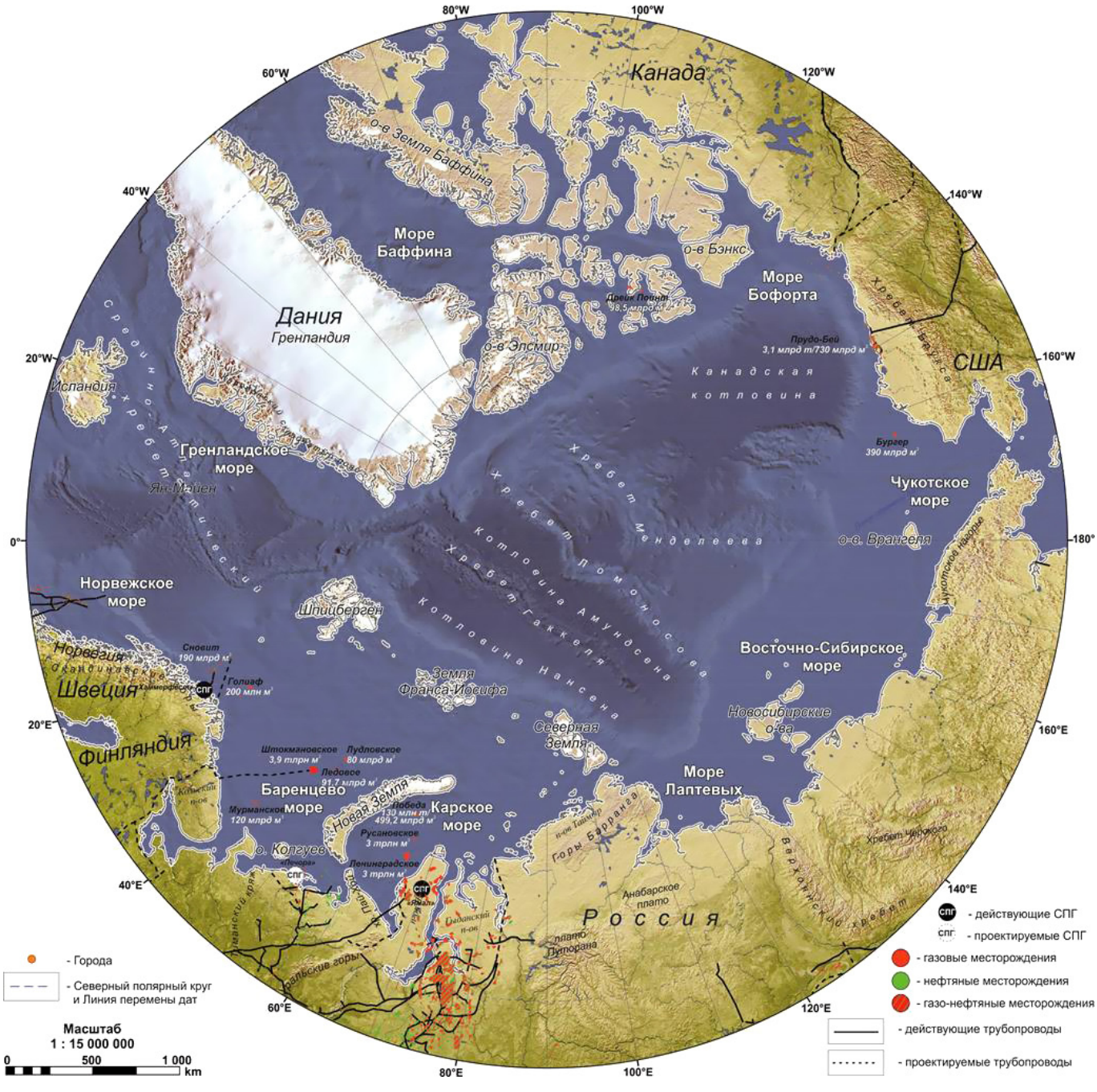


Рис. 1. Обзорная карта района работ

«АМНГР» и другими организациями, были составлены структурные карты, освещающие строение осадочного чехла, и выявлен целый ряд перспективных локальных поднятий. Основной объем площадных работ был сосредоточен в центральной и южной частях Баренцева моря и в южной части Карского моря. С 1995 по 2008 год в Баренцевом и Карском морях была реализована программа создания государственной сети опорных геолого-геофизических профилей (АР-1, АР-2, АР-3, АР-4).

Глубокое поисковое бурение в Баренцевом и Карском морях проводилось, начиная с 1986 года. В российском секторе Баренцева моря пробурено более 60 скважин и в мезозойских комплексах отложений были открыты два уникальных газоконденсатных месторождения Штокмановское (1988) и Ледовое (1992), два крупных газовых – Лудловское (1990) и Мурманское (1983), газовое месторождение Северо-Кильдинское (1985). В акваториальной части Тимано-Печорского бассейна в палеозойских комплексах отложений открыты Поморское (1985), Северо-Гуляевское (1986) газоконденсатные месторождения, Долгинское (1999), Приразломное (1989), Варандей-море (1995), Медынское-море (1997) нефтяные месторождения. В Карском море в мезозойских комплексах отложений были открыты уникальные газоконденсатные месторождения – Русановское (1987) и Ленинградское (1989), нефтегазоконденсатное месторождение Победа (2020) и газовое В.А. Динкова (2019), крупные газовые Нярмейское (2019), 75-летия Победы (2020), им. Маршала Жукова (2020), им. Маршала Рокоссовского (2020). Изученность шельфа Карского моря глубоким бурением неравномерна. Наиболее изученным является шельф Ямала – Обская и Тазовская губы.

Можно считать, что региональная стадия геологоразведочных работ (ГРР) на шельфе Баренцева и Карского морей практически завершена, а регион находится на поисково-оценочной стадии работ. Однако, если рассматривать палеозойские комплексы отложений, то они являются практически не изученными и находятся на начальной стадии региональных работ. Слабая изученность глубоких горизонтов осадочного чехла явилась одной из причин возобновления бурения в российском секторе Арктики. В 2020 году стартовал проект ПАО «НК «Роснефть» совместно с АО «Росгеология» по стратиграфическому бурению на шельфах морей Российской Арктики. Проект нацелен на установление возраста и состава структурно-вещественных комплексов слабоизученных бассейнов и элементов их нефтегазоносных систем. В 2020 году в пределах северной части акватории Карского моря, в Северо-Карском осадочном бассейне, было пробурено 10 малоглубинных стратиграфических скважин, равномерно осветивших стратиграфический разрез Северо-Карского бассейна (Малышев и др, 2023).

1. Методика исследований

В силу разной изученности сейсморазведкой и бурением палеозойских глубоких горизонтов и мезозойских комплексов осадочного чехла необходим различный подход к анализу строения этих комплексов и оценке роли их в формировании нефтегазоносности региона. Все геологические построения и выводы для палеозойских комплексов отложений Баренцево-Карского шельфа, большая часть которых залегает на глубинах более 4-х километров, базируются на геофизических исследованиях осадочного чехла, включая сейсморазведку, грави- и магниторазведку, а также данных бурения по сопредельной суше и выходам древних пород на поверхность. Плотность фактического материала для палеозойского комплекса отложений Баренцево-Карского шельфа мала и показывает, что палеозойский разрез еще находится на региональной стадии геологоразведочных работ (рис. 2).

Для мезозойского комплекса отложений имеется база фактических данных по результатам бурения скважин на локальных структурах и проведения локальных сейсморазведочных работ. Мезозойские комплексы отложений Баренцево-Карского шельфа находятся на поисково-оценочном этапе геологоразведочных работ. В виду их лучшей освещенности фактическим материалом, по сравнению с палеозойскими, для мезозойских комплексов отложений появляется возможность выявить типы ловушек,

Рис. 2. Анализ перспектив нефтегазоносности глубоко залегающих палеозойских комплексов отложений Баренцево-Карского шельфа, слабо изученных бурением

Рис. 3. Анализ перспектив нефтегазоносности мезозойских комплексов отложений Баренцево-Карского шельфа

смоделировать процессы миграции углеводородов, создать концептуальные модели залежей (рис. 3).

Изучению структуры осадочного чехла, как домезозойского, так и палеозойского комплексов отложений, уделялось большое внимание начиная с 80-х годов прошлого столетия. В работах И.С. Грамберга (1985), С.А. Аплонова (1996), Е.В. Артюшкова (2005), О.И. Супруненко (2009), Л.А. Дараган-Сущевой (1998), М.Л. Верба (2005), Н.А. Малышева (2002), Е.А. Маргулис (2008), В.Н. Мартиросяна (2011), Е.А. Кораго (2009), М.К. Косько (2013), С.П. Павлова (2011), П.О. Соболева (2009), А.В. Ступаковой (1999), Н.В. Устинова (2009), Э.В. Шипилова (1998) восстанавливалась история развития этого региона и предлагались различные модели формирования осадочного чехла.

Сводный стратиграфический разрез компоновался по частям, на основе редких скважин пробуренных в акватории, основываясь на анализе всей доступной информации с близлежащих островов и архипелагов. Верхняя часть разреза была охарактеризована скважинами, а нижняя часть, напротив, достраивалась, исходя из понимания этапов тектонического развития регионов и результатов изучения береговых обнажений.

В данной работе, к анализу истории и этапов геологического развития этого региона применяется технология выделения палеобассейнов – областей погружения земной коры на определенном этапе геологического развития в прошлом (Ступакова и др., 2019, 2024). В пределах палеобассейна формируется комплекс пород соответствующего возраста, и создаются условия для образования элементов углеводородной системы (Ступакова, 2023). Разновозрастные комплексы пород последовательно накладываются друг на друга, подвергаются воздействию разного рода геологических процессов, которые приводят к уменьшению их размеров, изменению морфологии и строения. В результате наложения этих процессов, формируется современный осадочный бассейн, занимающий область длительного и устойчивого прогибания земной коры, где протекали и, возможно, проявляются и ныне процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

2. Выделение этапов развития палеобассейнов

В Баренцево-Карском сегменте выделяются доверхнедевонские терригенно-карбонатные комплексы, верхнедевонско-пермские терригенно-карбонатные на западе и карбонатно-терригенные на востоке и мезозойско-кайнозойские терригенные комплексы отложений. Крупные несогласия и перерывы в осадконакоплении знаменуют этапы региональных структурных перестроек: позднепротерозойскую (байкальская фаза складчатости), силурийско-раннедевонскую (каледонская фаза складчатости), девонско-раннекаменноугольную (раннегерцинская фаза складчатости), каменноугольно-пермскую (герцинская фаза складчатости), позднетриасово-раннеюрскую и юрско-меловую (киммерийская фаза складчатости) и кайнозойскую структурную перестройку, связанную в том числе с периодом глобального оледенения. Нижняя часть разреза в большей степени моделируется исходя из разрезов обрамляющей суши и законов геологического развития крупных блоков земной коры. Представления о строении верхней части разреза основываются на фактических данных бурения и сейсморазведки.

Анализ тектонических процессов (воздымания, прогибания и других тектонических движений) и связанных с ними региональных несогласий от рифея до мезозоя включительно позволил выделить в осадочном слое Баренцево-Карского региона несколько структурных этажей: верхнепротерозойский (рифей-вендский), нижнепалеозойский (кембрийско-нижнедевонский), среднепалеозойский (девонско-нижнекаменноугольный), верхнепалеозойский (каменноугольно-пермский) и мезозойский (триасовый и юрско-меловой). Каждый структурный этаж соответствует этапу тектонического развития региона, когда формируются палеобассейны, которые в определенный момент геологического времени погружаются и впоследствии подвергаются различным геологическим процессам, в том числе и складчатым, которые приводят к изменению конфигурации первичной области накопления (рис. 4).

Анализ возможного изменения контуров палеобассейнов по этапам тектонического развития (рис. 5) показывает особенности строения крупных тектонических блоков во времени, возможные условия осадконакопления и процессы нефтегазообразования. Контуры раннепалеозойских бассейнов и господствующие условия осадконакопления в их пределах определялись положением складчатых сооружений байкалид, развивающимися прогибами на западе и на востоке Баренцево-Карского региона. Контуры среднепалеозойских девонско-раннекаменноугольных бассейнов определялись положением зон каледонской складчатости и областью развития уральского палеоокеана, а контуры позднепалеозойских бассейнов – областями складчатости герцинского тектогенеза. Смены тектонических режимов фиксируются в виде крупных региональных перерывов в осадконакоплении на большей части Баренцево-Карского шельфа и сопредельных территориях.

3. Крупные тектонические блоки Баренцево-Карского региона

В пределах Баренцево-Карского шельфа в современном структурном плане можно выделить несколько осадочных бассейнов, Баренцевоморский, Южно-Карский и Северо-Карский. Баренцевоморский бассейн расположен в пределах северной окраины древней Восточно-Европейской платформы, претерпевшей тектонические деформации в фанерозойскую эру. Северо-Карский бассейн также сформировался на участке древней платформы, которая сложена преимущественно допалеозойскими и палеозойскими отложениями и тектонически тесно связана со структурами Восточно-Сибирской платформы. Южно-Карский бассейн является акваториальным продолжением Ямало-Гыданской зоны Западно-Сибирского бассейна (рис. 6).

Последовательность смены обстановок осадконакопления в течение разных этапов геологического развития региона зависит от положения крупных тектонических блоков земной коры, которые определяют строение

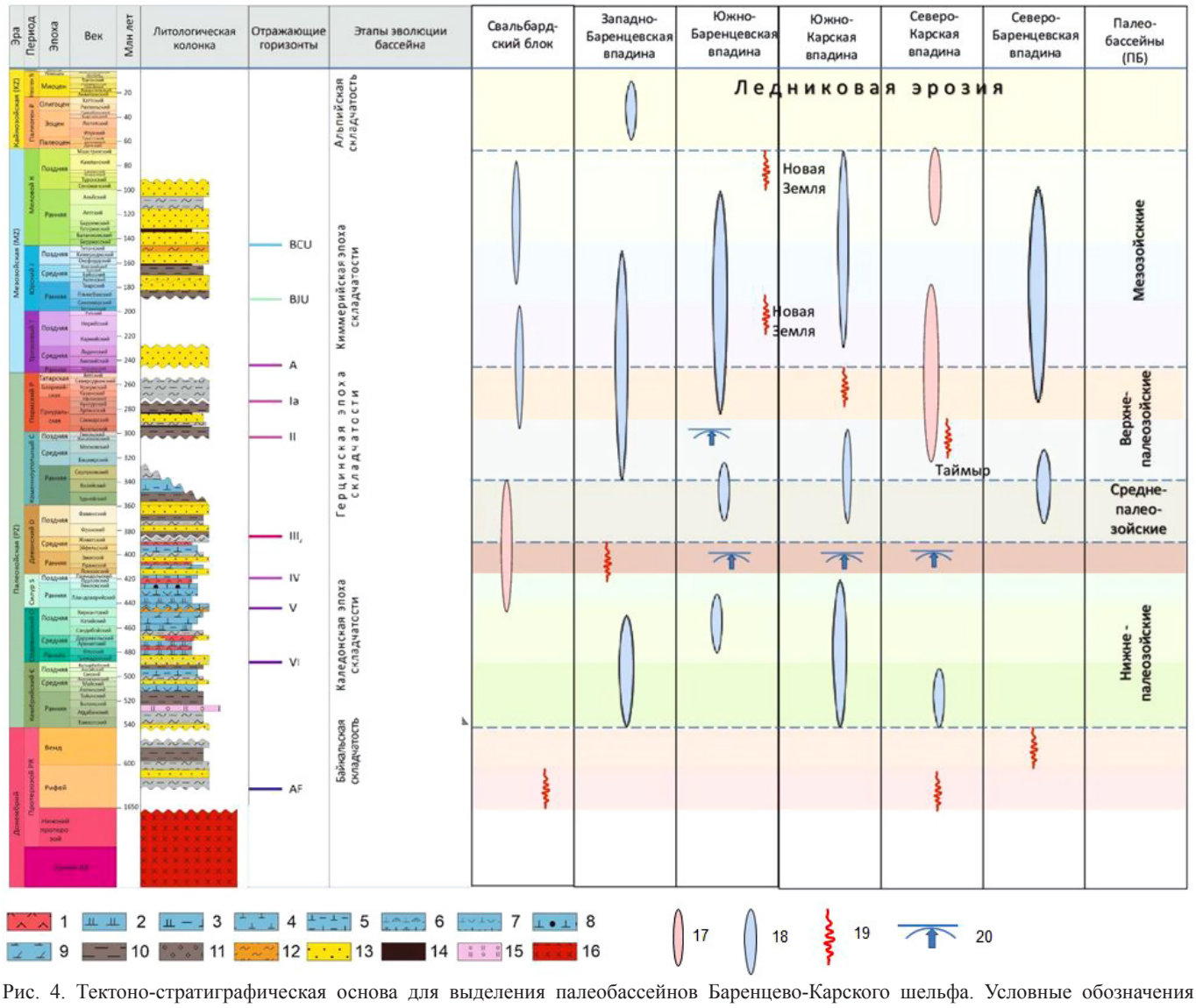


Рис. 4. Тектоно-стратиграфическая основа для выделения палеобассейнов Баренцево-Карского шельфа. Условные обозначения для литологической колонки: 1 – гипсы, ангидриты; 2 – микро- и тонкозернистые доломиты; 3 – глинистые доломиты; 4 – пелитоморфные известняки; 5 – глинистые известняки; 6 – строматолитовые известняки; 7 – органогенно-обломочные известняки, 8 – водорослевые известняки; 9 – известняковые мергели; 10 – аргиллиты; 11 – аргиллиты известковистые; 12 – алевролиты; 13 – песчаники; 14 – угли; 15 – туфоконгломераты; 16 – породы фундамента. Условные обозначения для этапов развития: 17 – этапы воздымания, 18 – этапы прогибания, 19 – формирование орогенов, 20 – инверсионные поднятия.

и историю развития бассейнов. Для их выделения проведен анализ изменения мощностей по разрезу осадочного слоя земной коры и выделены зоны унаследованного от этапа к этапу глубокого погружения и древние платформенные массивы. Древние массивы обрамляли эти зоны глубокого погружения практически на протяжении всего их геологического развития, оставаясь относительно приподнятыми. К таким древним платформенным массивам для Баренцево-Карского региона можно отнести Свальбардский, Печорский и Северо-Карский.

К зонам глубокого погружения можно отнести систему прогибов западной части Баренцева моря, Южно-Баренцевскую, Южно-Карскую впадины, и, возможно, Северо-Баренцевскую, как наложенную на окраину Свальбардского массива на позднепалеозойском этапе развития. Мощность осадочного чехла в этих впадинах достигает более 12–14 км. Накопление большой мощности отложений в зонах глубокого погружения западной части Баренцева моря, в Южно-Баренцевской и Южно-Карской впадинах, возможно, происходило не только в период формирования современного осадочного чехла, но и на более ранних стадиях заложения и развития областей, впоследствии частично претерпевших складчато-надвиговые деформации. Внутри региональных зон развития впадин выделяются положительные структуры и линейные валы, но они, скорее всего, имеют инверсионную природу (рис. 7).

Платформенные массивы, обрамляющие зоны впадин, напротив, представляют собой совокупность структур, не претерпевавших сверхглубоких погружений, поэтому их осадочный чехол редко превышает 5–8 км. На платформенных массивах также могут выделяться синеклизы и антеклизы, прогибы рифтовой природы, инверсионные валы. Между глубокими впадинами и платформенными массивами выделяют моноклинали и зоны тектонических ступеней.

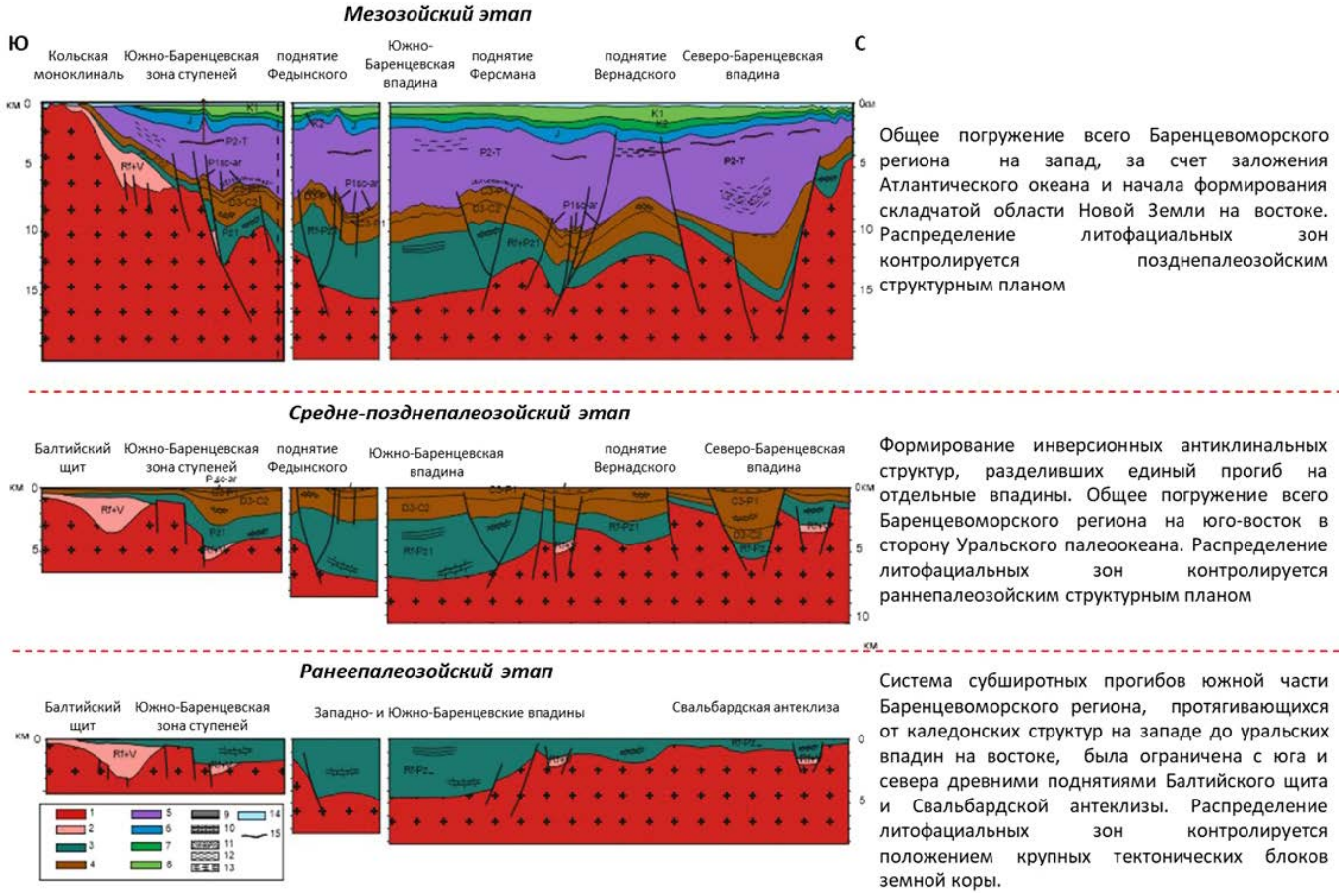


Рис. 5. Выделение интервалов развития палеобассейнов согласно этапам тектонического развития Баренцево-Карского региона. Обозначения: 1 – кристаллическое основание; осадочные комплексы отложений: 2 – рифей-вендский, 3 – протерозой-нижнепалеозойский, 4 – девонско-пермский, 5 – триасовый, 6 – юрский, 7 – нижнемеловой, 8 – верхнемеловой; отложения: 9 – аргиллиты, 10 – карбонатные толщи, 11 – терригенные толщи, 12 – глинисто-алевритовые толщи, 13 – карбонатно-глинистые толщи; 14 – уровень моря; 15 – интрузивные породы

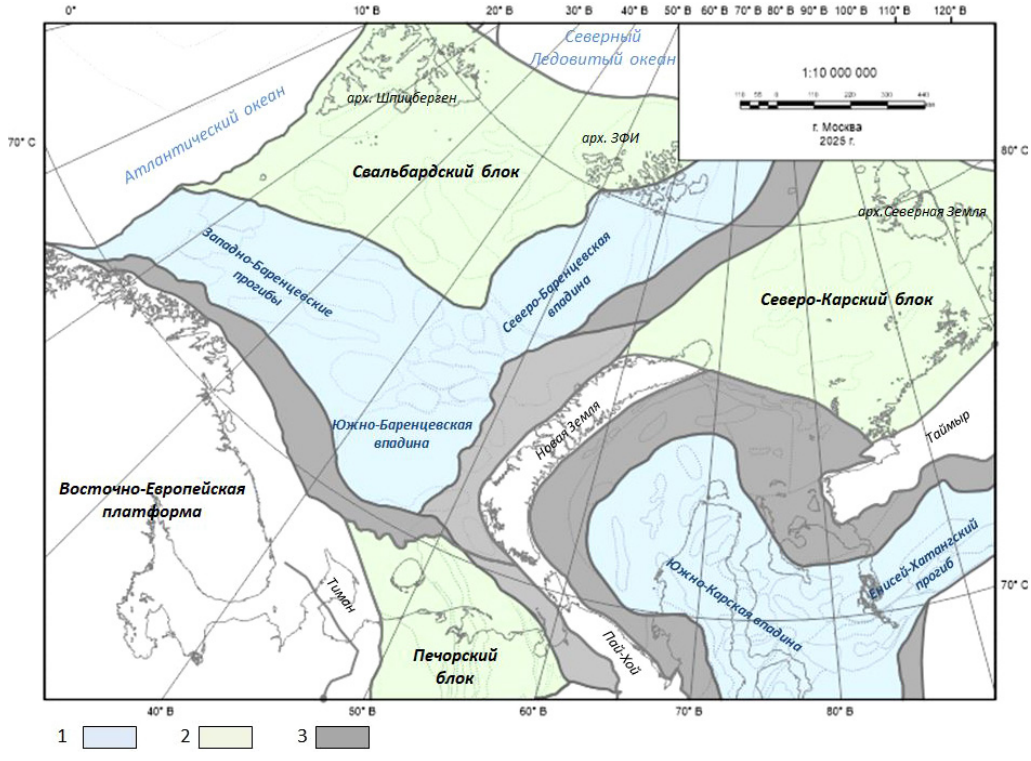


Рис. 6. Тектонические блоки Баренцево-Карского шельфа, определившие особенности распределения зон осадконакопления в разные периоды времени. Цифрами обозначены области: 1 – зоны глубокого погружения осадочного слоя Земли; 2 – древние платформенные массивы, возможно с отдельными зонами более поздней консолидации; 3 – переходные зоны, зоны тектонических ступеней, наложенные зоны складчатости и передовых прогибов.

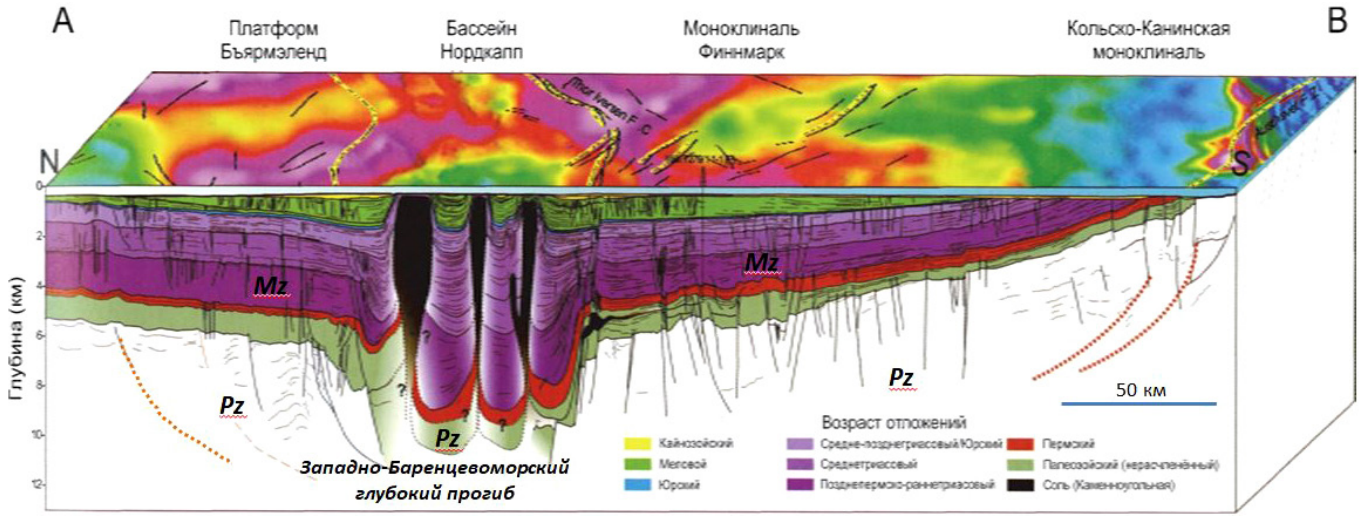


Рис. 7. Геологический разрез, иллюстрирующий унаследованное положение мезозойских впадин западной части Баренцева моря от более древнего палеозойского прогиба. (Атлас. Геологическая история Баренцева моря. Мортен Смелрор, Олег Петров, Гейр Биргер Ларссен, 2009 с дополнениями).

4. Модель истории развития

Позднепротерозойский этап

Можно предположить, что в позднепротерозойское время обстановки осадконакопления контролировались крупными тектоническими блоками Баренцево-Карского региона. В пределах платформенных массивов можно предположить более мелководные и континентальные условия осадконакопления, чем в зонах развития глубоких впадин. Практически все отложения, скорее всего, были частично метаморфизованы и преобразованы в ходе дальнейшей истории развития региона.

Редкие скважины, вскрывшие верхнепротерозойский разрез, показали, что в пределах Свальбардского платформенного массива в вендское время, вероятно, существовали условия низменной континентальной равнины, периодически затапливаемой морем, где формировалась толща карбонатно-терригенных пород и диамиктиты, плохо сортированные осадочные породы, характерные для морен и ледниково-морских отложений вендского возраста. В пределах Печорского блока, верхнепротерозойские породы представлены слабометаморфизованными песчаниками и сланцами рифейского возраста.

Раннепалеозойский этап

На раннепалеозойском этапе развития унаследовано от позднепротерозойского этапа, последовательно формировалась система прогибов с общим погружением от каледонских структур на западе Баренцева моря до закладывающихся впадин Уральского палеоокеана на востоке. Нижнепалеозойские комплексы пород залегают глубоко в пределах этих структурных элементов, и их мощность и состав могут быть только спрогнозированы по сопоставлению с разрезами сопредельной суши. По всей видимости, активная область погружения была и в пределах современного архипелага Новая Земля, так как верхнепротерозойско-нижнепалеозойский разрез там присутствует в полном объеме.

Новоземельская позднепротерозойско-раннепалеозойская впадина могла соединять впадины Южно-Карскую и Южно-Баренцевскую. В пределах современных разрезов архипелага Новая Земля породы кембрийской системы представлены метаморфизованными песчаниками, алевролитами, сланцами и известняками (Васильев и др., 2013), ордовикской – глубоководными и мелководными карбонатно-терригенными (1500–2800 м) отложениями (Шипилов, Тарасов, 1998). Силурийский терригенный разрез на Новой Земле представлен в полном объеме, а девонский карбонатно-терригенный разрез залегает согласно на нижележащих отложениях и представлен всеми тремя отделами (Васильев и др., 2013). В основании отложений верхнего девона отмечается стратиграфическое несогласие.

Система впадин раннепалеозойского возраста, в основании сложенная каледонскими структурами на западе и относительно более погруженными герцинскими структурами на востоке, была ограничена с юга и с севера. Ее южным обрамлением служила окраина Восточно-Европейской платформы. Северный борт впадин простирался вдоль Свальбардского и Северо-Карского платформенных массивов, которые были разделены зоной байкальской складчатости и наложенными на нее прогибами раннепалеозойского возраста (Суслова и др., 2023). По сейсмическим профилям на границе Северо-Карского блока и восточного склона современной Северо-Баренцевской впадины отчетливо выделяется выступ, сложенный рифей-вендскими породами, предположительно, смятыми в складки в байкальскую фазу тектогенеза (рис. 8). Возможно, аналогичную структуру разреза можно ожидать под всей Северо-Баренцевской впадиной. В пользу этой версии может свидетельствовать наличие метаморфизованных пород верхнепротерозойского (вендского) возраста на западном борту современной Северо-Баренцевской впадины, вскрытые Нагурской скважиной на Земле Франца Иосифа и залегающих под углами 20–75° (Грамберг и др., 1985).

В пределах Свальбардского платформенного массива на архипелаге Шпицберген, нижнепалеозойский разрез накапливался в условиях континентальной и прибрежно-морской равнины, периодически затапливаемой морем. В скважине Грумантская-1 вскрыты

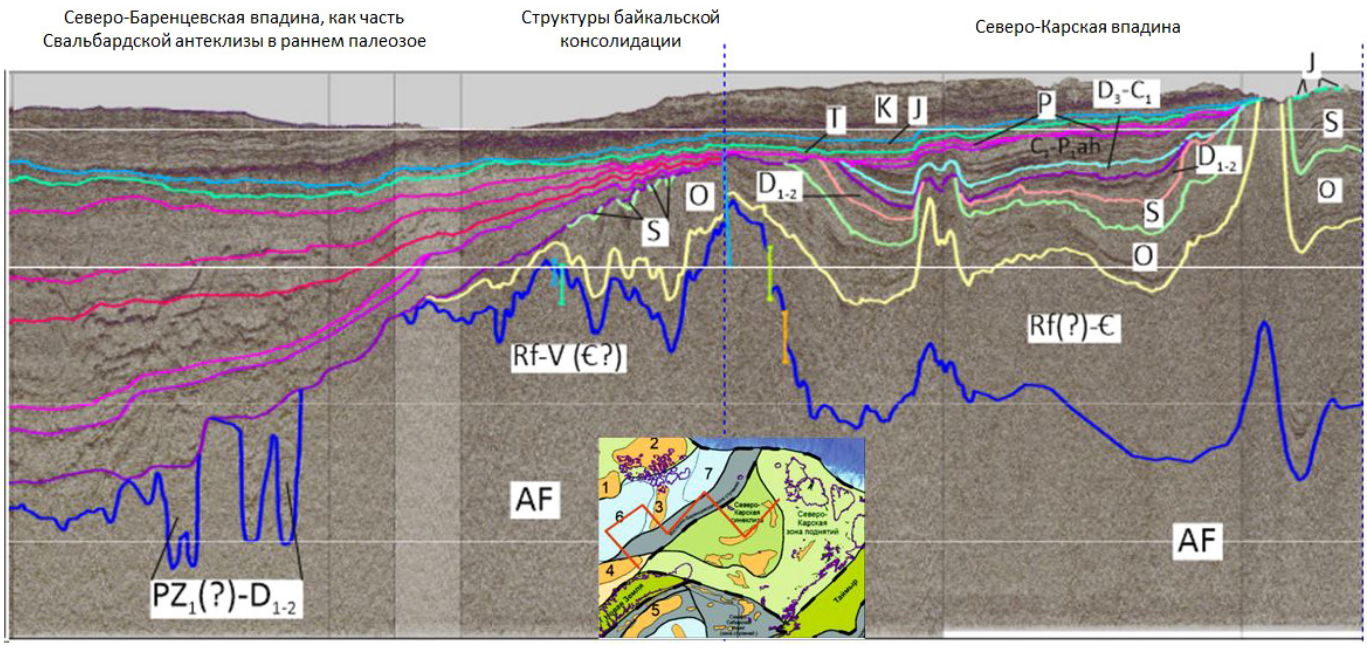


Рис. 8. Сейсмо-геологический профиль, иллюстрирующий строение нижнепалеозойского комплекса в зоне сочленения Северо-Карской впадины и Северо-Баренцевской впадины, наложенной на нижнепалеозойский Свальбардский массив. Стратиграфические комплексы: AF – наиболее древний комплекс пород, предположительно рифей-вендского, возможно частично кембрийского возраста (Rf-V (Є?)), Rf(?)-Є – предположительно рифей-кембрийский комплекс, O – ордовикский, S – силурийский, D_{1-2} – нижне-среднедевонский, D_3-C_1 – верхнедевонско-нижнекаменноугольный, P – пермский, T – триасовый, J – юрский, K – меловой.

карбонатно-терригенные кембрийские породы и карбонатные ордовикские отложения, мощностью более 1 км (Бургутто и др., 2016). Породы содержат большое количество разнообразных окаменелых форм (Milstein, Golovanov, 1979). Ордовикские мелководные карбонатные отложения (более 450 м) вскрыты и на острове Медвежий (Красильщиков и др., 1974).

Силурийские и нижне-средне девонские отложения в пределах Свальбардского платформенного массива распространены не повсеместно. На архипелаге Шпицберген в скважине Раддаллен-1 вскрыты терригенные грубообломочные силурийские и терригенные нижне-среднедевонские толщи. Силурийско-нижнедевонские преимущественно континентальные красноцветные песчаные фации сменяются среднедевонскими озерно-лагунными отложениями (Harland, 1997). Все вышеописанные отложения по скважинам и обнажениям в различной степени метаморфизованы и объеденены в формацию Хекла-Хук. На острове Медвежий силурийские и нижне-среднедевонские отложения отсутствуют, а ордовикский карбонатный комплекс перекрывается терригенными верхнедевонскими отложениями мощностью более 400 метров (Красильщиков и др., 1974).

В пределах Северо-Карского блока нижнепалеозойский разрез охарактеризован по обнажениям прилегающих архипелагов и керну скважин стратиграфического бурения (Малышев и др., 2023). Разрез представлен терригенными и терригенно-карбонатными породами, накапливавшимися преимущественно в прибрежно-морских условиях с возможным чередованием по времени областей развития дельт и лагун.

Разрез кембрийских отложений архипелага Северная Земля представлен всеми тремя отделами и сложен карбонатно-терригенными и терригенными породами прибрежно-морской равнины. Терригенные и карбонатные породы кембрийского возраста также вскрыты стратиграфическими скважинами на шельфе (Малышев и др., 2023). На северной окраине полуострова Таймыр описаны органогенные известняки венд-кембрийского возраста. Разрез ордовикских отложений хорошо изучен на полуострове Таймыр, на архипелаге Новая Земля и Северная Земля, где ордовикские отложения представлены карбонатными и терригенно-карбонатными породами. Стратиграфическими скважинами вскрыты лишь отдельные части ордовикского разреза (Малышев и др., 2020). Силурийский разрез в нижней части сложен, преимущественно, терригенными породами, а верхней – карбонатными породами. Вышележащие девонские отложения представлены терригенными породами, часто не выдержанными по латерали за счет размыва верхней части отложений (Васильев и др., 2013, Соболевская и др., 2016).

В пределах Печорского блока нижнепалеозойский разрез представлен ордовикско-нижнедевонскими отложениями, преимущественно карбонатного состава и нижне-среднедевонскими терригенными породами. Разрез подтвержден скважинами глубокого бурения и сравнительно хорошо изучен по отдельным зонам Тимано-Печорского бассейна.

Последовательную смену обстановок осадконакопления, от континентальных, прибрежно-морских к более глубоководным, можно спрогнозировать в пределах всего Баренцево-Карского региона, опираясь на особенности распределения тектонических блоков в его пределах и имея точечные фактические данные о типе и генезисе отложений. Перенос осадочного материала происходил как с древних поднятий в глубокие прогибы, так и вдоль глубоких прогибов в сторону формирующегося Уральского

палеоокеана. Основными поставщиками осадочного материала могли быть Восточно-Европейская и Сибирская платформы. Кроме того, один из источников сноса, поставлявший большой объем осадочного материала, мог находиться на севере, в зоне современного Ледовитого океана (рис. 9), например на современном хребте Ломоносова, который относится к зоне Центрально-Арктических поднятий (Ступакова и др., 2017). Единство истории развития Баренцево-Карской континентальной окраины, хребта Ломоносова и ряда других поднятий континентального типа рассмотрено в работах (Taylor et al., 1981; Brozena et al., 2003; Глебовский и др., 2006; Landingen et al., 2008; Поселов и др., 2019; Jokat et al., 2013; Backman et al., 2005 и др.), которые свидетельствуют об общности строения хребта Ломоносова и Баренцева-Карской континентальной окраины и их разделении в кайнозойскую

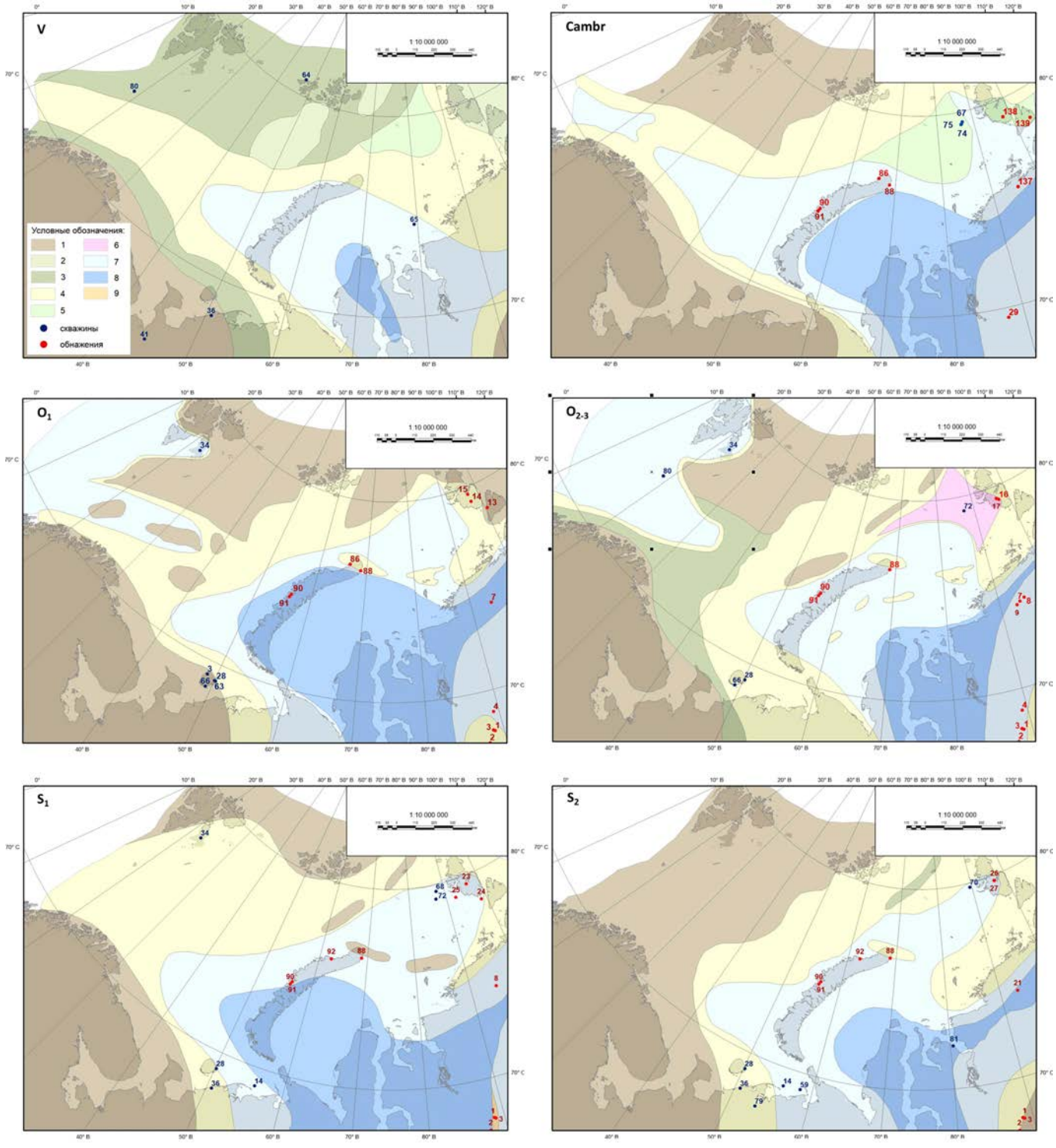


Рис. 9. Модель истории развития раннепалеозойских осадочных бассейнов Баренцево-Карского шельфа: V – в вендское время, Cambr – в кембрийское время, O_1 – в раннеордовикское время, O_{2-3} – в позднеордовикское время, S_1 – в раннесилурийское время, S_2 – в позднесилурийское время. Цифрами показаны палеогеографические зоны: 1 – возвышенная континентальная равнина, 2 – ледниковые области, 3 – низменная континентальная равнина, 4 – прибрежно-морские (переходные) области, 5 – дельтовые равнины, 6 – лагуны, 7 – мелководно-морской шельф, 8 – относительно глубоководный шельф, 9 – зоны развития органогенных построек. Красными и синими цифрами показаны номера опорных стратиграфических разрезов, используемых в работе.

эру. На сейсмических профилях выделяется комплекс достаточно ярких сейсмических отражений, по которым фиксируется угловое несогласие нижнего комплекса с вышележащими пологозалегающими кампанскими отложениями, вскрытыми скважиной ACEX (Backman et al., 2005). Возраст нижнего комплекса разными авторами предполагается как мезозойский (Jokat et al., 1992, Langinen et al., 2009), позднепалеозойский (Grantz et al., 2001) и неопротерозойский (Dibner, 1998).

Модели палеогеографических позволяют спрогнозировать условия осадконакопления и типы отложений, которые впоследствии могли генерировать углеводороды. Восстановление условий осадконакопления в первую очередь необходимо для прогноза областей распространения нефтематеринских толщ и их свойств. Без прогноза обстановок осадконакопления в пределах крупных структурных зон сложно предсказать тип органического вещества в составе потенциальных нефтегазоматеринских толщ и время генерации углеводородов.

В пределах Баренцево-Карского региона условия, благоприятные для захоронения органического вещества, могли существовать на протяжении всего раннего палеозоя. Они были связаны с обстановками лагун и прибрежно-морской равнины, в зонах, слабо доступных для привноса большого количества терригенного материала. Наиболее благоприятные условия для накопления высокоуглеродистых формаций могли существовать в лагунах кембрийского и силурийского палеобассейнов, по аналогии с условиями, господствующими на Сибирской платформе в то же время (рис. 9).

Среднепалеозойский этап

Среднепалеозойский, преимущественно средне-позднедевонско- раннекаменноугольный этап развития региона начинается после завершения каледонской складчатости на западе и общим наклоном всего Баренцевоморского региона на юго-восток, в сторону уральского палеоокеана. В позднедевонское время происходило постепенное смещение морского относительно глубоководного уральского бассейна на восток, в направлении современной Западной Сибири и Енисей-Хатангского прогиба (рис. 10). Основной снос осадочного материала шел как с запада, со стороны сформировавшихся каледонид, так и со стороны Сибирской платформы в зону относительно глубоководного бассейна.

Западная часть Баренцево-Карского региона в позднедевонско-раннекаменноугольное время представляла собой континентальную равнину, а восточная часть – обширную прибрежно-морскую равнину и мелководно-морской шельф. Свальбардский платформенный массив в позднедевонское время оставался относительно приподнятым и представлял собой область континентальной равнины, где накапливались красноцветные песчаные фации. Низменные равнины, по которым происходила транспортировка осадочного материала, периодически затапливались морем. На острове Медвежий верхнедевонско-нижнекаменноугольные отложения объединяются в единую углисто-терригенную толщу с увеличением содержания тонкодисперсного материала вверх по разрезу.

Большая часть нижнепалеозойских отложений, накапливавшихся на платформенных массивах, была размыта в позднем девоне. Так, на архипелаге Земля Франца Иосифа девонские породы (180 м) залегают несогласно на верхнепротерозойских отложениях и представлены красноцветными песчаниками, аргиллитами с обломками липтобиолитовых углей (Грамберг и др., 1985, Дымов и др., 2011). Предфранское несогласие зафиксировано по скважинам в Тимано-Печорском бассейне. В Мезенской синеклизе присутствуют средне-верхнедевонские отложения, залегающие со стратиграфическим несогласием на подстилающих отложениях.

На архипелаге Северная Земля нижнедевонские континентальные отложения вверх по разрезу постепенно сменяются среднедевонскими прибрежно-морскими фациями, сложенными переслаивающимися песчаниками, алевролитами, глинами с пропластками доломитов, мергелей и известняков. Отложения верхнего девона представлены преимущественно красноцветными и пестроцветными аргиллитами, алевролитами, с редкими прослоями песчаников и известняков (Егиазаров, 1965).

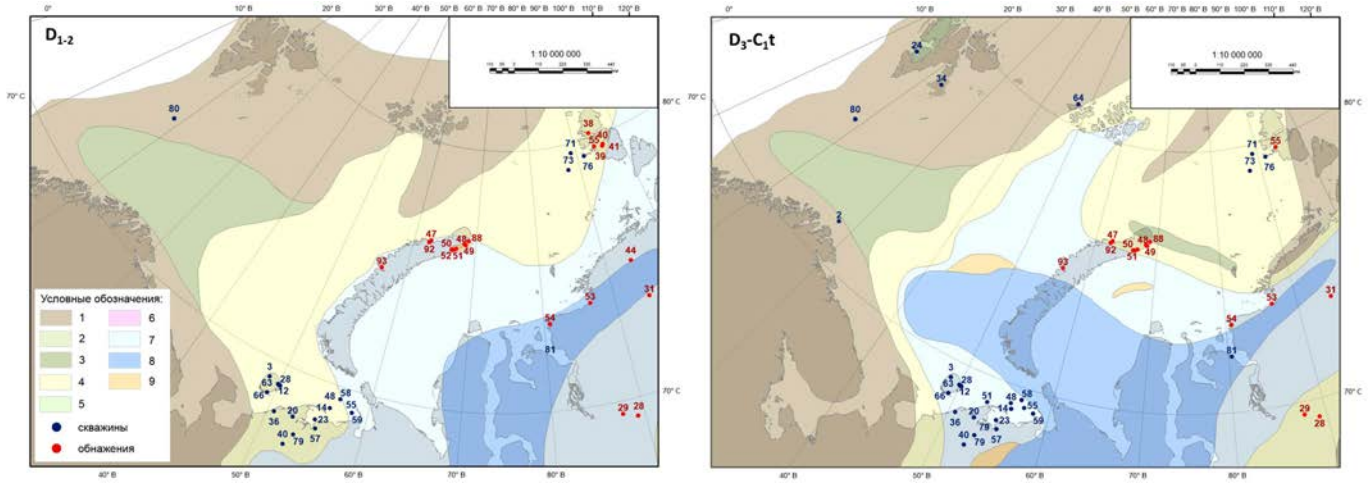


Рис. 10. Модель истории развития средепалеозойских девонско-каменноугольных осадочных бассейнов Баренцево-Карского шельфа: D_{1-2} – в ранее-среднедевонское время, D_3-C_1t – в позднедевонское время. Цифрами показаны палеогеографические зоны: 1 – возвышенная континентальная равнина, 2 – ледниковые области, 3 – низменная континентальная равнина, 4 – прибрежно-морские (переходные) области, 5 – дельтовые равнины, 6 – лагуны, 7 – мелководно-морской шельф, 8 – относительно глубоководный шельф, 9 – зоны развития органогенных построек.

На арх. Новая Земля обнажаются наиболее полные разрезы девонской системы. Отложения нижнего отдела представлены терригенными и карбонатными породами. Средний и верхний отделы представлены терригенно-карбонатными породами с разнообразными органическими остатками. Верхнедевонские отложения, вскрытые скважинами в Печорском море, преимущественно имеют карбонатный состав.

Данные геологической съемки и сейсморазведки свидетельствуют о прослеживании девонского пояса карбонатно-терригенной седиментации от Печорской синеклизы по Предновоземелью в Северо-Карскую впадину и далее на острова Северной Земли. Девонские отложения центрального и южного Таймыра представлены преимущественно карбонатными и более глубоководными глинисто-кремнисто-карбонатными породами.

Позднепалеозойский этап

Позднепалеозойский каменноугольно-пермский этап для Баренцево-Карского региона связан с последовательным формированием уральской складчатой системы на востоке и с возобновлением погружения впадин на западе. В центральной и восточной части Баренцево-Карского региона герцинский цикл тектогенеза в каменноугольно-раннепермское время проявился в формировании инверсионных поднятий в пределах древних глубоких прогибов. Такие процессы известны в Тимано-Печорском бассейне, вблизи Новой Земли, возможно в зоне Центрально-Баренцевских поднятий. Относительно приподнятыми оставались платформенные массивы Свальбардский и Северо-Карский.

В каменноугольно-раннепермское время большая часть Баренцево-Карского региона представляла собой обширную прибрежно-морскую равнину периодически заливаемую морем. В пределах Свальбардского платформенного массива, на архипелаге Шпицберген, разрез нижнекаменноугольного отдела сложен кварцевыми песчаниками с прослоями черных аргиллитов, гравелитов, конгломератов и пластами каменных углей. Средний отдел представлен красноцветными и сероцветными песчаниками и аргиллитами, которые вверх по разрезу сменяются карбонатными породами. На о. Эдж, в скважине Раддедален-1 вскрыты средне-верхнекаменноугольные лагунно-мелководно-морские отложения сульфатно-карбонатного состава. Разрез сложен органогенными известняками и доломитами с включениями гипса и ангидрита с обломками многочисленной морской фауны (Шипилов, Тарасов, 1998, Бургутто и др., 2016). В скважине Грумантская-1 на арх. Шпицберген фиксируются пологозалегающие доломиты с пластами ангидритов нижней перми (Грамберг и др., 1985). В скважине Раддедален-1 нижний отдел пермских отложений представлен ангидритами в нижней части, которые вверх по разрезу сменяются доломитовыми известняками с органогенной структурой (Гаврилов и др., 2010).

На архипелаге Земля Франца Иосифа каменноугольные отложения вскрыты в скважине Нагурская-1 и представлены нижнекаменноугольными угленосными толщами и верхнекаменноугольными органогенными известняками. Пермские отложения в разрезе отсутствуют.

В западной части Баренцева моря разрез каменноугольных отложений вскрыт скважинами на поднятия Лоппа, а также частично в пределах восточной и юго-восточной частей платформы Финнмарк. Разрез представлен красно-буроватыми конгломератами, грубозернистыми песчаниками, в меньшей степени алевролитами позднесерпуховско-раннебашкирского возраста. Выше согласно залегают верхнебашкирско-гжельские отложения, сложенные прибрежно-морскими песчаниками, морскими алевролитами и прибрежно-морскими карбонатными породами. Выше залегает нерасчлененная толща мелководно-морских карбонатных отложений и ангидритов, которые широко развиты на поднятии Бьярмерлэнд и моноклинали Финнмарк. Нижнепермские отложения сакмарско-артинского возраста залегают согласно на нижележащей верхнекаменноугольно-нижнепермской нерасчлененной толще и представлены известняками массивными толстослоистыми от светло-серых до розовато- и коричневато-серых.

Близкий по составу каменноугольный разрез фиксируется и в пределах акваториального продолжения Тимано-Печорского бассейна. В Южно-Сенгейской скважине отмечается несогласный контакт ассельско-сакмарского карбонатного разреза с нижележащими верхнекаменноугольными толщами. Выше в известняках артинского возраста появляются песчанистые разности и аргиллиты, а кунгурские, уфимские и казанские отложения уже полностью представлены аргиллитами с прослоями песчаников (Гаврилов и др., 2010). По описаниям пермских отложений других скважин Тимано-Печорского бассейна можно сделать вывод, что смена карбонатного осадконакопления на терригенное в регионе произошла в артинское время ранней перми.

На архипелаге Новая Земля нижнекаменноугольные отложения представлены карбонатными брекчиями, органогенно-обломочными и онколитовыми известняками с прослоями темно-серых аргиллитов и алевролитов, реже кварцевых песчаников и силицитов. Породы содержат обломки фораминифер и кораллов. Среднекаменноугольные отложения представлены серыми доломитизированными известняками с тонкими прослоями алевритистого материала и большим количеством остатков фауны: мшанок, криноидей и фораминифер. Выше залегает нерасчлененная толща среднекаменноугольно-раннепермского возраста, сложенная преимущественно аргиллитами и песчаниками с редкими прослоями алевролитов и органогенно-обломочных и водорослевых известняков. На ней несогласно залегают нижнепермские песчанистые известняки, алевролиты и аргиллиты (Васильев и др., 2013).

Разрез Северо-Карского платформенного массива охарактеризован по обнажениям архипелага Северная Земля, где отложения каменноугольно-пермской системы представлены угленосными песчано-алевро-глинистыми континентальными породами (Агеев, Марковский, 1981). На Таймыре существовали прибрежно-морские и мелководно-морские условия, где в среднем отделе каменноугольной системы преобладают глинистые известняки с прослоями алевролитов, которые вверх по разрезу сменяются толщей известковистых аргиллитов, алевролитов и полимиктовых песчаников. Вышезалегающая нерасчлененная среднекаменноугольно-нижнепермская толща

сложена полевошпатово-кварцевыми сидеритизированными серыми, буровато-серыми алевролитами, аргиллитами и песчаниками, ритмично переслаивающимися между собой (Падерин и др., 2013).

В целом, можно предположить, что в каменноугольно-раннепермское время на большей части Баренцево-Карского региона господствовали мелководно-морские и прибрежные лагунные обстановки осадконакопления. Практически повсеместно отмечается общее обмеление морского бассейна и широкое развитие лагунных фаций на западе. В восточной части Баренцева моря, в Приновоземельской зоне, в Тимано-Печорском бассейне, а, возможно, и по обрамлению Южно-Карской впадины создаются благоприятные условия для роста биогермных построек. Основной снос осадочного материала происходит с севера, а также со стороны Восточно-Европейской и Сибирской платформ. Небольшая область относительно глубоководного бассейна в каменноугольно-раннепермское время могла сохраняться лишь в центральных частях прогибов в районе Южно-Карской впадины и Западно-Сибирского бассейна.

В средне-позднепермское время в связи с образованием уральской складчатости, на востоке и в центральной части Баренцевоморского региона происходит смена обстановок. Область морского карбонатного осадконакопления смещается на запад. Относительно глубоководный морской бассейн периодически выходит за пределы Западно-Баренцевоморских глубоких прогибов, затапливая практически всю западную часть Баренцево-Карского региона.

На архипелаге Шпицберген в скважине Раддедален-1 средний и верхний отделы пермской системы представлены терригенной толщей неравномерного переслаивания алевролитов, песчаников и аргиллитов иногда с кремнистыми прослоями. На о. Медвежий отложения средней-верхней перми залегают с угловым несогласием на нижнепермских образованиях и представлены карбонатными отложениями (Красильщиков, 1974). Во впадинах норвежского сектора Баренцева моря нижнепермский карбонатный разрез сменяется преимущественно кремнистыми породами кунгурско-верхнепермского возраста.

В восточной части Баренцево-Карского шельфа на архипелаге Новая Земля и в скважине Адмиралтейская-1 вверх по разрезу фиксируется постепенное повышение песчаной составляющей с углистыми включениями, что свидетельствует об общем обмелении морского бассейна в этой зоне. На островах архипелага Северная Земля пермские отложения представлены нерасчлененной терригенной углисто песчано-алевритовой толщей (рис. 11).

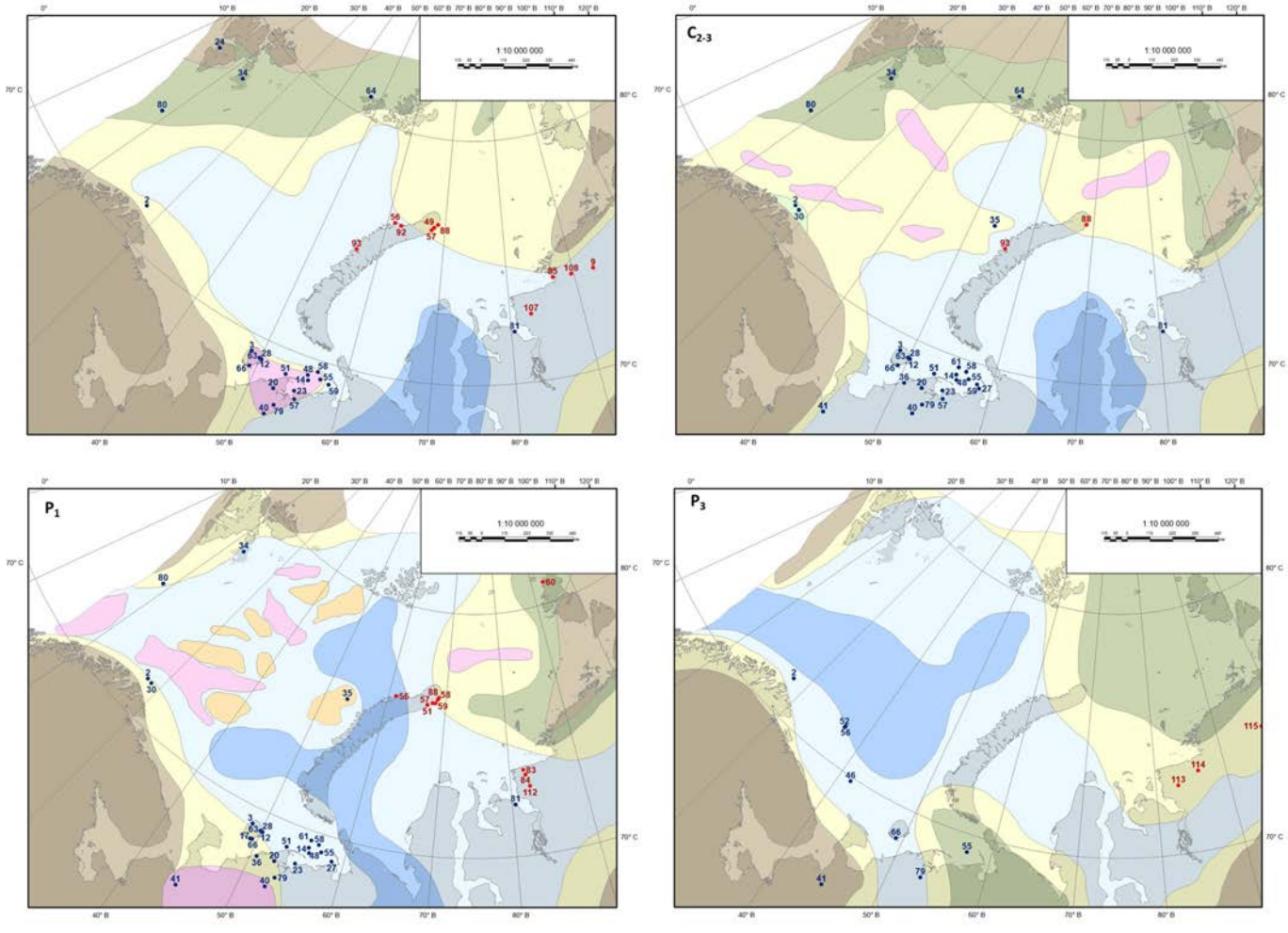


Рис. 11. Модель истории развития позднепалеозойских осадочных бассейнов Баренцево-Карского шельфа. C_1 – в раннекаменноугольное время, C_{2-3} – в средне-позднекаменноугольное время, P_1 – в раннепермское время, P_3 – в позднепермское время. Цифрами показаны палеогеографические зоны: 1 – возвышенная континентальная равнина, 2 – ледниковые области, 3 – низменная континентальная равнина, 4 – прибрежно-морские (переходные) области, 5 – дельтовые равнины, 6 – лагуны, 7 – мелководно-морской шельф, 8 – относительно глубоководный шельф, 9 – зоны развития органогенных построек

Мезозойский этап

Мезозойский этап развития Баренцево-Карского региона охарактеризован уже по большему количеству фактического материала, включая не только высокоразрешающую сейсморазведку, но и данные бурения скважин, как в Баренцевом, так и в Карском морях. Опубликованы работы, иллюстрирующие детальное строение и условия осадконакопления всего региона и его отдельных зон (Малышев, 2000; Ступакова, 2001; Басов и др., 2009; Суслова, 2014, 2021; Норина, 2014 и др., Eide et al., Мордасова, 2018, 2024; Малышева и др., 2024). Для возможности сравнивать историю развития Баренцево-Карского региона в течение палеозойского и мезозойского этапов тектонического развития все построения были приведены к единому формату. Сравнение палеогеографических схем разных периодов времени показывает унаследованность трендов изменения обстановок осадконакопления в пределах тектонических блоков (рис. 12, 13). Несмотря на многочисленные структурные перестройки, некоторые признаки строения мезозойских комплексов указывают на первичную природу крупных тектонических блоков, заложившихся на начальных стадиях развития региона. Так, например, наличие остатков верхнеюрских относительно глубоководных отложений только в центральной части Новой Земли (Крымгольц, 1972; Суслова, 2013) свидетельствует о субширотных структурах вкрест простирания Новоземельской складчатости. Неравномерное распределение мощности мезозойского комплекса отложений в зонах глубоких и длительно развивающихся прогибов и на относительно приподнятых по фундаменту платформенных массивов косвенно свидетельствует о разной их тектонической природе.

Отличительными чертами мезозойского развития Баренцево-Карского региона является раннетриасовый этап его активного погружения, как в пределах отдельных впадин, так и всего региона в целом на запад. В этот период происходит лавинное заполнение впадин осадками и проявление базальтового магматизма. Продолжается рост герцинских поднятий Новой Земли, которые разделили единый Баренцево-Карский бассейн на Баренцевоморский и Карский сегменты. В течение позднетриасового и в начале раннеюрского периодов почти вся площадь Баренцево-Карского региона, за исключением Южно-Карской впадины, была поднята, представляла собой возвышенную континентальную равнину и подвергалась эрозии.

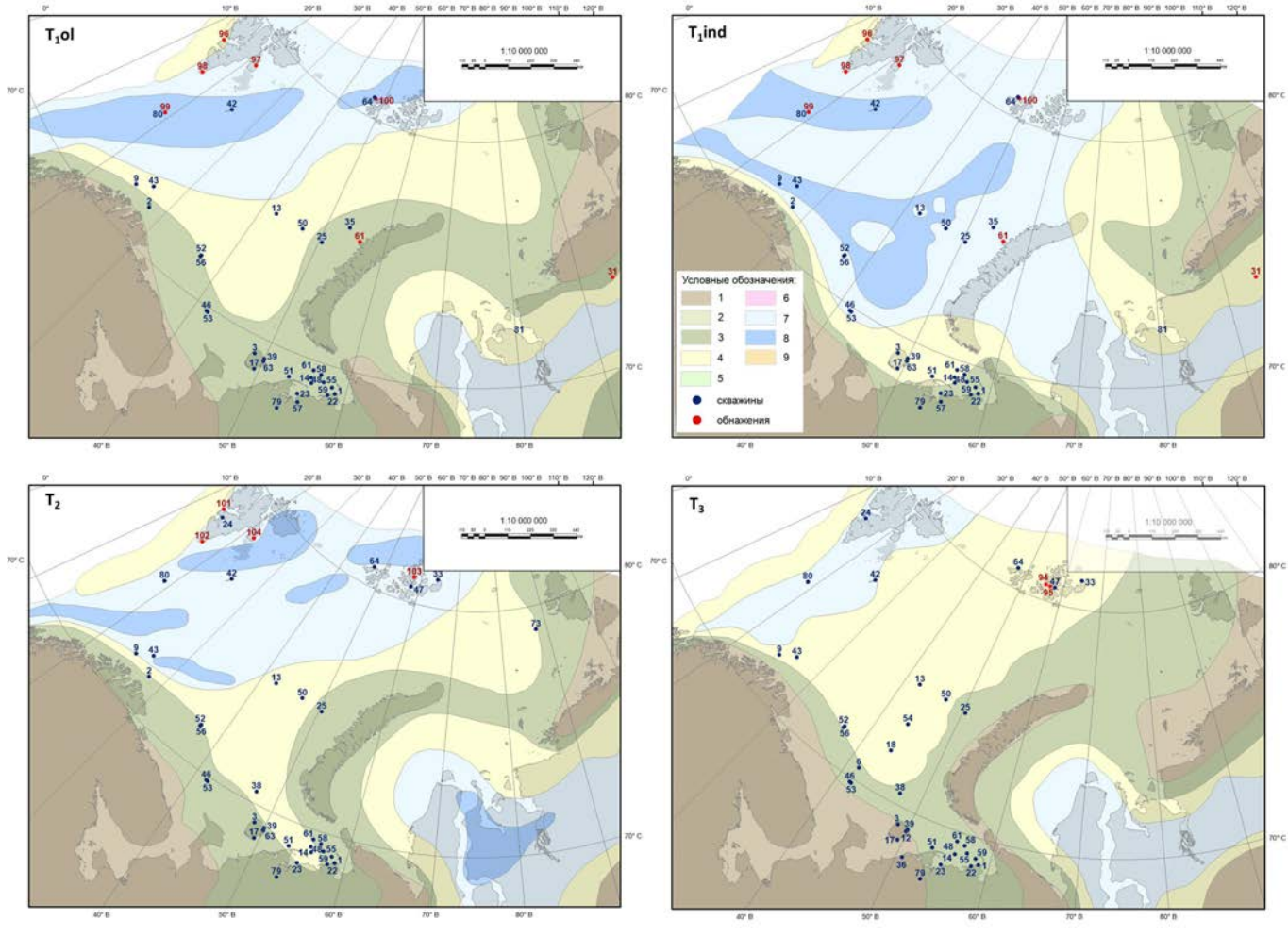


Рис. 12. Модель истории развития триасовых осадочных бассейнов Баренцево-Карского шельфа. T_1ind – индское время, T_1ol – оленекское время, T_2 – среднетриасовое время, T_3 – позднетриасовое время. Цифрами показаны палеогеографические зоны: 1 – возвышенная континентальная равнина, 2 – ледниковые области, 3 – низменная континентальная равнина, 4 – прибрежно-морские (переходные) области, 5 – дельтовые равнины, 6 – лагуны, 7 – мелководно-морской шельф, 8 – относительно глубоководный шельф, 9 – зоны развития органогенных построек.

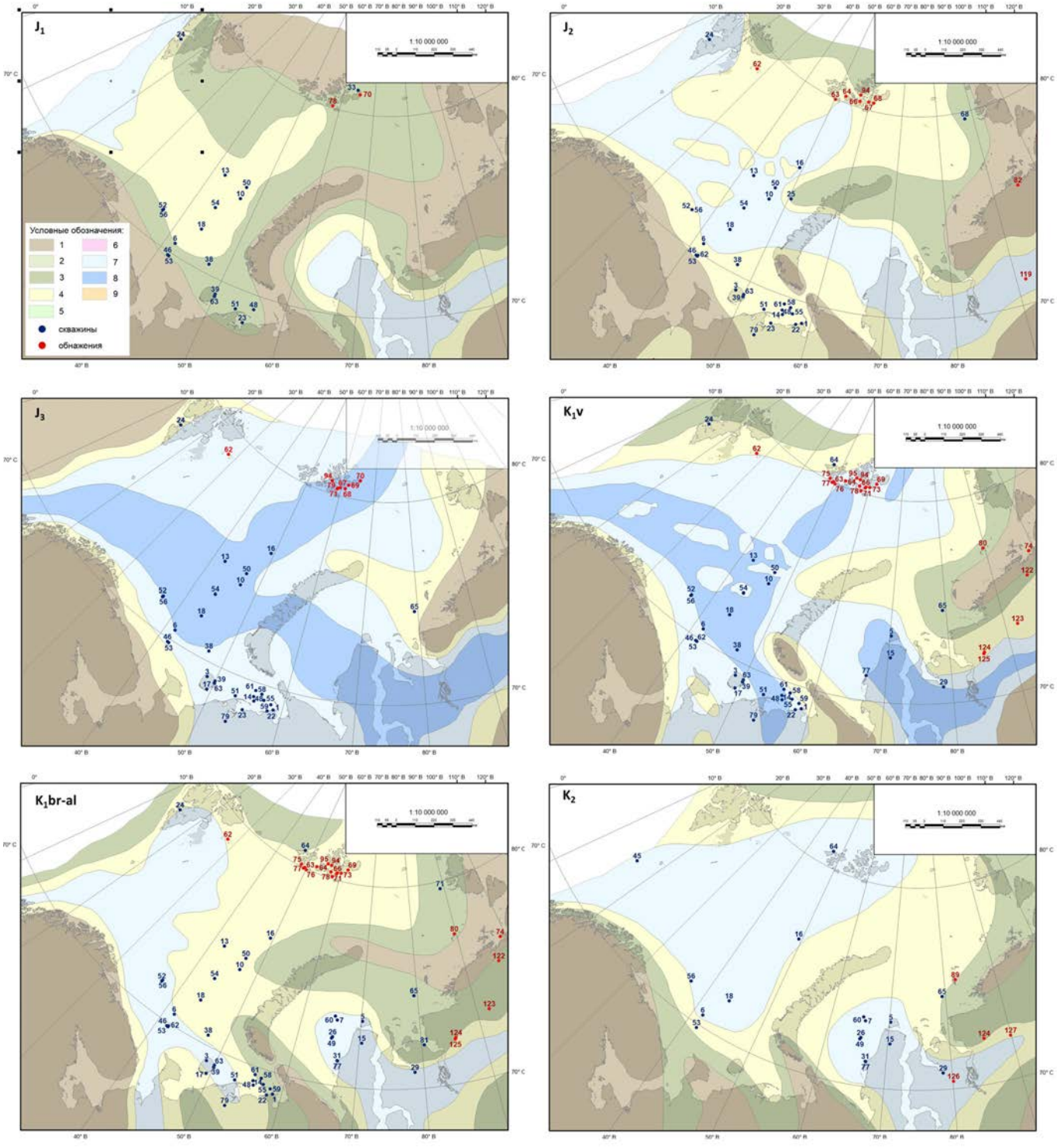


Рис. 13. Модель истории развития юрско-меловых осадочных бассейнов Баренцево-Карского шельфа. J_1 – раннеюское время, J_2 – среднеюрское время, J_3 – позднеюрское время, K_1v K_1br-al –берриас-альбское время, K_2 – позднемеловое время. Цифрами показаны палеогеографические зоны: 1 – возвышенная континентальная равнина, 2 – ледниковые области, 3 – низменная континентальная равнина, 4 – прибрежно-морские (переходные) области, 5 – дельтовые равнины, 6 – лагуны, 7 – мелководно-морской шельф, 8 – относительно глубоководный шельф, 9 – зоны развития органогенных построек.

В конце ранне-среднеюрской эпохи море вновь наступает на Баренцево-Карский регион с запада, затопляя в первую очередь области унаследованных прогибов, сформированных еще в раннепалеозойское время. По мере повышения уровня моря морское осадконакопление распространяется на большую часть Баренцево-Карского региона. Относительно приподнятыми остаются лишь складчатая зона Пай-Хоя, северная и южная оконечности Новой Земли и Северо-Карская область. В меловой период продолжается унаследованное заполнение впадин, обмеление морского бассейна, которое сопровождается проявлением вулканической деятельности на Шпицбергене, в районе Земли Франца Иосифа, на островах вдоль побережья Таймыра.

Кайнозойский этап развития рассматриваемого региона характеризуется всеобщим доплиоценовым подъемом (рис. 14) территории и ледниковой эрозией (Henriksen et al., 2011).

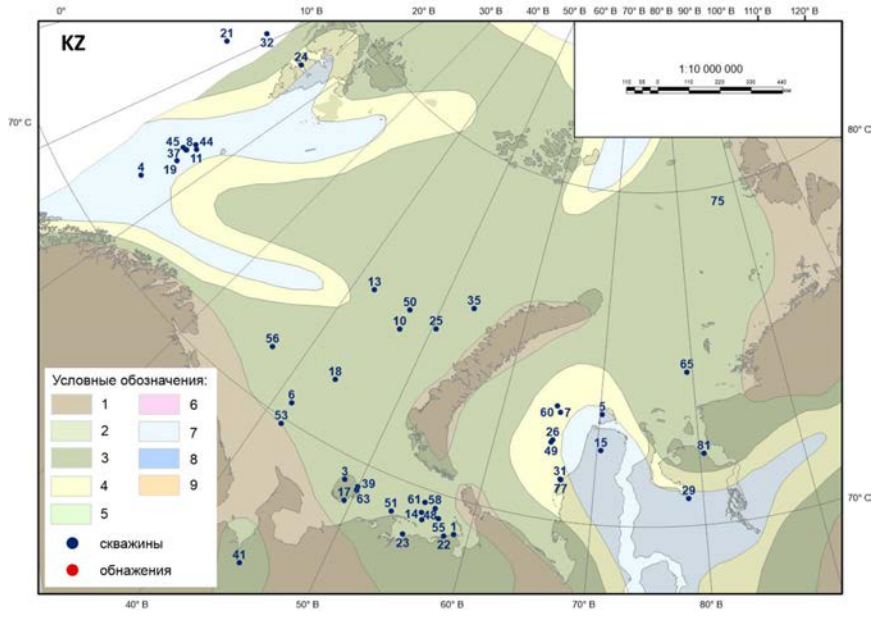


Рис. 14. Модель истории развития Баренцево-Карского шельфа в кайнозойское время. Цифрами показаны палеогеографические зоны: 1 – возвышенная континентальная равнина, 2 – ледниковые области, 3 – низменная континентальная равнина, 4 – прибрежно-морские (переходные) области, 5 – дельтовые равнины, 6 – лагуны, 7 – мелководно-морской шельф, 8 – относительно глубоководный шельф, 9 – зоны развития органогенных построек.

5. Методика прогноза элементов углеводородных систем и оценка перспектив нефтегазоносности

На каждом этапе развития палеобассейна формируются элементы углеводородной системы, нефтегазоматеринские толщи, коллектора, флюидоупоры и потенциальные ловушки для нефти и газа. Выделение элементов углеводородных систем для палеозойских комплексов Баренцево-Карского региона возможно только по косвенным данным, большинство которых базируется на моделях обстановок осадконакопления. Для палеозойских отложений имеются единичные замеры органического углерода из пород обнажений или редких скважин на островах. Для мезозойских комплексов отложений выполнен относительно полный комплекс геохимических исследований по большинству пробуренных скважин, характеризующих как органическое вещество, так и сформированные углеводороды.

Используя данные палеогеографической реконструкции для каждого стратиграфического уровня, в региональном масштабе выбираются зоны схожих палеогеографических обстановок и, как следствие, схожих условий для накопления и сохранности органического вещества (ОВ) того или иного генетического типа и его концентраций. При характеристике слабоизученных зон с полным отсутствием параметров ОВ характеристики задаются по аналогии с более изученными регионами со схожими условиями осадконакопления. Эти данные экстраполируются на всю область распространения палеогеографической зоны.

Схемы распространения коллекторов и флюидоупоров основываются на результатах современного представления о фильтрационно-емкостных свойствах пород по отдельным скважинам и результатах литолого-фациальных реконструкций по площади. В качестве основных и ключевых параметров для выделения и определения свойств полигонов распространения коллекторов и флюидоупоров могут рассматриваться литологический состав, фильтрационно-емкостные свойства и эффективные мощности, которые экстраполировались на литофациальную зону со схожими условиями осадконакопления.

Потенциальные ловушки нефти и газа в основном рассматриваются в мезозойских комплексах отложений, которые могут быть хорошо изучены сейсморазведкой и бурением. Однако оценка насыщенности пород-коллекторов мезозойских комплексов отложений зависит не только от объема поступающих углеводородов из близлежащей нефтегазоматеринской толщи, но и от углеводородов, поступающих из более глубоких горизонтов, где они были сгенерированы на более ранних стадиях развития и сформировали залежи в древних палеобассейнах. Последующие переформирования структурного плана могли изменить облик древних зон нефтегазонакопления, но не уничтожить все скопления углеводородов, часть из которых сохранилась и может пополнять залежи нефти и газа, формирующиеся до сих пор из разных источников. Результаты такой этапности формирования углеводородов фиксируются по керну продуктивных интервалов Штокмановского месторождения в виде остаточной битуминозности и наличии палео водонефтяных контактов (Суслова, 2021).

Заключение

1. Применение методического подхода, в основе которого лежит выделение крупных тектонических блоков Баренцево-Карского шельфа, отличающихся по направленности и скорости тектонических движений, позволили создать единую палеогеографическую модель развития региона на протяжении всего фанерозоя. Выделение относительно приподнятых в течение длительного геологического времени платформенных массивов и обрамляющих их глубоких прогибов позволило предположить различное распределение полноты стратиграфического разреза,

суммарной толщины отложений и их литологического состава в пределах всего Баренцево-Карского шельфа.

2. Палеогеографическая модель Баренцево-Карского региона отражает последовательную смену обстановок осадконакопления как в течение всего времени развития региона, так и на площади исследования в пределах одновозрастных комплексов. Реконструкции выполнены поэтапно от древних комплексов к молодым и увязаны между собой. Степень достоверности карт уменьшается по мере перехода от более молодых к более древним комплексам, в соответствии с изменением степени их изученности сейсморазведкой и бурением. В результате впервые показана единая концепция последовательной смены палеогеографических зон для Баренцево-Карского региона на протяжении всего палеозоя и мезозоя.

3. Контуры палеогеографических зон для палеозойских комплексов отложений определяются положением крупных тектонических блоков с учетом данных по выходам пород на дневную поверхность и редкой сетке глубоких скважин. В основе палеогеографических карт для мезозойских комплексов отложений, доступных для изучения геофизическими методами исследования и бурением, лежат результаты сейсмо-геологического и сейсмо-фациального анализа, выполненного ранее по данным скважин и сейсмических работ.

4. Палеогеографические реконструкции позволяют также восстановить хронологию процессов образования структурных элементов, характер изменения их конфигурации и смещения осей прогибания и/или воздымания во времени. Для каждой выделенной палеогеографической зоны прослеживается смена обстановок осадконакопления по скважинам или выходам пород на поверхность, которая показывает направленность процесса осадконакопления в каждом тектоническом блоке Баренцево-Карского региона. В результате, представленные модели позволяют оценить взаимоотношение крупных тектонических структур, восстановить историю их развития, которая служит основой для бассейнового анализа с выходом на оценку перспектив нефтегазоносности региона.

Благодарности/Финансирование

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых в рамках госбюджетной темы «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

Литература

Агеев К.С., Марковский В.А., Хапилин А.Ф. (1981). Пермские отложения на Северной Земле. *Геология и геофизика*, 3, с. 140–144.

Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г., Кораго Е.А., Корчинская М. В., Куприянова Н. В., Повышева Л. Г., Преображенская Э. Н., Пчелина Т. М., Столбов Н. М., Суворова Е. Б., Супруненко О. И., Суслова В. В., Устинов Н. В., Устрицкий В.И., Фефилова Л. А. (2009). Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 4, с. 1–3.

Бургуто А.Г., Журавлёв В.А., Заварзина Г.А., Зинченко А.Г. и др. (2016). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист S-(36),37 – Баренцево море (зап., центр. части). Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 144 с.

Васильев В.В., Вискунова К.Г., Кийко О.А., Козлов С.А. (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.: Картфабрика ВСЕГЕИ, 200 с.

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

Глебовский В.Ю., Каминский В.Д., Минаков А.Н., Меркурьев С.А., Чилдерс В.А., Брозина Д.М. (2006). История формирования Евразийского бассейна Северного Ледовитого океана по результатам геоисторического анализа аномального магнитного поля. *Геотектоника*, 4, с. 21–42.

Грамберг И. С., Школа И. В., Бро Е. Г., Шеходанов В. А., Армишев А. М. (1985). Параметрические скважины на островах Баренцева и Карского морей. *Советская геология*, 1, с. 95–98.

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). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист U-41–44 – Земля Франца-Иосифа (восточные острова). Объяснительная записка. СПб.: Картфабрика ВСЕГЕИ, 220 с.

Егиазаров Б.Х. (1965). Геологическое строение архипелага Северная Земля. Ленинград, 137 с.

Красильщиков А.А., Лившиц Ю.Я. (1974). Тектоника острова Медвежий. *Геотектоника*, 4, с. 39–51.

Малышев Н.А. (2000). Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов Европейского Севера России. Дисс. доктора геол.-мин. наук.

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., Лукаша 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*, 64(3), с. 46–65. https://doi.org/10.15372/GiG2022131

Малышева Е.О., Доронина М.С., Клещина Л.Н., Никитина В.А., Попов А.С., Васильева Н. (2024). Граница пермской и триасовой систем в разрезе осадочного чехла Баренцева моря. *Геология и геофизика*, 65(9), с. 1275–1288. DOI: 10.15372/GiG2024107

Мордасова А.В. (2018). Условия формирования и перспективы нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемеловых отложений Баренцевоморского шельфа. Дисс. канд. геол.-мин. наук.

Норина Д.А. (2014). Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа. Дисс. канд. геол.-мин. наук.

Падерин П.Г., Шнейдер Г.В., Гор Ю.Г. (2013). Объяснительная записка. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200 000 Серия Таймырская Листы S-46-XVII, XVIII; S-47-XIII, XIV; S-46-XXI, XXII; S-46-XXIII, XXIV; S-47-XIX, XX. Под ред. Малич Н.С. Москва: ВСЕГЕИ, 23 с.

Поселов В.А., Буценко В.В., Жолондз С.М., Киреев А.А. (2019). Структуры растяжения в комплексе Центрально-Арктических подводных поднятий. *Геология и геофизика*, 60(1), с. 3–17. DOI: 10.15372/GiG2019001

Соболевская Р.Ф., Нехорошева Л.В. (2016). Региональная стратиграфическая схема ордовикских отложений Таймыра. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, (28), с. 58–82. DOI: 10.20403/2078-0575-2016-5s-58-82

Ступакова А.В. (2001). Развитие бассейнов Баренцевоморского шельфа и их нефтегазоносность. Дисс. доктора геол.-мин. наук.

Ступакова А.В., Бакуев О.В., Завьялова А.П., Суслова А.А., Никишин В.А., Коробова Н.И., Волянская В.В., Чупахина В.В., Желанова О.В., Сауткин Р.С., Гилаев Р.М., Агаян А.С., Колесникова Т.О., Большакова М.А., Курдина Н.С., Краснова Е.А. (2024). Палеобассейны. История развития осадочных бассейнов и их нефтегазоносность. М.: Недра. 220 с.

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., Курдина Н.С., Богатырева И.Я., Чупахина В.В. (2023). Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности. *Георесурсы*, 25(2), с. 75–88. DOI: 10.18599/grs.2023.2.6

Ступакова А.В., Пашали А.А., Волянская В.В., Суслова А.А., 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., 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. DOI: 10.18599/grs.2023.2.1

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*, 1, с. 19–35. http://doi.org/10.18599/grs.19.4

Суслова А.А. (2013). Условия формирования природных резервуаров юрского нефтегазоносного комплекса Баренцевоморского шельфа. Дисс. канд. геол.-мин. наук.

Суслова А.А. (2014). Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9(2), с. 1–19.

Суслова А.А. (2021). Нефтегазоносный потенциал юрских отложений Баренцевоморского бассейна. Москва: Недра, 197 с.

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. DOI: 10.18599/grs.2023.2.4

Суслова А.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Краснова Е.А., Осипов К.О., Колесникова Т.О., Ковалевская С.О., Гильмуллина А.А., Eide C.H., Klaussen T.G. (2021). Характеристики нефтегазоматеринских толщ Баренцево-Карского региона – основа бассейнового анализа и прогноза ресурсов. *Деловой журнал Neftegaz.RU*, 2, с. 65–71.

Шипилов Э.В., Тарасов Г.А. (1998). Региональная геология нефтегазоносных осадочных бассейнов Западно-Арктического шельфа России. Апатиты: Издательство Кольского научного центра РАН, 306 с.

Backman J., Moran K., McInroy D. et al. (2005). IODP Expedition 302, Arctic Coring Expedition (ACEX): A first look at the Cenozoic paleoceanography of the central Arctic Ocean. *Scientific Drilling*, 1, pp. 2–13. DOI: 10.2204/iodp.sd.1.02.2005

Brozena J.M., Childers V.A., Lawver L.A., Gahagan L.M., Forsberg R., Faleide J.I. & Eldholm O. (2003). New aerogeophysical study of the Eurasia Basin and Lomonosov Ridge: Implications for basin development. *Geology*, 31(9), pp. 825–828. https://doi.org/10.1130/G19528.1

Dibner V.D. (1998). Geology of Franz Josef Land. Oslo: Norsk Polarinstitutt, 190 p.

Eide C.H., Klausen T.G., Katkov D., Suslova A.A. & Helland-Hansen W. (2018). Linking an early Triassic delta to antecedent topography: source-to-sink study of the southwestern Barents Sea margin. *GSA Bulletin*, 130, pp. 263–283. DOI: 10.1130/B31639.1

Grantz A., Pease V.L., Willard D.A., Phillips R.L. & Clark D.L. (2001). Bedrock cores from 89° north: Implications for the geologic framework and Neogene paleoceanography of Lomonosov Ridge and a tie to the Barents Shelf. *GSA Bulletin*, 113(10), pp. 1272–1281. https://doi.org/10.1130/0016-7606(2001)113%3C1272:BCFNIF%3E2.0.CO;2

Harland W.B. (1997). The Geology of Svalbard. London: Geological Society. Memoir No. 17, 521 p. https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.1997.017.01.01

Henriksen E., Ryseth A.E., Larssen G.B., Heide T., Rønning K., Sollid K. & Stoupakova A.V. (2011). Tectonostratigraphy of the Greater Barents Sea: Implications for petroleum systems. In Memoirs (Vol. 35, Ch. 10, pp. 163–195). London: Geological Society. DOI: 10.1144/M35.10

Jokat W., Ickrath M. & O'Connor J. (2013). Seismic transect across the Lomonosov and Mendeleev Ridges: Constraints on the geological evolution of the Amerasia Basin, Arctic Ocean. *Geophysical Research Letters*, 40(19), pp. 5047–5051. DOI: 10.1002/grl.50975

Jokat W., Uenzelmann-Neben G., Kristoffersen Y. & Rasmussen T. (1992). ARCTIC'91: Lomonosov Ridge – a double-sided continental margin. *Geology*, 20, pp. 887–890. https://doi.org/10.1130/0091-7613(1992)020%3C0887:LRADSC%3E2.3.CO;2

Langinen A.E., Lebedeva-Ivanova N.N., Gee D.G. & Zamansky Y.Y. (2009). Correlations between the Lomonosov Ridge, Marvin Spur and adjacent basins of the Arctic Ocean based on seismic data. *Tectonophysics*, 472(1), pp. 309–322. https://doi.org/10.1016/j.tecto.2008.05.029

Milstein V.E., Golovanov N.P. (1979). Upper Precambrian microphytolites and stromatolites from Svalbard. *Norsk Polarinstitutt Skrifter*, 167, pp. 219–224.

Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marín D. & Gilmullina A. (2024). Sequence stratigraphy and palaeogeography of the upper Jurassic and lower Cretaceous in the eastern Barents Sea. *Basin Research*, 36(2), p. 7. https://doi.org/10.1111/bre.12862

Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B. & Werner S.C. (2009). Geological history of the Barents Sea: atlas. Trondheim: Geological Survey of Norway, 135 p.

Taylor P.T., Kovacs L.C., Vogt P.R. & Johnson G.L. (1981). Detailed aeromagnetic investigation of the Arctic Basin. *Journal of Geophysical Research*, 86(B7), pp. 6323–6333. https://doi.org/10.1029/JB086iB07p06323

Сведения об авторах

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: a.suslova@oilmsu.ru

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Ринар Мавлетович Гилаев – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 1

Наталия Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университетимени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Надежда Сергеевна Шевчук – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 1

Анастасия Сергеевна Агаян – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 1

Татьяна Олеговна Колесникова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 05.03.2025;
Принята к публикации 26.05.2025; Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Phanerozoic History of the Barents-Kara Region as the Framework for Petroleum Potential Assessment

A.A. Suslova[*], *A.V. Mordasova, R.M. Gilaev, E.A. Krasnova, R.S. Sautkin, N.I. Korobova, N.S. Shevchuk, A.V. Stoupakova, A.S. Agayan, M.A. Bolshakova, T.O. Kolesnikova*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

[*]*Corresponding author: Anna A. Suslova, e-mail: a.suslova@oilmsu.ru*

Abstract. The Barents-Kara region is one of the most potential in the Russian Arctic with significant hydrocarbon accumulations. It has been confirmed since the early 80s of the last century by large and unique discoveries. In recent years 6 new gas fields have been discovered on the Kara Sea shelf. It is believed that the exploration stage on the Barents and Kara shelf is almost complete and the region at the development stage now. However, the deeply buried Paleozoic sedimentary complexes are practically unexplored and are at the initial exploration stage. The lack of information about deep complexes was one of the reason for the new stratigraphic drilling in the Arctic to tie seismic horizons. Different approach to assess hydrocarbon accumulations and generation potential is needed taking in account the different Mesozoic and Paleozoic data detalization. Underestimation of deep sedimentary complexes may lead to errors in volume and phase composition assessment. The small amount of information on deep complexes cause to predict reservoir and source rocks properties based on paleogeographic reconstructions for the entire Barents-Kara region. It was made for large tectonic blocks which could be deformed during the history development. Different thickness distribution, lithological and stratigraphic composition within depressions and platform blocks is expected.

Keywords: exploration stages, paleogeographic reconstructions, Barents Sea, Kara Sea, Arctic shelf, deep complexes, oil and gas potential, oil and gas reservoir, source rocks, petroleum composition, oil and gas fields, tectonic blocks

Acknowledgements

We appreciate reviewers for valuable comments and suggestions that significantly improved this manuscript.

This work was performed at the Lomonosov Moscow State University, Project No. AAAA-A16-116033010095-1.

Recommended citation: Suslova A.A., Mordasova A.V., Gilaev R.M., Krasnova E.A., Sautkin R.S., Korobova N.I., Shevchuk N.S., Stoupakova A.V., Agayan A.S., Bolshakova M.A., Kolesnikova T.O. (2025). Phanerozoic History of the Barents-Kara Region as the Framework for Petroleum Potential Assessment. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 74–92. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.7

References

Ageev K.S., Markovsky V.A., Khapilin A.F. (1981). Permian deposits on Severnaya Zemlya. *Geologiya i geofizika (Geology and Geophysics)*, 3, pp. 140–144. (In Russ.)

Backman J., Moran K., McInroy D. et al. (2005). IODP Expedition 302, Arctic Coring Expedition (ACEX): A first look at the Cenozoic paleoceanography of the central Arctic Ocean. *Scientific Drilling*, 1, pp. 2–13. DOI: 10.2204/iodp.sd.1.02.2005

Basov V.A., Vasilenko L.V., Viskunova K.G., Corago E.A., Korchinskaya M.V., Kupriyanova N.V., Povysheva L.G., Preobrazhenskaya E.N., Pchelina T.M., Stolbov N.M., Suvorova E.B., Suprunenko O.I., Suslova V.V., Ustinov N. V., Ustritsky V.I., Fefilova L.A. (2009). Evolution of sedimentation environments of the Barents-North Kara paleobasin in the Phanerozoic. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and Practice*, 4, pp. 1–3. (In Russ.)

Brozena J.M., Childers V.A., Lawver L.A., Gahagan L.M., Forsberg R., Faleide J.I. & Eldholm O. (2003). New aerogeophysical study of the Eurasia Basin and Lomonosov Ridge: Implications for basin development. *Geology*, 31(9), pp. 825–828. https://doi.org/10.1130/G19528.1

Burguto A.G., Zhuravlev V.A., Zavarzin G.A., Zinchenko A.G., et al. (2016). State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). North Kara-Barents Sea Series. Explanatory note. St. Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory, 144 p. (In Russ.)

Dibner V.D. (1998). Geology of Franz Josef Land. Oslo: Norsk Polarinstitutt, 190 p.

Dymov V. A., Kachurina N. V., Makaryev A. A., Makaryeva E. M. et al. (2011). State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1: 1,000,000 (third generation). North Kara-Barents Sea Series. Explanatory note. St. Petersburg: VSEGEI Cartography Factory, 220 p. (In Russ.)

Eide C.H., Klausen T.G., Katkov D., Suslova A.A. & Helland-Hansen W. (2018). Linking an early Triassic delta to antecedent topography: source-to-sink study of the southwestern Barents Sea margin. *GSA Bulletin*, 130, pp. 263–283. DOI: 10.1130/B31639.1

Egiazarov B. H. (1965). Geological structure of the Severnaya Zemlya archipelago. Leningrad, 137 p. (In Russ.)

Gavrilov V.P., Gibshman N.B., Karnaukhov S.M., Kholodilov V.A., Tsemkalo M.L., Shamalov Yu.V. (2010). Biostratigraphy and lithofacies of oil and gas deposits of the Barents-Kara region. Moscow: Nedra, 255 p. (In Russ.)

Glebovsky, V.Y., Kaminsky, V.D., Minakov, A.N. et al. (2006). Formation of the Eurasia Basin in the Arctic Ocean as inferred from geohistorical analysis of the anomalous magnetic field. *Geotecton*., 40, pp. 263–281 https://doi.org/10.1134/S0016852106040029

Gramberg I. S., Shkola I. V., Bro E. G., Shekhodanov V. A., Armishev A. M. (1985). Parametric wells on the islands of the Barents and Kara Seas. *Sovetskaya geologiya (Soviet Geology)*, 1, pp. 95–98. (In Russ.)

Grantz A., Pease V.L., Willard D.A., Phillips R.L. & Clark D.L. (2001). Bedrock cores from 89° north: Implications for the geologic framework and Neogene paleoceanography of Lomonosov Ridge and a tie to the Barents Shelf. *GSA Bulletin*, 113(10), pp. 1272–1281. https://doi.org/10.1130/0016-7606(2001)113%3C1272:BCFNIF%3E2.0.CO;2

Harland W.B. (1997). The Geology of Svalbard. London: Geological Society. Memoir No. 17, 521 p. https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.1997.017.01.01

Henriksen E., Ryseth A.E., Larssen G.B., Heide T., Rønning K., Sollid K. & Stoupakova A.V. (2011). Tectonostratigraphy of the Greater Barents Sea: Implications for petroleum systems. In Memoirs (Vol. 35, Ch. 10, pp. 163–195). London: Geological Society. DOI: 10.1144/M35.10

Jokat W., Ickrath M. & O'Connor J. (2013). Seismic transect across the Lomonosov and Mendeleev Ridges: Constraints on the geological evolution of the Amerasia Basin, Arctic Ocean. *Geophysical Research Letters*, 40(19), pp. 5047–5051. DOI: 10.1002/grl.50975

Jokat W., Uenzelmann-Neben G., Kristoffersen Y. & Rasmussen T. (1992). ARCTIC'91: Lomonosov Ridge – a double-sided continental margin. *Geology*, 20, pp. 887–890. https://doi.org/10.1130/0091-7613(1992)020%3C0887:LRADSC%3E2.3.CO;2

Krasilshchikov A.A., Livshits Yu.Ya. (1974). Tectonics of the Medvezhiy Island. *Geotektonika (Geotectonics)*, 4, pp. 39–51. (In Russ.)

Langinen A.E., Lebedeva-Ivanova N.N., Gee D.G. & Zamansky Y.Y. (2009). Correlations between the Lomonosov Ridge, Marvin Spur and adjacent basins of the Arctic Ocean based on seismic data. *Tectonophysics*, 472(1), pp. 309–322. https://doi.org/10.1016/j.tecto.2008.05.029

Malyshev N.A. (2000). Tectonics, evolution and oil and gas potential of sedimentary basins of the European North of Russia. Dr. Geol.-Min. Sci. Diss. (In Russ.)

Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E., Skaryatin M.V., Balagurov M.D., Ilyushin D.V., Kolyubakin A.A., Gubareva O.A., Gatovsky Yu.A., Lakeev V.G., Lukasha 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

Malysheva E.O., Doronina M.S., Kleshchina L.N., Nikitina V.A., Popov A.S., Vasilyeva N. (2024). Permian–Triassic Boundary in Sedimentary Succession of the Barents Sea. *Russ. Geol. Geophys.*, 65(9), pp. 1086–1097. https://doi.org/10.2113/RGG20244648

Milstein V.E., Golovanov N.P. (1979). Upper Precambrian microphytolites and stromatolites from Svalbard. *Norsk Polarinstitutt Skrifter*, 167, pp. 219–224.

Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marín D. & Gilmullina A. (2024). Sequence stratigraphy and palaeogeography of the upper Jurassic and lower Cretaceous in the eastern Barents Sea. *Basin Research*, 36(2), p. 7. https://doi.org/10.1111/bre.12862

Mordasova A.V. (2018). Conditions of formation and oil and gas potential of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous deposits of the Barents Sea shelf. Cand. Geol.-Min. Sci. Diss. (In Russ.)

Norina D.A. (2014). Structure and oil and gas source potential of the Permian-Triassic terrigenous deposits of the Barents Sea shelf. Cand. Geol.-Min. Sci. Diss. (In Russ.)

Paderin P.G., Schneider G.V., Gor Yu.G. (2013). Explanatory note. State geological map of the Russian Federation at a scale of 1:200,000 Taimyr series. Ed. by Malich N.S. Moscow: VSEGEI, 23 p. (In Russ.)

Poselov V.A., Butsenko V.V., Zholondz S.M., Kireev A.A. (2019). Extension Structures in the Central Arctic Submarine Elevations Complex. *Russ. Geol. Geophys.,* 60(1), pp. 1–13. https://doi.org/10.15372/RGG2019001

Shipilov E.V., Tarasov G.A. (1998). Regional geology of oil and gas bearing sedimentary basins of the West Arctic shelf of Russia. Apatity: Kola Science Center of the Russian Academy of Sciences, 306 p. (In Russ.)

Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B. & Werner S.C. (2009). Geological history of the Barents Sea: atlas. Trondheim: Geological Survey of Norway, 135 p.

Sobolevskaya R.F., Nekhorosheva L.V. (2016). Regional stratigraphic scheme of the Ordovician deposits of Taimyr. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri = Geology and mineral resources of Siberia*, (28), pp. 58–82. (In Russ.). DOI: 10.20403/2078-0575-2016-5s-58-82

Stoupakova A.V. (2001). Development of the Barents Sea shelf basins and their oil and gas potential. Dr. Geol.-Min. Sci. Diss. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Bakuev O.V., Zavyalova A.P., Suslova A.A., Nikishin V.A., Korobova N.I., Volyanskaya V.V., Chupakhina V.V., Zhelanova O.V., Sautkin R.S., Gilaev R.M. et al. (2024). Paleobasins. History of the development of sedimentary basins and their oil and gas potential. Moscow: Nedra, 220 pp. (In Russ.)

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., Kurdina N.S., Bogatyreva 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. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2023.2.6

Stoupakova A.V., Pashali A.A., Volyanskaya V.V., Suslova A.A., Zavyalova A.P. (2019). Paleobasins – a new concept of modeling the history of geological development and oil and gas bearing of regions. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 4–12. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.4-12

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 for oil and gas potential of a sedimentary basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 5–21. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2023.2.1

Stoupakova A.V., Suslova A.A., Bolshakova M.A., Sautkin R.S., Sannikova I.A. (2017). Basin analysis for the search of large and unique fields in the Arctic region. *Georesursy = Georesources*, 1, pp. 19–35. (In Russ.) http://doi.org/10.18599/grs.19.4

Suslova A.A. (2013). Conditions of formation of natural reservoirs of the Jurassic oil and gas complex of the Barents Sea shelf. Cand. Geol.-Min. Sci. Diss. (In Russ.)

Suslova A.A. (2014). Seismostratigraphic analysis and oil and gas potential of the Jurassic deposits of the Barents Sea shelf. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and Gas Geology. Theory and Practice*, 9(2), pp. 1–19. (In Russ.)

Suslova A.A. (2021). Oil and Gas Potential of the Jurassic Deposits of the Barents Sea Basin. Moscow: Nedra, 197 p. (In Russ.)

Suslova A.A., Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Gilaev R.M., Gatovsky Yu.A., Korobova N.I., Gumerov A.R., Sahabov 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. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2023.2.4

Suslova A.A., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Mordasova A.V., Sautkin R.S., Krasnova E.A., Osipov K.O., Kolesnikova T.O., Kovalevskaya S.O., Gilmullina A.A., Eide C.H., Klaussen T.G. (2021). Characteristics of oil and gas source strata of the Barents-Kara region - the basis for basin analysis and resource forecast. *Neftegaz.ru,* 2, pp. 65–71. (In Russ.)

Taylor P.T., Kovacs L.C., Vogt P.R. & Johnson G.L. (1981). Detailed aeromagnetic investigation of the Arctic Basin. *Journal of Geophysical Research*, 86(B7), pp. 6323–6333. https://doi.org/10.1029/JB086iB07p06323

Vasiliev V.V., Viskunova K.G., Kiyko O.A., Kozlov S.A. (2013). State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). North Kara-Barents Sea Series. St. Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory, 200 p. (In Russ.)

About the Authors

Anna A. Suslova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.suslova@oilmsu.ru

Alina V. Mordasova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Rinard M. Gilaev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elizaveta A. Krasnova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nataliya I. Korobova – Assistant, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nadezhda S. Shevchuk – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anastasiya S. Agayan – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatiana O. Kolesnikova – Postgraduate Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 5 March 2025;
Accepted 26 May 2025; Published 30 June 2025

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

www.georс.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.8 УДК 553.982

Эволюция и условия формирования нефтегазоносности Баренцевоморского и Северо-Карского осадочных бассейнов

Т.О. Колесникова[1], А.В. Мордасова[1], А.А. Суслова[1], А.В. Ступакова[1], М.А. Большакова[1], Е.А. Краснова[1,2], Р.С. Сауткин[1], Р.М. Гилаев[1], И.В. Кувинов[1], А.А. Гильмуллина[3], К.О. Осипов[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

[2]*Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия*

[3]*Университет г. Берген, Берген, Норвегия*

Новые композитные сейсмогеологические профили и опубликованные результаты стратиграфического бурения в северной части Карского шельфа легли в основу актуальной стратиграфической и бассейновой модели Баренцевоморского и Северо-Карского осадочных бассейнов. В статье рассматривается история геологического развития этих бассейнов от раннего палеозоя до настоящего времени. На основе выявленных по сейсмическим данным эрозионных несогласий восстановлены мощности эродированных отложений. Полученные данные позволили построить палеопрофили на основные этапы развития региона, которые в дальнейшем были учтены в бассейновой модели.

Бассейновое моделирование показало, что временные рамки процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородных флюидов уникальны для каждого тектонического элемента первого порядка. Значительных перетоков нефти и газа между структурными элементами осадочных бассейнов не выявлено.

Нижнепалеозойские нефтегазоматеринские толщи оказали наибольшее влияние на формирование скоплений жидких углеводородов в пределах Северо-Карской впадины.

В работе показана необходимость уточнения кинетических спектров деструкции керогена для верхнеюрских пород, поскольку их использование демонстрирует раннее начало генерации нефти по сравнению с результатами, полученными при применении опубликованных кинетических моделей.

Проведенная работа позволила оценить влияние магматизма в пределах Южно-Баренцевской впадины на генерацию углеводородов мезозойскими нефтегазоматеринскими толщами. Для триасового комплекса воздействие интрузий сказывается негативно за счет быстрого «сжигания» потенциала триасовых нефтегазоматеринских толщ, а также увеличения доли жидких углеводородов, переходящих в газ при вторичном крекинге.

Ключевые слова: Баренцевоморский бассейн, Северо-Карский бассейн, история развития, бассейновый анализ, бассейновое моделирование, нефтегазоматеринские толщи, кинетические спектры, интрузии, сейсмостратиграфический анализ, элементы УВ-систем, эрозии, аплифты

Для цитирования: Колесникова Т.О., Мордасова А.В., Суслова А.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Краснова Е.А., Сауткин Р.С., Гилаев Р.М., Кувинов И.В., Гильмуллина А.А., Осипов К.О. (2025). Эволюция и условия формирования нефтегазоносности Баренцевоморского и Северо-Карского осадочных бассейнов. *Георесурсы,* 27(2), с. 93–117. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.8

Введение

Недра Баренцева и Карского морей достаточно хорошо изучены, однако, в силу отсутствия глубокого бурения, при прогнозе нефтегазоносности и поисках месторождений нефти и газа сохраняется высокая степень неопределённости. Шельф Баренцева и северной части Карского морей изучены опорными геотраверсами АР (Верба и др., 2005; Сакулина и др., 2015), сетью сейсмических профилей (Шельфовые осадочные бассейны…, 2020), площадной грави- и магниторазведкой, донным пробоотбором (Никитин и др., 2020). Мезозойско-верхнепалеозойский разрез Баренцева моря охарактеризован глубоким бурением, а на Северо-Карском шельфе в 2020 г. были пробурены малоглубинные стратиграфические скважины (Малышев и др., 2023).

Для оценки перспектив нефтегазоносности был проведен бассейновый анализ и моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов (УВ). В основу структурных реконструкций положена карта основных структурно-тектонических зон Баренцево-Карского шельфа и серия сейсмогеологических разрезов

* Ответственный автор: Татьяна Олеговна Колесникова
e-mail: t.kolesnikova@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

(рис. 1). Совместная история развития Баренцевоморского и Северо-Карского бассейнов подтверждается синхронными тектоническими этапами и наличием последовательной смены фаций в пределах осадочных комплексов, что позволяет рассматривать эти регионы как части единого палеобассейна в палеозойское время. Рассмотрена история развития региона, в ходе которой могли формироваться потенциально нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), а также оценена роль геологических процессов, которые определили термическую эволюцию региона. Например, кайнозойский аплифт, уничтоживший от первых сотен до 2,5–3 км осадочного чехла, раннемеловое внедрение интрузий и соляная тектоника. Кроме того, мы постарались оценить вклад нижнепалеозойских НГМТ в формирование нефтегазоносности Баренцево-Северокарского региона.

Материалы и методы

Положение современных залежей нефти и газа определяется наличием всех элементов углеводородных систем в разрезе и их эволюцией на протяжении всего времени развития бассейна. В связи с этим необходимо учитывать следующие факторы: мощность отложений, их состав, условия образования, степень погруженности в разные этапы развития, эрозионные процессы, оценку структурных перестроек, влияющих на миграционно-аккумуляционные процессы. Также не стоит исключать из внимания дополнительные факторы прогрева, которые могут влиять на зрелость органического вещества в локальных зонах.

Реконструкция условий формирования нефтегазоносности Баренцево-Северокарского региона проведена по следующим направлениям:

1) выявление структурного плана региона;

2) литолого-стратиграфическое расчленение разреза и выделение несогласий;

3) тектонические реконструкции и описание истории развития региона, оценка мощностей аплифтов;

4) анализ нефтегазоносности и моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ-флюидов с учетом влияния интрузий и соляных диапиров, а также неопределенности в возрасте и характеристиках органического вещества (ОВ) НГМТ.

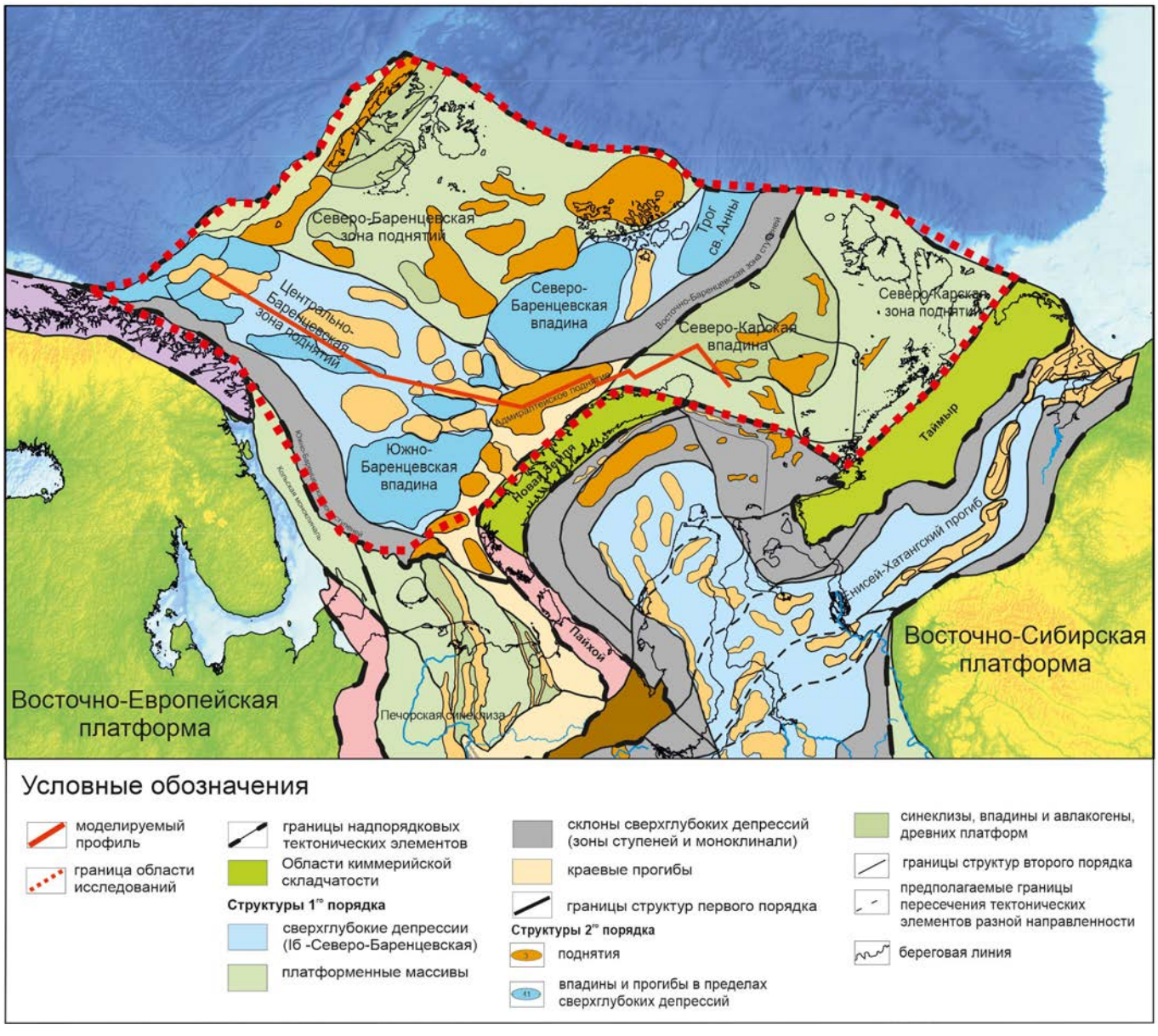


Рис. 1. Структурный план Баренцево-Карского шельфа по (Ступакова, 2011, 2017) и положение опорного композитного профиля

Построение опорного композитного профиля

Для реконструкции истории развития региона составлен опорный композитный профиль через шельф Баренцева моря и северную часть шельфа Карского моря (рис. 1). Восточная часть профиля (российский сектор) собрана из 2D сейсмических съёмок разных лет (2005–2008 гг.), проведённых компаниями АО «МАГЭ», АО «СМНГ», АО «Севморгео». Геологическая модель по западной части профиля (норвежский сектор) взята по результатам работ коллег из университета г. Берген. Композитный профиль был увязан по структурным элементам и проинтерпретирован авторами.

Геологические данные

Литолого-стратиграфическое расчленение и стратиграфическая привязка отражающих горизонтов верхней части разреза проводились по скважинным данным (Киреев, 2009; Устрицкий, 2013; Норвежский нефтяной директорат: http://www.npd.no), для нижней – по геологической карте и с помощью анализа несогласий и особенностей разрезов прилегающих архипелагов: по северной части арх. Новая Земля, арх. Земля Франца-Иосифа, арх. Шпицберген, арх. Северная Земля (рис. 2; Дымов и др., 2011; Васильев и др., 2013; Качурина и др., 2013; Dallman, 2015; Кораго и др., 2022).

Тектонические реконструкции проводились путём анализа ключевых несогласий и построения серии палеопрофилей на основные этапы структурных перестроек. Мощности эродированных отложений рассчитаны геометрически с учётом трендов изменения мощностей отложений в пределах комплексов пород. История развития региона и закономерности изменения фаций по профилю восстановлены с учетом палеотектонических (Henriksen et al., 2011; Matthews et al., 2016; Nikishin et al., 2019; Lasabuda et al., 2021) и палеогеографических построений (Басов и др. 2009; Smelror et al., 2009; Суслова, 2014; Норина, 2014; Grundvåg, Olaussen, 2017; Мордасова и др., 2019). Для палеозойской части разреза палеопостроения сопоставлялись с разрезами арх. Новая Земля (Кораго и др., 2022) и скважинными данными норвежского сектора Баренцева моря (Brunstad, Rønnevik, 2022; Норвежский нефтяной директорат: http://www.npd.no); для мезозойской части разреза – с данными по морским глубоким скважинам (Грамберг и др., 1985; Павлов и др., 1985; Киреев и др., 2009; Устрицкий, Тугарова, 2013; Суслова, 2014; Норина, 2014; Marín et al. 2017; Gilmullina et al., 2021; Mordasova et al., 2024; Норвежский нефтяной директорат: http://www.npd.no).

Для создания тепловой модели региона заданы следующие граничные условия: температура на границе осадка и воды (Wyrgala, 1989), палеобатиметрия и тепловой поток через поверхность фундамента. Тепловой поток предположительно был разный для западной и восточной части Баренцево-Северокарского региона. Для восточной части самые высокие значения теплового потока, порядка 70–80 Вт/м², характерны для первого предполагаемого этапа рифтогенеза в начале позднего протерозоя – раннего палеозоя. Следующее локальное повышение теплового потока предполагается в период растяжения в среднедевонскую эпоху. В западной части Баренцево-Северокарского региона повышение теплового потока, связанное с рифтогенезом, задано на границе позднедевонской и раннекаменноугольной эпох. Увеличение теплового потока учитывается также в периоды тектонической активизации в раннем триасе и раннем мелу (Clark et al., 2014; Ktenas et al., 2023). Предполагается, что тепловой поток постепенно снижался на протяжении всей истории развития Баренцево-Северокарского шельфа.

В модели были учтены внедрение интрузивных тел и соляная тектоника. Внедрение интрузивных тел, распространенных в триасовом комплексе Южно-Баренцевской впадины, задано во временном промежутке от оксфорда для тел в нижней части комплекса, до валанжина–готерива – в верхней (Шипилов, 2018). Образование соляных диапиров происходило в условиях сжатия в начале триасового периода, в конце триасового периода, а также в периоды раннемелового и кайнозойского региональных подъемов территорий (Hassaan et al., 2020).

Результаты лабораторных исследований каменного материала

При задании свойств НГМТ были проанализированы результаты исследований кернового материала (Бро, 1992; Верба, 2007; Кирюхина, 2013; Sobolev, 2014; Норина, 2014; Полякова, 2015; Ступакова и др., 2021; Норвежский нефтяной директорат: http://www.npd.no; Leith et al., 1993; Ohm et al., 2008) и результаты геохимических исследований пород из обнажений центральной и северной частей арх. Новая Земля (Вискунова, 2006; van Koeverden et al., 2010; Васильев и др., 2013; Захридзе и др., 2021). Латеральная изменчивость свойств НГМТ задавалась с учетом истории развития региона и фациальной зональности.

Для всех внесенных в модель НГМТ были выбраны опубликованные кинетические спектры (Pepper, Corvi, 1995), соответствующие типу органического вещества. Поскольку верхнеюрская НГМТ обладает высоким генерационным потенциалом и при этом отличается низкой катагенетической зрелостью, для более точной оценки степени трансформации ОВ и времени начала генерации для неё был лабораторно восстановлен кинетический спектр. Образец для восстановления кинетического спектра был отобран из обнажения реки Айюва (Тимано-Печорский НГБ) из пачки черных аргиллитов паромесской свиты титонского возраста. Отложение паромесской свиты происходило в одной фациальной зоне с верхнеюрской НГМТ Баренцева моря (Ступакова, 2000), что позволяет предположить сходство их генерационных характеристик. Незрелый образец был исследован на приборе HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, USA) при трех скоростях нагрева: 3, 10 и 30 °С/мин в диапазоне температур 300–650 °С. Полученный однокомпонентный спектр обрабатывался в программе KINETICS2015 (GeoIsoChem Corporation). Спектр был разделен на нефтяные и газовые компоненты в соотношении 85 и 15%, характерном для керогена II типа (Behar et al., 1997).

Результаты бассейнового анализа

1. Структурный план

Изучаемый композитный профиль проходит через структурные элементы первого порядка (Ступакова, 2011): Центрально-Баренцевскую сверхглубокую депрессию (включает структуры второго порядка: поднятие

Лоппа и платформу Бъярмелэнд, Южно-Баренцевскую впадину), краевой прогиб Седова (включает структуру первого порядка Адмиралтейский вал) и Северо-Карскую впадину (рис. 1, 2).

2. Литолого-стратиграфическое расчленение разреза

Самые древние отложения в районе исследования представлены верхнепротерозойскими метаморфическими породами, обнажающимися в северной части арх. Новая Земля и на арх. Земля Франца-Иосифа (рис. 3). На арх. Земля Франца-Иосифа верхнепротерозойские толщи нагурской серии с угловым несогласием и большим перерывом перекрываются каменноугольными карбонатами, в то время как на северной оконечности арх. Новая Земля в Ледяногаванской зоне наблюдается непрерывный разрез от верхнепротерозойских до верхнедевонских отложений без явных несогласий (рис. 3). Скважинами в восточной части Баренцевоморского шельфа вскрыты отложения не древнее раннего карбона (скважина Адмиралтейская-1). В западной части Баренцевоморского шельфа предполагается, что осадочный разрез начинается с позднедевонско-каменноугольных отложений.

В северной части Карского моря скважинными данными охарактеризованы отложения верхнего кембрия, верхнего ордовика, силура, нижнего и верхнего девона, а также мезозоя (Малышев и др., 2023). На арх. Северная Земля выходят на поверхность осадочные породы от кембрийских до мезозойских (Качурина и др., 2013).

Основываясь на вышеописанной информации, в разрезе Баренцево-Северокарского региона можно выделить несколько осадочных комплексов.

Верхнепротерозойско (?) - ордовикский (PR_2?–O) комплекс ограничен в подошве поверхностью складчатого основания. В кровле комплекс ограничен предсилурийским несогласием (фиксируется в Русскогаванской зоне арх. Новая Земля), которому соответствует на сейсмических разрезах ОГ V (рис. 3). Верхнепротерозойские отложения предположительно развиты в основании Северо-Карской впадины. Нижнепалеозойские отложения развиты в пределах изучаемого профиля в Южно-Баренцевской и Северо-Карской впадинах, где их мощность оценивается до 1,5 км и до 2–2,5 км соответственно (рис. 3, 5). Предполагается отсутствие верхнепротерозойско-ордовикских отложений на Адмиралтейском валу, а в западной части Баренцевоморского шельфа эти отложения входят в состав каледонского складчатого основания.

Силурийско-среднедевонский комплекс (S–D_2) в кровле ограничен предфранским несогласием и ОГ III2 (рис. 3), в Баренцевоморском осадочном бассейне имеет терригенный состав, а в Северо-Карской впадине – преимущественно карбонатный (Суслова и др., 2023; Малышев и др., 2023). Предфранское несогласие прослеживается на Баренцевоморском шельфе с одной стороны, по аналогии с Тимано-Печорским бассейном, с другой – оно фиксируется в разрезах Ледяногаванской зоны арх. Новая Земля. Мощность силурийско-среднедевонского комплекса отложений достигает 3–3,5 км в Южно-Баренцевской впадине, 2–2,5 км в Северо-Карской впадине, сокращаясь до 300–500 м на Адмиралтейском валу (рис. 4). В западной части профиля силурийско-среднедевонские отложения, вероятно, отсутствуют, в связи с эрозией во время каледонской орогении.

Верхнедевонско-нижнепермский комплекс (D_3–P_1as-s) имеет карбонатный состав в пределах Баренцевоморской части профиля, в то время как в Северо-Карской впадине имеет терригенный состав по аналогии с разрезами арх. Северная Земля (рис. 4). К верхней границе комплекса приурочен ОГ Ia, который в Баренцевом море ассоциируется с кровлей карбонатов и является разновозрастным: на востоке Баренцевоморского шельфа ОГ Ia приурочен к границе сакмарских и артинских отложений (согласно разрезу скв. Адмиралтейская-1), в то время как в западной части шельфа – к средней перми (рис. 3). Мощность верхнедевонско-нижнепермского комплекса в Южно-Баренцевской впадине достигает 2–2,5 км, в Северо-Карской впадине – до 1,5 км, сокращаясь на Адмиралтейском валу до 500 м (рис. 3). Внутри преимущественно терригенного верхнедевонско-нижнепермского комплекса в Северо-Карской впадине можно выделить среднекаменноугольное несогласие (ОГ II), которое фиксируется в скв. Нагурская-1 на арх. Земля Франца-Иосифа и в разрезах арх. Северная Земля. Это несогласие может быть связано с инверсией северной части Баренцево-Карского шельфа во время герцинской складчатости, проявившейся на Таймыре. В западной части Баренцевоморского шельфа разрез комплекса начинается с терригенных девонско(?)-нижнекаменноугольных отложений, которые вверх по разрезу сменяются карбонатными и эвапоритовыми толщами среднего–верхнего карбона и перми (Норвежский нефтяной директорат: http://www.npd.no) (рис. 3). В западной части Баренцевоморского шельфа мощность каменноугольно-пермских отложений достигает 6–6,5 км (рис. 4).

Пермский терригенный комплекс (P_1ar–P_3) ограничен в кровле несогласием на рубеже перми и триаса, к которому приурочен ОГ А (рис. 3). Внутри комплекса отмечается фациальный переход от терригенных, в том числе клиноформенных отложений (Норина, 2014), в восточной части профиля к менее мощным известковистым глинам и спикулитам в западной части Баренцевоморского шельфа (рис. 4). Мощность терригенных пермских отложений достигает 1,5–1,7 км в Южно-Баренцевской впадине, порядка 1 км в Северо-Карской впадине, сокращаясь до 500–700 м на Адмиралтейском валу (рис. 4).

Триасовый терригенный клиноформенный комплекс (T), сверху ограничен рэтским несогласием, которому соответствует ОГ Б (рис. 4). Триасовые клиноформы прогадировали со стороны растущих герцинид Урала, Западной Сибири, Таймыра и Сибирских траппов (Gilmullina et al., 2022), что определило закономерное увеличение мощности триасового комплекса с востока на запад: от первых сотен метров в Северо-Карской впадине до 7 км в Южно-Баренцевской падине (рис. 4).

Юрский терригенный комплекс (J_1–J_3) ограничен в кровле несогласием по типу подошвенного прилегания, которому соответствует ОГ В (BCU) (рис. 3), в северной части шельфа этот горизонт приурочен к поверхности эрозионного срезания. Юрский осадочный комплекс достигает мощностей порядка 1 км в Южно-Баренцевской впадине (Суслова, 2013), до 500 м на платформе Бъярмелэнд и 200–250 м в Северо-Карской впадине (рис. 4).

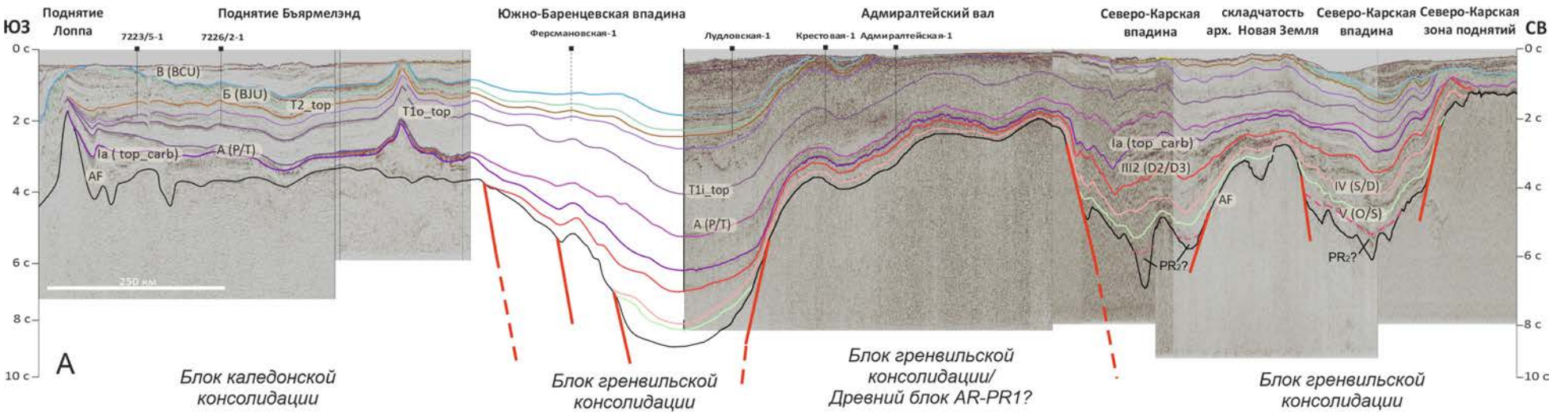


Рис. 2. Композитный сейсмогеологический профиль через Баренцевоморский шельф. Положение профиля на рис. 1

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

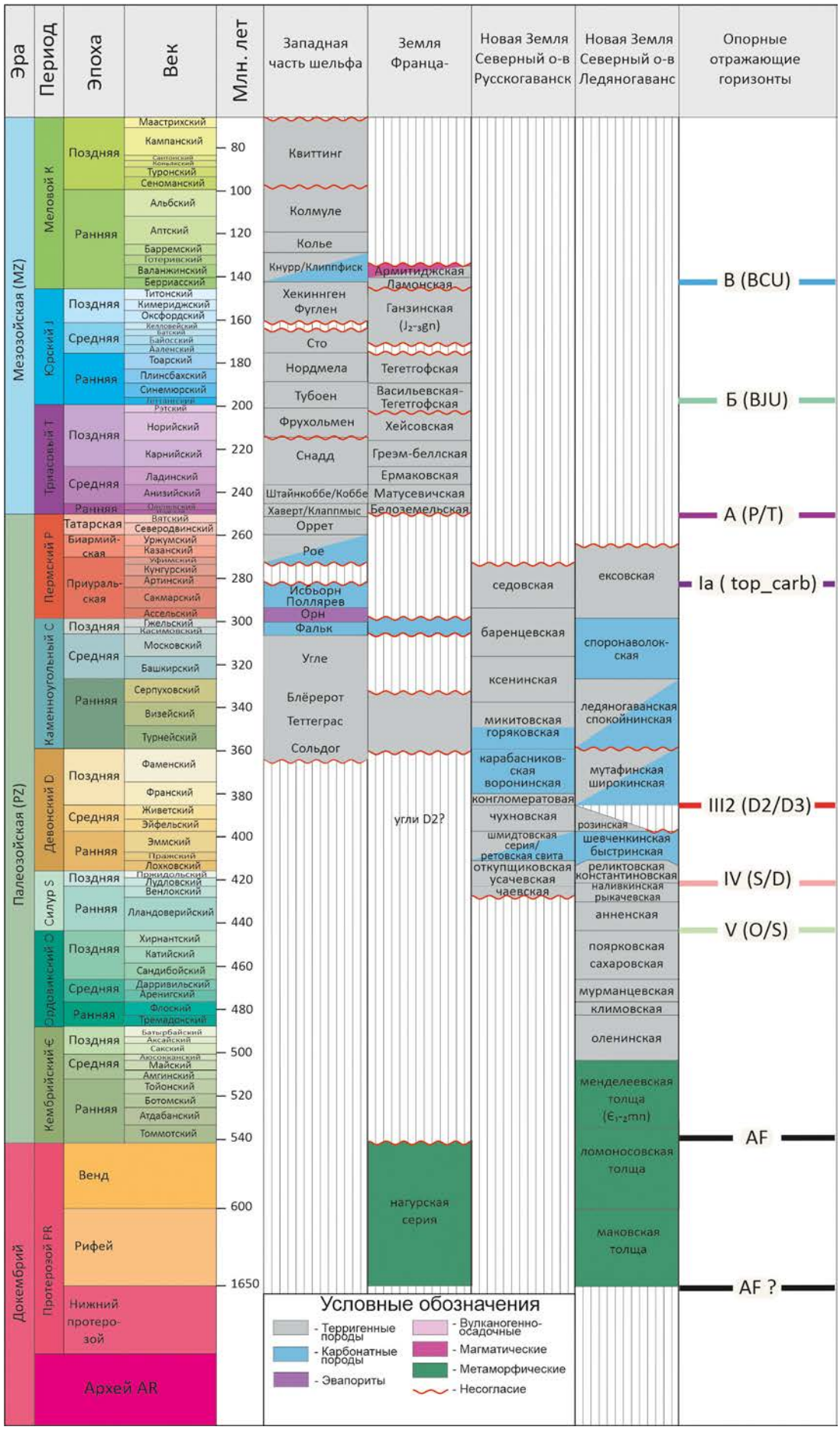


Рис. 3. Схема сопоставления осадочных комплексов западной части Баренцевоморского шельфа, северной части арх. Новая Земля и арх. Земля Франца-Иосифа и привязка опорных отражающих горизонтов к основным несогласиям по (Дымов и др., 2011; Казанин и др., 2011; Васильев и др., 2013; Норвежский нефтяной директорат: http://www.npd.no; Кораго и др., 2022; Brunstad, Rønnevik, 2022)

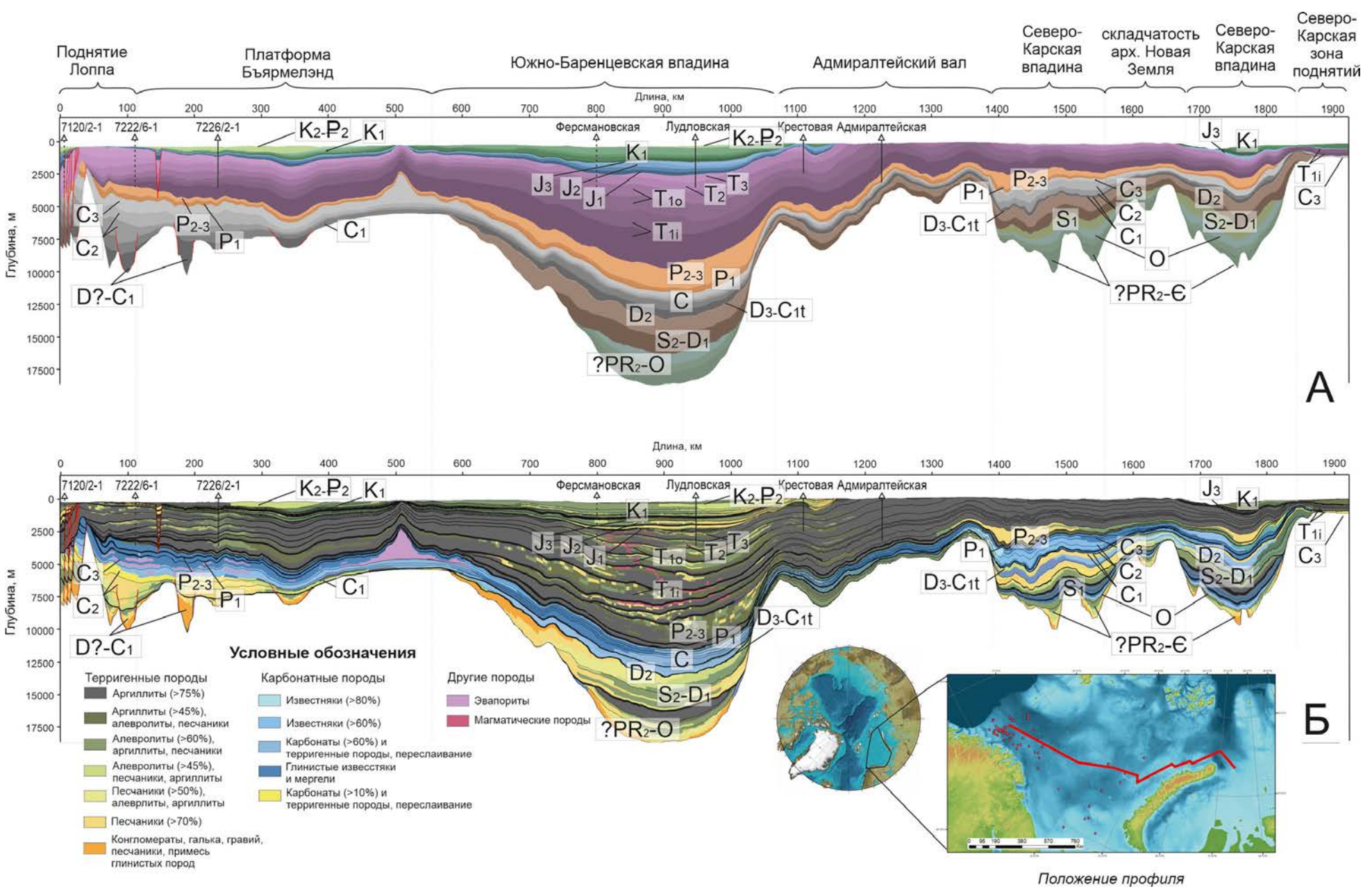


Рис. 4. Моделируемый региональный профиль: а) стратиграфическая модель; б) литологическая модель

Меловой терригенный клиноформенный комплекс (K_{1-2}) развит только в пределах прогибов (рис. 4), поскольку он значительно уничтожен кайнозойской эрозией и обнажается на дне моря. Меловые клиноформы проградировали с востока на запад и с северо-востока на юго-запад (Mordasova et al., 2024). Меловые отложения достигают мощности 1200 м в Южно-Баренцевской впадине, 1000 м на платформе Бъярмелэнд и 600–650 м в Северо-Карской впадине (рис. 4).

3. Тектонические реконструкции структурного плана и история развития региона

3.1. Стадии формирования бассейнов и оценка мощности эродированных отложений

При моделировании истории развития были учтены основные стадии формирования изучаемых бассейнов: позднепротерозойско (?)-силурийский (каледонский цикл тектогенеза), позднесилурийско-раннепермский (герцинский цикл тектогенеза), пермско-мезозойский (киммерийский цикл тектогенеза) и кайнозойский (альпийский цикл тектогенеза).

Позднепротерозойско-силурийский этап начинается предположительно с позднепротерозойского рифтогенеза, в течение которого происходило локальное накопление разнозернистых терригенных отложений, аналогичных разрезам в северной части арх. Новая Земля. В кембрии на большей части территории установились морские шельфовые обстановки, с наиболее глубоководной областью в районе северного окончания арх. Новая Земля (рис. 5). К концу ордовика началось постепенное обмеление бассейна, продолжавшееся вплоть до раннедевонской эпохи. Со стороны скандинавских каледонид обломочный материал поступал в прибрежно-морской бассейн, расположенный на востоке.

Закрытие океана Япетус и рост каледонид Скандинавии и Шпицбергена способствовали формированию регионального несогласия в силурийский период, отразившегося на большей части изучаемой территории. Предполагаемые мощности сэродированных отложений в пределах моделируемого профиля достигают 800–900 м (рис. 5).

Позднесилурийско-среднедевонский этап развития отвечает постепенному расширению морского бассейна со стороны Уральского океана. Начиная со среднего силура (?)-начала девона в восточной части шельфа Баренцева моря активизировались процессы прогибания, в совокупности с активным размывом каледонского орогена на западе. Осадочный материал с запада поступал в морской бассейн Южно-Баренцевской впадины вплоть до среднего девона (рис. 5). В конце среднего девона, в живетское время, в результате тектонической активизации, связанной с завершением каледонской складчатости, формируется региональное несогласие во всём Баренцево-Северокарском регионе. В пределах Северо-Карской впадины амплитуды предфранской эрозии достигали порядка 200–700 м, в пределах Адмиралтейского вала и прогиба Седова – 400–500 м.

Позднедевонско-раннепермский этап характеризуется прогибанием восточной части изучаемой территории и формированием карбонатного комплекса отложений (рис. 5). На протяжении позднего девона происходило постепенное продвижение морских обстановок в западном направлении. К концу девонского периода на территории Южно-Баренцевской впадины установились относительно глубоководные морские условия. В то же время для Северо-Карской впадины были характерны условия приливно-отливной равнины.

В каменноугольном периоде в Южно-Баренцевской впадине и в восточной и северной частях арх. Новая Земля преобладали шельфовые обстановки с карбонатным осадконакоплением. На территории Центрально-Баренцевской сверхглубокой депрессии накапливались грубые терригенные осадки (рис. 5). В результате постепенной трансгрессии к концу раннекаменоугольной эпохи карбонатное осадконакопление распространяется на запад, а в позднекаменноугольную эпоху возникают локальные лагуны, в которых происходит образование эвапоритов. Карбонатный шельф господствует на территории исследований вплоть до ранней перми. В среднем–позднем карбоне Северо-Карская впадина испытала подъём за счёт орогенеза на Таймыре.

Пермско-мезозойский этап. Активный орогенез Урала способствовал переходу к терригенной седиментации в поздней перми и накоплению мощного триасового клиноформенного комплекса (Норина, 2014). Именно в это время появляются значительные различия в структурных планах Северо-Карского бассейна и восточной части Баренцевоморского бассейна, до этого существовавших, как единый бассейн. В это же время происходило воздымание и размыв поднятия Лоппа (до 2500 м). В триасе начался рост соляных диапиров (Rojo et al., 2018, 2019; Hassan et al., 2020), который усиливался при тектонических активизациях в конце триасового и начале мелового периодов и в кайнозое. Со среднего триаса в восточной части шельфа Баренцева моря начинается подъем из-за образования Новоземельской складчатой области. Максимальный подъём и последующее эрозионное событие пришлись на рэтское время (Суслова, 2021).

В юрское время начинается новая фаза погружения впадин Баренцево-Карского шельфа. В конце юры–раннем мелу в Южно-Баренцевской впадине в обстановках растяжения происходило внедрение интрузивных тел, основная масса которых сосредоточилась в триасовом комплексе отложений (Clark et al., 2014; Ktenas et al., 2023) (рис. 4). С начала ранней юры на территории исследования преобладали континентальные обстановки осадконакопления, которые на протяжении средней и поздней юры сменялись прибрежно-морскими и морскими обстановками (Суслова, 2014; Klausen et al., 2022). К концу юрского периода формируется глубоководный бассейн, который впоследствии заполнился большим количеством меловых клиноформенных отложений (рис. 5).

В кайнозое происходило повсеместное воздымание территории. Кайнозойский аплифт привёл к мощной эрозии до 1500 м (рис. 6), уничтожившей большую часть верхнемеловых и палеогеновых отложений (Lasabuda et al., 2021).

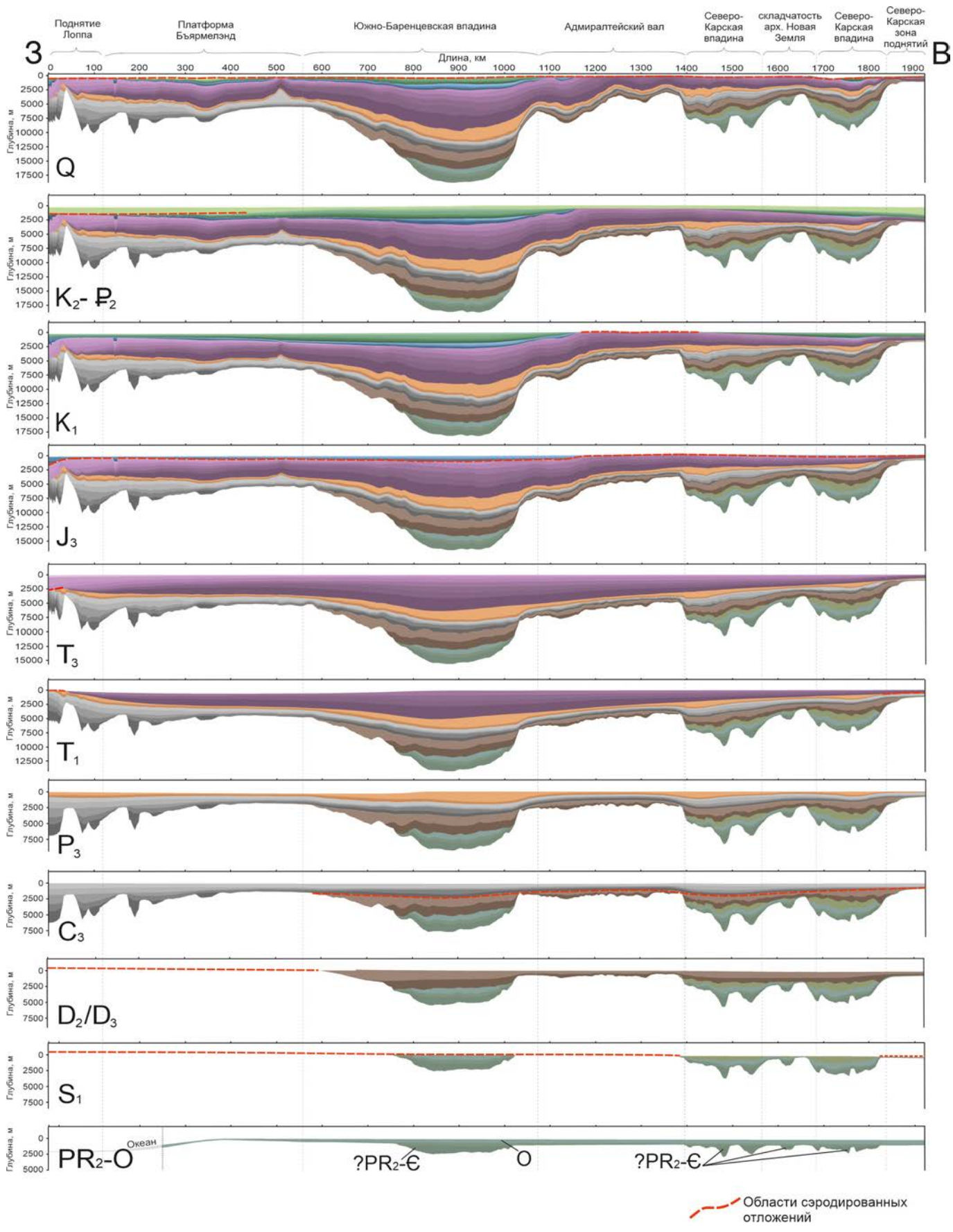


Рис. 5. Палеотектонический анализ моделируемого профиля. Положение профиля см. на рис. 5

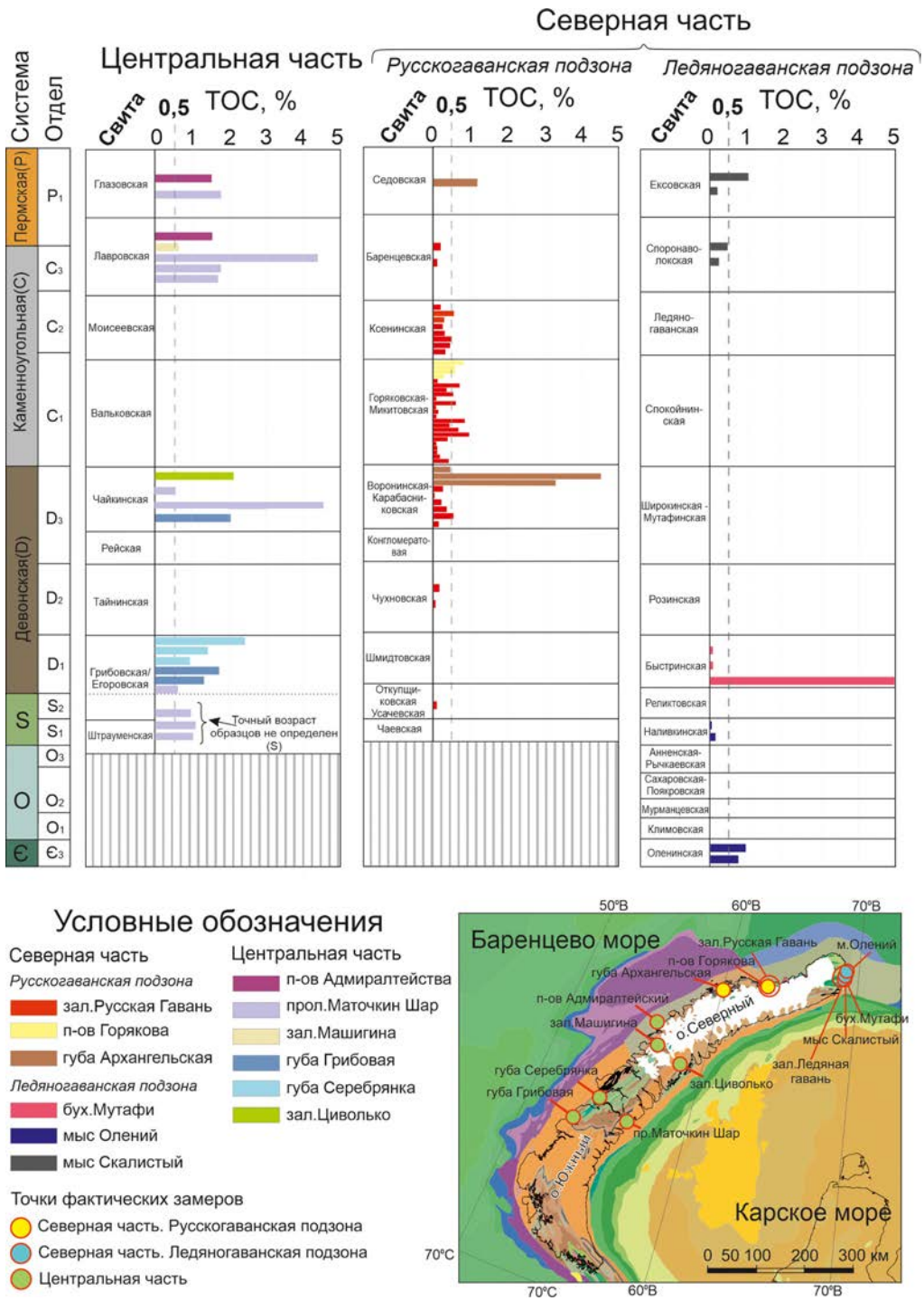


Рис. 6. Сорг палеозойских отложений арх.Новая Земля по данным МГУ и (Вискунова, 2006; van Koeverden et al., 2010)

4. Моделирование углеводородных систем

4.1. Нефтегазоносные комплексы и элементы нефтяных систем

В разрезе Баренцево-Северокарского шельфа выделяется четыре нефтегазоносных комплекса: доверхнедевонский, верхнедевонско-нижнепермский, пермско-триасовый и юрско-меловой (табл. 1).

Доверхнедевонский потенциально нефтегазоносный комплекс. В Северо-Карском бассейне в качестве коллекторов могут выступать трещиноватые известняки кембрийского, ордовикского, силурийского, раннедевонского возраста, а также песчаники кембрийского и раннесреднедевонского возраста. На Баренцевоморском шельфе песчаные коллекторы прогнозируются в кембрийско (?)-ордовикских и среднесилурийско-среднедевонских терригенных отложениях. Региональным флюидоупором являются глинистые и глинисто-кремнисто-карбонатные отложения верхнего девона. В Северо-Карском бассейне в качестве локальных флюидоупоров могут выступать эвапоритовые ордовикские и девонские толщи. Прогнозируются антиклинальные, литологические биогенные и постседиментационные ловушки (Ступакова и др., 2023).

Верхнедевонско-нижнепермский потенциально нефтегазоносный комплекс в Северо-Карском бассейне имеет преимущественно терригенный состав. Здесь могут

НГК	НГМТ	Коллектор	Флюидоупор	Ловушка	Примеры месторождений (продуктивные интервалы)
Доверхнедевонский преимущественно карбонатный ПНГК (Северо-Карский бассейн)	аргиллиты $Є_3$-O_1 глинистые известняки S_1 карбонаты D_1	известняки трещиноватые Є, O, S, D_1 песчаники Є, D_{1-2}	аргиллиты и плотные известняки PZ_1 соли O гипсы D_1 аргиллиты D_3fr	антиклинальные, литологические биогенные и постседиментационные	*аналоги в Тимано-Печорском НГБ:* Тобойско-Мядсейское D_2ef, C_1t, D_3f-C_1t, D_3f, D_3f_1, D_3
Доверхнедевонский преимущественно терригенный ПНГК (Баренцево море)	аргиллиты Є-O (?), глинистые известняки D_1	песчаники Є?-O, S_2-D_2	аргиллиты, глинистые сланцы и плотные известняки PZ_1 ВУФ D_3fr		
Верхнедевонско-нижнепермский терригенный НГК (Северо-Карский бассейн)	аргиллиты D_3fr, C_1v, P_1	песчаники D3, C1v, C3-P1	аргиллиты C_1v, P_1	тектонически экранированные, литологические биогенные и фациального замещения	Варандей-море(P_1) Медынское-море (C_2-P_1, C_2, C_1, D_3f, D_1) Приразломное (P_1a, C_3+P_1a)
Верхнедевонско-нижнепермский карбонатный НГК (Баренцево море)	ВУФ D_3fr аргиллиты C_1v глинистые известняки P_1as-s	карбонаты органогенные D_3-C_1, P_1 песчаники C_1	аргиллиты C_1v аргиллиты P_1 соли C-P_1		
Пермско-триасовый терригенный НГК (Баренцево море)	аргиллиты P_1, P_2, T_1, T_2, T_3	песчаники P2-P3, T_1, T_2, T_3 спикулиты P_2-P_3	аргиллиты P_2, T_1, T_2, T_3	антиклинальные, тектонически экранированные, литологические фациального замещения	Северо-Гуляевское (P_2, C_2-C_3) Долгинское P_2, C_{3+2} Поморское C_3 Северо-Кильдинское (T_1) Мурманское (T_2) Голиаф (T_2)
Юрско-меловой терригенный НГК (Баренцево море)	аргиллиты J_1, J_2 ВУФ J_3-K_1b аргиллиты K_1br	песчаники J_2, K_1	ВУФ J_3-K_1b глины K_1br, K_1al	антиклинальные, литологические фациального замещения	Штокмановское (J_{2-3}) Ледовое (J_2) Лудловское (J_2) Сновит (J_{1-2})

Табл. 1. Нефтегазоносные комплексы и элементы нефтяных систем в разрезе Баренцево-Северокарского шельфа. ВУФ – высокоуглеродистая формация.

быть продуктивны песчаники средне-позднедевонского, визейского, позднекаменноугольно-раннепермского возраста. На Баренцевоморском шельфе коллекторами являются органогенные карбонаты позднедевонско-раннекаменноугольного и раннепермского возраста, а в западной части – нижнекаменноугольные песчаники. В качестве флюидоупоров выступают аргиллиты визейского и артинско-кунгурского ярусов, а в западной части Баренцевоморского шельфа – каменноугольные соли. Ловушки антиклинальные, тектонически экранированные, литологические биогенные и фациального замещения.

Пермско-триасовый терригенный нефтегазоносный комплекс перспективен на Баренцевоморском шельфе, в то время как в Северо-Карской впадине глубины залегания этого НГК слишком малы. На Баренцевоморском шельфе продуктивны средне-верхнепермские и триасовые песчаники, а в западной части также – средне-верхнепермские спикулиты и кремнистые известняки. Регионального флюидоупора не выделяется, но развиты локальные глинистые покрышки (Норина, 2014). Ловушки антиклинальные, литологические фациального замещения, в норвежском секторе Баренцева моря – тектонически экранированные.

Юрско-меловой нефтегазоносный комплекс перспективен на Баренцевоморском шельфе. Основными коллекторами юрско-мелового НГК являются песчаники средней-верхней юры, в западной части Баренцевоморского шельфа – песчаники нижней и средней юры (Суслова, 2014). Прогнозируются коллекторы и природные резервуары в литологических ловушках нижнемеловых клиноформенных отложений (Мордасова и др., 2019). Региональным флюидоупором, как и нефтегазоматеринской толщей, являются верхнеюрско-нижнемеловые высокоуглеродистые глинисто-кремнистые породы. Ловушки антиклинальные, тектонически экранированные, литологические фациального замещения.

4.2. Нефтегазоматеринские толщи

В норвежском секторе Баренцевоморского шельфа возраст пород с подтверждённым генерационным потенциалом охватывает интервал от раннекаменноугольного до раннемелового (Ohm et al., 2008). В пределах Южно-Баренцевской впадины геохимически охарактеризованы мезозойские нефтегазоматеринские толщи (Вискунова, 2006; Киреев и др., 2009; Sobolev, 2014; Кирюхина, 2013; Норина, 2014; Ступакова и др., 2021).

В связи с отсутствием фактических данных, позволяющих прямо оценить генерационные свойства палеозойских нефтегазоматеринских пород в пределах российского сектора Баренцева моря, на данный момент

остается неопределенность в прогнозах масштабов нефтегазоносности этого региона.

Дополнительным фактором, влияющим на оценку перспектив нефтегазоносности бассейна, является индивидуальность моделей деструкции керогена, подтвержденных НГМТ. В данной работе для моделирования использован собственный кинетический спектр верхнеюрской НГМТ, что позволило уточнить временные рамки и масштабы генерации УВ для одной из наиболее богатых органическим веществом толщ региона.

Возраст нефтегазоматеринских пород

На основе геохимических исследований пород Баренцево-Карского региона (Бро, 1992; Верба, 2005; Киреев и др., 2009; Sobolev, 2014; Кирюхина, 2013; Норина, 2014; Ступакова и др., 2021; Leith et al., 1993; Ohm et al., 2008), в бассейновую модель были занесены НГМТ 15-ти возрастных интервалов, включая древнейшую толщу позднего кембрия – раннего ордовика (табл. 2). Были опробованы две модели: с известными НГМТ (верхнедевонско-раннемеловые (Ступакова и др., 2021; Henriksen et al., 2011; Полякова, 2015)) и с учетом предполагаемых НГМТ в нижнепалеозойском комплексе.

Оценка свойств палеозойских НГМТ в восточной части шельфа выполнена на основе анализа данных, полученных из обнажений архипелага Новая Земля (Вискунова, 2006; van Koeverden et al., 2010) (рис. 7), а также ранее неопубликованных данных полевых работ, проведённых сотрудниками кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ в 2005 году в районе зал. Русская Гавань.

На северном окончании Новой Земли выделяется верхнекембрийско-нижнеордовикская оленинская свита, Corg в которой при высокой преобразованности пород составляет 0,7–1% (van Koeverden et al., 2010; Вискунова, 2006).

Исследования образцов из обнажений пр.Маточкин Шар, зал.Русская Гавань и мыса Олений выявили наличие силурийских пород с остаточным содержанием Corg около 1%, а также нижнедевонских пород с Corg, достигающим

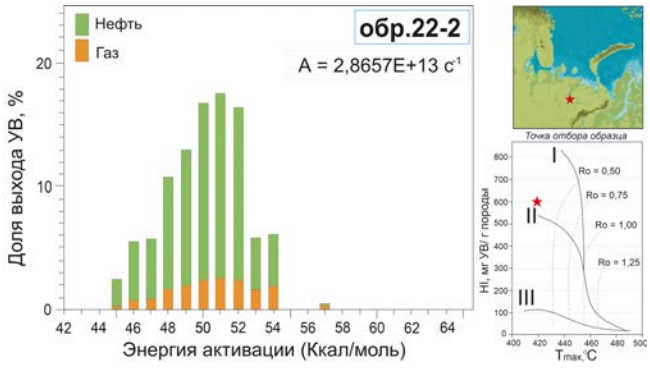


Рис. 7. Кинетический спектр преобразования органического вещества паромесской свиты (J_3tt)

2–5% (данные МГУ; Вискунова, 2006; Koeverden et al., 2010), что довольно много для пород высокой степени зрелости. Распространение силурийских и нижнедевонских нефтегазоматеринских толщ ограничено восточной частью профиля (Северо-Карская область и складчатые структуры архипелага Новая Земля), где, согласно принятому в работе сценарию истории геологического развития региона, сохранялись условия морского шельфа.

Детализация модели деструкции керогена юрских отложений

Степень влияния кинетического спектра деструкции керогена оценена на примере верхнеюрской НГМТ. Был восстановлен кинетический спектр преобразования ОВ для аргиллитов паромесской свиты позднеюрского возраста, отобранных в обнажении на реке Айюва в пределах Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (рис. 7). Полученный спектр был сопоставлен с моделями деструкции керогена типов IIB и IIS (Pepper, Corvi, 1995), а также для юрских пород Северного моря (Ungerer, 1990; Vandenbroucke et al., 1999). Результаты сравнения показали, что использование полученного спектра приводит к более быстрому созреванию ОВ по сравнению с другими моделями, уступая лишь сернистому типу IIS (рис. 8).

Возраст	Западная часть Баренцева моря			Восточная часть Баренцева моря			Северная часть Карского моря		
	TOC_0, %	HI_0, мгУВ/г породы	Тип ОВ	TOC_0, %	HI_0, мгУВ/г породы	Тип ОВ	TOC_0, %	HI_0, мгУВ/г породы	Тип ОВ
K_1b	3–5	350	II–III	1–2	200	III	1	200	III
J_3-K_1b	10	500	II	10	450	II	5	450	II
J_2	1	200	III	1	200	III	—	—	—
J_1	1	150	III	1	150	III	—	—	—
T_3	3	300	III	1–2	250–300	III	—	—	—
T_2	2–3	250–350	III	1	200	III	—	—	—
T_1o	до 5	300	II	1–2	250	III	—	—	—
T_1i	2–3	330	II–III	1–2	200	III	—	—	—
P_2	3	300	II–III	2	250	II–III	—	—	—
P_1	1,5	200	III	1,5–2	250–300	III	2	250–300	II–III
C_1v	1,5	130	III	3	350	II–III	1,5–2	350	II–III
D_3				5	450	II	2-3	350	II–III
D_1				3	350	II–III	5	450	II
S_1				—	—	—	2	400	II
$Є_3$-O_1				3	400	II	3	400	II

Табл. 2. Характеристики НГМТ, закладываемые в бассейновую модель

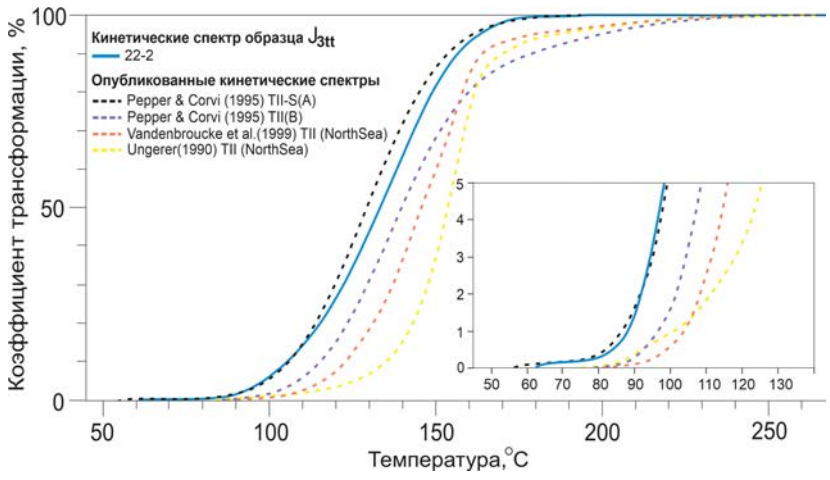


Рис. 8. Сравнение полученного кинетического спектра J3 и опубликованных спектров II типа ОВ

Полученные данные позволяют предположить раннюю генерацию нефтяных углеводородов верхнеюрской НГМТ, что может существенно повлиять на оценку реализации ее нефтегазового потенциала.

4.3. Моделирование процессов формирования УВ-флюидов

Термические модели

Калибровка модели проводилась по фактическим замерам показателя отражения витринита, пластовых температур и давлений из 6 скважин, находящихся в непосредственной близости от моделируемого профиля: 7120/2-1, 7222/6-1, 7226/2-1, Ферсмановская-1, Лудловская-1, Крестовая-1 (рис. 9).

При моделировании были учтены процессы, влияющие на скорость генерации углеводородов, такие как соляная тектоника и внедрение интрузивных тел. На профиле максимальных пластовых температур (рис. 10б) выделяется зона влияния интрузивных тел в комплексе пород триаса. На профиле современных пластовых температур (рис. 10а) присутствует аномальный участок, связанный с соляным диапиром (свод Веслекари), оказывающим

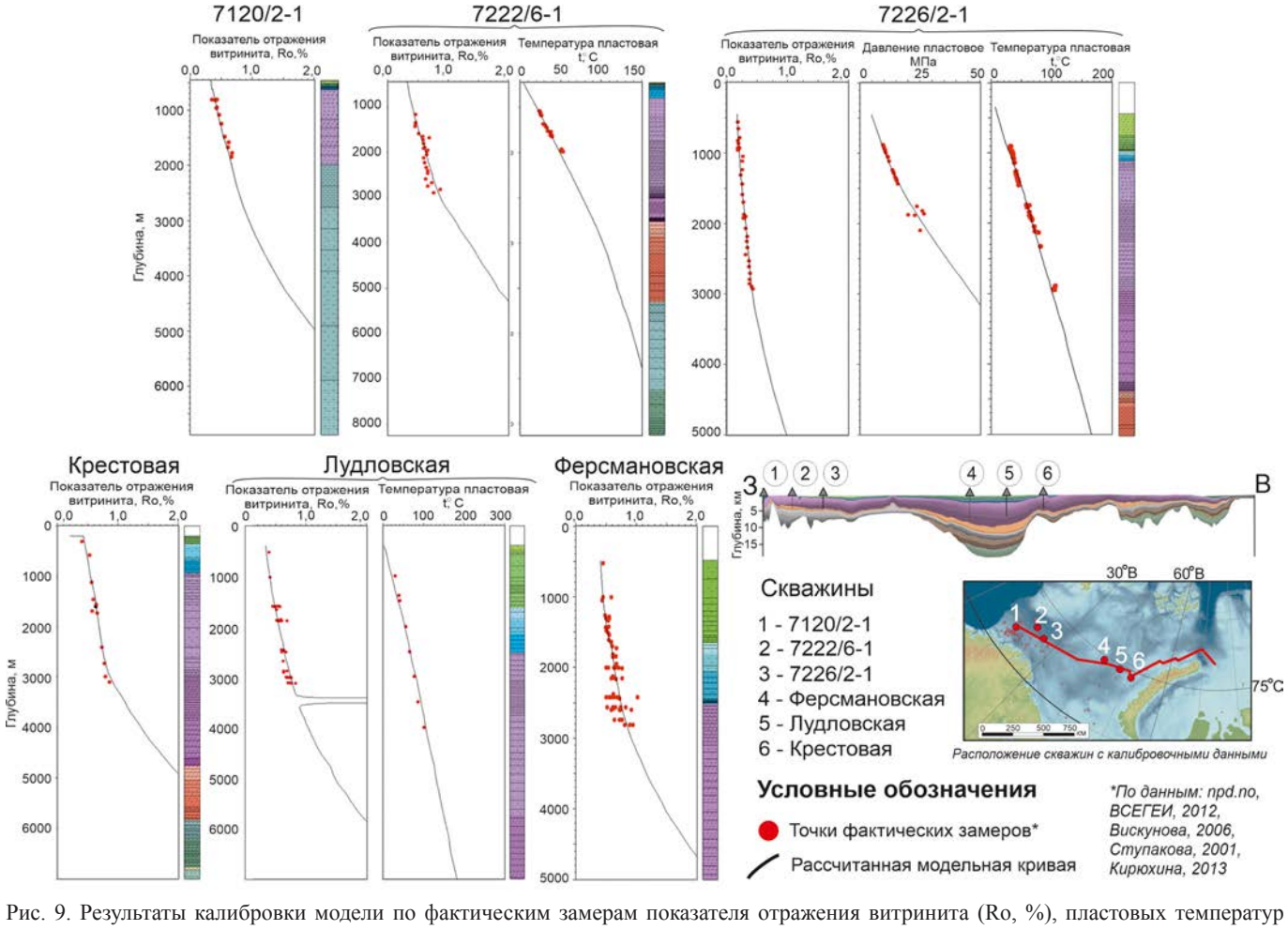


Рис. 9. Результаты калибровки модели по фактическим замерам показателя отражения витринита (Ro, %), пластовых температур (t, ºC) и давлений (P, МПа)

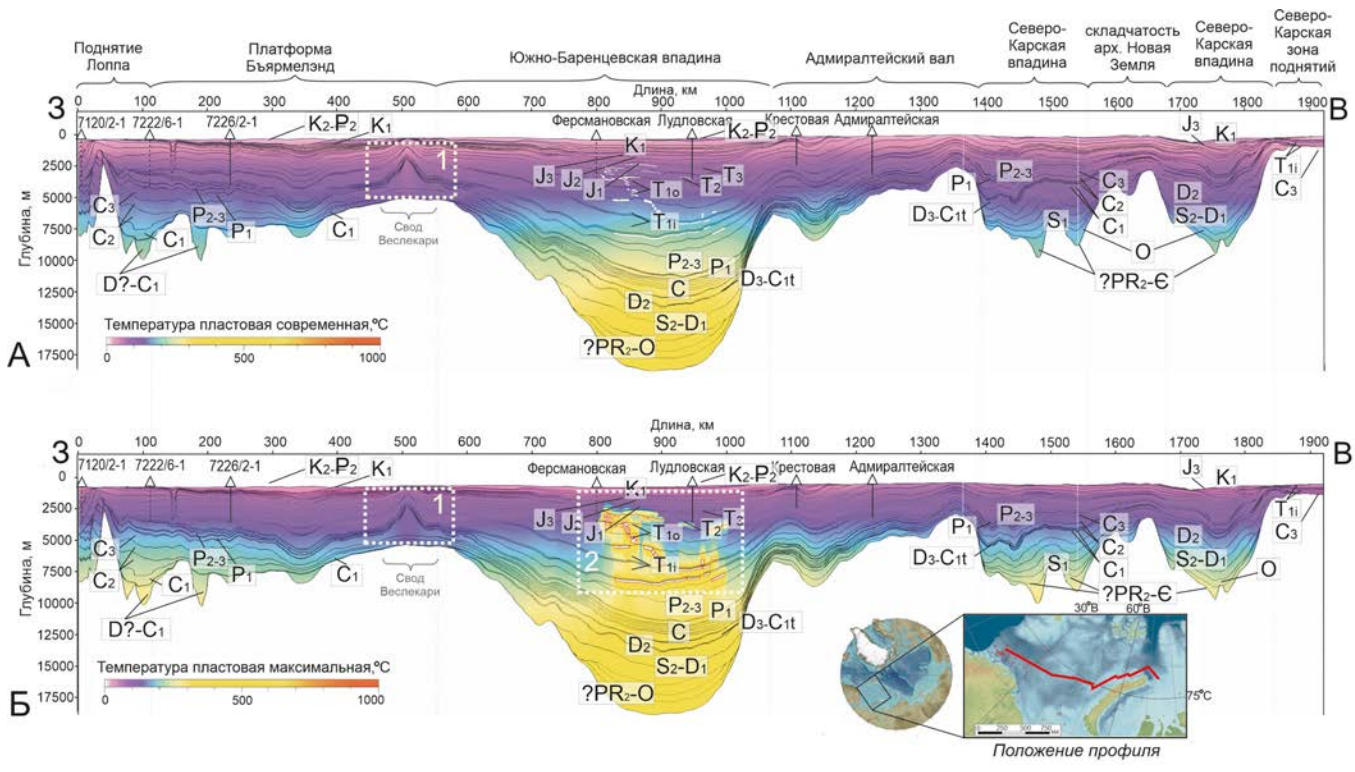


Рис. 10. Распределение рассчитанных температур: А) современные пластовые температуры; Б) максимальные за историю развития региона пластовые температуры. Аномалии температурного поля: 1) связанные с соляным диапиром; 2) связанные с внедрением интрузивных тел.

охлаждающий эффект на нижележащие нижне- и среднекаменноугольные породы, что обусловлено высокой теплопроводностью соляных отложений.

Влияние солей на температурный режим стало существенным, начиная с раннетриасовой эпохи (рис. 11). В это же время началась активная генерация УВ нижележащей нижнекаменноугольной толщей с ОВ III типа. В результате, коэффициент трансформации органического вещества данной толщи ниже на десятки процентов, чем в других частях платформы Бъярмелэнд (рис. 12).

По результатам моделирования НГМТ Южно-Баренцевской впадины характеризуются наибольшей зрелостью (рис. 12). Палеозойские и нижнетриасовые толщи достигли стадии апокатагенеза. Средне-верхнетриасовые НГМТ находятся преимущественно в главной зоне нефтеобразования, с локальными участками повышенной зрелости, связанными с внедрением интрузий. Среднеюрские, верхнеюрские и нижнемеловые породы локально достигают градации $МК_1$ (по классификации Н.Б. Вассоевича, 1983), что соответствует началу нефтяного окна.

В западной части шельфа каменноугольная толща достигла стадии апокатагенеза. Пермо-триасовые нефтегазоматеринские породы в основном находятся на градациях $МК_1$–$МК_3$, за исключением локальных прогибов с повышенной зрелостью. Юрско-меловые породы остаются незрелыми.

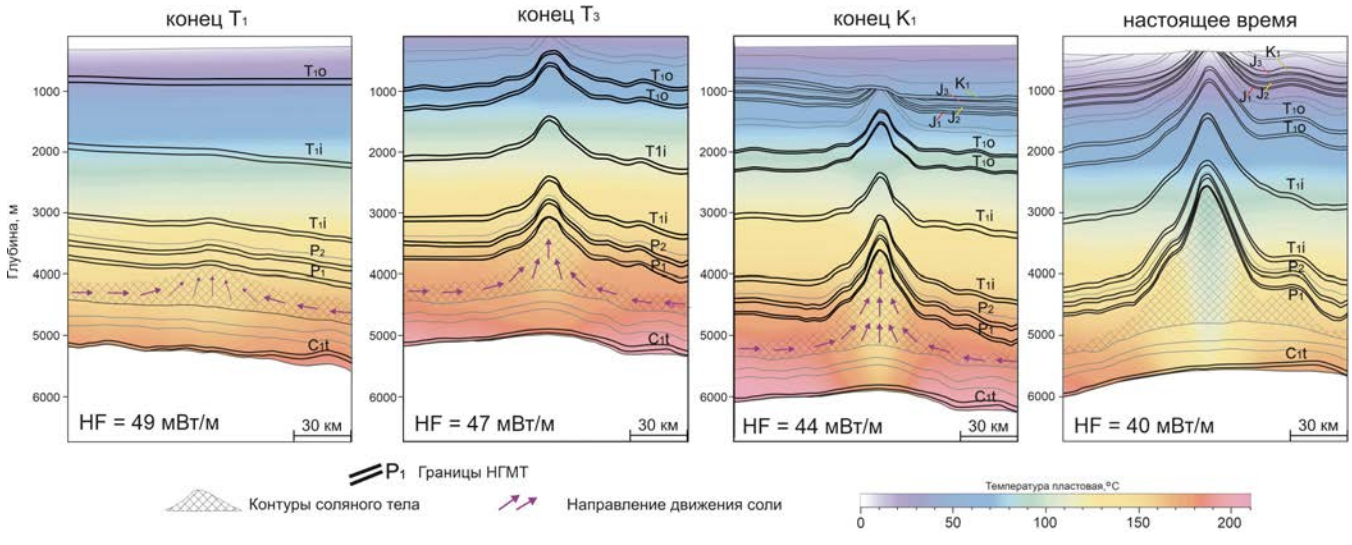


Рис. 11. Схема развития соляного купола свода Веслекари (положение см.на рис.10)

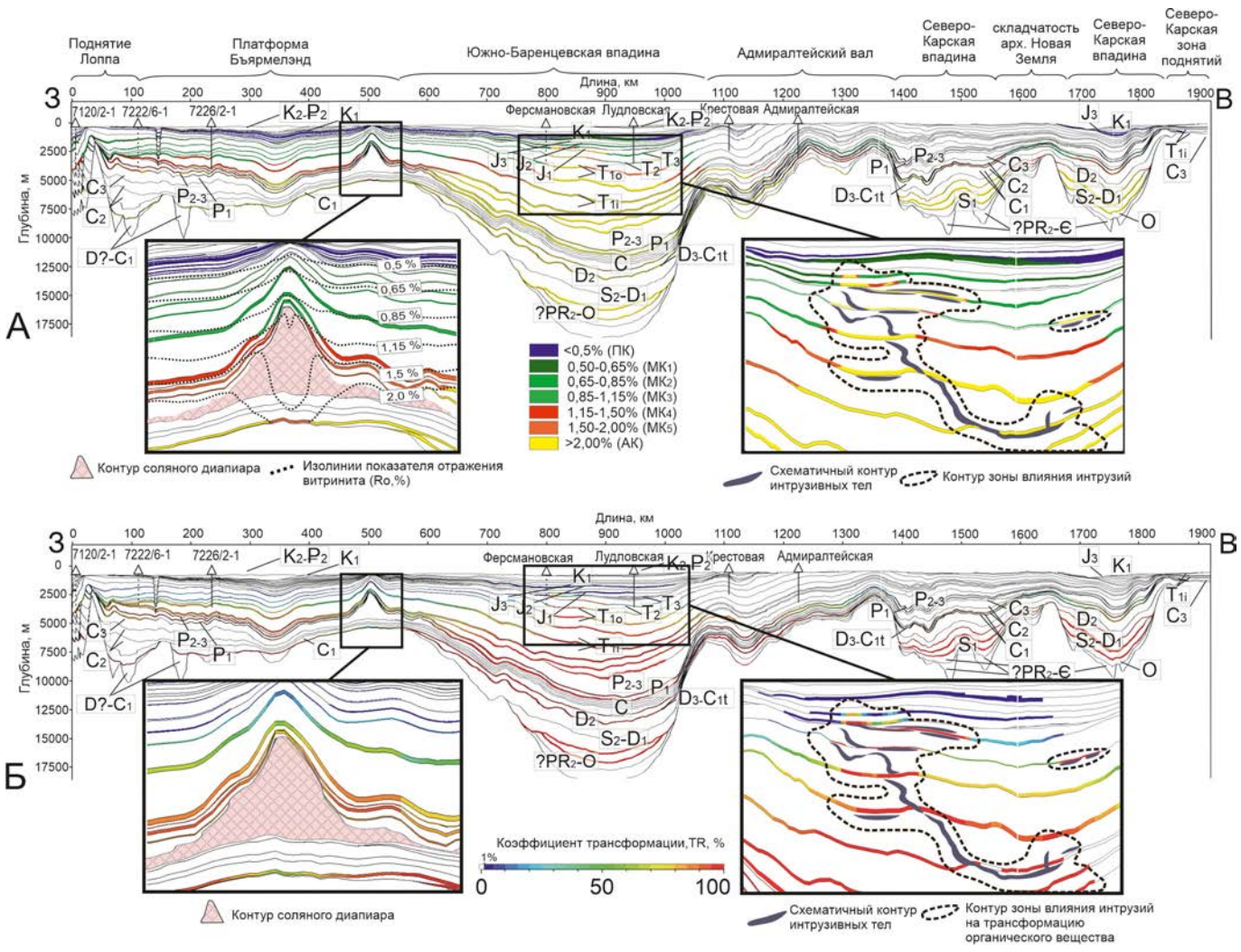


Рис. 12. Расчетные параметры зрелости: а) катагенетическая зрелость НГМТ (Ro, %): б) коэффициент трансформации НГМТ (TR, %)

В Северо-Карском прогибе НГМТ раннекаменноугольного возраста находятся на градациях $МК_4$–$МК_5$, достигая апокатагенеза в отдельных областях. Пермские породы находятся в «нефтяном окне». Материнские породы раннего палеозоя повсеместно находятся на стадии апокатагенеза.

Анализ трансформации ОВ верхнеюрских отложений в Южно-Баренцевской впадине

Рассмотрение двух вариантов бассейновой модели с различными кинетическими спектрами верхнеюрской НГМТ выявило значительные различия в трансформации ОВ в пределах Южно-Баренцевской впадины (рис. 13). Различия в результатах моделирования подчеркивают важность выбора адекватной кинетической модели для оценки нефтегенерационного потенциала.

При использовании кинетического спектра морского органического вещества IIB (Pepper, Corvi, 1995) расчетная степень трансформации ОВ составляет 1–1,5%, достигая 4–5% в наиболее погруженных участках. Зона активной генерации углеводородов ограничивается областью около 200 км по профилю, охватывая центральные и наиболее погруженные части впадины.

Применение кинетического спектра, полученного в результате лабораторных исследований образцов верхнеюрской НГМТ, приводит к тому, что расчетная реализация потенциала ОВ значительно возрастает, достигая в среднем 7–11%. На локальном участке, прилегающем к магматической интрузии в центральной части впадины, трансформация увеличивается до 20% из-за повышенного теплового воздействия. Зона генерации углеводородов расширяется до 300 км по профилю, охватывая практически всю Южно-Баренцевскую впадину (рис. 13).

Сравнение и анализ результатов моделирования разных сценариев развития бассейнов

Сравнение двух вариантов бассейновых моделей – с учётом и без учёта нижнепалеозойских НГМТ (рис. 14) – показало, что наибольшие различия в насыщении осадочного чехла наблюдаются в Северо-Карской части профиля. Здесь палеозойские толщи вносят существенный вклад в формирование скоплений жидких УВ (рис. 15а, в). Кроме того, учёт в модели нижнедевонской НГМТ привел к «образованию» небольших прогнозных скоплений жидких УВ в терригенных отложениях раннего девона в зоне сочленения Южно-Баренцевской впадины и Адмиралтейского вала. В моделях газового насыщения (рис. 14б) присутствуют дополнительные скопления газа в среднедевонских отложениях на восточном окончании профиля, а также в терригенных отложениях раннего девона Южно-Баренцевской впадины. Однако несмотря

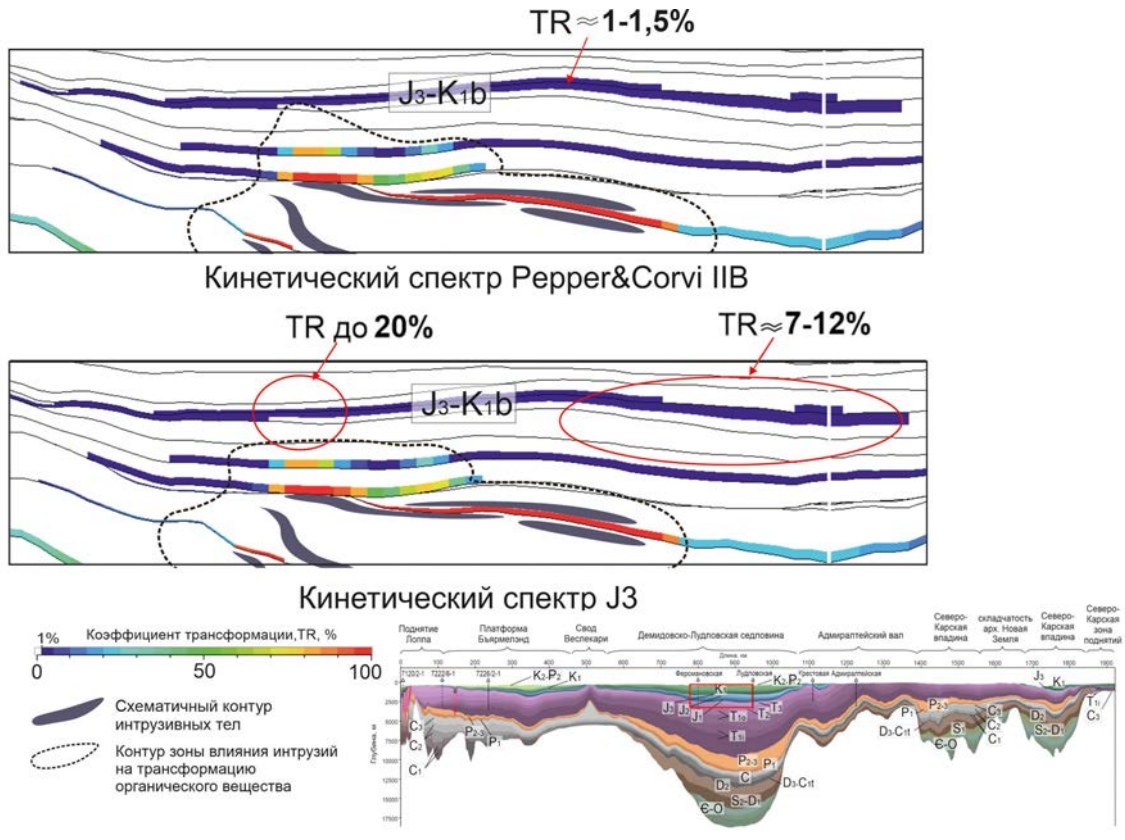


Рис. 13. Влияние выбора спектра деструкции керогена на преобразованность верхнеюрской НГМТ

на значительный вклад раннепалеозойских толщ в общую генерацию УВ в Северо-Карской части профиля, в верхней части разреза, начиная с каменноугольных отложений, различий в насыщении не наблюдается.

Учёт температурного влияния интрузий в пределах Южно-Баренцевской впадины не вызвал значительных визуальных изменений в моделях насыщения. Поэтому для оценки этого влияния мы сопоставили суммарные объёмы генерации УВ каждой мезозойской НГМТ с учётом потерь на вторичный крекинг. Анализ проводился путем сравнения процентных соотношений объёмов генерации УВ в моделях с учётом интрузий и без них (рис. 16).

Для триасовых НГМТ наблюдается тенденция увеличения объёмов газа при одновременном снижении объёмов жидких УВ. Наименьшие различия характерны для нижнетриасовых толщ, что связано с их высокой зрелостью в наиболее погруженной части впадины и преимущественной генерацией газа ещё до внедрения интрузивных тел. Значительное увеличение объёмов газовых УВ отмечено для средне- и верхнетриасовых пород. Для среднетриасовой НГМТ объём сгенерированного газа увеличился на 80% по сравнению с моделью без интрузий, при этом объём жидких УВ снизился на 40%. Для верхнетриасовой – объём газа увеличился на 90%, а нефти – уменьшился более чем в два раза.

Для юрских НГМТ также наблюдаются различия в объёмах генерации, однако из-за низкой зрелости на момент внедрения интрузий и отсутствия прямого контакта пород с ними, разрушения нефтяных УВ не произошло. Для нижне- и среднеюрских пород характерно увеличение объёма нефти на 30-40% и газа на 90%, но в абсолютных величинах эти изменения наиболее выражены в газогенерации нижнеюрской НГМТ. Континентальный генезис ОВ этих пород обуславливает значительный прирост газа по сравнению с нефтью.

Влияние тепла интрузий на верхнеюрскую НГМТ минимально: прирост объёмов УВ составляет менее 5%. Объёмы генерации раннемеловой НГМТ крайне незначительны, и дополнительного влияния магматизма на них в пределах моделируемого профиля не выявлено.

Оценка времени генерации, миграции и аккумуцляции УВ-фдюидов

Различия истории развития рассматриваемых частей современного Баренцево-Карского шельфа напрямую отразились на процессах генерации и миграции углеводородов (рис. 17).

Первые эпизоды генерации УВ в Южно-Баренцевской впадине и Северо-Карском бассейне начались примерно в одно время. В западной части современного шельфа образование УВ начинается лишь в конце пермского периода. Значительное ускорение созревания НГМТ связано с началом накопления триасового комплекса. В Южно-Баренцевской впадине интенсивное погружение привело к полному истощению потенциала пород палеозоя и раннего триаса. Дополнительным фактором, ускорившим процессы преобразования, стало внедрение интрузивных тел в раннемеловое время.

Для Южно-Баренцевской впадины отмечены вариации времени генерации мезозойских НГМТ в зависимости от теплового воздействия интрузий. Оно незначительно сократило время генерации углеводородов триасовыми породами, но ускорило начало генерации юрскими НГМТ.

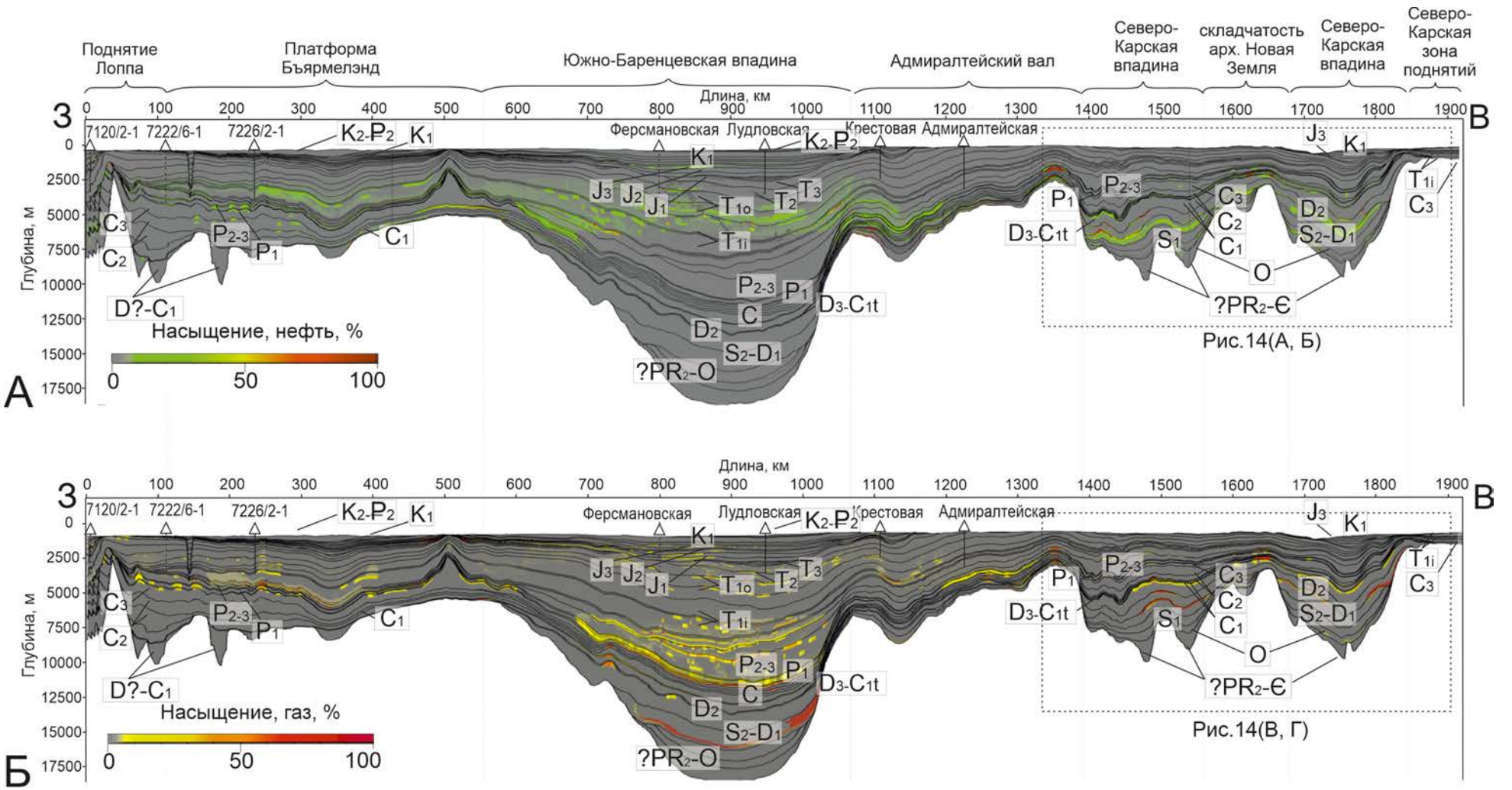


Рис. 14. Разрезы углеводородного насыщения осадочного чехла, модель с учетом раннепалеозойских НГМТ: А) нефтяное насыщение, Б) газовое насыщение.

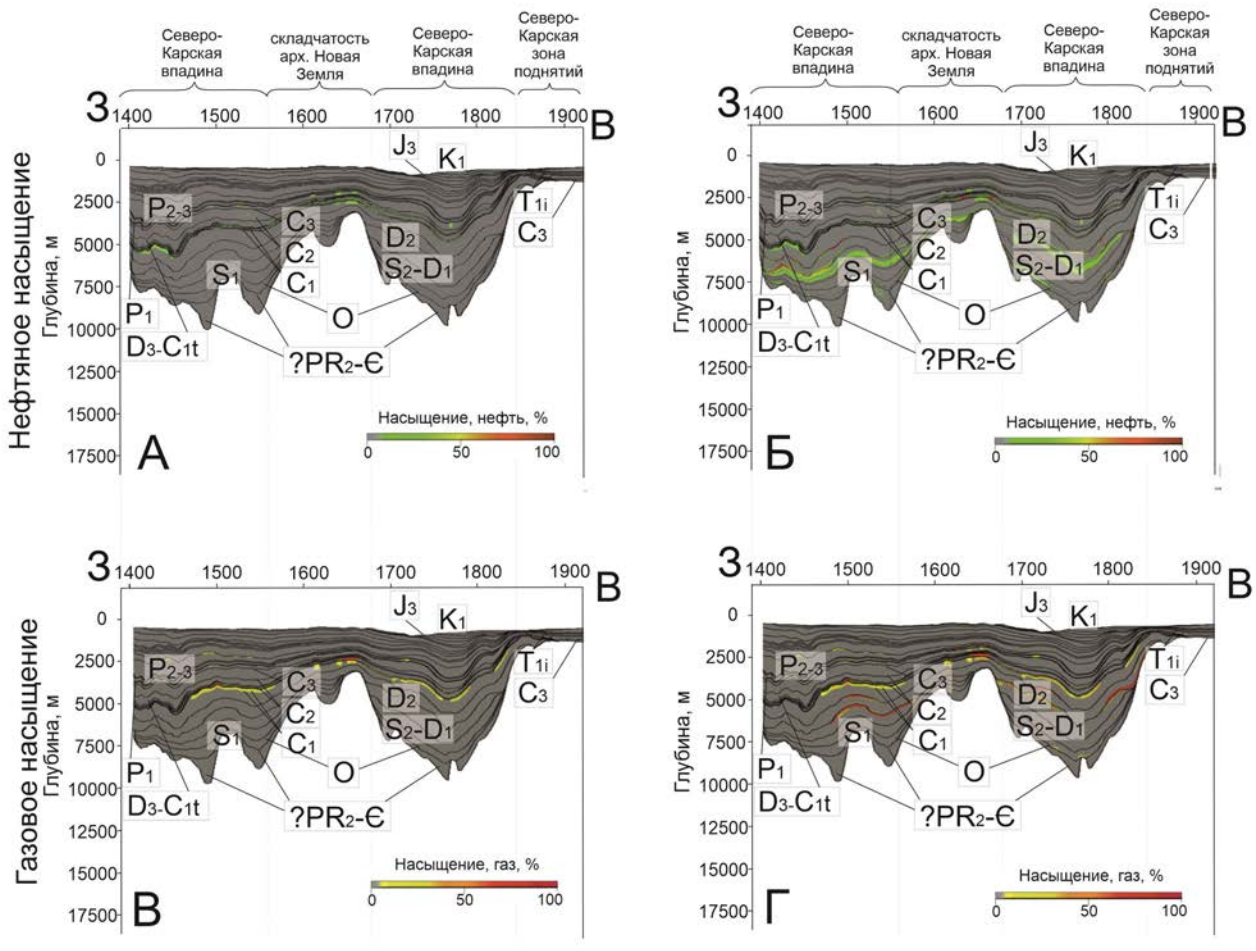


Рис. 15. Разрезы углеводородного насыщения осадочного чехла Северо-Карского бассейна. Модель без учета раннепалеозойских НГМТ: А) нефтяное насыщение, Б) газовое насыщение; модель с учетом раннепалеозойских НГМТ: В) нефтяное насыщение, Г) газовое насыщение (положение фрагмента см. на рис 14).

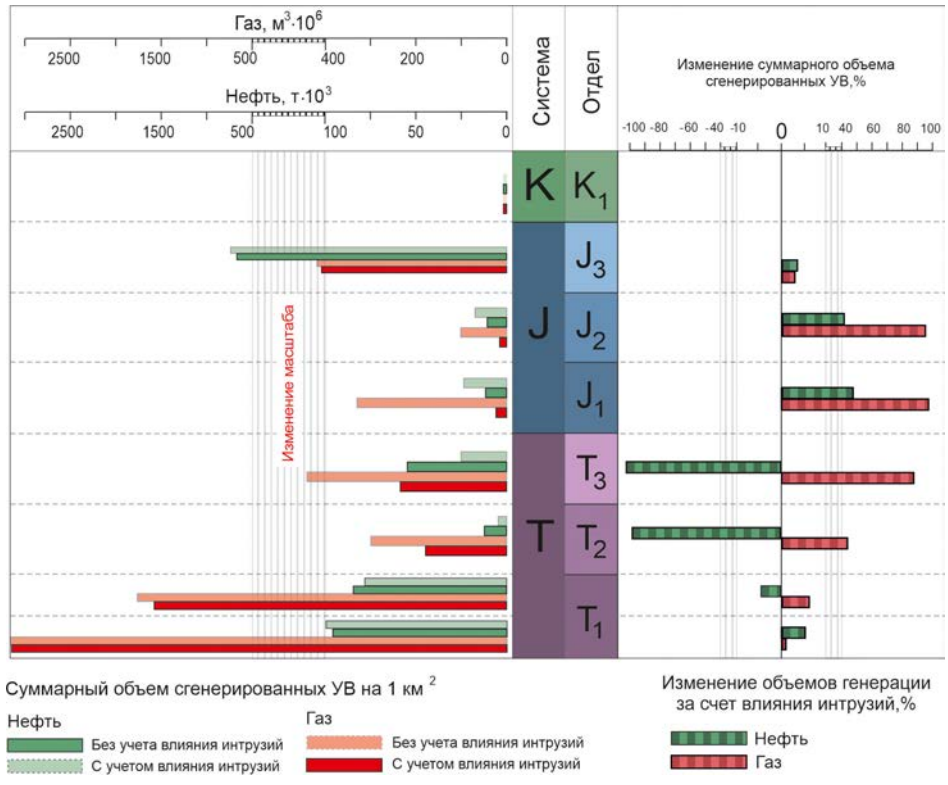


Рис. 16. Различие объемов генерации мезозойскими НГМТ в пределах Южно-Баренцевской впадины при учете внедрения интрузий

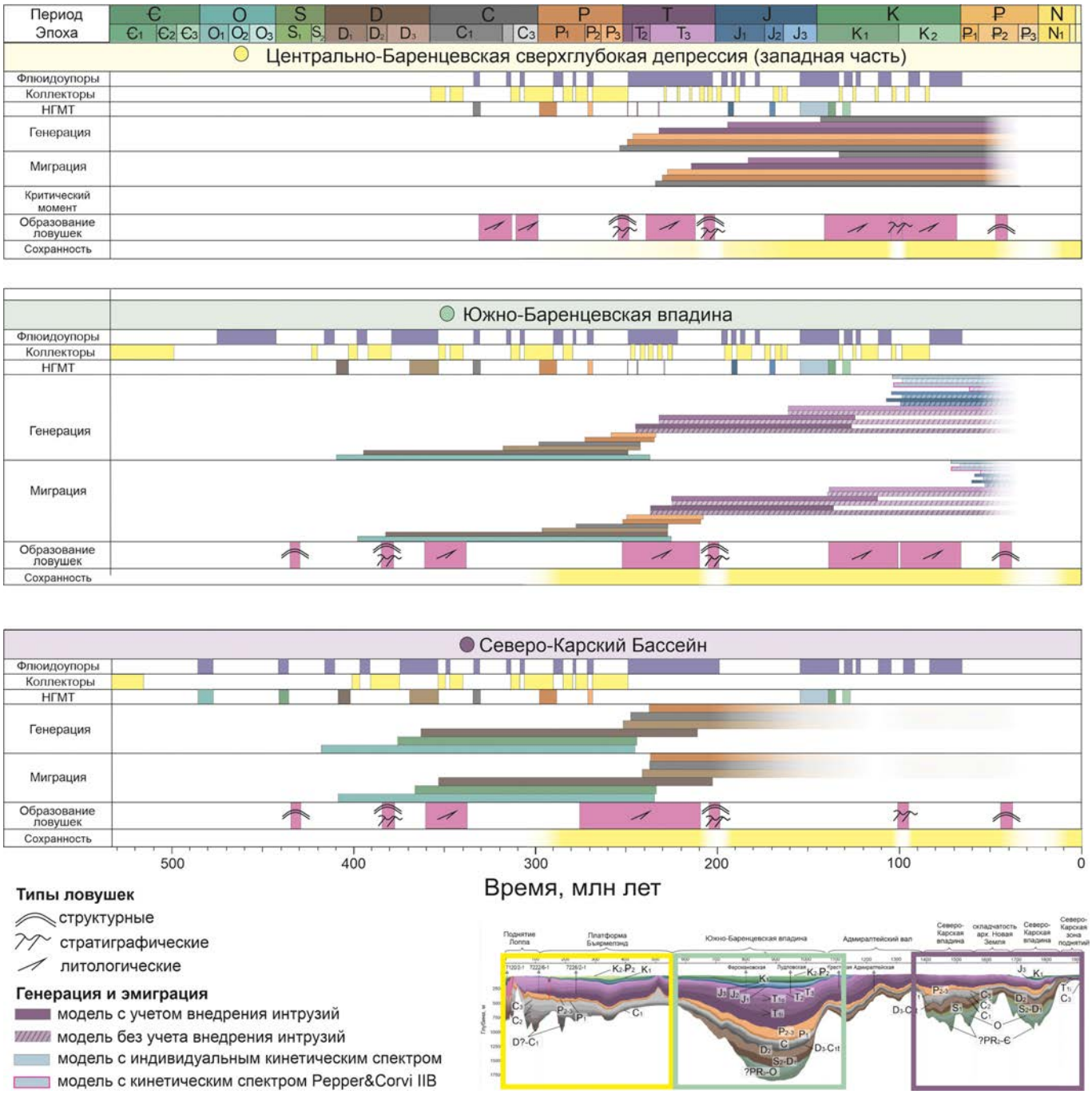


Рис. 17. Шкала событий углеводородородных систем для разных частей моделируемого профиля

Во всех частях профиля генерация прекратилась из-за подъема территории в кайнозойское время. В Северо-Карском бассейне образование УВ замедлилось и прекратилось еще раньше, так как уже в юрско-меловое время погружение здесь происходило менее интенсивно.

К началу миграции углеводородов на всей территории были созданы условия для их аккумуляции. Сохранность залежей нарушалась в периоды крупных тектонических перестроек. В период внедрения интрузивных тел значительного разрушающего воздействия на сформированные залежи в пределах моделируемого профиля выявлено не было.

Заключение

Бассейновое моделирование по композитному профилю с учетом актуальной стратиграфической модели Баренцевоморского и Северо-Карского осадочных бассейнов показало, что временные рамки процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ различны в каждой рассматриваемой части профиля.

Показано значительное влияние раннепалеозойских НГМТ на формирование скоплений жидких углеводородов в пределах Северо-Карской впадины. В глубоких частях Южно-Баренцевской впадины нижнепалеозойские отложения обеспечили формирование преимущественно газовых скоплений УВ на значительных глубинах.

Игнорирование древних НГМТ может привести к недооценке перспектив в областях, где эти отложения залегают на глубинах до 5–7 км.

Результаты моделирования показали, что использование кинетического спектра верхнеюрской НГМТ существенно влияет на расчетное время начала генерации и скорость преобразования органического вещества. Несмотря на низкую катагенетическую зрелость верхнеюрских отложений (начало $МК_1$), использование данного спектра обеспечивает более раннюю генерацию углеводородов по сравнению с большинством опубликованных моделей деструкции керогена II типа.

Тепловое воздействие интрузий оказало разнонаправленное влияние на мезозойские НГМТ. Максимальные положительные изменения наблюдаются при воздействии на незрелые нижне- и среднеюрские породы. Влияние на верхнеюрскую и нижнемеловую НГМТ оказалось менее значительным. На триасовый комплекс, в котором на момент внедрения интрузий уже протекали процессы генерации УВ, магматизм оказал негативное влияние, приводя к быстрому «сжиганию» остаточного генерационного потенциала НГМТ и ускорению вторичного крекинга жидких УВ.

Результаты моделирования также ярко демонстрируют степень влияния соляной тектоники. Охлаждающие свойства соляных отложений проявились здесь в полной мере, так как активизация течения солей и основная фаза образования соляного диапира совпали со временем начала генерации УВ нижележащей нефтегазоматеринской породой. В связи с этим процент трансформации органического вещества этой толщи в районе диапира значительно ниже, чем в других частях профиля на тех же глубинах.

Полученные результаты подчеркивают необходимость комплексного подхода к оценке нефтегазоносного потенциала региона, включая учет магматических процессов и соляной тектоники, а также уточнение характеристик и особенностей распространения НГМТ.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (тема № АААА-А16-116033010095-1 Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации).

Авторы выражают большую благодарность коллегам из университетов г. Берген (Eide C.H., Klausen T.G) и г. Ставангер (Escalona A., Marin D.R., Ohm S.E.) за консультации и совместные работы в 2015–2018 гг., в том числе по тематике данной работы, а также Котик О.С. и Макаровой Е.Ю. за предоставленный каменный материал.

Литература

Басов, В.А., Василенко, Л. В., Вискунова, К. Г., Кораго, Е. А., Корчинская, М. В., Куприянова, Н. В., Повышева Л.Г., Преображенская Э.Н., Пчелина Т.М., Столбов Н.М., Суворова Е.Б., Супруненко О.И., Суслова В.В., Устинов Н.В., Устрицкий В.И, Фефилова, Л.А. (2009). Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 4(1), с. 1–44.

Большакова М.А. (2008). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности Штокмановско-Лунинской мегаседловины. Канд. Дисс. М.: МГУ, 146 с.

Бро Е.Г. (1992). Нефтегазоносные комплексы в палеозойских и мезозойских отложениях на шельфе Баренцева моря. Нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа. СПб.: ВНИИОкеаногеология, с. 17−37.

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.

Верба М.Л. (2007). Проявления природных углеводородов в осадочном чехле Щпицбергена. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 2, с. 1−22.

Верба М.Л., Матвеев Ю., Рослов Ю.В., Сакулина Т.С. (2005). Литосфера Карско-Баренцевской шельфовой плиты и арктического побережья Европейского севера (по результатам исследований на опорном профиле 2-АР). Строение литосферы российской части Баренцевского региона. Под редакцией Н.В. Шарова, Ф.П. Митрофанова, М.Л. Вербы, К. Гиллена. Петрозаводск: Карельский научный центр РАН, с. 182–216.

Вискунова К.Г., Подгорных Л.В., Петрова В.И., и др. (2006). Создание каркасной сети бассейнового моделирования с целью оценки перспектив нефтегазоносности акватории Баренцева моря. Гос. контракт, СПб.: ФГуП ВНИИокеангеология.

Грамберг И.С., Школа И.В., Преображенская Э.Н., Бро Е.Г. (1985) Параметрические скважины на островах Баренцева и Карского морей. *Советская геология*, 1, с. 95–98.

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.: Картфабрика ВСЕГЕИ, 220 с.

Зархидзе Д.В., Красножен А.С., Шкарубо С.И. и др. (2021). Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1 000 000. Третье поколение. Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист S-39,40 – прол. Маточкин Шар. Объяснительная записка. Минприроды России, Роснедра, ФГБУ «ВСЕГЕИ», ОАО «МАГЭ». СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ. 333 с.

Казанин Г.С., Павлов С.П., Шлыкова В.В., Ступакова А.В., Норина Д.А., Сауткин Р.С., Суслова А.А. (2011). Сейсмо-геологическое строение Печорского и юго-восточной части Баренцева морей на основе интерпретации каркасной сети сейсмических профилей МОВ ОГТ 2Д. Геология и геоэкология континентальных окраин Евразии. Выпуск 3. Специальное издание, посвященное 40-летию МАГЭ. ГЕОС Москва, с. 59–81.

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, 2013, 568 с.

Киреев Г.И., Руденко М.Н. и др. (2009). Отчёт по теме: «Комплексная обработка материалов бурения скважин Баренцевоморского региона (скважины № 1-Адмиралтейская, № 1-Крестовая, № 1-Арктическая, № 1-Ферсмановская)» (Государственный контракт № 01/12/70-5 от 18 июня 2008 г.).

Кирюхина Н.М., Кирюхина Т.А. (2013). Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (1), с. 28–35. http://dx.doi.org/10.3103/S0145875213010055

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. http://dx.doi.org/10.31857/S0016853X22020035

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. http://dx.doi.org/10.15372/GiG2022131

Малышева С.В. (2015). Региональное моделирование бассейнов различных геодинамических типов в связи с прогнозом их нефтегазоносности. Канд. дисс. Санкт-Петербург, ВНИГНИ, 138 с.

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

Никитин Д.С., Хуторской М.Д., Иванов Д.А., Горских П.П. (2020). Глубинное строение и нефтегазоносность северо-восточной части Баренцевоморского шельфа. *Труды Геологического института*, (622), с. 5–142.

Норина Д.А. (2014). Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа. Канд. дисс. Москва: МГУ, 208 с.

Павлов Л.А., Матигоров А.А., Зарипов О.Г. и др. (1985). Научная обработка материалов бурения параметрических и особо важных поисковых скважин на шельфе Баренцева и Карского морей. Отчет по теме 1/84-86. КТЭ ПО АМНГР, Мурманск.

Полякова И.Д. (2015). Нефтегазоматеринские толщи Арктики. *Литология и полезные ископаемые*, (1), с. 30–54. https://doi.org/10.7868/S0024497X14060081

Сакулина Г.А. Павленкова, С.Н. Кашубин (2015). Структура земной коры северной части Баренцево-Карского региона по профилю ГСЗ 4-АР. *Геология и геофизика*, 56(11), с. 2053–2066. https://doi.org/10.15372/GiG20151108

Старцева К.Ф., Никишин А.М., Малышев Н.А., Никишин В.А., Валющева А.А. (2017). Геологическая и углеводородная модель Восточно-Баренцевоморского мегабассейна на примере профиля 4-АР. *Новые идеи в геологии нефти и газа - 2017*: *сборник научных трудов* (по материалам Международной научно-практической конференции), с. 349–352.

Ступакова А.В. (2000). Развитие осадочных бассейнов древней континентальной окраины и их нефтегазоносность (на примере Баренцевоморского шельфа). *Геология нефти и газа*, 4, с. 51–57.

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

Ступакова А.В., Большакова М.А., Суслова А.А., Мордасова А.В., Осипов К.О., Ковалевская С.О., Колесникова Т.О., Шевченко Г.А., Мастерков И.А., Цыганкова А.А., Гильмуллина А.А. (2021). Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства. *Георесурсы*, 23(2), с. 6–25. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1

Ступакова А.В., Суслова А.А., Коробова Н.И., Бурлин Ю.К. (2012). Цикличность и перспективы юрского нефтегазоносного комплекса Баренцевоморского шельфа. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология,* 67(6), с. 35−42.

Суслова А.А. (2014). Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9(2), с. 1–19. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.63-79

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

Устрицкий В.И., Тугарова М.А (2013). Уникальный разрез перми и триаса, вскрытый скважиной Адмиралтейская-1 (Баренцево море). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 8(2).

Шельфовые осадочные бассейны Российской Арктики: геология, геоэкология, минерально-сырьевой потенциал (2020). Под ред. д-ра техн. наук Г.С. Казанина; АО «МАГЭ». Мурманск; СПб.: «Реноме», 544 с.

Шипилов Э.В. (2018). Базальтоидный магматизм и проблема газоносности Восточно-Баренцевского мегабассейна. *Арктика: экология и экономика*, 2(30), с. 94–106. https://doi.org/10.25283/2223-4594-2018-2-94-106

Brunstad H. & Rønnevik H.C. (2022) Loppa High Composite Tectono-Sedimentary Element, Barents Sea. Geological Society, London, Memoirs 57. https://doi.org/10.1144/M57-2020-3

Corfu F., Polteau S., Planke S., Faleide J.I., Svensen H., Zayoncheck A., Stolbov N. (2013). U–Pb geochronology of Cretaceous magmatism on Svalbard and Franz Josef Land, Barents Sea Large Igneous Province. *Geological Magazine*, 150(6), pp. 1127–1135. https://doi.org/10.1017/S0016756813000162

Dallmann W. (2015). Geoscience Atlas of Svalbard. Norsk Polarinstitutt Rapportserie148, 292 p.

Gilmullina A., Klausen T.G., Doré A.G., Rossi V.M., Suslova A. & Eide C.H. (2022). Linking sediment supply variations and tectonic evolution in deep time, source-to-sink systems—The Triassic Greater Barents Sea Basin. *GSA Bulletin*, 134(7–8), pp. 1760–1780. https://doi.org/10.1130/B36090.1

Gilmullina A., Klausen T.G., Paterson N.W., Suslova A., & Eide C.H. (2021). Regional correlation and seismic stratigraphy of Triassic Strata in the Greater Barents Sea: Implications for sediment transport in Arctic basins. *Basin research*, 33(2), pp. 1546–1579. https://doi.org/10.1111/bre.12526

Grundvåg S. and S. Olaussen (2017). Sedimentology of the Lower Cretaceous at Kikutodden and Keilhaufjellet, southern Spitsbergen: implications for an onshore–offshore link. *Polar Research*, 36, 1302124. https://doi.org/10.1080/17518369.2017.1302124

Hansford P.A. (2014). Basin modelling of the south-west Barents Sea (Master's thesis).

Hassaan M., Faleide J.I., Gabrielsen R.H. & Tsikalas F. (2020). Carboniferous graben structures, evaporite accumulations and tectonic inversion in the southeastern Norwegian Barents Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 112, 104038. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104038

Henriksen E., Ryseth A.E., Larssen G.B., Heide T., Rønning K., Sollid K. and Stoupakova A.V. (2011). Tectonostratigraphy of the greater Barents Sea: implications for petroleum systems. Geological Society, London, Memoirs, 35, pp. 163–195, https://doi.org/10.1144/M35.10

Klausen T.G., Müller R., Poyatos-Moré M., Olaussen S. & Stueland E. (2022). Tectonic, provenance and sedimentological controls on reservoir characteristics in the Upper Triassic–Middle Jurassic Realgrunnen Subgroup, SW Barents Sea. *Tectonophysics*, 765, pp. 35–51 https://doi.org/10.1144/SP495-2018-165

Ktenas D., Nielsen J.K., Henriksen E., Meisingset I., & Schenk O. (2023). The effects of uplift and erosion on the petroleum systems in the southwestern Barents Sea: Insights from seismic data and 2D petroleum systems modelling. *Marine and Petroleum Geology*, 158, 106535. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106535

Lasabuda A.P., Johansen N.S., Laberg J.S., Faleide J.I., Senger K., Rydningen T.A. ... & Hanssen A. (2021). Cenozoic uplift and erosion of the Norwegian Barents Shelf–A review. *Earth-Science Reviews*, 217, 103609. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103609

Leith T.L., Weiss H.M., Mørk A., Elvebakk G., Embry A.F., Brooks P.W., & Borisov A.V. (1993). Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region. *Norwegian petroleum society special publications*, 2, pp. 1–25. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50006-X

Marín D., Escalona A., Śliwińska K.K., Nøhr-Hansen H., Mordasova A. (2017). Sequence stratigraphy and lateral variability of Lower Cretaceous clinoforms in the southwestern Barents Sea. *AAPG Bull*. 101, pp. 1487–1517. https://doi.org/10.1306/10241616010

Matthews K., Maloney K., Zahirovic S., Williams S., Seton M., & Müller R. (2016). Global plate boundary evolution and kinematics since the late Paleozoic. *Global and Planetary Change*, 146, pp. 226–250. https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2016.10.002

Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marín D., & Gilmullina A. (2024). Sequence stratigraphy and palaeogeography of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents Sea. *Basin Research*, 36(2), e12862. https://doi.org/10.1111/bre.12862

Mueller S., Hounslow M.W., & Kürschner W.M. (2016). Integrated stratigraphy and palaeoclimate history of the Carnian Pluvial Event in the Boreal realm; new data from the Upper Triassic Kapp Toscana Group in central Spitsbergen (Norway). *Journal of the Geological Society*, 173(1), pp. 186–202. https://doi.org/10.1144/jgs2015-028

Nikishin A.M., Petrov E.I. et al. (2019). Geological structure and history of the Arctic Ocean based on new geophysical data: implications for paleoenvironment and paleoclimate. Part 2. Mesozoic to Cenozoic geological evolution. *Earth-Science Reviews*, 217, 103034. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2019.103034

Ohm S.E., Karlsen D.A., Austin T.J.F. (2008). Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea. *AAPG Bulletin*, 92(9), pp. 1191–1223. https://doi.org/10.1306/06180808028

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas from kerogen. *Marine Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291–319. https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98382-F

Polteau S., Hendriks B.W., Planke S., Ganerød M., Corfu F., Faleide J.I., Myklebust R. (2016). The Early Cretaceous Barents Sea Sill Complex: distribution, 40Ar/39Ar geochronology, and implications for carbon gas formation. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 441, pp. 83–95. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2015.07.007

Rojo L.A. & Escalona A. (2018). Controls on minibasin infill in the Nordkapp Basin: Evidence of complex Triassic synsedimentary deposition influenced by salt tectonics. *AAPG Bulletin*, 102(7), pp. 1239–1272. https://doi.org/10.1306/0926171524316523

Rojo L.A., Cardozo N., Escalona A., & Koyi H. (2019). Structural style and evolution of the Nordkapp Basin, Norwegian Barents Sea. *AAPG Bulletin*, 103(9), pp. 2177–2217. https://doi.org/10.1306/01301918028

Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B. & Werner S.C. (2009). Geological history of the Barents Sea. *Norges Geol. undersøkelse*, 1, pp. 1–135.

Sobolev Peter. (2012). Cenozoic uplift and erosion of the Eastern Barents Sea - Constraints from offshore well data and the implication for petroleum system modeling. Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften. 163, pp. 309–324. https://doi.org/10.1127/1860-1804/2012/0163-0323.

Ungerer P. (1990). State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and expulsion. *Organic Geochemistry*, 16(1–3), pp. 1–25. https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90022-R

van Koeverden J.H., Nakrem H.A. & Karlsen D. A. (2010). Migrated oil on Novaya Zemlya, Russian Arctic: Evidence for a novel petroleum system in the eastern Barents Sea and the Kara Sea. *AAPG bulletin*, 94(6), pp. 791–817. https://doi.org/10.1306/10200909146

Vandenbroucke M., Behar F. & Rudkiewicz J.L. (1999). Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea). *Organic Geochemistry,* 30, pp. 1105–1125. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00089-3

Wygrala B.P. (1989). Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, Northern Italy. PhD thesis, University of Cologne, Germany.

Сведения об авторах

Татьяна Олеговна Колесникова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: t.kolesnikova@oilmsu.ru

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 1

Елизавета Андреевна Краснова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; старший научный сотрудник, Институт геохимии и аналитической химии имени 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, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Ринар Мавлетович Гилаев – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Игорь Владимирович Кувинов – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Альбина Альбертовна Гильмуллина – кандидат геол.-мин. наук, постдокторант кафедры наук о Земле, Университет г. Берген
Норвегия, 5007, Берген, Аллегатен, 41

Константин Олегович Осипов – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 27.02.2025;
Принята к публикации 14.05.2025;
Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Evolution and Formation Conditions of Petroleum Potential of the Barents-North Kara Sea Shelf Based on Basin Modelling

T.O. Kolesnikova[1], A.V. Mordasova[1], A.A. Suslova[1], A.V. Stoupakova[1], M.A. Bolshakova[1], E.A. Krasnova[1], R.S. Sautkin[1], R.M. Gilaev[1], I.V. Kuvinov[1], A.A. Gilmullina[2], K.O. Osipov[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*
[3]*University of Bergen, Bergen, Norway*
[*]*Corresponding author: Tatyana O. Kolesnikova, e-mail: t.kolesnikova@oilmsu.ru*

Abstract. New composite seismic-geological profiles and results of stratigraphic drilling in the northern part of the Kara Sea shelf allow establishing of the modern stratigraphic and basin model of the Barents Sea and North Kara Sea Basins. The common history of the geological evolution of these basins began in the Early Paleozoic. The identification of erosional truncation contributes reconstruction of the paleoprofiles and restoring the thickness of eroded sediments, which were considered in the basin model.

Basin modeling has shown that the timing of generation, migration and accumulation of hydrocarbons are different depending on the history of the first-order tectonic elements development. No significant flows of hydrocarbons between first-order structural elements were defined.

Lower Paleozoic source rocks influenced great on the emerging of oil accumulations in the North Kara Sea Basin.

Despite the low thermal maturity of Upper Jurassic source rocks, the use of an individual kinetic spectrum of kerogen destruction leads to earlier and faster generation of hydrocarbons in comparison with standard kinetic spectra for type II kerogen.

The intrusions influenced the generation of hydrocarbons by Mesozoic source rock to varying degrees. Intrusions influenced on generation greater in the Lower-Middle Jurassic source rocks and less in the Upper Jurassic and Early Cretaceous source rocks. For the Triassic source rocks, the impact of intrusions has a negative effect, due to the rapid "burning" of the petroleum potential, as well as an increase of gas generation due to secondary cracking.

Keywords: Barents Sea Basin, North Kara Sea Basin, geological evolution, basin analysis, basin modelling, source rocks, kinetic spectra, intrusions, seismic stratigraphy, petroleum systems, erosion, uplift

Recommended citation: Kolesnikova T.O., Mordasova A.V., Suslova A.A., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Krasnova E.A., Sautkin R.S., Gilaev R.M., Kuvinov I.V., Gilmullina A.A., Osipov K.O. (2025). Evolution and Formation Conditions of Petroleum Potential of the Barents-North Kara Sea Shelf Based on Basin Modelling. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 93–117. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.8

Acknowledgements

The research was carried out within the state assignment of Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (theme No. AAAA-A16-116033010095-1 Arctic shelf hydrocarbon resources evaluation and innovation methods for production increasing).

The authors express their deep gratitude to their colleagues from the Universities of Bergen (Eide C.H., Klausen T.G) and Stavanger (Escalona A., Marin D.R., Ohm S.E.) for consultations and joint work in 2015–2018, including on the topic of this work, as well as to Kotik O.S. and Makarova E.Yu. for the provided samples for the study.

References

Basov V.A., Vasilenko L.V., Viskunova K.G., Korago E.A., Korchinskaya M.V., Kupriyanova N.V., Povysheva L.G., Preobrazhenskaya E.N., Pchelina T.M., Stolbov N.M., Suvorova E.B., Suprunenko O.I., Suslova V.V., Ustinov N.V., Ustritsky V.I., Fefilova L.A. (2009). Evolution of sedimentation environments of the Barents-North Kara paleobasin in the Phanerozoic. *Oil and gas geology. Theory and practice*, 4(1), pp. 1–44. (In Russ.)

Bolshakova M.A. (2008). Geological and geochemical conditions of the petroleum potential of the Shtokman-Lunin megasaddle. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow: MSU, 146 p. (in Russ.)

Bro E.G. (1992). Oil and gas complexes in Paleozoic and Mesozoic deposits on the shelf of the Barents Sea. *Oil and gas potential of the Barents-Kara shelf*. St. Petersburg: VNIIOkeanogeologiya, pp. 17–37. (in Russ.)

Brunstad H. & Rønnevik H.C. (2022). Loppa High Composite Tectono-Sedimentary Element, Barents Sea. Geological Society, London, Memoirs 57. https://doi.org/10.1144/M57-2020-3

Corfu F., Polteau S., Planke S., Faleide J.I., Svensen H., Zayoncheck A., Stolbov N. (2013). U–Pb geochronology of Cretaceous magmatism on Svalbard and Franz Josef Land, Barents Sea Large Igneous Province. *Geological Magazine*, 150(6), pp. 1127–1135. https://doi.org/10.1017/S0016756813000162.

Dallmann W. (2015). Geoscience Atlas of Svalbard. Norsk Polarinstitutt Rapportserie148, 292 p.

Dymov V.A., Kachurina N.V., Makariev 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 Card Factory, 220 p. (in Russ.)

Gilmullina A., Klausen T.G., Doré A.G., Rossi V.M., Suslova A., & Eide C.H. (2022). Linking sediment supply variations and tectonic evolution in deep time, source-to-sink systems—The Triassic Greater Barents Sea Basin. *Bulletin*, 134(7–8), pp. 1760–1780. https://doi.org/10.1130/B36090.1

Gilmullina A., Klausen T.G., Paterson N.W., Suslova A. & Eide C.H. (2021). Regional correlation and seismic stratigraphy of Triassic Strata in the Greater Barents Sea: Implications for sediment transport in Arctic basins. *Basin research*, 33(2), pp. 1546–1579. https://doi.org/10.1111/bre.12526

Gramberg I.S., Shkola I.V., Preobrazhenskaya E.N., Bro E.G. (1985) Parametric wells on the islands of the Barents and Kara Seas. *Sovetskaya Geologiya (Soviet Geology)*, 1, pp. 95–98. (In Russ.)

Grundvåg S. and S. Olaussen (2017). Sedimentology of the Lower Cretaceous at Kikutodden and Keilhaufjellet, southern Spitsbergen: implications for an onshore–offshore link. *Polar Research*, 36, 1302124. https://doi.org/10.1080/17518369.2017.1302124

Hansford P.A. (2014). Basin modelling of the south-west Barents Sea. Master's thesis.

Hassaan, M., Faleide, J. I., Gabrielsen, R. H., & Tsikalas, F. (2020). Carboniferous graben structures, evaporite accumulations and tectonic inversion in the southeastern Norwegian Barents Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 112, 104038. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104038

Henriksen E., Ryseth A.E., Larssen G.B., Heide T., Rønning K., Sollid K. and Stoupakova A.V. (2011). Tectonostratigraphy of the greater Barents Sea: implications for petroleum systems. *Geological Society*, London, Memoirs, 35, pp. 163–195, https://doi.org/10.1144/M35.10

Kachurina N.V., Makariev A.A., Makarieva E.M. et al. (2013). State geological map of the Russian Federation. Scale 1: 1 000 000 (third generation). Series North Kara-Barents Sea and Taimyr-Severozemelskaya. Sheet T-45−48 – Cape Chelyuskin. Explanatory letter. St. Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory, 568 p. (In Russ.)

Kazanin G.S., Pavlov S.P., Shlykova V.V., Stupakova A.V., Norina D.A., Sautkin R.S., Suslova A.A. (2011). Seismic-geological structure of the Pechora Sea and south-eastern part of the Barents Sea based on the interpretation of the of 2D-seismic profiles. *Geology and geoecology of the continental margins of Eurasia*. Issue 3. Moscow: GEOS, pp. 59–81. (In Russ.)

Kireev G.I., Rudenko M.N. et al. (2009). Complex processing of drilling wells data in the Barents Sea region (wells 1-Admiralteyskaya, 1-Krestovaya, 1-Arctic, 1-Fersmanovskaya). Report. (In Russ.)

Kiryukhina. N.M., and Kiryukhina, T.A. (2013). Source potential of the upper Jurassic rocks of the Barents Sea petroleum basin. *Moscow University Geology Bulletin*, 68(1), pp. 26–34. (In Russ.) http://dx.doi.org/10.3103/S0145875213010055

Klausen T.G., Müller R., Poyatos-Moré M., Olaussen S., & Stueland E. (2022). Tectonic, provenance and sedimentological controls on reservoir characteristics in the Upper Triassic–Middle Jurassic Realgrunnen Subgroup, SW Barents Sea. *Tectonophysics*, 765, pp. 35–51 https://doi.org/10.1144/SP495-2018-165

Korago E.A., Kovaleva G.N., Shchekoldin R.A., Ilyin V.F., Gusev E.A., Krylov A.A., Gorbunov D.A. (2022). Geological Structure of the Novaya Zemlya Archipelago (West Russian Arctic) and Peculiarities of the Tectonics of the Eurasian Arctic. *Geotectonics*, 56(2), pp. 123–156. https://doi.org/10.1134/s0016852122020030

Ktenas D., Nielsen J.K., Henriksen E., Meisingset I., & Schenk O. (2023). The effects of uplift and erosion on the petroleum systems in the southwestern Barents Sea: Insights from seismic data and 2D petroleum systems modelling. *Marine and Petroleum Geology*, 158, 106535. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106535

Lasabuda A.P., Johansen N.S., Laberg J.S., Faleide J.I., Senger K., Rydningen T.A. ... & Hanssen A. (2021). Cenozoic uplift and erosion of the Norwegian Barents Shelf–A review. *Earth-Science Reviews,* 217, 103609. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103609

Leith T.L., Weiss H.M., Mørk A., Elvebakk G., Embry A.F., Brooks P.W. & Borisov A.V. (1993). Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region. *Norwegian petroleum society special publications*, 2, pp. 1–25. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50006-X

Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E., Skaryatin M.V., Balagurov M.D., Ilyushin D.V., Kolyubakin A.A., Gubareva O.A., Gatovsky Yu.A., 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

Malysheva S.V. (2015). Regional modeling of basins of various geodynamic types in connection with the forecast of their oil and gas content. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. St. Petersburg: VNIGNI, 138 p. (In Russ.)

Marín D., Escalona A., Śliwińska K.K., Nøhr-Hansen H., Mordasova A. (2017). Sequence stratigraphy and lateral variability of Lower Cretaceous clinoforms in the southwestern Barents Sea. *AAPG Bull*. 101, pp. 1487–1517. https://doi.org/10.1306/10241616010

Matthews K., Maloney K., Zahirovic S., Williams S., Seton M., & Müller R. (2016). Global plate boundary evolution and kinematics since the late Paleozoic. *Global and Planetary Change*, 146, pp. 226–250.

Mordasova A.V., Stoupakova A.B., Suslova A.A., Ershova D.K., Sidorenko S.A. (2019). Conditions of formation and forecast of natural reservoirs in clinoform complex of the Lower Cretaceous of the Barents-Kara shelf. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 63–79. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.63-79

Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marín D., & Gilmullina A. (2024). Sequence stratigraphy and palaeogeography of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents Sea. *Basin Research*, 36(2), e12862. https://doi.org/10.1111/bre.12862

Mueller S., Hounslow M.W., & Kürschner W.M. (2016). Integrated stratigraphy and palaeoclimate history of the Carnian Pluvial Event in the Boreal realm; new data from the Upper Triassic Kapp Toscana Group in central Spitsbergen (Norway). *Journal of the Geological Society*, 173(1), 186–202.

Nikishin A.M., Petrov E.I. et al. (2019). Geological structure and history of the Arctic Ocean based on new geophysical data: implications for paleoenvironment and paleoclimate. Part 2. Mesozoic to Cenozoic geological evolution. *Earth-Science Reviews*, 217, 103034. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2019.103034

Nikitin, D.S., Khutorskoy, M.D., Ivanov, D.A., Gorskikh, P.P. (2020). Deep structure and oil and gas content of the northeastern part of the Barents Sea shelf. *Proceedings of the Geological Institute*, (622), pp. 5–142. (In Russ.)

Norina D.A. (2014). Structure and petroleum potential of Permian-Triassic terrigenous deposits of the Barents Sea shelf. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow: MSU, 208 p. (In Russ.)

Ohm S.E., Karlsen D.A., Austin T.J.F. (2008). Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea. *AAPG Bulletin*, 92(9), pp. 1191–1223. https://doi.org/10.1306/06180808028

Pavlov L.A., Matigorov A.A., Zaripov O.G., et al. (1985). Scientific processing of materials from drilling parametric and especially important exploratory wells on the shelf of the Barents and Kara Seas. Report. Murmansk. (In Russ.)

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas from kerogen. *Marine Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291–319. https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98382-F

Polteau S., Hendriks B.W., Planke S., Ganerød M., Corfu F., Faleide J.I., Myklebust R. (2016). The Early Cretaceous Barents Sea Sill Complex: distribution, 40Ar/39Ar geochronology, and implications for carbon gas formation. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 441, pp. 83–95. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2015.07.007

Polyakova, I. D. (2015). Oil and gas source strata of the Arctic. *Lithology and minerals*, (1), pp. 30–54. (In Russ.)

Rojo L.A., & Escalona A. (2018). Controls on minibasin infill in the Nordkapp Basin: Evidence of complex Triassic synsedimentary deposition influenced by salt tectonics. *AAPG Bulletin*, 102(7), pp. 1239–1272. https://doi.org/10.1306/0926171524316523

Rojo L.A., Cardozo N., Escalona A., & Koyi H. (2019). Structural style and evolution of the Nordkapp Basin, Norwegian Barents Sea. AAPG Bulletin, 103(9), pp. 2177–2217. https://doi.org/10.1306/01301918028

Sakulina G.A., Pavlenkova S.N., Kashubin (2015). Structure of the Earth's crust in the northern part of the Barents-Kara Sea region according to the DSS 4-AR profile. *Geology and Geophysics*, 56(11), pp. 2053–2066. (In Russ.) https://doi.org/10.15372/GiG20151108

Shelf sedimentary basins of the Russian Arctic: geology, geoecology, mineral resource potential (2020). Ed. G.S. Kazanin. Murmansk; St. Petersburg: Renome, 544 p. (In Russ.)

Shipilov E.V. (2018). Basaltoid magmatism and the problem of gas content of the East Barents megabasin. *Arctic: ecology and economics*, 2(30), pp. 94–106. (In Russ.) https://doi.org/10.25283/2223-4594-2018-2-94-106

Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B. & Werner S.C. (2009). Geological history of the Barents Sea. *Norges Geol. undersøkelse*, 1, pp. 1–135.

Sobolev P. (2012). Cenozoic uplift and erosion of the Eastern Barents Sea - Constraints from offshore well data and the implication for petroleum system modeling. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 163, pp. 309–324. https://doi.org/10.1127/1860-1804/2012/0163-0323

Startseva K.F., Nikishin A.M., Malyshev N.A., Nikishin V.A., Valyushcheva A.A. (2017). Geological and hydrocarbon model of the East Barents Sea megabasin using the example of profile 4-AR. *Proc. Conf.: New ideas in oil and gas geology*, pp. 349–352. (In Russ.)

Stoupakova A.V. (2000). Development of sedimentary basins of the ancient continental margin and their oil and gas potential (using the Barents Sea shelf as an example). *Geologiya nefti i gaza = Oil and Gas Geology*, 4, pp. 51–57. (In Russ.)

Stoupakova A.V. (2011). Structure and petroleum potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. *Geologiya nefti i gaza = Oil and Gas Geology*, 6, pp. 99–115 (In Russ.)

Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A., Mordasova A.V., Osipov K.O., Kovalevskaya S.O., Kolesnikova T.O., Shevchenko G., Masterkov I., Tsigankova A.A., Gilmullina A.A. (2021). Generation potential, distribution area and maturity of the Barents-Kara Sea source rocks. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 6–25. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1

Stoupakova A.V., Suslova A.A., Korobova N.I., Burlin Yu.K. (2012). Cyclicity and prospects of the Jurassic oil-and-gas complex on the Barents Sea shelf. *Moscow Univ. Geol. Bull.,* 67, pp. 353–360. https://doi.org/10.3103/S0145875212060063

Suslova A.A. (2014). Seismostratigraphic analysis and oil and gas prospects of Jurassic deposits of the Barents Sea shelf. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 9(2), pp. 1–19. (In Russ.)

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. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.4

Ungerer P. (1990). State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and expulsion. *Organic Geochemistry*, 16(1–3), pp. 1–25. https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90022-R

Ustritsky V.I., Tugarova M.A. (2013). Unique section of the Permian and Triassic, discovered by the Admiralteyskaya-1 well (Barents Sea). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 8(2). (In Russ.)

van Koeverden J.H., Nakrem H.A., & Karlsen D.A. (2010). Migrated oil on Novaya Zemlya, Russian Arctic: Evidence for a novel petroleum system in the eastern Barents Sea and the Kara Sea. *AAPG bulletin*, 94(6), pp. 791–817. https://doi.org/10.1306/10200909146

Vandenbroucke M., Behar F. & Rudkiewicz J.L. (1999). Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea). *Organic Geochemistry,* 30, pp. 1105–1125. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00089-3

Vasiliev V.V., Viskunova K.G., Kiyko O.A., Kozlov S.A. et al. (2013). State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1 000 000 (third generation). North Kara-Barents Sea series. Sheet T-41–44 – Cape Zhelaniya. Explanatory letter. St. Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory, 200 p. (In Russ.)

Verba M.L. (2007). Natural hydrocarbon manifestations in the sedimentary cover of Svalbard. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika = Oil and gas geology. Theory and practice,* 2. pp. 1–22. (In Russ.)

Verba M.L., Matveev Yu., Roslov Yu.V., Sakulina T.S. (2005). Lithosphere of the Kara-Barents shelf plate and the Arctic coast of the European north (based on the results of studies on the reference profile 2-AR). The structure of the lithosphere of the Russian part of the Barents region. Edited by N.V. Sharova, F.P. Mitrofanova, M.L. Willows, K. Gillen. Petrozavodsk: Karelian Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, pp. 182–216. (In Russ.)

Viskunova K.G., Podgornykh L.V., Petrova V.I., et al. (2006). Creation of a framework network of basin modeling in order to assess the oil and gas potential of the Barents Sea. State contract, St. Petersburg: VNIIokeangeologiya (In Russ.)

Wygrala B.P. (1989). Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, Northern Italy. PhD thesis, University of Cologne, Germany.

Zarkhidze D.V., Krasnozhen A.S., Shkarubo S.I. et al. (2021). State geological map of the Russian Federation on a scale of 1: 1 000 000. Third generation. North Kara-Barents Sea series. Sheet S-39-40 –Matochkin Shar Strait. Explanatory letter. St. Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory, 333 p. (In Russ.)

About the Authors

Tatiana O. Kolesnikova – Postgraduate Stident, Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: t.kolesnikova@oilmsu.ru

Alina V. Mordasova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – Cand. Sci.(Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elizaveta A. Krasnova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Rinar M. Gilaev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Igor V. Kuvinov – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Albina A. Gilmullina – PhD (Geology and Mineralogy), Postdoctoral Fellow, Department of Earth Science, University of Bergen
Allégaten 41, Bergen, 5007, Norway

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

Manuscript received 27 February 2025;
Accepted 14 May 2025; Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.9 УДК 553.982.23

Методика реконструкции палеогеографических условий накопления и прогноз природных резервуаров в клиноформных толщах

А.В. Мордасова[1], А.А. Гильмуллина[2], А.А. Суслова[1], А.В. Ступакова[1], Н.И. Коробова[1], Р.М. Гилаев[1], Р.С. Сауткин[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

[2]*Университет г. Берген, Берген, Норвегия*

Клиноформные толщи широко распространены в различных нефтегазоносных бассейнах мира, встречаются в отложениях широкого стратиграфического диапазона и содержат залежи нефти и газа. Клиноформные толщи также несут информацию о направлении сноса осадочного материала, палеогеографии и об относительных изменениях уровня моря. Однако универсальные подходы к реконструкции палеогеографии и прогнозу природных резервуаров в косослоистых толщах разного возраста и в различных осадочных бассейнах не выработаны. В статье представлен методический подход к изучению клиноформных толщ на примере верхнеюрских и нижнемеловых клиноформ Баренцева моря и Широтного Приобья. Разработанный методический подход включает в себя решение трёх задач: 1) выявление строения и типов клиноформ; 2) реконструкция условий накопления клиноформ; 3) прогноз природных резервуаров и литологических ловушек в клиноформных телах.

Ключевые слова: клиноформы, методика исследования, палеогеография, геометрия клиноформ, траектория бровок, природные резервуары, ловушки, критерии нефтегазоносности

Для цитирования: Мордасова А.В., Гильмуллина А.А., Суслова А.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Гилаев Р.М., Сауткин Р.С. (2025). Методика реконструкции палеогеографических условий накопления и прогноз природных резервуаров в клиноформных толщах. *Георесурсы,* 27(2), с. 118–127. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.9

Введение

Клиноформные толщи широко распространены по всему миру и встречаются в карбонатных и терригенных отложениях широкого стратиграфического диапазона от кембрия на склонах Анабарской антеклизы (Губин и др., 2018) до дельт современных рек в океанах, морях и озерах (Schlager, Adams, 2001; Patruno, Helland-Nansen, 2018).

В клиноформных толщах разного возраста в пределах различных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) открыты залежи нефти и газа. Наиболее широко известным примером являются нижнемеловые клиноформы Западно-Сибирского НГБ, в которых открыты уникальные месторождения нефти и газа. С клиноформами миоценового возраста связаны месторождения Северо-Сахалинского НГБ (Волконская, 2017; Костров и др., 2018), с клиноформами майкопской серии олигоцен-раннемиоценового возраста в Предкавказье – залежи и нефтегазопроявления (Шарафутдинов, 2003; Яндарбиев и др., 2017). Нефтепроявления также обнаружены в норвежском секторе Баренцева моря в среднетриасовой свите Снадд, имеющей клиноформное строение (Норина, 2014; Klausen et al., 2016).

Несмотря на то, что нефтегазоносность клиноформных отложений не является чем-то исключительным, универсальные подходы к прогнозу природных резервуаров в косослоистых толщах разного возраста и в различных осадочных бассейнах не выработаны по сей день. Нет и ответа на вопрос: почему уникальные и крупные месторождения открыты в песчаных коллекторах клиноформ Западно-Сибирского и Северо-Сахалинского НГБ, а в более мощных майкопских клиноформах Предкавказья и триасовых клиноформах Баренцевоморского шельфа не выявлены региональные песчаные пласты-коллекторы (Gilmullina et al., 2021; Gilmullina et al., 2023)?

Помимо того, что клиноформные толщи могут потенциально содержать природные резервуары нефти и газа, они также являются ценным источником информации о направлении сноса осадочного материала, палеогеографии и об относительных изменениях уровня моря, что особенно важно при отсутствии каменного материала на региональном этапе геолого-разведочных работ. При этом клиноформное строение осложняет

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

© 2025 Коллектив авторов

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

межскважинную корреляцию; сопоставление косослоистых отложений в скважинах невозможно без привязки к сейсмическим данным. Особенно остро встаёт проблема прогноза нефтегазоносности в клиноформных толщах Восточно-Арктических осадочных бассейнов (Фрейман, 2019; Houseknecht, 2019; Шельфовые осадочные бассейны.., 2020), где по сей день не пробурено ни одной глубокой скважины.

В связи с поставленными проблемами необходимо разработать единый подход к изучению клиноформных толщ и выделить ключевые признаки клиноформ – размеры, форму, закономерности латеральной смены литофаций – и установить связь между этими признаками и наличием природных резервуаров.

Целью данной статьи является разработка методического подхода к изучению клиноформных толщ на основе опубликованной литературы и доступных данных по нижнемеловым клиноформам Баренцева моря и Широтного Приобья. Методический подход к изучению клиноформных толщ включает в себя три этапа и решает три задачи (рис. 1):

1. строение и типы клиноформ;
2. условия формирования клинформ;
3. прогноз природных резервуаров и литологических ловушек в клиноформах.

Результаты исследования

1. Строение и типы клиноформ

Строение клиноформы и клиноформной толщи

Согласно определению из Стратиграфического кодекса России, «*Клиноформа* – клиновидная (линзовидная) в разрезе толща с отчетливыми первичными наклонами слоев, сложенная обломочными породами и формирующаяся в склоновой части палеобассейна седиментации за один цикл колебаний относительного уровня моря» (Стратиграфический кодекс.., 2005). В целом под понятием клиноформы понимают профиль отложений, имеющий «сигмовидную» форму, чаще всего накопившийся на склоне приёмного бассейна путём бокового наращивания слоёв. В более широком смысле под термином «клиноформа» также можно понимать косые отражения на сейсмическом разрезе независимо от состава слагающих отложений – и терригенных, и карбонатных.

В клиноформе выделяется 3 синхронные части (рис. 2): верхняя, самая мелководная часть – *ундаформа*, *склон* и нижняя, самая глубоководная часть – *фондоформа* (Mitchum et al., 1977; Гогоненков, 1988). Точка перегиба между ундаформой и склоном называется бровкой, а между склоном и фондоформой – подножием.

Серия клиноформ, накопившихся последовательно и отделённых от вмещающих толщ субпараллельными границами, называется *клиноформной толщей*.

Основным источником информации о геометрии клиноформ являются сейсмические данные, увязанные со скважинной информацией: каротажом, стратиграфическими разбивками, палеонтологическими находками – и на первом этапе выявляется кровля и подошва *клиноформного сейсмостратиграфического комплекса* (ССК) – аналога клиноформной толщи на сейсмическом разрезе. Кровля и подошва клиноформного ССК определяются на основе анализа характерных признаков несогласий на сейсмических разрезах – по типу подошвенного прилегания, кровельного прилегания, подошвенного налегания и эрозионного срезания.

Рис. 1. Схема комплексного методического подхода к исследованию клиноформных толщ

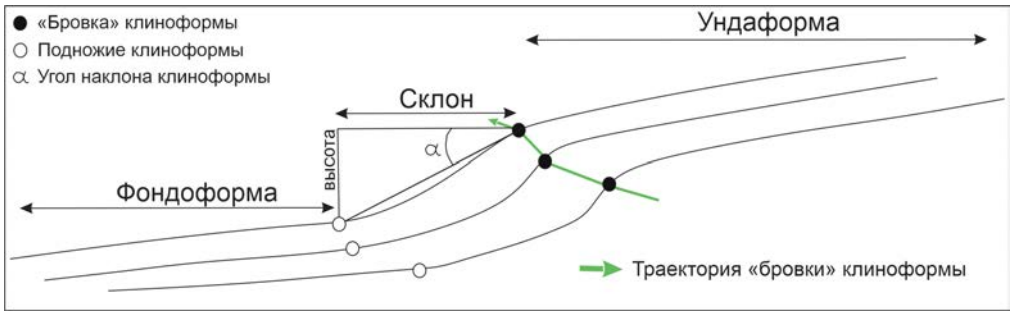


Рис. 2. Строение клиноформы, её составные части и основные параметры по (Salazar et al., 2016, с изменениями)

Внутри клиноформного комплекса выделяются отдельные клиноформы (син. клинотемы, клиноциклиты, сиквенсы): на сейсмическом разрезе и в разрезе скважин выявляются несогласия и коррелятивные им согласные поверхности. Границы клиноформ соответствуют границам крупных циклитов, выделенных по скважинным данным. Отражения, соответствующие границам клиноформ, коррелируются по сети профилей, и затем, при необходимости, проводится корреляция косых отражений внутри клиноформ.

Высота клиноформ

Клиноформы накапливаются путём бокового наращивания слоёв и их высота от бровки до подошвы указывает на глубину водоёма, в котором они формируются (рис. 3). *Прибрежные клиноформы* характеризуются высотой в первые метры – первые десятки метров и формируются на побережье морского бассейна или озера. К бровке этих клиноформ приурочена береговая линия. *Клиноформы продельты* полностью формируются в подводных обстановках и характеризуются высотой в десятки метров.

Клиноформы шельфа имеют высоту в первые сотни метров и накапливаются на склоне шельфа, а их бровки приурочены к границе мелководного и относительно глубоководного шельфа (Ступакова и др., 2023). Самые крупные клиноформные тела, высотой до первых километров – *клиноформы континентального склона* – формируются на современных пассивных окраинах континентов (Pellegrini et al., 2020).

Высота клиноформ на сейсмических разрезах определяется как разница между глубиной залегания бровки и подошвы клиноформы на профилях, выровненных на кровлю клиноформного ССК. Выравнивая на кровлю клиноформного ССК как на поверхность компенсации и учитывая уплотнение пород и изостатические процессы (Ершов, 2016), мы можем определить высоту клиноформ без существенных искажений.

Геометрия и траектория бровки клиноформ

Траектория бровки клиноформ различного масштаба является результатом изменения относительного уровня моря. Вертикальная и горизонтальная миграция бровки клиноформы указывает на смещение различных сред осадконакопления во времени (Helland-Hansen, Hampson, 2009). Траектории бровок клиноформ шельфа подразделяются на регрессивные восходящие (нормальная регрессия) и нисходящие (форсированная регрессия), трансгрессивные и невыраженные (рис. 4).

Восходящая траектория указывает на широкое развитие и большие мощности прибрежных фаций в ундаформе и слабый привнос осадочного материала вглубь бассейна (Helland-Hansen, Hampson, 2009). Восходящая траектория бровки определяет сигмовидную форму и формируется при нормальной регрессии на фоне роста уровня моря. *Нисходящая траектория* предполагает развитие глубоководных конусов выноса и маломощные прибрежные фации. Нисходящая траектория определяет тангенциальную или косую форму и образуется при форсированной

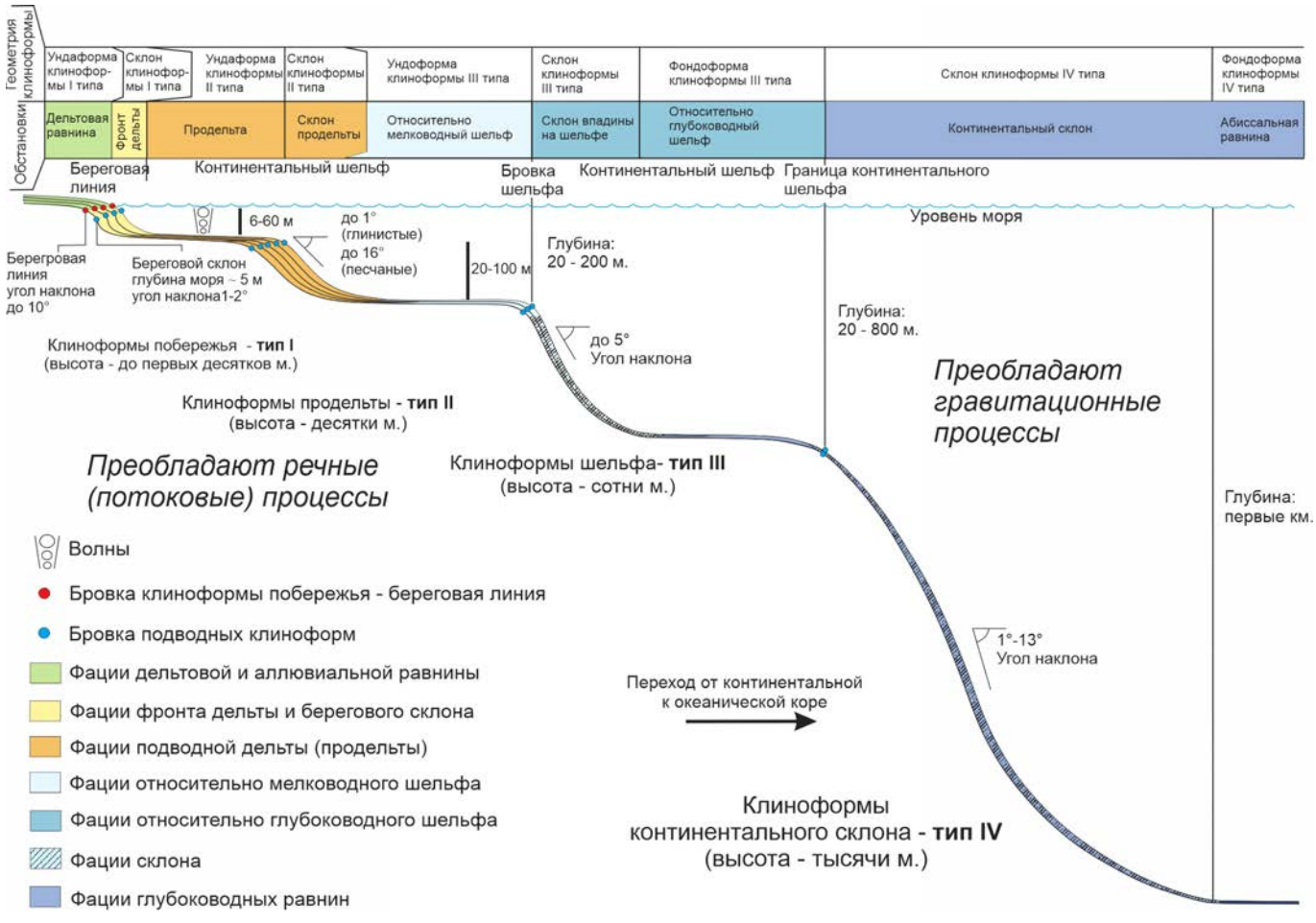


Рис. 3. Схема формирования клиноформ разного масштаба и их палеогеографическая интерпретация

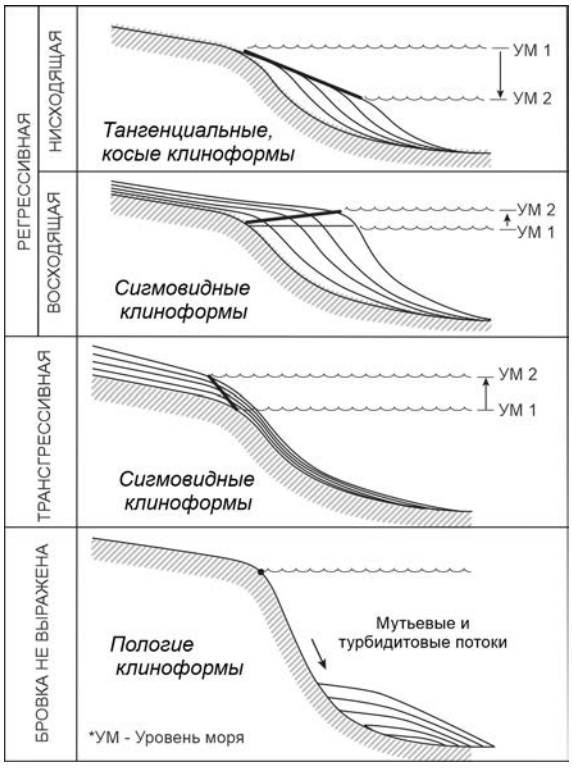


Рис. 4. Траектории бровок клиноформ и связь с изменениями уровня моря и геометрией клиноформ по (Helland-Hansen, 2009, с изменениями)

регрессии при падении уровня моря. *Трансгрессивная траектория* говорит о трансгрессии и смещении морских фаций в сторону суши. В случае, если осадочный материал осаждается исключительно на склоне и в подножии относительно глубоководной впадины, формируются пологие клиноформы *с невыраженной бровкой*.

В качестве примера типизации клиноформ по высоте, геометрии и траектории бровок на основе сейсмических данных рассмотрим верхнеюрско-нижнемеловые клиноформы в разрезе Баренцевоморского шельфа (Мордасова и др., 2019; Mordasova et al., 2024). Выделенные пять сейсмических типов клиноформ формировались в различных палеогеографических условиях (рис. 5): клиноформы высотой менее 150 м связаны с подводной частью дельты, а более 150 м – со склоном относительно глубоководной впадины на шельфе. Среди шельфовых клиноформ по форме выделены тангенциальные, сигмовидные, косые (со срезанной ундаформой) и пологие клиноформы, которые формировались в разные этапы изменения уровня моря.

2. Условия накопления клиноформ

После корреляции клиноформных ОГ по сети 2D-профилей или по 3D-сейсмическим данным строятся карты толщин (или карты временных толщин), которые ограничены областью распространения каждой клиноформы. Область распространения может быть ограничена эрозионным срезанием, подошвенным прилеганием, кровельным прилеганием или налеганием. Каждый из этих типов контактов и положение бровок выносится на карту толщин (рис. 6). В результате можно оценить направление сноса осадочного материала и ограничить различные палеогеографические зоны (Patruno, Helland-Hansen, 2018; Мордасова и др., 2019).

Клиноформы характеризуются увеличенными мощностями в области склона, увеличение мощности в подножии клиноформ может быть связано с конусами выноса. *Подошвенное прилегание* на карте указывает на область перехода от склона к фондоформе, а бровка – от ундаформы к склоновой части. По направлению бровка-подошвенное прилегание можно установить направление проградации клиноформы и сноса обломочного материала. *Кровельное прилегание* характерно для тангенциальных клиноформ и указывает на положение береговой линии

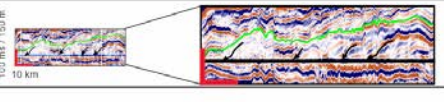
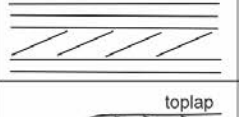
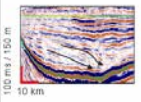
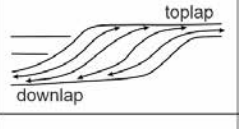
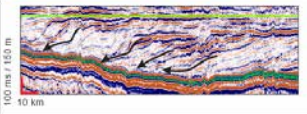
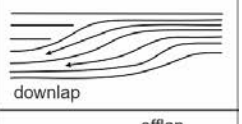
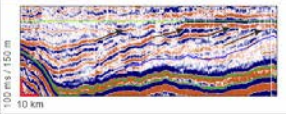
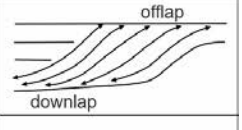
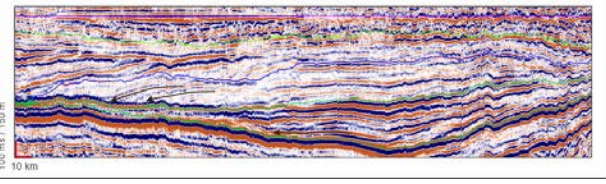
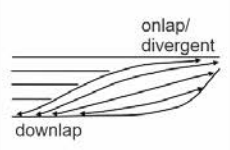
Масштаб	Сейсмический тип клиноформ	Интерпретация	Пример сейсмической записи	Характер внутренних отражений
высота <150м	1. Косые параллельные клиноформы, высота 45-150м угол наклона около 0,5-3° плоская и полого нисходящая траектория	Глинистый фронт дельты (подводная часть дельты)		
высота >150м	2. Тангенциальные клиноформы, высота 200-270м угол наклона 0,4 - 1,8° плоская траектория	Склон шельфовой впадины с выраженной фондоформой		
	3. Сигмовидные клиноформы высота 200-250м угол наклона 1-1.2° восходящая траектория	Склон шельфовой впадины с выраженной ундаформой		
	4. Косые клиноформы, высота 240-600м угол наклона 0,2-0,6° ундаформа эродирована	Склон шельфовой впадины		
	5. Пологие клиноформные тела высота 160-430м угол наклона 0,1-0,4°	Глинистые отложения на склоне шельфовой впадины		

Рис. 5. Типы верхнеюрско-нижнемеловых клиноформ Баренцевоморского шельфа, выделенные на основе анализа высоты и геометрии клиноформ по сейсмическим данным (Мордасова и др., 2019)

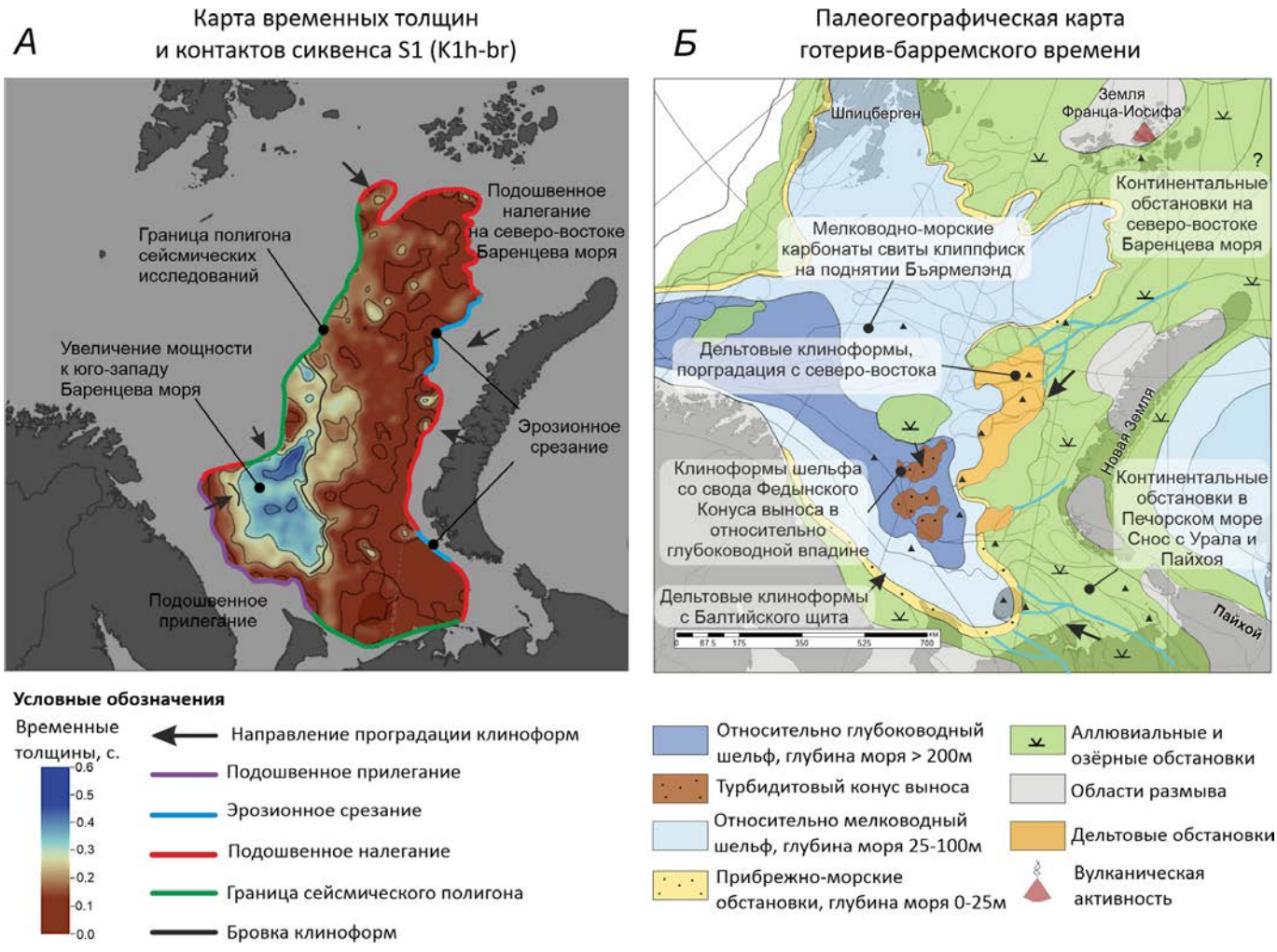


Рис. 6. Пример интерпретации карты временных толщин с нанесёнными контактами (А) и созданной на её основе палеогеографической картой (Б) по готерив-барремскому сиквенсу S1 в нижнемеловых отложениях Баренцева моря по (Mordasova et al., 2024, с изменениями)

во время высокого стояния уровня моря или его падения. *Налегание* наблюдается в ундаформе сигмовидных клиноформ и указывает на близость палеосуши и рост уровня моря. *Кровельное срезание* говорит о более позднем размыве ундаформы во время регрессии. Смещение бровок клиноформ шельфа указывает на смещение области мелкого шельфа, а смещение бровок прибрежных клиноформ – на продвижение береговой линии в сторону моря.

С помощью скважинных данных – характера изменения каротажных диаграмм (ГИС), по литологическому составу отложений, текстурно-структурным особенностям, фаунистическим находкам, положению изучаемых разрезов скважин по профилю ундаформа-склон-фондоформа – проводится геологическая интерпретация сейсмических типов клиноформ (рис. 7).

В готерив-барремских шельфовых клиноформах Баренцевоморского шельфа разрез ундаформы характеризуется увеличением зернистости вверх по разрезу и наличием в разрезе как остатков высшей растительности, так и морской фауны, и сформировался в прибрежно-морских обстановках. Для склона клиноформ шельфа по разрезам скважин характерны увеличенные мощности, монотонный глинистый состав, морская фауна, что говорит о мелководно-морских и склоновых условиях. В подножии пологих клиноформ шельфа выявлены высокие концентрации органического вещества, пиритизация и остатки раковин хорошей сохранности, характерные для относительно глубоководных впадин на шельфе.

3. Прогноз природных резервуаров и литологических ловушек в клиноформах

Для решения задачи прогноза природных резервуаров в клиноформных толщах привлекаются результаты интерпретации ГИС, петрофизические и литолого-фациальные исследования керна.

По высоте клиноформ, оценённым по сейсмическим данным, на основе литолого-фациального анализа и анализа цикличности разреза по керновым данным и ГИС разрабатывается принципиальная седиментационная модель формирования изучаемой клиноформной толщи. Сопоставление коллекторских свойств песчаников, накопившихся в разных обстановках, позволяет наметить наиболее перспективные фации на поиск коллекторов. По анализу геометрии и траектории бровок клиноформ определяются типы клиноформ и их части, перспективные для формирования коллекторов различного генезиса, траектория бровок клиноформ указывает на изменения уровня моря и динамику изменения процессов осадконакопления. Поскольку клиноформы имеют циклическое строение, для каждого типа клинформ разрабатывается

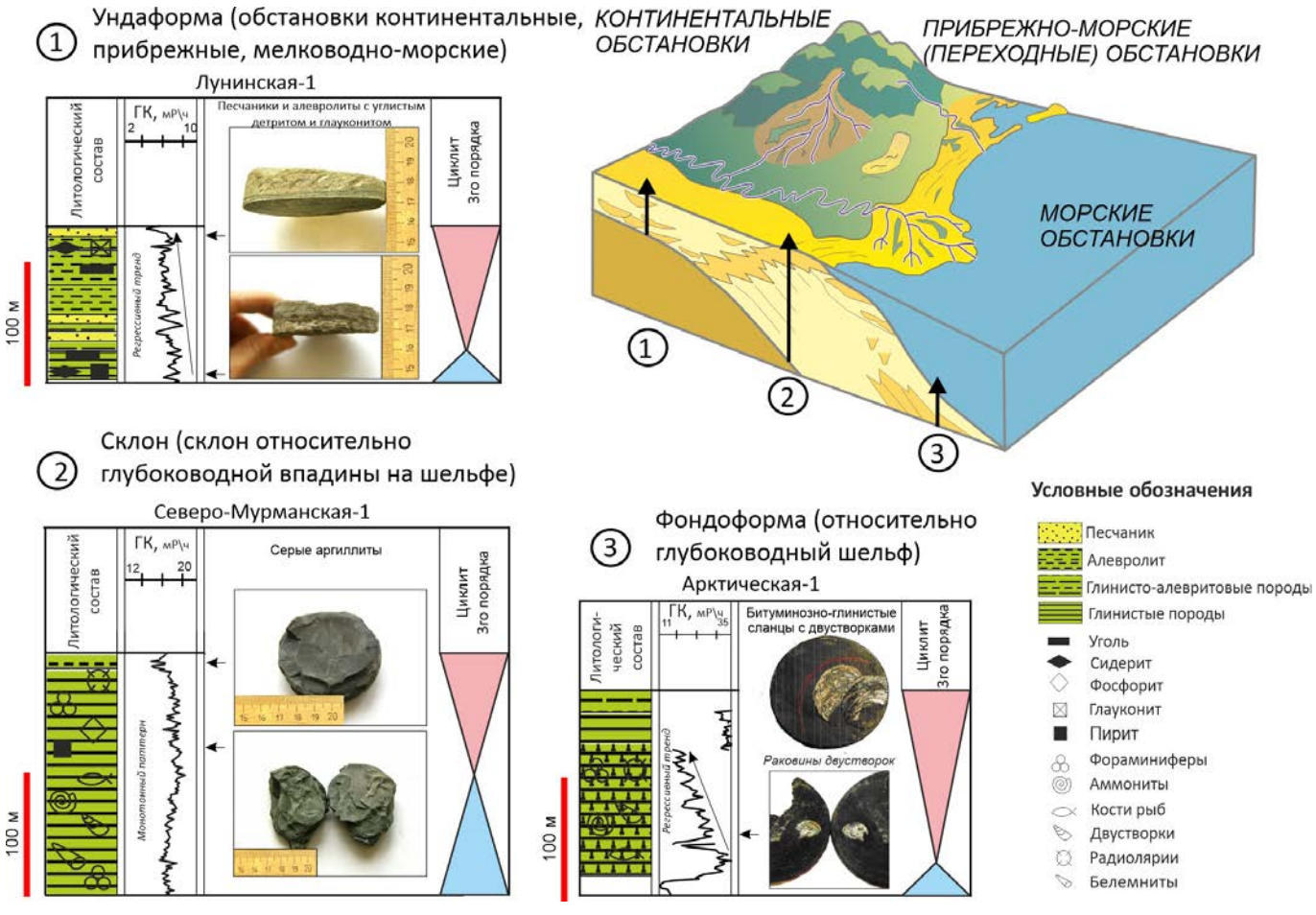


Рис. 7. Анализ опорных разрезов скважин и изменения условий накопления по профилю ундаформа-склон-фондоформа на примере сигмовидных клиноформ в нижнемеловом разрезе Баренцевоморского шельфа (Мордасова и др., 2019, с изменениями)

критерий поиска природных резервуаров, который может быть применён для аналогичных, но ещё не разбуренных клиноформ. Картирование выделенных коллекторов различного генезиса возможно по регулярной сети 2D-сейсмических данных или по 3D-сейсмическим данным – на основе карт толщин клиноформ с нанесённым положением бровок и по сейсмическим атрибутам.

На примере нижнемеловых клиноформных продуктивных толщ Приобского месторождения Западно-Сибирского НГБ показано применение методического подхода и разработаны критерии поиска природных резервуаров и ловушек (рис. 8).

Продуктивные нижнемеловые клиноформы Широтного Приобья сносились с Восточно-Сибирской платформы, имеют высоту порядка 150–270 м, и накапливались на склоне относительно глубоководной впадины на шельфе. Среди клиноформ по геометрии и траектории бровок выделяются: 1) пологие клиноформы, 2) сигмовидные клиноформы, 3) тангенциальные клиноформы с плоской траекторией и нисходящей траекторией.

На основе литолого-фациального анализа керна и исследований ФЕС установлено, что на Приобском месторождении продуктивные пласты имеют преимущественно турбидитовый и баровый генезис (Бабина и др., 2022). При сопоставлении с типами клиноформ выявлено, что коллектора турбидитового генезиса развиты в пологих клиноформах (низкое стояние уровня моря) и в подошве тангенциальных клиноформ с нисходящей траекторией бровок (падение уровня моря). На картах сейсмических атрибутов для этих природных резервуаров характерна конусовидная форма и наличие подводящих каналов на склоне (рис. 8). Коллектора барового генезиса приурочены к бровкам тангенциальных клиноформ с плоской (высокое стояние уровня моря) и нисходящей траекторией (падение уровня моря). Проградация баровых гряд на карте отражает продвижение обстановок мелкого шельфа и побережья в сторону бассейна осадконакопления (рис. 8).

Заключение

Комплексный методический подход для анализа клиноформных толщ включает в себя три основных этапа и, в целом, позволяет решить три большие задачи. Первая задача состоит в выявлении клиноформного сейсмостратиграфического комплекса и его внутреннего строения. Вторая задача включает в себя палеогеографические реконструкции, необходимые на региональном этапе ГРР, и выявление связи между разными геометрическими типами клиноформ и природными резервуарами различного генезиса, т.е. сформированными в различных обстановках осадконакопления. Решение этой задачи на поисково-оценочном и разведочном этапах ГРР позволит повысить успешность поиска литологических ловушек в клиноформных толщах.

На примере верхнеюрско-нижнемеловых клиноформ Баренцевоморского шельфа продемонстрировано поэтапно, как от исследования клиноформ на сейсмических

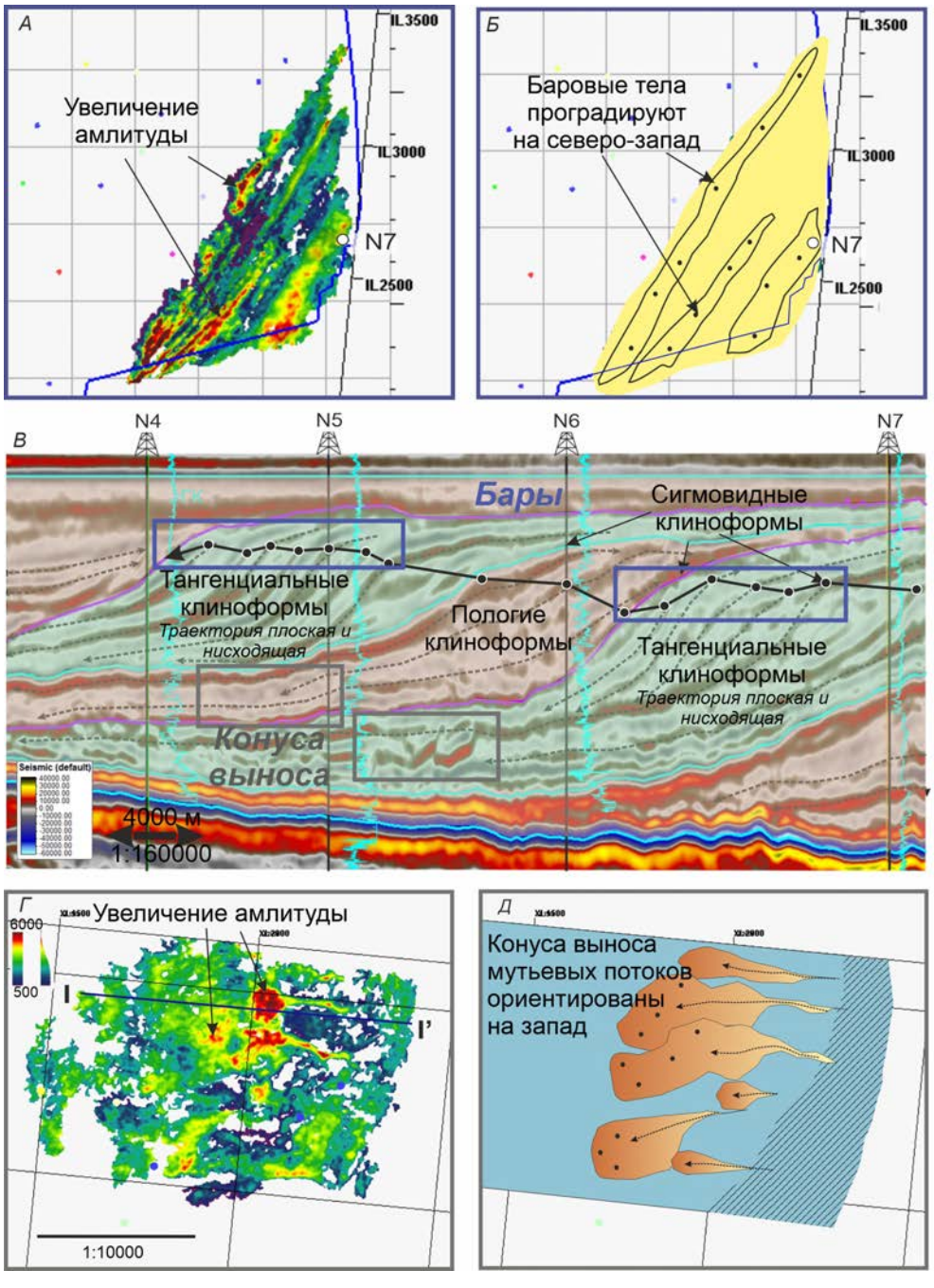


Рис. 8. Связь геометрии и траектории бровок клиноформ и разных генетических типов природных резервуаров в нижнемеловых отложениях Широтного Приобья по (Бабина и др., 2022, с изменениями). Природные резервуары барового генезиса (А, Б) приурочены к бровкам тангенциальных клиноформ (В), смещение бровок приводит к смещению баровых тел в плане. Природные резервуары турбидитового генезиса (Г, Д) приурочены к подошве тангенциальных клиноформ с нисходящей траекторией бровок и к пологим клиноформам.

разрезах мы можем перейти к изучению направления сноса осадочного материала и выделению различных палеогеографических зон, приуроченных к ундафороме, фондоформе и склону дельтовых и шельфовых клиноформ.

Применение описанного методического подхода к более изученным, продуктивным нижнемеловым клиноформам Широтного Приобья в Западной Сибири позволило выявить критерии прогноза по геометрии клиноформ природных резервуаров, связанных с турбидитовыми потоками на склоне внутришельфовой впадины и природных резервуаров мелководно-морского барового генезиса.

Благодарности/Финансирование

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых в рамках госбюджетной темы «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

Литература

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

Волконская А.Л., Керусов И.Н., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е., Крылов О.В., Калмыков Г.А. (2017). Модель строения продуктивных верхнемиоценовых отложений Одоптинской площади Охотского моря. *Вестник Московского университета. Геология*, 4, с. 48–53. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2017-4-48-53

Гогоненков Г.Н., Михайлов Ю.А., Эльманович С.С. (1988). Анализ неокомской клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки. *Геология нефти и газа*, 1, с. 22–30.

Губин И.А., Конторович А.Э., Моисеев С.А., Фомин А.М., Ярославцева Е.С. (2018). Выделение очагов генерации углеводородов в куонамской свите в Северо-Тунгусской НГО с использованием сейсмических данных. *Интерэкспо Гео-Сибирь*, 2, с. 47–55. https://doi.org/10.18303/2618-981X-2018-2-47-55

Ершов С.В. (2016). Палеобатиметрия позднеюрско-неокомского бассейна севера Западной Сибири и влияние на нее природных процессов. *Геология и геофизика*, 57(8), с. 1548–1570. https://doi.org/10.15372/GiG20160808

Костров Ю.В., Хмарин Э.К. (2018). Обновленная модель развития дельты Палеоамура-Палеоамгуни. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 13(1), с. 1–10. https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2018

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. *Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук*, М.: МГУ, Геологический факультет.

Стратиграфический кодекс России (2005).

Фрейман С.И., Никишин А.М., Петров Е.И. (2019). Кайнозойские клиноформные комплексы и геологическая история Северо-Чукотского бассейна. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 4, с. 11–19. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-4-11-19

Шарафутдинов В.Ф. (2003). Геологическое строение и закономерности развития майкопских отложений северо-восточного Кавказа в связи с нефтегазоносностью. *Дисс. доктора геол.-минерал. наук*. Москва.

Шельфовые осадочные бассейны Российской Арктики: геология, геоэкология, минерально-сырьевой потенциал (2020). Под ред. д-ра техн. наук Г.С. Казанина АО «МАГЭ». Мурманск; СПб.: «Реноме», с. 544. https://doi.org/10.25990/dhw6-9x41

Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. (2017). Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба. *Георесурсы*. Спецвыпуск, Ч. 2, с. 227–239. http://doi.org/10.18599/grs.19.22

Gilmullina A., Klausen T.G., Doré A.G., Sirevaag H., Suslova A., Eide C.H. (2023). Arctic sediment routing during the Triassic: sinking the Arctic Atlantis. *Journal of the Geological Society*, 180(1). https://doi.org/10.1144/jgs2022-018

Gilmullina A., Klausen T.G., Paterson N.W., Suslova A., Eide, C.H. (2021). Regional correlation and seismic stratigraphy of Triassic Strata in the Greater Barents Sea: Implications for sediment transport in Arctic basins. *Basin Research*, 33(2), pp. 1546–1579. https://doi.org/10.1111/bre.12526

Helland-Hansen W., Hampson G.J. (2009). Trajectory analysis: concepts and applications. *Basin Research*, 21, pp. 454–483. https://doi.org/10.1111/j.1365-2117.2009.00425.x

Houseknecht D.W. (2019). Petroleum systems framework of significant new oil discoveries in a giant Cretaceous (Aptian–Cenomanian) clinothem in Arctic Alaska. *AAPG Bulletin*, 103(3), pp. 619–652. https://doi.org/10.1306/08151817281

Klausen T.G., Ryseth A., Helland-Hansen W., Gjelberg H.K. (2016). Progradational and backstepping shoreface deposits in the Ladinian to Early Norian Snadd Formation of the Barents Sea. *Sedimentology*, 63(4), pp. 893–916. https://doi.org/10.1111/sed.12242

Mitchum R.M. Jr., Vail P.R., Sangree J.B. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 6. Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation, in Payton, C., ed., Seismic Stratigraphy: *Applications to Hydrocarbon Exploration: American Association of Petroleum Geologists*, Memoir, 26, pp. 117–133.

Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marín D., Gilmullina A. (2024). Sequence stratigraphy and palaeogeography of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents Sea. *Basin Research*, 36(2), e12862. https://doi.org/10.1111/bre.12862

Patruno S., Helland-Hansen W. (2018). Clinoforms and clinoform systems: Review and dynamic classification scheme for shorelines, subaqueous deltas, shelf edges and continental margins. *Earth-Science Reviews*, 185, pp. 202–233. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.05.016

Pellegrini C., Patruno S., Helland-Hansen W., Steel R.J., Trincardi F. (2020). Clinoforms and clinothems: Fundamental elements of basin infill. *Basin Research*, 32, pp. 187–205. https://doi.org/10.1111/bre.12446

Salazar M., Moscardelli L., Wood L. (2015). Utilising clinoform architecture to understand the drivers of basin margin evolution: A case study in the Taranaki Basin, New Zealand. *Basin Research*, 28(6), pp. 1–27. https://doi.org/10.1111/bre.12138

Schlager W., Adams E.W. (2001). Model for the sigmoidal curvature of submarine slopes. *Geological Society of America. Geology*, 29(10), pp. 883–886. https://doi.org/10.1130/0091-7613(2001)029<0883:MFTSCO>2.0.CO;2

Сведения об авторах

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

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

Альбина Альбертовна Гильмуллина – кандидат геол.-мин. наук, постдокторант кафедры наук о Земле, Университет г. Берген

Норвегия, 5007, Берген, Аллегатен, 41

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

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 1

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

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

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

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 05.02.2025;
Принята к публикации 14.05.2025; Опубликована 30.06.2025

ORIGINAL ARTICLE

Methodology of Reconstructing of Palaeogeography and Oil and Gas Reservoirs Prediction in Clinoform Strata

A.V. Mordasova[1], A.A. Gilmullina[2], A.A. Suslova[1], A.V. Stoupakova[1], R.M. Gilaev[1], R.S. Sautkin[1]*
[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[2]*University of Bergen, Bergen, Norway*
[*]*Corresponding author: Alina V. Mordasova, e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru*

Abstract. Clinoform strata are widely distributed in the various sedimentary basins throughout the world. They are observed in clastic and carbonate successions of the wide stratigraphic range and contain oil and gas fields. Clinoforms provide also an information about the direction of sediment transport, palaeogeography, and sea level changes. However, the universal approaches for palaeogeography reconstruction and reservoir prediction in the clinoform sequences of the various ages and in different sedimentary basins have not yet been developed. This study represents the methodical approach to clinoform investigation on the examples from Upper Jurassic and Lower Cretaceous clinoforms of the Barents Sea and Priob region of the West Siberia Basin. Established methodical approach solves three problems: 1) structure and types of clinoforms; 2) reconstruction of sedimentary conditions; 4) prospecting of oil and gas reservoirs and stratigraphic traps in the clinoforms.

Keywords: clinoforms, study methodology, palaeogeography, clinoform geometry, trajectory analysis, oil and gas reservoirs, traps, exploration criteria

Recommended citation: Mordasova A.V., Gilmullina A.A., Suslova A.A., Stoupakova A.V., Gilaev R.M., Sautkin R.S. (2025). Methodology of Reconstructing of Palaeogeography and Oil and Gas Reservoirs Prediction in Clinoform Strata. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 118–127. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.9

Acknowledgements

We thank the reviewers for valuable comments and suggestions that significantly improved this manuscript.

This work was performed at the Lomonosov MSU Geologival faculty Petroleum Department, AAAA-A16-116033010095-1

References

Babina E. O., Kalmykov G. A., Stoupakova 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. *Moscow University Geology Bulletin*, 77(5), pp. 559–578. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2022-4-111-130

Ershov S.V. (2016). Paleobathymetry of the Late Jurassic–Neocomian basin in northern West Siberia and the impact of natural processes. *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*, 57(8), pp. 1548–1570 (In Russ.) https://doi.org/10.15372/GiG20160808

Freiman S.I., Nikishin A.M., Petrov E.I. (2019). Cenozoic clinoform complexes and geological history of the North-Chukchi basin (Chukchi sea, Arctic). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology.* 4, pp. 11–19. (In Russ.) https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-4-11-19

Gilmullina A., Klausen T.G., Doré A.G., Sirevaag H., Suslova A., Eide C.H. (2023). Arctic sediment routing during the Triassic: sinking the Arctic Atlantis. *Journal of the Geological Society*, 180(1). https://doi.org/10.1144/jgs2022-018

Gilmullina A., Klausen T.G., Paterson N.W., Suslova A., Eide, C.H. (2021). Regional correlation and seismic stratigraphy of Triassic Strata in the Greater Barents Sea: Implications for sediment transport in Arctic basins. *Basin Research,* 33(2), pp. 1546–1579. https://doi.org/10.1111/bre.12526

Gogonenkov G.N., Mikhailov Yu.A., Elmanovich S.S. (1988). Analysis of the Neocomian clinoform of Western Siberia based on seismic exploration data. *Geologiya nefti i gaza (Oil and gas geology)*, 1, pp. 22–30. (In Russ.)

Gubin I.A., Kontorovich A.E., Moiseev S.A., Fomin A.M., Yaroslavtseva E.S. (2018). Identification of sources of hydrocarbon generation in the Kuonama formation in the North Tunguska oil and gas region using seismic data. *Interexpo Geo-Siberia*, 2, pp. 47–55. (In Russ.) https://doi.org/10.18303/2618-981X-2018-2-47-55

Helland-Hansen W., Hampson G.J. (2009). Trajectory analysis: concepts and applications. *Basin Research*, 21, pp. 454–483. https://doi.org/10.1111/j.1365-2117.2009.00425.x

Houseknecht D.W. (2019). Petroleum systems framework of significant new oil discoveries in a giant Cretaceous (Aptian–Cenomanian) clinothem in Arctic Alaska. *AAPG Bulletin*, 103(3), pp. 619–652. https://doi.org/10.1306/08151817281

Klausen T.G., Ryseth A., Helland-Hansen W., Gjelberg H.K. (2016). Progradational and backstepping shoreface deposits in the Ladinian to Early Norian Snadd Formation of the Barents Sea. *Sedimentology*, 63(4), pp. 893–916. https://doi.org/10.1111/sed.12242

Kostrov Yu.V., Khmarin E.K. (2018). Updated model of the Paleoamur-Paleoamgun delta genesis. *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*, 13(1), pp. 1–10. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2018

Mitchum R.M. Jr., Vail P.R., Sangree J.B. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 6. Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation, in Payton, C., ed., Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration: American Association of Petroleum Geologists, Memoir, 26, pp. 117–133.

Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marín D., Gilmullina A. (2024). Sequence stratigraphy and palaeogeography of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents Sea. *Basin Research*, 36(2), e12862. https://doi.org/10.1111/bre.12862

Mordasova, A.V., Stoupakova, A.V., Suslova, A.A., Ershova, D.K., Sidorenko, S.A. (2019). Conditions of formation and forecast of natural reservoirs in clinoform complex of the Lower Cretaceous 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. amd Min. Sci. Diss. Moscow: Moscow State University. (In Russ.)

Patruno S., Helland-Hansen W. (2018). Clinoforms and clinoform systems: Review and dynamic classification scheme for shorelines, subaqueous deltas, shelf edges and continental margins. *Earth-Science Reviews*, 185, pp. 202–233. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.05.016

Pellegrini C., Patruno S., Helland-Hansen W., Steel R.J., Trincardi F. (2020). Clinoforms and clinothems: Fundamental elements of basin infill. *Basin Research,* 32, pp. 187–205. https://doi.org/10.1111/bre.12446.

Salazar M., Moscardelli L., Wood L. (2015). Utilising clinoform architecture to understand the drivers of basin margin evolution: A case study in the Taranaki Basin, New Zealand. *Basin Research,* 28(6), pp. 1–27. https://doi.org/10.1111/bre.12138

Schlager W., Adams E.W. (2001). Model for the sigmoidal curvature of submarine slopes. Geological Society of America. *Geology*, 29(10),

pp. 883–886. https://doi.org/10.1130/0091-7613(2001)029<0883:MFTSCO>2.0.CO;2

Sharafutdinov V.F. (2003). Geological structure and development patterns of the Maikop deposits of the northeastern Caucasus in connection with oil and gas potential. Dr. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow, 366 p. (In Russ.)

Shelf sedimentary basins of the Russian Arctic: geology, geoecology, mineral resource potential. (2020) Edited by G.S. Kazanin; JSC «MAGE», Murmansk; St. Petersburg: «Renome», 544 p. (In Russ.) https://doi.org/10.25990/dhw6-9x41

Stratigraphic Code of Russia, third edition, revised and supplemented. (2005). (In Russ.)

Volkonskaya A.L., Kerusov I.N., Konyukhov A.I., Karnyushina E.E., Krylov O.V., Kalmykov G.A. (2017). Model of the structure of upper Miocene productive deposits odoptu area of the Okhotsk sea. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 4, pp. 48–53. (In Russ.) https://doi.org/10.33623/0579-9406-2017-4-48-53

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.) http://doi.org/10.18599/grs.19.21 http://doi.org/10.18599/grs.19.22

About the Authors

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

Albina A. Gilmullina – PhD, Postdoctoral Fellow, Department of Earth Science, University of Bergen

41 Allégaten, Bergen, 5007, Norway

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia I. Korobova – Assistant, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Rinar M. Gilaev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 5 February 2025;
Accepted 14 May 2025; Published 30 June 2025

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

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.10 УДК 553.982.2

Переходная зона насыщенности нефтяных залежей в карбонатных отложениях – особенности сложного строения в зависимости от физико-геологических факторов коллекторов

Т.Ф. Дьяконова[1], А.Д. Егорова[1], И.П. Гурбатова[1], Г.А. Калмыков[1], Л.К. Бата[1], Е.И. Бронскова[2], М.Е. Воронин[1]*
[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*
[2]*ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия*

В работе показано, что достоверная интерпретация кривых капиллярного давления и относительной фазовой проницаемости, включая учет различных физико-геологических факторов продуктивных пластов, оказывает существенное влияние на прогнозирование коэффициента нефтенасыщенности и толщины зоны двухфазной фильтрации для сложнопостроенных карбонатных коллекторов. Рассмотрены различные факторы, влияющие на размер переходной зоны в карбонатном коллекторе: литофациальные и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, возраст отложений, свойства насыщающих флюидов, поверхностные свойства капилляров, особенности строения порового пространства.

Ключевые слова: зона переходного насыщения, капиллярная модель, капилляриметрия, относительные фазовые проницаемости, коэффициент нефтенасыщенности

Для цитирования: Дьяконова Т.Ф., Егорова А.Д., Гурбатова И.П., Калмыков Г.А., Бата Л.К., Бронскова Е.И., Воронин М.Е. (2025). Переходная зона насыщенности нефтяных залежей в карбонатных отложениях – особенности сложного строения в зависимости от физико-геологических факторов коллекторов. *Георесурсы,* 27(2), с. 128–137. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.10

Введение

Значительные запасы нефти могут содержаться в части нефтяного пласта, относящейся к переходной зоне насыщения вода-нефть. Оценить эти запасы и извлечь их из породы можно лишь при комплексном обосновании взаимосвязи между капиллярным давлением в коллекторе, относительной фазовой проницаемостью и насыщенностью нефтью и водой. Эти процессы зависят от строения коллектора, геометрии порового пространства, его смачиваемости, насыщенности флюидом. Для количественной оценки этих процессов по комплексу геофизических исследований скважин (ГИС) необходимо построить капиллярную модель по всей толщине коллектора в переходной зоне вода-нефть.

Капиллярная модель – это непрерывная многомерная функция зависимости коэффициента водо- и нефтегазонасыщенности от положения коллектора по высоте залежи, начиная от уровня зеркала чистой воды, пористости и проницаемости.

Достоверно построенная капиллярная модель является важным этапом в изучении нефтегазовой залежи с точки зрения решения следующих важных задач:

• определение коэффициентов нефтегазонасыщенности (Кнг), как альтернативного подхода к электрической модели в случаях низкой обоснованности величин Кнг;

• при использовании измерений относительных фазовых проницаемостей (ОФП) появляется возможность оценить зону двухфазного насыщения залежи, что важно знать при составлении технологических документов для разработки, особенно малоразмерных залежей.

Толщина переходной зоны насыщенности, которая может содержать значительный объем запасов углеводородов, занимая при этом большую часть изучаемого пласта, зависит от многих физическо-геологических факторов. Понимание этих факторов позволит повысить обоснованность геологического и гидродинамического моделирования и предусмотреть негативные последствия при разработке объекта.

Целью данной работы является оценка влияния на строение переходной зоны различных факторов, таких как литофациальные и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, возраст отложений, свойства насыщающих флюидов, поверхностные свойства и особенности строения порового пространства коллекторов.

* Ответственный автор: Алена Дмитриевна Егорова
e-mail: a.nosikova@oilmsu.ru

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

В задачи исследования входил анализ диапазона изменения толщины переходной зоны при изменении различных физико-геологических факторов и выявление значимых факторов, оказывающих наибольшее влияние на толщину переходной зоны вода-нефть.

Риски получения высокой обводненности продукции, неверной оценки коэффициента нефтегазонасыщенности и потенциала скважины по запасам приводят к необходимости разработки соответствующих гибких интерпретационных алгоритмов, с помощью которых появится возможность смоделировать переходную зону.

Материалы и методы

В основе капиллярной модели лежит капиллярно-гравитационная теория распределения флюидов в залежи. Согласно этой теории распределение флюидов в залежи контролируется гравитационными и капиллярными силами, где определяющими факторами является разность давлений на границе несмешивающихся флюидов, обусловленная межфазным натяжением, и разностью плотностей нефти, газа и воды (Амикс, 1962; Гиматудинов, Ширковский, 1982). Разность давлений на границе несмешивающихся флюидов обусловлена гравитационными силами. Гравитационные силы зависят от плотности флюидов – газа, нефти и воды. Капиллярные силы зависят от свойств пустотного пространства коллектора и особенностей его насыщения.

На рисунке 1 схематично представлена нефтегазовая залежь, в которой при пластовых давлении и температуре присутствует нефть и свободный природный газ, и образуются газонефтяная и водонефтяная переходные зоны (Амикс, 1962; Егорова и др., 2023). Эти зоны представляют собой области переменной насыщенности фаз, смачивающих и не смачивающих поверхность пород. Связанная вода содержится в газовой и в нефтяной частях залежи.

При построении капиллярной модели значение коэффициента водонасыщенности Кв в каждой точке нефтяной залежи определяется фильтрационно-емкостными свойствами коллектора (пористостью Кп, проницаемостью Кпр) и высотой над зеркалом чистой воды (ΔНзчв): Кв = f(ΔНзчв, Кп, Кпр) (Амикс, 1962). Для переходной зоны нефть-газ, значение коэффициента нефтегазонасыщенности определяется ФЕС и высотой над зеркалом чистой нефти (ΔНзчн) Кнг = f(ΔНзчн, Кп, Кпр) (Амикс, 1962).

При изучении месторождений капиллярная модель находит все более широкое применение не только для определения коэффициента нефтегазонасыщенности, но и степени насыщенности залежей с оценкой толщины переходной зоны. Понимать строение и размеры переходной зоны, также важно при построении геологических и гидродинамических моделей. Газонефтяная переходная обычно имеет меньшую толщину из-за большой разницы в плотностях нефти и газа и меньшим значением межфазного натяжения по сравнению с зоной вода-нефть из-за близости плотностей воды и нефти (Гиматудинов, Ширковский, 1982)

На толщину переходной зоны влияют и другие физико-геологические факторы, обуславливая ее сложное строение. Рассмотрению этих факторов на примере водонефтяных переходных зон в карбонатных отложениях посвящена данная работа.

Моделирование коэффициента нефтенасыщенности с использованием капиллярной модели и оценка толщины переходной зоны нефть-вода производилось на карбонатных объектах различного возраста месторождений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Рассматривалось 12 *нефтяных* месторождений, расположенных на различных структурно-тектонических элементах.

Для исследуемых объектов оценка толщин переходных зон проводилась путем сопоставления построенных по объекту капиллярных моделей со своими значениями Кв*, Кв^{крит}, Кв**, полученными по результатам экспериментальных исследований ОФП (рис. 1): Кв* – водонасыщенность, меньше которой в притоке будет только нефть, Кв^{крит} – водонасыщенность, при которой в притоке будут присутствовать в равных долях вода и нефть (принято в качестве условного ВНК), Кв** – водонасыщенность, больше которой в притоке будет только вода.

Данный анализ величин Кн по капиллярной модели (КМ) позволяет непрерывно по разрезу прогнозировать состав притока из интервалов коллекторов и оценивать размер зоны переходного насыщения в зависимости от индивидуальных свойств коллекторов и флюидов нефтяной залежи.

Результаты и их обсуждение

Первый фактор, влияющий на толщину переходной зоны, – это **свойства флюидов**. Уже на этапе построения

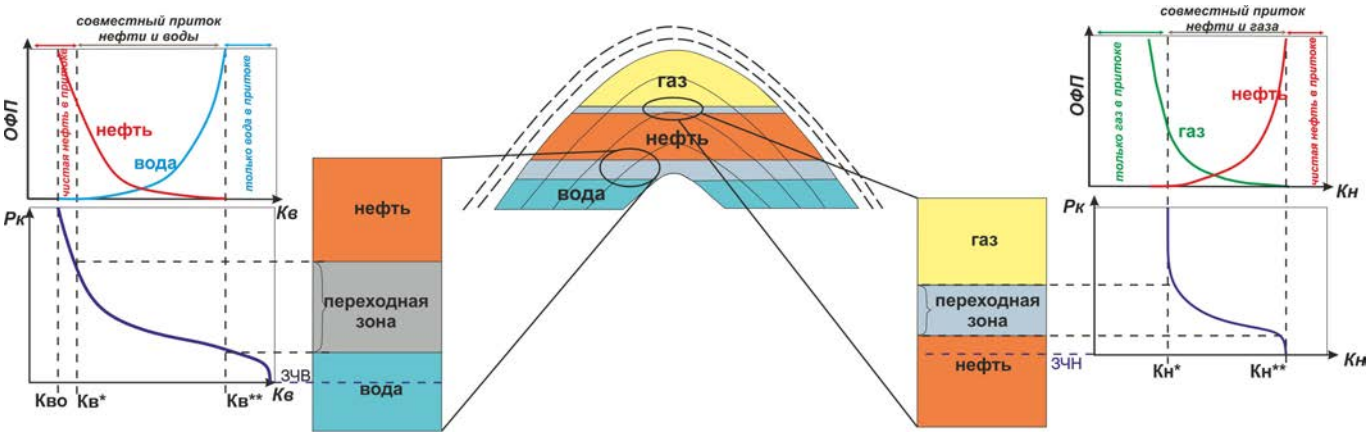


Рис. 1. Распределение флюидов по высоте в газонефтяной залежи

капиллярной модели, зная соотношение плотностей нефти и воды, можно оценить размеры переходной зоны (рис. 2) и объяснить получение двухфазных притоков «нефть+вода» высоко над уровнем ВНК, даже на начальной стадии разработки.

Пример 1. На месторождении №1 при фиксации ФЕС пласта (Кп = 21%, Кпр = 10 мД) и изменении только соотношения плотностей флюидов (плотность нефти δн = 0,94 г/см³, плотность воды δв = 1,04 г/см³) толщина переходной зоны (dH) в отложениях C_3+C_2 верхне-среднего карбона при очень малой разнице в плотностях нефти и воды в среднем 0,1 г/см³ может достигать 70 м, что составляет 19% от суммарной высоты залежи на месторождении в 356 м. По результатам испытаний на этом месторождении смешанные притоки получены на высоте более 60 м над водонефтяным контактом (ВНК). На месторождении №2 в отложениях D_3 верхнего девона – при большой разности плотностей флюидов в 0,5 г/см³ (δн = 0,69 г/см³, δв = 1,21 г/см³) толщина переходной зоны составляет 18 метров или 9 % высоты залежи месторождения 201 м.

Влияние **свойств флюидов** на переходную зону заключается в увеличении размера переходной зоны при сближении плотностей нефти и воды. Поэтому в залежах высоковязких нефтей наблюдаются смешанные притоки на значительном расстоянии выше уровня ВНК.

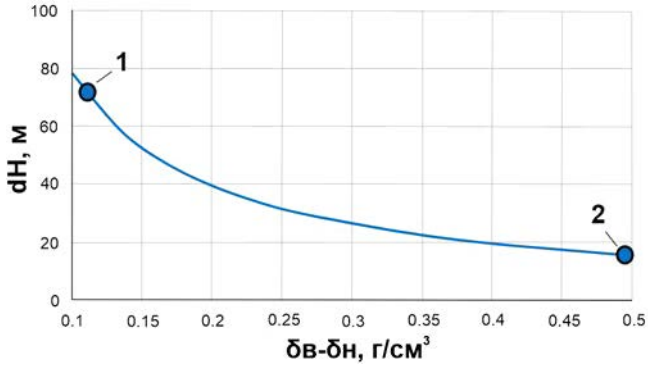


Рис. 2. Зависимость толщины переходной зоны от разности плотностей флюидов для месторождений №1 и №2

Второй фактор. Капиллярная модель определяется фактором фильтрационно-емкостных свойств (**ФЕС**) **коллекторов**, который также является важным для оценки размера переходных зон. На капиллярное давление и высоту поднятия воды в капилляре в первую очередь влияет радиус капилляра, который отражается в коэффициентах проницаемости, определяющих вид КМ.

Пример 2. Влияние Кпр на толщину переходной зоны dH показано на примере карбонатных рифовых отложений нижнепермского возраста (рис. 3). При Кпр = 200 мД – dH в отложениях составляет 9 м – 9,3% от высоты залежи 96 м. В той же залежи для прослоев с Кпр = 2 мД толщина возрастает до 25 м, что составляет значительные 26% от высоты залежи. В залежах месторождения №3 с коллекторами с пониженными ФЕС (Кпр < 10 мД) на рассматриваемом объекте получены смешанные притоки на высоте 15–21 м над ВНК, что подтверждает наличие переходной зоны.

Влияние ФЕС на толщину переходной зоны заключается в следующем: с ухудшением ФЕС коллектора – увеличивается размер переходной зоны, что может проявиться в появлении смешанных притоков при вскрытии коллекторов с ухудшенными свойствами значительно выше ВНК.

Третий фактор – физические свойства поверхности коллекторов – **межфазное натяжение** вода-нефть в пластовых условиях (σпл) и **контактный угол смачиваемости** (θпл). Перевод капиллярного давления в пластовые условия Рк,пл осуществляется через связь лабораторного капиллярного давления Рк,лаб с высотой над зеркалом чистой воды (ЗЧВ) посредством следующей формулы (Амикс, 1962):

$$P_{к,лаб} = \frac{g \cdot (\delta_в - \delta_н) \cdot \Delta Hзчв}{1000} \cdot \frac{\sigma_{лаб} \cdot \cos(\theta_{лаб})}{\sigma_{пл} \cdot \cos(\theta_{пл})},$$

где ΔНзчв– высота над зеркалом чистой воды [м], Рк,лаб – лабораторное капиллярное давление [МПа], g – ускорение свободного падения (9,8 м/с²), δв и δн – плотности воды и нефти [г/см³], σпл и σлаб – межфазное натяжение в системах нефть-вода или газ-вода (пласт) и воздух-вода (лаборатория) [дин/см], θпл и θлаб – контактный

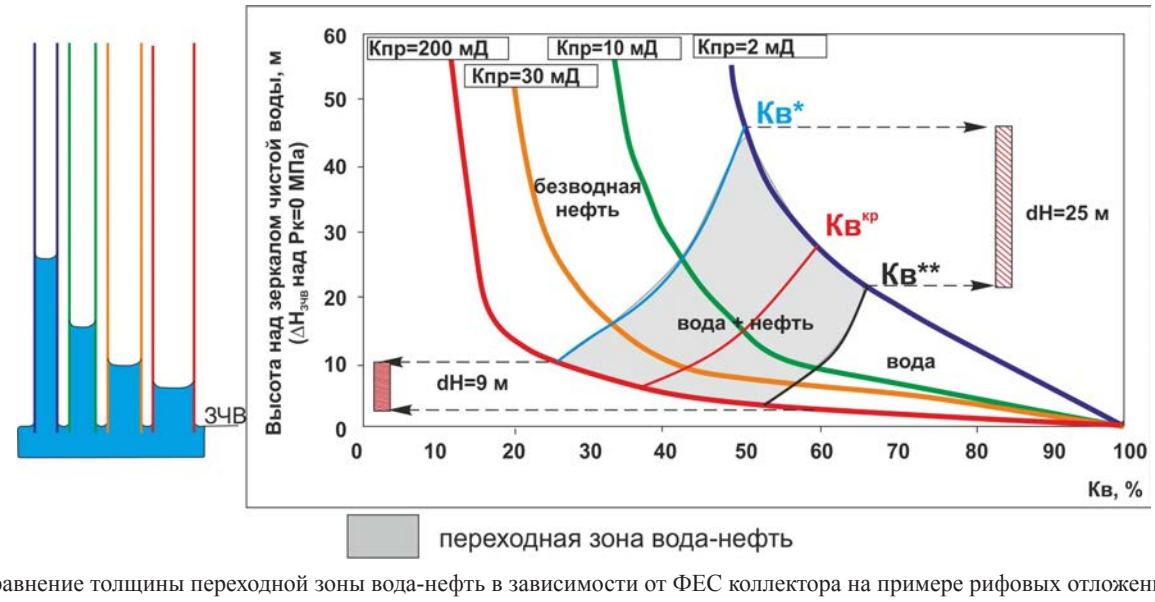


Рис. 3. Сравнение толщины переходной зоны вода-нефть в зависимости от ФЕС коллектора на примере рифовых отложений нижней перми

угол смачиваемости нефть-вода (пласт) и воздух-вода (лаборатория).

В расчете используется информация о термодинамических характеристиках поверхности раздела двух фаз – межфазных натяжениях. Межфазное натяжение является стабильной и определенной величиной, зависящей от состава, свойств флюидов (вязкость, газосодержание нефти, жирность газа) и термобарических условий (Тиаб, Доналдсон, 2009; Мархасин, 1977). Влияние термобарических условий на межфазное натяжение в системе нефть-вода незначительно из-за их малой сжимаемости, в то время как в системе «газ-вода» давление и температура оказывают существенное влияние (Гиматудинов, Ширковский, 1982; Миськив, 2014). По литературным данным межфазное натяжение нефть-вода в зависимости от состава флюидов изменяется в интервале $\sigma_{пл}$ = 25–35 дин/см (Добрынин и др., 2004; Родивилов и др., 2023).

Углы смачиваемости в капиллярной модели. Капиллярная модель является отражением процесса формирования залежи УВ. Для целевых объектов Тимано-Печорского бассейна принята концепция, что процесс формирования залежи начинался и происходил в водном бассейне природно гидрофильного коллектора. Переходная зона образовалась в процессе миграции нефти в изначально гидрофильном коллекторе, поскольку основные породообразующие минералы по своей природе гидрофильные и хорошо смачиваются водой, что подтверждают показатели смачиваемости после экстракции образцов керна. Изменение интегральной смачиваемости поверхности коллекторов происходит после формирования залежи за счет состава нефти, поступающей в пласт, наличия в ней природных ПАВ гидрофобизаторов (нафтеновых и жирных кислот, смол, асфальтенов и др.), взаимодействия нефти сначала с исходной, а затем с остаточной минерализованной пластовой водой (Калинин, 2021). Гидрофобизация поверхности порового пространства затрагивает только нефтенасыщенную часть залежи. В связи с этим в карбонатных пластах месторождений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна смачиваемость для расчета принимается гидрофильной, уровень зеркала чистой воды располагается ниже водонефтяного контакта, и переходная зона сконцентрирована выше ЗЧВ и ВНК. Угол смачиваемости обычно в лабораторных условиях в системе «вода-газ» принимается 0° – гидрофильная смачиваемость в связи с экстракцией образцов. В пластовых условиях в системе вода-нефть принимается 30° для учета частичной гидрофобизации, происходящей в процессе формирования залежи.

Пример 3. Для карбонатных отложений нижней перми месторождения №4 теоретически было исследовано влияние изменения межфазного натяжения на величину переходной зоны при фиксировании прочих факторов ($\Delta\delta$ = 0,292 г/см^3, Кпр = 5 мД) (рис. 4). При σпл=25 дин/см толщина переходной зоны dH = 22,7 м или 23,8% от высоты залежи, при σпл = 35 дин/см – dH = 31,7 м – 33% от высоты залежи. Несмотря на небольшое влияние межфазного натяжения на толщину переходной зоны, чтобы избежать накопления ошибок, для корректного учета межфазного натяжения пластовых флюидов необходимы лабораторные исследования, учитывающие состав флюидов и пластовые условия.

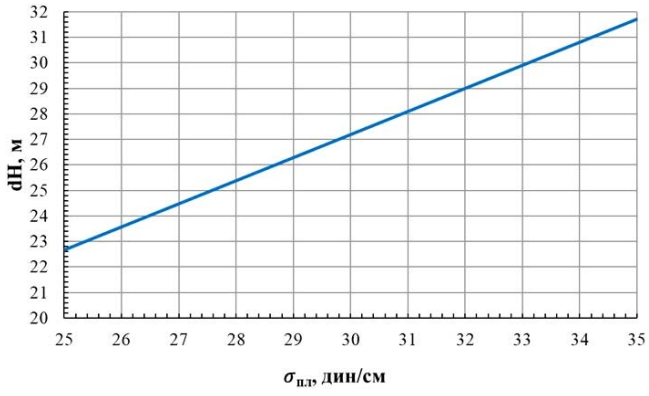


Рис. 4. Теоретическая зависимость dH от межфазного натяжения вода-нефть в пластовых условиях

Пример 4. Для карбонатных отложений нижней перми месторождения №4 также было теоретически исследовано влияние неопределенности в оценке угла смачиваемости в пластовых условиях на величину переходной зоны при фиксации прочих факторов ($\Delta\delta$ = 0,292 г/см^3, Кпр = 5 мД) (рис. 5): при θпл = 0° – dH = 31,6 м, что оставляет 33% высоты залежи, при θпл = 60° – dH = 15,8 м или 16,5 % от высоты залежи в 96 м.

Влияние смачиваемости коллектора флюидом на толщину переходной зоны заключается в следующем: с увеличением контактного угла – уменьшается размер переходной зоны. Однако учет изменчивости угла смачиваемости при использовании капиллярной модели для оценки Кн и толщины переходной зоны – достаточно сложная и неопределенная процедура, для которой важно понимать процессы формирования и переформирования залежей и характер смачиваемости в каждой точке по высоте залежи, что не всегда удается осуществить на практике.

Рис. 5. Теоретическая зависимость dH от контактного угла смачиваемости вода-нефть в пластовых условиях

Четвертый фактор влияния на размер переходной зоны – различия **типов порового пространства** исследуемых коллекторов. Карбонатные породы имеют сложное строение порового пространства, которое обусловлено развитием различных видов пустот (межзерновых пор, каверн, трещин). В зависимости от преобладания того или иного вида выделяют различные типы порового пространства: в работе были рассмотрены порово-каверновый и поровый тип.

Размер переходной зоны будет увеличиваться при переходе от порово-кавернового к поровому типу, наличие трещин также обуславливает увеличенные переходные зоны насыщенности.

Пример 5. В карбонатных отложениях нижнего силура месторождения №5 капиллярные кривые порово-кавернового типа пород отличаются более низкими значениями Кво, низкими значениями входного капиллярного давления (рис. 6А). Это различие сказывается также и на размерах переходной зоны: для порово-кавернового типа коллектора переходная зона меняется в пределах 6–15 м (8,6–21 % высоты залежи) при изменении Кпр от 90 до 3 мД; для порового типа переходная зона изменяется от 9 до 50 м (13–71% высоты залежи) при диапазоне проницаемости 10–0,2 мД. Большие толщины переходных зон в поровом типе объясняются в первую очередь ухудшенными значениями ФЕС – наличием низкопроницаемых прослоев с Кпр < 3 мД. Если сравнивать переходные зоны в двух типах коллекторов, зафиксировав значение Кпр = 10 мД, различие будет не так значительно – 7 м в порово-кавернозном коллекторе и 9 м в поровом (рис. 6А). На изучаемом месторождении смешанные притоки в основном приурочены к поровым типам коллекторов, что подтверждает сделанные выводы.

Пятый фактор – литологический – учитывался при сравнении доломитов и известняков в отложениях верхнего девона. В первую очередь влияние литологического фактора на толщину переходной зоны обуславливается различием строения порового пространства и ФЕС разных литотипов. Так, для большинства продуктивных отложений доломит является породой, образованной в результате вторичных процессов преобразования известняков и по-разному влияет на формирование порового пространства в породах. Доломитизация может привести к увеличению емкостного пространства за счет метасоматического замещения кальцита на магнезиальные карбонаты (магнезит, доломит), растворение кальцита с раскристаллизацией доломита при неполном замещении объема карбонатной массы с образованием порово-кавернозных емкостей пустотного пространства. Если доломитизация протекала под воздействием перенасыщенных растворов, часть магнизиальных карбонатов выпадала в виде кристаллической массы в поровом пространстве, что приводит к уменьшению пористости, увеличению извилистости и ухудшению проницаемости (Золоева и др., 1977). В зависимости от типа влияния доломитизации на пустотное пространство зависимость толщины переходной зоны от литологии в карбонатных породах может быть различной.

В рассматриваемых отложениях залежей Тимано-Печорского бассейна коллекторы-доломиты образовались в результате вторичных процессов с преобладанием порово-кавернового типа пористости, что привело к улучшенным ФЕС по сравнению с преимущественно поровыми известняками. Поэтому в доломитах будут ожидаться меньшие размеры переходных зон по сравнению с известняками.

Пример 6. Различие двух литотипов проявляется на кривых капиллярного давления, измеренных на образцах соответствующей литологии: доломиты, обладающие

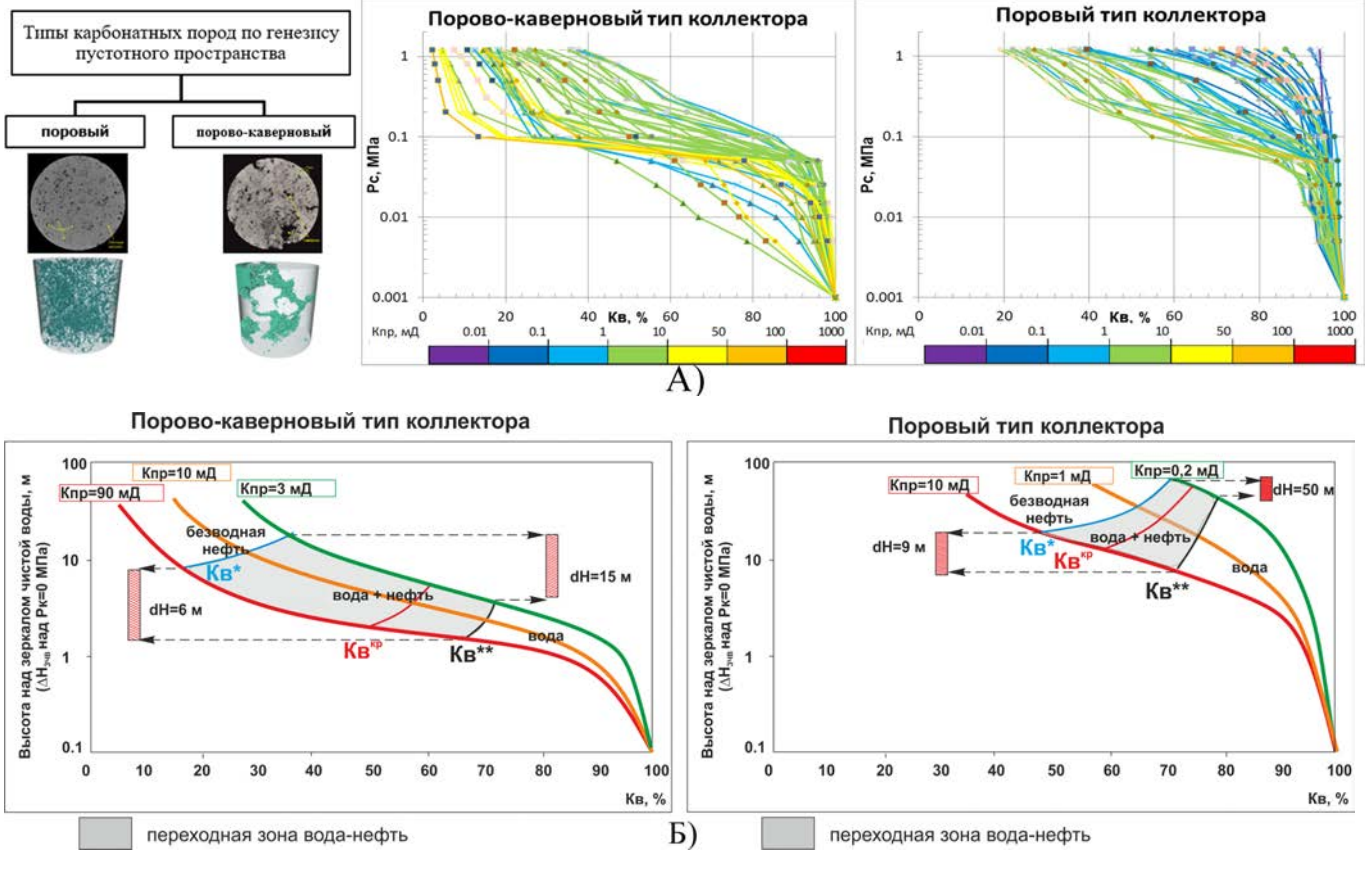


Рис. 6. Сравнение толщины переходной зоны вода-нефть в зависимости от типа пустотного пространства на примере отложений нижнего силура: А) примеры ККД, Б) КМ по типам пустотного пространства

лучшими коллекторскими свойствами, имеют гладкие кривые с низкими Кво, известняки имеют уже больший разброс кривых капиллярного давления (ККД) на графике и более высокие Кво (рис. 7А).

Переходные зоны в доломитах при лучших ФЕС коллекторов обладают меньшими толщинами: dH = 1,5–5 м при уменьшении Кпр от 200 до 0,7 мД, что составляет всего 3–5% от общей мощности залежи (рисунок 7Б). В известняках же более широкий диапазон изменения мощности переходной зоны: dH = 2–42 м или 5–20% от высоты залежи при уменьшении Кпр от 150 до 0,3 мД. При близких значениях диапазонов Кпр этих двух литотипов различие в размере переходной зоны будет значительным для коллекторов с низкой проницаемостью – может достигать 40 м (рис. 7Б). Такую разницу, в первую очередь, необходимо учитывать при расчётах Кн, а не только при оценке размера зоны двухфазной фильтрации. На изучаемых месторождениях смешанные притоки при испытаниях также в основном приурочены к известнякам.

Шестой фактор влияния на переходные зоны вода-нефть в карбонатных отложениях – разный **стратиграфический возраст** продуктивных объектов ряда месторождений Тимано-Печорского бассейна, примеры которых приведены на рисунке 8: совместный приток нефти и воды для отложений средне-верхнего карбона C_2+C_3 с высоковязкими нефтями следует ожидать из зоны размером от ~6 м при Кпр = 1000 мД до ~350 м при Кпр = 1 мД, а для отложений с легкими нефтями нижнего силура S_1– с размером зоны от 12 м до 50 м (при Кпр = 90–0,2 мД). Для отложений верхнего девона D_3, представленных преимущественно доломитами, размер переходной зоны меняется от ~2 м до ~15 м (при Кпр = 1000–1 мД). Нанеся точки Кв по результатам интерпретации ГИС на полученные модели переходной зоны, появляется возможность оценить состав притока из каждого отдельного коллектора.

Следует понимать, что различие размеров переходных зон в зависимости **от стратиграфической принадлежности** карбонатного объекта является отражением всех факторов, описанных ранее: различия ФЕС, литологии, типам порового пространства, свойствам флюидов. Поэтому сравнительный анализ переходных зон при рассмотрении объектов разного стратиграфического возраста необходимо начинать с дифференциации различий предлагаемых в работе факторов.

Оценка значимости различных физико-геологических факторов приведена на рис. 9 и в табл. 1. В качестве критерия для оценки значимости фактора рассматривалась разница в толщинах переходных зон при максимальном отклонении значения фактора (Δ, м): рассматривались величины переходных зон при минимальном и максимальном значении фактора, после чего рассчитывалось изменение в толщине.

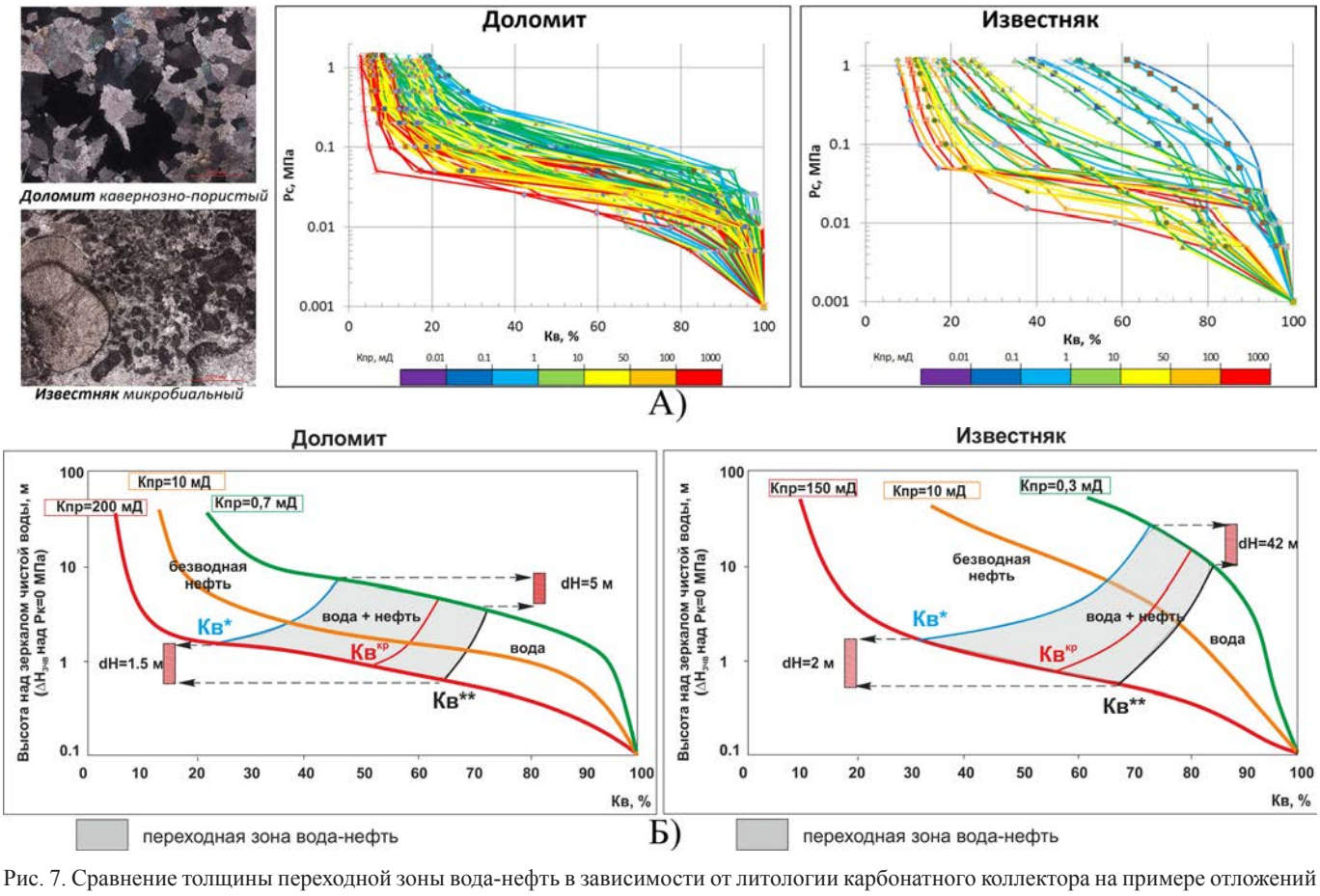


Рис. 7. Сравнение толщины переходной зоны вода-нефть в зависимости от литологии карбонатного коллектора на примере отложений верхнего девона: А) примеры кривых капиллярного давления, Б) КМ по литотипам

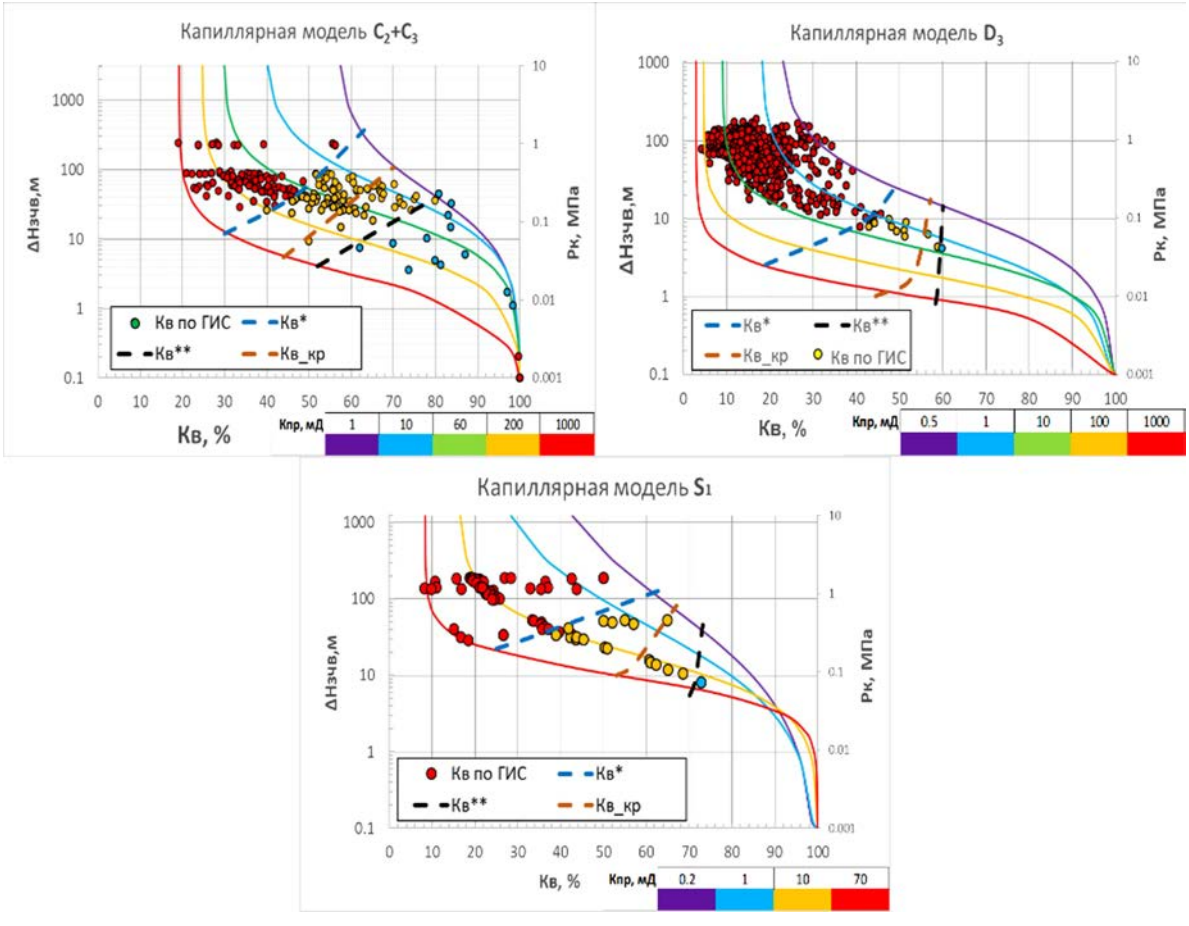


Рис. 8. Сопоставление значений Кв по ГИС (показаны точками на графиках) на КМ с оценкой характера притока из интервала испытаний

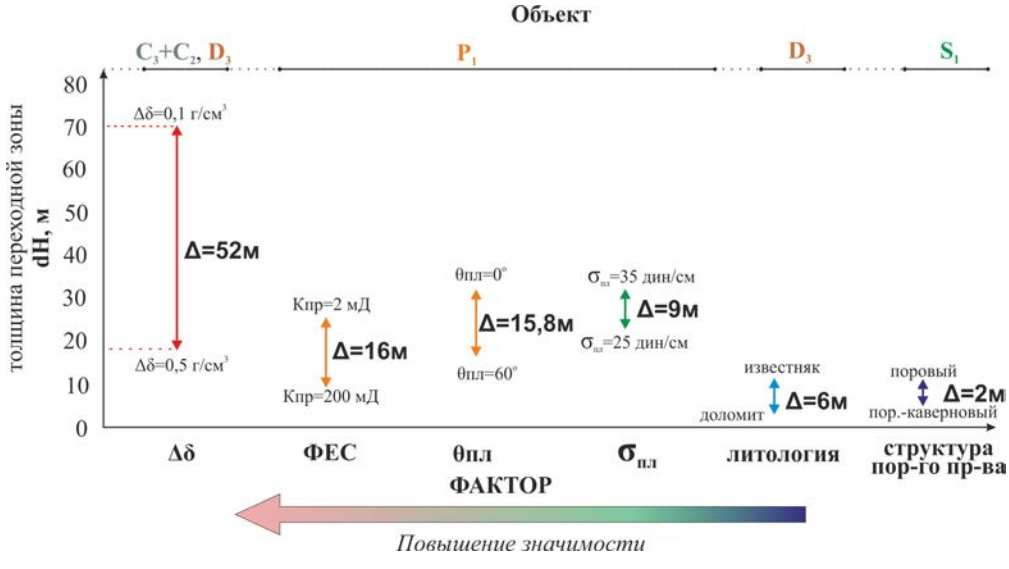


Рис. 9. Оценка значимости влияния исследуемых факторов на увеличение толщины переходной зоны вода-нефть

Заключение

В исследовании рассмотрено влияние различных физико-геологических факторов на толщину переходной зоны вода-нефть нефтяных залежей карбонатных объектов, изученных в пределах Тимано-Печорского бассейна, оценена значимость каждого фактора и их совокупное влияние. Все результаты моделирования базировались на реальных данных исследований керна, подтверждались результатами испытаний и опробованиях в скважинах.

В рамках работы были получены следующие результаты:

1. Комплексирование данных капилляриметрии и ОФП позволяет оценить размеры переходной зоны и состав притока уже на этапе создания капиллярной модели.

2. На размер переходной зоны, в первую очередь, оказывают влияние физические факторы: свойства флюидов – разность плотностей нефти и воды, ФЕС коллектора, контактный угол смачиваемости и межфазное натяжение.

повышение значимости фактора

Фактор	Значение фактора	Толщина переходной зоны dH, м	Изменение переходной зоны Δ, м
Δδ, г/см^3	0,1 0,5	70 18	**52**
ФЕС (Кпр, мД)	2 200	25 9	**16**
θпл, град.	0 60	31,6 15,8	**15,8**
σпл, дин/см	25 35	22,7 31,7	**9**
литология (при Кпр=10 мД)	известняк доломит	9 3	**6**
структура порового пространства (при Кпр=10 мД)	поровый порово-каверновый	9 7	**2**

Табл. 1. Изменение толщины переходной зоны при различных влияющих факторах

3. Показано различие в мощностях переходных зон разных геологических факторов – типов порового пространства карбонатных коллекторов и литотипов. И хотя различие в размерах переходных зон при близких значениях ФЕС разных типов невелико, не учёт геологических факторов коллекторов может привести к погрешности в расчете итогового Кн по капиллярной модели.

В процессе моделирования переходной зоны используются многие физико-геологические факторы, которые должны иметь достоверное обоснование. Существенное различие форм ККД для образцов с разными геологическими признаками требует учета этих неоднородностей при построении моделей, что позволяет связать значения ФЕС, определяемые методами ГИС, и степень лито-фациальной неоднородности с капиллярными свойствами пород.

Проблема изучения переходных зон актуальна для всех коллекторов разного литологического состава, как карбонатных, так и терригенных, структуры порового пространства, типов смачиваемости и прочих геологических признаков. Коллекторы залежи, характеризующейся широким диапазоном ФЕС, толщина интервала двухфазного притока может достигать нескольких десятков метров. Данный факт требует корректного учета в процессе геологического и гидродинамического моделирования, особенно для залежей незначительных размеров, с целью повышения достоверности прогнозных показателей разработки.

Принятые сокращения и аббревиатуры:
ККД - кривые капиллярного давления
ОФП – относительные фазовые проницаемости
ГИС – геофизические исследования скважин
Кв – коэффициент водонасыщенности
Кн – коэффициент нефтенасыщенности
Кнг – коэффициент нефтегазонасыщенности
Кп – коэффициент пористости
Кпр – коэффициент проницаемости
КМ – капиллярная модель
ВНК – водонефтяной контакт
ЗЧВ – зеркало чистой воды
ΔНзчв – высота над зеркалом чистой воды
ΔНзчн – высота над зеркалом чистой нефти
δн – плотность нефти
δв – плотность воды
dH – высота переходной зоны
НГБ – нефтегазоносный бассейн

Финансирование

Исследование выполнено в рамках государственного задания МГУ имени М.В. Ломоносова

Результаты исследований получены при помощи оборудования приобретённого по программе развития Московского университета: Автоматизированная система для исследования фильтрационно-емкостных свойств керна при двухфазной фильтрации в кислотостойком исполнении; Автоматизированная система измерения пористости и проницаемости.

Литература

Амикс Д., Басс Д., Удмтинг Р. (1962). Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 569 с.

Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. (1982). Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 311 с.

Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. (2004). Петрофизика (физика горных пород). М.: ФГУП Издательство «Нефть и Газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 367 с.

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

Золоева Г.М., Куликов Б.Н., Силина Л.В., Фарманова Н.В., Царева Н.В. (1977). Изучение карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики. М.: Недра, 150 с.

Калинин В.Ф. (2021). К вопросу определения размеров переходной зоны на границе водонефтяного контакта в гидрофильных и гидрофобных коллекторах. *Недра Поволжья и Прикаспия*, 103, с. 11–41.

Мархасин И.Л. (1977). Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 214 с.

Миськив Н.И. (2014). Влияние остаточной водонасыщенности и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на обводнение скважин в процессе разработки газовых залежей. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*,9 (3), с 1–13.

Родивилов Д. Б., Кантемиров Ю. Д., Махмутов И. Р., Акиньшин А. В. (2023). Практическое руководство по петрофизическому моделированию нефтегазонасыщенности. Тюмень: Экспресс, 143 с.

Сведения об авторах

Татьяна Федоровна Дьяконова – доктор геол.-мин. наук, профессор, чл.-кор. РАЕН, эксперт ФБУ «ГКЗ» по петрофизике; ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Алена Дмитриевна Егорова – кандидат тех. наук, младший научный сотрудник лаборатории сейсмоакустических методов разведки, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: a.nosikova@oilmsu.ru

Ирина Павловна Гурбатова – кандидат тех. наук, ведущий специалист кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой нефтегазовой седиментологии и морской геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Лейла Кифах Бата – кандидат геол.-мин. наук, эксперт ФБУ «ГКЗ» по петрофизике; ведущий специалист кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Елена Ивановна Бронскова – кандидат геол.-мин. наук, начальник отдела экспертизы и методического сопровождения подсчета запасов, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 129110, Москва, ул. Щепкина, д. 61/2, стр.12

Михаил Евгеньевич Воронин – научный сотрудник кафедры геологии геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 11.02.2025;
Принята к публикации 16.04.2025; Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Features of Estimating the Thickness of the Water-Oil Transition Zone Depending on Various Physico-Geological Factors

T.G. Dyakonova[1], A.D. Egorova[1], I.P. Gurbatova[1], L.K. Bata[1], G.A. Kalmykov[1], E.I. Bronskova[2], M.E. Voronin[1]*
[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[2]*LUKOIL- Engineering LLC, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Alena D. Egorova, e-mail: a.nosikova@oilmsu.ru*

Abstract. Significant oil reserves may be contained in the part of the oil reservoir related to the water-oil saturation transition zone, but a comprehensive description of the relationship between capillary pressure, relative phase permeability and saturation with oil and water is a constant problem in carbonate deposits due to complex wettability changes, difficulties with assessing the nature of reservoir saturation by well logging, pore geometry and lithofacies heterogeneity throughout the reservoir thickness in the saturation transition zone.

In the course of the work, it is shown that a reliable interpretation of the constructed capillary pressure curves and relative phase permeability, including taking into account various physical and geological factors of productive formations, has a significant impact on predicting the initial oil saturation coefficient and the thickness of the two-phase filtration zone for complex carbonate reservoirs. The paper examines various factors influencing the size of the transition zone in a carbonate reservoir: lithofacies and filtration-capacitive properties of reservoirs, age of sediments, properties of saturating fluids, surface properties by wettability of the solid surface of capillaries, and structural features of the pore space of reservoirs.

Keywords: transition saturation zone, capillary model, capillarimetry, relative phase permeability, oil saturation coefficient

Recommended citation: Dyakonova T.G., Egorova A.D., Gurbatova I.P., Bata L.K., Kalmykov G.A., Bronskova E.I. , Voronin M.E. (2025). Features of Estimating the Thickness of the Water-Oil Transition Zone Depending on Various Physico-Geological Factors. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 128–137. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.10

References

Amiks D., Bass D., Udmurt R. (1962). Physics of the oil reservoir. Moscow: Gostoptekhizdat, 569 p. (In Russ.)

Dobrynin V.M., Vendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. (2004). Petrophysics (physics of rocks). Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 367 p. (In Russ.)

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). The capillary model – complex geological and petrophysical representation of a deposit when calculating geological reserves of hydrocarbons. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 150–160. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.11

Gimatudinov S.K., Shirkovsky A.I. (1982). Physics of the oil and gas reservoir. Moscow: Nedra, 311 p. (In Russ.)

Kalinin V.F. (2021). On the issue of determining the size of the transition zone at the boundary of the water-oil contact in hydrophilic and hydrophobic reservoirs. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*, 103, pp. 11–41. (In Russ.)

Markhasin I.L. (1977). Physico-chemical mechanics of the oil reservoir. Moscow: Nedra, 214 p. (In Russ.)

Miskiv N.I. (2014). The effect of residual water saturation and filtration-capacitance properties of reservoir rocks on well flooding during the development of gas deposits. *Oil and gas geology. Theory and Practice*, 9 (3), pp. 1–13. (In Russ.)

Rodivilov D.B., Kantemirov Yu.D., Makhmutov I.R., Akinshin A.V. (2023). A practical guide to petrophysical modeling of oil and gas saturation. Tyumen: Express, 143 p. (In Russ.)

Zoloeva G.M., Kulikov B.N., Silina L.V., Farmanova N.V., Tsareva N.V. (1977). Study of carbonate reservoirs by methods of industrial geophysics. Moscow: Nedra, 150 p. (In Russ.)

About the Authors

Tatyana F. Dyakonova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alena D. Egorova – Cand. Sci. (Engineering), Junior Researcher, Department of Seismometry and Geoacoustics, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.nosikova@oilmsu.ru

Irina P. Gurbatova – Cand. Sci. (Engineering), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgy A. Kalmykov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of Petroleum Sedimentology and Marine Geology, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University.

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Leila K. Bata – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elena I. Bronskova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of expertise and methodological support of inventory counting, LUKOIL-Engineering LLC

Build.12, 61/2, Shchepkin st., Moscow, 129110, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 February 2025;
Accepted 16 April 2025; Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.11 УДК 553.98.23, 551.82

Циклическое строение нижне-среднеюрских отложений Восточно-Манычского прогиба и Прикумской системы поднятий Восточного Предкавказья

М.Е. Воронин[1], А.Н. Стафеев[1], В.Ю. Близнюков[2], Р.С. Сауткин[1], А.В. Мордасова[1], Р.М. Гилаев[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

[2]*Российская академия естественных наук, Москва, Россия*

В статье приведены результаты анализа строения и состава терригенного комплекса нижне-среднеюрских отложений Восточно-Манычского прогиба и Прикумской системы поднятий. Уточнено строение нижнеюрских пород и показано, что область их распространения связана с прогибами и впадинами доюрского палеорельефа. Среднеюрские отложения имеют более широкое распространение, прослеживается постепенное увеличение их мощностей в северо-восточном направлении. Нижне-среднеюрские отложения продуктивны, однако новые открытия отсутствуют уже более 20 лет, что требует применения новых геолого-методических подходов. В настоящее время одним из хорошо известных и эффективных подходов к расчленению и выделению регионально прослеживаемых одновозрастных пород коллекторов в «немых» сложнопостроенных терригенных толщах является циклостратиграфический анализ. В нижне-среднеюрских отложениях выделено четыре трансгрессивно-регрессивных седиментационных циклита. Трансгрессивные части циклитов приурочены к алеврито-глинистым породам преимущественно морского генезиса, регрессивные части к алевро-песчанистым породам прибрежно-морского и континентального генезиса. Границы циклитов привязаны к сейсмическим разрезам, что позволило проследить распространение циклитов на площади и построить карты мощностей каждого циклита. Все открытые месторождения Восточного Предкавказья расположены в регрессивных частях циклита. Нижнеюрские резервуары приурочены к руслам рек, среднеюрские коллекторы связаны в основном с мелководно-морскими отложениям дельтового генезиса.

Ключевые слова: нижне-среднеюрские отложения, цикличность, циклит, трансгрессивная часть, регрессивная часть, алеврито-глинистые породы, алевро-песчаные породы, обстановка осадконакопления

Для цитирования: Воронин М.Е., Стафеев А.Н., Близнюков В.Ю., Сауткин Р.С., Мордасова А.В., Гилаев Р.М. (2025). Циклическое строение нижне-среднеюрских отложений Восточно-Манычского прогиба и Прикумской системы поднятий Восточного Предкавказья. *Георесурсы,* 27(2), с. 138–150. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.11

Введение

Нижне-среднеюрские отложения Восточного Предкавказья, в зоне Восточно-Манычских прогибов и Прикумской системы поднятий, распространены не повсеместно, залегают на глубинах более 3 километров и заполняют впадины, сформировавшиеся на более ранних этапах развития региона. В связи со сложностью строения глубоких горизонтов осадочного чехла потенциал нефтегазоносности нижне-сренеюрских терригенных отложений изучен еще недостаточно и представляет интерес с точки зрения поиска новых залежей углеводородов.

В настоящее время одной из нерешенных задач остается задача определения границ распространения нижне- и среднеюрских отложений в Восточном Предкавказье. При региональных исследованиях нижне- и среднеюрские отложения часто рассматривают как единую формацию с общими границами распространения (Самойлович и др., 2014). Данный подход вероятно во многом связан с литологическим однообразием пород, отсутствием фаунистических остатков и единой сети региональных сейсмических профилей. При изучении отдельных разрезов юрских отложений выделяются свиты, названия которых часто приурочены к названию площадей, в разрезах которых они были наиболее полно представлены. В литературе в составе нижне-среднеюрской толщи мощностью

* Ответственный автор: Михаил Евгеньевич Воронин
e-mail: m.voronin@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

в среднем 500 метров, иногда до 1 километра, описываются более 8 свит (Конюхов, 1968). Названия свит и их состав меняются от площади к площади, что свидетельствует о сложностях при их выделении и картировании разными авторами. Иногда исследователи выделяют свиты по привязке разреза к споро-пыльцевым комплексам (СПК), с последующей корреляцией реперных горизонтов по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) (Арцышевич и др., 1973) (рис. 1). Большинство обобщающих работ по картированию нижне- и среднеюрских отложений проводились по материалам бурения. Привязка к сейсмо-геологическим разрезам была затруднена в силу слабой их разрешающей способности, что усложняло выделение пород в зонах, не охарактеризованных бурением. Поэтому контур юрского палеобассейна ограничивался по наличию скважинных данных (Панов, 1998). Последние государственные региональные работы, включающие обобщение материалов о геологическом строении юрских отложений района исследования, были проведены в том числе при участии авторов в 2020–2022 годах (Немцов и др., 2022).

Вторым нерешенным вопросом остается прогноз развития коллекторов и их стратиграфическая

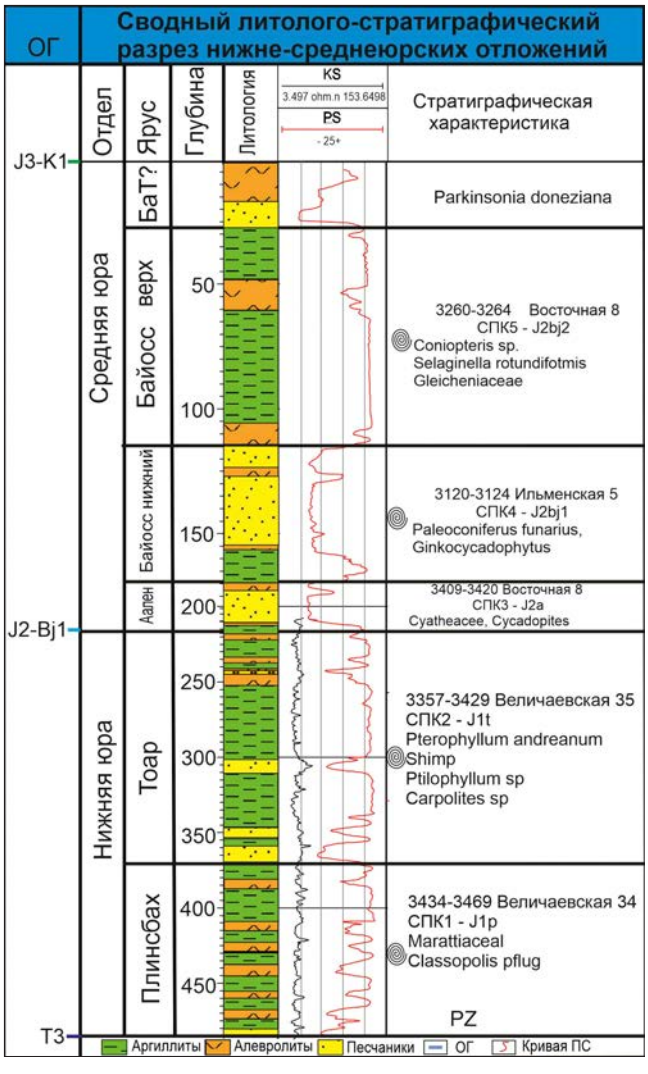


Рис. 1. Сводный литолого-стратиграфический разрез нижне-среднеюрских отложений и определение возраста по спорово-пыльцевым комплексам по материалам (А.Н. Арцышевич, Н.В. Безносова и др., 1967–1983 гг., с дополнениями)

приуроченность. Несмотря на то, что нефтегазоносность нижне-среднеюрских отложений установлена более чем на 15 площадях, новые открытия отсутствуют, что требует применения на данном объекте новых геолого- методических подходов. В настоящее время одним из хорошо известных и эффективных подходов к расчленению и выделению регионально прослеживаемых одновозрастных пород коллекторов в «немых» сложнопостроенных терригенных толщах является циклостратиграфический анализ. Этот анализ основан на изучении последовательности накопления терригенных отложений нижней и средней юры в разных нефтегазоносных бассейнах, где юрские отложения формировались на этапе глобального повышения уровня моря и при большом поступлении терригенного осадочного материала в периоды относительного обмеления морского бассейна. Такие процессы формирования циклически построенных толщ нижне-среднеюрского возраста описаны в осадочных бассейнах Западной Сибири (Алексеев и др., 2003; Шемин, 2001; Комков и др., 2022), Баренцева моря (Суслова, 2014), Южно-Карской впадины (Курасов, 2015). Анализ трансгрессивно-регрессивной цикличности строения разреза на фоне общего увеличения доли морских отложений позволяет спрогнозировать положение интервалов и зон развития коллекторов и флюидоупоров внутри терригенной нижнеюрской и среднеюрской толщи.

Работа основана на материалах ГИС более 20 скважин, более 30 шлифов и 15 скважин с образцами керна, две тысячи погонных километров региональных 2D сейсмических профилей (рис. 2).

Границы распространения нижне-среднеюрских отложений

При комплексировании разномасштабных результатов интерпретации 2D-сейсмопрофилей и реперных отбивок скважин установлены границы распространения нижнеюрских и среднеюрских отложений на территории Восточно-Манычского прогиба и Прикумской системы поднятий (рис. 3).

Породы нижнеюрского возраста занимают область, вытянутую в субширотном направлении вдоль границы современных Восточно-Манычского прогиба и Прикумской системы поднятий (рис. 4). По всей видимости, нижнеюрские отложения формировались в погруженных надрифтовых зонах позднетриасового палеорельефа, выклиниваясь к бортам триасовых прогибов. В северном направлении, на северном борту Восточно-Манычского прогиба, наблюдается сокращение нижнеюрского комплекса с полным выклиниванием в районе скважины Светлоярская 56 (рис. 3А). В южном направлении так же наблюдается постепенное сокращение мощностей с полным выклиниванием пород. В скважинах Ачикулакская 25, Каясулинская 1 нижнеюрские породы отсутствуют в разрезе. Выклинивание нижнеюрских отложений по данным сейсморазведки и по характеру распределения мощностей в скважинах наблюдается в сторону Ставропольского свода, в районе скважины Приозерная 5. В восточном направлении, в сторону Каспийского моря, мощность нижнеюрских отложений увеличивается, что фиксируется кратным увеличением фаз на сейсмических региональных

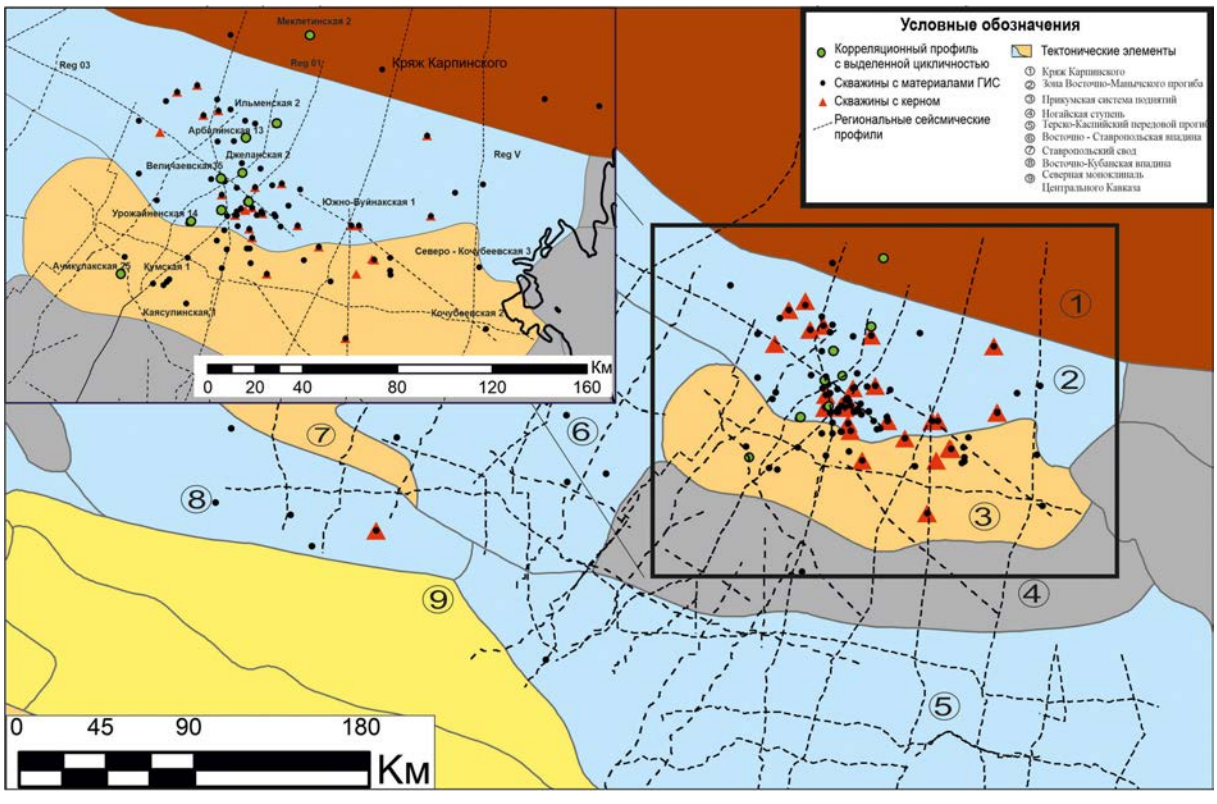


Рис. 2. Район исследования и фактический материал по нижне-среднеюрским отложениям Восточного Предкавказья

2D-профилях. В скважинах Кочубеевская 2 и Северо-Кочубеевская 3 установлены мощности нижнеюрских пород порядка 220 и 160 метров соответственно.

Максимальные толщины нижнеюрских отложений зафиксированы в центральных частях «Прикумско-Манычского» палеопрогиба, где можно выделить три депоцентра их осадконакопления, центральный, северный и южный. В центральной зоне на площадях в районе скважин Плавненская, Величаевская, Колодезная, Зимняя Ставка и в северной зоне, в районе скважины Арбалинская, толщины нижнеюрских отложений достигают 350 метров. На юге, в районе скважин Кумской, Андрей-Курганской площадей, происходит резкое увеличение толщин нижнеюрских отложений от 10–20 метров до 200 метров. В восточной части толщины нижнеюрских отложений в среднем составляют 120–140 метров в центральной части палеопрогиба, увеличиваясь до 220 метров в районе скважины Кочубеевская 2. Характер распределения толщин нижнеюрских отложений в Восточном Предкавказье наследует субширотную ориентировку доюрских грабенообразных структур триасового возраста (Воронин и др., 2024).

Область развития среднеюрских отложений в пределах региона исследования значительно шире распространения нижнеюрских отложений (рис. 5). Однако, область накопления максимальных толщин среднеюрских отложений смещается к северу, в сторону центральной части зоны Манычских прогибов и современного кряжа Карпинского. Увеличение мощности в северо-восточном направлении прослеживается как по скважинам, так и по региональным сейсмическим разрезам. (рис. 3А). Максимальные мощности наблюдаются в осевой части Восточно-Манычского прогиба и достигают более 500 метров на Кочубеевской площади. На южном склоне Прикумской системы поднятий среднеюрские отложения резко сокращаются в мощности до полного их выклинивания. В скважине Каясулинская 1, расположенной на южном склоне Прикумской системы поднятий, на границе с Ногайской ступенью, юрские отложения отсутствуют, а на триасовых отложениях залегают нижнемеловые породы. В западном направлении, в сторону Ставропольского свода среднеюрские породы так же постепенно сокращаются в мощности до полного их выклинивания (рис. 3Б).

Циклическое строение нижне-среднеюрских отложений

В разрезе нижне-среднеюрской толщи выделено 4 региональных трансгрессивно-регрессивных циклита, отвечающих циклам осадконакопления в ранней - средней юре, в течение которых колебания уровня моря обусловили чередование в разрезе песчаников, алевролитов и глин с увеличением мористости отложений вверх по разрезу. Выделение цикличности проведено по профилю скважин: Урожайненская 14, Затеречная 1, Зимняя Ставка 400, Величаевская 35, Джеланская 2, Арбалинская 13, Ильменская 2 , Меклитинская 2 (рис. 6). Каждый циклит состоит из трансгрессивной и регрессивной частей разреза, накопление которых происходило в периоды относительного изменения положения береговой линии и глубины бассейна. Относительные изменения уровня моря обусловили и разное количество поступления осадочного материала в бассейн осадконакопления.

По данным описания шлифов, макроописанию керна, гранулометрии и рентгеноструктурного анализа (XRD) трансгрессивная часть разреза сложена преимущественно глинистыми породами с алевритовой примесью.

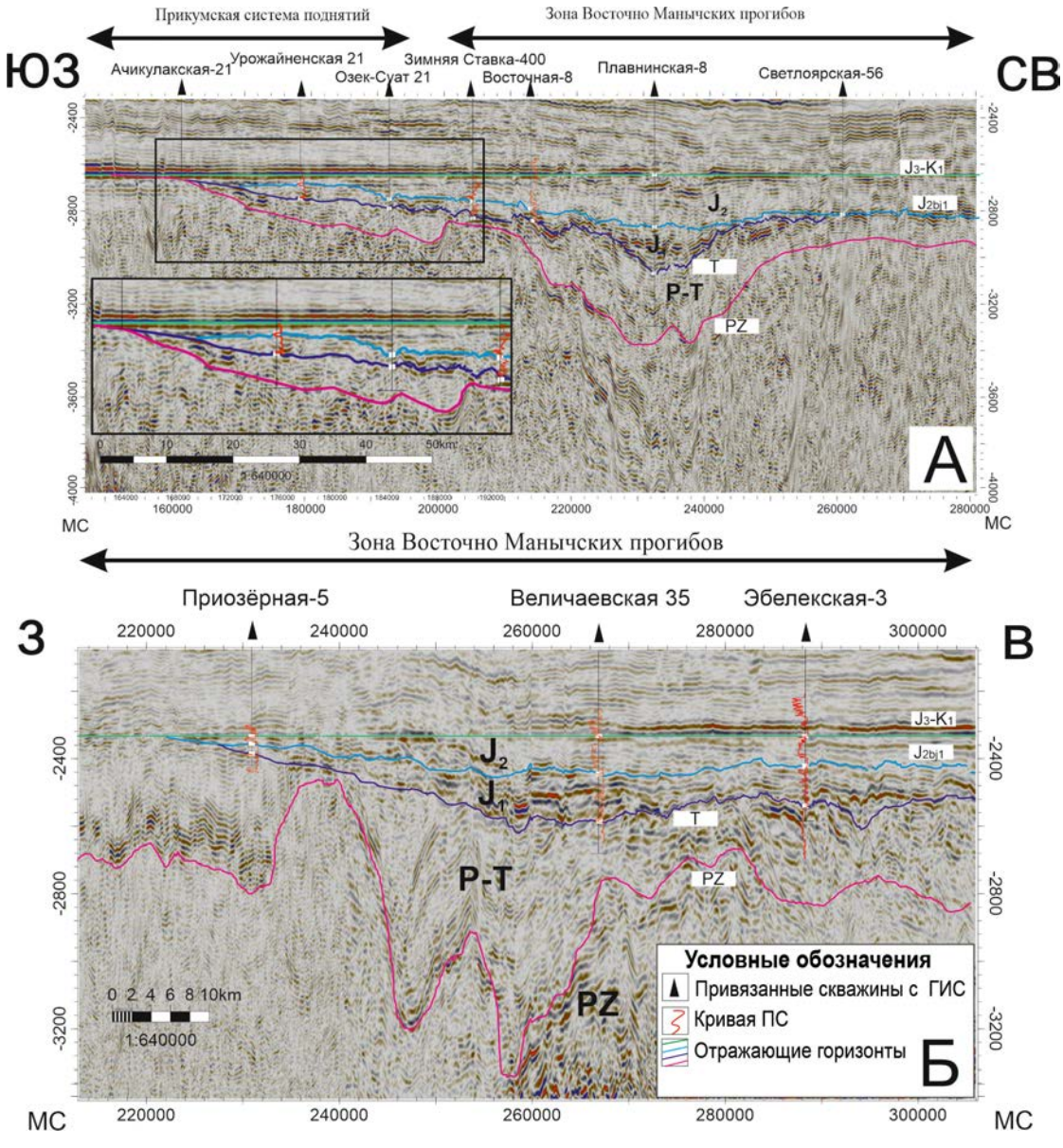


Рис. 3. Региональные сейсмические 2D-профили выравненные на начало позднеюрского времени, иллюстрирующие особенности залегания нижне-среднеюрских отложений на границе зоны Восточно-Манычских прогибов и Прикумской системы поднятий. А – субмеридианальный профиль reg01 от Прикумской системы поднятий до зоны Восточно-Манычских прогибов; Б – субширотный профиль reg03 вдоль южного борта зоны Восточно-Манычских прогибов. Расположение профилей см. на рис. 2.

Регрессивная часть разреза сложена преимущественно алевро-песчаными породами. Пример выделения циклита по скважине Эбелекская 3 (рис. 7).

Гетанг-синемюр-плинсбахский циклит 1. По каротажным диаграммам гетанг-синемюр-плинсбахский циклит выделяется достаточно условно. Кривая ПС дифференцирована и имеет пилообразную форму. В трансгрессивной части относительная кривая ПС (альфа ПС) изменяется в диапазоне 0–0.3 (рис. 8). По керну трансгрессивная часть циклита сложена переслаивающимися аргиллитами и алевролитами с тонкой горизонтальной слоистостью. Преобладающий размер зерен 0.0005–0.1 мм. В минеральном составе песчано-алевритовой части преобладает кварц (более 70%) (рис. 9). В регрессивной части значения альфа ПС понижаются от 0.8 до 0.3 д.е. Верхняя часть циклита сложена преимущественно алевро-песчаными породами, косослоистыми, средней сортировки с прослоями гравелитов и углистого материала (рис. 10). Гетанг-синемюр-плинсбахский циклит хорошо прослеживается в центральных частях бассейна, в зонах с наибольшими толщинами нижнеюрского комплекса. На склонах палеобассейна наблюдается увеличение песчанистой составляющей вверх по разрезу циклита. В зонах наименьших толщин нижнеюрских отложений (20 метров и менее) и до полного выпадения стратиграфических единиц из разреза, циклическое строение проследить затруднительно. Мощность циклита по профилю изменяется от 25 метров в зоне сочленения Прикумской системы поднятий и Манычского прогиба (скважина Урожайненская 14) до 170 метров в осевой части Манычского прогиба (скв Арбалинская 13). Сложности выделения циклитов в аллювиально-озерных бассейнах, связаны с сильной фациальной изменчивостью по латерали (Ботвинкина и др., 1991).

Тоар-ааленский циклит 2. Тоарские отложения несогласно залегают на отложениях плинсбахского возраста.

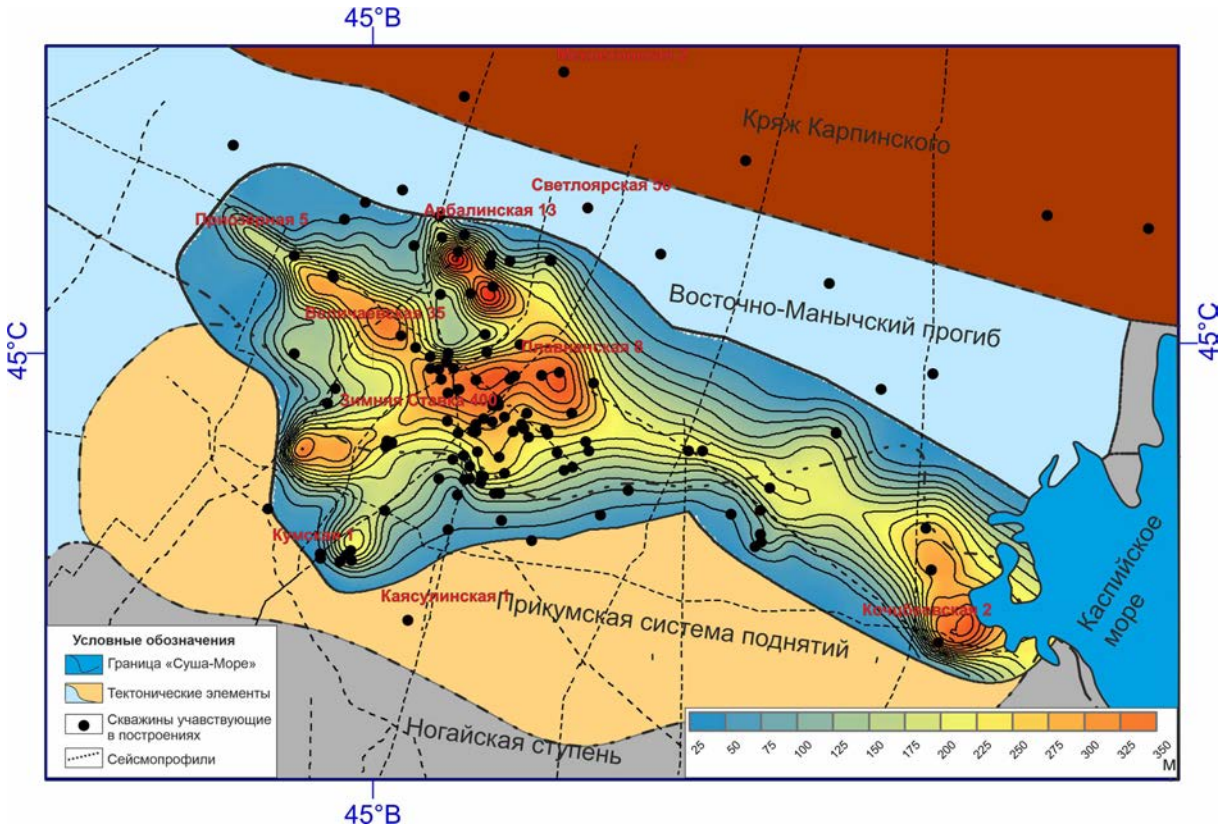


Рис. 4. Карта толщин нижнеюрских отложений

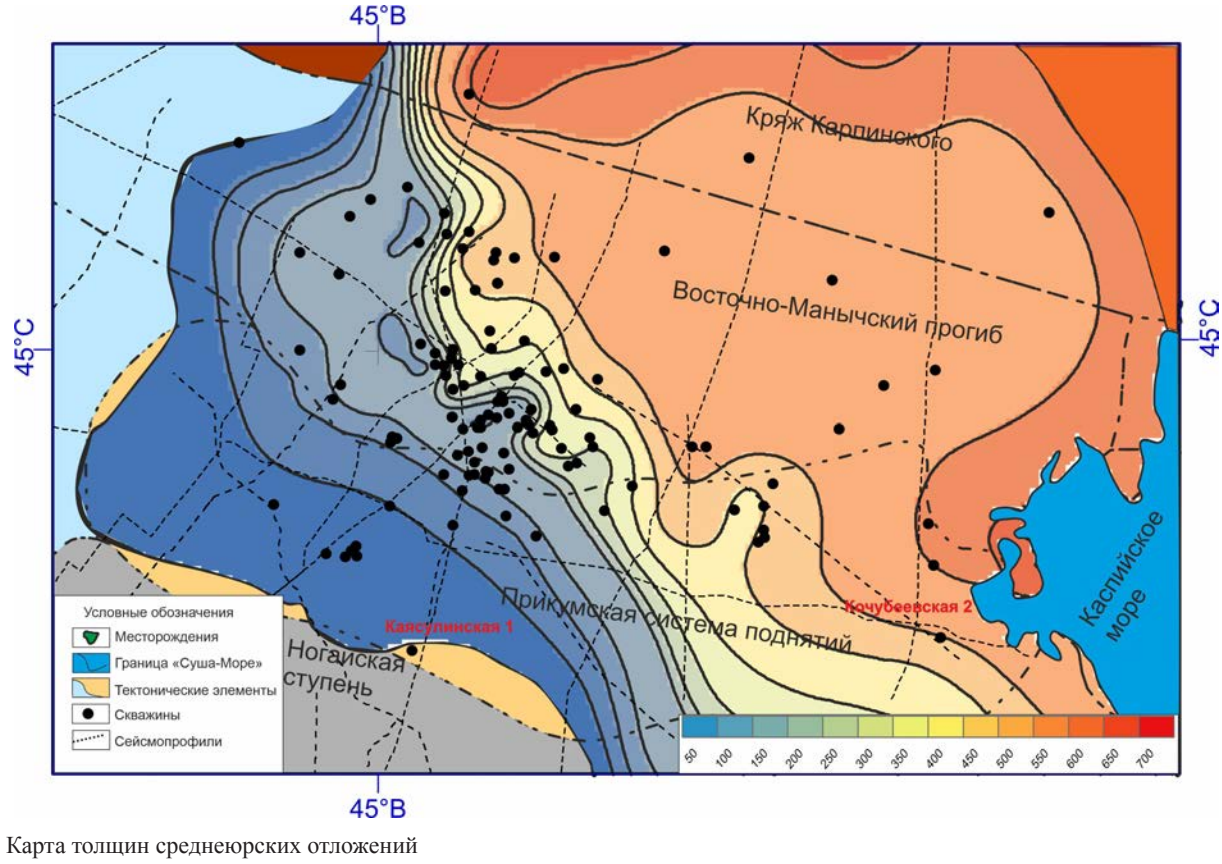


Рис. 5. Карта толщин среднеюрских отложений

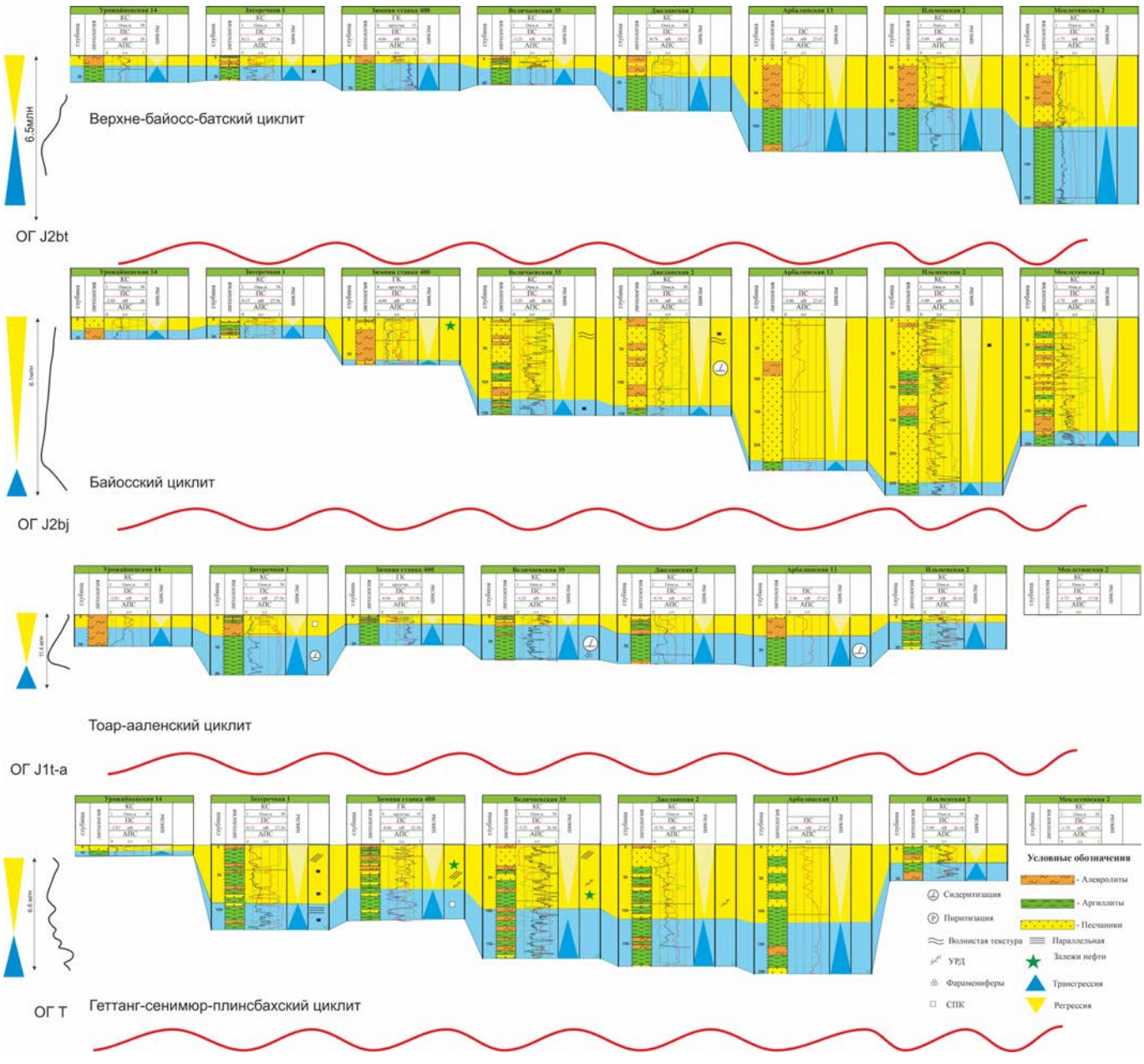


Рис. 6. Схема корреляции нижне-среднеюрских циклитов. Красная волнистая линия обозначает региональное несогласие

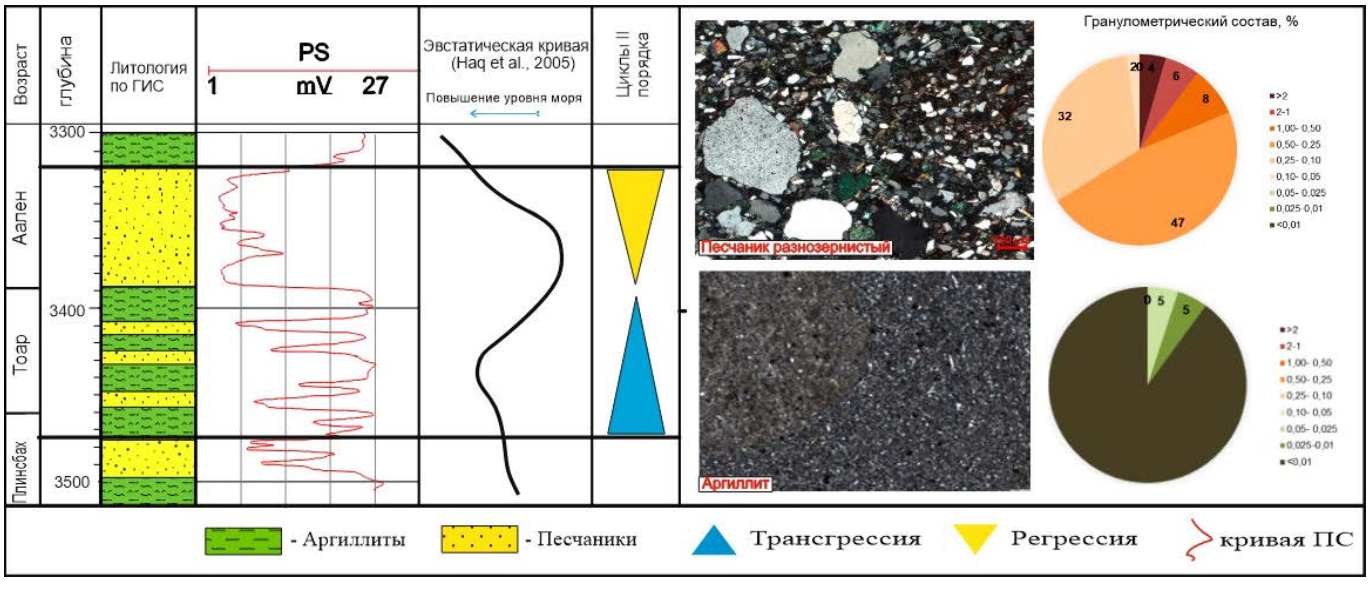


Рис. 7. Модель выделения тоар-ааленского циклита. Скважина Эбелекская 3

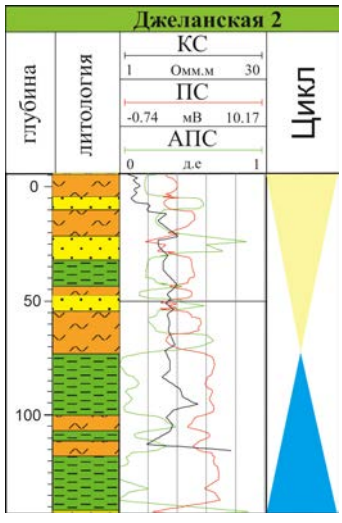


Рис. 8. Строение гетанг-синемюр-плинсбахского циклита по ГИС

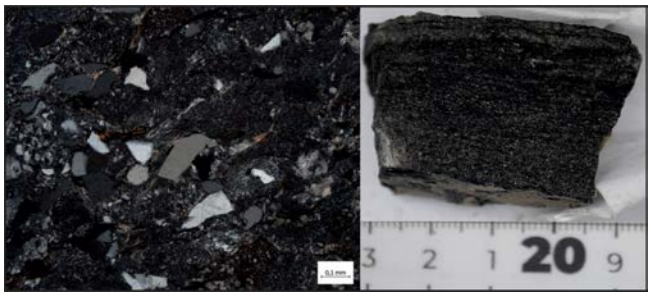


Рис. 9. Гетанг-синеммюр-плинсбахский циклит 1. Алевритоглинистая порода с линзами песчаника тонкозернистого в трансгрессивной части циклита. Скважина Величаевская 35, интервал 3449–3452 м.

Рис. 10. Гетанг-синеммюр-плинсбахский циклит 1. Песчаник средне-мелкозернистый с углистыми линзами в регресивной части циклита 1. Скважина Величаевская 43, интервал 3422–3426 м.

В основании циклита залегает реперная, преимущественно аргиллитовая толща, которая слагает трансгрессивную часть второго, тоар-ааленского циклита. Для неё характерно постепенное увеличение вверх по разрезу показаний ПС, показания альфа ПС изменяются в достаточно узких пределах (0–0.2 д.е.) (рис. 11). Аргиллиты массивные с алевритовой примесью, пелитовая фракция составляет более 90% (рис. 12). Встречаются стяжения сидерита и единичные раковины аглютинирующих фораминифер.

Регрессивная часть циклита сложена преимущественно песчаными разнозернистыми породами ааленского возраста. Форма кривой ПС пилообразная (0.3–0.8 д.е.).

В скважине Пушкарская 14 регрессивная пачка представлена разнозернистыми песчаниками с примесью алевритового материала, с включениями углисто-растительного детрита (УРД) (рис. 13). Преобладают зерна размером от 0.1–0.05 мм (более 47% от общего количества). Текстура породы преимущественно косослоистая, содержание кварца порядка 67%. Мощность регрессивной части разреза увеличивается в северном направлении.

Наибольшие толщины отложений циклита 2 составляют около 100м и приурочены к скважине Величаевская 35, расположенной в центральной части Восточно-Манычского прогиба. В сторону Ногайской ступени толщина отложений циклита сокращается до 35 метров в скважине Урожайненская 14.

Байосский циклит 3. В основании третьего циклита выделяется алеврито-глинистая толща, формирующая его трансгрессивную часть (рис. 14). По ГИС

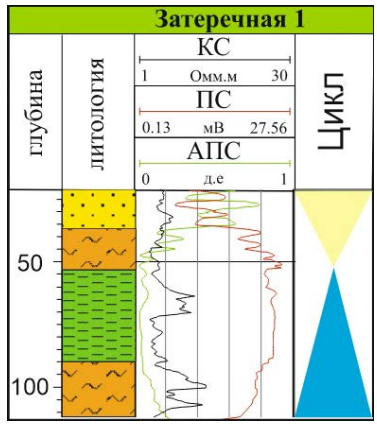


Рис. 11. Строение тоар-ааленского циклита по ГИС. Условные обозначения см. на рис. 7.

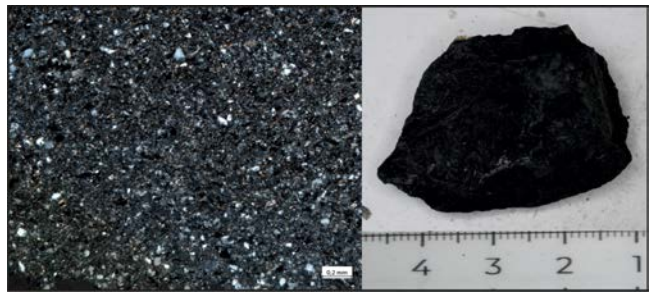


Рис. 12. Тоар-ааленский циклит 2. Алевро-глинистая порода в трансгрессивной части циклита. Скважина Пушкарская 14, интервал 3418–3421 м.

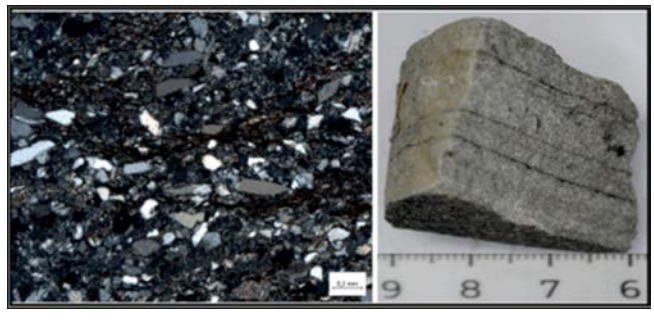


Рис. 13. Тоар-ааленский циклит 2. Алевритово-песчаная порода неравномерно глинистая в регрессивной части циклита. Скважина Южно-Буйнакская 2, интервал 3965–3973 м.

трансгрессивная часть циклита выделяется положительными аномалиями ПС, форма кривой имеет резкий скачок (0–0.2 д.е.) (рис. 15). Мощность в целом выдержанна и достигает 20 метров в скважинах Величаевская 35, Арбалинская 13.

Регрессивная часть циклита, сложенная преимущественно песчано-алевритовыми породами с локальными пропластками аргиллитов, характеризуется постепенными изменениями кривых ПС (альфа-ПС), без резких скачков (0.5–0.8 д.е.). Песчаники в основной массе светло-серые, мелко-, среднезернистые, кварцевая составляющая более 60%, по текстурным особенностям массивные и косослоистые, сортировка зёрен средняя (рис. 16). По профилю прослеживается тенденция увеличения мощности циклита с юга-запада на северо-восток. Минимальные мощности приурочены к северному склону Прикумской системы поднятий, где среднеюрские породы постепенно выклиниваются. В скважине Урожайненская 14 мощность циклита составляет 20 метров. Максимальные толщины приурочены к Арбалинской, Ильменской площадям и составляют 240 и 280 метров соответственно.

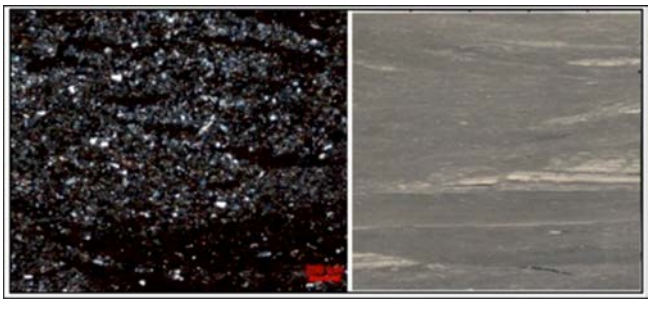


Рис. 14. Байосский циклит 3. Алевро-глинистая порода в трансгрессивной части циклита. Скважина Максимокумская 3, интервал 3263–3265 м.

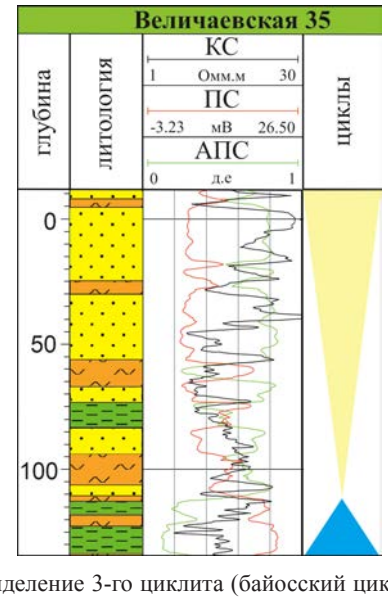


Рис. 15. Выделение 3-го циклита (байосский циклит) по ГИС. Условные обозначения см. на рис. 7.

Рис. 16. Байосский циклит 3. Песчано-алевритовая порода в регрессивной части циклита. Скважина Южно-Буйнакская 2, интервал 3263–3268 м.

Верхнебайосско-бат-келловейский циклит 4. Самый верхний циклит сложен верхнебайосско-бат-келловейскими отложениями. Циклит представлен преимущественно алеврито-глинистыми породами и достаточно равномерно распространен по всей территории. Толщина отложений циклита изменяется от 40 метров на юге, в скважине Урожайная 55, до 100 метров на северо-востоке, в скважине Меклетинская 2. Трансгрессивная часть циклита хорошо коррелируется по всем скважинам и представлена выдержанной положительной аномалией на кривой ПС (0–0.4 д.е) (рис. 17). Разрез представлен преимущественно алевро-глинистыми породами с пелитовой составляющей более 80% (рис. 18). Глинизация трансгрессивной части повышается в северо-восточном направлении. Мощности изменяются от 10 метров в южных частях территории исследования до 100–150 метров в северных частях.

Регрессивная часть циклита достаточно маломощная, не превышает 50 метров. Характеризуется резким понижением кривой ПС с небольшими пилообразными колебаниями (0.5–0.8 д.е). В приподнятых частях Манычского прогиба в скважинах Величаевская 35, Зимняя Ставка 400, регрессивная часть практически отсутствует. Циклит сложен песчаниками тонко-мелкозернистыми с примесью алевритового материала средней сортировки (рис. 19).

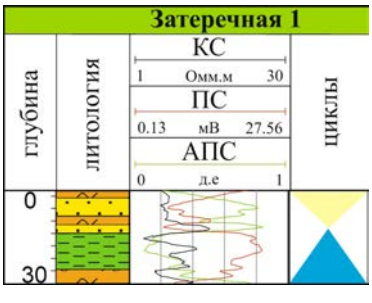


Рис. 17. Выделение 4-го циклита (верхнебайосс- бат-келловейский циклит) по ГИС. Условные обозначения см. на рис. 7.

Рис 18. Верхнебайос-бат-келловейский циклит 4. Глинистая порода с прослоями алевролита известковистого в трансгрессивной части циклита. Скважина Эбелекская 3, интервал 3323–3334 м.

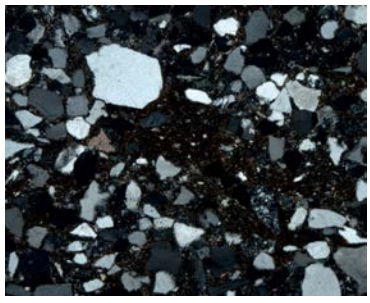


Рис. 19. Верхнебайосско-келловейский циклит 4. Песчаник мелко-тонкозернистый в регрессивной части циклита. Скважина Арбалинская 12, интервал 3250–3256 м.

Область распространения, толщины и условия формирования отложений нижне-среднеюрских циклитов

Для прослеживания распространения и изменения мощностей циклитов по территории проведена увязка скважинных и сейсмических данных. Близость скважин с выделенными циклитами к региональным сейсмическим профилям позволила с высокой достоверностью увязать их с сейсмо-стратиграфическими комплексами, выделяемыми в регионе исследования. Как правило, границы циклитов по скважинам в их трансгрессивной части хорошо коррелируются с яркими отражающими горизонтами на временных сейсмических разрезах (рис. 20). Характер распределения толщин циклитов и данные описания керна скважин позволяют оценить особенности условий осадконакопления пород.

Первый (гетанг-синемюр-плинсбахский) циклит имеет самое ограниченное распространение (рис. 21А). Гетанг-синемюр-плинсбахскому времени соответствует накопление преимущественно аллювиально-озерных отложений, среди которых выделяется система русловых тел. Зоны развития русловых отложений выделяются по резкому увеличению мощности от 100 до 190 метров, которые заполняли впадины палеорельефа. Отдельные врезы и впадины, заполненные отложениями, хорошо прослеживаются в нижней части юрских отложений по данным сейсморазведки. Отсутствие фаунистических остатков, прослои углей и наличие крупнообломочных разностей пород позволяет сделать вывод, что гетанг-синемюр-плинсбахские отложения формировались в континентальной среде, в преимущественно аллювиально-озерных обстановках. Формирование пород плинсбахского возраста в озерных обстановках отмечается так же в работах Д.И. Панова (Панов и др., 1996). Примечательно, что в одном из «палеорусел» открыта группа месторождений, приуроченная к регрессивной части циклита. Так залежи в нижнеюрских песчаниках на месторождениях Зимняя Ставка, Величаевско-Колодезное и другие связаны с коллекторами руслового генезиса.

Площадь распространения отложений второго тоар-ааленского циклита шире площади отложений плинсбахского циклита, что, скорее всего, связано с быстрым проникновением морского бассейна (ингрессии) в тоарское время и относительно равномерным распределением по площади отложений тоар-ааленского возраста мощностью около 60 метров (рис. 21Б). В тоарское время происходило глобальное повышение уровня моря, которое отмечается по всему миру (Никитенко, 2015). О морских условиях осадконакопления в тоарское время в Восточном Предкавказье свидетельствуют найденные единичные формы аглютинирующих фораминифер и признаки сидеритизации (Арцышевич и др., 1973). В ааленское время морские обстановки могли смениться прибрежно-морскими с накоплением преимущественно косослоистых алевро-песчаных отложений. К концу аалена полноценно сформировался эпиконтинентальный бассейн, т.е. внутреннее, преимущественно мелководное море, связанное с океаном проливами и периодически утрачивающее эту связь (Стафеев и др., 1993). В регрессивной части тоар-ааленского циклита открыты месторождения углеводородов Сухокумское, Песчаное и другие.

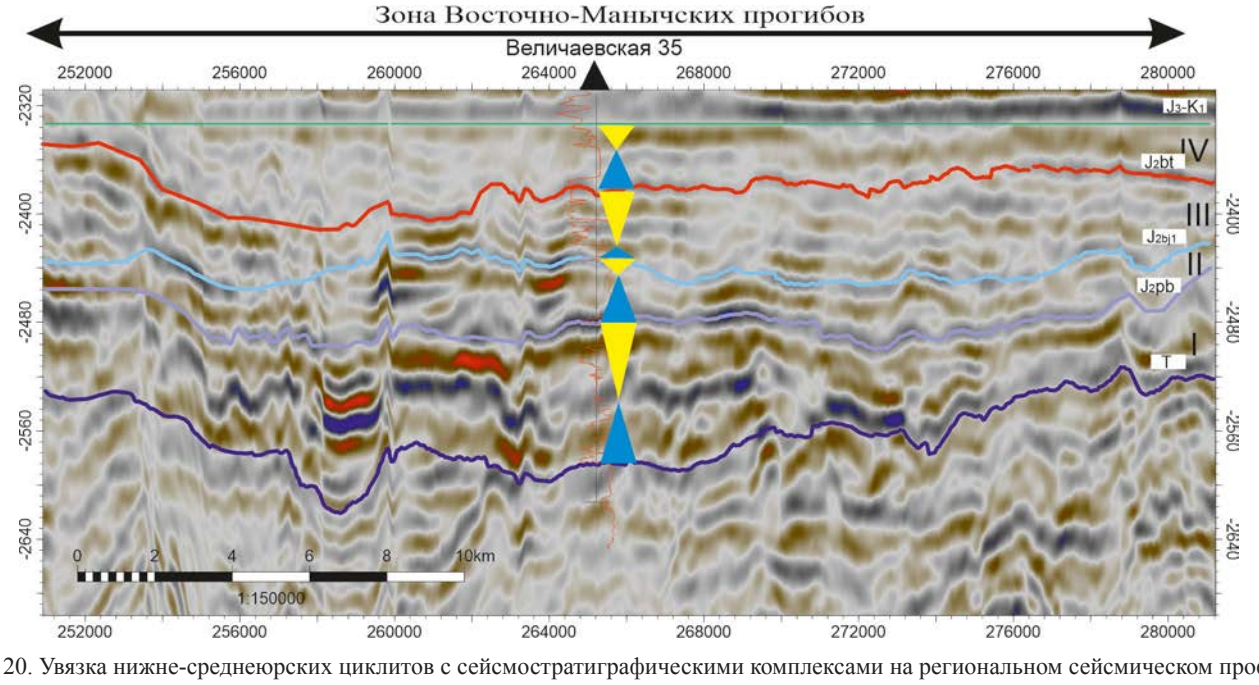


Рис. 20. Увязка нижне-среднеюрских циклитов с сейсмостратиграфическими комплексами на региональном сейсмическом профиле

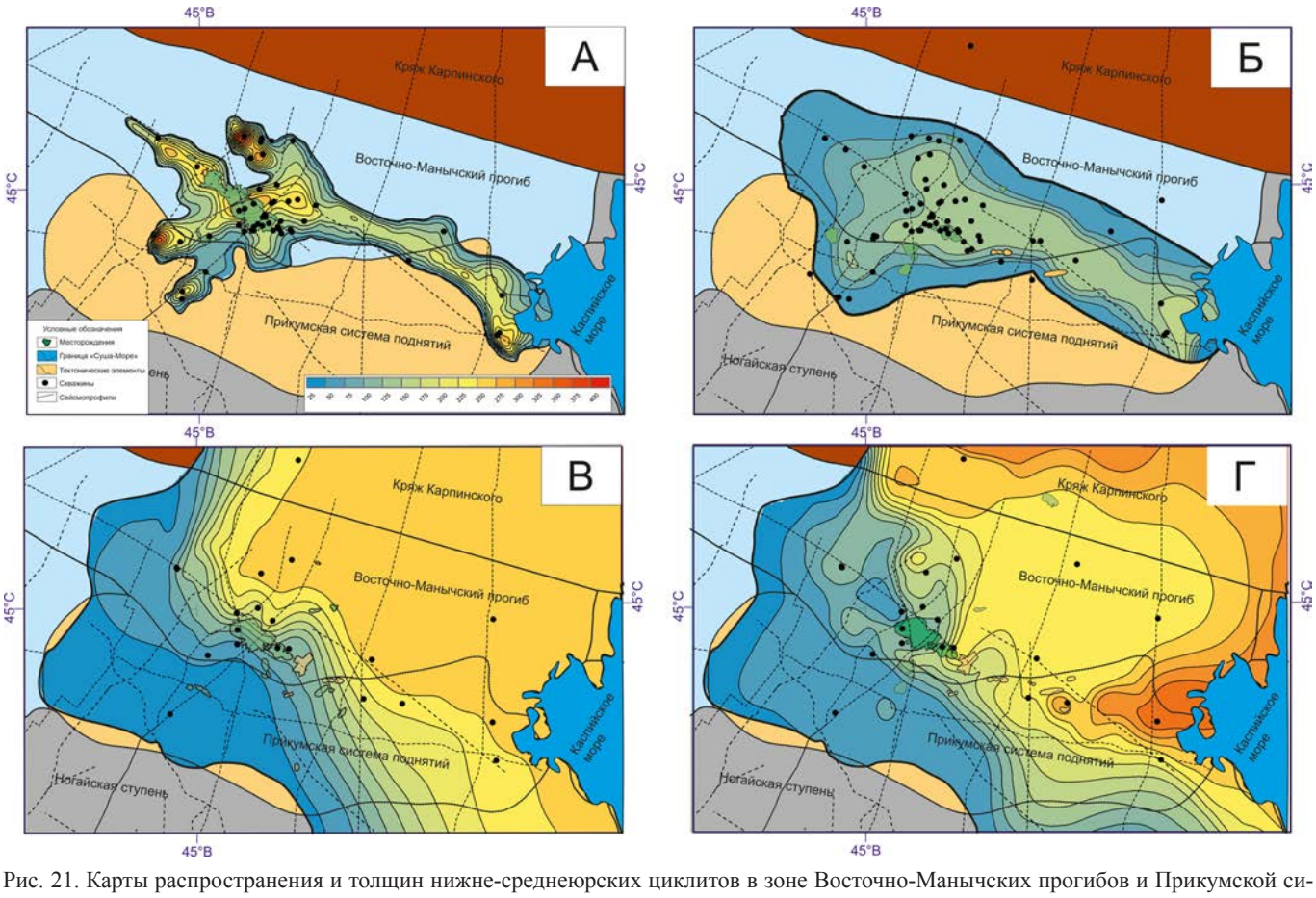


Рис. 21. Карты распространения и толщин нижне-среднеюрских циклитов в зоне Восточно-Манычских прогибов и Прикумской системы поднятий: А – гетанг-синемюр-плинсбахский циклит 1; Б – тоар-ааленского циклит 2; В – байосский циклит 3; Г – верхнебайосс-келловейский циклит 4

Отложения третьего байосского циклита имеют еще более широкое распространение, по сравнению с нижнеюрскими отложениями. Мощности циклита планомерно увеличиваются в северо-восточном направлении и достигают максимальных значений на территории исследования на северном борту Восточно-Манычского прогиба (рис. 21В). В раннем байоссе происходит быстрая трансгрессия и мелководно-морской бассейн распространяется на большую часть Восточного Предкавказья. Большой объем осадочного материала, поступающего в бассейн осадконакопления, привел к быстрому обмелению морского бассейна и установлению прибрежно-морских условий. Мощные регрессивные толщи песчаного состава в байосское время накапливались в пределах Кряжа Карпинского и Манычского прогиба за счёт разгрузки крупных речных систем Палеоволги и Палеоурала.

Отложения четвертого верхнебайосс-бат-келловейского циклита накапливались преимущественно в морских обстановках с общим увеличением мощности в северо-восточном направлении (рис. 21Г). Максимальные толщины верхнебайосс-бат-келловейских отложений прослеживаются в восточных частях территории исследования (Северо-Кочубеевская площадь - 320 метров). Морской бассейн установился на большей части Восточно-Европейской платформы, где происходило накопление выдержанной однообразной толщи глинистых осадков (Панов и др., 2000). Регрессия морского бассейна началась в келловейское время, что фиксируется быстрой сменой в разрезе алеврито-глинистых отложений песчаными. К отложениям циклита приурочены месторождения углеводородов Надеждинское, Юбилейное и другие.

На основании циклического анализа региона, интерпретации комплекса ГИС и кернового материла с учётом условий осадконакопления создана принципиальная схема формирования нижне-среднеюрских отложений (рис. 22). На схеме показано, что в наиболее погруженных частях доюрского палеорельефа накапливались гетанг-синемюр-плинсбахские отложения аллювиально-озерного генезиса с активной деятельностью речных систем. В тоарское время осадконакопление по площади расширилось вследствие ингрессии морского бассейна, однако, бассейн оставался достаточно обособленным и преимущественно пресноводным. В ааленское время обстановки в целом были прибрежно-морскими с общей регрессивной направленностью изменения состава отложений вверх по разрезу. В раннем байоссе наступила быстрая трансгрессия моря с заполнением обширной территорией морскими осадками и с последующим обмелением морского бассейна за счет большого количества поступающего осадочного материала и широким развитием дельтовых равнин. В позднем байоссе – келловее на территории исследования господствовал морской режим.

Заключение

Строение и особенности распространения нижне-среднеюрских отложений в пределах зоны Восточно-Манычских прогибов и Прикумской системы поднятий

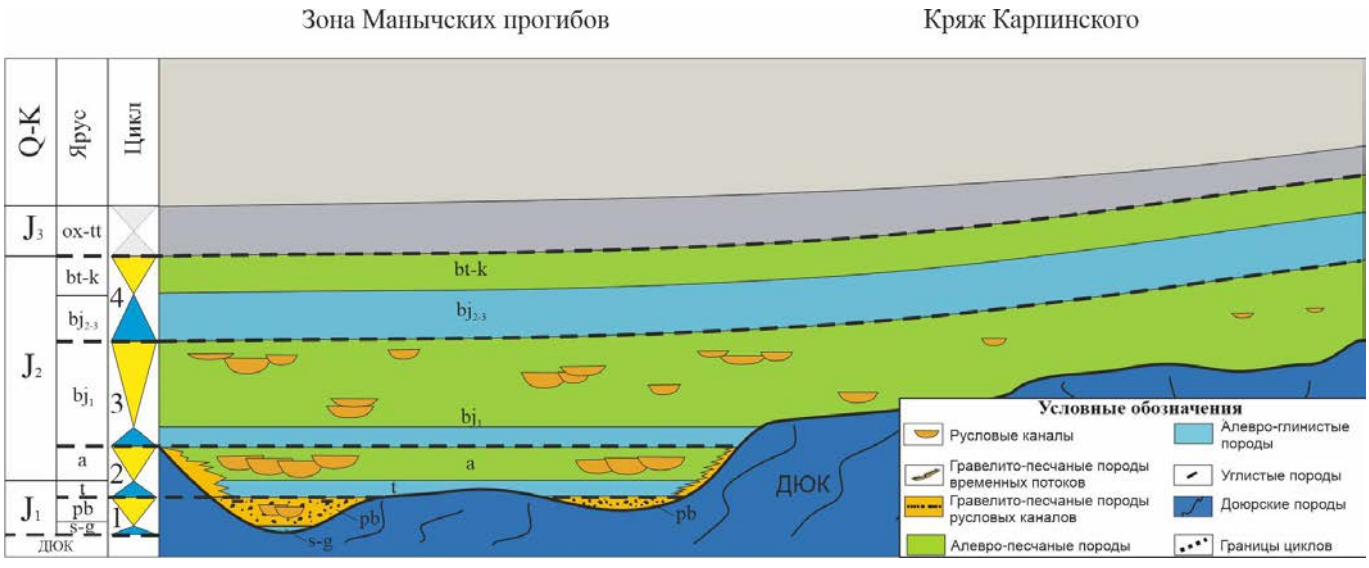


Рис. 22. Принципиальная схема формирования нижне-среднеюрских отложений

свидетельствуют об унаследованности области их распространения от древних форм палеорельефа и последовательном увеличении влияния морского бассейна на протяжении всего ранне-среднеюрского периода. Нижнеюрские отложения заполняли впадины и неровности, существовавшие в доюрское время. Область осадконакопления среднеюрских отложений была намного шире при общем увеличении мощности в северо-восточном направлении, в сторону современного кряжа Карпинского.

В строении нижне-среднеюрских отложений выделено 4 трансгрессивно-регрессивных циклита. Трансгрессивные части циклитов представлены преимущественно морскими алеврито-глинистыми породами, регрессивные – преимущественно алевро-песчаными аллювиальными и прибрежно-морскими отложениями. Анализ седиментационной цикличности позволил выявить изохронные границы в составе нижне-среднеюрских отложений и сопоставить одновозрастные отложения по разрезу и площади. К регрессивным частям циклитов могут быть приурочены скопления УВ. В нижнеюрских отложениях наилучшие перспективы могут быть связаны с гетанг-плинсбахским циклитом, основными прогнозируемыми ловушками являются литологические, приуроченные к развитию русловых тел. В среднеюрских породах перспективными на поиск УВ являются песчаные коллекторы дельтового генезиса.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках государственного задания МГУ имени М.В. Ломоносова.

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Алексеев В.П., Федоров Ю.Н., Газалеев С.С., Печеркин М.Ф., Русский В.И., Свечников Л.И. (2002). Цикличность как рациональная основа стратификации терригенных толщ. Издательство Томского государственного университета.

Арцишевич М.Е., Жаткова Э.А., Сократов Б.Г. (1973). Новые материалы к стратиграфии нижне- и среднеюрских отложений Восточного Предкавказья. *Труды Северо-Кавказского научно-исследовательского проектного института нефтяной промышленности*, 13, с. 3–13.

Ботвинкина Л.Н., Алексеев В.П. (1991). Цикличность осадочных толщ и методика её изучения. Изд-во Уральского университета, 331 с.

Воронин М.Е., Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Суслова А.А., Гилаев Р.М. (2024). Геологическое строение и условия формирования мезозойских отложений Восточного Предкавказья. *Научный журнал Российского газового общества*, 4(46), с. 6–17.

Геологический словарь. Том 1 (1978). Недра, 447 с.

Иванов М.К., Алексеев В.И. (2008). Литология. Петрография осадочных пород. Санкт-Петербург: Ленинградский горный институт им. Г.В. Плеханова, 89 с.

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. DOI: 10.18599/grs.2022.2.10

Комков И.К. (2022). Перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений юго-западной части Западно-Сибирской НГП по геолого-геохимическим критериям. Дисс. канд. геол.-мин. наук. Московский государственный университет.

Конюхов А.И. (1968). Минералого-геохимические особенности юрских отложений Восточного Предкавказья. Дисс. канд. геол.-мин. наук. Москва.

Курасов И.А. (2015). Условия формирования и перспективы нефтегазоносности юрских отложений северной части Западной Сибири и прилегающей акватории Карского моря. Дисс. канд. геол.-мин. наук. Московский государственный университет.

Назаревич Б.П. (1969). Литология и условия осадконакопления отложений юрской терригенной формации Восточного Ставрополья в связи с их нефтегазоносностью. Дисс. канд. геол.-мин. наук. МГУ.

Немцов Н.И. и др. (2022). Создание региональной сети взаимно увязанных опорных геолого-геофизических профилей с целью создания объёмной модели Терско-Каспийской, Центральной и Восточно-Предкавказской нефтегазоносных областей и оценки ресурсной базы основных нефтегазоносных комплексов палеозой-кайнозойских отложений на основе 3D бассейнового моделирования, новых данных сейсморазведки и бурения. Отчёт по государственному контракту.

Никитенко Б.Л., Фурсенко Е.А., Князев В.Г., Глинских Л.А. (2015). Нижнетоарские высокоуглеродистые глинистые толщи севера Восточной Сибири (стратиграфия, фации, органическая геохимия). Материалы Всероссийской научно-практической конференции. Якутск: Ахсаан, с. 166–170.

Панов Д.И., Стафеев А.Н., Юцис В.В. (1996). Раннеюрский этап развития Северного Кавказа и Предкавказья. *Бюлл. Московского общества испытателей природы*, с. 34–38.

Самойлович В.Л. и др. (2014). Выделение зон развития ловушек неантиклинального типа в отложениях юрско-нижнемелового комплекса Предкавказья, с целью увеличения ресурсной базы углеводородов нераспределенного фонда недр. Отчет.

Стафеев А.Н., Смирнова С.Б., Гущин А.И., Казакова З.И., Короновский Н.В. (1993). Ландшафтные обстановки и история

формирования среднеюрских отложений Восточного Предкавказья. *Вестник Московского университета, сер. 4, Геология*, 1, с. 26–37.

Суслова А.А. (2013). Условия формирования природных резервуаров юрского нефтегазоносного комплекса Баренцевоморского шельфа. Дисс. канд. геол.-мин. наук. Московский государственный университет.

Сведения об авторах

Михаил Евгеньевич Воронин – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

e-mail: m.voronin@oilmsu.ru

Александр Николаевич Стафеев – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры динамической геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Владимир Юрьевич Близнюков – доктор тех. наук, академик РАЕН

Россия 119002, Москва, пер. Сивцев Вражек, 29/16

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, Ленинские горы, 1

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

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

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

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 11.02.2025;
Принята к публикации 28.04.2025;
Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Cyclic Structure of the Lower-Middle Jurassic Sediments of the East Manych Trough and the Prikum Uplift System of the East Pre-caucasus Region

M.E. Voronin[1], A.N. Stafeev[1], V.Yu. Bliznyukov[2] R.S. Sautkin[1], A.V. Mordasova[1], R.M. Gilaev[1]*
[1]Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
[2]Russian Academy of Natural Sciences, Moscow, Russian Federation
[*]Corresponding author: Mikhail E. Voronin e-mail: m.voronin@oilmsu.ru

Abstract. The paper presents the results of the analysis of the structure and composition of the terrigenous complex of the Lower-Middle Jurassic sediments of the East Manych Trough and the Prikum uplift system. The structure of the Lower Jurassic rocks is clarified and it is shown that the area of their distribution is associated with the troughs and depressions of the pre-Jurassic paleorelief. The Middle Jurassic sediments are more widespread and their thicknesses gradually increase in the northeastern direction. The Lower-Middle Jurassic sediments are productive, but new discoveries have not been made for more than 20 years, which requires new geological and methodological approaches. Currently, one of the well-known and effective approaches to dissection and delineation of regionally traceable single-age reservoir rocks in "dumb" complexly built terrigenous strata is cyclostratigraphic analysis. Four transgressive-regressive sedimentary cyclites were identified in the Lower-Middle Jurassic sediments. The transgressive parts of the cyclites are confined to silty-clayey rocks of predominantly marine genesis, while the regressive parts are confined to silty-sandy rocks of coastal-marine and continental genesis. The boundaries of cyclites are tied to seismic sections, which allowed us to trace the distribution of cyclites in the area and construct maps of thicknesses of each cyclite. All discovered fields in the East Pre-caucasus are located in regressive parts of the cyclite. All discovered fields in the East Pre-caucasus are located in regressive parts of the cyclite. The Lower Jurassic reservoirs are confined to river channels, while the Middle Jurassic reservoirs are mainly associated with shallow-marine sediments of deltaic genesis.

Keywords: Lower Middle Jurassic sediments, cyclicity, cyclite, transgressive part, regressive part, silty-clayey rocks, silty-sandy rocks, depositional setting

Acknowledgements

The paper was carried out within the framework of the state assignment of the Lomonosov Moscow State University.

The authors are grateful to the reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

Recommended citation: Voronin M.E., Stafeev A.N., Bliznyukov V.Yu. Sautkin R.S., Mordasova A.V., Gilaev R.M. (2025). Cyclic Structure of the Lower-Middle Jurassic Sediments of the East Manych Trough and the Prikum Uplift System of the East Pre-caucasus Region. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 138–150. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.11

References

Alekseev V.P., Fedorov Yu.N., Gazaleev S.S., Pecherkin M.F., Russkiy V.I., Svechnikov L.I. (2002). Cyclicity as a rational basis for stratification of terrigenous strata. Tomsk State University Publ. (In Russ.)

Artsishevich M.E., Zhatkova E.A., Sokratov B.G. (1973). New materials to the stratigraphy of the Lower and Middle Jurassic sediments of the East Predcaucasus. Proceedings of the North Caucasian Research and Design Institute of the Oil Industry, Vol. 13, pp. 3–13. (In Russ.)

Botvinkina L.N., Alekseev V.P. (1991). Cyclicity of sedimentary strata and methodology of its study Ural University Publ., 331 p. (In Russ.)

Geological Dictionary (1978). Vol. 1. Moscow: Nedra. 447 p. (In Russ.)

Ivanov M.K. Alexeev V.I. (2008). Lithology. Petrography of sedimentary rocks. St. Petersburg: Leningrad Mining Institute, 89 p. (In Russ.)

Karnyushina E.E., Korobova N.I., Shevchuk N.S., Stupakova A.V., Sautkin R.S., Sivkova E.D. (2022). Cyclicity, sedimentation environments and the influence of post-sedimentary processes on the structure and formation of the Vanavara Formation reservoir (based on the analysis results of core material of the novo-Yudokon field). *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 75–92. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.10

Komkov I.K.(2022). Prospects of oil and gas bearing capacity of Lower-Middle Jurassic sediments of the south-western part of the West Siberian NGP according to geological and geochemical criteria. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow State University. (In Russ.)

Konyukhov A.I. (1968). Mineralogical and geochemical features of the Jurassic sediments of the Eastern Precaucasus. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow. (In Russ.)

Kurasov I.A. (2015). Conditions of formation and prospects of oil and gas content of Jurassic sediments of the northern part of western Siberia and the adjacent Kara Sea. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow State University. (In Russ.)

Nazarevich B.P. (1969). Lithology and conditions of sedimentation of sediments of the Jurassic terrigenous formation of the Eastern Stavropol Region in connection with their oil and gas bearing capacity. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow State University. (In Russ.)

Nemtsov N.I. et al. (2022). Creation of a regional network of mutually linked reference geological and geophysical profiles to create a volumetric model of the Tersko-Caspian, Central and East Pre-Caucasian oil and gas bearing areas and to estimate the resource base of the main oil and gas bearing complexes of Paleozoic-Cenozoic sediments on the basis of 3D basin modeling, new seismic and drilling data. Report. (In Russ.)

Nikitenko B.L., Fursenko E.A., Knyazev V.G., Glinskikh L.A. (2015). Nizhnetoar high carbonaceous clayey strata of northern Eastern Siberia (stratigraphy, facies, organic geochemistry). *Proc. All-Russian Scientific and Practical Conference*. Yakutsk: Akhsaan, pp. 166–170. (In Russ.)

Panov D.I., Stafeev A.N., Yutsis V.V. (1996). The Early Jurassic Stage of Development of the North Caucasus and Precaucasus. *Byull. Moskovskogo obshchestva ispytateley prirody*, pp. 34–38. (In Russ.)

Samoilovich V.L et al. (2014). Delineation of zones of non-anticlinal trap development in sediments of the Jurassic-Lower Cretaceous complex of the Pre-Caucasus in order to increase the hydrocarbon resource base of the unallocated subsoil fund. Report. (In Russ.)

Stafeev A.N., Smirnova S.B., Gushchin A.I., Kazakova Z.I., Koronovsky N.V. (1993). Landscape conditions and history of formation of Middle Jurassic sediments of the Eastern Precaucasus. *Vestnik Moskovskogo universiteta, ser. 4, Geologiya*, 1, pp. 26–37. (In Russ.)

Suslova A.A. (2013). Conditions of formation of natural reservoirs of the Jurassic oil and gas bearing complex of the Barents Sea shelf. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow State University. (In Russ.)

Voronin M.E., Sautkin R.S., Stupakova A.V., Krasnova E.A., Suslova A.A., Gilaev R.M. (2024). Geological Structure and Conditions of Formation of Mesozoic Sediments of the Eastern Predkavkaz region. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva (Scientific Journal of the Russian Gas Society)*, 4(46), pp. 6–17. (In Russ.)

About the Authors

Mikhail E. Voronin – Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: m.voronin@oilmsu.ru

Alexander N. Stafeev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Dynamic Geology, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vladimir Yu. Bliznyukov – Dr. Sci. (Engineering), Academician of the Russian Academy of Natural Sciences
29/16, Sivtsev Vrazhek per., Moscow, 119002, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Rinar M. Gilaev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 February 2025;
Accepted 28 April 2025; Published 30 June 2025

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

www.georс.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.12 УДК 553.98.23, 551.82

Литолого-фациальные особенности ботуобинского горизонта юго-восточной части Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (Восточная Сибирь)

Д.О. Смирнова[1], А.В. Мордасова[1], Н.И. Коробова[1], В.Ю. Близнюков[2], Р.С. Сауткин[1], М.Е. Воронин[1], Н.В. Алексеев[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

[2]*Российская академия естественных наук, Москва, Россия*

Изучение потенциала Восточной Сибири на нефть и газ представляет собой стратегически важную задачу в контексте обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации и диверсификации ресурсной базы углеводородов. Активное изучение нефтегазоносности Сибирской платформы началось в середине XX века, однако вопросы, связанные с перспективностью вендских терригенных отложений, остаются открытыми до настоящего времени. В статье представлены результаты литолого-фациального изучения ботуобинского горизонта юго-восточной части Среднеботуобинского месторождения. Целью работы является поиск интервалов с лучшими коллекторскими свойствами в пределах горизонта и прогноз их пространственного распределения на основе комплексного литолого-фациального и циклического анализов. Обобщая результаты исследований керна, установлено, что лучшие фильтрационно-емкостные свойства приурочены к средней части горизонта, где развиты отложения берегового склона, приливно-отливных каналов и песчаной литорали. Кроме того, определены вторичные процессы (засолонение, регенерация кварца, ангидритизация и карбонатизация), которые ухудшают фильтрационно-емкостные свойства продуктивной части разреза. Интенсивность проявления вторичных процессов неодинакова в разных литофациях, что связано с особенностями строения пустотного пространства и со стадиями формирования залежи.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Среднеботуобинское месторождение, ботуобинский горизонт, литолого-фациальный анализ, фильтрационно-емкостные свойства, вторичные изменения

Для цитирования: Смирнова Д.О., Мордасова А.В., Коробова Н.И., Близнюков В.Ю., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Алексеев Н.В. (2025). Литолого-фациальные особенности ботуобинского горизонта юго-восточной части Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (Восточная Сибирь). *Георесурсы,* 27(2), с. 151–160. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.12

Введение

Ботуобинский горизонт относится к нижнебюкской подсвите верхнего венда, его средняя мощность составляет от 10 до 40 м. Промышленная нефтегазоносность доказана на Чаяндинском, Тас-Юряхском и Среднеботуобинском месторождениях. Считается, что ботуобинский горизонт сложен в основном кварцевыми песчаниками с незначительной примесью алевролитов и аргиллитов. Однако, детальный анализ результатов исследований керна показал неоднородность горизонта, весьма разнообразный гранулометрический состав и различные текстурно-структурные особенности. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) меняются в широких пределах. При средних значениях пористости и проницаемости 11–16%, 150 мД соответственно, пористость пород может достигать 23%, а проницаемость 2600 мД.

С целью прогноза ФЕС произведены литолого-фациальные исследования и построены схемы осадконакопления. Для каждой фации выполнен анализ вторичных изменений и построены графики зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента открытой пористости. Осадконакопление горизонта происходило в прибрежно-морских условиях, однако существуют разные точки зрения о типе побережья. Поскольку нет современных аналогов вендских обстановок (отсутствие высшей растительности), существуют три основных мнения: А.М. Фомин, Т.А. Данькина (Фомин, Данькина, 2010) и В.А. Жемчугова (Жемчугова, 2014) придерживаются модели приливно-отливного побережья, при этом в работе А.М. Фомина и др. (Фомин и др., 2017) следует раскрытие особенностей формирования ботуобинского горизонта как сложной полифациальной и полихронной баровой системы, состоящей из 5 песчаных тел. А.В. Плюснин

* Ответственный автор: Дарья Олеговна Смирнова
e-mail: d.smirnova@oilmsu.ru

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

(Плюснин, 2019) придерживается модели дельтового побережья с волновым влиянием. Н.И. Акулов и Р.Р. Валеев (Акулов, Валеев; 2016, Валеев, 2022) развивают концепцию дельтового побережья с волновым и приливно-отливным влиянием. Дельтовый генезис отложений предполагается на основании проградационного строения комплекса с увеличением зернистости вверх по разрезу, связанной с развитием в нижней части разреза преимущественно глинистых отложений продельты, а в верхней – песчаных осадков склона фронта дельты, береговых валов и др. (Плюснин, 2019). Модель ботуобинского горизонта, предложенная Валеевым Р.Р., предполагает, что отложения были сформированы также в дельтовых условиях, однако к концу формирования горизонта совершился переход к преобладанию волновых процессов с приливно-отливным влиянием и формированием дельты волнового типа. Аргументами в пользу приливно-отливного типа побережья могут являться наличие в отложениях текстур оползания, разнообразная косая слоистость различной ориентировки, пятна синседиментационного ангидрита, характерного для фаций супралиторали (Жемчугова, 2014). Последние особенности были проявлены в изученных отложениях ботуобинского горизонта, поэтому авторы придерживаются концепции приливно-отливного побережья.

Методы исследования и данные

Ботуобинский горизонт содержит большое количество залежей нефти и газа на территории Мирненского выступа и Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы (рис.1). Суммарные запасы углеводородов оцениваются более 650 млн т нефти и 550 млрд м^3 газа, однако недропользователи сталкиваются со сложностью прогноза ФЕС и трудностями при разработке месторождений. Для определения зон развития наилучших коллекторов произведены реконструкции условий осадконакопления, установлены критерии выделения фаций по керну и рассмотрены процессы вторичных преобразований пород. Для сопоставления интервалов разреза и прогноза свойств отложений в пределах лито-фациальных групп пород применен метод цикло-стратиграфического анализа, с помощью которого в пределах ботуобинского горизонта были выделены циклиты. Каждый циклит характеризуется определенным набором фаций, последовательной сменой структурно-текстурных характеристик горных пород, которые отражаются на данных каротажа скважин. Затем, циклиты и свойства слагающих их пород были прослежены в пределах изучаемой территории. Фактическим материалом для корреляции разрезов послужили данные геофизических исследований скважин (ГИС) и керновый материал (более 15 скважин): фотографии, литологическое описание, результаты петрофизических исследований, гранулометрического и рентгенофазового анализа (РСА), рентгенофлуоресцентной спектрометрии (РФлА) и растровой электронной микроскопии (РЭМ).

Результаты исследования

1. Литофациальные типы пород ботуобинского горизонта и критерии их выделения по керну

Отложения ботуобинского горизонта на территории Мирненского выступа и Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы формировались в условиях

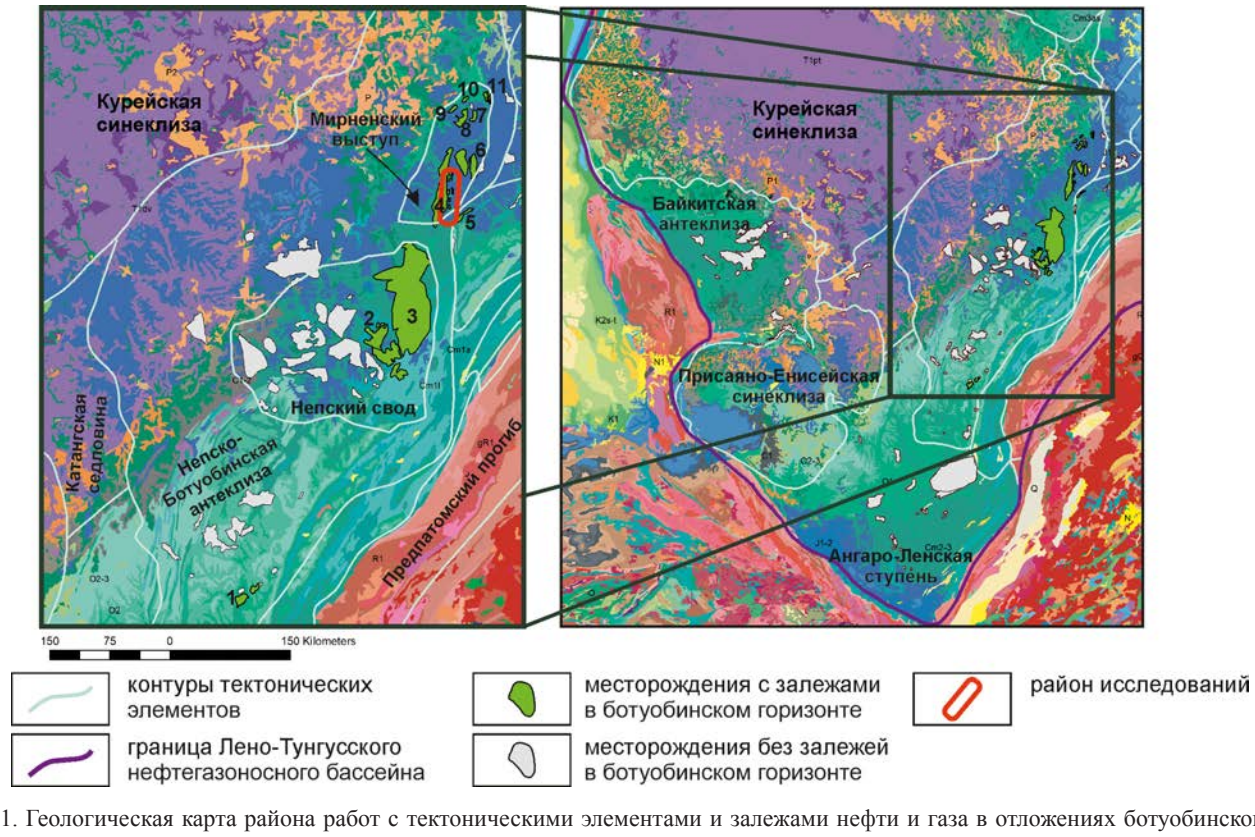


Рис. 1. Геологическая карта района работ с тектоническими элементами и залежами нефти и газа в отложениях ботуобинского горизонта. Месторождения с залежами в отложениях ботуобинского горизонта: 1 – Марковское, 2 – Талаканское, 3 – Чаяндинское, 4 – Среднеботуобинское, 5 – Хотого-Мурбайское, 6 – Тас-Юряхское, 7 – Нелбинское, 8 – Мирнинское, 9 – Мачобинское, 10 – Ирелляхское, 11 – Станахское (Геологическая карта России и прилегающих акваторий, 2004 с изменениями).

прибрежно-морской равнины, периодически заливаемой морем. В разрезе ботуобинского горизонта выделены шесть литофациальных типов пород, осадконакопление которых соответствует фациальным обстановкам супралиторали, литорали со смешанным осадконакоплением, песчаной литорали, берегового склона, переходной зоны берегового склона и приливно-отливным каналам (рис. 2). Эти фации и ассоциирующиеся с ними породы сменяют друг друга последовательно в направлении от суши к морю и установлены в разрезах скважин, в соответствии с законом Вальтера-Головкинского, – снизу вверх.

Породы супралиторальной фации представлены разнозернистыми отложениями, в основном с алевро-гравийно-песчаной структурой и плохой сортировкой. Текстура отложений массивная, часто пятнистая за счет ангидрита. Наблюдаются трещины усыхания. Характерными признаками пород супралиторали являются интенсивные ангидритизация, доломитизация отложений и наличие мелких приливно-отливных каналов. Такого типа породы часто встречаются в кровле ботуобиинского горизонта.

Породы, сформировавшиеся в обстановках литорали со смешанным осадконакоплением, представлены разнозернистыми алевролитами и песчаниками. Породы обладают плохой сортировкой зерен, текстуры тонкослоистые, флазерные параллельно-слоистые и линзовидные. Индикаторами фации являются хорошая окатанность зёрен и наличие глинистых прослоев.

Породы фации приливно-отливных каналов представлены мелко-среднезернистыми песчаниками с массивной, горизонтально-слоистой текстурой, а также крупной косой текстурой. Признак косой слоистости характерен для русловых врезов, в нижней части которых

Критерии определения фациальных обстановок пород

Фация	Супралитораль	Литораль со смешанным осадконакоплением	Песчаная литораль	Приливно-отливной канал	Береговой склон	Переходная зона берегового склона
Текстура	Массивная, пятнистая	Тонколоистая, флазерная, линзовидная	Косая разнонаправленная	Массивная, горизонтально-слоистая	Косая однонаправленная, горизонтальная	Тонкослоистая, градационная, конволютная
Стуктура	Алевро-гравийно-песчаная	Крупно-средне-зернистая, алевритистая	Разнозернистая, преимущественно средне-мелко-зернистая, алевритистая	Мелко-среднезернистая	Крупно-среднезернистая	Тонко-мелкозернистая, алевритистая
Характерные признаки	Интенсивная доломитизация, мелкие приливно-отливные каналы	Хорошая окатанность зёрен, глинистые прослои	Плохая сортировка материала	Эрозионные врезы и литокласты в основании	Хорошая окатанность зёрен	Глинистые прослои, пирит

Фото-таблица характерных текстур лито-фаций ботуобинского горизонта

Схематическая модель формирования ботуобинского горизонта

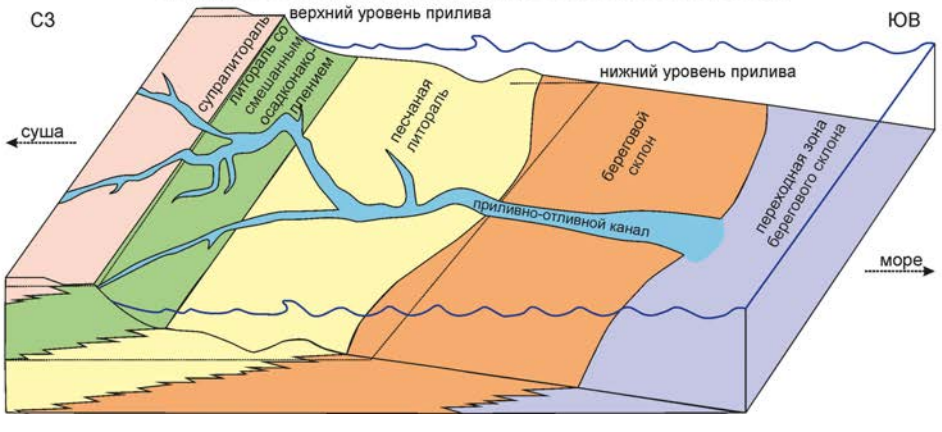


Рис. 2. Критерии определения фациальных обстановок осадконакопления пород и схематическая модель формирования ботуобинского горизонта

прослеживается эрозионная граница и обломки осадочных пород. Активная гидродинамика водных потоков в пределах распределительных каналов, близость источников сноса стали отчасти причиной плохой сортировки отложений. По отдельным каналам мог поступать как крупнозернистый материал, разносимый сильными и мощными потоками с близлежащей суши, так и мелкозернистый материал, поступавший во время трансгрессии береговой линии и действия слабых потоков.

Фация песчаной литорали представлена разнозернистыми, преимущественно средне-мелкозернистыми песчаниками и песчаниками алевритовыми с косой разнонаправленной текстурой. Гидродинамика в этой зоне была активной – действовали приливно-отливные течения и волны, из-за которых сортировка отложений становилась лучше в сравнении с приливно-отливными каналами, но в целом плохой, так как все ещё влияли фактор близости суши и приливно-отливные течения также приносили разнообразный материал.

Отложения фации берегового склона представлены крупно-среднезернистыми песчаниками с косой однонаправленной и горизонтальной слоистостью. Сортировка зерен, как правило, хорошая благодаря активной волновой гидродинамике и постоянному интенсивному поступлению песчаного материала вдоль береговой линии.

Отложения фации переходной зоны берегового склона представлены тонко-мелкозернистыми песчаниками, алевритовыми песчаниками, алевролитами с тонкослоистой и градационной текстурой, конволютной структурой оползания, многочисленными глинистыми прослоями и наличием пирита.

Апробация критериев выделения фаций по керну проведена для 10 скважин. В остальных скважинах отложения различных фаций прогнозировались по данным ГИС на основе циклостратиграфического анализа. При этом сравнивалось поведение кривых ГК, привязанных к керновому материалу, с аналогичными кривыми в скважинах без керна, а также результатами проведенного литолого-фациального анализа пород. По литературным данным известно, что суша располагалась на северо-западе от исследуемой территории, а более глубоководный бассейн – на юго-востоке, в Предпатомском прогибе (Мельников, 2018).

2. Цикличность строения ботуобинского горизонта

Чередование фациальных типов пород и последовательная их смена вверх по разрезу позволили выделить в разрезе ботуобинского горизонта циклиты, каждый из которых включает определенный набор литофациальных типов пород с характерными для них значениями ФЕС (рис. 3). Каждый циклит начинается с пород, осадконакопление которых проходило в условиях общей трансгрессии и повышения уровня моря. Заканчивается циклит отложениями прибрежной равнины или суши, накапливавшимися в условиях регрессии береговой линии. Появление новых более глубоководных отложений свидетельствует о начале нового цикла осадконакопления. Всего было проанализировано 20 скважин в разрезе ботуобинского горизонта, в которых было выделено 4 циклита. Для понимания латеральной изменчивости фаций и составления лито-фациальной схемы построены субмеридиональные и субширотные профили, пересекающие Мирненский выступ Непско-Ботуобинской антеклизы (рис. 4) в юго-восточной части Среднеботуобинского месторождения. Трансгрессивная часть циклита сложена более тонкозернистыми породами с плохой сортировкой зерен и с пониженными значениями пористости и проницаемости. По данным каротажа этой части разреза соответствуют максимальные значения ГК. Регрессивная часть циклита обычно сложена более крупнозернистыми отложениями прибрежных или континентальных фаций и характеризуется обычно снижением значений ГК.

Первый и второй циклиты характеризуются небольшими толщинами от 6 до 10 метров каждый, а их суммарная толщина не превышает 18 м. Сложены они преимущественно тонкозернистыми породами трансгрессивной части. Третий и четвертый циклиты имеют суммарные мощности до 29 м (в среднем 16–20 м), и более песчанистый, средне-, крупно-, грубозернистый состав (рис. 5). Данные особенности изменения размера зерен внутри горизонта более достоверно можно проследить по медианному диаметру зерен, определенному по результатам гранулометрического анализа пород. От подошвы к кровле ботуобинского горизонта медианный диаметр зерен изменяется от 0.25 до 0.41 мм, где более крупнозернистые отложения располагаются в его верхней части.

В пределах первого и второго циклитов осадконакопление на большей части месторождения проходило в обстановках берегового склона и его переходной зоны. В кровле первого циклита скважины С-7 наблюдаются отложения литорали со смешанным осадконакоплением. Второй циклит начинается с отложений фации берегового склона, которые вверх по разрезу сменяются породами, накапливавшимися в условиях песчаной литорали. Третий циклит сложен более мелководными отложениями, где преобладают литофации берегового склона, песчаной литорали и литорали со смешанным осадконакоплением. Переходная зона берегового склона наблюдается в самой южной скважине исследуемой территории – скв. Среднеботуобинская – С-20. Формирование 4-го циклита начинается с фации песчаной литорали и берегового склона. В кровле этого циклита почти повсеместно в пределах месторождения наблюдаются отложения литорали со смешанным осадконакоплением и супралиторали.

Сопоставление литофаций по площади и по разрезу происходило по данным керна, привязанным к каротажным кривым, указывающим, в первую очередь, на изменение зернистости литофациальных типов отложений. Однако значения ГК не всегда свидетельствуют только об изменении размера зерен пород. Повышенной естественной радиоактивностью обладают также полевые шпаты (ПШ), которые чаще встречаются в регрессивной части разреза. Увеличение количества ПШ может быть связано с привносом материала из незрелых кор выветривания вышедших на дневную поверхность и активно размываемых к концу цикла осадконакопления.

Степень зрелости кор выветривания можно косвенно оценить по содержанию полевых шпатов (Маслов, 2005). К примеру, в интервале 1944.81–1945.73 м скважины С-7 было замечено увеличение содержания суммы ПШ в кровле 2-го циклита и в подошве 3-го, что вероятно связано с размывом части территории, обнажившейся

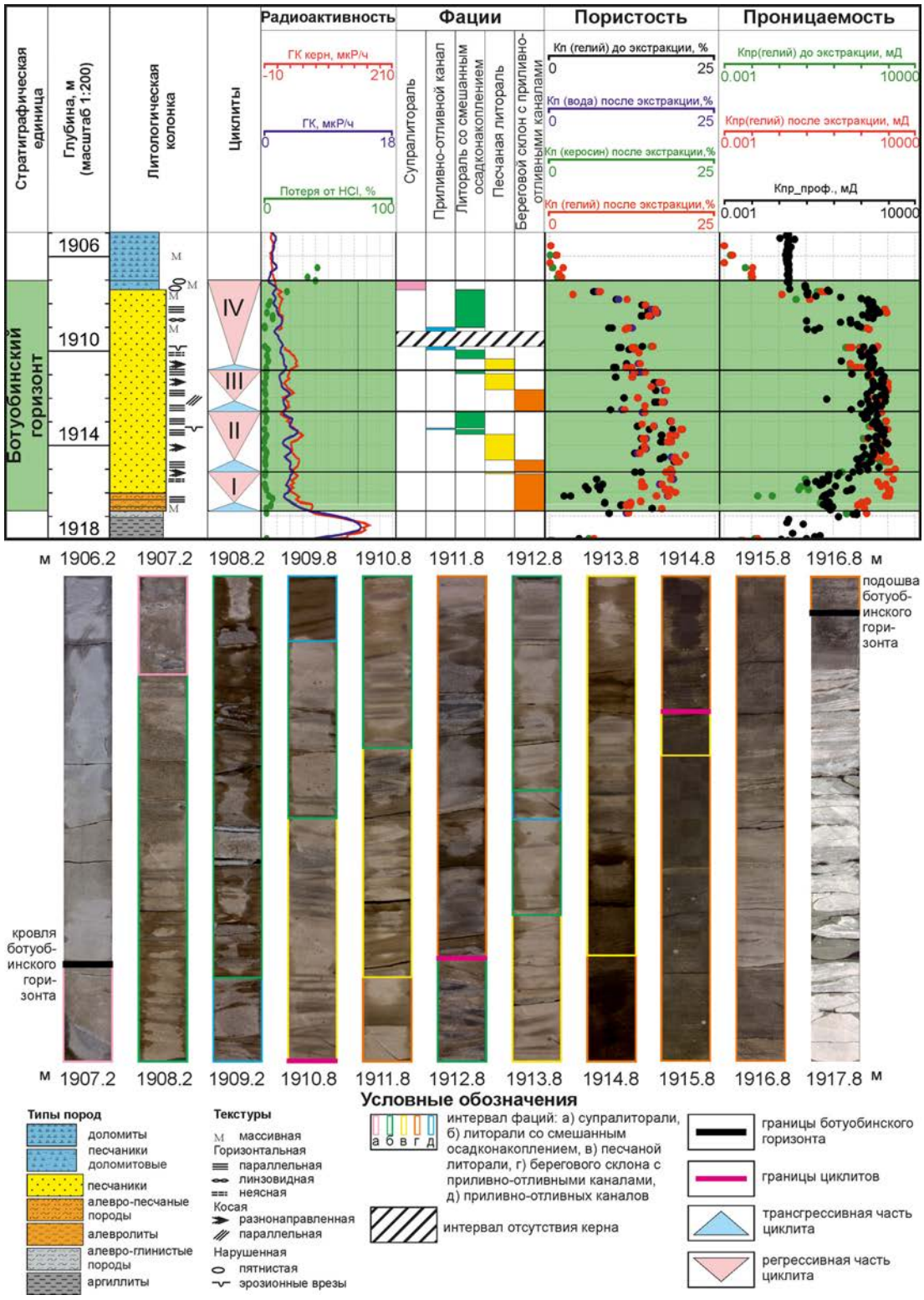


Рис. 3. Пример циклического анализа по керну, каротажу и данным ФЕС Среднеботуобинского месторождения

во время регрессии береговой линии (рис. 6). Привнос ПШ с близлежащей суши в прилегающие водоемы приводит к росту значений гамма-каротажа на фоне его общего снижения за счет уменьшения глинистой составляющей вверх по разрезу циклита.

Анализ цикличности строения ботуобинского горизонта и особенностей смены литофациальных типов пород позволил проследить историю формирования отложений. Начало формирования отложений ботуобинского горизонта связано с повышением уровня моря, в результате которого на глинистых отложениях прибрежной равнины, временами, заливаемой морем, в пределах которой формировались отложения курсовской свиты, (Мельников, 2018), начали накапливаться тонко-мелкозернистые песчаники, песчаники алевритистые и алевролиты переходной зоны берегового склона, которые вверх по разрезу сменились песчаниками берегового склона. В первом нижнем циклите в отложениях берегового склона наблюдаются линзы

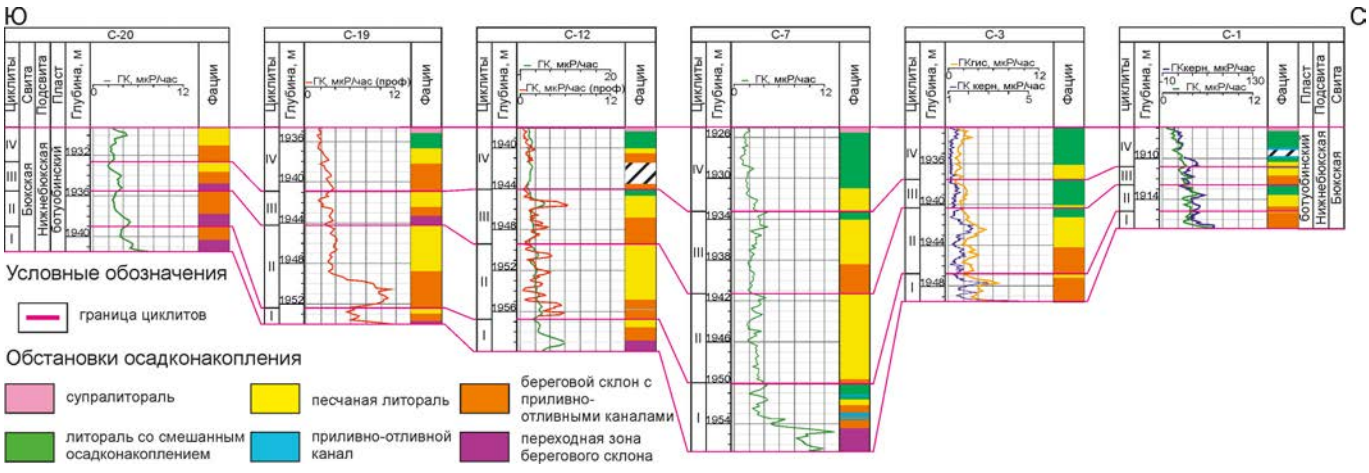


Рис. 4. Циклиты и фациальные обстановки осадконакопления, определённые по керну и ГИС (положение профиля на рис. 7)

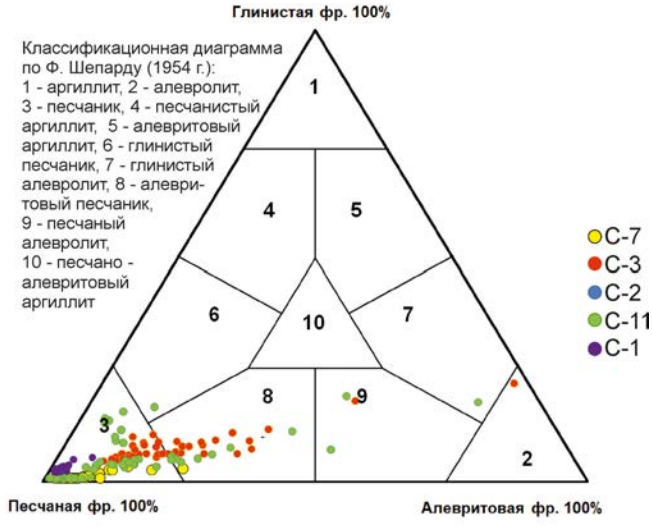


Рис. 5. Литологические типы горных пород ботуобинского горизонта по результатам гранулометрического анализа

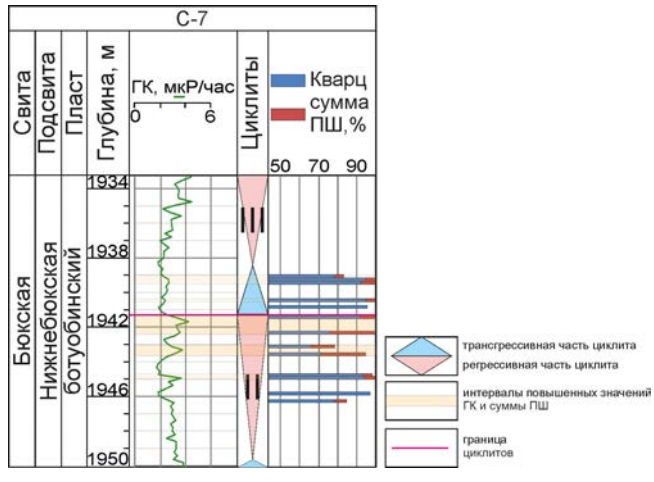


Рис. 6. Содержание кварца и суммы ПШ в образцах из скважины С-7 по данным РСА

песчаных пород, сформированные в условиях приливно-отливных каналов по которым обломочный материал транспортировался с северо-западной суши в сторону юго-восточного морского бассейна. Отложения второго циклита формируются в условиях новой трансгрессии, когда береговая линия смещается на юго-восток.

Отложения третьего циклита свидетельствуют о продолжении наступления моря. Песчаная литораль и литораль со смешанным осадконакоплением прорезается приливно-отливными каналами, которые переносят материал в зону берегового склона, при этом система каналов имеет весьма сложное строение (рис. 7). Завершается разрез новым наступлением моря в начале четвертого цикла осадконакопления, которое сменяется мелководными обстановками супралиторали в конце формирования ботуобинского горизонта.

3. Взаимосвязь ФЕС и фаций, особенности проявления вторичных процессов в пределах ботуобинского горизонта

Коллекторские свойства ботуобинского горизонта отличаются для различных литофаций и зависят от структурно-текстурных характеристик пород, определяемых условиями осадконакопления. Также на ФЕС оказали влияние вторичные процессы. Данные выводы не противоречат имеющимся представлениям о факторах, повлиявших на ФЕС ботуобинского горизонта (Вараксина и др., 2012), но местами отличаются в деталях, что, вероятно связано с изучением различных частей Среднеботуобинского месторождения.

Наиболее высокие ФЕС (рис. 8) наблюдаются в породах фаций берегового склона. Коэффициент открытой пористости изменяется от 7 до 18% со средним значением 15%, проницаемость по газу – от 10 до 1500 мД, со средним значением – 470 мД. Породы фаций приливно-отливных каналов характеризуются менее высокими значениями: коэффициент открытой пористости составляет от 5 до 19%, со средними значениями 12%, а проницаемость по газу – от 20 до 500 мД, со средним значением в 220 мД. При этом следует заметить, что для пород различных литофаций характерны индивидуальные отличные друг от друга зависимости значений ФЕС. Наиболее близкие тренды изменения ФЕС приурочены к отложениям фаций берегового склона и приливно-отливных каналов (рис. 8). Для отложений песчаной литорали коэффициент открытой пористости составляет 5–17% (13% – среднее значение),

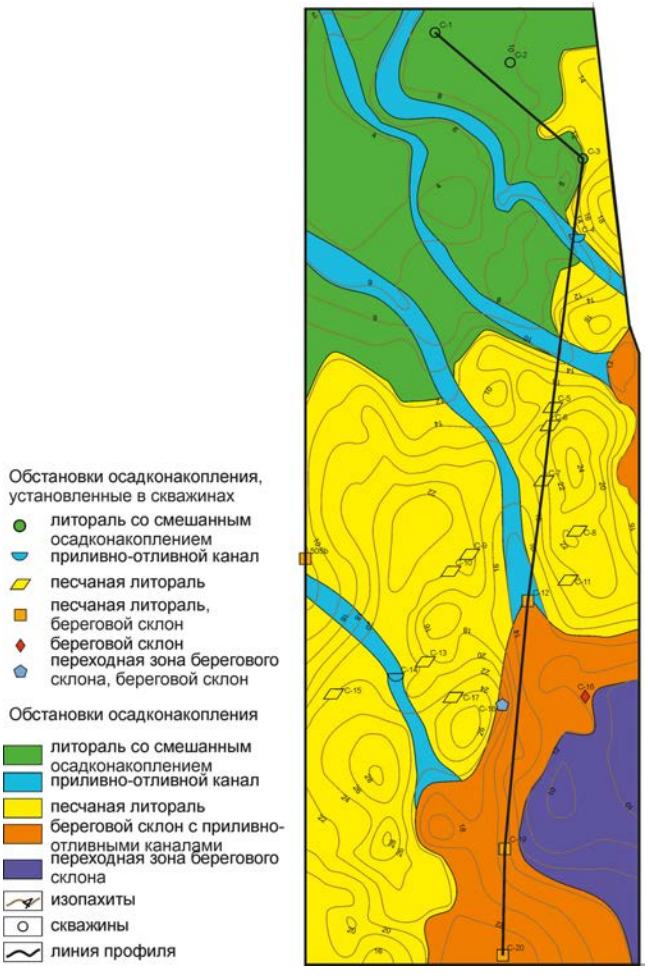


Рис. 7. Лито-фациальная схема третьего-четвертого циклитов ботуобинского горизонта

проницаемость по газу – 10–1500 мД (470 мД – среднее значение).

По классификации А.А. Ханина, данные коллектора можно отнести ко II-III классу. Анализ зависимости значений пористости от проницаемости показал отклонение трендовой линии переходной зоны берегового склона от общей динамики. Также было получено несколько аномальных значений пористости и проницаемости, расположенных в нижней части кросс-плота. По всей видимости, отклонения части значений от общего тренда может быть связано с вторичными преобразованиями в коллекторе, такими как карбонатизация и засолонение.

При исследовании образцов под растровым электронным микроскопом (РЭМ) выявлено, что в образцах, характеризующихся низкими коллекторскими свойствами, присутствуют следы вторичных процессов, однако в разных образцах они проявлялись по-разному. Всего было выявлено 4 группы пород, которые отличаются особенностями проявления вторичных процессов, структурой зерен и пустотного пространства (рис. 9).

Худшими коллекторскими свойствами обладают породы группы 1 и 2. Особенностью первой группы пород является наличие в большом объеме галитового цемента, «закрывающего» поры, а также слабая регенерации кварца. Вторая группа характеризуется плохой сортировкой отложений и интенсивной регенерацией кварца. В пределах отложений третьей группы пород наблюдаются интенсивная ангидритизация, карбонатизация, слабое засолонение и слабая регенерации кварца, которые также приводят к ухудшению ФЕС. Лучшими ФЕС обладают отложения четвертой группы, для которых характерны хорошая сортировка, крупные зерна, слабая степень регенерации кварца.

Кроме того, сидеритизация проявлена активнее в отложениях фации берегового склона, которые формировались в наиболее глубоководных условиях и потому первоначально обогащены железом. Карбонатизация оказывает негативное воздействие на отложения песчаной литорали и практически никак не проявляет себя в отложениях литорали со смешанным осадконакоплением. Обратная же зависимость для отложений этих фаций наблюдается в случае проявления карбонатизации и засолонения: ФЕС резко ухудшаются в отложениях литорали со смешанным осадконакоплением (рис. 10).

Интересно заметить, что отложения первой группы характеризуются самым крупным размером зерен, но вместе с тем и худшими ФЕС. Установлено, что чем больше медианный диаметр зерен, тем больше отношение значения коэффициента проницаемости после экстракции и обессоливания к значению коэффициента проницаемости до экстракции и обессоливания. Это отношение коэффициентов проницаемости до и после экстракции и обессоливания обозначено как улучшение проницаемости (рис. 11). Данная зависимость позволяет сделать предположение, что вторичные процессы, в особенности засолонение, проявлялись в первую очередь в более крупнозернистых отложениях (преобладают в верхней части разреза), которые изначально обладали более крупными порами и лучшими ФЕС.

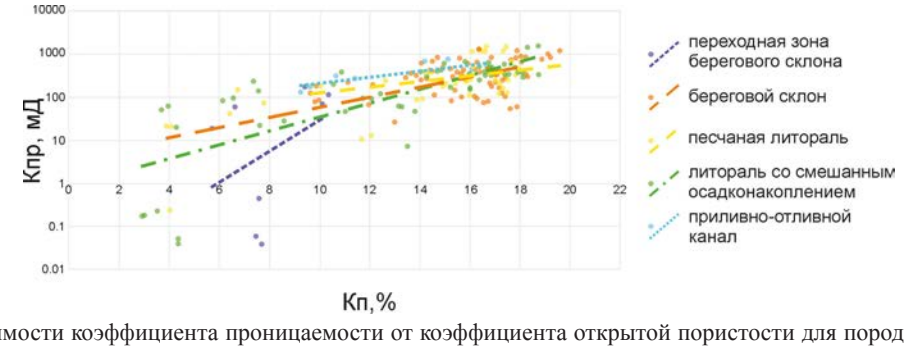


Рис. 8. График зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента открытой пористости для пород различных литофаций ботуобинского горизонта

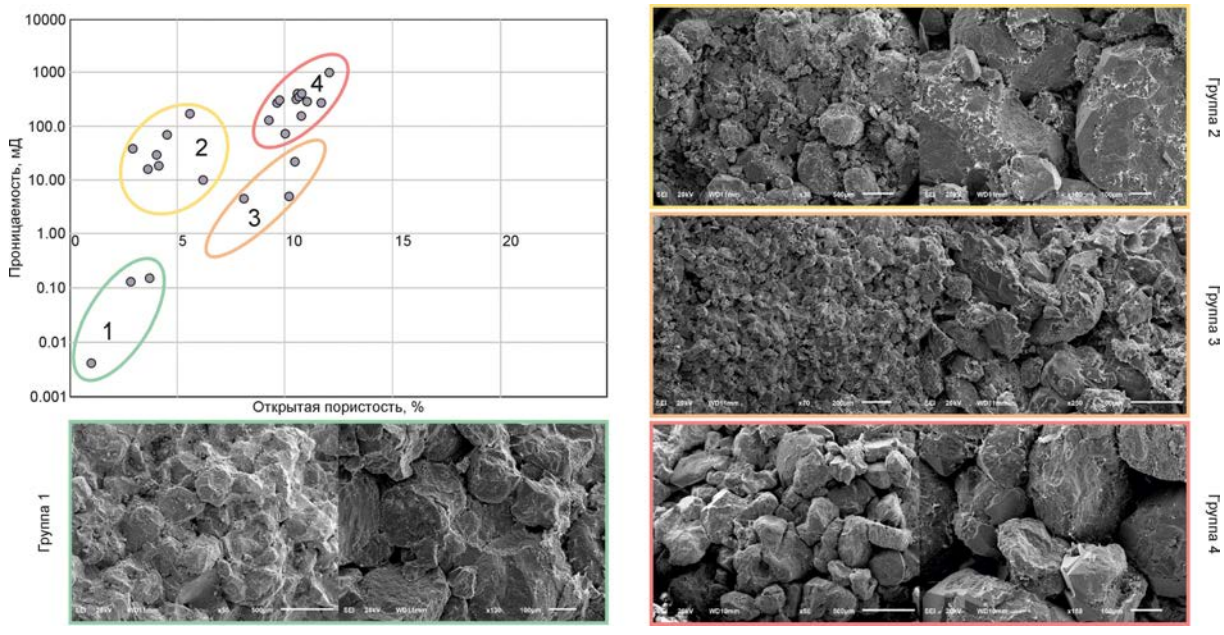


Рис. 9. График зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента открытой пористости с выделенными по РЭМ группами пород ботуобинского горизонта, характеризующимися особенностям проявления вторичных процессов, и структуры зерен и пустотного пространства

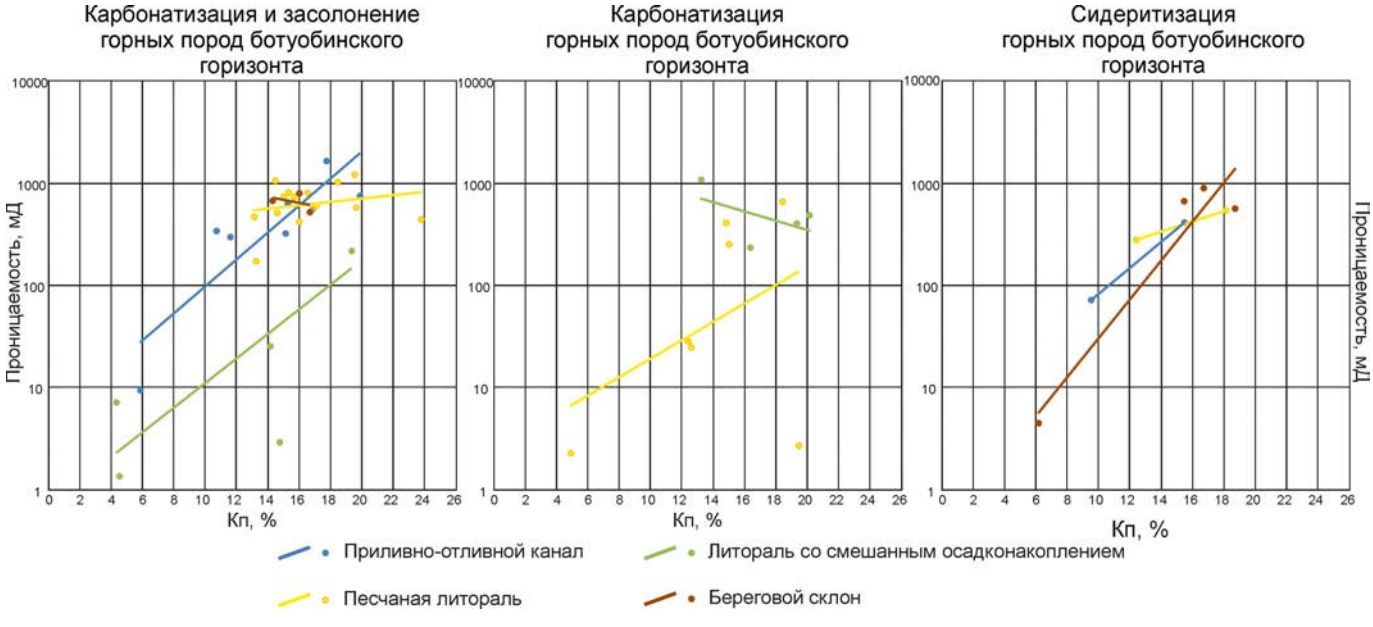


Рис. 10. Графики зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента открытой пористости пород, ранжированных по фациям и проявленности вторичных процессов

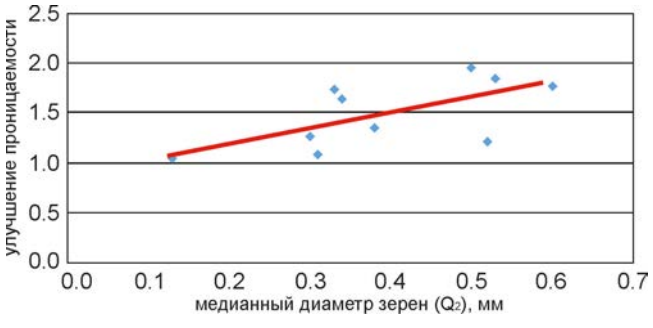


Рис. 11. График зависимости проницаемости от медианного диаметра зерен для отложений ботуобинского горизонта

Заключение

Ботуобинский горизонт формировался в условиях побережья приливно-отливного типа. Отложения характеризуются неоднородностью состава и строения, неравномерным чередованием пород с различной зернистостью, обусловленной частой сменой обстановок осадконакопления. В разрезе выделены отложения фаций супралиторали, литорали со смешанным осадконакоплением, песчаной литорали, приливно-отливных каналов, берегового склона и переходной зоны берегового склона. Формирование отложений ботуобинского горизонта происходило на фоне последовательной проградации берегового склона к юго-востоку, в направлении Предпатомского прогиба.

В разрезе ботуобинского горизонта выделено 4 циклита. Отложения первого и второго циклитов характеризуются небольшими толщинами и мелкозернистым, алевритистым составом. Третий и четвертый циклиты сложены песчаными крупно- и грубозернистыми породами общей мощностью до 29 м.

Относительно высокие ФЕС наблюдаются в отложениях фаций берегового склона, приливно-отливных каналов и песчаной литорали, с которыми связаны коллекторы II-III типов А.А. Ханину. При этом значительное влияние на ФЕС оказали вторичные процессы. Первоначально лучшими ФЕС характеризовались крупнозернистые породы, обладающие хорошей сортировкой, расположенные в верхней части ботуобинского горизонта. Однако именно в этих отложениях сильнее всего проявились процессы засолонения и регенерации кварца, поэтому, в настоящее время, породы верхней части ботуобинского горизонта обладают низкими коллекторскими свойствами.

Таким образом, ботуобинский горизонт представляет собой сложный объект, характеризующийся неоднородностью состава, изменчивостью фаций и значительным влиянием вторичных процессов на коллекторские свойства.

Благодарности

Авторы выражают искреннюю благодарность рецензентам журнала и глубоко признательны коллективу журнала «Георесурсы» за внимание, уделённое нашей статье, и ценные замечания к ее содержанию.

Литература

Акулов Н.И., Валеев Р.Р. (2016). Особенности геологического строения Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. *Известия Иркутского государственного университета. Серия: Науки о Земле,* 18, с. 3–13.

Валеев Р.Р. (2022). Литолого-палеогеографические особенности формирования бюкской свиты на среднеботуобинском НГКМ (Сибирская платформа). Дисс. канд. геол.-мин. наук. Иркутск, 147 с.

Варакcина И.В., Хабаров Е.М., Пушкарёва М.М. (2012). Влияние структурно-сущностных параметров на фильтрационно-ёмкостные свойства пород ботуобинского горизонта венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 1(9), с. 67–74.

Геологическая карта России и прилегающих акваторий (2004). Масштаб 1 : 2 500 000. Под ред. А. Ф. Морозова, О. В. Петрова.

Жемчугова В.А. (2014). Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. Учебное пособие для вузов. Москва: Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, 341 с.

Маслов А.В. (2005). Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных. Екатеринбург: Издательство Уральского государственного горного университета, 289 с.

Мельников Н.В. (2018). Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Второе издание, дополненное. Новосибирск: СНИИГГиМС, 177 с.

Плюснин А.В. (2019). Концептуальная седиментологическая модель ботуобинского продуктивного горизонта Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. *Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология*, 2, с. 61–69.

Пушкарёва М.М., Хабаров Е.М., Варакcина И.В. (2013). Литологическая характеристика парфеновского и ботуобинского продуктивных горизонтов венда Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы. *Известия Томского политехнического университета*, 323(1), с. 78–83.

Фомин А.М., Данькина Т.А. (2010). Распределение пород-коллекторов в нефтегазоносных горизонтах северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы. *Известия ТПУ*, 1, с. 57–61.

Фомин А.М., Моисеев С.А., Павлов Н.Ч. (2017). Особенности строения и условия формирования ботуобинского горизонта в пределах Мирнинского выступа. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 8, с. 4–11.

Сведения об авторах

Дарья Олеговна Смирнова – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: d.smirnova@oilmsu.ru

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, Ленинские горы, 1

Наталия Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Владимир Юрьевич Близнюков– доктор тех. наук, академик РАЕН
Россия, 119002, Москва, пер. Сивцев Вражек, 29/16

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, Ленинские горы, 1

Михаил Евгеньевич Воронин – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Николай Владимирович Алексеев – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 19.02.2025;
Принята к публикации 12.05.2025;
Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Lithofacies Features of the Botuobinsky Horizon of the Southeastern Part of the Srednebotuobinskoye Oil and Gas Condensate Field (Eastern Siberia)

D.O. Smirnova[1], A.V. Mordasova[1], N.I. Korobova[1], V.I. Bliznyukov[2], R.S. Sautkin[1], M.E. Voronin[1], N.V. Alekseev[1]*

[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[2]*Russian Academy of Natural Sciences, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Darya O. Smirnova, d.smirnova@oilmsu.ru*

Abstract. The article presents the results of the lithofacies study of the Late Vendian Botuobinsky horizon of the southeastern part of the Srednebotuobinskoye field. The main problem solved in the article is the search for intervals with the best reservoir properties within the Botuobinsky horizon and the forecast of their distribution over the area of the Srednebotuobinskoye field using complex lithofacies and cyclic analysis. Based on the description of the core, thin sections, X-ray phase analysis, X-ray fluorescence spectrometry, structural, texture, granulometric analyses and geophysical well logging, a lithofacies scheme was constructed for the time of formation of the Botuobinsky horizon and the horizon was divided into four cyclites. The best reservoir characteristics within the Botuobinsky horizon were established in its middle part (2–3 cyclites) in the deposits of the coastal slope facies, tidal channels and sandy littoral. However, the primary filtration-capacity properties of the Botuobinsky horizon were significantly influenced by secondary processes of salinization, quartz regeneration, anhydritization and dolomitization, which, however, are manifested differently in different facies.

Keywords: Siberian platform, Nepa-Botuobinskaya anteclise, Vendian, Srednebotuobinskoye field, Botuobinsky horizon, lithofacies analysis, reservoir properties, secondary changes.

Acknowledgements

The authors express their sincere gratitude to the reviewers and are deeply grateful to the Editorial of the Journal "Georesursy" for the attention paid to the article and valuable comments on its content.

Recommended citation: Smirnova D.O., Mordasova A.V., Korobova N.I., Bliznyukov V.I., Sautkin R.S., Voronin M.E., Alekseev N.V. (2025). Lithofacies Features of the Botuobinsky Horizon of the Southeastern Part of the Srednebotuobinskoye Oil and Gas Condensate Field (Eastern Siberia). *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 151–160. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.12

References

Akulov N.I., Valeev R.R. (2016). Features of the geological structure of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field. *Bulletin of Irkutsk State University. Series: Earth Sciences*, 18, pp. 3–13. (In Russ.)

Fomin A.M., Dankina T.A. (2010). Distribution of reservoir rocks in oil and gas bearing horizons of the north-eastern part of the Nepa-Botuoba anteclise. *TPU Bulletin*, 1, pp. 57–61. (In Russ.)

Fomin A.M., Moiseev S.A., Pavlov N.Ch. (2017). Features of the structure and conditions of formation of the Botuobinsky horizon within the Mirny ledge. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 8, pp. 4–11. (In Russ.)

Geological map of Russia and adjacent water areas (2004). Scale 1:2500000. Editors: A.F. Morozov, O.V. Petrov. (In Russ.)

Maslov A.V. (2005). Sedimentary rocks: methods of study and interpretation of the obtained data. Ekaterinburg: Ural State Mining University, 289 p. (In Russ.)

Melnikov N.V. (2018). Vendian-Cambrian salt-bearing basin of the Siberian platform (Stratigraphy, history of development). Novosibirsk: SNIIGGiMS, 177 p. (In Russ.)

Plyusnin A.V. (2019). Conceptual sedimentological model of the Botuobinsky productive horizon of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field. *Proceedings of Voronezh State University. Series: Geology*, 2, pp. 61–69. (In Russ.)

Pushkareva M.M., Khabarov E.M., Varaksina I.V. (2013). Lithological characteristics of the Parfenov and Botuobinsky productive horizons of the Vendian Angara-Lena step and the Nepa-Botuobinskaya anteclise. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 323(1), pp. 78–83. (In Russ.)

Valeev R.R. (2022). Lithological and paleogeographic features of the formation of the Byuk suite at the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field (Siberian platform). Cand. geol.-min. sci. diss. Irkutsk. 147 p. (In Russ.)

Varaksina I.V., Khabarov E.M., Pushkareva M.M. (2012). Influence of structural and material parameters on the filtration and capacity properties of rocks of the Botuobinsky horizon of the Vendian northeast of the Nepa-Botuobinskaya anteclise. *Geology and mineral resources of Siberia*, 1, pp. 67–74. (In Russ.)

Zhemchugova V.A. (2014). Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 341 p. (In Russ.)

About the Authors

Daria O. Smirnova – Postgraduate Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: d.smirnova@oilmsu.ru

Alina V. Mordasova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, 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

Nataliya I. Korobova – Assistant, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nikolay V.h Alekseev – Graduate Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 19 February 2025;
Accepted 12 May 2025; Published 30 June 2025

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

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.13 УДК 553.98

Формирование месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов (Восточная Сибирь)

Р.С. Сауткин[1], А.В. Ступакова[1], Е.А. Краснова[1,2], А.А. Суслова[1], М.Е. Воронин[1], Д.О. Смирнова[1], А.В. Мордасова[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*
[2]*Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия*

Настоящая работа направлена на поиск новых месторождений и прогноз распространения продуктивных нефтегазонасыщенных пластов в венд-кембрийских отложениях Восточной Сибири. Поскольку антиклинальная теория поиска углеводородов исчерпала свой потенциал в древних нефтегазоносных бассейнах, необходимо искать новые подходы прогноза нефтегазоносности и механизмы формирования залежей. Авторы использовали классический подход бассейнового анализа, разработанный основоположниками кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, с применением современных методов исследований. Для основных тектонических элементов юга Сибирской платформы, определены мощности эродированных отложений, построены одномерные (1D) геологические модели, определяющие время работы углеводородных систем, выполнен анализ изменения структурного плана на всех этапах геологического развития территории. Полученные результаты были увязаны друг с другом для установления времени формирования залежей углеводородов и этапов их переформирования и разрушения за счёт изменения структурного плана. Показана вторая фаза генерации протерозойских нефтегазоматеринских толщ в мезозойскую эру. Сделаны выводы о расширении Непско-Ботуобинской антеклизы на 50–100 км за счёт инверсии структурного плана в юго-восточной части, со стороны Байкальской складчатой области. Созданы модели формирования месторождений для Курейской синеклизы и Непско-Ботуобинской антеклизы, выявлены наиболее перспективные участки для разработки Среднеботуобинского месторождения, и предложен новый подход поиска залежей юга Сибирской платформы.

Ключевые слова: эрозии, очаги генерации, структурные перестройки, палеозалежь

Для цитирования: Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Суслова А.А., Воронин М.Е., Смирнова Д.О., Мордасова А.В. (2025). Формирование месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов (Восточная Сибирь). *Георесурсы,* 27(2), с. 161–173. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.13

Введение

Формирование месторождений нефти и газа в древних нефтегазоносных бассейнах необходимо рассматривать как многоитерационный процесс, стадии которого последовательно сменяют друг друга. Для качественного прогноза нефтегазоносности территории или поиска залежей нефти и газа, необходимо детально рассмотреть каждую стадию геологического развития территории, определить её роль в формировании или переформировании залежи, делая логические выводы о структурном плане района исследований на определённый этап геологического времени и степени заполнения ловушки углеводородами (УВ). Необходимость прослеживания истории формирования залежи обусловлена неоднозначностью поискового и эксплуатационного бурения, когда несколькими поисковыми скважинами открываются крупные месторождения углеводородов, на баланс ставятся огромные запасы, а при доразведке и разработке выясняется несоответствие представлений геологического строения залежей и реальных притоков УВ-флюидов. Недропользователю приходится тратить огромные средства для приведения моделей к фактическим данным и зачастую изменять инвестиционные планы развития во всём регионе присутствия.

В настоящей работе предложен подход прогноза формирования древних залежей, основанный на современных технологиях и фундаментальных исследованиях геологии и геохимии нефти и газа, с привлечением всех доступных данных из смежных геологических наук. Некоторые аспекты, происходящие в мезо-кайнозойское время, приходится прогнозировать опираясь лишь на косвенные данные или общегеологические представления о развитии района исследований.

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

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

1. Методические вопросы

1.1. Последовательность действий и применяемый комплекс методов

Выбор последовательности действий основывается на классическом подходе бассейнового анализа (Брод, 1953) с применением современных знаний и технологий, увеличивающих степень достоверности открытия месторождений. В древних нефтегазоносных бассейнах, в региональном и зональном масштабах, необходимо определить мощности эрозии; скорости и время погружения очагов генерации; установить время работы очагов генерации; понять изменения структурного плана района исследований в геологическом времени для определения направлений миграции и аккумуляции УВ; выявить палеоструктурные залежи и оценить возможность прихода в них УВ; создать модель формирования и эволюции залежи; оценить перспективы поиска новых месторождений и установить особенности распределения УВ в залежи (рис. 1) (Ступакова, 2023).

1.2. Мощность эрозии

Определение мощности эродированных отложений является одним из ключевых факторов, определяющих нефтегазоносность осадочных бассейнов, поскольку позволяет восстановить историю геологического развития, провести анализ изменений структурного плана и установить время нахождения нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) в очагах генерации. Оценка величины эрозии является ключевой в построении модели развития нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и напрямую влияет на качество и достоверность прогноза зон нефтегазонакопления.

Эрозия – это разрушение горных пород преимущественно поверхностными водными потоками и/или воздушными массами, включающее в себя отрыв, вынос обломочного материала и их переотложение в другом месте. Эрозия является причиной стадийного изменения рельефа в приподнятых областях с образованием промоин, оврагов и речных долин. Кроме того, зачастую, эрозия связана с крупными тектоническими событиями – этапами складчатости, и разделяет структурно-тектонические этажи осадочных бассейнов и складчатых сооружений.

Эрозия происходит за счёт подъёма отложений, что проявляется в уменьшении глубины залегания отложений в разрезе осадочного чехла по сравнению с той, на которой они оказались вследствие последовательного погружения осадочного бассейна. Подъем отложений может происходить на метры, сотни метров и даже километры. Причины подъема отложений разнообразны. Часто они связаны с тектоническими процессами в бассейне осадконакопления и в зонах его обрамления. Подъем отложений может быть связан и с динамическими процессам мантийного слоя Земли и с изостатическими процессами, которые происходят, например, при таянии ледников и уменьшении зоны вечной мерзлоты. Иногда подъем отложений называют английским словом «аплифт» (Ступакова, 2025).

Важно отметить, что одна часть осадочного бассейна или зона его обрамления теряет определенный объем пород, а другая часть осадочного бассейна или зона за его пределами получает тот же объем отложений. То есть соблюдается принцип материального баланса, равенства объемов эродированных масс и объемов переотложенных масс отложений.

Региональные и более масштабные эрозии определяются преимущественно по 2D сейсмогеологическим профилям, а более мелкие и локальные по 3D-сейсмическим данным и структурным поверхностям. Поскольку Сибирская платформа имеет длительную историю геологического развития от рифея до настоящего времени, то она подвергалась многочисленным структурным перестройкам, происходившим в разные фазы складчатости. Результаты комплексной геолого-геофизической интерпретации региональных профилей «Батолит» (рис. 2), «Алтай – Северная Земля», «Рассечка» и других композитных профилей регионального масштаба позволили оценить мощности осадконакопления и эрозии Сибирской платформы и систематизировать их в виде таблицы (табл. 1), показывающей принципиальные изменения для основных тектонических элементов в разные периоды геологического времени.

2. Очаги генерации УВ и время их работы

Время работы очагов генерации можно оценить разными методами, как с применением современных программных продуктов бассейнового моделирования, так и классическим построением одномерных моделей, основанных на погружении НГМТ и осадочного чехла с учётом мощности эрозий, восстановленных по региональным сейсмо-геологическим профилям. Важно отметить, что для оценки и сопоставления времени работы очагов генерации для разных тектонических элементов и областей нефтегазоносного бассейна вполне достаточно одномерного моделирования, принципиально показывающего, когда и на какую глубину погружались НГМТ, тем самым устанавливая периоды генерации УВ (рис. 3).

Рис. 1. Последовательность решения задач при поиске месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов

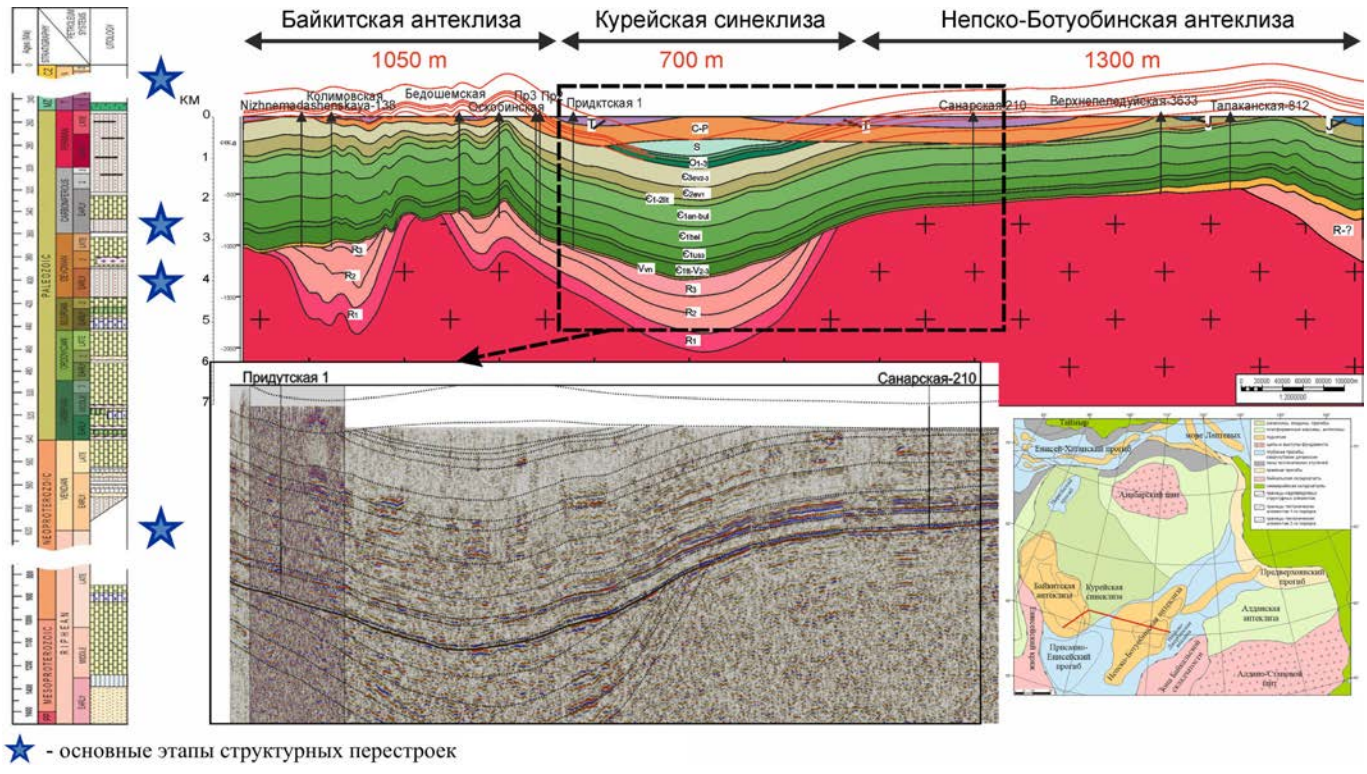


Рис. 2. Пример оценки мощности эрозии по композитным региональным сейсмогеологическим 2D профилям

Согласно результатам бассейнового анализа и одномерным моделям, основными очагами генерации УВ являются Присаяно-Енисейская синеклиза, Курейская синеклиза и Предпатомский передовой прогиб (включая Нюйско-Джербинскую впадину), второстепенными источниками УВ можно считать Катангскую седловину и Байкитскую антеклизу. Однако время работы очагов и вовлеченность в процессы генерации основных (рифейских и вендских (Баженова, 2014; Сивкова, 2021)) НГМТ очень разное. Рассмотрим каждый очаг в отдельности.

Присаяно-Енисейский очаг – среднерифейские НГМТ выработали нефтегазоматеринский потенциал в среднем кембрии. Верхнерифейские НГМТ закончили генерировать УВ в позднем кембрии (наличие рифейских НГМТ достоверно не установлено, данные используются по аналогии с Байкитской антеклизой) (Ступакова и др., 2024).

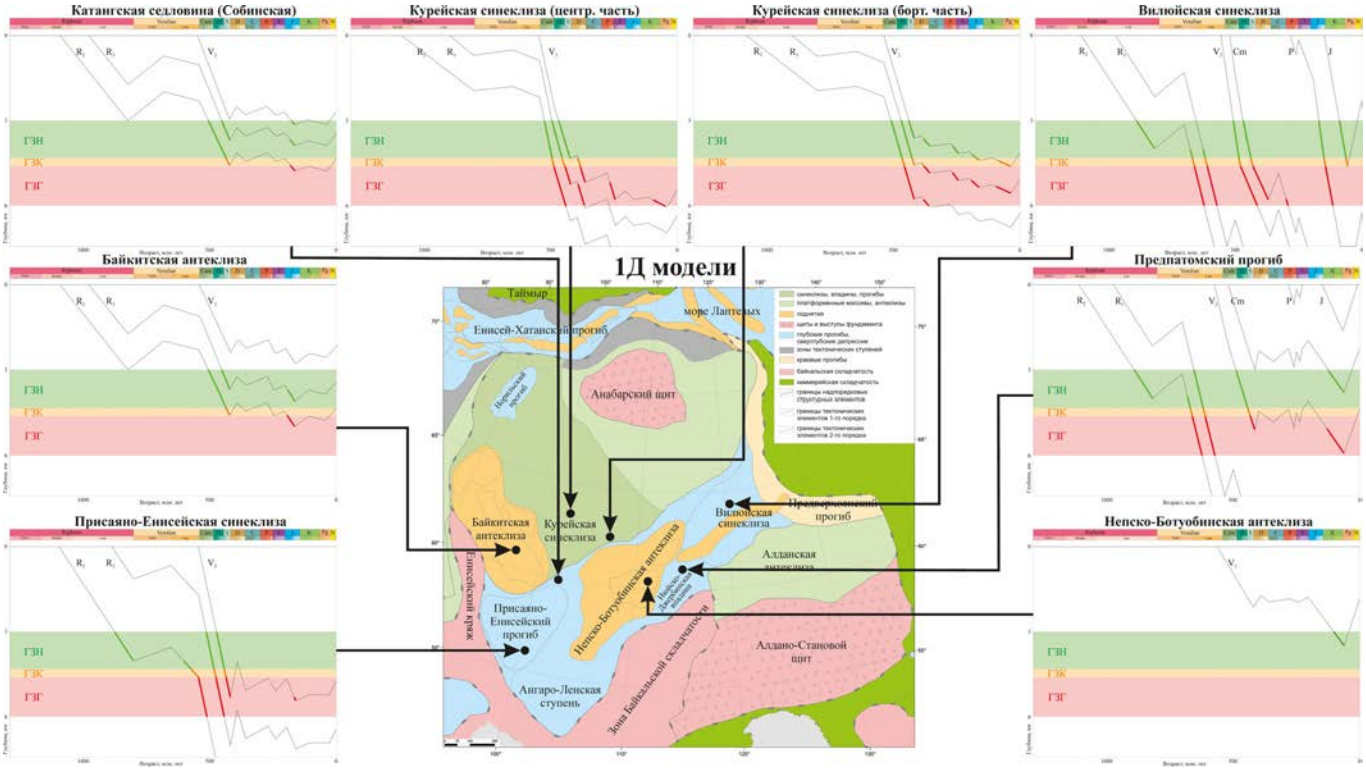


Рис. 3. Время работы основных НГМТ Сибирской платформы

	Возраст	1	2	3	4	5	6	7
		Западный борт Сибирской платформы	Скважина Болгохтохская 1	Туруханo-Норильская гряда	Байкитская антеклиза	Курейская синеклиза (юг)	Непско-Ботуобинская антеклиза	Предпатомский прогиб (Нюйско-Джербинская впадина)
Эрозия, м	Pg3-Present	> 1000	> 1000	> 300	300	500	1300	1600
Совр. мощн., м	K1-Pg	3100	0	0	0	0	0	0
Исходная мощн., м	K1-Pg	4000	1000	200-300	50	100	500	700
Совр. мощн., м	J	150	0	0	0	0-250	0-300	0
Исходная мощн., м	J	150	0	0	250	400	500-700	800
Эрозия, м	T3-J1	3900	350	1000	200	350	200	300
Совр. мощн., м	T	0	550	0	0-100	0-300	100	0-50
Исходная мощн., м	T	900	900	900	200	300	300	300
Эрозия, м	P/T	30	30	50	150	0	160	250
Совр. мощн., м	P	0	0	0	0	200	40	100
Исходная мощн., м	P	30	30	140	100	250	200	350
Эрозия, м	C3-P	0	0	0	0	0	100	150
Совр. мощн., м	C2-3	0	20	0	0-50	40	40	50
Исходная мощн., м	C2-3	20	20	10	50	40	140	200
Эрозия, м	C1	2100	200	2100	1050	200	1400	1400
Совр. мощн., м	C1	0	0	0	0-50	0-10	0-50	0-100
Исходная мощн., м	C1	200	200	100	50-100	50-100	50-100	100-200
Эрозия, м	D3	0-50	0	0-50	150-200	200-300	150-200	300
Совр. мощн., м	D	0	700	0	0	0	0	100
Исходная мощн., м	D	700	700	400	150-200	200-300	150-200	400
Эрозия, м	S-D1	0-50	0-50	0-50	0-50	0-50	0-50	0-50
Совр. мощн., м	O-S	0	1100	0	0	650	0	600
Исходная мощн., м	O-S	1100	1100	800	700	700	700	900
Совр. мощн., м	V2-Э	0	2900	400	2650	2950	2400	2000
Исходная мощн., м	V2-Э	2900	2900	1200	3000	3000	3000	3000
Эрозия, м	V1/2	0	0	0	0	0	100	0
Совр. мощн., м	V1	0	300	80	550	250	0-50	400
Исходная мощн., м	V1	300	300	80	550	250	0-150	400
Эрозия, м	R/V	2500	100	100	500	500	-	500
Совр. мощн., м	R	2500	2900	800	2000	7000	-	2000
Исходная мощн., м	R	5000	3000	900	2500	7500	-	2500

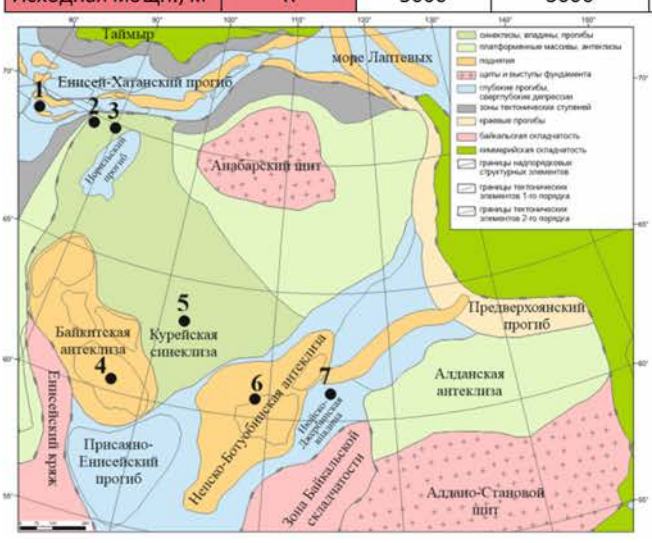


Табл. 1. Современные мощности накопленных и сэродированных отложений Сибирской платформы

Углеводороды из рифейских НГМТ скорее всего не сохранились или остались в незначительном количестве из-за разрушения во время региональной перестройки в девонско-раннекаменноугольное время (Никишин, 2021; Короновский, 2024, Фролов, 2014). Вендские НГМТ генерировали нефтяные УВ со среднего кембрия и до силура, а с силура и до региональной перестройки в девонско-раннекаменноугольное время – газ. В мезозойское время, вендские НГМТ снова начали генерировать газовые УВ, подпитывая уже существующие залежи, в мезо-кайнозойское время генерация прекратилась.

Курейский очаг генерации имеет схожую с Присаяно-Енисейским историю для рифейских НГМТ. Вендские НГМТ генерировали нефть в раннепалеозойское время, а генерация газа началась в позднем палеозое. С большой долей вероятности генерация газа ненадолго возобновилась в позднемезозойское время, когда НГМТ практически полностью выработали нефтегазоматкринский потенциал.

Предпатомский (Нюйско-Джербинский) очаг – рифейские НГМТ выработали свой нефтегазовый потенциал уже в поздневендское время, когда еще не было ни осадочных толщ, ни ловушек, способных аккумулировать УВ. Однако, на месторождениях Мирнинского выступа встречаются следы рифейских УВ, установленные по биомаркерному анализу (Абля, 2002). Несмотря на это, рифейские НГМТ нельзя рассматривать как основные источники УВ в юго-восточной части Сибирской платформы. Вендские НГМТ генерировали нефтяные УВ в кембрийское время, газоконденсатные и газовые в ордовик-силурийское время. Генерация прекратилась во время структурной перестройки региона в девонского-каменноугольный период. В мезозойское время началась вторя фаза генерации газа, продолжившаяся до кайнозойского времени. Именно вторая фаза генерации газа явилась причиной наличия газоконденсатных залежей с тонкой нефтяной оторочкой, часто не превышающей 10 метров, а порой их толщина всего 2–5 метров в юго-восточной части Непского свода и Мирнинского выступа.

Отдельно стоит обсудить *Байкитский очаг генерации,* поскольку он является главным поставщиком углеводородов для уникальной по запасам и ресурсам Юрубчено-Тахомской зоны нефтегазонакопления. Среднерифейские НГМТ начали здесь генерировать углеводороды в позднем венде-раннем кембрии и только в силуре вошли в главную зону нефтегазообразования, которая продолжалась вплоть до тектонической перестройки Сибирской платформы. В мезозойское время генерация снова возобновилась, НГМТ дошли до стадии $МК_5$ (середина газового окна). В кайнозойское время генерация прекратилась. Верхнерифейские НГМТ начали генерировать нефть, начиная с ордовикского периода вплоть до девонского времени. В мезозойское время генерация нефти продолжилась, а сами НГМТ дошли до главной зоны нефтегазообразования. Генерация прекратилась в кайнозойское время. По данным «РН-КрасноярскНИПИнефть» и АО «ТомскНИПИнефть» (Болдушевская, 2024) генерация УВ могла продолжаться до неогена, что не противоречит данным авторов. Вендские НГМТ находились на начальной стадии главной зоны нефтеобразования (градация катагенеза $МК_1$ по шкале Вассоевича), генерируя незначительное количество УВ.

Полученные результаты необходимо верифицировать при помощи геолого-геохимических исследований не только осадочных отложений, но и флюидов из месторождений и залежей всей Сибирской платформы. Такие исследования проводились Т.К. Баженовой, М.В. Дахновой (2014) и проводятся авторами. Независимые результаты не противоречат друг другу, но немного расходятся по объемам генерируемых углеводородов. Возможно, что выводы по генерационным возможностям нефтегазоматеринских отложений могут быть уточнены с помощью изотопных исследований (Краснова, 2024).

Таким образом, можно сделать выводы, что рифейские НГМТ играют значительную роль в формировании месторождений нефти и газа только на Байкитской антеклизе. Вендские НГМТ Присаяно-Енисейской, Курейской синеклизы и Предпатомского прогиба (Нюйско-Джербинская впадина) имели две основные фазы генерации УВ, первая в кембрийско-силурийское время, вторая в мезозойское время. Причем установление второй фазы генерации УВ логично объясняет сохранность газовых и газоконденсатных залежей Сибирской платформы после перестройки структурного плана в девонско-раннекаменнугольное время. Если придерживаться ранее существующих представлений о генерации УВ только в раннепалеозойское время, то оставались вопросы, почему газ не ушёл во время структурной перестройки и как газовые залежи смогли сохраниться более 300–350 млн лет.

3. Анализ изменения структурного плана

Установив очаги и время генерации НГМТ необходимо определить пути миграции и аккумуляции УВ, для чего прослеживают эволюцию изменения структурного плана всего бассейна или его части, с акцентом на продуктивные комплексы. Для проведения анализа по структурно-геологическим региональным 2D профилям строится серия палеопрофилей, где устанавливаются изменения структурного плана продуктивного комплекса путём последовательного выравнивания более молодых отложений в горизонтальную поверхность (рис. 4). По итогу получается серия палеопрофилей (рис. 5) с изменением структурного плана продуктивных горизонтов района исследований во времени, где можно проследить пути миграции и зоны аккумуляции УВ.

Согласно общегеологическим данным об истории развития Сибирской платформы и проведенным палеореконструкциям, структурный план претерпевал изменения три раза: на границе рифей-вендского периода, в девонско-раннекаменноугольное время и в кайнозойскую эру. С учётом возраста основных продуктивных горизонтов и времени работы очагов генерации, необходимости прослеживать изменения структурного плана в рифей-вендское время нет.

Рассмотрим изменения структурного плана во времени для основных зон нефтегазонакопления. Так для Курейской синеклизы на серии региональных палеопрофилей (рис. 5А) наглядно видно формирование инверсионного вала в девон-каменноугольное время, уже после того, как прошла первая фаза генерации, миграции и аккумуляции УВ. Изначально, на месте инверсионного вала была ловушка антиклинального типа (размером порядка 60х120 км), которая в раннепалеозойское время

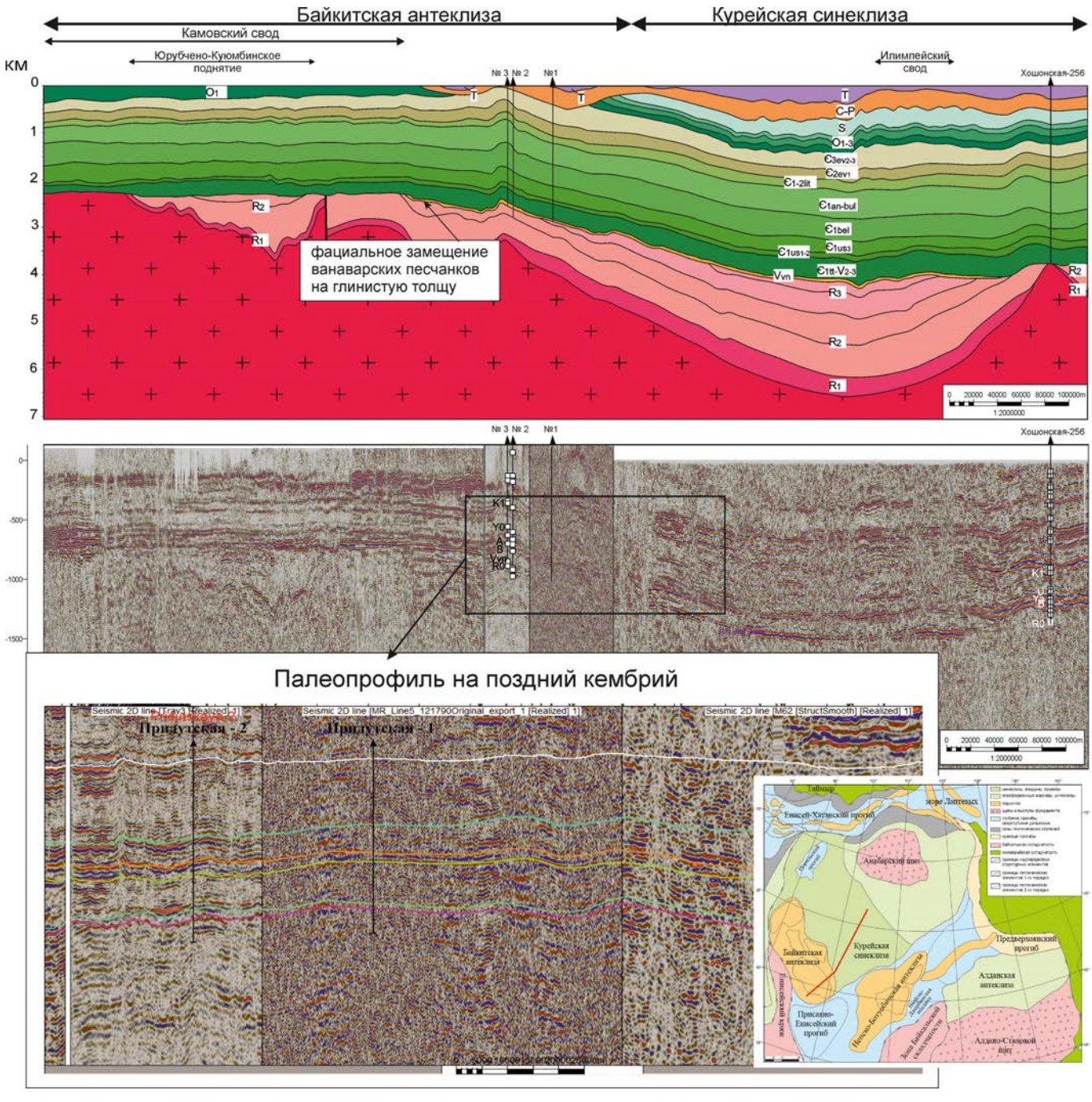


Рис. 4. Пример построения палеопрофиля ($Є_3$) и сопоставление современного и древнего структурных планов

заполнилась УВ, сформировав древнюю залежь. Во время структурной перестройки древняя залежь переформировалась и сместилась на современный склон Курейской синеклизы (рис. 6). Нефтегазоносность таких инверсионных валов, зачастую связана именно с древними залежами, где контуры месторождения и дебиты скважин не зависят от современного структурного плана, а совпадают с палеоструктурным планом, о чём и свидетельствуют результаты разведочных работ на Ново-Юдоконском месторождении (Ступакова, 2019). Поэтому выбор точек для бурения поисковых и разведочных скважин в древних нефтегазоносных бассейнах необходимо основывать не столько на современном структурном плане, сколько на палеоструктурном плане, установив время формирования залежи и границы её распространения в прошлом и настоящем.

Структурные изменения Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) являются крайне значимыми для прогноза нефтегазоносности. По серии палеопрофилей можно проследить расширение НБА на 50–100 км со смещением оси на юг (рис. 5 Б). Изначально НБА являлась выступом архей-протерозойского фундамента и перекрывалась осадочным чехлом не повсеместно вплоть до позднего венда. Ширина Непско-Ботуобинского палеоподнятия с вендского по девонское время составляла порядка 300 км, а залежи нефти и газа в первую фазу генерации формировались на палеосклоне НБА.

В девонско-каменноугольное время произошло расширение НБА на юг, где сформировалась инверсионная структура (район современно Непского свода) с осложняющими элементами третьего и четвёртого порядков.

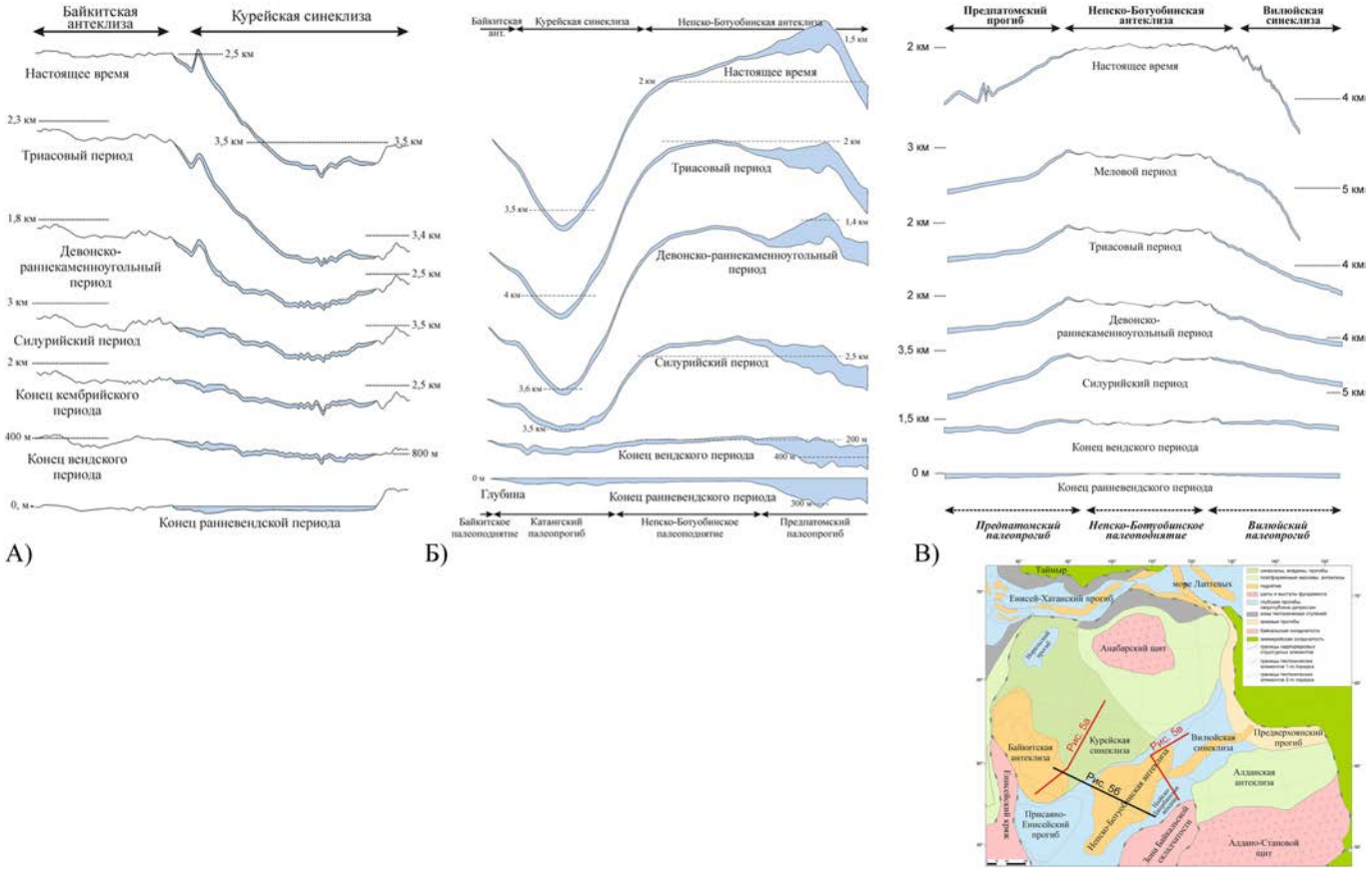


Рис. 5. Принципиальная модель эволюции структурного плана вендского комплекса. А – Курейская синеклиза – склон Байкитской антеклизы; Б – Непско-Ботуобинская антеклиза; В – Вилюйская синеклиза – Мирнинский выступ (НБА) – Предпатомский прогиб.

После изменения структурного плана все залежи, расположенные на палеосклоне НБА, в районе современного Непского свода, стали переформировываться, «размазывая» УВ по всему разрезу и тем самым снижая объёмы подвижной нефти.

Изменения структурного плана продолжились в мезокайнозойское время, когда и сформировался окончательный структурный план, где вендские отложения стали гипсометрически выше на Непском своде. Изменения структурного плана и размеров НБА связано с реактивацией Байкальской складчатой области в среднепалеозойское и кайнозойское время. Косвенным подтверждением многочисленных перестроек залежей нефти являются результаты бурения, свидетельствующие о наличии следов остаточной нефти по всему разрезу, и данных электроразведки, которые определяют границы залежей по наличию зон повышенного и пониженного сопротивления. Зоны повышенного сопротивления в подавляющем большинстве случаев связаны с остаточной битуминозностью и уменьшением пустотного пространства. Пониженные значения, зачастую, приурочены к зонами развития пиритизации, которые в свою очередь свидетельствует о разрушении или переформировании залежи (Сахибгареев, 1989).

Аналогичные изменения происходят и на востоке НБА, где основные структуры приурочены к бортовым частям палеоподнятия НБА (рис. 5 В). Расширение НБА достигает 25–50 км, а смещение ловушек и залежей, сформированных в раннепалеозойское время (первая фаза генерации), составляет 10–20 км. Переформирование залежей подтверждается наличием битумов и высоковязких углеводородов (вендские отложения) вдоль всего склона НБА. Типичным примером таких изменений и неоднозначностей распределения флюида является Среднеботуобинское месторождение.

4. Создание модели месторождения

Среднеботуобинское месторождение в структурном плане является пологой брахиантиклиналью со слабо ундулирующей осью северо-восточного простирания. Размеры структуры 90х30 км, амплитуда 40–50 м. Структура осложнена дизъюнктивными нарушениями. Промышленная газонефтеносность связана с терригенными породами ботуобинского и карбонатными отложениями осинского горизонта (Габриэлянц, 2000; Конторович, 2009). Для примера рассмотрим формирование залежи в вендских отложениях (ботуобинский горизонт).

Ботуобинский горизонт Среднеботуобинского месторождения изучен довольно хорошо и разбурен большим количеством разведочных и эксплуатационных скважин, которые легли в основу построения постоянно-действующей геологической модели (ПДГМ), по которой проводилось бурение новых скважин. Однако при бурении и последующем опробовании скважин, в притоке зачастую получали воду с плёнкой нефти на практически одних и тех же гипсометрических отметках, в то время как по данным ПДГМ и ГИС коллекторский интервал прогнозируется как нефтенасыщенный с большой переходной зоной.

Переходная зона – это зона, примыкающая к водонефтяному контакту, часть объёма нефтеносного пласта

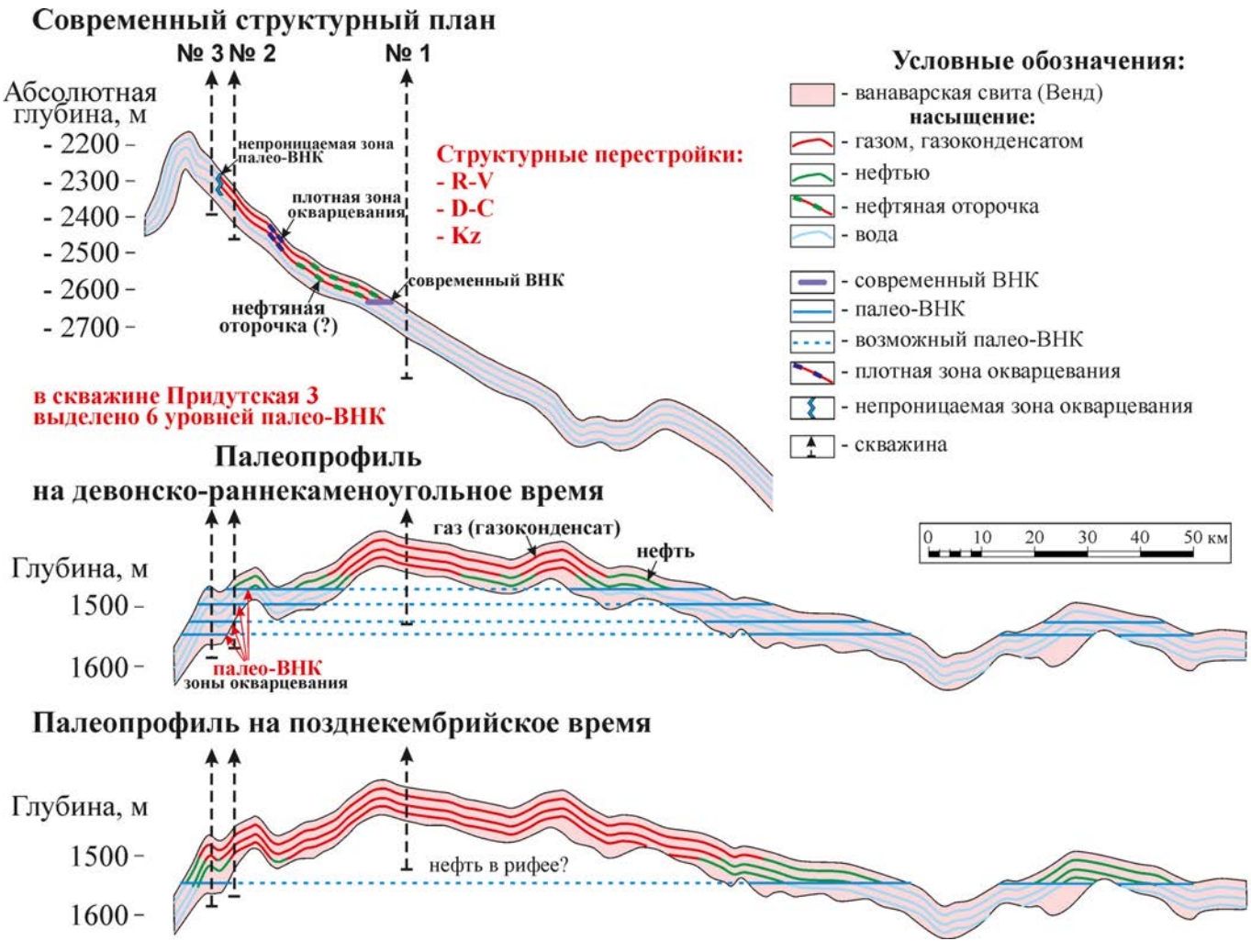


Рис. 6. Принципиальная модель формирования залежей нефти и газа в Курейской синеклизе (Ступакова, 2019, с изменениями)

с водонасыщенностью, изменяющейся снизу вверх от 100% у зеркала воды до остаточной неснижаемой водонасыщенности на верхней границе зоны с чисто нефтяной частью пласта (Егорова, 2023). Месторождения с большими переходными зонами принято называть недонасыщенными. Недонасыщенный коллектор – это породы, которые имеют низкую нефтегазонасыщенность и высокую водонасыщенность, в результате залежь в большинстве случаев представляет собой условную переходную водонефтяную зону.

Для создания модели формирования залежи необходимо построить палеоструктурную карту ботуобинского горизонта на разные этапы геологического развития территории. При отсутствии мезо-кайнозойских или позднепалеозойских отложений в районе исследований необходимо строить карты на самый «молодой» (верхний) горизонт, уверенно прослеживающийся по данным сейсморазведки. На Среднеботуобинском месторождении таким горизонтом является кровля ботомского яруса нижнекембрийской системы (олекминский горизонт). Построив такую карту и сопоставив палеоструктурный план ботуобинского горизонта на олекминское время с современным структурным планом, выявлено, что палеозалежь имела иное строение (рис. 7А). Кроме того, выявлено изменение структурного плана и соответственно перераспределение УВ в новую структуру (рис. 7Б), при этом на месте древней залежи останется недонасыщенный коллектор (рис. 7В), содержащий остаточную нефть (битум).

Формирование залежи делится на три принципиальных стадии: 1) образование палеоструктуры и её заполнение УВ в позднекембрийско-силурийское время; 2) структурная перестройка (девон-каменноугольный период) и переформирование залежи, с перетеканием УВ в наиболее приподнятые структуры и «размазыванием» УВ по площади; 3) вторая фаза генерации УВ из очага нефтегазообразования (Предпатомский прогиб) – приход новой порции преимущественно газа в современную залежь, после чего, Среднеботуобинское месторождение и принимает свой актуальный вид, где толщина газовой шапки составляет 10–20 м, нефтяной оторочки – 3–10 м.

5. Перспективы поиска новых залежей

Перспективы поиска новых месторождений и установление особенностей распределения УВ в залежи достаточно хорошо иллюстрируются предлагаемым подходом и комплексными моделями формирования залежей, которые интегрируют и увязывают между собой данные разного масштаба в единую цепочку. Верификация моделей проводится на месторождениях разной степени изученности (поисково-разведочный этап – Ново-Юдоконское месторождение (Ступакова, 2019), эксплуатационный – Среднеботуобинское),

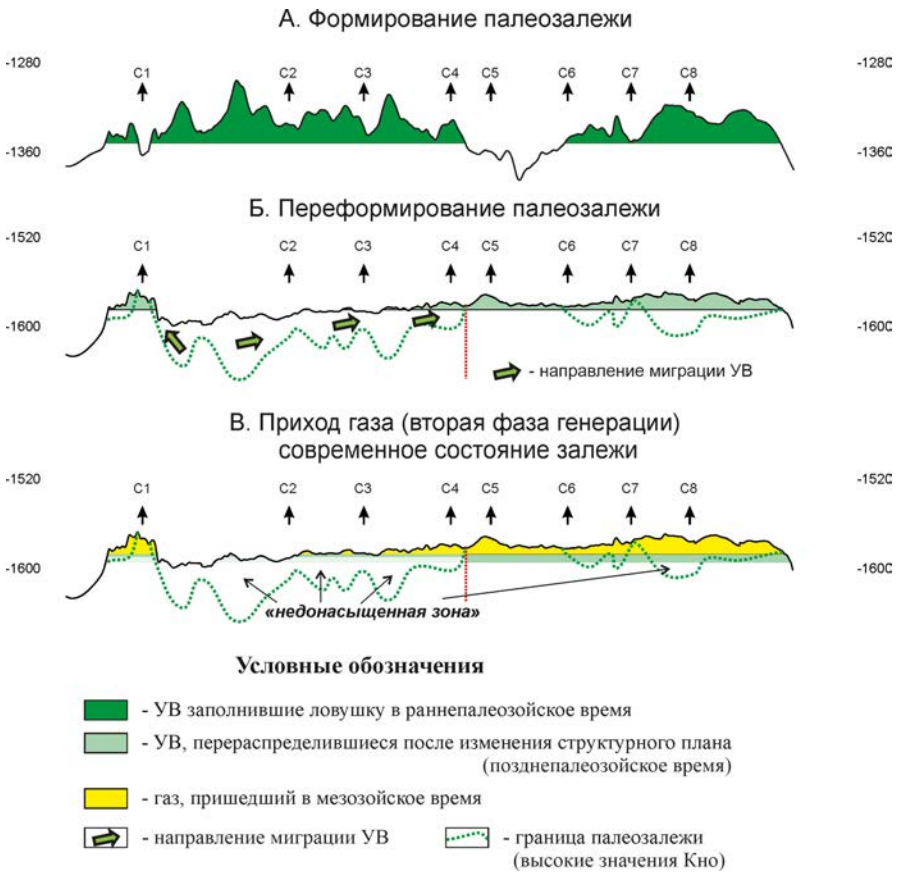


Рис. 7. Принципиальная модель формирования ботуобинской залежи Среднеботуобинского месторождения

полученные прогнозы распределения УВ по площади и разрезу подтверждаются фактическим материалом и проверочными скважинами (метод «выколов»), которые скрываются от исследования на время проведения работ и применяются для оценки адекватности и информативности полученных результатов.

Проверочными данными для оценки качества модели формирования и прогноза распределения углеводородов ботуобинской залежи являются лабораторные исследования керна и ГИС. Так, по модели формирования прогнозируется недонасыщенная зона (район скважин С1-С4) с остаточной нефтью (отсутствие промышленного притока УВ) и тонкой нефтяной оторочкой небольшой мощности. Результаты согласуются с притоками по этим скважинам (вода с фильтратом бурового раствора или плёнкой нефти) и исследованиями нефтенасыщенности герметизированного керна (скважина С3 и С4) прямыми методами (метод Дина-Старк; Петерсилье, 1981). В недонасыщенной зоне (рис. 7В) соотношение нефтенасыщенности (Кн – 40%) по ГИС и остаточной нефтенасыщенности (Кно – 32%) по керну в среднем составляет 8–10%. Кроме того, получен приток воды до 3 м^3/сутки с плёнкой нефти (рис.8). Вышележащие интервалы имеют соотношение Кн/Кно более 55%, дебит нефти до 5 м^3/сутки, но поскольку толщина таких интервалов не превышает 3 метров, то через небольшой промежуток времени (несколько суток) происходит подтягивание воды и прорыв газа (увеличивается газовый фактор в притоке). Таким образом, в переходной зоне можно выделить две подзоны (рис. 8): 1) битуминозную подзону, где Кн сопоставимо с Кно, в притоке будет вода с плёнкой нефти (хотя по ГИС коллектор интерпретируется как нефтенасыщенный); 2) подзону подвижной нефти, где Кн много больше Кно, в притоке будет нефть или нефть с водой при толщине нефтяной оторочки менее 5 м.

Обсуждение и выводы

В статье оценены мощности эрозии для основных тектонических элементов Сибирской платформы. Установленные значения эрозий могут быть дискуссионны. Однако комплексный подход определения эрозий по 2D сейсмогеологическим профилям с учётом косвенных признаков зрелости ОВ в верхней части разреза (пермо-триасовые и юрские угольные пласты), позволяют считать полученные значения корректными и соответствующими основным этапам геологического развития Восточной Сибири.

Построенные 1D модели погружения рифей-вендских НГМТ, основанные на таблице современных мощностей и эрозий, позволяют установить время генерации УВ. Причём неточности определения мощности эрозии в 100–200 м или неоднозначность в определении времени герцинской складчатости (девонская или раннекаменноугольная) и размыва отложений, не оказывают существенного влияния на установление этапов генерации УВ. В результате установлено, что для Байкитской антеклизы (Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления) основными являются рифейские НГМТ, генерирующие УВ как минимум в раннепалеозойское и мезозойское время.

Для Непско-Ботуобинской антеклизы основными являются вендские НГМТ Предпатомского прогиба, генерирующие УВ в две фазы, первая – раннепалеозойская,

Зона		Интрвал, м	Мощность, м	Глубина отбора по ГИС, м	Глубина абсолютная, м	Кно прямой метод	Кн ГИС	Отношение (Кн-Кно), %
Газовая		-1573 – -1582,3	9	1935,00	-1582,30	30	71	58
Переходная (недонасыщенная)	Зона подвижной нефти Кн>>>Кно	-1582,3 – -1585	2,7	1936,25	-1584,25	22	51	57
	Битуминозная зона Кн< или =Кно	-1585 – -1590	5	1936,90	-1584,90	38	40	5
				1937,00	-1585,00	37	41	10
				1937,66	-1585,66	35	40	13
				1938,05	-1586,05	38	39	3
				1938,60	-1586,60	36	38	5
				1938,84	-1586,84	32	38	16
				1939,75	-1587,75	42	42	0
				1940,48	-1588,48	32	36	11
				1940,63	-1588,63	32	36	11
				1941,15	-1589,15	35	40	13
				1941,22	-1589,22	35	40	13
				1942,69	-1590,69	29	30	3

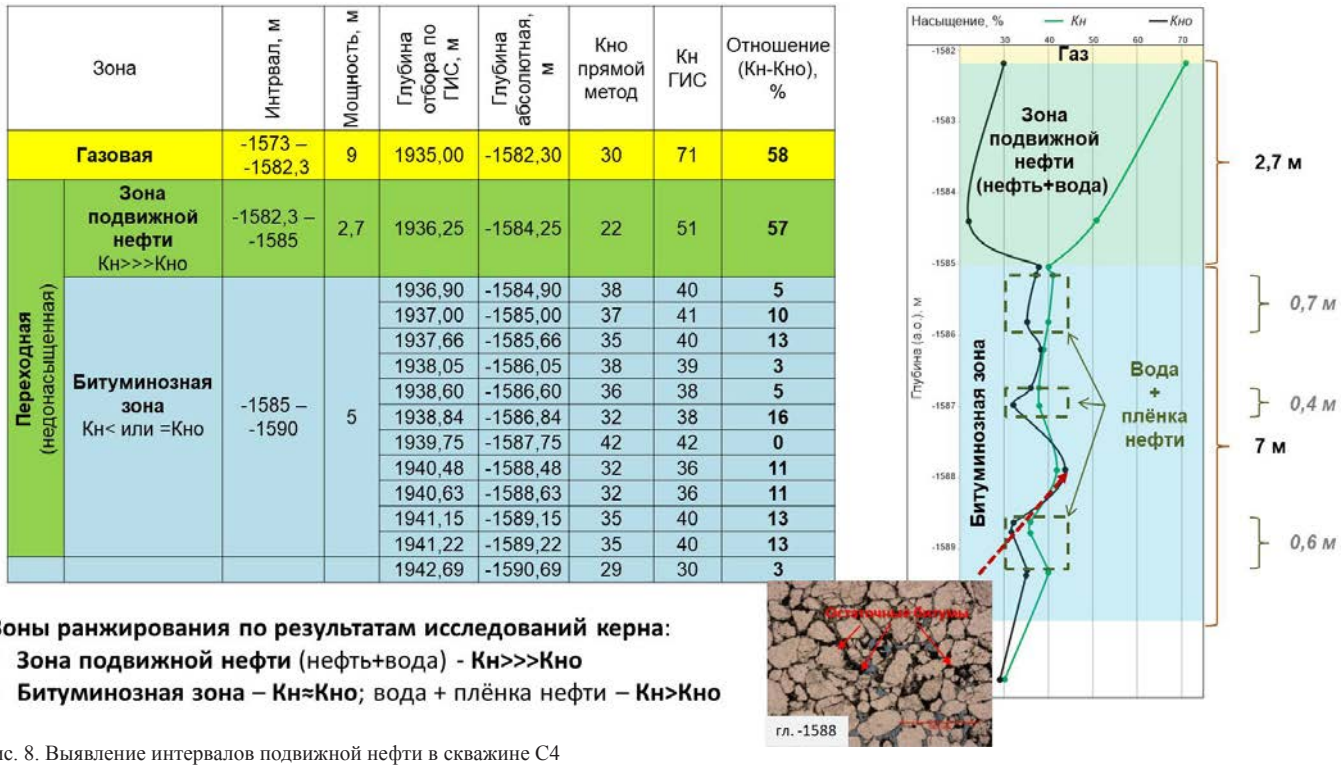


Рис. 8. Выявление интервалов подвижной нефти в скважине С4

вторая – мезозойская (предположительно юрско-меловое время). Установление второй фазы является важным шагом в прогнозе нефтегазоносности, поскольку залежи УВ сформированные в раннепалеозойское время подверглись переформированию за счёт изменения структурного плана в герцинскую фазу складчатости. Непско-Ботуобинская антеклиза за счёт инверсионных процессов увеличилась на 50–100 км со стороны Байкальской складчатой области, а УВ «размазались» по площади. Кроме того, при переформировании месторождений первыми из залежи будут мигрировать (разрушаться) лёгкие УВ, т.е. газ и газоконденсат. В таком случае получалась нестыковка, поскольку на Непском своде и Мирнинском выступе преобладают газоконденсатные залежи с тонкой нефтяной оторочкой, часто не превышающей 10 метров, а порой толщина оторочек всего 2–5 метров. Именно установление второй фазы генерации в мезозойское время позволяет логически обосновать наличие газоконденсатных залежей с тонкой нефтяной оторочкой.

Кроме того, комплексная увязка данных, этапов генерации УВ и изменений структурного плана, позволяет создать модели формирования залежей для разных тектонических элементов и определить наиболее перспективные зоны для разработки уже открытых месторождений нефти и газа в вендских отложениях.

Заключение

Открытие новых месторождений и прогноз распространения продуктивных нефтегазонасыщенных пластов залежи в венд-кембрийских отложениях Восточной Сибири является актуальной задачей для недропользователей. Бурение разведочных и эксплуатационных скважин на основе современного структурного плана оказывается безрезультатным, а залежи нефти и газа зачастую находятся на склоне современной структуры или имеют пятнисто-мозаичное распространение по площади. Поэтому необходимо применять новые подходы прогноза нефтегазоносности, последовательно рассматривая все этапы геологического развития территории и увязывая все имеющиеся данные друг с другом. Важно отметить, что для древних бассейнов нельзя отказываться от данных, не укладывающихся в концепцию, необходимо искать новые связи и закономерности, для встраивания этих «неудобных» данных. Только систематизация совокупности всех геологических данных позволяет определить перспективы нефтегазоносности и особенности строения месторождения, являющиеся ключевыми при разработке продуктивных пластов.

Благодарность

Авторы выражают признательность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы. Искреннюю благодарность авторы выражают редакции научно-технического журнала «Георесурсы» за профессионализм и внимательное отношение к авторским рукописям.

Литература

Абля Э.А. (2002). Состав нефти и динамика развития углеводородных систем. *В сб.: К созданию общей теории нефтегазоносности недр.* Т. 1. Москва: Издательство Московского университета, с. 8–12.

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. (2014). Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. ВНИГНИ, с. 128.

Болдушевская Л.Н., Фадеева С.В., Гончаров И.В., Трушков П.В., Самойленко В.В., Веклич М.А., Красильникова Н.Б., Савчик Д.М., Рудая Г.Ю., Турова А.Б., Николаева Ю.Л. (2024). Нефтематеринские свойства и корреляция: органическое вещество пород – нафтиды ирэмэкэнской толщи верхнего рифея Камовского свода Байкитской антеклизы (Сибирская платформа). *Геология и геофизика*, 65(1), с. 117–132. DOI: 10.15372/GiG2023176

Брод И.О., Еременко Н.А. (1953). Основы геологии нефти и газа. М.: Изд-во Московского университета, 338 с.

Вальчак В.И., Евграфов А.А., Горюнов Н.А., Бабинцев А.Ф. (2011). Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности рифейского комплекса пород юго-западной части Сибирской платформы. *Геология и геофизика*, 5(2), с. 289–298.

Габриэлянц Г.А. (2000). Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Москва: Недра, 587 с.

Егорова А.Д. (2023). Моделирование зон переходного насыщения углеводородами неоднородных коллекторов путем комплексирования петрофизических исследований образцов керна и интерпретации геофизических исследований скважин (на примере карбонатных и терригенных отложений Западно-Сибирской и Тимано-Печорской провинций). *Дисс. канд. тех. наук*, 110 с.

Конторович А.А. (2009). Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть».

Короновский Н.В. (2024). Геология России и сопредельных территорий. Издание 2-е, 230 с.

Краснова Е.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Корзун А.В., Большакова М.А., Суслова А.А. (2024). Использование соотношений стабильных изотопов δ18O, δ13C в задачах нефтяной геологии. *Георесурсы*, 26(3), с. 126–137. DOI: 10.18599/grs.2024.3.14

Никишин А.М. (2021). Геология России и сопредельных территорий. Часть 2. Восточная Сибирь, Дальний Восток, Восточная Арктика, Тетический пояс. 562 с.

Петерсилье В.И., Потапов В.П., Белов Ю.Я. (1981). Способ определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности. Патент SU800832.

Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Суслова А.А., Краснова Е.А., Воронин М.Е., Жиренко Д.О. (2024). Процессы переформирования месторождений углеводородов, влияющие на прогноз нефтегазоносности Сибирской платформы. *Ломоносовские чтения - 2024*. Москва, с. 52–56.

Сахибгареев Р.С. (1989). Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Ленинград: Недра, 260 с.

Сивкова Е.Д., Ступакова А.В., Калмыков А.Г., Сауткин Р.С., Большакова М.А. (2021). Верификация пиролитических данных при оценке потенциала и катагенетической преобразованности протерозойских низкоуглеродистых формаций Восточной Сибири. *Георесурсы*, 23(2), с. 56–66. DOI: 10.18599/grs.2021.2.5

Ступакова А.В., Бакуев О.В., Завьялова А.П., Суслова А.А., Никишин В.А., Коробова Н.И., Волянская В.В., Чупахина В.В., Желанова О.В., Сауткин Р.С., Гилаев Р.М., Агаян А.С., Колесникова Т.О., Большакова М.А., Курдина Н.С., Краснова Е.А. (2024). Палеобассейны. История развития осадочных бассейнов и их нефтегазоносность. ООО «Издательский дом Недра». Москва, 220 с.

Ступакова А.В., Поляков А.А., Сауткин Р.С., Богатырева И.Я., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Волянская В.В., Комиссаров Д.К., Суслова А.А., Осипов С.В., Лакеев В.Г., Мордасова А.В., Лукашев Р.В., Воронин М.Е., Ситар К.А. (2023). Способ проведения геологоразведочных работ по выявлению новых месторождений нефти и газа и определения их границ в древних нефтегазоносных бассейнах. Патент RU 2811963.

Ступакова А.В. (2025). Методы поисков месторождений нефти и газа. 320 с.

Ступакова А.В., Хведчук И.И., Сауткин Р.С., Коробова Н.И., Сивкова Е.Д. (2019). Переформирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах (на примере залежей восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы). *Георесурсы*, 21(2), с. 31–41. DOI: 10.18599/grs.2019.2.31-41

Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Крылов О.В., Ахманов Г.Г., Жукова Е.В. (2014). Север Восточной Сибири: Геология, нефтегазоносность, обстановки седиментации вендско-кембрийских формаций. Москва: ООО Геоинформмарк, 192 с.

Сведения об авторах

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, Ленинские горы, 1

e-mail: r.sautkin@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, Ленинские горы, 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, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Михаил Евгеньевич Воронин – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Дарья Олеговна Смирнова – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 05.02.2025;
Принята к публикации 26.04.2025;
Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Formation of Oil and Gas Fields in Ancient Petroleum Basins (Eastern Siberia)

R.S. Sautkin[1], A.V. Stoupakova[1], E.A. Krasnova[1,2], A.A. Suslova[1], M.E. Voronin[1], D.O. Smirnova[1], A.V. Mordasova[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: Roman S. Sautkin, e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru*

Abstract. The work is aimed at searching for new fields and forecasting the distribution of productive oil and gas-saturated formations in the Vendian-Cambrian deposits of Eastern Siberia. Since the anticlinal theory of hydrocarbon exploration has exhausted its potential in ancient petroleum basins, it is necessary to look for new approaches to forecasting oil and gas potential and mechanisms of fields. The authors used the classical approach of basin analysis developed by the founders of the Petroleum Geology Department of the Lomonosov Moscow State University, using modern research methods. For the main tectonic elements of the south of the Siberian platform, the thickness of eroded deposits was determined, one-dimensional (1D) geological models were constructed that determine the operating time of hydrocarbon systems, and an analysis of changes in the structural plan at all stages of geological development of the territory was performed. The obtained results are linked to each other to establish the time of formation of hydrocarbon deposits and the stages of their reformation and destruction due to changes in the structural plan. The second phase of generation of Proterozoic oil and gas source strata in the Mesozoic era is shown. Conclusions are made about the expansion of the Nepa-Botuobinskaya anteclise by 50–100 km due to the inversion of the structural plan in the southeastern part, from the side of the Baikal folded region. Models of the formation of deposits for the Kurey syneclise and the Nepa-Botuobinskaya anteclise are created, the most promising areas for the development of the Srednebotuobinskoye field are identified and a new approach to searching for deposits in the south of the Siberian platform is proposed.

Keywords: erosion, centers of generation, structural rearrangements, paleodeposit

Acknowledgements

The authors express their gratitude to the reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work. The authors express their sincere gratitude to the editors of the scientific and technical journal "Georesursy" for their professionalism and attentive attitude to the authors' manuscript.

Recommended citation: Sautkin R.S., Stoupakova A.V., Krasnova E.A., Suslova A.A., Voronin M.E., Smirnova D.O., Mordasova A.V. (2025). Formation of Oil and Gas Fields in Ancient Petroleum Basins (Eastern Siberia). *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 161–173. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.13

References

Ablya E.A. (2002). Oil composition and dynamics of hydrocarbon systems development. *Towards the creation of a general theory of oil and gas potential of the subsoil*. V. 1. Moscow: Moscow University, pp. 8–12. (In Russ.)

Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. (2014). Oil source formations, oils and gases of the Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian platform. VNIGNI. (In Russ.)

Boldushevskaya L.N., Fadeeva S.V., Goncharov I.V., Trushkov P.V., Samoylenko V.V., Veklich M.A., Krasilnikova N.B., Savchik D.M., Rudaya G.Yu., Turova A.B., Nikolaeva Yu.L. (2024). Petroleum Potential and Organic-Matter–Oil Correlation in the Rocks of the Upper Riphean Iremeken Formation in the Kamo Arch of the Baikit Anteclise (Siberian Platform). *Russ. Geol. Geophys.*, 65(1), pp. 98–110. https://doi.org/10.2113/RGG20234656

Brod I.O., Eremenko N.A. (1953). Fundamentals of oil and gas geology. Moscow: Moscow University, 338 p. (In Russ.)

Egorova A.D. Modeling of zones of transitional saturation with hydrocarbons in heterogeneous reservoirs by combining petrophysical studies of core samples and interpretation of geophysical studies of wells (using carbonate and terrigenous sediments of the West Siberian and Timan-Pechora provinces as an example). Cand. Engin. Sci. Diss. 110 p. (In Russ.)

Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Bakai E.A., Krylov O.V., Akhmanov G.G., Zhukova E.V. (2014). North of Eastern Siberia: Geology, oil and gas potential, sedimentation settings of Vendian-Cambrian formations. Moscow: Geoinformmark, 192 p. (In Russ.)

Gabriyelyants G.A. (2000). Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields. Moscow: Nedra, 587 p. (In Russ.)

Kontorovich A.A. (2009). Calculation of oil, gas and condensate reserves of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field. RN-KrasnoyarskNIPIneft. (In Russ.)

Koronovsky N.V. (2024). Geology of Russia and adjacent territories. 2nd edition. 230 p. (In Russ.)

Krasnova E.A., Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Korzun A.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A. (2024). Stable Isotope Ratios δ18O, δ13C in Petroleum Geology Application. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 126–137. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.14

Nikishin A.M. (2021). Geology of Russia and adjacent territories. Part 2. Eastern Siberia, Far East, Eastern Arctic, Tethyan Belt., 562 pp. (In Russ.)

Petersilye V.I., Potapov V.P., Belov Yu.Ya. (1981). Method for determining the coefficient of residual oil saturation. Patent SU800832. (In Russ.)

Sakhibgareev R.S. (1989). Secondary changes in reservoirs during the formation and destruction of oil deposits. Leningrad: Nedra, 260 p. (In Russ.)

Sautkin R.S., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Krasnova E.A., Voronin M.E., Zhirenko D.O. (2024). Processes of hydrocarbon deposits transformation affecting the forecast of oil and gas potential of the Siberian platform. *Lomonosov readings - 2024*. Moscow, pp. 52–56. (In Russ.)

Sivkova E.D., Stoupakova A.V., Kalmykov A.G., Sautkin R.S., Bolshakova M.A. (2021). Pyrolytic data verification in potential assessment and catagenetic transformation of the Proterozoic low-carbon formations of eastern Siberia. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 56–66. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.5

Stoupakova A.V. (2025). Methods for prospecting for oil and gas deposits. 320 p. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Bakuev O.V., Zavyalova A.P., Suslova A.A., Nikishin V.A., Korobova N.I., Volyanskaya V.V., Chupakhina V.V., Zhelanova O.V., Sautkin R.S., Gilaev R.M., Agayan A.S., Kolesnikova T.O., Bolshakova M.A., Kurdina N.S., Krasnova E.A. (2024). Paleobasins. History of the

development of sedimentary basins and their oil and gas potential. Moscow: Nedra, 220 p. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Khvedchuk I.I., Sautkin R.S., Korobova N.I., Sivkova E.D. (2019). Reforming of deposits in ancient oil and gas basins (on the example of deposits of the Baikit anteclise eastern slope of the Siberian Platform). *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 31–41. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.31-41

Stoupakova A.V., Polyakov A.A., Sautkin R.S., Bogatyreva I.Ya., Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E., Volyanskaya V.V., Komissarov D.K., Suslova A.A., Osipov S.V., Lakeev V.G., Mordasova A.V., Lukashev R.V., Voronin M.E., Sitar K.A. (2023). Method for conducting geological exploration to identify new oil and gas deposits and determine their boundaries in ancient oil and gas basins. Patent RU 2811963. (In Russ.)

Valchak V.I., Evgrafov A.A., Goryunov N.A., Babintsev A.F. (2011). Geology and petroleum potential of Riphean reservoirs in the southwestern Siberian craton. *Russian Geology and geophysics*, 52(2), pp. 289–298. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2010.12.018

About the Authors

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elizaveta A. Krasnova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, 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

Daria O. Smirnova – Postgraduate Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 5 February 2025;
Accepted 26 April 2025; Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.14 УДК 552.574 (47)

Мацеральный состав углей каменноугольных месторождений Восточно-Европейской платформы

Н.В. Пронина[1], И.Е. Стукалова[2], Е.В. Савельева[1], С.Г. Панышев[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

[2]*Геологический институт РАН, Москва, Россия*

Нижне-среднекаменноугольные отложения Европейской части России во многих районах угленосны, поэтому их изучение и эксплуатация начались еще в XIX в. Хорошо известны такие бассейны, как Донецкий, Подмосковный, Камский, Кизеловский, а также Львовско-Волынский, расположенный на Украине. Настоящая работа была нацелена на пересмотр мацерального состава с учетом современной терминологии Международного Комитета по углепетрографии и органической петрологии, а также выделение палеогеографических областей, в которых происходило углеобразование рассматриваемых бассейнов. Исследован мацеральный состав углей всех перечисленных бассейнов, а также нескольких углепроявлений в пределах Восточно-Европейской платформы (ВЕП), угли которых находятся в коллекциях МГУ и ГИН РАН. Впервые проведена систематизация мацерального состава углей на основе современной международной терминологии. Выделены две фациальные области по углепетрографическим данным, которые согласуются с более ранними палеофациальными построениями и детальным литологическим анализом. Первая область, представленная преимущественно комплексом аллювиальных и озерных фаций (Подмосковный, Камский бассейны), имеет широкое распространение во внутриплатформенной части ВЕП, а в периферийной части (Кизеловский бассейн) наблюдаются дельтовые фации. Для этой области характерны угли с очень пестрым мацеральным составом, часто встречаются микстогумолиты, а среди липтинитовой группы нередки альгиниты – представители сапропелевого органического вещества. Второй зоной, выделенной по углепетрографическим данным, является южная и западная окраины ВЕП, где угленосность представлена в более широком стратиграфическом интервале и связана с прибрежно-морскими условиями. Основными углеобразующими компонентами углей этих бассейнов являются мацералы группы витринита, на долю которых приходится не менее 80%. Альгиниты также встречаются в составе углей донецкой и львовско-волынских областей. Общей особенностью углей обеих зон по праву считается обилие макроспоринитов и других липтинитов, образовавшихся из древнейших высших растений.

Ключевые слова: угольные бассейны, Восточно-Европейская платформа, каменноугольные отложения, мацеральный состав

Для цитирования: Пронина Н.В., Стукалова И.Е., Савельева Е.В., Панышев С.Г. (2025). Мацеральный состав углей каменноугольных месторождений Восточно-Европейской платформы. *Георесурсы,* 27(2), с. 174–185. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.14

Вступление

Гумусовые угли, являющиеся объектом промышленного использования, распространены на Земле очень широко. На всех континентах, включая Антарктиду, есть угленосные толщи разного возраста. Самыми древними из них являются каменноугольные, именно они очень интенсивно разрабатываются в Европе, начиная с XVIII–XIX вв. и по настоящее время.

Будет несправедливо не отметить более древние углепроявления девонского возраста. Они известны на севере Европейской части России в Тимано-Печорском бассейне, в Барзасском месторождении Кузбасса, на о. Медвежьем, а также в ряде районов Северной Америки и Китая. Девонские угли, сформировавшиеся из первых видов наземных растений по своему мацеральному составу немного отличались от типичных гумусовых углей карбона и всех последующих периодов. Так, в исходных растениях девона еще не было полноценной древесной ткани и смол, зато некоторые покровные ткани – кутикулы, защищавшие растения от воздействия внешних факторов, оказались устойчивы к последующим биохимическим и геохимическим преобразованиям. «Барзасская рогожка» представляет собой листоватый, расслаивающийся

* Ответственный автор: Наталия Владимировна Пронина
e-mail: nvproncl@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

на тонкие пластины уголь, который сложен практически одним кутинитом.

Подмосковный, Донецкий, а также Кизеловский бассейны составляли в XIX–XX вв. основу экономики России и Советского Союза, но, когда на смену углю стали приходить нефть и газ, роль угольных бассейнов стала уменьшаться, а некоторые были полностью законсервированы. В годы активной эксплуатации угля разведка на месторождениях велась, появлялись многочисленные научные публикации. Однако начиная с 80-х годов прошлого века новая информация об угленосности каменноугольных отложений практически пропала. А сведения по петрографическому составу углей отдельных месторождений можно было встретить лишь в диссертациях или научных тематических отчетах. Никаких обобщений по составу углей того или иного возраста на территории их распространения не было опубликовано в России уже более 30 лет.

Целью исследования стало обобщение всех сведениий об угленосности и мацеральном составе углей карбона в Европейской части России и прилегающих территорий. Поэтому в задачи авторов входил анализ любой информации о мацеральном составе углей и представление ее в современной терминологии.

Рассматриваемые бассейны приурочены к крупному тектоническому элементу – Восточно-Европейской платформе (ВЕП). А вся область распространения каменноугольных отложений, включающих угленосные формации, простирается широко в Европе и Северной Америке, составляя единую угленосную провинцию.

Под угленосной провинцией понимается объединение одновозрастных угольных бассейнов, чье формирование связано с тем или иным этапом тектоногенеза. Тип угольного бассейна зависит от тектонического положения территории во время накопления угленосных отложений. В провинции могут находиться разные типы угольных бассейнов – платформенные, переходные и подвижных областей.

История изучения углей ВЕП

За долгие годы работы углепетрографических лабораторий геологического факультета МГУ и Геологического института РАН была сформирована хорошая коллекция из образцов углей каменноугольного возраста из разных регионов Европейской части России. Все авторские углепетрографические исследования проводились в Московском государственном университете на микроспектрофотометре CRAIC 508 на базе Axioscope 5 в проходящем или отраженном простом и УФ свете с использованием масляной иммерсии.

Дополнив авторские наработки материалами, опубликованными ранее (табл. 1), авторы предлагают обобщение о мацеральном составе самых древних углей, представляющих не только практическую ценность, но научный интерес.

Первые сведения о петрографическом составе углей в Европейской части России появились в 19 в. А уже в 1885 г. А.А. Иностранцев и Ф.М. Женжурист спорили о роли водорослей в составе углей Московского бассейна.

В 90-е годы 19 в. Рено привел подробное описание 20-сантиметрового слоя угля из Товаркова (Калужская обл.), который сложен гумусовым веществом с кутикулами ботродендрона. Автор отметил даже следы деятельности бактерий на кутикулах, которые выделил при мацерации. Именно Рено по образцам, присланным ему А.П. Карпинским и Ф.Н. Чернышевым, назвал подмосковные угли «русскими богхедами», определив в их составе остатки *Pila* Karpinskyi, *Cladiscothollus* Keppeni и реже *Subtetrapedia (?)*. Эти водоросли характерны для пресноводных водоемов. К кеннелям были отнесены угли, в которых наряду с водорослями в изобилии присутствовали макро- и микроспоры.

Дальнейшее изучение угленосных отложений связано с именами М.Д. Залесского, Г.Ф. Мирчинка, М.С. Швецова, К.И. Лисицына, А.П. Иванова и Ю.А. Жемчужникова, В.С. Яблокова. В работах этих исследователей условия образования угленосных отложений описаны как очень пестрые, фациально-замещающие друг

Бассейн, месторождение, углепроявление	**Источник**	**Вид исследований**
Подмосковный бассейн (б.)	Яблоков В.С. (1967) Наумова С.Н. (1940) Шульга В.Ф. (1962) Масленников В.П. (1981) *Авторская коллекция*	Геология Углепетрография Литология Геология *Углепетрография*
Восточная часть платформы (Камский б. и прилегающие территории)	Блудоров А.П. (1964) Калмыков Г.С. (1960) Хасанов Р.Р. (2001) *Авторская коллекция*	Геология Геология Углепетрография *Углепетрография*
Донецкий б.	Яблоков В.С. (1967) Боголюбова Л.И. (1980) Шульга В.Ф. (1973-1981) Узиюк В.И. (1985) *Авторская коллекция*	Геология Углепетрография Литология Углепетрография *Углепетрография*
Львовско-Волынский	Шульга В.Ф. (1992, 2007) *Авторская коллекция*	Литология *Углепетрография*
Углепроявления в Саратовской обл., Белоруссии и др.	*Авторская коллекция*	*Углепетрография*

Табл. 1. Перечень опубликованной литературы по угленосности Восточно-Европейской платформы

друга заболоченные низины, морские и озерные участки, дельты рек и внезапных потоков, собственно озера, прибрежные дюны и др.

Распространение угленосных отложений нашло отражение в палеогеографических атласах, составленных под редакцией В.В. Горского (Атлас, 1962) и А.П. Виноградова (Атлас, 1968). Карты на визейское время из этих Атласов и были использованы авторами в данной работе.

Что касается изучения углепетрографического состава углей Европейских месторождений и бассейнов, то он начал изучаться только в 20 в.

Послевоенные 60-е гг. XX в. отмечены очень активным изучением основных угольных бассейнов СССР (Донбасс, Кузбасс, Караганда, Печорский Подмосковный, Кизеловский, Минусинский, Тунгусский, Львовско-Волынский и меньшие по запасам месторождения Восточного Урала, Средней Азии и др.). В бассейнах велась разведка, сопровождавшаяся обязательным изучением петрографического состава углей. Как результат были изданы Атласы углей по всем угольным бассейнам СССР для XVII Международного геологического конгресса (1937), для Донецкого (1955), Кузнецкого (1966), Карагандинского (1976) бассейнов, месторождений Кавказа (1961), а позже и других.

В этот период сложилось 2 школы углепетрографии. Первая возникла естественно во ВСЕГЕИ, который преобразовался из самой первой геологической организации царской России – ГЕОЛКОМа, утвержденного еще в 1882 г. Александром III. Вторая связана с Академией Наук.

М.Д. Залесский (ГЕОЛКОМ), который более известен как палеоботаник, в 20–30 гг. XX в. очень много занимался изучением каменноугольных угленосных отложений Подмосковного бассейна. Но если другие исследователи, например М.М. Пригоровский, большее внимание уделяли чисто геологическим вопросам (мощность пластов, их строение, корреляция и т.д.), то М.Д. Залесский одним из первых начал классифицировать угли в зависимости от их исходного материала (им были выделены гумусовые угли и богхеды, как сапропелевые угли; а кеннели, как содержащие споровый материал наряду с водорослями) и фациальных обстановок его накопления. Таким образом, генетическое направление в отечественной угольной геологии и углепетрографии появилось в самом начале и продолжает оставаться определяющим до настоящего времени. Позднее во ВСЕГЕИ образовалась большая группа углепетрографов, которая активно работала во всех угольных бассейнах страны, создала детальную углепетрографическую классификацию и заложила основы стадиальных преобразований углей. Самыми известными углепетрографами ВСЕГЕИ были И.Э. Вальц, Л.И. Сарбеева, Л.А. Богданова, М.В. Богданова, И.Б. Волкова, Н.М. Крылова, А.В. Лапо и др.. Объединяющей монографией этого коллектива можно считать «Петрологический атлас ископаемого органического вещества России» (2006).

В Академии Наук СССР, а затем и России П.П. Тимофеев совместно с Л.И. Боголюбовой занимались изучением петрографического состава углей Донбасса, Иркутского бассейна и других месторождений. Их исследования изначально велись параллельно с литологическими по вмещающим минеральным породам и появившаяся углепетрографическая классификация предполагала влияние фациальной обстановки на мацеральный состав углей. Терминология П.П. Тимофеева и Л.И. Боголюбовой несколько отличалась от той, что была предложена во ВСЕГЕИ, но за ней стояло серьезное, обоснованное толкование формирования разных по структуре мацералов, а также намечалась связь состава углей со строением угольных пластов и тектоническим режимом области торфонакопления.

Интересно, что объединял оба направления Юрий Апполонович Жемчужников, работавший во ВСЕГЕИ и избранный членом-корреспондентом АН СССР. Именно он является автором самой полной российской монографии, посвященной геологии угля, переиздававшейся не менее 5 раз – «Введение в петрографию угля» (1932, 1935), «Общая геология каустобиолитов» (1935, 1948, 1953).

У авторов не было цели излагать историю углепетрографических исследований в России и этот небольшой экскурс был сделан только для того, чтобы рассказать об основных этапах изучения самых древних промышленных углей мира, распространенных в пределах Восточно-Европейской платформы на территории России. Примечательно, что углепетрографы обеих школ принимали в этом участие.

Распространение угленосных отложений

Стратиграфическое положение угленосных отложений, которые будут описаны ниже, показано на рис. 1.

Подмосковный бассейн

Подмосковный бассейн в 30-е годы XX в. изучался очень интенсивно и разносторонне. Наибольший вклад в углепетрографичесские исследования был сделан С.П. Наумовой (ВИМС), предложившей детальную классификацию углей. Классификация С.Н. Наумовой и Ю.А. Жемчужникова делила все угли на сапропелиты, гумолиты и липтобиолиты. Дальнейшее деление основывалось на макроскопических признаках и составе липтинитовых мацералов (главным образом, соотношением водорослей и/или спор). Причинами, обусловливающими разный петрографический состав, совершенно правильно назывались условия осадконакопления. Оригинальная классификация С.Н. Наумовой не получила поддержки из-за сложной терминологии, однако предложенный ею подход, основанный на макроскопических признаках, но дополняемый микроскопическими данными о мацеральном составе используется и в настоящее время.

Уже в 30-е гг. прошлого века были опубликованы результаты многих химико-технологических исследований углей и вмещающих пород Подмосковного бассейна. В то время было установлено, что многие угли бассейна («богхеды и кеннели») могут служить сырьем для химической переработки, возможно использование углей в качестве удобрений, а оксиды алюминия, содержащиеся в золе углей, по содержанию не уступают бокситам. Таким образом, комплексное использование углей и вмещающих их пород служило хорошей мотивацией широкого изучения Подмосковного бассейна. Однако активная фаза изучения угленосности региона была прервана войной,

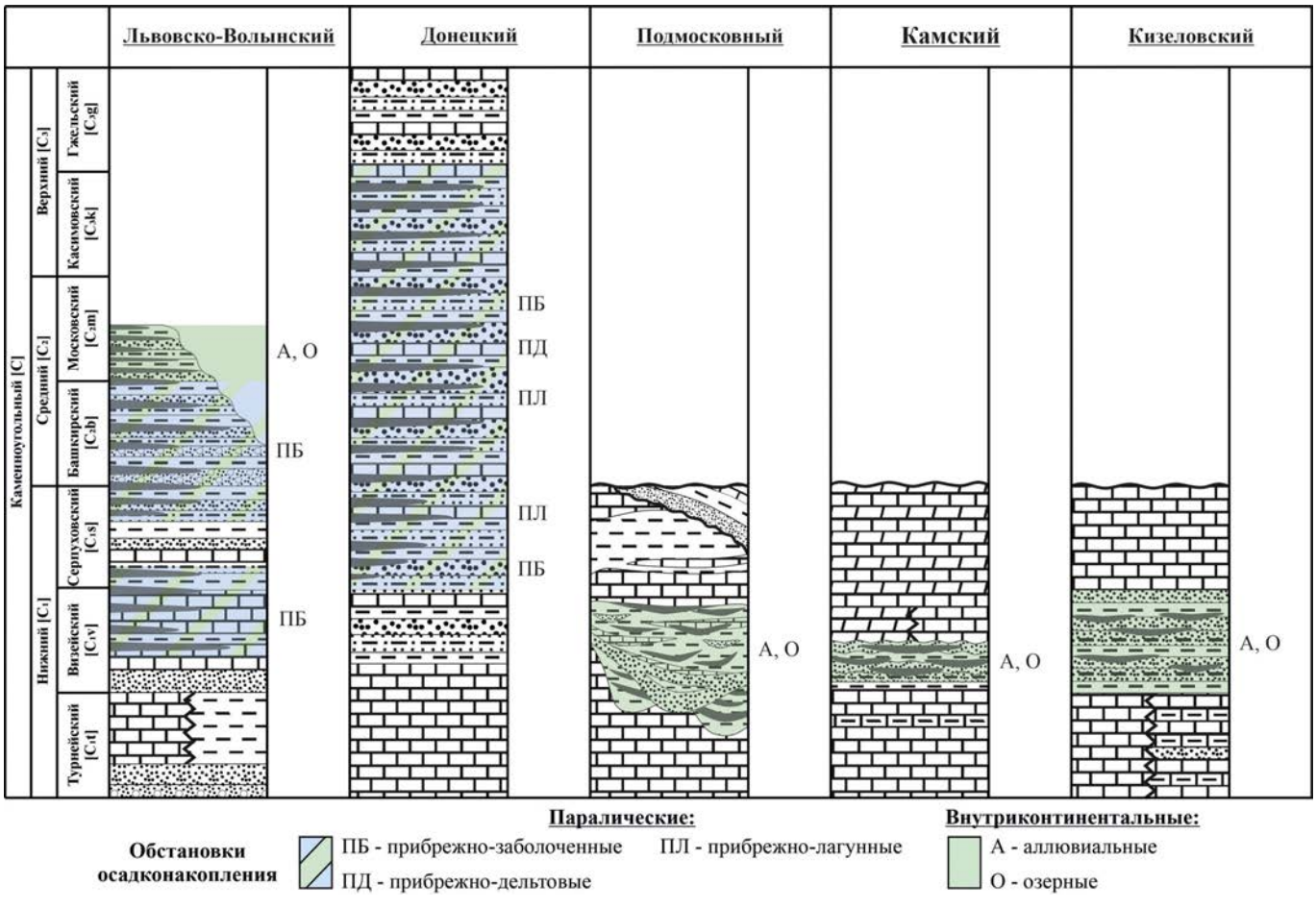


Рис. 1. Стратиграфическое положение угленосных отложений Восточно-Европейской платформы по материалам (Угольная база России, 2000; Швецов, Яблоков, 1937; Шульга, 1981, 2007; Alekseev et al., 2022). 1 – аргиллиты, 2 – алевролиты,3 – песчаники, 4 – конгломераты, 5 – глинистые известняки, 6 – известняки, 7 – доломиты, 8 – уголь.

а позже широким замещением угля нефтью и газом в энергетике страны.

Угленосность Подмосковного бассейна связана с девонскими, каменноугольными и юрскими отложениями. Однако промышленно значимыми (с мощностью более 1,3 м) выступают только нижнекаменноугольные бурые угли турнейского и визейского ярусов. Угленосная формация содержит до 25 угольных пластов. Средняя рабочая мощность пластов по бассейну – 1,6–1,9 м. Наиболее значима промышленная угленосность визейского яруса. Угли визейского яруса имеют мощность от 0,1 до 6–7 м (максимум 11–14 м). Тогда как турнейские угли маломощны (мощность угольного слоя от 0,1–1 м) и их промышленное значение низко. Строение пластов сложное и очень сложное, мощность относительно выдержанная и невыдержанная. В основном угли залегают в виде линз (Угольная база России, 2000).

В мацеральном составе углей отмечаются следующие соотношения: витринит – инертинит – липтинит (Vt : I : L) = 63 : 27 : 10.

Донецкий бассейн

Донецкий бассейн, расположенный на юге ВЕП, уникален во многих аспектах. Его геологическое строение отличается от всех одновозрастных ему бассейнов в силу того, что он образовался в огромном авлакогене, расколовшем тело древней платформы и заполненном угленосными терригенными и карбонатными отложениями большой мощности за относительно короткое время. Только формаций (!) в пределах этой тектонической структуры насчитывается не менее 3. Как следствие, закономерностей в изменении строения угленосной толщи внутри ДБ установлено много, по площади изменяются (Угольная база России, 2000):

– мощность всей угленосной толщи,

– количество угольных пластов,

– мощность самих угольных пластов,

– состав вмещающих пород (отражающий фациальную принадлежность),

– метаморфизм углей (отражает глубину погружения).

Это главные черты, по которым проводится типизация угольных бассейнов и месторождений, но могут быть отмечены и другие особенности геологического строения, которые позволяют подчеркнуть уникальность Донецкого бассейна. Недаром многие бассейны сравнивают с Донбассом, используя при этом приставку «мини», например, Аппалачский и Узгенский бассейны не раз назывались мини-Донбассом.

Донецкий бассейн можно считать политипным бассейном. Основная, центральная часть его имеет складчатое строение, характеризующееся линейной складчатостью и широким развитием дизъюнктивных нарушений. Северный Донбасс представляет собой южный склон Воронежской антеклизы с моноклинальным залеганием,

Западный Донбасс – северо-восточный склон Украинского щита. В Северном и Западном Донбассе мощность угленосной толщи не превышает 5 км (а во многих местах составляет 1–2 км), отсутствуют отложения девона.

На северо-западе складчатый Донбасс граничит с Днепрово-Донецкой впадиной по условной границе, приуроченной к погружению угленосной толщи на глубины превышающие 1,8 км, где промышленное освоение углей нецелесообразно. На востоке происходит выклинивание угольных пластов, замещение угленосных отложений породами флишевой формации.

В самых погруженных частях бассейна (восточная, юго-восточная) общая мощность каменноугольных отложений оценивается в 10–12 тыс. м, при этом накопились они в относительно короткий временной интервал. Это значит, что в момент накопления верхнекаменноугольных отложений, нижнекаменноугольные уже находились на глубине нескольких километров, где температура могла превышать 200 °С. Метаморфизм углей, установленный в Донбассе хорошо изучен и одна из первых классификаций углей называется «Донецкой классификацией». Именно в ней зафиксировано стадийное преобразование качества углей (по показателям C^{daf}, % , V^{daf}, % и $Q_{max,}$ ккал.кг) и использованы названия «марок»: от Д (длиннопламенных) – самой первой стадии каменных углей, до А (антрацитов) – завершающей стадии существования углей, как самостоятельного типа органической породы.

Благодаря тому, что в одном непрерывном разрезе могут быть исследованы последовательные переходы углей из одного состояния в другое в зависимости от попадания в новые термобарические условия. Донбасс считается эталонным природным объектом, где процесс метаморфизма углей изучается с большой достоверностью и наглядностью. Однако аспект вторичных преобразований не входит в тему данной статьи.

Не менее интересным является и палеогеографическое положение зоны торфонакопления на территории Донецкого бассейна. Зона погружения авлакогена располагалась между такими крупными положительными структурами как Украинский кристаллический щит (УКЩ) и Воронежская антеклиза (ВА). Осадконакопление проходило на границе суша-море. С континентальной частью связаны терригенные и, собственно, угольные отложения, а с морской – карбонатные. Не часто в разрезе угленосной толщи одновременно присутствуют угли и известняки, а в данном бассейне на очень ритмичном чередовании столь разных пород выстроена корреляция десятков пластов в многокилометровой осадочной толще с синонимикой каждого угольного и известнякового пласта.

Любые фациальные и иные исследования получили, таким образом, очень четкую привязку, а установление закономерностей изменения того или иного свойства по обширной площади распространения угленосных отложений приобрело высокую степень достоверности.

Донецкий бассейн делится на Западный и Восточный. Геологическое строение восточной и западной частей бассейна различно.

Западный Донбасс полностью лежит в зоне авлакогена, но каменноугольные отложения распространены более широко и налегают на кристаллические породы бортовых частей – Украинского щита (УЩ) и Воронежской антеклизы. Все осадконакопление контролировалось сносом материала с примыкающих платформенных областей (главным образом, с УЩ) и было основной областью торфонакопления в Донбассе в раннекаменноугольной время.

В разные годы изучением ДБ занимались многие ученые. В последние годы особого внимания заслуживают работы В.Ф. Шульги, который большую часть своей жизни работал в Москве. Он начинал научную карьеру с изучения Подмосковного бассейна, а потом переориентировался на Донбасс и Львовско-Волынский бассейны. Именно В.Ф. Шульга систематизировал всю геологическую информацию по этим бассейнам, а его личные детальнейшие литолого-фациальные построения придали обобщенный вид палеогеографической картине каменноугольного периода юго-западной периферии ВЕП.

Для Западного Донбасса В.Ф. Шульга выделяет две угленосные формации. Первая нижнекаменноугольная, вторая средне-верхнекаменноугольная. Формации отличаются фациальным составом, условиями осадко- и торфонакопления, угленосностью и другими особенностями геологического строения, которые явились следствием разных тектонических этапов развития территории. Первая формировалась в период начального пульсирующего погружения, вторая во время последующего развития.

Основная промышленная угленосность связана с нижнекаменноугольная формацией, которая наиболее хорошо изучена.

Нижнекаменноугольная формация подразделяется на три субформации (Шульга, 1981) с разной угленосностью. Самой угленасыщенной является средняя. На разрезе (рис. 2) показан схематичный разрез западной части

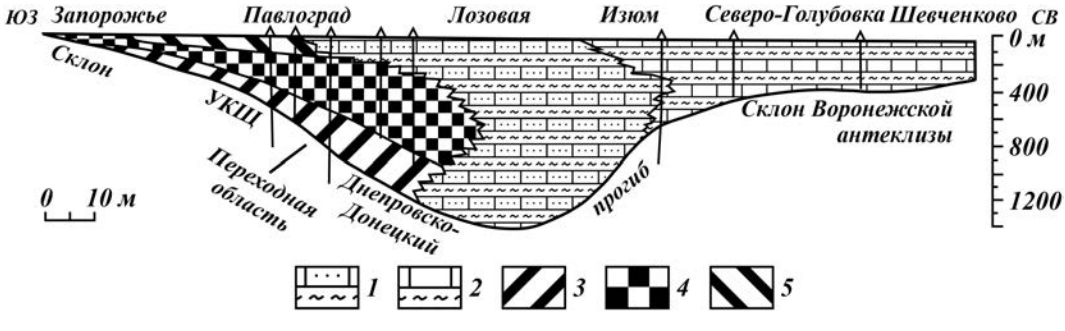


Рис. 2. Формационный профиль по направлению Запорожье – Шевченково. 1–2 – неугленосные формации: 1 – обломочная (глинисто-алевритовая) морская, 2 – карбонатно-обломочная (известняково-глинистая) морская; 3–5 – подформации угленосной формации: 3 – нижняя слабоугленосная, 4 – средняя высокоугленосная, 5 – верхняя слабоугленосная (Шульга, 1981).

бассейна (в пределах Украины), где хорошо видно ассиметричное строение формации. Максимальная мощность формации (до 520–560 м) приурочена к погруженной части Днепрово-Донецкой впадины (но не в депоцентре). В восточной части формация увеличивает мощность и получает более широкое площадное распространение в северном направлении.

В западной части формация содержит от 10–16 до 27–32 угольных пластов, среди которых рабочими являются от 2 до 8 пластов в разных районах.

Во время формирования нижней и верхней слабоугленосных субформаций морское влияние на территории было более ощутимым. Средняя высокоугленосная часть формации формировалась в лагунно-болотных обстановках. Детальное изучение морфологии угольных пластов, включающее анализ направлений и интенсивности выклинивания угольных пластов, положений точек расщепления, наличия остатков корневой системы и множества других признаков позволяет очень точно трассировать конфигурацию береговой линии и распределения участков с разным гидродинамическим режимом, составом растительных сообществ и др. (Шульга, 1981).

Восточный Донбасс начал формироваться одновременно с Западным, но располагаясь на краю Восточно-Европейской платформы, он был более подвержен влиянию тех активных тектонических событий, которые происходили на юго-востоке.

В восточной части Донбасса сосредоточено 87% запасов углей бассейна, что вполне закономерно при общем увеличении мощности угленосных отложений до 8000 м. Хотя средняя рабочая мощность пластов небольшая (0,7–0,8 м), их количество в разрезе поражает. В центральной части бассейна только рабочих пластов может содержаться до 50 (к периферии количество пластов уменьшается), при этом общее количество угольных пластов достигает от 75 до 183.

Основная угленосность Восточного Донбасса связана со среднекаменноугольными отложениями (башкирский и московский ярусы), но «вдоль северо-восточного борта Большого Донбасса установлена угленосность нижневизийских отложений, соответствующих тульским и бобриковским горизонтам Подмосковного буроугольного бассейна. Угленосная толща залегает на размытой поверхности докембрия и достигает мощности 100м. В ней содержится до 3–5 угольных пластов бурого угля. Некоторые пласты достигают мощности свыше 1,0 м» (Матвеев, 1990).

Формирование угленосных отложений происходило в прибрежно-морских условиях и контролировалось уровнем моря. Частая смена континентального и морского режима отмечена присутствием в разрезе угленосных отложений известняковых прослоев. В петрографическом составе углей также имеются доказательства формирования некоторых пластов в водоемах, сообщавшихся с морем. Это прослои сапропелитов в отдельных пластах и альгинитовые компоненты в составе липтинитовых компонентов.

В мацеральном составе углей отмечаются следующие соотношения: витринит – инертинит – липтинит (Vt : I : L) = 85 : 11 : 3.

Львовско-Волынский

Угленосная толща Львовско-Волынского бассейна (ЛВБ) подразделяется на две субформации: нижнюю – позднесерпуховско-раннебашкирского возраста (C1) и верхнюю – позднебашкирско-московского (C1-2). Нижняя часть формировалась в болотно-морских обстановках, а верхняя в аллювиально-озерно-болотно-лагунных. Отложения нижней субформации были связаны с дельтами или заболоченными прибрежными равнинами, что позволяет относить их к паралическим. Наиболее высокая угленосность отмечается в южных областях, там же возрастает до 700 м и общая мощность толщи.

Верхняя субформация, относимая исследователями к лимнической, формировалась в более устойчивых благоприятных для торфонакопления условиях и занимала более обширные территории. Распределение мощностей подчинено тому же направлению, которое отмечено для нижней части разреза, общая мощность возрастает к югу. Максимальная мощность угленосных отложений в ЛВБ составляет 1500 м.

В разрезе ЛВБ выявлено 50 угольных пластов (23 – в верхней и 27 – в нижней толщах), из них 7 имеют рабочую мощность. Часто пласты имеют размывы, замещения и расщепления.

В западном направлении продолжением ЛВБ является Люблинский бассейн на территории Польши.

В мацеральном составе углей отмечаются следующие соотношения: витринит – инертинит – липтинит (Vt : I : L) = 73 : 19 : 8.

Камский бассейн

Угленосные отложения средневизейского возраста C1v2 широко распространены в пределах Северного и Южного Татарских сводов, а также в других прилегающих районах Башкирии, Саратовской области и других районах Поволжья. Хорошо изученные месторождения этого региона условно объединяются в Камский бассейн. Строение угленосных отложений в Камских впадинах отражает однократное, но очень интенсивное заполнение торфом многочисленных депрессий (рис. 3).

Мощность всего «угленосного слоя» 30–60 м, но во врезах, в которых залегают мощные, невыдержанные угольные пласты, она возрастает до 100 м, сами угольные пласты могут иметь мощность до 10–15 м (иногда до 30 м).

Заболоченная низина, болотистые участки прерывались плоскими водоразделами и реками. Вся территория между болотами и реками была покрыта лесными массивами. На востоке низина примыкала к мелкому морю, которое временами продвигалось на запад.

В мацеральном составе углей отмечаются следующие соотношения: витринит – инертинит – липтинит (Vt : I : L) = 48 : 34 : 19.

Кизеловский бассейн

Угленосные толщи Кизеловского бассейна приурочены к нижне- и средневизейским (C1v1+2) нижнекаменноугольным отложениям, мощностью от 120 до 250 м. Данная толща сложена песчаниками разнозернистыми и разной сортировки, алевролитами, аргиллитами и пластами каменных углей. В разрез угольной толщи

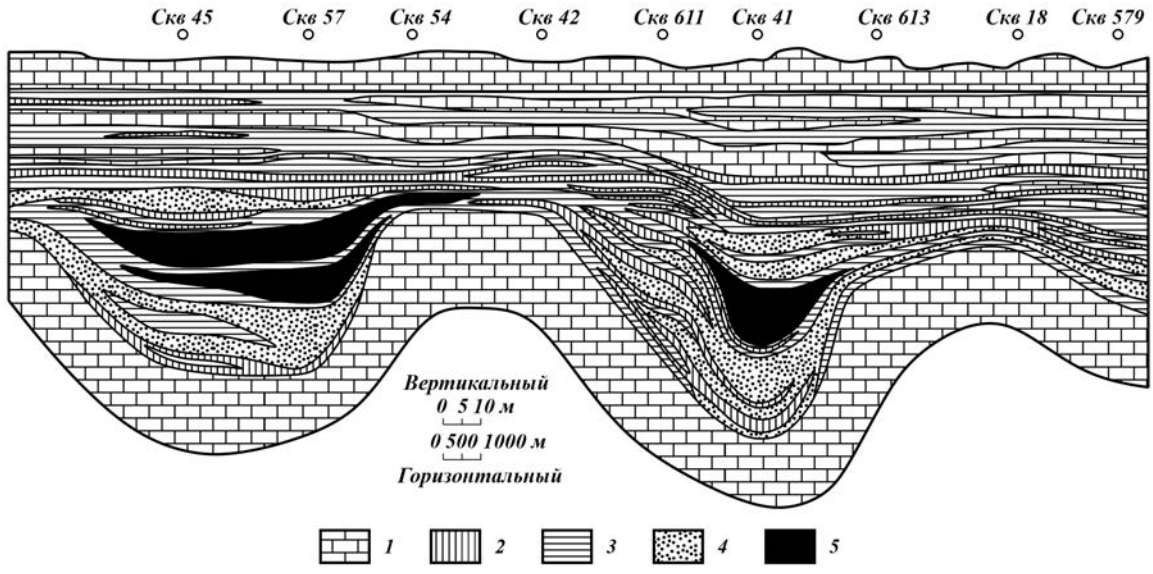


Рис. 3. Фрагмент разреза терригенной толщи нижнего карбона в районе с. Сулеево: 1 – известняк; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – песчаник; 5 – уголь (Блудоров, 1964)

выделяются 7 свит, четыре из которых углесодержащие и три – безугольные.

В составе углесодержащих свит Кизеловского угольного бассейна выделяют до 29 пластов. Основными рабочими пластами являются только четыре пласта (13, 11, 9 и 5). Мощность колеблется от 0,8 до 3,5 м. Остальные пласты представляют маломощные, крайне невыдержанные пропластки угля.

Степень угленосности Кизеловского бассейна неравномерна. Наибольшей она является в центральной и южной частях Кизеловского района, пониженной в северной частях Кизеловского и Чусовского районов.

В мацеральном составе углей отмечаются следующие соотношения: витринит – инертинит – липтинит (Vt : I : L) = 48 : 29 : 23.

Мацеральный состав углей

Описание мацерального состава проведено с соответствием международной терминологии, которая утверждена Международным комитетом по углепетрографии – International Committee of Coal Petrolgy (ICCP), и используется всеми в мире углепетрографами (Штах и др., 1978). Эта же номенклатура лежит в основе действующих международных стандартов (ISO 7404.3-09) и отечественных ГОСТов, регламентирующих использование определений в научной и производственной деятельности. Все использованные термины приведены в табл. 2 (по ISO 7404.3-09, ГОСТ 9414.3-93):

Данные о мацеральном составе углей некоторых бассейнов упоминались выше, но требуется описание особенностей этих древних углей.

Основными углеобразующими мацералами являются витриниты (Vt). Они присутствуют в углях всех каменноугольных месторождений. Их содержание в пластах Донецкого и Львовско-Волынского бассейнов может достигать 80–95%, но чаще оно составляет 45–70%. Среди витринитов преобладает коллотелинит – наиболее распространенный мацерал, часто составляющий основную массу. Коллотелинит несет некоторые признаки первичной структуры исходной растительной ткани, но с точностью распознать ее трудно.

Телиниты с хорошо сохранившейся структурой исходной растительной ткани встречаются реже. По описаниям В.И. Узиюка (1985) в углях Донецкого бассейна присутствуют ксилиниты (образуются из древесной ткани), а паренхиниты (из листьевой ткани) встречаются практически во всех исследованных углях. На рис. 4 приведены микрофотографии в проходящем свете, где отчетливо видны паренхиниты (рис. 4в, г) и ксилиниты, в последних полости клеток заполнены резинитом.

Гелиниты, бесструктурные разновидности витринита, встречаются в Донецких и Львовско-Волынских и реже в Камских и Кизеловских углях (рис. 4, 5, 6).

Инертиниты составляют группу мацералов с наиболее высоким содержанием углерода и по своим оптическим свойствам они сильно отличаются от мацералов других групп. В проходящем свете они имеют черный цвет (рис. 4г), а в простом отраженном свете – белый (рис. 5в, 6е), они намного светлее других мацералов и обладают самым высоким показателем отражения. Люминесценцией не обладают (рис. 5в, в1).

Структурной разновидностью инертинита является фюзинит (F). Практически все фюзиниты сохраняют черты древесной структуры исходных тканей - это регулярная клеточная структура, где жесткие стенки создают каркас мацерала, а полости могут быть заполнены минеральным веществом или оставаться пустыми. Фюзиниты образуют фрагменты разных размеров и форм, реже – образуют протяженные линзы и слойки. Слойки с высоким содержанием фюзинита (до 30–40%) и примерно таким же содержанием мацералов других групп обычно попадают в разряд микстогумитов – углей смешанного мацерального состава. Такие угли часто встречаются в Подмосковном, Кизеловском, Камском бассейнах, а также в изученных авторами углепроявлениях в Белоруссии и Саратовской области (рис. 5а).

Кроме фюзинитов редко встречались секретиниты. Мелкие фрагменты инертинитов в донецких углях также

Группа мацералов		Подгруппа мацералов		Мацерал	
Каменные угли	Бурые угли	Каменные угли	Бурые угли	Каменные угли	Бурые угли
витринит	гуминит	теловитринит детровитринит геловитринит	телогуминит детрогуминит гелогуминит	телинит коллотелинит коллодетринит витродетринит корпогелинит гелинит	текстинит ульминит атринит денсинит корпогуминит гелинит
липтинит				споринит кутинит резинит суберинит альгинит эксудатинит хлорофиллинит липтодетринит битуминит	
инертинит		структурные мацералы бесструктурные мацералы фрагментарный фюзинит		фюзинит семифюзинит фунгинит макринит микринит секретинит инертодетринит	

Табл. 2. Группы мацералов (по международному стандарту ISO/WD 7404.3-09. Methods for the petrographic analysis of coal – Part 3: Method of determining macerals group composition)

несут структурные признаки и могут быть отнесены, скорее к фюзинитам (рис. 6д), а не к инертодетринитам.

Мацералы группы липтинита наиболее интересны и разнообразны в составе каменноугольных углей месторождений Восточно-Европейской платформы. Во-первых, потому, что их содержание может достигать 25–30% и даже более (в сапропелитах). Как отмечалось выше сапропелиты (содержащие остатки водорослей – альгинитов) встречаются практически во всех бассейнах – Донецком, Львовско-Волынском, Подмосковном и Камском. В одних бассейнах это обусловлено близостью морской границы, а в других (например, Подмосковном) развитием озерных водоемов, где также создавались благоприятные условия для обитания водорослей.

Вторая причина своеобразия состава липтинитов углей каменноугольного возраста – их разнообразие. Угли изобилуют макроспоринитами, споринитами, резинитами и кутинитам (рис. 4, 5, 6).

Все липтиниты обладают интенсивной люминесценцией, что облегчает их диагностику и наглядную демонстрацию в УФ свете.

Макроспориниты поистине гигантских размеров часто встречаются в углях девонского и каменноугольного возраста и редко более молодых отложениях. Наряду с макроспоринитами во всех углях присутствуют микро- и крассиспориниты (рис. 5в, в1). Иногда можно даже наблюдать спорангии (рис. 4в). Макроспориниты имеют четкие контуры, а в их структуре иногда отмечается некоторая зональность.

Резинит образует как мелкие включения, которые могли быть заполнителем клеток в древесных тканях исходных растений, так и крупные скопления неправильных форм (рис. 5а, а1). По цвету, скорее оттенку, резиниты могут отличаться, но в простом отраженном свете они, как и остальные липтиниты имеют темно-серый цвет и низкий показатель отражения.

Кутиниты встречаются часто, весьма разнообразны по толщине и протяженности.

Альгиниты, как отмечено выше, встречаются в составе углей всех изученных бассейнов и месторождений. Наиболее высокие их содержания отмечены в Донецком

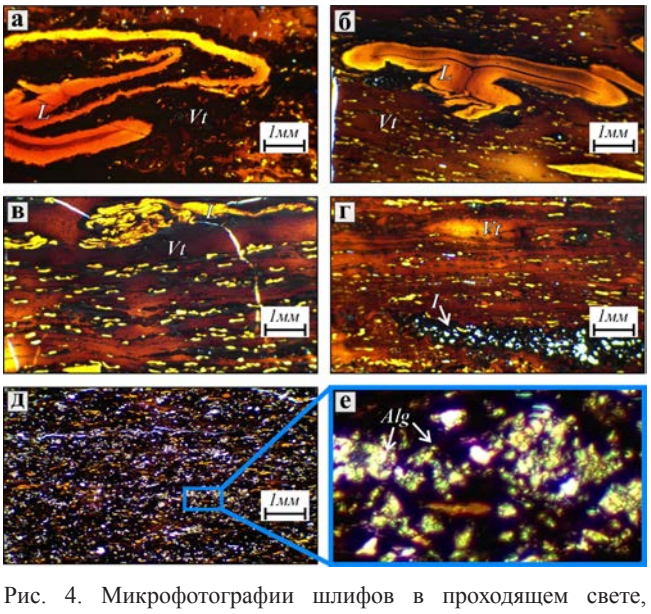


Рис. 4. Микрофотографии шлифов в проходящем свете, Львовско-Волынский бассейн: а-г – гумусовые угли (Vt – витринит, L – липтинит, I – инертинит); д, е, – сапропелево-гумусовый уголь с альгинитами (Alg)

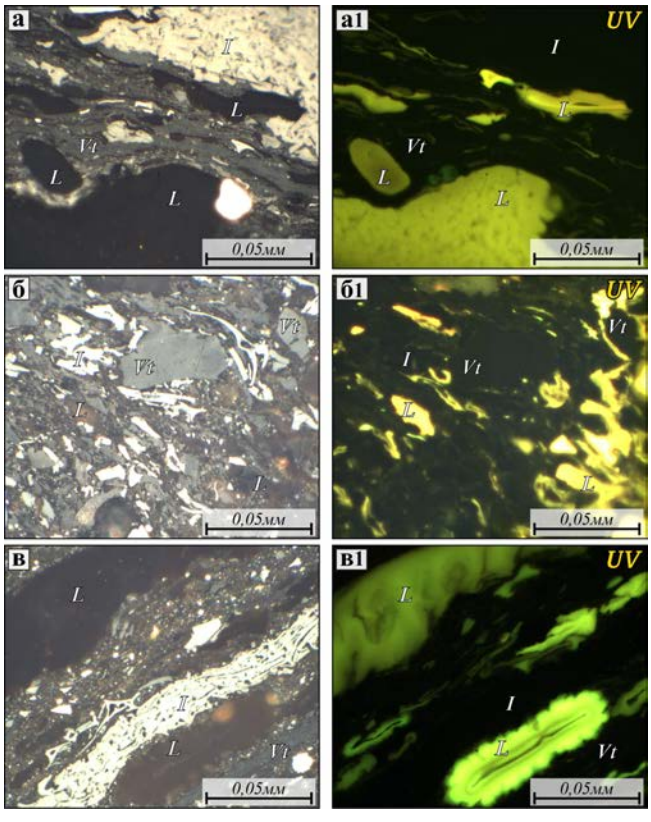


Рис. 5. Микрофотографии аншлифов, отраженный простой-а,б,в, и УФ(UV) – а1, б1, в1 свет (а, а1 – Кизеловский бассейн; б, б1, в, в1 – Саратовская область). Обозначение мацералов см. рис .4.

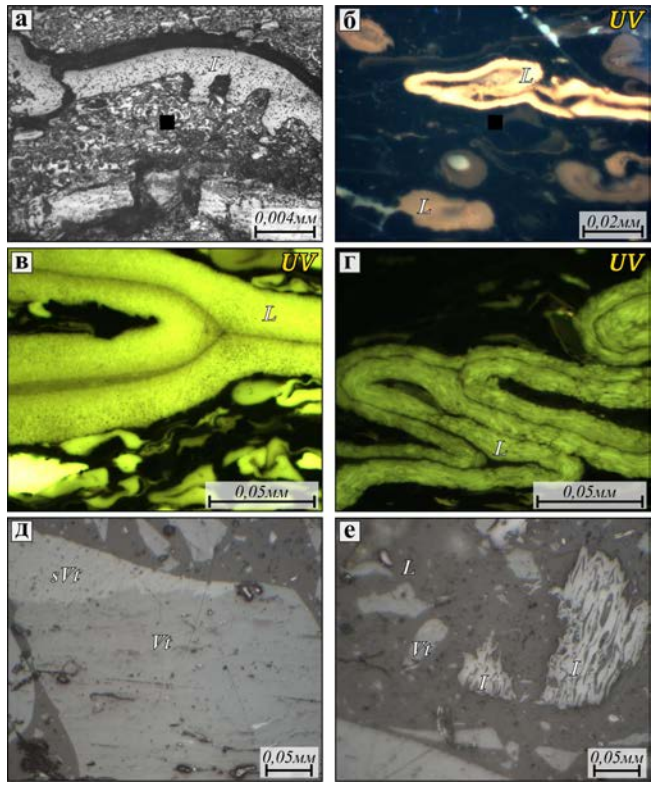


Рис. 6. Микрофотографии аншлифов, отраженный простой и УФ (UV) свет (а, б – Беларусь; в – Кизеловский бассейн, г – Саратовская область; д, е – Донецкий бассейн). Обозначение мацералов см. рис. 4

и Львовско-Волынском бассейнах (рис. 4д, е). Например, в Львовско-Волынском бассейне (пл n8) вскрыт прослой, в котором содержание альгинита достигает 20–25%.

Липтиниты, образующиеся из покровных тканей растений и выполняющие защитную функцию, первоначально обладают стойкостью к механическим и химическим воздействиям. Поэтому и при формировании осадков эти мацералы могли сохраняться при интенсивном перемыве и длительном переносе.

Микстогумолиты, в составе которых на долю липтинитов приходится до 30%, и которые характерны для каменноугольных отложений, формировались в обстановках высокой гидродинамической активности.

На графике (рис. 7) нанесены результаты мацерального анализа углей разных бассейнов. По соотношению разных групп мацералов выделяются две группы углей (рис. 8).

Первая объединяет бассейны внутри платформенной части – Подмосковный, Камский, которые всегда рассматривались как типичные бассейны платформенного типа. Кизеловский бассейн по своему геологическому положению и характеру угленосной толщи отличается от чисто платформенных бассейнов, но по мацеральному составу попадает в одну группу с Подмосковным и Камским.

Для бассейнов первой группы характерен пестрый мацеральный состав углей, там много микстогумолитов, а в составе липтинитов встречаются альгиниты. Микстогумолиты особенно с повышенной зольностью могли формироваться в слабо обводненных, проточных болотах с древесной растительностью. Рельеф суши был почти плоским, вмещающие угли породы состоят преимущественно из тонкого – глинистого материала. Угольные пласты невыдержанные и приурочены к незначительным впадинам, отмечающим понижения рельефа, которые, заполнившись, переставали играть аккумулятивную роль. Зона аккумуляции перемещалась на другой участок. Такое «блуждающее» торфонакопление встречается на обширных аллювиальных равнинах, где основными торфообразующими отложениями являются заболоченные поймы, старицы, а иногда озера.

Кизеловский бассейн, располагавшийся ближе к морю, по мнению В.В. Еремеева, изучавшего его еще в 1970 г., представлял собой дельтовую часть, что хорошо согласуется и с повышенной мощностью всей угленосной толщи, и с увеличением количества угольных пластов.

Климат был очень теплым и влажным, что способствовало распространению сухопутной флоры на обширной территории в относительно короткий интервал,

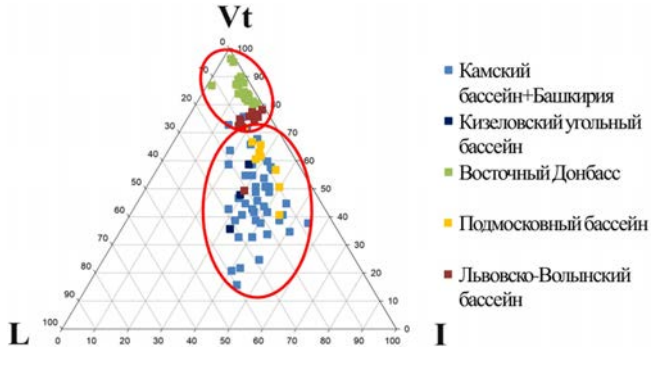


Рис. 7. Треугольная диаграмма с данными по мацеральному составу углей ВЕП

ограниченный отдельной частью визейского века. В составе осадочного комплекса многих районов ВЕП в однообразный карбонатный разрез карбона вклиниваются терригенные визейские породы с обилием углистого детрита, линз, а иногда пластов угля. Угольные пласты фиксируют практически повсеместное распространение континентальных условий на территории ВЕП.

Ко второй группе бассейнов с отличным мацеральным составом углей могут быть отнесены Донецкий и Львовско-Волынский. Они расположены в окраинной части платформы, испытывавшей наиболее интенсивное погружение, но не в визейское, а уже в серпуховско-московское время.

Территории этих бассейнов находились на границе суши-моря, в прибрежно-морских обстановках, В.Ф. Шульга как самый опытный и авторитетный исследователь этих бассейнов выделял там заболоченные низины с устойчивой обводненностью (для них характерны витринитовые угли), лагуны (гумусовые угли с примесью альгинитов, а иногда кеннели и богхеды – сапропелевые угли) и дельты.

Прибрежные низменности представляли собой сменяющие друг друга участки, заросшие древесной и кустарниковой растительностью, и мелководные лагуны с открытой водной поверхностью, которые возникали вдоль пологих берегов с затрудненным дренажем. В море рядом с берегом располагались подводные наносные валы, которые в моменты отступления моря создавали благоприятные условия для возникновения новых лагун.

Заключение

Различные фациальные обстановки формирования угленосных отложений на Восточно-Европейской платформе в ранне-среднекаменноугольное время

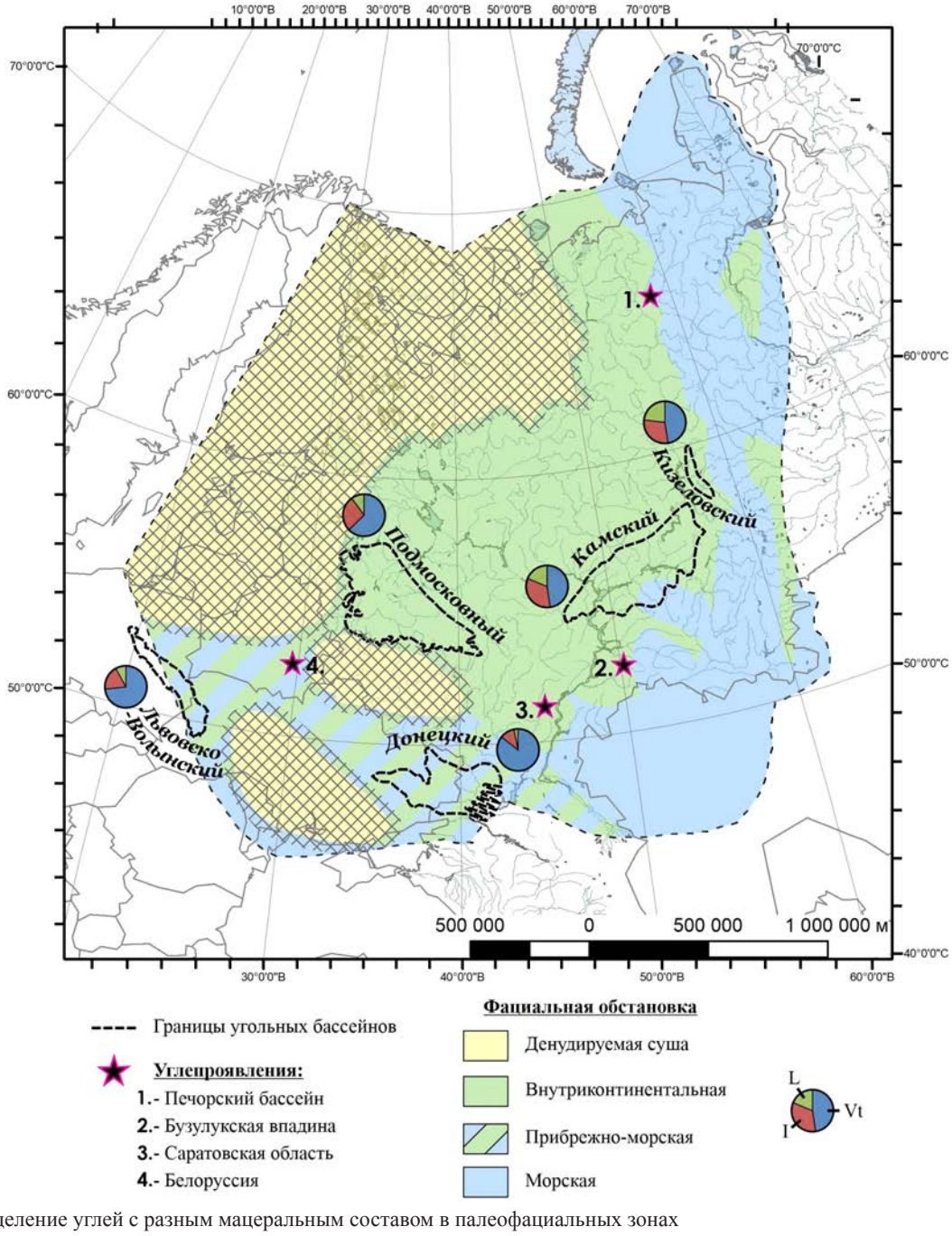


Рис. 8. Распределение углей с разным мацеральным составом в палеофациальных зонах

контролировались тектоническим режимом. Так, расположенные в краевых частях платформы области Донецкого, Львовско-Волынского и, в меньшей степени, Кизеловского бассейнов испытывали интенсивное погружение, в результате чего были накоплены мощные угленосные толщи, которые фациально замещаются морскими. В то же самое время на обширной континентальной равнине на разных участках создавались локальные заболоченные области, которые заполнившись торфяником, переставали быть областью осадконакопления.

В результате, типично платформенный Подмосковный бассейн с бурыми углями не имеет ничего общего с одновозрастным Донбассом – политипным бассейном, содержащим всю гамму каменных углей, чьи антрациты являются мировым эталоном свойств этого вида углей.

Однако сравнение мацерального состава карбоновых углей ВЕП сильных различий не демонстрирует. Ведь они все формировались в одних климатических условиях, разнообразие растительных видов в большей степени определялось конкретной геоморфологической структурой зоны осадконакопления и ее гидродинамическим режимом.

Литература

Атлас карт угленакопления на территории СССР (1962). Под ред. В.В. Горского. Изд-во АН СССР.

Блудоров А.П. (1964). История палеозойского угленакопления на юго-востоке Русской платформы. Москва: Наука.

Виноградов А.П. (1968). Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Том 2. Всесоюзный аэрогеологический трест. Москва.

ГОСТ 9414.3-93. Методы петрографического анализа углей. Часть 3: Метод определения групп мацералов.

Еремеев В.В. (1970). Палеогеография и особенности минералообразования нижнекарбоновых угленосных отложений Среднего Урала. *Автореферат дисс. канд. геол.-мин. наук*. Москва: Геолог. ин-т АН СССР, 23 с.

Жемчужников Ю.А. (1932). Введение в петрографию углей. ОНТИ НКТП.

Жемчужников Ю.А. (1948). Общая геология ископаемых углей. Углетехиздат.

Калмыков Г.С. (1960). Петрографический состав и метаморфизм углей Кизеловского бассейна. Москва: Изд-во АН СССР, 120 с.

Матвеев А.К. (1990). Геология угольных месторождений СССР. Москва: Изд-во МГУ, 352 с.

Наумова С.Н. (1940). Генетическая классификация углей Подмосковного бассейна. *Труды ВИМС*, 159.

Тимофеев П.П., Боголюбова Л.И. (1980). Развитие идей в области познания вещественно-петрографического состава и генезиса органического вещества. Литология в исследованиях Геологического института АН СССР, Москва: Наука, с. 96–109.

Угольная база России (2000). Т.1. Угольные бассейны и месторождения европейской части России (Северный Кавказ, Восточный Донбасс, Подмосковный, Камский и Печорский бассейны, Урал). Москва: ЗАО «Геоинформмарк», 483 с.

Узиюк В.И., Игнатченко Н.А. (1985). Микроструктуры витринизированных тканей растений. Киев: Наук. дума, 100 с.

Хасанов Р.Р. и др. (2001). Петрографические типы визейских углей Камского бассейна. Казань: Изд-во Казан. ун-та.

Швецов М.С., Яблоков В.С. (1937). Подмосковный каменноугольный бассейн. XVII МГК, Экскурсия по Подмосковному каменноугольному бассейну.

Штах Э., Тейхмюллер М.-Т., Тейлор Г., Чандра В., Тейхмюллер Р. (1978). Петрология углей. Москва: Мир, 554 с.

Шульга В.Ф. (1981). Нижнекарбоновая угленосная формация Донецкого бассейна. Наука.

Шульга В.Ф. и др. (2007). Корреляция карбоновых угленосных формаций Львовско-Волынского и Люблинского бассейнов. Киев: Варта, 427 с.

Шульга В.Ф., Лелик Б.И., Гарун В.И. (1992). Атлас литогенетических типов и условия образования угленосных отложений Львовско-Волынского бассейна. Киев: Изд-во Наукова думка, 175 с.

Яблоков В.С. (1967). История изучения каменноугольных отложений и углей Подмосковного бассейна.

Alekseev A.S., Nikolaeva S.V., Goreva N.V., Donova N.B., Kossovaya O.L., Kulagina E.I., Kucheva N.A., Kurilenko A.V., Kutygin R.V., Popeko L.I., Stepanova T.I. (2022). Russian Regional Carboniferous Stratigraphy. *Geological Society, London, Special Publications*, 512(1), pp. 49–117. https://doi.org/10.1144/SP512-2021-134

ISO 7404-3: (2009). Methods for the petrographic analysis of coals. Part 3: Methods of determining macerals group composition.

Сведения об авторах

Наталия Владимировна Пронина – канд. геол.-минерал. наук, доцент, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119899, Москва, Ленинские горы, 1

e-mail: nvproncl@mail.ru

Ирина Евгеньевна Стукалова– канд. геол.-минерал. наук, с.н.с., Геологический институт РАН

Россия, 119117, Москва, Пыжевский пер., 7

Елизавета Викторовна Савельева – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119899, Москва, Ленинские горы, 1

Сергей Георгиевич Панышев – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119899, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 01.03.2025;
Принята к публикации 06.05.2025; Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Maceral Composition of Coals From Carboniferous Coalfields of the East European Platform

N.V. Pronina[1], I.E. Stoukalova[2], E.V. Saveleva[1], S.G. Panishev[1]*
[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[2]*Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*
**Corresponding author: Natalya V. Pronina, e-mail: nvproncl@mail.ru*

Abstract. The Lower and Middle Carboniferous deposits of the European part of Russia are coal-bearing in many regions, so their study and exploration began in 19th century. Such basins as the Donetsk, Podmoskovny, Kamsky, Kizelovsky, and Lviv-Volyn basins located in Ukraine are well known. The aim of this study was to re-examine the maceral composition taking into account the modern terminology of the International Committee for Coal and Organic Petrology, as well as to reconstruct the paleogeographic areas in which the coal formation of the studied basins took place. Maceral composition of coals of all mentioned basins and some coal-occurrences of the East European Platform (EEP) from the collections in Lomonosov Moscow State University and Geological Institute of the Russian Academy of Sciences were examined. The modern International Nomenclature was used for the first time for coals of different Russian European basins. Two facial zones were distinguished according to coal macerals composition, which are in agreement with early described paleogeography reconstructions and lithological analysis. The first zone is widely spread in the inner part of the Platform, it is represented by alluvial and lake facies (Podmoskovny, Kamsky basins) and in the peripheral region (Kizelovsky) delta fancies are marked out. This area is characterized by coals with very diverse maceral composition, mixtohumolites (Russian term) are frequent, and among the liptinite group alginites – representatives of sapropelic organic matter – are not uncommon. The second zone, identified by coal petrographic data, is the southern and western margins of the EEP, where coal-bearing is represented in a wider stratigraphic interval, and is associated with coastal-marine conditions. The main coal-forming component of the coals of these basins are macerals of the vitrinite group, which account for at least 80%. Alginites are also found in the maceral composition of Donetsk and Lviv-Volyn basins. The abundance of macrosporinites and other liptinites formed from the ancient higher plants is considered to be a common feature of coals of both zones.

keywords: coal basins, East European Platform, Carboniferous deposits, maceral composition

Recommended citation: Pronina N.V., Stoukalova I.E., Saveleva E.V., Panishev S.G. (2025). Maceral Composition of Coals From Carboniferous Coalfields of the East European Platform. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 174–185. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.14

References

Alekseev A.S., Nikolaeva S.V., Goreva N.V., Donova N.B., Kossovaya O.L., Kulagina E.I., Kucheva N.A., Kurilenko A.V., Kutygin R.V., Popeko L.I., Stepanova T.I. (2022). Russian Regional Carboniferous Stratigraphy. *Geological Society, London, Special Publications*, 512(1), pp. 49–117. https://doi.org/10.1144/SP512-2021-134

Atlas of coal accumulation maps on the territory of the USSR (1962). Ed. V.V. Gorsky. USSR Academy of Sciences. (In Russ.)

Bludorov A.P. (1964). History of Paleozoic coal accumulation in the southeast of the Russian platform. Moscow: Nauka. (In Russ.)

Coal base of Russia. (2000). Vol.1. Coal basins and deposits of the European part of Russia (Northern Caucasus, Eastern Long Basin, Moscow Region, Kama and Pechora basins, Urals). Moscow: Geoinformmark, 483 p. (In Russ.)

Eremeev V.V. (1970). Paleogeography and features of mineral formation of the Lower Carboniferous coal-bearing deposits of the Middle Urals. Abstract Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Moscow: USSR Academy of Sciences. (In Russ.)

ISO 7404-3: (2009). Methods for the petrographic analysis of coals. Part 3: Methods of determining macerals group composition. (In Russ.)

Kalmykov G.S. (1960). Petrographic composition and metamorphism of coals of the Kizel basin. Moscow: USSR Academy of Sciences, 120 p. (In Russ.)

Khasanov R.R. et al. (2001). Petrographic types of Visean coals of the Kama basin. Kazan: Kazan University. (In Russ.)

Matveyev A.K. (1990). Geology of coal deposits of the USSR. Moscow: Moscow State University, 352 p. (In Russ.)

Methods of petrographic analysis of coals. Part 3: method for determination of maceral groups. GOST 9414.3-93. (In Russ.)

Naumova S.N. (1940). Genetic classification of coals of the Moscow basin. *Trudy VIMS*, Vol. 159. (In Russ.)

Shulga V.F. (1981). Lower Carboniferous coal-bearing formation of the Donetsk basin. Moscow: Nauka. (In Russ.)

Shulga V.F. et al. (2007). Correlation of Carboniferous coal-bearing formations of the Lviv-Volynand Lublin basins. Kyiv: Varta, 427 p. (In Russ.)

Shulga V.F., Lelik B.I., Garun V.I. (1992). Atlas of lithogenetic type sand conditions of formation of coal – bearing deposits of the Lviv-Volyn basin. Kiev: Naukova Dumka, 175 p. (In Russ.)

Shvetsov M.S., Yablokov V.S. (1937). Moscow coal basin. XVII Moscow State Conservatory, Excursion to the Moscow coal basin. (In Russ.)

Shvetsov M.S., Yablokov V.S. (1937). Moscow region coal basin. XVII Moscow State Conservatory, Excursion to the Moscow region coal basin. (In Russ.)

Stach E., Teichmüller M.-T., Taylor G., Chandra V., Teichmüller R. (1978). Petrology of coals. Moscow: Mir, 554 p. (In Russ.)

Timofeyev P.P., Bogolyubova L.I. (1980). Development of ideas in the field of knowledge of the substance-petrographic composition and genesis of organic matter. Lithology in studies of the Geological Institute of the USSR Academy of Sciences. Moscow: Nauka, pp. 96–109. (In Russ.)

Uziyuk V.I., Ignatchenko N.A. (1985). Microstructures of vitrinized plant tissues. Kyiv: Nauk.dumka, 100 p. (In Russ.)

Vinogradov A.P. (1968). Atlas of lithological and paleogeographic maps of the USSR. Vol. 2. Moscow. (In Russ.)

Yablokov V.S. (1967). History of the study of coal deposits and coals of the Moscow region basin. (In Russ.)

Zhemchuzhnikov Yu.A. (1932). Introduction to coal petrography. ONTI NKTP. (In Russ.)

Zhemchuzhnikov Yu.A. (1948). General geology of fossil coals. Ugletekhizdat. (In Russ.)

About the Authors

Natalia V. Pronina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: nvproncl@mail.ru

Irina E. Stoukalova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences

7, Pyzhevsky per., Moscow, 119117, Russian Federation

Elizaveta V. Saveleva – Graduate Student, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie Gory, Moscow, 119899, Russian Federation

Sergei G. Panishev – Graduate Student, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie Gory, Moscow, 119899, Russian Federation

Manuscript received 1 March 2025;
Accepted 6 May 2025; Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.15 УДК 553.98

Комплексирование разномасштабных данных для поиска и разведки месторождений нефти и газа

А.В. Ступакова[1], Р.С. Сауткин[1], Г.А. Калмыков[1], Н.И. Коробова[1], М.А. Большакова[1], Е.А. Краснова[1,2], А.В. Корзун[1], А.В. Мордасова[1], А.Г. Калмыков[1]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

[2]*Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия*

Статья посвящена комплексной увязке разномасштабных многоуровневых данных, полученных на разных стадиях проведения геологоразведочных работ, с целью создания единой упорядоченной модели залежи, учитывающей ретроспективные и современные результаты исследовании. Поиск месторождений нефти и газа в осадочных нефтегазоносных бассейнах предусматривает классическую схему от общего к частному. Поэтому при определении нефтегазоносности территории, независимо от стадии геологоразведочных работ, необходимо определить границы местоположения локального объекта в региональном плане и построить структурный каркас для основных реперных толщ (отражающих горизонтов). На основе структурного каркаса проводятся палеоструктурные реконструкции для восстановления этапов формирования ловушек и определения путей миграции флюидов. По данным геофизических исследований скважин и изучения керна устанавливаются коллекторские интервалы, выделяются свойства литотипов и определяются вторичные процессы преобразования пород-коллекторов. Проводятся геохимические и гидрогеохимические исследования флюидов направленные на выявление флюидодинамических связей в пределах осадочного бассейна, зоны нефтегазонакопления, месторождения и отдельно взятой залежи. Выполняются геомеханические исследования для применения современных методов разработки. Все полученные данные комплексируются друг с другом, позволяя выявить новые закономерности, тем самым повышая достоверность и эффективность геологоразведочных работ.

Ключевые слова: разномасштабные данные, комплексирование, геологоразведочные работы

Для цитирования: Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Большакова М.А., Краснова Е.А., Корзун А.В., Мордасова А.В., Калмыков А.Г. (2025). Комплексирование разномасштабных данных для поиска и разведки месторождений нефти и газа. *Георесурсы,* 27(2), с. 186–205. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.15

Введение

В статье представлено, как и в какой последовательности использовать весь массив геолого-геофизической информации и комплексировать результаты отдельных специальных исследований разного масштаба с целью достоверного решения задач разведки и разработки месторождений нефти и газа. Поскольку месторождения с простым строением и соответственно «лёгкой» добычей углеводородов практически исчерпали свой потенциал, недропользователю приходится переходить на разработку трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. При разработке сложных месторождений необходимо решать большее число неопределённостей, а для их решения объединять разномасштабные данные.

Комплексирование разномасштабных геологических данных – это процесс интеграции в единую систему множества данных для решения конкретной задачи поиска и разведки месторождений нефти и газа. Поскольку количество информации по геологическим объектам постоянно растет, то необходима интеграция, калибровка и верификация всех фактических данных и результатов их анализа в единую логическую систему, позволяющую построить модель объекта нефтегазоносности. Для этого важно правильно создать структуру последовательного решения задач и ожидаемых результатов, каждый из которых будет взаимно дополнять друг друга, повышая уровень знаний о качественных и количественных характеристиках объекта.

Материалы и методы

При комплексном изучении геологических объектов, пригодных для поисково-разведочных работ на нефть и газ, необходимо собрать в единую систему все разномасштабные данные и выстроить полную картину формирования залежи, доказанной или прогнозной, согласно

* Ответственный автор: Антонина Васильевна Ступакова
e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

последовательности решения задач геологоразведочных работ. Необходимо увязать все данные разного масштаба, от микроуровня до макроуровня, характеризующие объект нефтегазоносности. Как правило, геолог работает одновременно с данными разного масштаба. В единой системе есть данные, которые характеризуют объект на микроуровне, например многочисленные измерения емкостно-фильтрационных свойств пород, детальные описания шлифов породы или различных включений органического вещества, экстракций флюидов. В эту же систему встроены данные по скважинам с комплексом ГИС в линейных размерах метров, десятков метров и более. Все эти данные должны быть увязаны с зональным и региональным планом района работ, который охарактеризован временными сейсмическими разрезами, структурными построениями и глубокими скважинами разного масштаба. Весь процесс сбора и систематизации данных, полученных при анализе нефтегазоносности геологического объекта, трудоемкий и требующий системного подхода.

На этапах перехода от одного масштабного уровня исследований на другой происходит осреднение и неизбежные потери информации. Тем не менее, такое осреднение необходимо для создания модели формирования залежи, которая затем проверяется и дополняется специальными точечными исследованиями. Взятые отдельно точечные параметры сложно распространить на большую территорию. Сложности калибровки разномасштабных исследований известны всем специалистам, геологам, геохимикам, петрофизикам, гидродинамикам, занимающимися вопросами строения и формирования залежи нефти и газа. Тем не менее, ответы на многие проблемные вопросы специалисты часто пытаются искать путем усложнения приемов обработки информации, внедрения дорогих методов исследования или поправочных коэффициентов вместо пересмотра структуры взаимодополняемости полученных ранее результатов.

Значительных потерь информации при переходе от одного уровня исследования к другому можно избежать при тесном сотрудничестве специалистов, работающих с разномасштабными данными и понимающих степень важности каждой информационной единицы. Варианты осреднения данных могут быть принципиально разными в зависимости от решаемых задач, от закономерностей изменения геологического строения, от уровня изучения породы и пр. Важную информацию предыдущего этапа можно потерять при неверном осреднении и не обратить на это внимание, а можно и сохранить и перемещать дальше по цепочке исследований геологического объекта.

Методика комплексирования разномасштабных данных состоит из итерационно-циркуляционного процесса, где известные и зачастую стандартные алгоритмы получения информации и построения моделей требуют калибровки и взаимоувязки всех ее входных параметров, верификации и междисциплинарной экспертной оценки

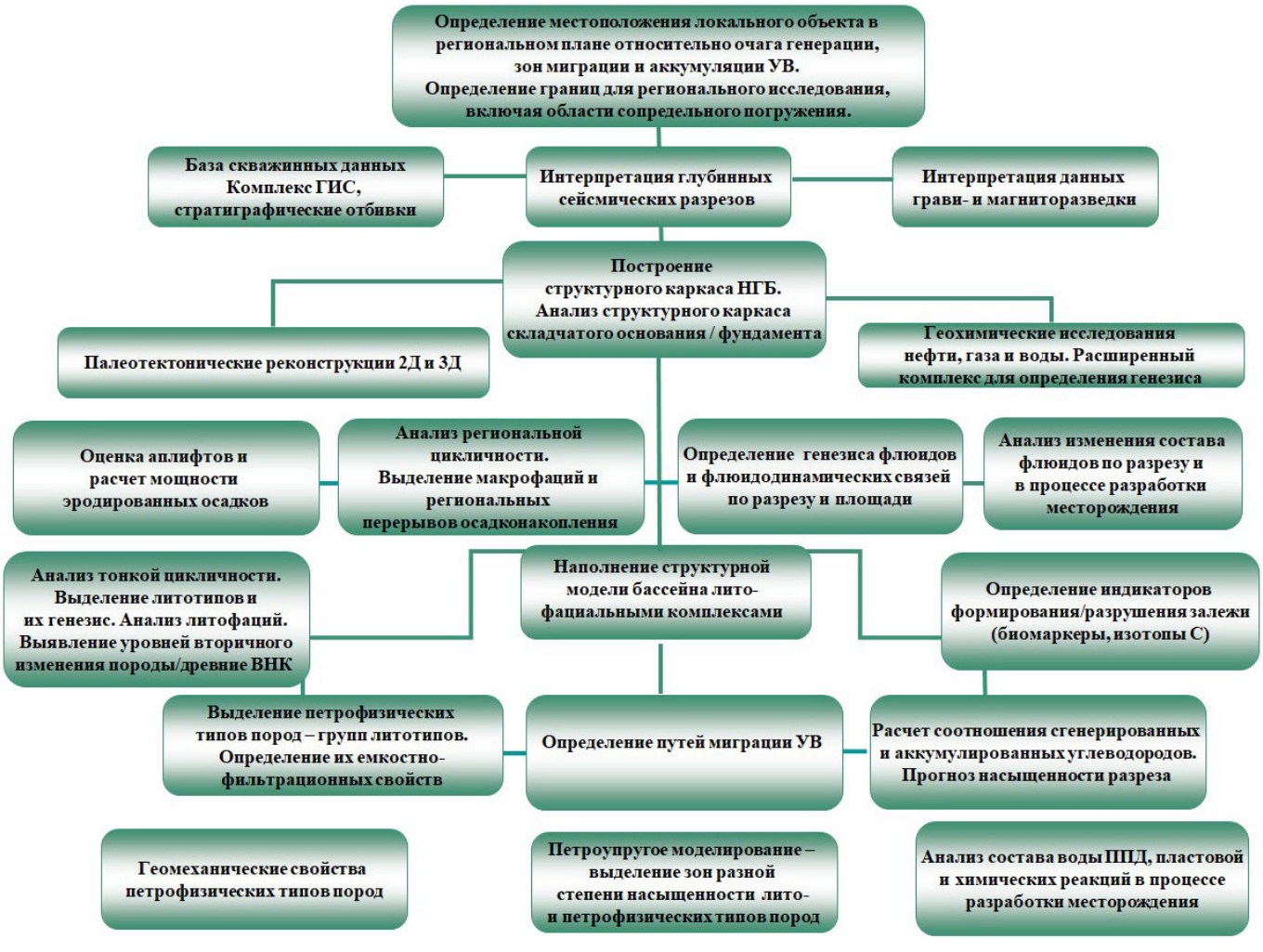


Рис. 1. Совокупность действий для комплексирования данных с целью прогнозирования залежей углеводородов

результатов (рис. 1). Апробация методики должна проводиться на хорошо изученном объекте, с целью установления достоверности и ограничений. В качестве примера, в статье приведены результаты применения методики на одном из месторождений Красноленинского свода Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Результаты исследования были представлены на международной научно-практической конференции «Сейсморазведка в Сибири и за её пределами» (Сауткин и др., 2023), организатором конференции выступил научно-исследовательский и проектный институт «РН-КрасноярскНИПИнефть» – специализированный институт по обработке, интерпретации и корпоративному хранению сейсмических данных ПАО «НК «Роснефть».

Краткий обзор литературы комплексирования данных

Вопросы повышения эффективности геологоразведочных работ рассмотрены в фундаментальных трудах Ю.А. Косыгина, А.Н. Дмитриевского, Н.А. Еременко, А.А. Бакирова, И.О. Брода, Г.А. Габриэлянца и др. Активное внедрение в производственную деятельность методов комплексирования данных при проведении геологоразведочных работ началось в 2000-х годах, о чём свидетельствуют многочисленные публикации. Основными вопросами, рассматриваемыми, в литературе являются: критический анализ качества и надежности предыдущих исследований, а также разработка новых теоретических, методических и технических решений (Хисамов, 2007); районирование территории и применение малозатратных геофизических или геохимических методов с последующей увязкой результатов полевых работ с фондовыми данными и их комплексной интерпретацией (Волкова, 2012); визуализация и связь выходных и входных данных с предшествующими и последующими методами (Навроцкий, 2004), что позволяет определить необходимые стартовые данные для применения следующего метода; строгое соблюдение этапов и стадий ГРР, а также полный и последовательный сбор, анализ, обработка и интерпретации полученной информации (Афанасенков, 2018); необходимость изучения «полной углеводородной системы», объединяющей все процессы от генерации до аккумуляции УВ (SONG Yan, 2024); привлечение математических подходов, для обновления априорных вероятностей по мере получения новых данных для понимания рентабельности дальнейших работ, и как следствие, увеличение или полное сокращение финансирования объекта изучения (Soleimani, 2013), тем не менее, финансовая составляющая не является первостепенным вопросом при решении задач комплексирования методов ГРР, однако представляет собой значимое дополнение при проведении дальнейших работ.

1. Определение местоположения локального объекта в региональном плане и построение структурного каркаса.

1.1. Определение границ для региональной модели

Перед проведением работ по комплексированию данных по нефтегазоносности локального геологического объекта, важно правильно оконтурить регион исследований, в пределах которого можно проследить пути миграции углеводородов от очага генерации до области их аккумуляции, а затем определить местоположение локального объекта в пределах выделенного региона. Это важно сделать не только для участка работ с прогнозной нефтегазоносностью, но и для открытого уже месторождения с хорошо изученным строением залежи, так как эта информация может пригодиться на этапе построения гидродинамической модели пласта. Для большого участка, в пределах которого находится локальный объект, подбирается база скважинных данных, наиболее полно вскрывших разрез, региональные или композитные профили 2D, карты грави- и магниторазведки. Фактический материал подбирается таким образом, чтобы можно было охарактеризовать тектоническую природу структурных элементов, в пределах которых находится локальный объект исследований, а также сопредельные структуры, как возможные очаги генерации углеводородов.

При изучении залежей Красноленинского свода площадь выбранного полигона для построения региональной модели значительно превышает исследуемый локальный объект и охватывает области генерации, миграции и аккумуляции углеводородов из Фроловской впадины и Предуральского краевого прогиба. База данных включает геофизические разрезы скважин, региональные и композитные профили 2Д, структурные карты по всем горизонтам осадочного чехла, аналитические результаты флюидов (углеводороды, пластовые воды) не только по месторождению или залежи, но и по всему Красноленинскому своду и прилегающей территории (рис. 2).

1.2. Построение структурного каркаса

В основе комплексирования разномасштабных методов лежит структурный каркас, который представляет собой крупноячеистую модель строения региона и интегрированную в нее структурную модель локального объекта. На первоначальном этапе работ следует провести увязку региональных 2D профилей, со скважинными данными, 3D сейсмическими кубами и выполнить расчет невязок между ними. Далее строится структурный каркас на основе данных обработки и интерпретации временных сейсмических разрезов (ВСР) и стратиграфически привязанных разрезов скважин. Для модели строения фундамента привлекаются данные магнито- и гравиразведки. При этом особое внимание обращается на положение глубинных разломов, интрузий и на строение фундамента или складчатого основания.

Строение глубоких горизонтов играет важную роль при структурных построениях для продуктивной части разреза. Зоны развития разломов могут служить путями миграции флюидов. Строение осадочного чехла, как и складчатого основания, может быть унаследованным от более древних структур фундамента, а может быть инверсионным, сформированным на более поздних стадиях развития бассейна. Строение глубоких горизонтов определяет температурный режим бассейна. Зоны развития интрузивной или вулканической деятельности влияют на распределение теплового потока в разрезе осадочного чехла.

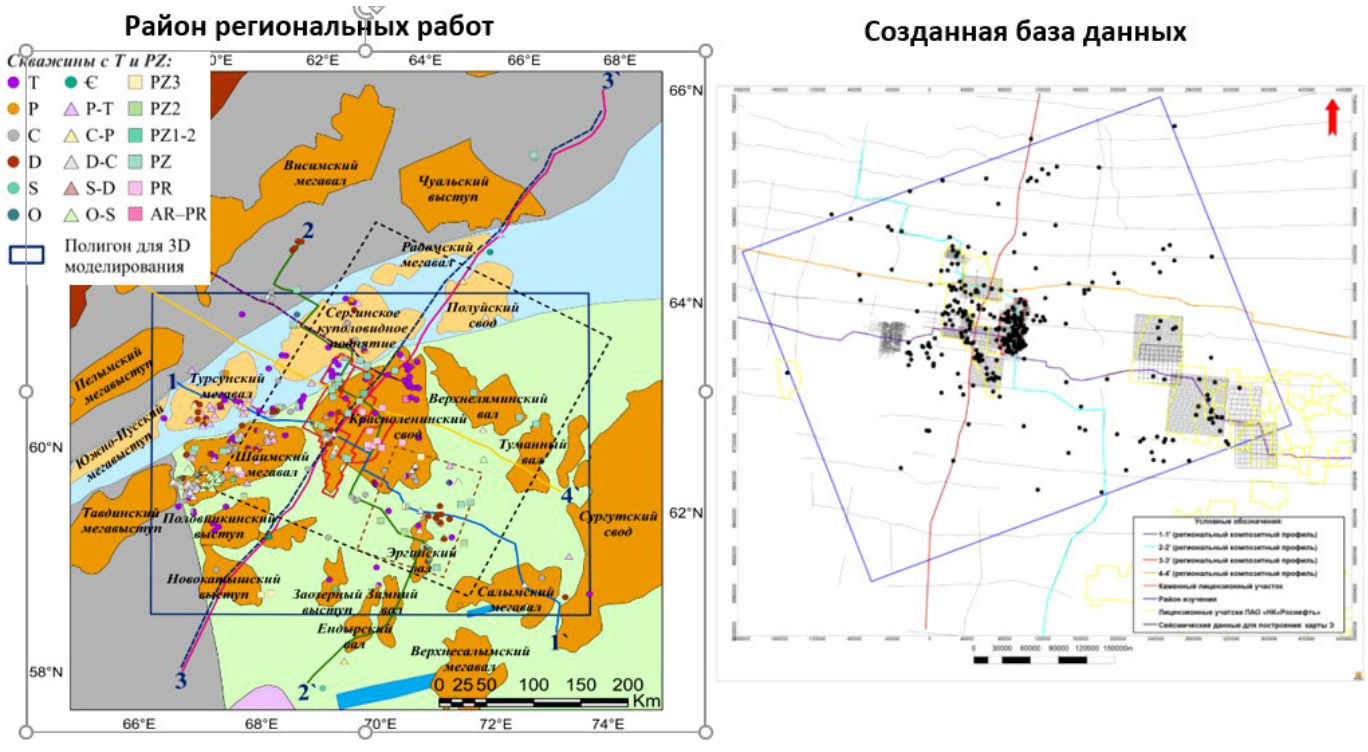


Рис. 2. База данных геолого-геофизической информации

Для исследований локального объекта на Красноленинском своде был создан структурный 3D каркас, на основе интерпретации 3D сейсмического куба, скважинных данных и геолого-геофизической информации сопредельных территорий. Важной особенностью при создании структурного каркаса являлась увязка структурных поверхностей между собой, устранение невязок и «подсаживание» поверхностей на скважинные данные. Региональный и локальный структурный каркасы (рис. 3, 4) создавались в сейсмо-геологическом проекте РН-Геосим, созданным ПАО «НК «Роснефть» в рамках развития наукоёмкого программного обеспечения для разведки и добычи углеводородов.

В изучении строения складчатого основания (доюрского комплекса – ДЮК) особое внимание уделено разломам и интрузивным телам. Обилие интрузивных тел в ДЮК способно влиять на прогрев и перенос тепловых потоков в вышележащие толщи. Разломы, проходящие от пород ДЮК в отложения осадочного чехла, являются путями вертикальной миграции флюидов и представляют собой зоны гидродинамической связи «добаженовских» и «надбаженовских» отложений. Гидродинамическая связь выше и нижележащих комплексов по зонам разломов подтверждается максимальной насыщенностью разреза углеводородами (рис. 5).

2. Палеоструктурные реконструкции 2D и 3D

Для восстановления этапов формирования структуры/залежи и определения путей миграции флюидов проводятся палеоструктурные реконструкции 2D и 3D. При этом важную роль необходимо уделять периодам региональной структурной перестройки осадочного бассейна, амплитуде поднятий (аплифтов) и мощности эродированных отложений. Периоды региональной структурной перестройки выделяются по уровню стратиграфических несогласий или перерывов в осадконакоплении. Амплитуда поднятий оценивается условно по восстановлению мощности

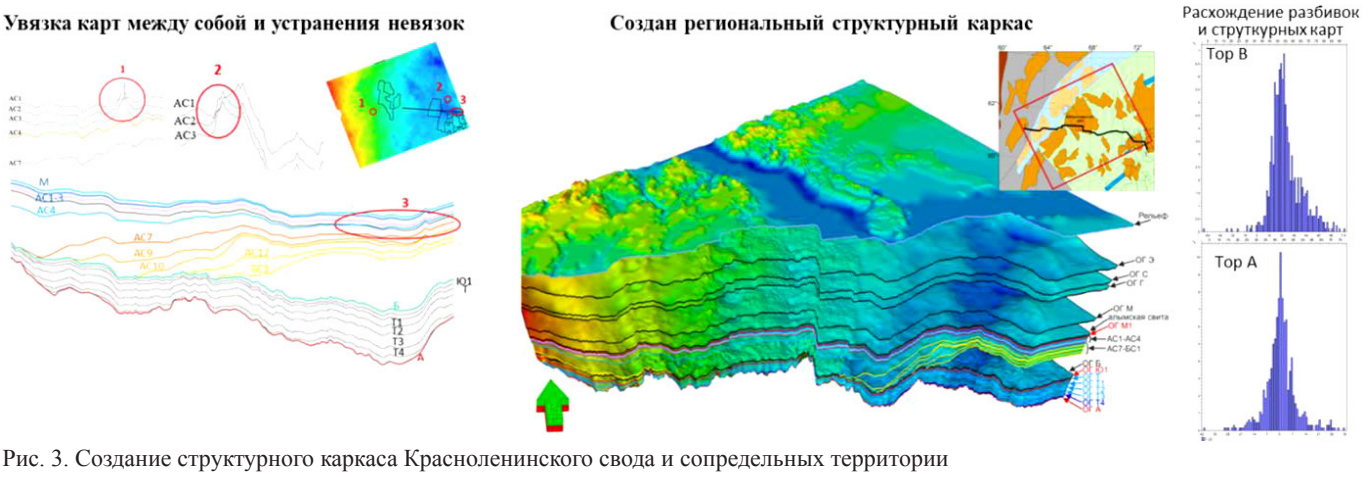


Рис. 3. Создание структурного каркаса Красноленинского свода и сопредельных территории

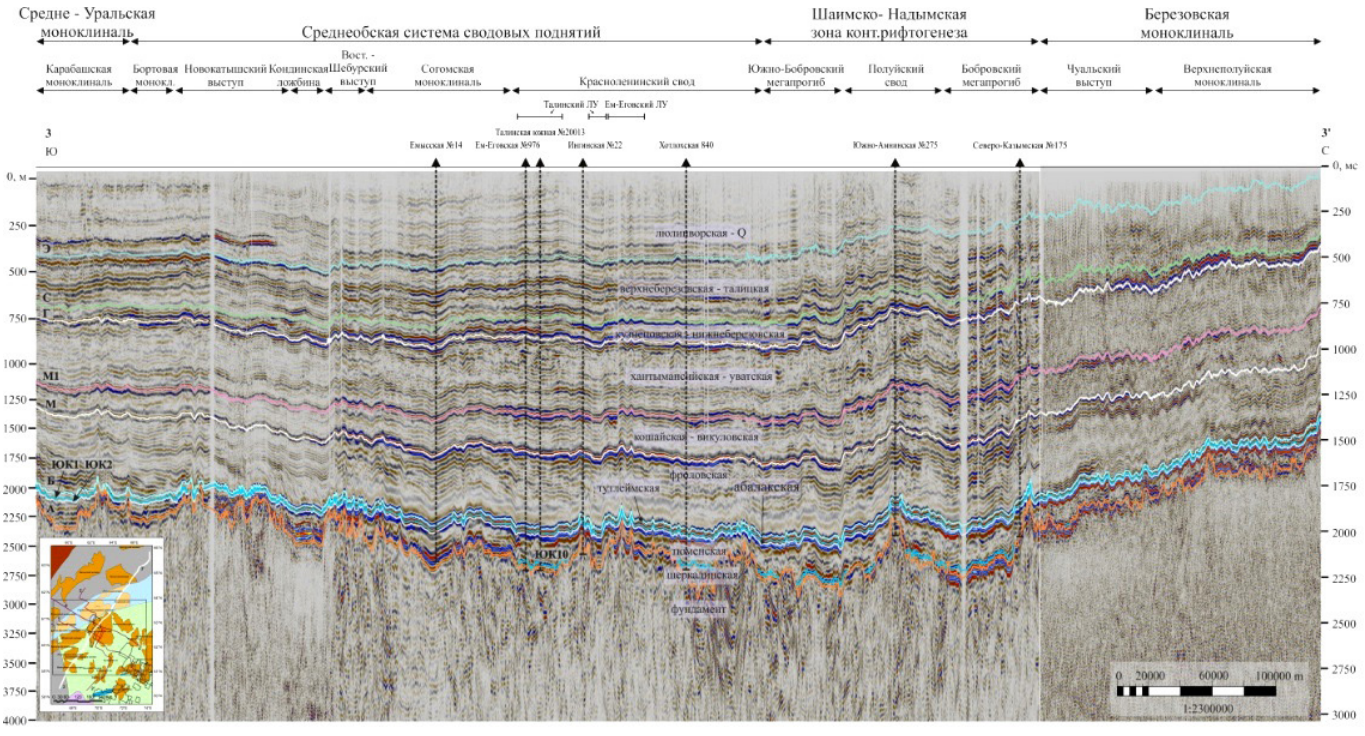


Рис. 4. Определение границ и построение структурного каркаса региональной модели и объекта исследований

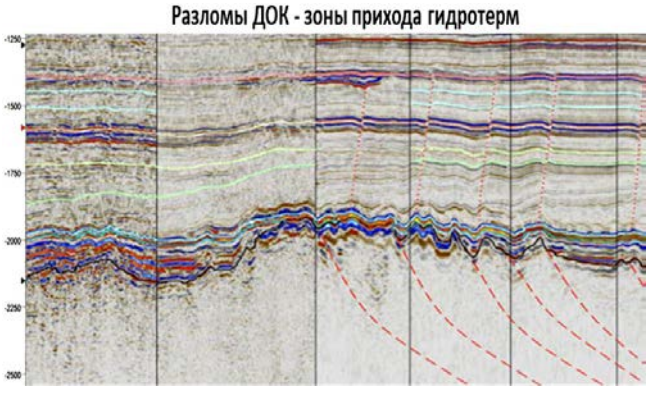


Рис. 5. Разломы доюрского комплекса отложений подстилают разломы осадочного комплекса.

эродированных осадков на выровненных по уровню стратиграфического несогласия профилях. Региональные и более масштабные поднятия определяются по 2D профилям, а более мелкие и локальные – по 3D сейсмическим данным и структурным поверхностям.

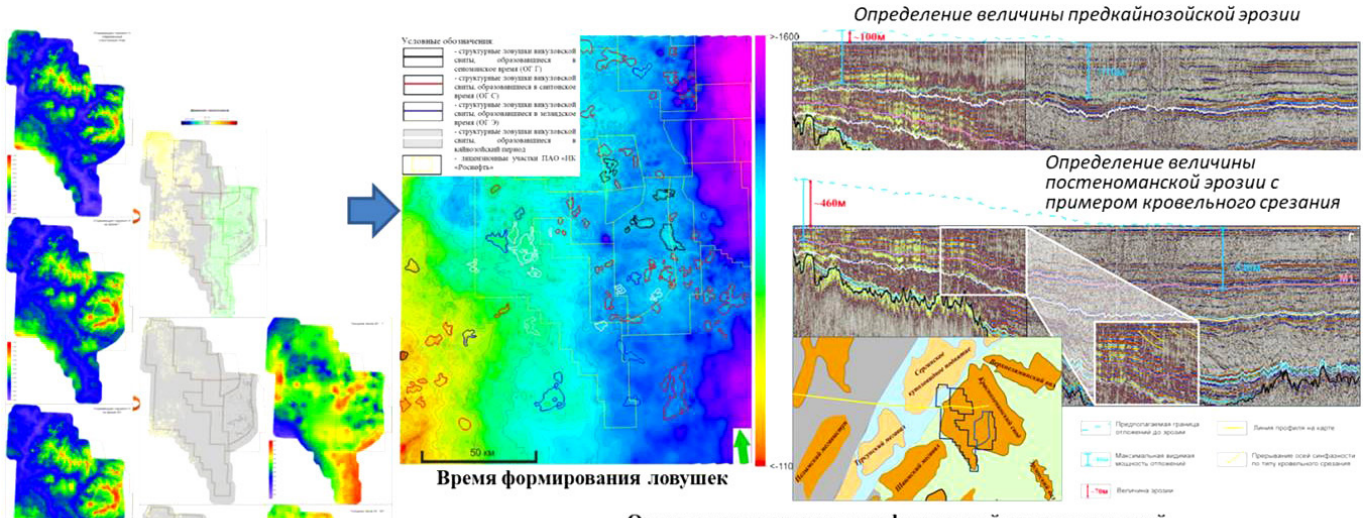
Для определения глубины погружений на разных этапах геологического времени используется метод оценки степени катагенетической зрелости органического вещества по отражательной способности витринита. Разница между современными глубинами, на которых находится толща, и глубинами, которые были необходимы для получения замеренной катагенетической зрелости органического вещества в ее составе, показывает амплитуду поднятия территории. Анализ истории погружений и поднятий позволяет правильно оценить генерационную возможность нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), оценить время и объёмы миграции углеводородов.

Основные этапы изменения структурного плана Красноленинского свода связаны с концом титонского, среднеаптского, позднеаптского и позднесантонского времени, а также началом танетского времени (рис. 6). Эти периоды времени могут быть основными этапами переформирования или формирования залежей УВ.

3. Анализ крупноячеистой цикличности и региональных перерывов осадконакопления

Для выделения в разрезе региональных и локальных флюидоупоров, разделяющих интервалы разреза с пластами-коллекторами, проводится анализ цикличности геологических разрезов. Цикличность геологических разрезов выражена направленными изменениями повторяемости слоев различного состава и текстурно-структурных признаков, связанных с процессами — циклами седиментации. *Седиментационный цикл* — процесс смены обстановок седиментации в геологическом времени. Вещественным результатом циклического процесса является ассоциация породных слоев, именуемая циклитом. Часто циклиты называют седиментационными циклами, когда речь идет о чередовании осадочных толщ мощностью несколько десятков метров, периодически повторяющихся. Методика выделения цикличности разреза связана с представлениями о стадиях регрессивного, стабильного и трансгрессивного развития полного цикла осадконакопления. Масштаб циклитов оценивается по их относительной толщине в разрезе изучаемых отложений. Каждый седиментационный цикл часто может рассматриваться как элемент углеводородной системы, включающий локальные НГМТ и флюидоупоры, а также потенциальные резервуары нефти и газа.

Седиментационная цикличность хорошо отражается в материалах геофизических исследований скважин. Как правило, интерпретируя геофизические каротажные диаграммы скважин, исследователь выделяет макроцикличность, где циклиты отражают



Определения величин аплифтов по району исследований

Время аплифтов	Мощность эрозии, м	Березовская моноклиналь (Нарыкарская-122)	Сергинское КП (Шеркалинская-131)	Ем-Еговская вершина Красноленинского свода (Ем-Еговская-30051)	Каменная вершина Красноленинского свода (Каменное-1193)
N1 (Современный)	до 200	-182	-180	-133	-90
K2m-Pg1d (Предкайнозойский)	до 100	-30	-50	-	-
K2s-t (Постсеноманский)	до 460	-65	-80	-45	-35
K1br-a (Апт-альбский	до 270	-145	-100	-20	-30
J2cel (Келловейский)	до 70	-50	-	-50	-50

Рис. 6. Палеореконструкции и оценка величины подъемов для определения возраста формирования структурных ловушек

трансгрессивно-регрессивную фазу осадконакопления. Трансгрессивные части циклита часто представляют собой хроностратиграфические поверхности, прослеживающиеся на относительно большой территории, которые должны быть зафиксированы, как в разрезах скважин, так и на временных сейсмических разрезах. Регрессивная часть циклита может быть сокращена по объему осадков вследствие эрозии вблизи поверхностей внутриформационных перерывов. Впоследствии любые палеогеографические и фациальные реконструкции должны проводиться только в рамках выделенных изохронных поверхностей циклитов. Вначале осуществляется корреляция циклов высших порядков, затем увязываются между собой более мелкие циклично построенные части разреза и далее прослеживаются и коррелируются отдельные локально развитые песчаные тела-коллекторы.

На основе полученной структурной 3Д модели юрских и меловых отложений Краснолениинского свода по данным скважин и временных сейсмических разрезов были выделены основные изохронные поверхности, ограничивающие региональные осадочные комплексы, сформированные за один крупный цикл изменения уровня моря. В качестве опорных границ были использованы ранее проинтерпретированные горизонты, и уже в рамках имеющихся комплексов были выделены дополнительные изохронные поверхности по данным сейсмики и ГИС. Таким образом, с помощью комплексирования ГИС и ВСР в разрезе осадочного комплекса удалось выделить 16 изохронных поверхностей, соответствующих поверхностям затопления и границам циклитов (рис. 7).

Анализ цикличности разного порядка в пределах Краснолениинского свода позволил выделить в разрезе гидродинамически связанные комплексы, в пределах которых прослеживается генетическая связь коллекторов. В пределах комплексов выделяются зоны, где гидродинамическая связь флюидов по вертикали отсутствует, вследствие чего распределение флюидов происходит только в пределах комплекса преимущественно по латерали и контролируется свойствами пласта.

4. Литологические исследования

4.1. Анализ микроцикличности. Литотипы и их генезис. Анализ литофаций

Специальные литологические исследования пород позволяют в пределах относительно крупных седиментационных циклитов выделить циклиты более мелкого порядка. Выделение микроцикличности по керну возможно только в результате детальных *литологических исследований на локальном объекте.* Мелкие циклиты объединяют в циклопачки и привязывают к циклитам более крупного масштаба, чтобы избежать ошибок при их корреляции. Мелкие циклиты формируются в результате чередования в разрезе литотипов пород, отличающихся своим минералогическим составом, структурой и фациальной принадлежностью. Группы литотипов увязываются с литофациями для возможности их экстраполяции от скважины в пределы локального объекта. Необходимый объем литологических исследований в среднем составляет 5–10 скважин на залежь. Подробное описание кернового материала позволяет произвести детализацию цикличности, выделенной по данным сейсмики и ГИС с подробным литологическим описанием пород. Литологическое описание циклитов мелкого порядка ложится в основу создания петрофизических моделей продуктивных горизонтов.

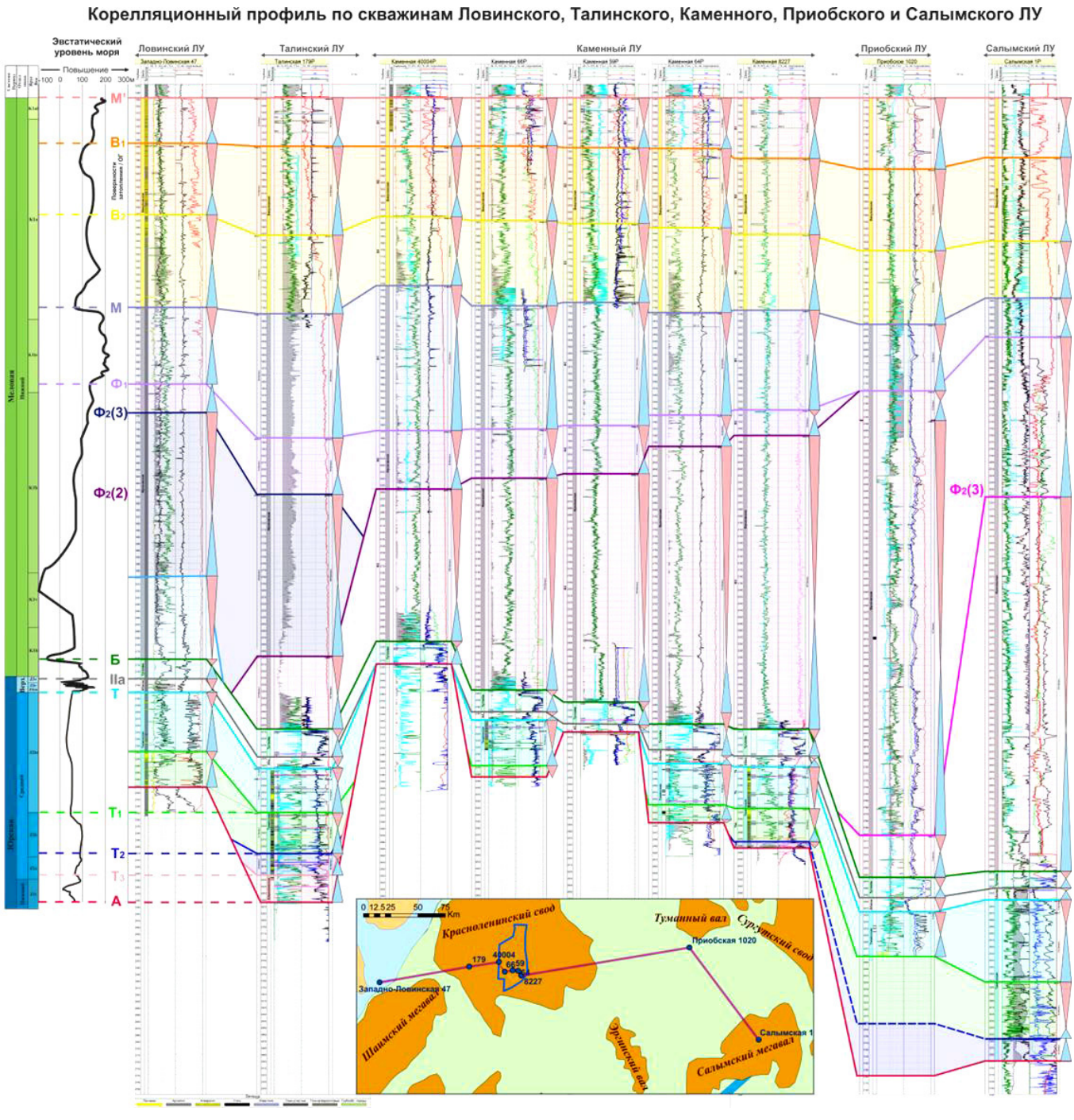


Рис. 7. Выделение циклитов и корреляция их по данным скважин

4.2. Вторичные изменения пород

При выделении литотипов следует особое внимание уделять уровням вторичного изменения породы, особенно если они периодически повторяются по разрезу. Как правило, это маломощные прослои пород с вторичным карбонатным цементом, активно развитыми процессами карбонатизации, пиритизации и окварцевания. Эти уровни могут быть свидетельством ранее существовавшего контакта вода-нефть, если они картируются по латерали залежи. Вторичные процессы минералообразования активно развиты и по каналам вертикального перемещения углеводородов вдоль разломов или зон трещиноватости, где часто в породе отмечается битумопроявление.

Детальные исследования шлифов и данные изотопного анализа продуктивных отложений викуловской свиты позволили выделить несколько уровней древних палеоводонефтяых контактов (палео-ВНК) (рис. 8), свидетельствующих о структурных перестройках и многоэтапном формировании залежи (Коробова, 2023; Краснова, 2024). Подобные структурные перестройки были также отмечены и на этапе региональных палеореконструкций. В зонах палео-ВНК отмечается повышенная карбонатизация, связанная с изменением состава вод при формировании ВНК и залечиванием пустотного пространства в терригенных отложениях. В этих зонах часто полностью отсутствует эффективная пористость, вследствие чего образуются непроницаемые плотные прослои пород, также

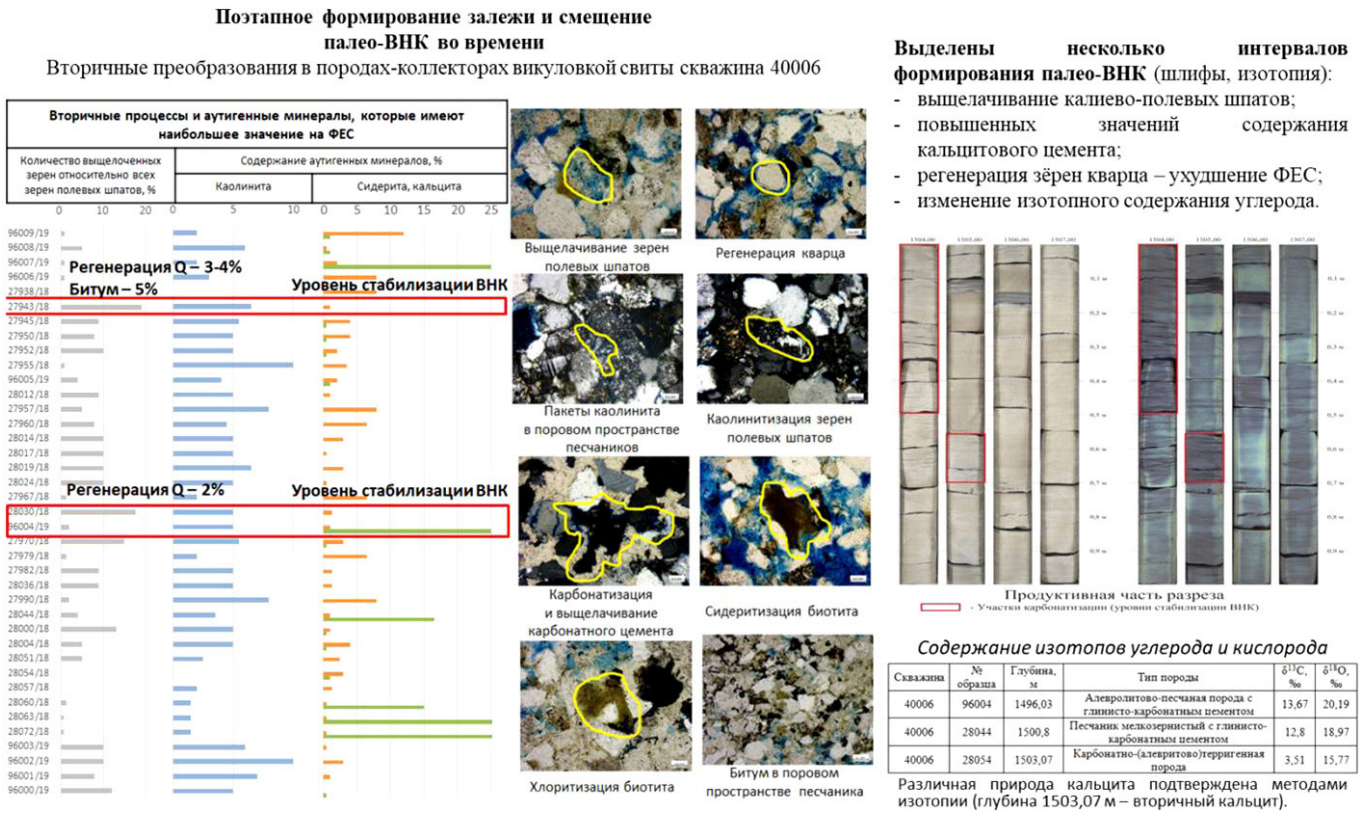


Рис. 8. Вторичные изменения в продуктивных интервалах залежи

фиксируемые по каротажу скважин. Пропластки плотных пород, выделяемые на этапах литофациального изучения разреза, учитываются впоследствии при создании геомеханической модели резервуара для выбора оптимального метода его разработки.

По результатам литолого-минералогических исследований установлено, что в каждом из пластов викуловской свиты присутствуют породы с близким литологическим и минералогическим составом. Анализ структуры, текстуры и степени слоистости интервалов позволил выделить наиболее типичные породы (рис. 9). Выделено 11 типов, четыре (1–4) из которых являются коллекторами, 9–11 – неколлекторами, а типы 5–8 могут быть как коллектором, так и неколлектором (Исакова, 2020). Нефтенасыщение разной степени интенсивности отмечается во всех литотипах, за исключением глинистых пород (тип 9 – ханты-мансийская свита) и карбонатизированных песчаников и алевролитов (типы 10–11). Дифференциация типов дана с учетом степени и вида слоистости.

5. Петрофизические исследования и интерпретация данных ГИС

5.1. Выделение литофизических типов пород – групп литотипов

Литотипы, выделенные по керну, группируются и калибруются с геофизическими характеристиками разреза. Группы литотипов с едиными петрофизическими параметрами представляют собой петрофизические типы пород, которые могут коррелироваться по ГИС и экстраполироваться по площади. Экстраполяция литофизических типов должна проходить только в пределах ранее выделенных седиментационных циклитов для достижения достоверности их корреляционных связей. Литофизический тип пород определяет корреляционную связь литотипов внутри единого цикла осадконакопления, обусловливая правомерность по данным каротажа скважин экстраполировать литологию и литофации пород на площадь залежи, месторождения или зоны нефтегазонакопления, где отсутствует керновый материал. Для каждого литофизического типа пород по керну измеряются его параметры, характеризующие структуру пустотного пространства, проводится полный комплекс оценки емкостно-фильтрационных свойств, капилляриметрических исследований, фазовых проницаемостей, насыщенности и другие виды исследований

Комплексирование литологического, петрофизического изучения керна и геофизической характеристики разреза в скважинах показало, что для викуловской свиты наиболее характерными и достаточно контрастными по ГИС являются группы литофизических типов с характерными критериями их выделения (табл. 1, рис. 10). Это позволяет создать модель резервуара и прогнозировать свойства пласта на неразбуренные территории.

6. Геохимические и гидрогеохимические исследования нефти, газа и воды

6.1. Определение генезиса флюидов и флюидодинамических связей по разрезу и площади

Геохимические и гидрогеохимические исследования направлены на выявление флюидодинамических связей в пределах осадочного бассейна, зоны нефтегазонакопления, месторождения и отдельно взятой залежи. На начальном этапе проводятся экспериментальные геохимические и гидрогеохимические исследования нефти

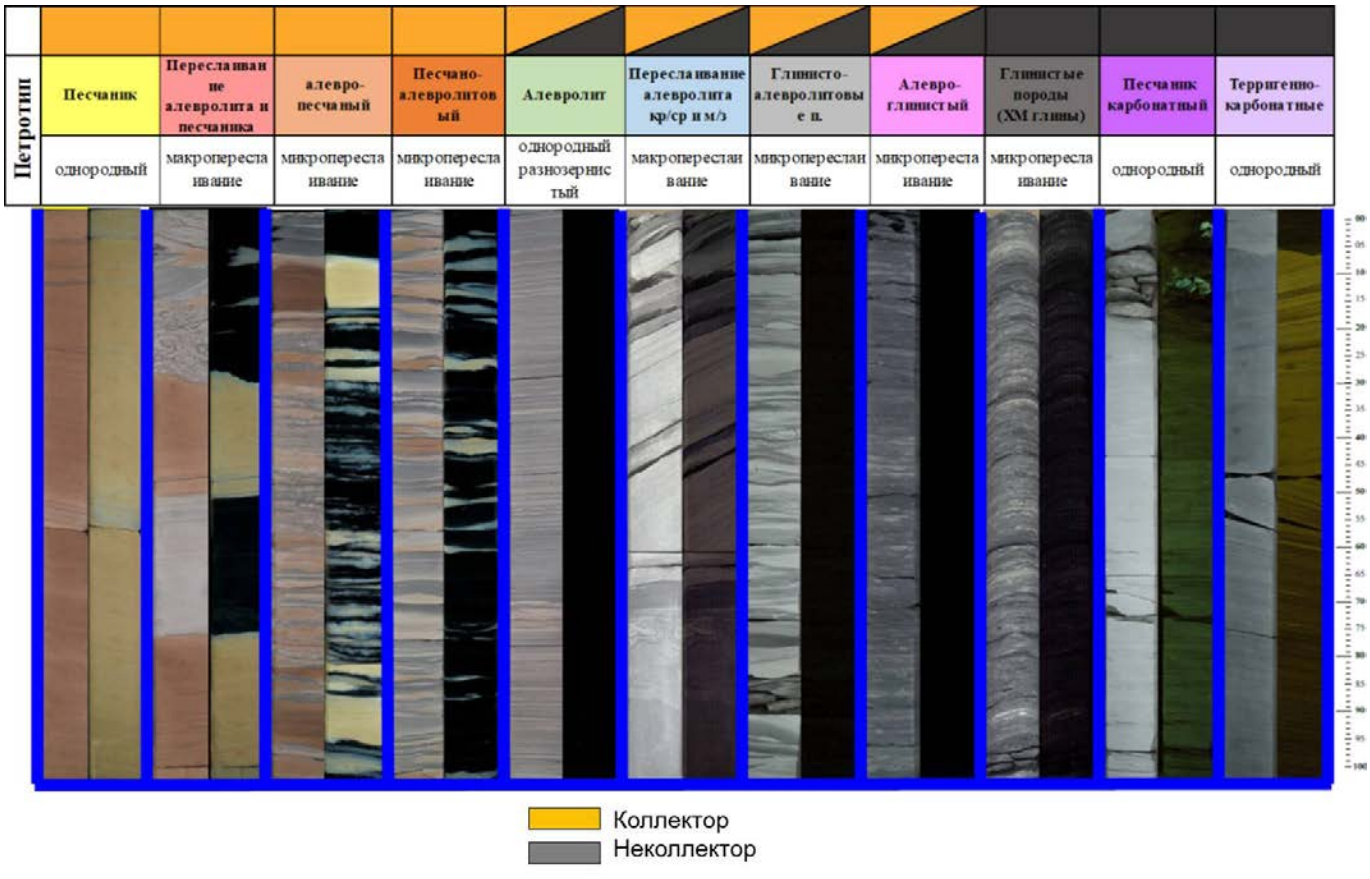


Рис. 9. Разнообразная степень слоистости и литологические типы пород викуловской свиты

и воды, готовятся паспорта флюидов и выбираются ключевые параметры для их систематизации. Классификация флюидов проводится по биомаркерному, изотопному, химическому и молекулярному составам. По выбранным параметрам проводится типизация флюидов по их генезису и вторичной преобразованности, устанавливаются параметры для объединения флюидов в группы. Анализ распределения типов флюидов показывает степень флюидодинамической связанности по разрезу месторождения. Причем важную роль играет не только современная флюидодинамическая связь между залежами, но и связь, которая существовала на протяжении формирования месторождения.

Наличие или отсутствие флюидодинамической связи по разрезу и площади изучаемого объекта устанавливается не только по параметрам, отражающим состав и генезис нефти, но в совокупности с параметрами, отражающими состав и генезис воды, которые сопоставляются между собой. Для определения генезиса воды должен проводиться расширенный комплекс экспериментальных геохимических исследований воды, что позволяет получить дополнительную информацию о связи флюидов разного генезиса, как в пределах вертикального разреза, так и по площади, а также о вкладе возможной гидротермальной деятельности.

№	Литотип - описание породы по керну
1	**Алевро-песчаники** с массивной текстурой, средне-мелкозернистой структурой
2	**Песчано-алевролитовые породы**, с массивной, горизонтальной, слоистой текстурой, микропереслаивание песчаников и алевролитов - слойки 0.5-1 см, макропереслаивание 10-20 см в среднем ; (песчаники тонко-мелкозернистые; алевролиты мелко-среднезернистые)
3	**Алевролитовые породы**, с массивной, горизонтальной, косослоистой текстурой, мелкозернистой структурой, переслаивание пород представлено ритмитами алевролитов
4	**Глинисто-алевролитовые** породы с горизонтальной, косослоистой текстурой, выраженной преимущественно глинисто-алевролитовыми ритмитами (с мелко-тонкозернистой структурой)
5	**Алевро-глинистая** порода (преимущ.перемычка м/у ВК1 и ВК2-3)
6	**Терригенно-карбонатные** песчаники и алевролиты с карбонатным цементом
7	**Алевро-глинистые** породы (ХМ глины) с горизонтальной, волнистой, косослоистой текстурой, тонкозернистой структурой алевролитов, глинистые породы представлены в виде тонких прослоев до 1 см/линзами/редким цементом, прослои аргиллитов

Табл. 1. Основные литологические типы пород в отложениях викуловской свиты

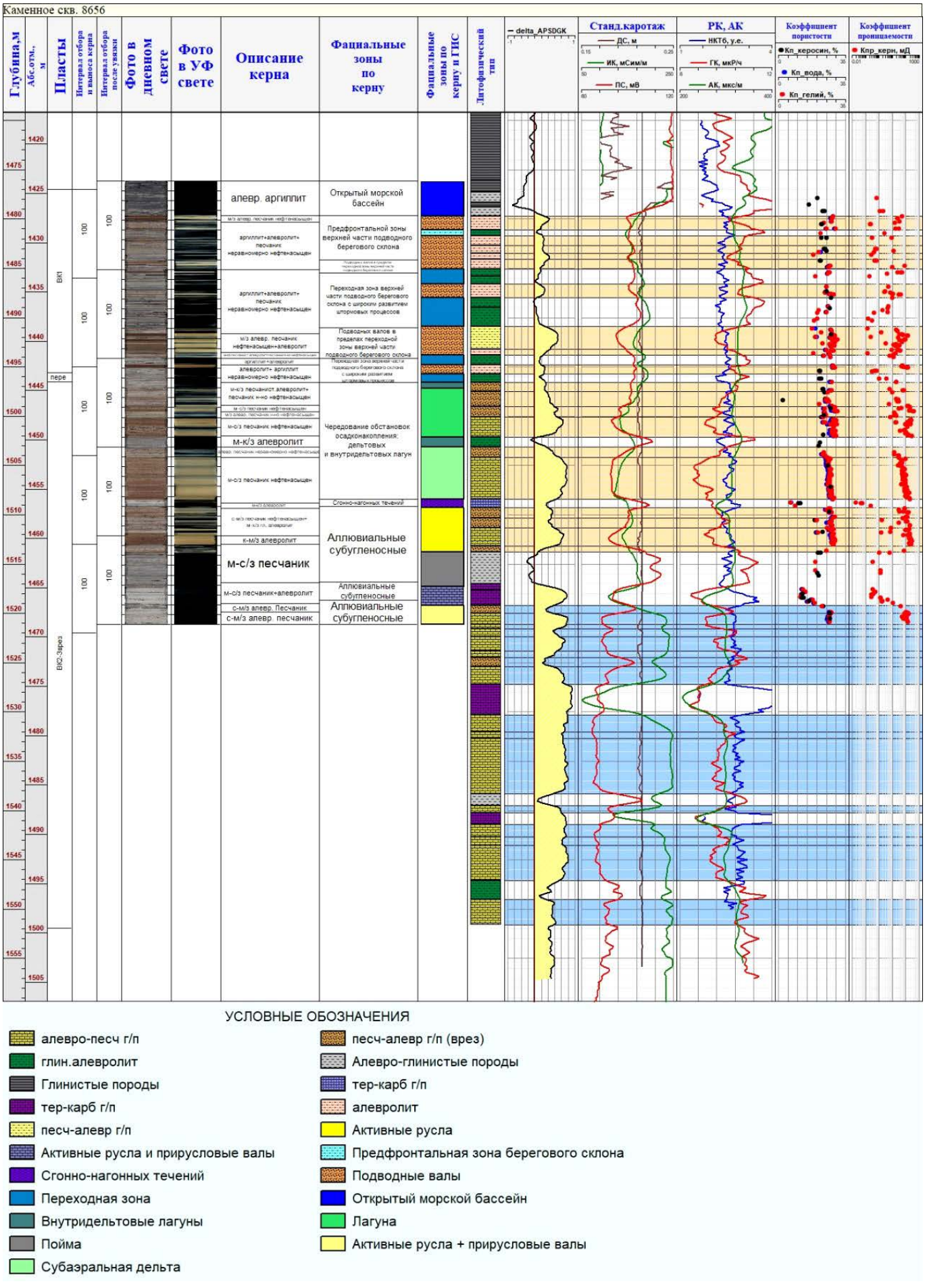


Рис. 10. Выделение литофизических типов и определение фациальных зон

На Красноленисском своде геохимические исследования углеводородов, органического вещества и воды разного генезиса (воды пластовой, для поддержания пластового давления и для гидроразыва пласта) позволили выделить гидрогеохимические группы флюидов по макро- и микро-составу воды и нефти, по изотопному составу, редкоземельным элементам (РЗЭ) и расчетным палеотемпературам по геотермометрам. Выделенные гидрогеохимические группы послужили основой определения гидродинамических связей в разновозрастных интервалах разреза и прогноза зон разного фазового состава флюидов (рис. 11).

6.2. Геохимические критерии как индикаторы процесса формирования или разрушения залежи

Геохимические критерии, установленные по результатам биомаркерного анализа и изотопии, должны быть использованы как индикаторы процесса формирования или разрушения залежи. Эта часть комплексирования является крайне важной для понимания перераспределения флюидов, их максимальной концентрации, а также связи положения древних ВНК с вторичными преобразованиями коллектора на контакте нефть – вода.

Изотопный и биомаркерный анализы флюидов в совокупности с другими геохимическими методами позволяют восстанавливать флюидодинамические связи между разновозрастными комплексами отложений, а также прослеживать перераспределение флюидов с течением времени при многоэтапном формировании залежей (Осипов, 2023) Установление связей между нефтегазоматеринскими толщами и флюидами разного фазового состава позволило создать полную флюидодинамическую модель объекта (рис. 12) и использовать ее для бассейнового моделирования и построения гидродинамической модели залежей.

6.3. Расчет соотношения сгенерированных и аккумулированных углеводородов. Прогноз насыщенности разреза

Другим важным направлением геохимических исследований для определения относительной степени насыщенности разреза является сравнение объема сгенерированных углеводородов с объемом аккумулированных в залежи углеводородов. Для этого используется методика подсчета ресурсов углеводородов объемно-геохимическим методом.

Для моделирования процессов и объемов генерации углеводородов необходимо знать, какие энергии требуются для разрыва тех или иных связей в составе органического вещества и получения флюидов разного фазового состава. Кинетическая энергия процесса преобразования органического вещества имеет разное распределение значений (спектров) в зависимости от типа органического вещества. Кинетические спектры деструкции керогена являются физическими параметрами, которые показывают, как порода реализует свой нефтегазоматеринский потенциал при разных температурах на разных стадиях катагенеза. В настоящее время существуют библиотеки с кинетическими спектрами деструкции керогена для разного типа органического вещества, которые можно заложить в модель. Однако строение керогена может отличаться в разных регионах и в разных комплексах пород, что приведет к отличию реальных результатов кинетических спектров от библиотечных данных. Поэтому оптимальным подходом является определение спектров деструкции керогена для каждой конкретной нефтегазоматеринской толщи или ее аналога в пределах нефтегазоносного бассейна путем эксперимента.

Основную роль в генерации углеводородов на Красноленинском своде играли высокоуглеродистые породы верхнеюрской баженовской свиты. Для них был

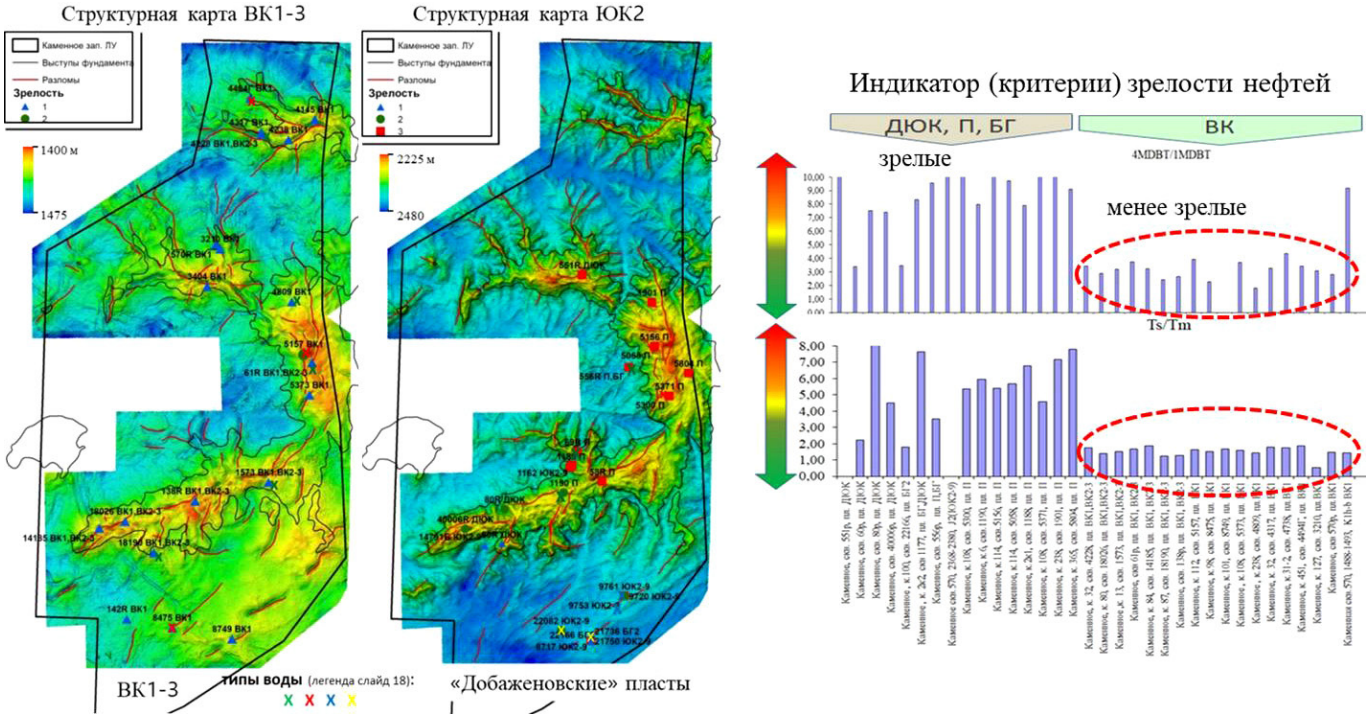


Рис. 11. Прогноз флюидодинамической связанности залежей по площади и разрезу

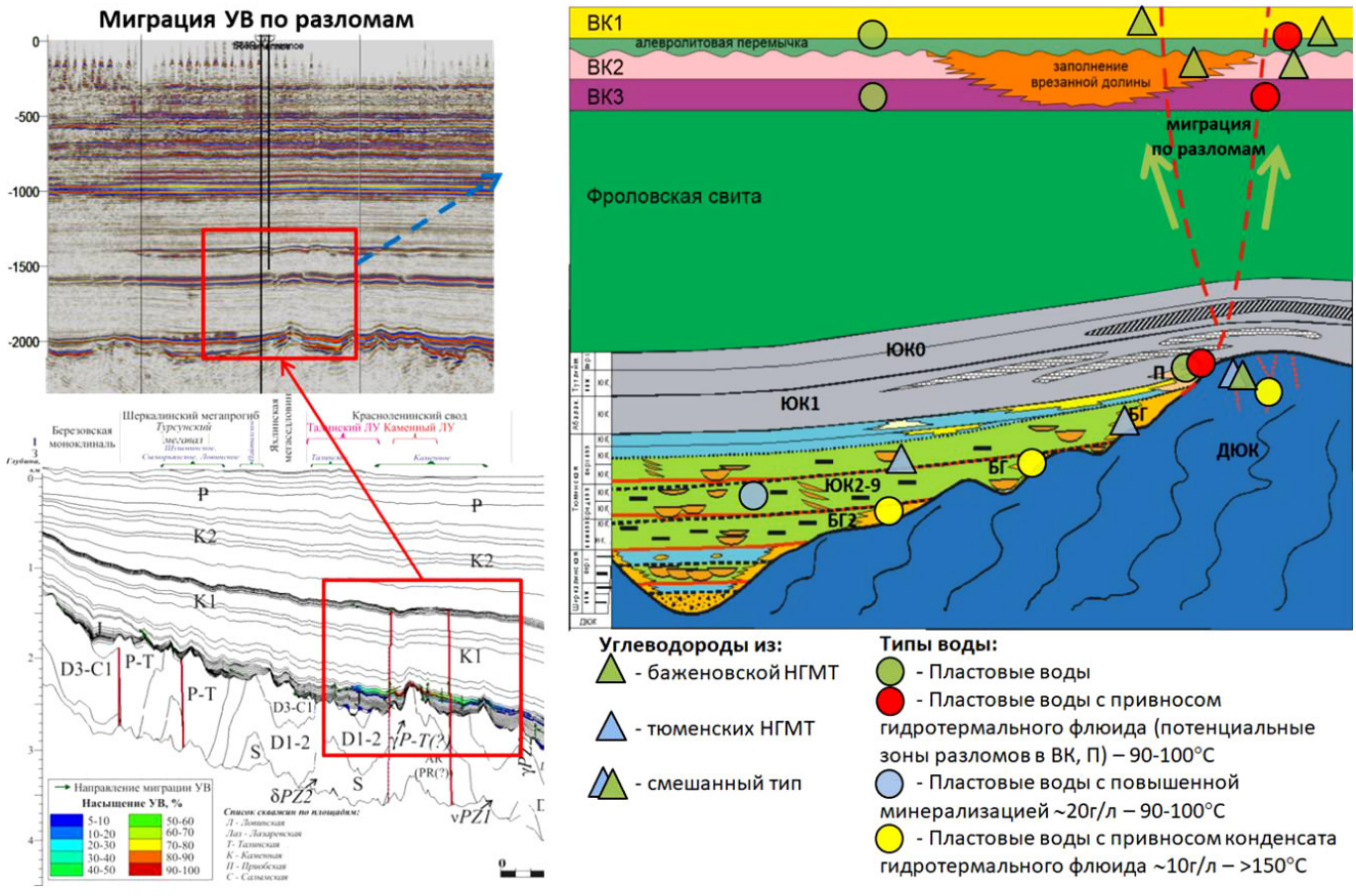


Рис. 12. Схема распределения углеводородов в отложениях Красноленинского свода

восстановлен кинетический спектр по образцам незрелых пород, который был интегрирован в геолого-геохимическую модель. Применение рассчитанного «родного» для баженовской свиты кинетического спектра деструкции керогена показало, что породы баженовской свиты могли генерировать на ранних стадиях их созревания большие объемы углеводородов, превышающие те, которые прогнозировались с использованием библиотечных кинетических спектров – аналогов баженовской свиты (рис. 13). Проведенные расчеты позволяют предположить, что основные объемы углеводородов в резервуарах викуловской свиты сформировались за счет нефтегазоматеринского потенциала баженовской свиты. Результаты бассейнового моделирования согласуются с подсчётом запасов (рис. 14).

6.4. Анализ состава воды и его изменения в процессе взаимодействия с породой и разработки месторождения

Расширенный комплекс гидрогеохимических исследований воды используется для определения генезиса пластовых вод, наличия и оценки вертикальных флюидодинамических связей и латеральной гидродинамической разобщенности залежи. Также, с целью увеличения межсервисного интервала ремонта скважин проводят обоснование оптимальных источников воды для системы повышения пластового давления (ППД), так как часто происходит выпадение солей, индикация которых не предусмотрена стандартным (нормативным) комплексом гидрогеохимических исследований на месторождении.

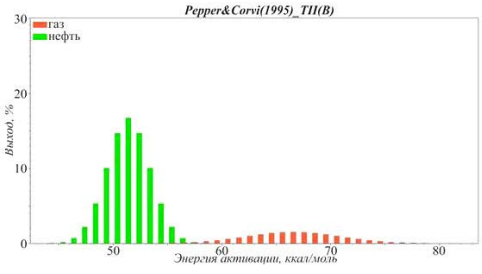
Для вод Красноленинского свода впервые определены индексы насыщения минеральных фаз в водах пластов при текущих термобарических условиях по 45 минералам, в отличие от нормативных расчетов, выполняемых только для кальцита и гипса. Установлено, что подземные воды всех пластов Красноленинского свода пересыщены по отношению к кальциту, доломиту и гетиту, часть проб – к стронцианиту и бариту, что свидетельствует о возможности выпадения данных минералов из растворов. (рис. 15).

7. Геомеханические исследования

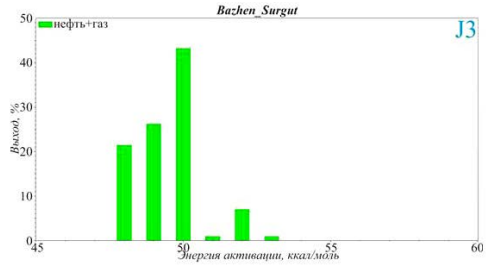
7.1. Геомеханические свойства литофизических типов пород

Геомеханические исследования пород должны выполнятся для литофизических типов пород, выделенных на этапах литофациальных и петрофизических исследований по данным скважин и керна. Для каждого литофизического типа пород должны определяться пределы прочности при одноосном /трехосном сжатии и одноосном растяжении, строится паспорта прочности Мора-Кулона с определением углов внутреннего трения и когезионной прочности, создаваться механические фации, которые коррелируются с литофациями пород, определяться коэффициенты трещиностойкости и пороупругости Био (Юсупов, 2024). Параметры, полученные экспериментальным и расчетным путем, являются основой для построения моделей механических свойств и напряжений по разрезу скважин с учётом литофациальной и петрофизической моделей резервуара. При этом особое внимание надо уделять прослоям плотных пород внутри

коллектора, которые могут быть связаны либо с границами седиментационных циклитов мелкого порядка, либо с положением древних водо-нефтяных контактов. Так, для каждого литофизического типа пород создается геомеханический паспорт и оценивается распределение литофизических и упруго-прочностных свойств пород (рис. 16.). При комплексировании с петрофизическими и литологическими характеристиками пород, знание их геомеханических свойств позволяет оценить целостность природного резервуара и подобрать методы его освоения. Кроме того, геомеханические исследования позволяют оптимизировать дизайн трещин гидроразрыва пласта (ГРП) за счёт калибровки расчетных и фактических данных (рис. 17). Дизайн ГРП с комплексированием разномасштабных данных более чем в 50% случаев позволяет снизить обводнённость скважин за счёт более корректного подбора параметров при проведении ГРП и предотвратить распространение трещин ниже ВНК.



Кинетический спектр керогена II типа Pepper&Corvi (1995)



Восстановленный кинетический спектр (Южно-Сургутский свод)

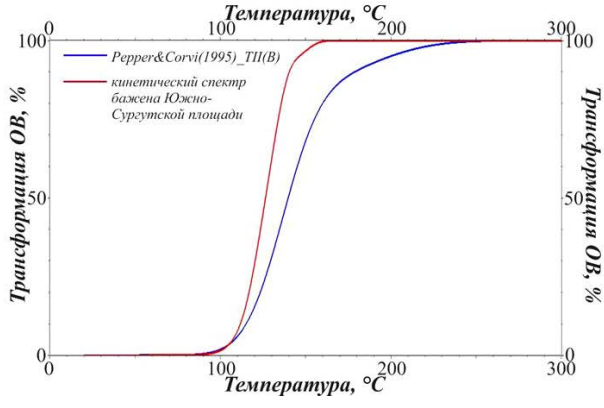


Рис. 13. Сравнение скорости трансформации керогена пород баженовской свиты с различными кинетическими спектрами

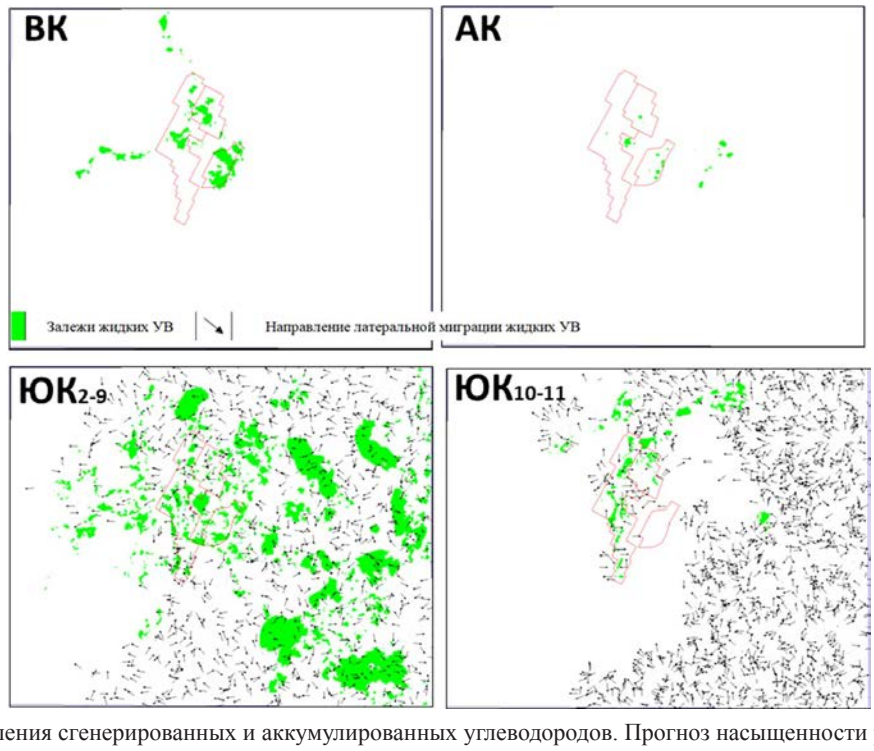


Рис. 14. Расчет соотношения сгенерированных и аккумулированных углеводородов. Прогноз насыщенности разреза.

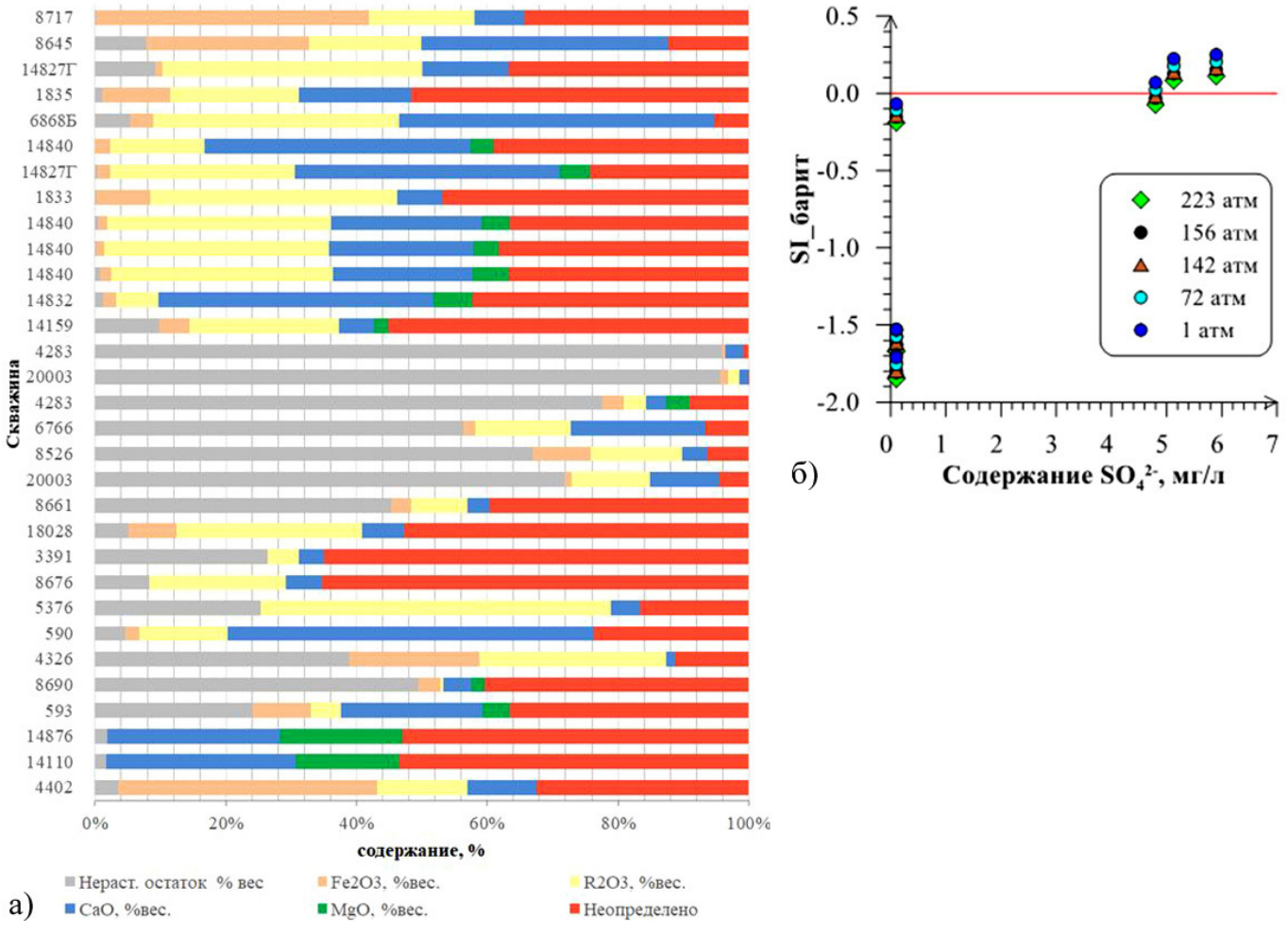


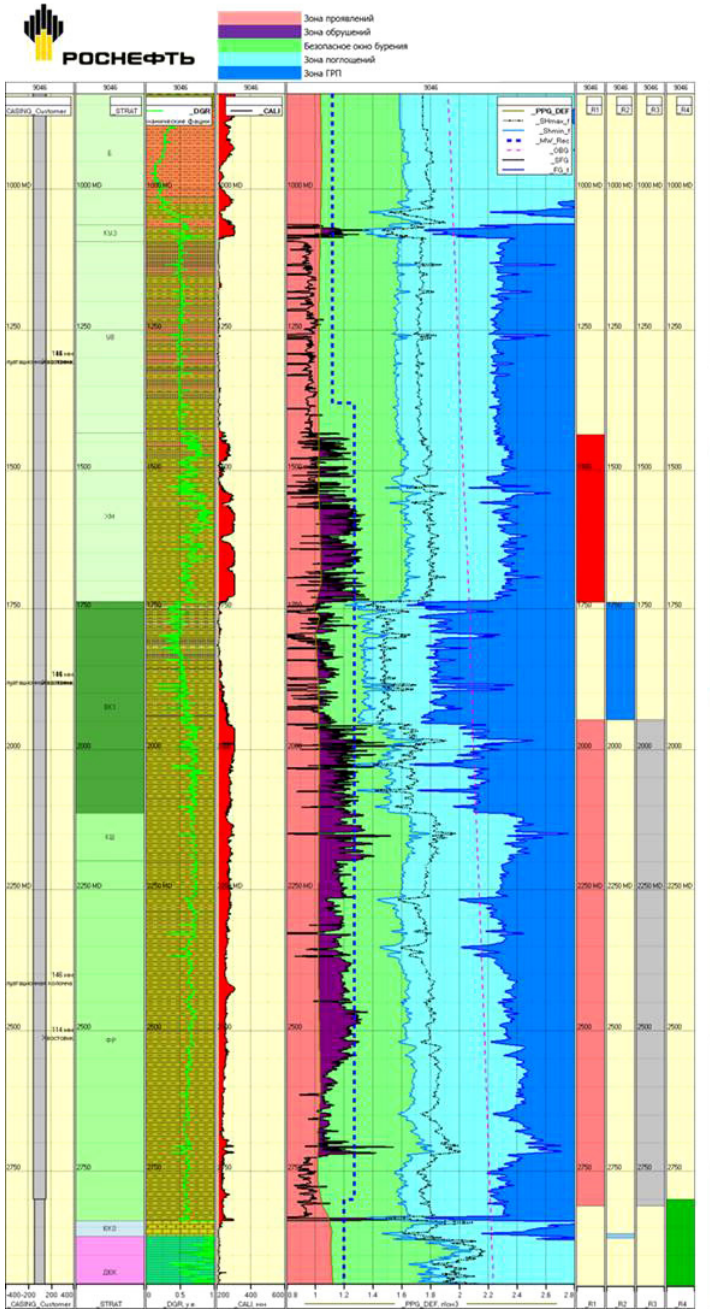
Рис. 15. а) Состав вторичных солей выпавших на оборудовании (результаты за 2016 год). В среднем более 20–25 % из состава выпавших отложений неопределено. б) Зависимость индексов насыщения (SI) барита от SO_4^{2-} в подземных водах (пласт ВК), рассчитанные при пластовой температуре и различных давлениях.

Рис. 16. Геомеханические исследования литотипов – создание механических фаций: А) паспорта прочности групп литотипов (Корреляция литофизические типы – упруго-прочностные свойства)

Заключение

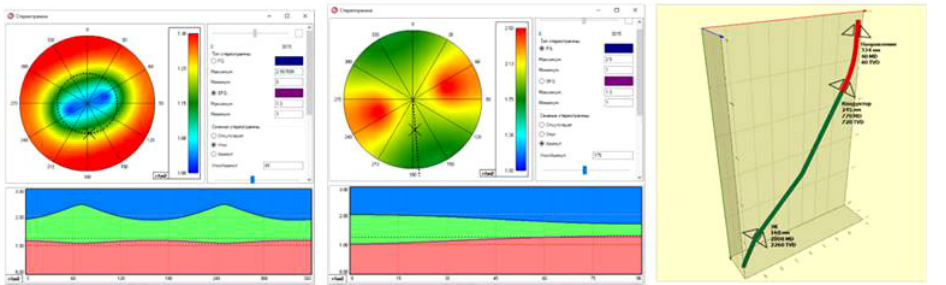
В работе показана последовательность, позволяющая использовать весь массив геолого-геофизической информации и результаты отдельных специальных исследований разного масштаба для решения задач всех этапов геологоразведочных работ (табл. 2). Создана матрица взаимодействия методов, дополняющих друг друга, подтверждающих результаты исследований, следовательно, увеличивается достоверность получаемых моделей и эффективность разработки месторождений нефти и газа.

Комплексирование разномасштабных данных является необходимым условием для достоверного решения задач разведки и разработки месторождений. Сложность увязки разномасштабных исследований известна всем специалистам, геологам, геохимикам, петрофизикам, гидродинамикам, занимающимся вопросами строения и формирования залежи нефти и газа.



Карта управления рисками
Скважина 9046 Каменной площади

Б



ТИП РИСКА	РИСК	ГЛУБИНА ПО СТВОЛУ, м	ГЛУБИНА ПО ВЕРТИКАЛИ, м	ОПИСАНИЕ	ДЕЙСТВИЕ
R.1. Обрушение стенок	R.1.1	1436-1738	1232-1465	Высокая вероятность обрушения, затяжек, посадок и прихватов в интервале ханты-мансийских глин. Осложнения при СПО, каротаже на кабеле (трубах), спуске колонны ввиду значительного увеличения диаметра ствола скважины. Искаженные данные каротажа на кабеле (трубах). Ухудшение качества цементирования. Градиент обрушения составляет в среднем 1.30-1.35 г/см³. В интервалах 1700-1750 – 1.40 г/см³. В данных интервалах образование вывалов практически неизбежно.	Для предотвращения: Контроль ЭЦП не менее 1.23 г/см³ • Контроль скорости подъема не более 0.5 м/с для всей скважины • Минимизация времени наращивания и стоянок без циркуляции • Применять процедуру для начала бурения новой свечи: 1. Медленный подъем – 2. запуск вращения буровой колонны – 3. постепенное включение насосов – 4. начало бурения При возникновении: • Увеличение времени циркуляции при наращивании, проработка и двойная проработка после каждой свечи (в зависимости от состояния ствола скважины) • Спуск/Подъем в безопасный интервал (руководствуясь моделью устойчивости) восстановление циркуляции, очистка ствола для продолжения бурения или СПО • При затяжке на подъеме, спуск с вращением для удаления от закупорки в безопасный интервал
	R.1.2	1947-2812	1617-2264	Высокая вероятность обрушения, затяжек, посадок и прихватов в интервале фроловских глин. Осложнения при СПО, каротаже на кабеле (трубах), спуске колонны ввиду значительного увеличения диаметра ствола скважины. Искаженные данные каротажа на кабеле (трубах). Ухудшение качества цементирования. Градиент обрушения составляет в среднем 1.30-1.35 г/см³. В интервалах 1950-2000, 2100-2200 – 1.40 г/см³. В данных интервалах образование вывалов практически неизбежно.	Для предотвращения: Контроль ЭЦП не менее 1.23 г/см³ • Контроль скорости подъема не более 0.5 м/с для всей скважины • Минимизация времени наращивания и стоянок без циркуляции • Применять процедуру для начала бурения новой свечи: 1. Медленный подъем – 2. запуск вращения буровой колонны – 3. постепенное включение насосов – 4. начало бурения При возникновении: • Увеличение времени циркуляции при наращивании, проработка и двойная проработка после каждой свечи (в зависимости от состояния ствола скважины) • Спуск/Подъем в безопасный интервал (руководствуясь моделью устойчивости) восстановление циркуляции, очистка ствола для продолжения бурения или СПО • При затяжке на подъеме, спуск с вращением для удаления от закупорки в безопасный интервал
R.2. Поглощение				Причины: При избыточном давлении в скважине, превышающем естественное минимальное горизонтальное напряжение, происходит реактивация естественной трещиноватости (либо трещин, созданных при бурении ранее). В такие, вновь открывшиеся, трещины поступает буровой раствор. При превышении градиента разрыва пласта поглощение будет происходить в образованных трещинах, и поглощения могут принимать неконтролируемый характер. Последствия: Потери бурового раствора/ Потеря циркуляции / Временные затраты / Уменьшение уровня бурового раствора в затрубе, следовательно усиление риска Обрушения стенок (R1) и газопроявления (R7) Факторы влияния: ЭЦП, высокий удельный вес раствора, скорость спуска (поршневание), недостаточная очистка ствола (количество шлама) Параметры для обнаружения: ЭЦП / Уровень р-ра в емкости / давление на стояке (SPPA)	
	R.2.1	1738-1947	1465-1620	Поглощение бурового раствора в интервале $ВК_{1-2}$ / Потеря циркуляции / Риск реактивации трещин при ЭЦП выше 1.35г/см³	Для предотвращения: • Тщательная очистка раствора при бурении в данном интервале, особенно от коллоидной твердой фазы. • Контроль ЭЦП не более 1.35 г/см³ / ограничение скорости спуска не более 0.5 м/сек / Очистка ствола • Применять процедуру для начала бурения новой свечи: 1. медленный подъем – 2. запуск вращения буровой колонны – 3. постепенное включение насосов – 4. начало бурения При возникновении: • Уменьшить расход до минимального обеспечивающего возврат циркуляции, • Руководствуясь моделью устойчивости скважины определить вероятный интервал поглощения, • При необходимости поместить пачку с материалом против поглощений в интервал поглощения полученный по модели. Следовать «Плану мероприятий по борьбе с поглощениями» (Программа строительства скважины)
	R.2.2	2861-2869	2307-2315	Высокая вероятность поглощения в интервале подошвы $ЮК_0$	Для предотвращения: • Тщательная очистка раствора при бурении в данном интервале, особенно от коллоидной твердой фазы. • Контроль ЭЦП не более 1.35 г/см³ / ограничение скорости спуска не более 0.5 м/сек / Очистка ствола • Применять процедуру для начала бурения новой свечи: 1. медленный подъем – 2. запуск вращения буровой колонны – 3. постепенное включение насосов – 4. начало бурения При возникновении: • Уменьшить расход до минимального обеспечивающего возврат циркуляции, • Руководствуясь моделью устойчивости скважины определить вероятный интервал поглощения, • При необходимости поместить пачку с материалом против поглощений в интервал поглощения полученный по модели. Следовать «Плану мероприятий по борьбе с поглощениями» (Программа строительства скважины)
R.3. Лавинное осыпание шлама. Скопление шлама	R.3.1	1947-2812	1617-2264	Лавинное сползание шлама и обломков породы в интервале с углом 40°-65° в интервале фроловских глин. Причины: По мере бурения происходит постепенное накопление шлама и обломков в интервале с углом 40°-65°, при достижении критической массы происходит неконтролируемое сползание шлама вниз по стволу. Последствия: Закупоривание затруба, затяжки, прихват инструмента / увеличение ЭЦП / проблемы при СПО / хаотичные значения крутящего момента, нестационарный режим бурения Факторы влияния: Зенитный угол между 40° и 65°, неэффективная очистка ствола	Для предотвращения: • Анализ графиков крутящего момента и веса инструмента на отклонения от модельных значений • Сравнение выноса шлама при бурении и проработке с расчетными значениями • Отслеживание значений давления на стояке и ЭЦП для определений закупорки затруба при подъеме с проработкой. При возникновении: • При закупорке, спуск с вращением для стравливания давления и удаления закупорки • При необходимости работа ясом и раскаживания • Спуск в безопасный интервал, восстановление циркуляции, очистка ствола для продолжения СПО • При подъеме, соответствие режима циркуляции эффективному выносу шлама перед вхождением в интервал набора угла.
R.4. Газопроявление	R.4.1	2800-3016		Проявления газа в интервале ДЮК Причины: Недостаточная плотность бурового раствора / снижение давления в скважине ввиду свабирования / падения уровня бурового раствора в затрубе вследствие поглощений Последствия: выброс газа Факторы влияния: недостаточное давление в скважине (низкий удельный вес раствора / свабирование / поглощение раствора) Мониторинг: ЭЦП , ЭСП (эквивалентная статическая плотность), давление на стояке (SPPA), анализ газокаротажа, мониторинг уровня раствора в емкости	Для предотвращения: • Поддержание градиента давления в скважине не ниже 1.20 г/см³ • Скорость подъема (d-экспонента и ds-экспонента) • Данные о скорости и пластовом давлении по буровым характеристикам • Каротаж в процессе бурения • Момент вращения бурильного инструмента • Нагрузка на крюке При возникновении: Следовать процедуре по борьбе с газопроявлением в скважины

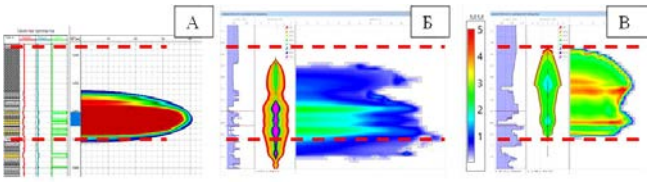
Рис. 16. Геомеханические исследования литотипов – создание механических фаций: Б) карта технологических рисков

Виды исследования / Результаты	Определение границ для региональной модели. Структурные построения и бассейновый анализ	Палео-реконструкции 2D и 3D	Анализ цикличности	Геохимические исследования	Литологические исследования	Петрофизические исследования и интерпретация ГИС	Геомеханические исследования	Сейсмические исследования
Структурный каркас региональной модели	Положение границ комплексов в региональном плане; Выделение потенциальных очагов нефтегазообразования; Выделение поднятий по фундаменту/ инверсионных; Анализ начальных пластовых давлений, которые должны учитываться при построении геомеханической модели пласта.	Изменение структурного плана во времени по данным ВСР; Оценка аплифтов и мощности эродированных осадков; Выделение периодов структурных перестроек/ региональных несогласий.	Выделение региональных несогласий	Анализ НГМТ, их генерационного потенциала и биомаркерного состава экстрактов; Определение кинетических спектров НГМТ.	Литологическое наполнение модели бассейновой модели		Геомеханическая модель	Сейсмо-стратиграфическая привязка выдержанных горизонтов, связанных с возможным наличием НГМТ и сменой обстановок осадконакопления; Сейсмо-стратиграфическое картирование региональных несогласий; Детализация строения в пределах ЛУ.
Пути миграции флюидов	Выделение региональных разломов; Анализ стрессовых деформаций в региональном плане.	Развитие разломной тектоники во времени; Области развития интрузий и вулканической деятельности.		Анализ молекулярного состава флюидов в пределах регионального объекта исследований; Создание паспорта флюидов, которые классифицируются по группам, имеющим близкий генезис, условия формирования и современное состояние; Применение методики комплексирования геохимических данных не только по макро- и микро-составу нефти и воды, но и по изотопному составу, РЗЭ и расчетным палеотемпературам и геотермам; Установление связи между НГМТ и углеводородами; Анализ состава флюидов вдоль зоны разломов; Оценка изменения типов флюидов по латерали.	Вторичные изменения пород в зоне разломной тектоники; Залечивание разломов минералами гидротермального генезиса; Анализ распределения трещин в керне и образование вторичного пустотного пространства.	Привязка типа трещиноватости к выделенным петротипам; Прогноз зон трещиноватости.	Анализ геомеханических свойств трещиноватых пород	Выделение разломов различного ранга по каждому комплексу
Строение складчатого основания/ фундамента	Картирование границ складчатого основания/фундамента	Определение времени формирования выступов фундамента		Анализ состава воды и углеводородов в зоне складчатого основания и в коре выветривания	Выделение литотипов по керну (при наличии кернового материала)	Анализ минералогического состава пород	Геомеханические свойства пород	Попытка проследить ОГ в пределах складчатого основания/фундамента
Переформирование залежей. Распределение УВ по разрезу и площади	Корреляция между зонами распространения интрузий и зрелостью флюидов для оценки влияния интрузивной деятельности на степень катагенетической преобразованности флюидов	Выделение основных рубежей формирования и переформирования структурного плана и палеозалежей УВ; Определение направлений миграции УВ во времени; Выделение уровней стабилизации палео-ВНК.	Оценка возможности образования локального флюидоупора, связанного с периодом максимального стояния уровня моря	Определение генезиса вод и генезиса УВ; Анализ биомаркерного состава, изотопов углерода нефти и воды, компонентного состава битумоидов, минерального состава вод, указывающих на возможную миграцию флюидов; Выделение основных рубежей формирования залежей УВ.	Выделение зон палео-ВНК на основе вторичных преобразований пород (шлифы, изотопия)	Оценка петрофизичских параметров зон палео-ВНК	Оценка геомеханических параметров плотных карбонатизированных интервалов (зон древних ВНК)	Динамическая интерпретация сейсмических данных

Табл. 2.

Оценка флюидодинамической связи пород и степени насыщенности коллектора	Резервуары, расположенные вблизи зоны разломов, – пути вертикальной миграции флюидов обладают максимальной нефтенасыщенностью. В одних и тех же литотипах при удалении от зоны разломов – нефтенасыщенность разреза сокращается.		Выделение гидродинамически несвязанных комплексов (без учета разломов)	Используется специальная методика экстракции УВ из низкопроницаемой породы, позволяющая сравнивать состав УВ-флюидов в открытых, закрытых и запечатанных порах		Создание модели резервуара		
Литологические типы отложений и их генезис			Выделение тонкой цикличности в пределах макроцикла и определение ее генезиса	Определение индексов насыщения минеральных фаз в водах литотипов в дополнение к стандартным исследованиям воды на месторождениях; Определение солей, выпадающих в осадок при взаимодействии вод разного типа с породой.	Выделение литологических разностей (литотипов пород)	Выделение литотипов по керну, определение их свойств; Группировка литологических разностей в петрофизические типы, определение параметров и распространение их по площади и разрезу.	Определение литопетрофизических и упруго-прочностных характеристик литотипов	Экстраполяция петрофизических свойств литотипов в межскважинном пространстве
Петрофизические типы пород, включающие группы литотипов. Характеристика их ФЕС и зоны распространения	Учёт структурного фактора		Петрофизические типы пород коррелируются в пределах единых макроциклов	Индексы насыщения минеральных фаз в водах пластов используются при термодинамическом моделировании в системе вода-вода-порода для оценки изменения ФЕС	Оценка объема УВ, находящегося в связанном состоянии. Связанные УВ уменьшают объем эффективного порового пространства и завышают подсчетные параметры для оценки извлекаемых запасов. Выделение литологических типов со схожими ФЕС.	Литотипы по керну сгруппированы в литофизические типы по ГИС. Установлены закономерности изменения ФЕС по литофизическим типам. Установлены литофизические типы, одновременно являющиеся коллекторами и неколлекторами. Методика оценки насыщенности с учетом капиллярных кривых по литофизическим типам. Методика прогноза начальной обводненности при испытании скважин с использованием ОФП. Оценка свойств флюидоупора.	Корреляционные зависимости литофизический тип – механические фации	Применение методики петроупроугового моделирвоания полиминеральных терригенных отложений с целью прогноза пористости, толщины коллектора и литологии. Методика разработана для полиминеральных терригенных пород с учетом их гранулярной структуры, а также седиментологических и диагенетических особенностей.
Зональность распространения упруго-прочностных свойств пород	Региональные тренды напряжений				Разработка рекомендаций по предотвращению и контролю осложнений при бурении на определенные типы пород	Создание корреляционных зависимостей группы литотипов – механические фации для дизайна ГРП; Построение секторной модели распределения упруго-прочностных свойств пород в пределах залежи.	Проведение оценки чувствительности наклонных, вертикальных и горизонтальных скважин относительно азимута бурения, зенитного угла и транзитного фонда	Сейсмическая инверсия с целью выявления зон неодинаковых упруго-прочностных свойств пласта
Изменения свойств флюидов и пласта в процессе разработки				Оценка изменения состава и свойств воды и нефти в процессе разработки			Изменение проницаемости и оценка изменения напряжений целевых пластов в процессе разработки	

Табл. 2.



	Модель А	Модель Б	Модель В
Длина, м	41	42	23
Высота, м	19	37	31
Ширина, м	2,65	2,6	2,7

Рис. 17. Результаты расчёта дизайна ГРП по данным: модель А – подсчёт запасов, модель Б – параметры из подсчёта запасов с учётом комплексирования разномасштабных данных, модель В – комплексирования разномасштабных данных

Однако значительных потерь информации при переходе от одного уровня исследования к другому можно избежать при тесном сотрудничестве специалистов, работающих с разномасштабными данными и понимающих степень важности каждой информационной единицы. Командная работа специалистов разных направлений позволяет улучшить понимание конечных пользователей информации об особенностях объекта исследований и сохранить их по дальнейшей цепочке исследований, выявив новые закономерности и повысив достоверность конечного результата. Зачастую сохранение особенностей установленных при литологическом описании керна позволяет создать новые подходы и методы связанные с петрофизическими зависимостями и интерпретацией геофизических исследований скважин, подсчётом запасов и реалистичность геологической/гидродинамической/геомеханической моделей, что в результате влияет на систему разработки залежи.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Афанасенков А.П. (2018). Комплексирование геолого-геофизических исследований при оценке перспектив нефтегазоносности малоизученных территорий РФ на примере северного обрамления Сибирской платформы. *Геофизика*, 3, с. 134–153.

Волкова Е.Н. (2012). Комплексное применение геофизических методов на различных этапах нефтегазопоисковых работ. *Известия Саратовского университета, Т. 12, Сер. Науки о Земле*, 1, с. 44–47.

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. DOI: 10.33623/0579-9406-2020-3-66-74

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-ёмкостные свойства. *Георесурсы*, 25(2), с. 105–122. DOI: 10.18599/grs.2023.2.8

Краснова Е.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Корзун А.В., Большакова М.А., Суслова А.А. (2024). Использование соотношений стабильных изотопов δ18O, δ13C в задачах нефтяной геологии. *Георесурсы*, 26(3), с. 126–137. DOI: 10.18599/grs.2024.3.14

Навроцкий А.О. (2004). Повышение эффективности нефтегазопоисковых работ на основе комплексирования геофизических и геохимических методов. Автореферат дисс. канд. геол.-минерал.наук. Саратов, 21 с.

Осипов К.О., Большакова М.А., Абля Э.А., Краснова Е.А., Сауткин Р.С., Суслова А.А., Калмыков А.Г., Тихонова М.С. (2023). Источники нефтей Красноленинского месторождения. *Георесурсы*, 25(2), с. 161–182. DOI: 10.18599/grs.2023.2.12

Поляков А.А., Ступакова А.В., Малышев Н.А., Сауткин Р.С., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Осипов С.В. (2023). Комплексирование методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа. *Георесурсы*, 25(4), с. 240–251. DOI: 10.18599/grs.2023.4.17

Савостин Г.Г., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Калмыков Г.А. (2023). Экспериментальные данные по изучению кинетики преобразования органического вещества в образце баженовской сланцевой формации Западной Сибири. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, (5), с. 96–104. DOI: 10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-5-96-104

Сауткин Р.С. , Ступакова А.В. , Суслова А.А. (2023). Роль комплексирования разномасштабных методов в производственных работах. *Сборник материалов конференции «Сейсморазведка в Сибири и за её пределами»*, с. 114–121.

Хисамов Р.С., Войтович С.Е., Либерман В.Б., Цыганов В.А., Егоров А.Ю., Боровский М.Я. (2007). О повышении эффективности геологоразведочных работ в «старых» нефтегазодобывающих регионах (подход к проблеме с позиции теории надежности геолого-поисковых систем). *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*, (5), с. 40–51.

Юсупов Я.И., Заглядин Я.А., Солдатова А.И., Калмыков Г.А. (2024). Литомеханическая типизация как основа выделения перспективных зон для бурения горизонтальных скважин и проведения гидроразрыва пласта на примере одного из месторождений Красноленинского свода. *Геофизика*, (1), с. 51–58. DOI: 10.34926/geo.2024.74.36.006

Soleimani M. (2013). Simulation of petroleum exploration based on a conceptual decision model: Taking the Dezful Embayment in southwestern Iran as an example. *Petroleum Exploration and Development*, 40(4), pp. 476–480. DOI: 10.1016/S1876-3804(13)60060-9

Song Y., Jia C., Jiang L., Ma X., & Shao X. (2024). Connotation and research strategy of the whole petroleum system. *Petroleum Exploration and Development*, 51(6), pp. 1386–1401. DOI: 10.1016/S1876-3804(25)60548-9

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, Ленинские горы, 1

e-mail: a.stoupakova@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, Ленинские горы, 1

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой нефтегазовой седиментологии и морской геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

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

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 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, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

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

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

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

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 17.02.2025;
Принята к публикации 05.05.2025; Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Integration of Multi-Scale Data for Search and Exploration of Oil and Gas Fields

A.V. Stoupakova[1], R.S. Sautkin[1], G.A. Kalmykov[1], N.I. Korobova[1], M.A. Bolshakova[1], E.A. Krasnova[1,2], A.V. Korzun[1], A.V. Mordasova[1], A.G. Kalmykov[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: Antonina Vasilyevna Stoupakova, e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

Abstract. The article is devoted to the complex coordination of multi-scale multi-level data obtained at different stages of geological exploration, in order to create a single ordered model of the deposit, taking into account retrospective and modern research results. The search for oil and gas fields in sedimentary oil and gas basins involves a classic scheme from the general to the particular. Therefore, when determining the oil and gas potential of the territory, regardless of the stage of geological exploration, it is necessary to determine the boundaries of the location of the local object in the regional plan and build a structural framework for the main reference strata (reflecting horizons). Based on the structural framework, paleostructural reconstructions are carried out to restore the stages of trap formation and determine the migration paths of fluids. Based on the data of geophysical well surveys and core studies, reservoir intervals are established, the properties of lithotypes are identified and secondary processes of reservoir rock transformation are determined. Geochemical and hydrogeochemical studies of fluids are conducted to identify fluid-dynamic connections within a sedimentary basin, oil and gas accumulation zone, field, and individual deposit. Geomechanical studies are performed to apply modern development methods. All obtained data are integrated with each other, allowing new patterns to be identified, thereby increasing the reliability and efficiency of geological exploration.

Keywords: multi-scale data, integration, geological exploration

Acknowledgements

The authors would like to thank the reviewers for their valuable comments and suggestions, which helped to enhance the work.

Recommended citation: Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Bolshakova M.A., Krasnova E.A., Korzun A.V., Mordasova A.V., Kalmykov A.G. (2025). IIntegration of Multi-Scale Data for Search and Exploration of Oil and Gas Fields. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 186–205. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.15

References

Afanasenkov A.P. (2018). Integration of geological and geophysical studies in assessing the oil and gas potential of poorly studied territories of the Russian Federation using the northern framing of the Siberian platform as an example. *Geofizika (Geophysics*), 3, pp. 134–153. (In Russ.)

Isakova T.G., Dyakonova 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.)

Khisamov R.S. Voitovich S.E., Liberman V.B., Tsyganov V.A., Egorov A.Yu., Borovsky M.Ya. (2007). On Improving the Efficiency of Geological Exploration Work in "Old" Oil and Gas Producing Regions (An Approach to the Problem from the Position of the Theory of Reliability of Geological Exploration Systems). *Mineralnye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie (Mineral Resources of Russia. Economy and Management)*, 5, pp. 40–51. (In Russ.)

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. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.8

Krasnova E.A., Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Korzun A.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A. (2024). Stable Isotope Ratios δ18O, δ13C in Petroleum Geology Application. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 126–137. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.14

Navrotsky A.O. (2004). Improving the Efficiency of Oil and Gas Exploration Based on the Integration of Geophysical and Geochemical Methods. Abstract Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Saratov. (In Russ.)

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. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.12

Polyakov A.A., Stoupakova A.V., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Osipov S.V. (2023). Integration of petroleum geology methods for oil and gas exploration. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 240–251. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.17

Sautkin R.S., Stoupakova A.V., Suslova A.A. (2023). The role of combining multi-scale methods in production work. Proc. Conf.: Seismic exploration in Siberia and beyond, pp. 114–121. (In Russ.)

Savostin G.G., Kalmykov A.G., Ivanova D.A., Kalmykov G.A. (2023). Experimental data on the study of the kinetics of organic matter transformation in a sample of the Bazhenov shale formation of Western Siberia. *Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology*, 5, pp. 96–104. (In Russ.)

Soleimani M. (2013). Simulation of petroleum exploration based on a conceptual decision model: Taking the Dezful Embayment in southwestern Iran as an example. *Petroleum Exploration and Development*, 40(4), pp. 476–480. DOI: 10.1016/S1876-3804(13)60060-9

Song Y., Jia C., Jiang L., Ma X., & Shao X. (2024). Connotation and research strategy of the whole petroleum system. *Petroleum Exploration and Development*, 51(6), pp. 1386–1401. DOI: 10.1016/S1876-3804(25)60548-9

Volkova E.N. (2012). Integrated application of geophysical methods at various stages of oil and gas exploration. *Bulletin of the Saratov University. Series: Earth Sciences*, 1, pp. 44–47. (In Russ.)

Yusupov Ya.I., Zaglyadin Ya.A., Soldatova A.I., Kalmykov G.A. (2024). Lithomechanical Typification as a Basis for Identifying Promising Zones for Drilling Horizontal Wells and Carrying Out Hydraulic Fracturing Using the Example of One of the Krasnoleninsky Arch Fields. *Geofizika (Geophysics)*, 1, pp. 51–58. (In Russ.)

About the Authors

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgy A. Kalmykov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of Petroleum Sedimentology and Marine Geology, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University.

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elizaveta A. Krasnova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna V. Korzun– Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Hydrogeology, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 17 February 2025;
Accepted 5 May 2025; Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.16 УДК 622.276

Влияние параметров течения реакционного флюида на скорость растворения породы коллектора

Е.Н. Иванов, Д.А. Коробков, М.Р. Стукан*
ООО «ТКШ», Москва, Россия

Метод цифрового анализа керна (и связанные с ним инструменты прямого моделирования течения в поровых каналах) предоставляет уникальные возможности для моделирования физико-химических процессов на микроуровне с учетом структуры и свойств минеральной матрицы реальных пород-коллекторов. В статье представлены результаты численного моделирования кислотной обработки карбонатных коллекторов на поровом уровне с использованием метода функционала плотности для гидродинамики (DFH). В рамках предложенного подхода взаимодействие потока раствора соляной кислоты (HCl) с поверхностью пор учитывается посредством введения дополнительного потенциала, зависящего от расстояния до поверхности.

Исследование направлено на изучение влияния скорости закачки кислотного раствора на эффективность растворения минеральной матрицы, изменение пористости и проницаемости породы.

Моделирование проводилось на трехмерной цифровой модели доломита, реконструированной по данным рентгеновской томографии. Учет гетерогенности порового пространства и химических реакций на поверхности минерала позволил исследовать влияние режимов течения на процесс растворения минеральной матрицы и получить эмпирические зависимости скорости эффективной реакции от скорости потока.

Результаты работы демонстрируют высокий потенциал применения численных методов для изучения процессов, которые трудно или невозможно воспроизвести в лабораторных условиях. Предложенный подход открывает новые перспективы для анализа воздействия кислотных растворов на фильтрационно-емкостные характеристики пород-коллекторов, что имеет важное значение для повышения эффективности разработки месторождений углеводородов.

Ключевые слова: цифровой анализ керна, численное моделирование, кислотная обработка, карбонаты

Для цитирования: Иванов Е.Н. , Коробков Д.А. , Стукан М.Р. (2025). Влияние параметров течения реакционного флюида на скорость растворения породы коллектора. *Георесурсы,* 27(2), с. 206–215. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.16

Введение

Кислотная обработка (КО) является широко применяемым методом интенсификации добычи углеводородов, используемым как на нефтяных, так и на газовых месторождениях. Эффект достигается за счет частичного растворения минеральной матрицы породы кислотным раствором, который закачивается в пласт под давлением, не превышающим давление разрыва. Наблюдающиеся при этом паттерны растворения минеральной матрицы могут существенно варьироваться в зависимости от типа породы, состава кислотного раствора и скорости закачки. При низких скоростях закачки происходит равномерное растворение породы в прискважинной области, так как кислота расходуется до проникновения вглубь пласта. В случае высоких скоростей закачки растворение происходит во всем объеме проникновения кислоты, что приводит к равномерному увеличению пористости породы. Однако наиболее эффективным с экономической точки зрения является вариант формирования вблизи скважины сети тонких каналов, известных как червоточины, что происходит при промежуточных скоростях закачки. Таким образом, определение оптимальной скорости закачки является ключевой задачей для успешного проведения кислотной обработки.

Для эффективного применения КО необходимо наличие комплексной информации о геологических, гидродинамических и химических характеристиках коллектора, включая параметры взаимодействия минералов породы с закачиваемыми кислотными растворами. Однако традиционные лабораторные методы не позволяют определить весь набор необходимых параметров, особенно в случае гетерогенной пористой среды. Ключевая проблема заключается в невозможности подбора идентичных образцов

* Ответственный автор: Евгений Николаевич Иванов
e-mail: EIvanov7@slb.ru

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

породы для тестирования различных кислотных составов, что ограничивает интерпретацию и валидность получаемых результатов. В силу этого сложно переоценить возможность определять необходимые характеристики из моделирования процессов на поровом уровне и последующего их масштабирования на модели меньшего разрешения, такие как, например, модель Дарси.

Развитие вычислительных мощностей и методов численного моделирования открыло новые возможности для планирования и оптимизации кислотной обработки. На сегодняшний день разработан ряд подходов и симуляторов (Glasbergen et al., 2009; Steefel et al., 2015; Qiu et al., 2018; Ali, Nasr-El-Din, 2020), которые используются для моделирования КО. Однако при внимательном анализе (Beletskaya et al., 2017) обнаруживается, что большинство существующих моделей не обеспечивают достаточной точности в предсказании оптимальных параметров обработки. Одной из возможных причин является используемое в промышленных моделях предположение об идеальном (равномерном) смешении минералов и флюида на масштабах, меньших размера дискретизации, что исключает какое-либо влияние на результат структурной неоднородности порового пространства. В то же время, было показано (Dubetz et al., 2016; Etten et al., 2015; Ziauddin, Bize, 2007; Lisitsa et al., 2020), что распределение пор по размерам и их структура оказывают, в некоторых случаях, большее влияние на эффективность кислотной обработки, чем пористость и проницаемость. Таким образом, изучение всего комплекса химических и гидродинамических процессов на поровом уровне является важной задачей для повышения точности прогнозирования результатов КО.

В настоящее время существует целый ряд подходов, позволяющих проводить моделирование течения на поровом уровне. Например, решеточный метод Больцмана (Wolf-Gladrow, 2000), метод сглаженных частиц (Gingold, Monaghan, 1977), метод связанных поровых каналов (Kim, Lindquist, 2012) и методы вычислительной гидродинамики (Chung, 2002). Однако ни один из вышеперечисленных методов не способен адекватно учитывать растворение и/или осаждение, что затрудняет моделирование процессов, связанных с изменениями поровой структуры, и описание взаимосвязи химических реакций с переносом вещества.

Эффективная скорость гетерогенной реакции (количество растворенного минерала в единице объема породы за единицу времени) в пористой среде зависит от скорости потока (Beletskaya et al., 2017; Gautelier, 1999). Высокие скорости потока способствуют перемешиванию компонентов у поверхности породы, таким образом, увеличивая скорость реакции до кинетического предела. Напротив, при низких скоростях флюида скорость реакции ограничивается переносом кислоты к зоне реакции. При этом в большинстве численных моделей для оптимизации КО предполагается условие идеального смешения, что соответствует плато на зависимости эффективной скорости реакции от скорости потока (Beletskaya et al., 2017), когда эффективная скорость реакции считается постоянной и определяется кинетикой реакции на поверхности породы. Однако такое упрощение не позволяет учитывать реальную структуру порового пространства, что снижает точность прогнозов.

Ранее (Beletskaya et al., 2017) нами была предложена и реализована модель взаимодействия реагирующего флюида с минеральной матрицей породы на масштабе пор, основанная на методе функционала плотности для гидродинамики (DFH). Этот подход позволил учесть разнообразные химические и физические процессы, происходящие на микроуровне. В настоящей работе мы применили данный метод для изучения влияния режимов течения на эффективность растворения породы и определения зависимости эффективной скорости реакции от скорости потока с учетом реальной поровой структуры.

Описание модели

В данной работе был применен метод прямого моделирования течения химически активного раствора в микроструктуре реальной породы. Этот метод был первоначально разработан для двумерной постановки (Beletskaya et al., 2017) и впоследствии расширен для работы с более сложными трехмерными моделями пористой среды (Ivanov et al., 2020). Данный подход позволяет качественно воспроизводить такие ключевые процессы, как диффузия компонентов раствора к зоне реакции и химические реакции на поверхности минеральной матрицы. При этом изменения как структуры минеральной фазы, так и распределения компонентов раствора осуществляются совместно с моделированием течения флюида.

Ниже приведено краткое описание метода функционала плотности для гидродинамики (DFH), а также композиционной модели флюида и модели породы, которые были использованы для проведения расчетов в рамках настоящего исследования.

Функционал плотности для гидродинамики с химическими реакциями

В основе подхода к моделированию, использованного в данной работе, лежит интеграция принципов химической кинетики, термодинамики и теории функционала плотности, адаптированной для задач гидродинамики. Этот метод был разработан для моделирования многофазных течений с учетом сложных физико-химических процессов. Он универсален и не ограничен конкретным типом закачиваемого флюида или породы, что позволяет применять его для моделирования жидкостей со сложной реологией, таких как полимерные растворы или эмульсии.

Теория функционала плотности в композиционной гидродинамике, подробно описанная в работах (Demianov et al., 2011; Demianov et al., 2014), базируется на представлении системы через функционал энергии, зависящий от распределения мольных плотностей отдельных компонентов. Этот подход аналогичен широко известному методу функционала плотности, используемому в квантово-химических расчетах, где состояние системы описывается функционалом электронной плотности. Ниже, без детального вывода, кратко изложены основные положения теории функционала плотности для изотермического случая, который является достаточным для большинства практических приложений и использовался в данной работе.

Прежде чем перейти к основным уравнениям, определим ключевые переменные, описывающие состояние среды в каждый момент времени *t*. Это мольные плотности компонентов n_i и компоненты скорости массопереноса u_a. Здесь индексом i обозначен номер компонента ($i = 1,\ldots,M$), а индексы a и b соответствуют одной из декартовых координат: *x, y* или *z*. Для обозначения частных производных по координате и времени используется сокращенное обозначение $\partial_t n \stackrel{\text{def}}{=} \partial n/\partial t$. Также везде подразумевается суммирование по дважды повторяющимся индексам (например, $\partial_a I_{ia} \stackrel{\text{def}}{=} \frac{\partial}{\partial x} I_{ix} + \frac{\partial}{\partial y} I_{iy} + \frac{\partial}{\partial z} I_{iz}$).

В отличие от других подходов, применяемых в гидродинамике, в методе функционала плотности для описания многофазной изотермической системы используется термодинамический потенциал свободной энергии Гельмгольца:

$$F = \int_V \left(f(n_i) + \lambda_i n_i + \frac{1}{2} v_{ij}\, \partial_a n_i \partial_a n_j \right) dV, \qquad (1)$$

где V – рассматриваемая пространственная область; f – удельная свободная энергия Гельмгольца на единицу объема однородной смеси; $\lambda_i = \lambda_i(x,y,z)$ – распределение потенциала внешних сил, действующих на частицы i-ого компонента. Хотя в общем случае матрица коэффициентов v_{ij} может зависеть от локальных мольных плотностей, в применении к рассматриваемой задаче она принимается постоянной и диагональной: $v_{ij} = v^*\delta_{ij}$.

$$\partial_t n_i + \partial_a I_{ia} = q_i, \qquad (2)$$

$$\rho(\partial_t u_a + u_b \partial_b u_a) = \partial_b p_{ab} - n_i \partial_a \lambda_i. \qquad (3)$$

Здесь q_i – скорость изменения мольной плотности i-ого компонента в результате химических реакций, p_{ab} – тензор напряжений. Поток I_{ia} может быть представлен как сумма массопереноса и диффузионного потока Q_{ia}:

$$I_{ia} = n_i u_a + Q_{ia}.$$

Потоки отдельных компонентов используются для расчета общего потока I_a, массовой плотности ρ и среднемассовой скорости u_a:

$$I_a = m_i I_{ia}, \rho = m_i n_i, u_a = I_a \rho^{-1},$$

где m_i – молярная масса i-ого компонента. По определению, диффузионный поток не влияет на общий массоперенос:

$$Q_{ia} m_i = 0.$$

Замыкающими соотношениями для уравнений гидродинамики (2, 3) служат явные выражения для потоков компонентов Q_{ia}, тензора напряжений p_{ab} и скоростей химических реакций q_i. Диффузионный поток и тензор напряжений определяются через функционал свободной энергии следующим образом:

$$Q_{ia} = -D_{ij}\, \partial_a (\Phi_j + \lambda_j),$$

$$p_{ab} = \left(f(n_i) + \lambda_i n_i + \tfrac{1}{2} v_{ij} \partial_a n_i \partial_a n_j - n_i \Phi_i \right) \delta_{ab} + \tau_{ab},$$

где Φ_i – обобщенный химический потенциал i-го компонента, вычисляемый с помощью вариационной производной от функционала (1):

$$\Phi_i = \partial_{n_i} f + \lambda_i - v^* \Delta n_i;$$

D_{ij} – положительно определенная матрица коэффициентов многокомпонентной диффузии; τ_{ab} – тензор вязких напряжений и δ_{ab} – символ Кронекера. Матрица D_{ij} строится таким образом, чтобы эффективный молекулярный коэффициент диффузии в условиях численного эксперимента для заданного компонента совпадал с экспериментально определенным коэффициентом диффузии, а матрица диффузии в целом удовлетворяла условию нулевого массопереноса.

Функция f определяет свойства однородной смеси компонентов. В случае однофазного потока с химическими реакциями вид функции свободной энергии имеет следующий вид (Beletskaya et al., 2017):

$$f = \frac{B}{2}\left(\sum_i n_i/n_{i0} - 1 \right)^2 + \sum_i \alpha_i \left(n_i/n_{i0} \right)^2, \qquad (4)$$

где B – объемный модуль упругости раствора; $n_{i0} = (v_{i0})^{-1}$ – обратные молярные объемы компонентов реакционного флюида; α_i – модельные параметры, настраиваемые по известным свойствам раствора. Для упрощения вычислений используется метод псевдокомпонентов, позволяющий уменьшить количество независимых уравнений и переменных. Таким образом, свойства компонентов в уравнении (4) являются настраиваемыми параметрами.

Учет геометрии поверхности пор

Для моделирования потока без химических реакций достаточно задать геометрию породы и граничные условия для потоков и плотностей на поверхностях раздела флюида и породы, при этом внутренние области твердой матрицы исключаются из рассмотрения. Чтобы расширить метод функционала плотности на случай с химическими реакциями был разработан новый подход к описанию взаимодействия между жидкой и твердой фазами (Beletskaya et al., 2017), включающий: 1) описание механизма взаимодействия на границах раздела жидкой фазы и минерала и 2) определение закона изменения геометрии твердой фазы в зонах контакта с реакционным флюидом.

Для этого в расчетах на поровом уровне было введено распределение потенциалов внешних сил $\lambda_i(x,y,z)$, зависящее от расстояния D до поверхности поры $\lambda_i = \lambda_i(D(x,y,z))$ и определяющее область пор, где на флюид действуют отталкивающие силы:

$$\lambda_i = \frac{B}{n_{i0}} \left(\frac{L - D + D_0}{D - D_0} \right)^2, D_0 < D \le L + D_0.$$

Здесь L – радиус действия потенциала, а $D_0 < -L/2$ глубина (при движении внутрь по нормали к поверхности поры), на которой потенциал стремится к бесконечности (внутри минерального скелета расстояния считаются отрицательными).

В процессе растворения породы величина потенциального поля $\lambda_i(x,y,z)$ во всем объеме модели постепенно уменьшается, поскольку расстояние до ближайшей поверхности поры постоянно увеличивается. Это продолжается до тех пор, пока порода в ячейках не будет полностью растворена. Для корректного учета этого процесса необходимо постоянно пересчитывать расстояния до поверхности пор на основе распределения мольной плотности минерала. Хотя геометрический метод позволяет определить расстояния во всем объеме поровой модели после

ее сегментации на области пор и минерального скелета, на практике, для оптимизации расчетов расстояния вычисляются только вблизи поверхности пор, где внешние силы, действующие на флюид, существенно отличаются от нуля. Что включает как пространство внутри пор, так и области на небольшом удалении вглубь от поверхности минерального скелета, куда флюид может проникать под действием внешних сил. Такой подход позволяет эффективно разделять расчеты расстояний в различных областях, исключая влияние удаленных границ.

Таким образом, потенциалы внешних сил определены в тонком слое толщиной L вблизи поверхности породы и быстро убывают с расстоянием от границы (рис. 1). Они заменяют в уравнениях гидродинамики распределения плотности твердой фазы. При этом при движении вглубь скелета потенциал плавно растет, позволяя флюиду проникать на небольшую глубину ($D_0 + L/2$) внутрь твердой фазы. Именно в этой области перекрытия мольных плотностей флюида и минерала определена химическая реакция.

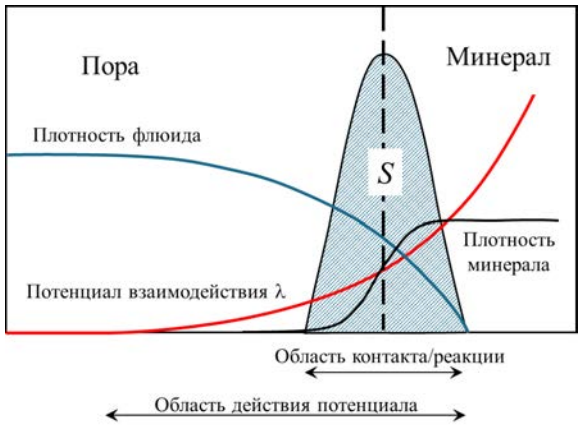


Рис. 1. Схема граничного слоя вблизи поверхности твердой фазы. Выделено распределение удельной площади поверхности S вблизи стенки.

Химическая реакция на поверхности минерала

Химические реакции были включены в гидродинамические расчеты в предположении частичного локального равновесия (Sevougian et al., 1995). Этот подход предполагает описание медленных реакций посредством уравнений химической кинетики, в то время как быстрые реакции считаются мгновенно достигающими равновесия. Такое упрощение позволяет значительно сократить количество химических компонентов и уравнений реакций, которые необходимо учитывать в уравнениях сохранения массы. Данный метод представления сложных химических реакций успешно применялся как для моделирования процессов фильтрации (Ziauddin, Robert, 2003), так и для расчетов на поровом уровне (Beletskaya et al., 2017). В рамках указанного подхода широкий спектр реальных химических реакций заменяется ограниченным набором эффективных реакций, выраженных через концентрации псевдокомпонентов. В данной работе в качестве таких псевдокомпонентов рассматриваются вода, минерал, кислота и продукты реакции. В дальнейшем в уравнениях гидродинамики (2, 3) учитываются только эти эффективные реакции.

На масштабе пор реакции представляют собой гетерогенный процесс, протекающий на поверхности раздела флюид-порода. Локальные скорости изменения плотности псевдокомпонентов q_i, вызванные химическими реакциями, рассчитываются через вектор стехиометрических коэффициентов реакции η_i и кинетические законы реакции с заданными параметрами.

Для реализации описанного подхода необходимо определить скорости эффективных реакций. В данной работе рассматривался процесс растворения доломита, для которого реакция растворения в кислотной среде зависит от активности H^+ (Busenberg, Plummer, 1982):

$$r_{surf} = k_{rs} a_{H^+_{surf}}^{\gamma}, \quad (5)$$

где k_{rs} – константа поверхностной скорости реакции, зависящая от температуры [моль·м$^{-2}$·с$^{-1}$], $a_{H^+_{surf}}$ – активность ионов водорода около поверхности минерала, а γ – порядок реакции.

Таким образом, с учетом ограничения на описание процесса растворения в терминах эффективных реакций и принимая во внимание тот факт, что активность ионов водорода связана с концентрацией кислоты, было использовано следующее выражение для скорости изменения локальной плотности компонентов на границе раздела реакционный флюид - минерал:

$$q_i = -kS\eta_i n_{HCl}^{\gamma}, \quad (6)$$

где n_{HCl} – концентрация (молярная плотность) псевдокомпонента «кислота»; S – удельная площадь поверхности породы, внутри которой проходит граница раздела флюид-порода; η_I – вектор стехиометрических коэффициентов реакции (отрицательные для реагентов, положительные для продуктов реакции).

Согласно данному выше определению пограничного слоя, площадь поверхности минерала задается гладкой функцией, определенной в тонкой трехмерной области вблизи поверхности раздела флюид-порода. Форма распределения этой функции зависит от плотности породы и должна быть калибрована на основе результатов простых одно- и двухмерных расчетов, чтобы точно воспроизводить эффективную скорость реакции на плоской поверхности с известными свойствами. В случае сложной трехмерной геометрии постепенно растворяющейся породы, точное определение актуальной площади поверхности представляет собой сложную и ресурсоемкую задачу. Однако на практике достаточно воспроизвести общий тренд изменения параметров, используя корреляции или подсчитывая количество ячеек, содержащих границы раздела флюид-порода.

В настоящей работе удельная площадь поверхности задавалась функцией, пропорциональной локальному модулю градиента плотности минерала, и нормировалась на общее значение, определенное для породы в целом. Такой подход позволяет эффективно учитывать изменение площади поверхности породы в процессе растворения, сохраняя вычислительную эффективность модели.

Цифровая модель породы

В текущем исследовании в качестве породы рассматривался доломит. Трехмерные цифровые модели породы были построены путем реконструкции изображений, полученных методом рентгеновской томографии цилиндрического образца породы (8 мм в диаметре) с высоким разрешением ~2,5 мкм/пиксель, позволяющим восстановить структуру порового пространства. Изображение высокого разрешения 8 мм образца было использовано для выбора кубической микромодели размером 300^3 вокселей. Эта модель была затем использована для моделирования растворения породы потоком реакционного флюида. На рис. 2 представлены изображения среза 8-миллиметрового образца доломита и соответствующей микромодели. Светлые области соответствуют зонам с высоким поглощением рентгеновских лучей – минералам, тогда как темные участки представляют поровое пространство. Для наглядности на изображении показан масштаб микромодели относительно 8-миллиметрового образца.

Свойства микромодели были определены на основе анализа изображения и моделирования однофазного течения. Пористость модели составила K_{n_0} = 20,1%, а проницаемость $K_{пр_0}$ = 450 мД. Параметры моделирования, включая свойства флюида, характеристики взаимодействия кислоты с доломитом и скорость диффузионного переноса компонентов в растворе, были выбраны на основе известных табличных значений или путем калибровки модели на экспериментальные данные (Ivanov et al., 2020).

Результаты моделирования и их анализ

Моделирование потока реакционного флюида в породе для различных скоростей течения было выполнено на модели, представленной на рис. 2. Постановка численного эксперимента соответствовала использованной ранее при исследовании транспортных характеристик пород (Ivanov et al., 2014; Klemin et al., 2015).

В каждом расчете 15%-ный водный раствор соляной кислоты закачивался через нижнюю грань модели при постоянном перепаде давления. На противоположной стороне давление поддерживалось постоянным на уровне, достаточном для предотвращения образования газовой фазы. Остальные границы модели были заданы как непроницаемые. Скорость течения реакционного флюида определялась величиной перепада давления.

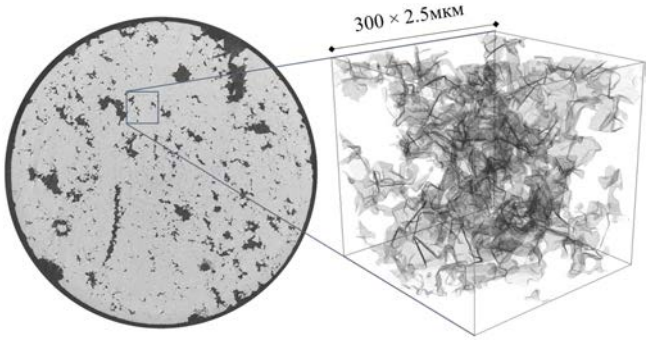


Рис. 2. Срез сегментированного изображения 8-миллиметрового образца доломита (в оттенках серого показана плотность минеральной матрицы, поры черные), и выбранная кубическая модель, использованная для моделирования течения реакционного флюида в порах (минеральная матрица не показана, поры прозрачные серые с выделением поверхности).

В базовом варианте перепад давления составлял 1750 Бар/м, что обеспечивало режим течения, соответствующий равномерному растворению породы во всем объеме модели. Размер модели (300^3 ячеек) не позволял напрямую воспроизвести переход от режима равномерного растворения к формированию каналов и растворению внешней поверхности. Поэтому вариант с медленным растворением породы и относительно высокой скоростью течения раствора кислоты был выбран в качестве базового для калибровки модели.

На рис. 3 представлены результаты моделирования потока раствора кислоты в порах при закачке до 11 поровых объемов исходной модели (распределение кислоты показано в желто-зеленых тонах, продуктов реакции в красно-фиолетовых). После закачки первых 1–1,5 поровых объемов кислота заполняет большую часть доступных каналов, и её распределение в дальнейшем изменяется незначительно.

Из-за достаточно низкой скорости реакции соляной кислоты и доломита, и короткой продолжительности моделируемого процесса, изменения поровой структуры (серый цвет в нижнем ряду на рис. 3) слабо заметны. В конце обработки прирост пористости модели составил всего 5,5% (с 20,1% до 25,6%), в то время как проницаемость стала в 4,5 раза выше исходной (рис. 4).

В процессе прокачки реакционного флюида происходит растворение породы на поверхности, контактирующей с раствором кислоты, что приводит к постепенному изменению геометрии порового пространства. Неоднородность распределения активного компонента раствора, обусловленная гетерогенной химической реакцией, диффузионным транспортом и массопереносом в условиях ограниченного порового пространства, может приводить к неравномерному растворению минеральной матрицы. Это выражается в зависимости ключевых параметров процесса, таких как скорость растворения, изменение пористости и проницаемости, от скорости потока реакционного флюида.

В ходе серии численных экспериментов были определены эффективные параметры реакции в пористой среде. Моделирование проводилось при различных перепадах давления в диапазоне от 72 до 1750 Бар/м. По результатам расчетов оценивались количество растворенного минерала и прирост пористости, средняя скорость течения (скорость фильтрации) и скорость растворения минерала – общая скорость эффективной реакции в объеме. После чего, по известным давлению, скорости течения и вязкости флюида определялась эффективная мгновенная проницаемость модели (рис. 4–7).

Анализ зависимостей пористости и проницаемости (рис. 4) демонстрирует сложность формулировки универсального критерия эффективности растворения. С точки зрения затрат кислоты на единицу прироста пористости наиболее эффективным является режим закачки при минимальном давлении. В этом случае большая часть кислоты расходуется на растворение минерального скелета и не проникает в породу на расстояние, превышающее длину модели. Однако скорость роста проницаемости в зависимости от пористости достигает верхнего

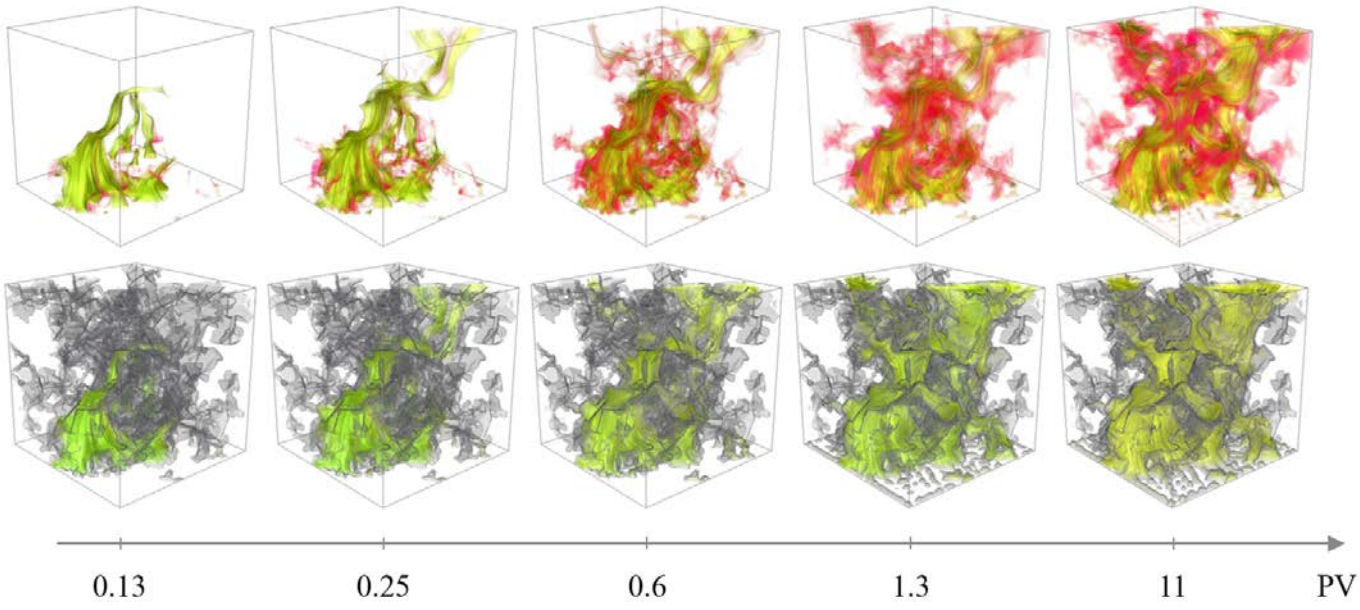


Рис. 3. Распределения кислоты (в желто-зеленых тонах) + продуктов реакции (красно-фиолетовые) (верхний ряд) и поверхности минерала (серая) + кислоты (нижний ряд) после закачки 0,13–11 поровых объемов раствора кислоты на высокой скорости (перепад давления 1750 Бар/м).

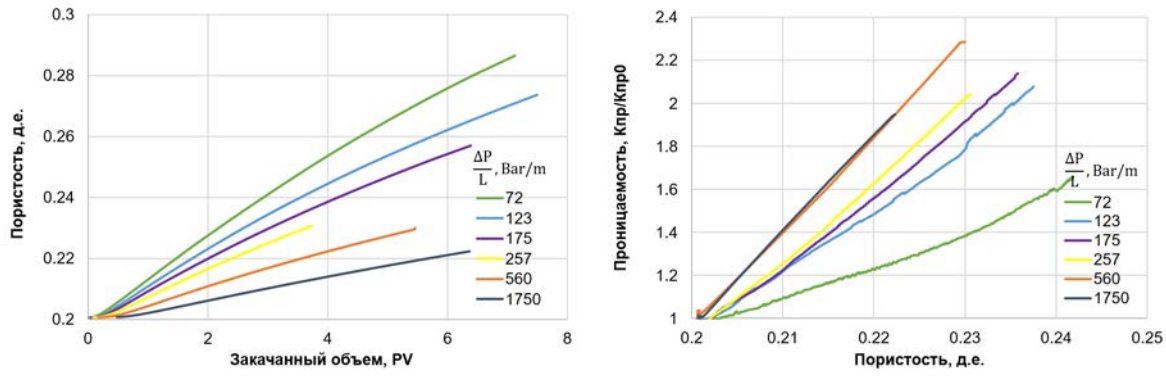


Рис. 4. Зависимость пористости модели от объема закаченного раствора кислоты (слева) и зависимость мгновенной проницаемости от пористости (справа) при различных перепадах давления закачки.

предела при перепаде давления 560 Бар/м и не увеличивается при дальнейшем повышении давления. Очевидно, что при таких условиях реализуется мгновенное, по сравнению с другими процессами, обновление концентрации кислоты в каналах, и условия протекания реакции оказываются одинаковыми во всех частях модели.

Примечательно, что уже одна эта особенность порождает немонотонность в поведении системы. Если рассматривать эффективность роста проницаемости на единицу затраченной кислоты (рис. 5), видно, что наибольший эффект проявляется при средних значениях перепада давления, тогда как минимальный и максимальный перепады обеспечивают вдвое меньшую эффективность. В терминах затрат раствора, необходимых для достижения заданного прироста проницаемости, наблюдаемый эффект описывается немонотонной функцией от перепада давления (рис. 5, справа).

Поскольку моделирование проводилось при постоянном перепаде давления, наблюдался рост скорости потока флюида, связанный с изменением проницаемости модели со временем. На рис. 6 представлены зависимости скорости растворения минерала от изменяющейся в ходе закачки скорости фильтрации. Моменты, соответствующие закачке одного порового объема модели, отмечены стрелками и выделены цветом. Скорость растворения, в отличие от скорости химической реакции, отражает общую скорость убыли минеральной фазы в системе и учитывает процессы адвекции, диффузии, кинетику реакции и изменение площади поверхности пор. Видно, что основной рост скорости растворения происходит на начальном этапе моделирования, когда при практически неизменной скорости прокачки происходит замещение в модели фонового флюида раствором кислоты. Дальнейшее увеличение скорости растворения происходит одновременно со значительным увеличением проницаемости и скорости течения. При этом участки, соответствующие увеличению скорости течения, во всех рассмотренных случаях описываются единой степенной функцией. На микроуровне этот рост обусловлен интенсификацией транспорта активных компонентов флюида к зоне реакции на поверхности пор.

Как уже отмечалось, скорость потока оказывает значительное влияние на эффективную скорость реакции, изменение пористости и, как следствие, на динамику

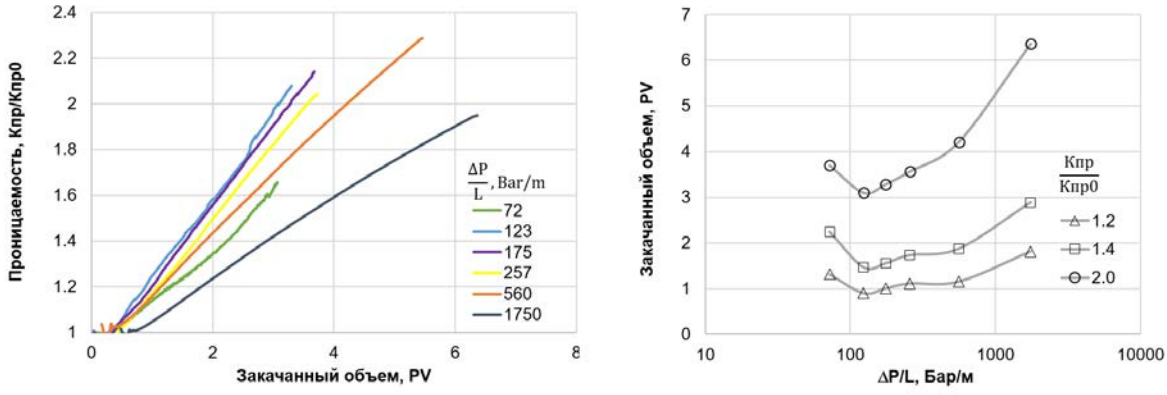


Рис. 5. Проницаемость как функция закачанного объема кислоты при различных перепадах давления закачки (слева). Зависимость объема кислоты, необходимого для достижения заданного прироста проницаемости, от перепада давления.

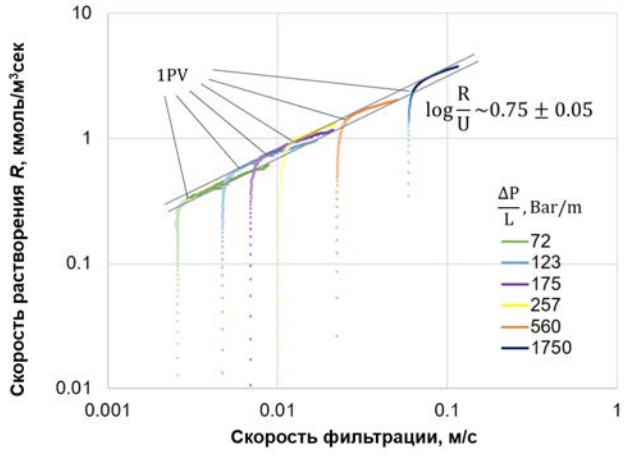


Рис. 6. Динамика скорости растворения минерала от скорости фильтрации при различных перепадах давления закачки раствора. Стрелками указаны точки, соответствующие закачке 1 PV, также значениям до этого момента соответствуют более светлые оттенки. Огибающая (пара серых линий) соответствует функции $R \propto U^q$, $q \sim 0.75 \pm 0.05$.

проницаемости. Предположительно, все четыре параметра (скорость потока, эффективная скорость реакции, пористость и проницаемость) взаимосвязаны. Однако количества проведенных численных экспериментов недостаточно для однозначного определения всех параметров модели и установления количественных зависимостей между ними.

Для изучения влияния скорости адвекции на скорость растворения минерала рассмотрим дополнительный параметр – первое число Дамкелера (Da_1), которое характеризует скорость изменения концентраций вследствие протекания реакции и имеет размерность обратного времени релаксации. Этот параметр выражается через известную скорость эффективной реакции (R) и концентрацию активного компонента раствора в порах (C_a): $Da_1 = R/C_a$. В отсутствие ограничений, связанных с конечной скоростью транспорта, характерный временной масштаб Da_1 определяется исключительно кинетикой процесса, то есть коэффициентом скорости реакции и коэффициентами активности. Однако в условиях потока в гетерогенной среде значение этого параметра лимитируется более медленными процессами, особенно при низких скоростях течения (рис. 7, линии 72 и 123 Бар/м).

Этот эффект хорошо иллюстрируется расчетами, показывающими, что при низких скоростях закачки процесс растворения контролируется не кинетикой реакции, а более медленными процессами, такими как диффузионный перенос. На графике зависимости Da_1 от объема закачанной кислоты (рис. 7, справа) видно, что с увеличением скорости закачки перемешивание становится более интенсивным, и влияние структуры порового пространства проявляется позже или не проявляется вовсе. При низких скоростях это влияние выражается в отклонении скорости релаксации (Da_1) от монотонного тренда, что подчеркивает роль диффузии и структуры пор в управлении процессом растворения.

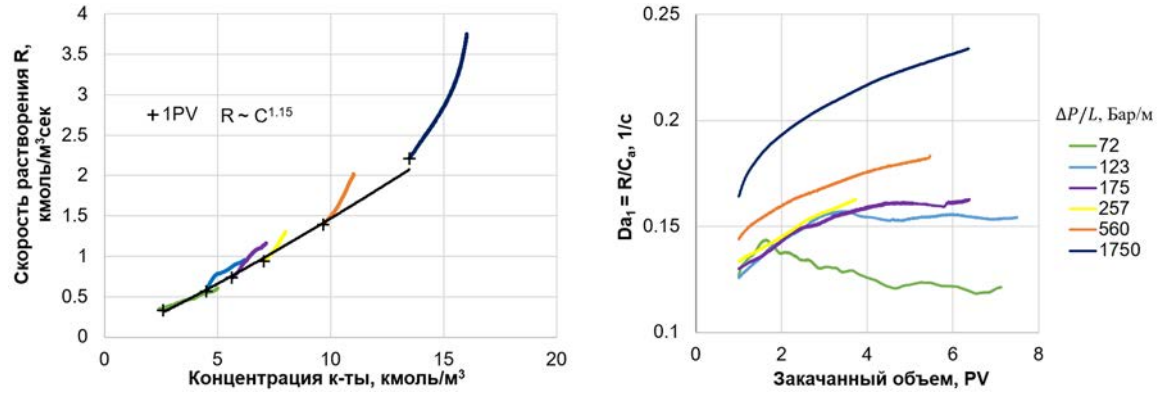


Рис. 7. Скорость растворения породы (R) в зависимости от концентрации активного компонента кислоты (слева) и характерная скорость релаксации (Da_1) как функция закачанного объема кислотного раствора (справа) при различных перепадах давления закачки. Показана динамика после закачки 1 PV. Огибающая проведена через точки, соответствующие закачке 1 PV.

Рассмотренные характеристики и взаимосвязи между ними описывают эффективное поведение модели на масштабе, превышающем размер пор, при изменениях, вызванных течением реакционного раствора. Полученные результаты могут быть использованы на моделях большего масштаба. Например, связь изменений пористости и проницаемости – для вывода замыкающих соотношений для уравнений фильтрации (Дарси) в среде с меняющейся со временем (в силу химических реакций) пористостью и проницаемостью; а зависимость скорости растворения минерала от скорости потока – для определения поправки в кинетический закон эффективной реакции. Для этого может быть необходимо проведение подобных расчетов на наборе поровых моделей с различными исходными пористостью, проницаемостью и структурой пор и последующее построение модели образца с учетом внутренней неоднородности транспортных свойств, как это было сделано в (Ivanov et al., 2023).

Заключение

Проведенное исследование продемонстрировало возможности метода функционала плотности для гидродинамики (DFH) в моделировании кислотной обработки карбонатных коллекторов на поровом уровне. При моделировании учитывалась гетерогенность структуры порового пространства, а также кинетика химических реакций и гидродинамических процессов. Были определены ключевые закономерности, влияющие на эффективность растворения минеральной матрицы потоком раствора кислоты.

Получены зависимости пористости и проницаемости от перепада давления закачки и объема закачанного кислотного раствора. Продемонстрировано влияние скорости закачки на равномерность и эффективность растворения породы. Определена оптимальная с точки зрения затрат кислотного раствора скорость закачки и установлена асимптотическая зависимость скорости растворения от скорости закачки.

Предложенный подход позволяет корректно описывать связь химических и гидродинамических процессов на микроуровне. Полученные результаты имеют практическое значение для решения задач по интенсификации добычи, включая выбор оптимальных скоростей закачки и состава кислотных растворов. Возможность получения эффективных зависимостей, описывающих поведение породы при взаимодействии с кислотным раствором, на масштабе уравнения Дарси открывает перспективу получения входных данных для моделей и симуляторов большего масштаба с учетом как особенностей химического состава кислот, так и специфики структуры обрабатываемых пород, что дает возможность существенно повысить точность моделирования и качество кислотных обработок.

В дальнейшем планируется направить исследования на расширение модели для учета многофазных течений, термодинамических эффектов и гетерогенного состава минеральной матрицы.

Литература

Ali M.T., Nasr-El-Din H.A. (2020). New insights into Carbonate Matrix Acidizing Treatments: A Mathematical and Experimental Study. *SPE Journal*. SPE-200472-PA. https://doi.org/10.2118/200472-PA

Beletskaya A., Ivanov E., Stukan M., Safonov S., Dinariev O. (2017). Reactive Flow Modeling at Pore Scale. Presented at the *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 16–18 October, Moscow, Russia. SPE-187805-RU. https://doi.org/10.2118/187805-MS

Busenberg E., Plummer L.N. (1982). The Kinetics of Dissolution of Dolomite in CO2 – H2O System 1.5 to 65 ºC and 0 to 1 atm PCO2. *Am. J. Sci.,* 282(1), pp. 45–78. https://doi.org/10.2475/ajs.282.1.45

Chung T.J. (2002). Computational Fluid Dynamics. Cambridge: Cambridge University Press.

Demianov A., Dinariev O., Evseev N. (2011). Density Functional Modelling in Multiphase Compositional Hydrodynamics. *Can. J. Chem. Eng*., 89(2), pp. 206–226. https://doi.org/10.1002/cjce.20457

Demianov A.Yu., Dinariev O.Yu., Evseev N.V. (2014). Introduction to The Density Functional Method in Hydrodynamics. Moscow: Fizmatlit.

Dubetz D., Cheng H., Zhu D., Hill A.D. (2016). Characterization of Rock Pore-Size Distribution and its Effects on Wormhole Propagation. Presented at the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dubai, 26–28 September. SPE-181725-MS. https://doi.org/10.2118/181725-MS

Etten J., Zhu D., Hill A.D. (2015). The Combined Effect of Permeability and Pore Structure on Carbonate Matrix Acidizing. Presented at the *EUROPEC 2015*, Madrid, 1–4 June. SPE-174314-MS. https://doi.org/10.2118/174314-MS

Gautelier M., Oelkers E.H., Schott J. (1999). An Experimental Study of Dolomite Dissolution Rates as a Function of pH from −0.5 to 5 and Temperature from 25 to 80°C. *Chemical Geology,* 157(1–2), pp. 13–26. DOI: 10.1016/S0009-2541(98)00193-4

Gingold R.A., Monaghan J.J. (1977). Smoothed Particle Hydrodynamics: Theory and Application to Non-Spherical Stars. *Mon Not R Astron Soc.,* 181, pp. 375–389. https://doi.org/10.1093/mnras/181.3.375

Glasbergen G., Kalia N., Talbot M.S. (2009). The Optimum Injection Rate for Wormhole Propagation: Myth or Reality? Presented at the *8th European Formation Damage Conference*, Scheveningen, 27–29 May. SPE-121464-MS. https://doi.org/10.2118/121464-MS

Ivanov E., Evseev N., Dinariev O. (2014). Rheological Effects in Two-phase Microflow. *Proc. International Conference on Heat Transfer and Fluid Flow*, Prague, Czech Republic, August 11–12. Paper No. 64.

Ivanov E. et al, (2020). Acid Treatment Optimization based on Digital Core Analysis. Presented at the *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 12–14 October, Moscow, Russia. SPE-202016.

Ivanov E. et al, (2023). Digital Core Analysis as an Efficient Tool for Acid Treatment Optimization. Presented at the *2021 International Symposium of the Society of Core Analysts*. E3S Web of Conferences 366, 01002 (2023), DOI: 10.1051/e3sconf/202336601002

Kim, D., Lindquist, W. B. 2012. Dependence of Pore-to-Core Up-scaled Reaction Rate on Flow Rate in Porous Media. *Transp Porous Med.,* 94(2), pp. 555–569. https://doi.org/10.1007/s11242-012-0014-0

Klemin D., Nadeev A., Ziauddin M. (2015). Digital Rock Technology for Quantitative Prediction of Acid Stimulation Efficiency in Carbonates. Presented at the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, USA, 28–30 September. SPE-174807-MS. https://doi.org/10.2118/174807-MS

Lisitsa V., Bazaikin Y., Khachkova T. (2020). Computational topology-based characterization of pore space changes due to chemical dissolution of rocks, *Applied Mathematical Modelling*, 88, pp. 21–37.

Qiu X., Aidagulov G., Ghommem M., Edelman E., Brady D., Abbad M. (2018). Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: Linear vs. radial acid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 171, pp. 570–583. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.075

Sevougian S.D., Lake L.W., Schechter R.S. (1995). A New Geochemical Simulator to Design More Effective Sandstone Acidizing Treatments. *SPE Production & Facilities,* 10(01), pp. 13–19. SPE-24780-PA. https://doi.org/10.2118/24780-PA

Steefel C.I., Appelo C.A.J., Arora B., Jacques D., Kalbacher T., Kolditz O., Lagneau V., Lichtner P.C., Mayer K.U., Meeussen J.C.L., Molins S., Moulton D., Shao H., Šimůnek J., Spycher N., Yabusaki S.B., Yeh G.T. (2015). Reactive transport codes for subsurface environmental simulation. *Computat Geosci.*, 19(3), pp. 445–478. https://doi.org/10.1007/s10596-014-9443-x

Wolf-Gladrow D.A. (2000). Lattice-Gas Cellular Automata and Lattice-Boltzmann Models. Berlin: Springer.

Ziauddin M.E., Bize E. (2007). The Effect of Pore Scale Heterogeneities on Carbonate Stimulation Treatments. Presented at the *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama,11–14 March. SPE-104627-MS. https://doi.org/10.2118/104627-MS

Ziauddin M., Robert J. (2003). Method of optimizing the design, stimulation and evaluation of matrix treatment in a reservoir. US Patent US006668922B2.

Сведения об авторах

Евгений Николаевич Иванов – кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, ООО «ТКШ»
Россия, 125171, Москва, Ленинградское ш., 16А, стр. 3
e-mail: EIvanov7@slb.ru

Дмитрий Александрович Коробков – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник, ООО «ТКШ»
Россия, 125171, Москва, Ленинградское ш., 16А, стр. 3
e-mail: DKorobkov@slb.ru

Михаил Реональдович Стукан – кандидат физ.-мат. наук, начальник исследовательского отдела, ООО «ТКШ»
Россия, 125171, Москва, Ленинградское ш., 16А, стр. 3
e-mail: MStukan@slb.ru

Статья поступила в редакцию 13.12.2024;
Принята к публикации 15.04.2025;
Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Influence of the Reactive Fluid Flow Regime on Mineral Dissolution Rate

E.N. Ivanov[*]*, D.A. Korobkov, M.R. Stukan*
TCS LLC, Moscow, Russian Federation
[*]*Corresponding author: Evgeny N. Ivanov, e-mail: eivanov7@slb.ru*

Abstract. The digital core analysis technique and associated direct pore-scale flow modeling tools provide unique capabilities for simulating physicochemical processes at the microscale, while accounting for the structure and properties of actual reservoir rock matrices. This study presents numerical simulation results of pore-scale acid treatment in carbonate reservoirs using the density functional hydrodynamics (DFH) method. The proposed approach models interactions between hydrochloric acid (HCl) solution flow and pore surfaces through an additional distance-dependent potential incorporated in the simulation model.

The investigation focuses on determining the influence of acid injection rate on mineral matrix dissolution efficiency, porosity evolution, and rock permeability alteration. Simulations were conducted on a three-dimensional digital dolomite model reconstructed based on X-ray tomography data. By accounting for both pore space heterogeneity and surface chemical reactions, this study examines flow regime effects on mineral dissolution processes and establishes empirical correlations between effective reaction rates and flow velocity.

The results demonstrate the significant potential of numerical methods for investigating processes that are challenging or impossible to reproduce under laboratory conditions. The developed approach offers new perspectives for analyzing acid stimulation effects on reservoir pore characteristics, with important implications for enhancing hydrocarbon recovery efficiency.

Keywords: digital rock analysis, numerical modelling, acid treatment, carbonates

Recommended citation: Ivanov E.N., Korobkov D.A., Stukan M.R. (2025). Influence of the Reactive Fluid Flow Regime on Mineral Dissolution Rate. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 206–215. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.16

References

Ali M.T., Nasr-El-Din H.A. (2020). New insights into Carbonate Matrix Acidizing Treatments: A Mathematical and Experimental Study. *SPE Journal*. SPE-200472-PA. https://doi.org/10.2118/200472-PA

Beletskaya A., Ivanov E., Stukan M., Safonov S., Dinariev O. (2017). Reactive Flow Modeling at Pore Scale. Presented at the *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 16–18 October, Moscow, Russia. SPE-187805-RU. https://doi.org/10.2118/187805-MS

Busenberg E., Plummer L.N. (1982). The Kinetics of Dissolution of Dolomite in CO2 – H2O System 1.5 to 65 ºC and 0 to 1 atm PCO2. *Am. J. Sci.,* 282(1), pp. 45–78. https://doi.org/10.2475/ajs.282.1.45

Chung T.J. (2002). Computational Fluid Dynamics. Cambridge: Cambridge University Press.

Demianov A., Dinariev O., Evseev N. (2011). Density Functional Modelling in Multiphase Compositional Hydrodynamics. *Can. J. Chem. Eng*., 89(2), pp. 206–226. https://doi.org/10.1002/cjce.20457

Demianov A.Yu., Dinariev O.Yu., Evseev N.V. (2014). Introduction to The Density Functional Method in Hydrodynamics. Moscow: Fizmatlit.

Dubetz D., Cheng H., Zhu D., Hill A.D. (2016). Characterization of Rock Pore-Size Distribution and its Effects on Wormhole Propagation. Presented at the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dubai, 26–28 September. SPE-181725-MS. https://doi.org/10.2118/181725-MS

Etten J., Zhu D., Hill A.D. (2015). The Combined Effect of Permeability and Pore Structure on Carbonate Matrix Acidizing. Presented at the *EUROPEC 2015*, Madrid, 1–4 June. SPE-174314-MS. https://doi.org/10.2118/174314-MS

Gautelier M., Oelkers E.H., Schott J. (1999). An Experimental Study of Dolomite Dissolution Rates as a Function of pH from −0.5 to 5 and Temperature from 25 to 80°C. *Chemical Geology,* 157(1–2), pp. 13–26. DOI: 10.1016/S0009-2541(98)00193-4

Gingold R.A., Monaghan J.J. (1977). Smoothed Particle Hydrodynamics: Theory and Application to Non-Spherical Stars. *Mon Not R Astron Soc.,* 181, pp. 375–389. https://doi.org/10.1093/mnras/181.3.375

Glasbergen G., Kalia N., Talbot M.S. (2009). The Optimum Injection Rate for Wormhole Propagation: Myth or Reality? Presented at the *8th European Formation Damage Conference*, Scheveningen, 27–29 May. SPE-121464-MS. https://doi.org/10.2118/121464-MS

Ivanov E., Evseev N., Dinariev O. (2014). Rheological Effects in Two-phase Microflow. *Proceedings of the International Conference on Heat Transfer and Fluid Flow*, Prague, Czech Republic, August 11–12. Paper No. 64.

Ivanov E. et al, (2020). Acid Treatment Optimization based on Digital Core Analysis. Presented at the *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 12–14 October, Moscow, Russia. SPE-202016.

Ivanov E. et al, (2023). Digital Core Analysis as an Efficient Tool for Acid Treatment Optimization. Presented at the *2021 International Symposium of the Society of Core Analysts*. E3S Web of Conferences 366, 01002 (2023), DOI: 10.1051/e3sconf/202336601002

Kim, D., Lindquist, W. B. 2012. Dependence of Pore-to-Core Up-scaled Reaction Rate on Flow Rate in Porous Media. *Transp Porous Med.,* 94(2), pp. 555–569. https://doi.org/10.1007/s11242-012-0014-0

Klemin D., Nadeev A., Ziauddin M. (2015). Digital Rock Technology for Quantitative Prediction of Acid Stimulation Efficiency in Carbonates. Presented at the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, USA, 28–30 September. SPE-174807-MS. https://doi.org/10.2118/174807-MS

Lisitsa V., Bazaikin Y., Khachkova T. (2020). Computational topology-based characterization of pore space changes due to chemical dissolution of rocks, *Applied Mathematical Modelling*, 88, pp. 21–37.

Qiu X., Aidagulov G., Ghommem M., Edelman E., Brady D., Abbad M. (2018). Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: Linear vs. radial acid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 171, pp. 570–583. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.075

Sevougian S.D., Lake L.W., Schechter R.S. (1995). A New Geochemical Simulator to Design More Effective Sandstone Acidizing Treatments. *SPE Production & Facilities,* 10(01), pp. 13–19. SPE-24780-PA. https://doi.org/10.2118/24780-PA

Steefel C.I., Appelo C.A.J., Arora B., Jacques D., Kalbacher T., Kolditz O., Lagneau V., Lichtner P.C., Mayer K.U., Meeussen J.C.L., Molins S., Moulton D., Shao H., Šimůnek J., Spycher N., Yabusaki S.B., Yeh G.T. (2015). Reactive transport codes for subsurface environmental simulation. *Computat Geosci.*, 19(3), pp. 445–478. https://doi.org/10.1007/s10596-014-9443-x

Wolf-Gladrow D.A. (2000). Lattice-Gas Cellular Automata and Lattice-Boltzmann Models. Berlin: Springer.

Ziauddin M.E., Bize E. (2007). The Effect of Pore Scale Heterogeneities on Carbonate Stimulation Treatments. Presented at the *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama,11–14 March. SPE-104627-MS. https://doi.org/10.2118/104627-MS

Ziauddin M., Robert J. (2003). Method of optimizing the design, stimulation and evaluation of matrix treatment in a reservoir. US Patent US006668922B2.

About the Authors

Evgeny N. Ivanov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Research Scientist, TCS LLC

16A, b.3, Leningradskoe sh., Moscow, 125171, Russian Federation

e-mail: EIvanov7@slb.ru

Dmitry A. Korobkov – Cand. Sci. (Engineering), Senior Research Scientist, TCS LLC

16A, b.3, Leningradskoe sh., Moscow, 125171, Russian Federation

e-mail: DKorobkov@slb.ru

Mikhail R. Stukan – Cand. Sci. (Physics and Mathematics.), Program Manager, TCS LLC

16A, b.3, Leningradskoe sh., Moscow, 125171, Russian Federation

e-mail: MStukan@slb.ru

Manuscript received 13 December 2024;
Accepted 15 April 2025; Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.15 УДК 552.578.2.061.42

Палеогеографические реконструкции продуктивных отложений парфеновского горизонта на территории Ангаро-Ленской ступени юго-востока Сибирской платформы

Е.С. Изъюрова[1], О.В. Постникова[1], А.Д. Изъюров[1], О.А. Зуева[1], В.В. Рыбальченко[2], А.С. Смирнов[3]

[1]Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

[2]ПАО «Газпром», Санкт-Петербург, Россия

[3]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

По результатам литологического, циклостратиграфического анализов, а также увязки с данными ГИС и корреляции разрезов скважин были выделены и прослежены основные изохронные уровни отложений парфеновского горизонта в разнофациальных зонах Ангаро-Ленской ступени. Отложения парфеновского горизонта представлены комплексом гравийно-песчаных, песчаных и алевро-песчаных пород мономиктового и олигомиктового состава. Они формировались в условиях блуждающих потоков дельтовых равнин и приливно-отливных дельт, переходящих в мелководный морской бассейн седиментации. Обломочный материал поступал с Байкало-Патомского нагорья в область прибрежной равнины и зону крайнего мелководья залива Палеоазиатского океана, который омывал южную часть Сибирской платформы. Литологическая неоднородность отложений связана с большим разнообразием среднемасштабных фациальных единиц (мезофаций), а также интенсивностью вторичных процессов.

Ключевые слова: парфеновский горизонт, венд, отложения приливно-отливных дельт, Восточная Сибирь, Ангаро-Ленская ступень

Для цитирования: Изъюрова Е.С., Постникова О.В., Изъюров А.Д., Зуева О.А., Рыбальченко В.В., Смирнов А.С. (2025). Палеогеографические реконструкции продуктивных отложений парфеновского горизонта на территории Ангаро-Ленской ступени юго-востока Сибирской платформы. *Георесурсы,* 27(2), с. 216–233. https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.15

Введение

Территория Ангаро-Ленской ступени на юге Сибирской платформы отличается своей достаточно неравномерной изученностью с точки зрения нефтегазоносности. Основные нефтегазопроявления связаны с залежами вендского терригенного комплекса. И, хотя в результате геологоразведочных работ здесь пробурено около 250 скважин и открыто 7 месторождений, палеогеографическая картина для отложений вендского времени, и в частности парфеновского возраста, остается весьма неоднозначной.

Многочисленными исследованиями было показано, что отложения парфеновского продуктивного горизонта формировались в пределах континентальных аллювиальных и переходных фаций прибрежной части морского бассейна осадконакопления (Бобкова, 2016; Бессонов, Жилина, 2021; Сирык, 1987; Атлас литолого-палеогеографических…,1989; Палеогеографическая модель формирования…, 2010; Хабаров, Вараксина и др., 2014; Афонин, Коровяк, 2017; Модели строения и количественная…, 2017; Смирнов и др., 2016; Мазукабзов и др., 2006; Ахияров и др., 2007; Мальцева, 2015; Мисюркеева, 2022; Смирнов и др., 2018; Кокарев, Диких, 2020). Исходя из литологических характеристик пород парфеновского горизонта в районе исследования, их часто относили к отложениям рек, исток которых находился в районе Алтае-Саянского складчатого комплекса на юго-западе Сибирской платформы (Палеогеографическая модель формирования…, 2010). Однако ряд работ отражает нахождение источника сноса кластического материала с восточного обрамления юга Сибирской платформы, Байкальской складчатой области (Хабаров и др., 2014; Федоровский, Скляров, 2010; Клитин и др., 1970). Несмотря на богатую историю геологического изучения продуктивных отложений парфеновского горизонта, в седиментологической модели этого объекта все еще остается целый ряд нерешенных проблем. Основной целью настоящей работы явилась реконструкция условий формирования на основе комплекса разномасштабных литолого-геофизических исследований. Для достижения поставленной цели были выявлены литологические характеристики отложений, выделены петротипы, проведен

* Ответственный автор: Ольга Алексеевна Зуева
e-mail: oa_zueva@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

циклостратиграфический анализ, выделены ГИС-фации и типы разрезов отложений парфеновского горизонта.

Материалы и методы

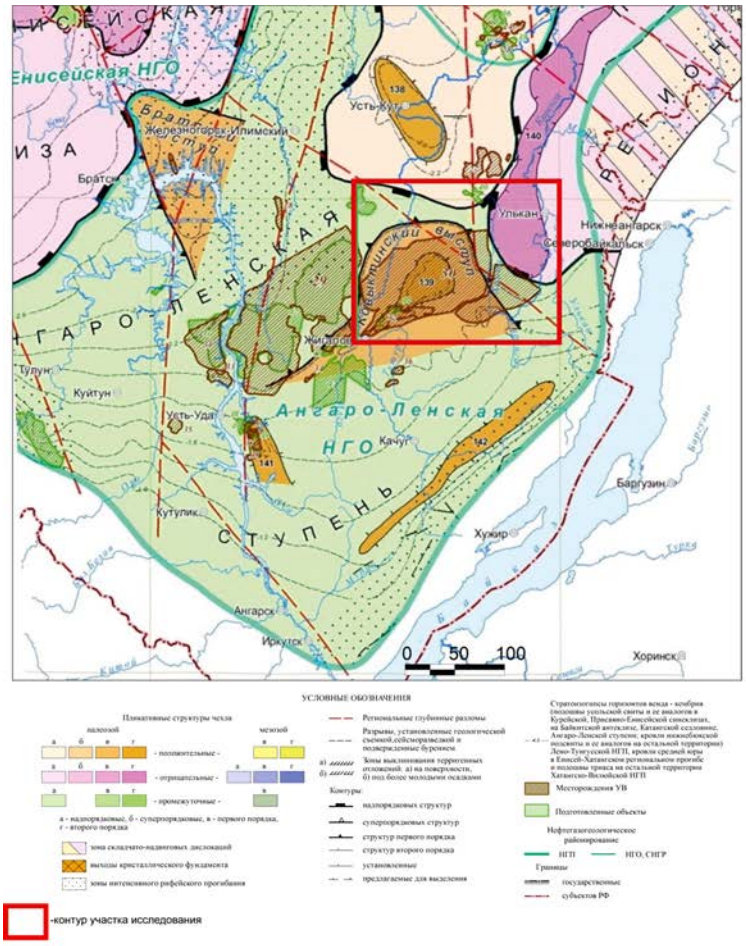
Объект исследований расположен на юго-востоке Сибирской платформы в пределах Ангаро-Ленской ступени (рис. 1). Промышленная продуктивность изучаемой территории связана с отложениями вендского терригенного комплекса. Парфеновский горизонт стратиграфически приурочен к верхней подсвите чорской свиты венда. В объеме горизонта выделяется два продуктивных пласта, отличающихся сложным геологическим строением и сильной изменчивостью коллекторских свойств.

Для реконструкции палеогеографической ситуации и условий осадконакопления продуктивных отложений парфеновского горизонта на изучаемой площади был выполнен литологический, циклостратиграфический анализы и анализ литолого-геофизических данных, а также проведена типизация и седиментологическая интерпретация разрезов скважин. Для решения поставленных задач были проанализированы данные геофизических исследований по 74 скважинам, а также проведено детальное литологическое исследование пород по 26 скважинам в объеме более 1500 метров керна. Петрографическое изучение пород проводилось в прокрашенных шлифах на оптическом микроскопе (Axio Imager A2m Carl Zeiss, Германия), а также в сколах пород на растровом электронном микроскопе (РЭМ) (JEOL JSM-6610LV, Япония), снабженном приставкой для микрорентгеноспектрального анализа OXFORD INSTRUMENTS IE350-IW500-HKL (Великобритания). Минеральный состав отложений был изучен методами рентгеноструктурного анализа (РСА) на дифрактометре RIGAKU SmartLab (Япония). В работе использованы результаты стандартных петрофизических исследований.

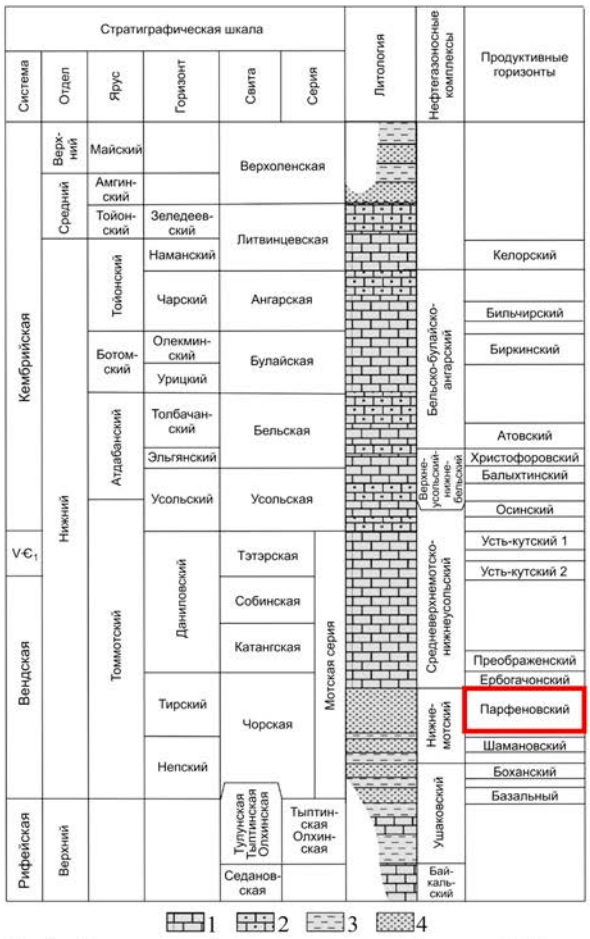
Литолого-петрофизическая характеристика отложений парфеновского горизонта

Отложения парфеновского горизонта представлены комплексом серых и бурых терригенных гравийно-песчаных, песчаных и алевро-глинистых пород. При этом отложения явно дифференцированы по структурно-минералогическим характеристикам, что отличает нижнюю часть разреза от верхней, как по литолого-петрофизическим, так и по геофизическим свойствам.

Отложения нижней части разреза представлены олигомиктовыми песчаниками разнозернистыми гравелитистыми, разнозернистыми, мелко-среднезернистыми, средне-мелкозернистыми, а также мономиктовыми алевролитами. Обломочная часть слабоокатанная, угловатая с низкой



Территория исследования на фрагменте карты глубинного строения дифференцированного гранитно-метаморфического слоя (по поверхности кристаллического фундамента) масштаба 1: 1 000 000. N-48 (Иркутск) (Мисюркеева, 2022)



Сводный разрез осадочного чехла южной части Сибирской платформы (по Самсонову В.В., Ларичеву А.И, 2008). Условные обозначения пород: 1 - карбонатные, 2 - карбонатно-галитовые, 3 - аргиллитовые, 4 - песчаные

Рис. 1. Объект исследования на юго-востоке Восточной Сибири.

и средней степенью сортировки. Минеральный состав обломочной части представлен обломками кварца (~75–80%), полевых шпатов (~5–10%), обломками метаморфических пород зеленосланцевой фации метаморфизма (~10–12%), обломками кремнистых пород (~5%), также отмечаются единичные чешуйки слюд. Среди акцессорных минералов в отдельных случаях встречаются единичные обломки турмалина, реже циркона. Цементирующая часть представлена в основном глинистым порово-пленочным цементом, реже вторичным карбонатным и сульфатным поровым типом цемента. Количество цемента в среднем составляет ~15–20% с учетом всех типов, встречающихся в породе. Отложения нижней части разреза сильно преобразованы. Отмечаются все виды микроструктур бластеза обломочного кварца с преобладанием рекристаллизационно-гранулярного, с «шахматным» угасанием агрегатов новообразований. Края зерен подвержены грануляции. Волнистое и плитчатое погасание зерен кварца, полоски Бема. В породах отмечаются конформные, инкорпорационные контакты на границах зерен. Ярко выражена пластическая деформация обломков метаморфических пород зеленосланцевой фации метаморфизма, а также трещинообразование в зернах и на их контактах. В отложениях проявлены процессы выщелачивания различных по составу сланцев. Из аутигенного минералообразования наиболее интенсивна хлоритизация (рис. 2). Регенерация зерен, карбонатизация и сульфатизация проявляются неравномерно с разной степенью интенсивности. Процессы

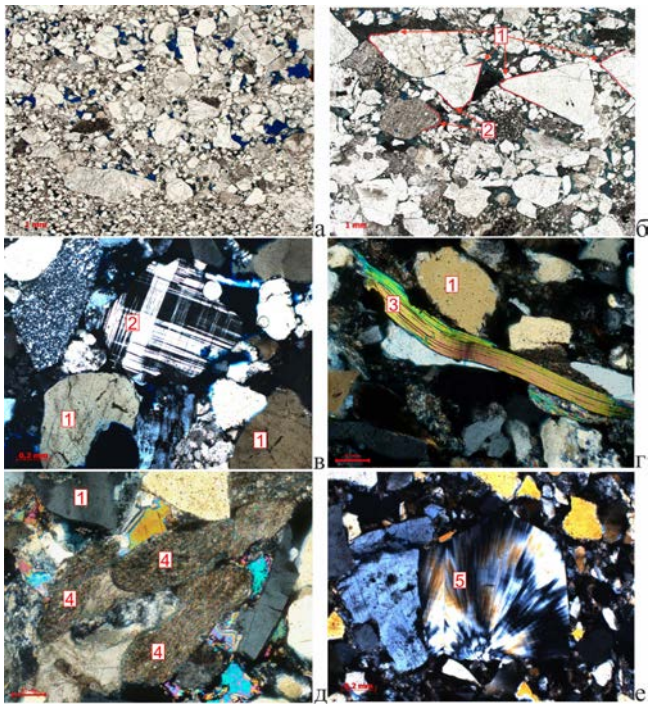


Рис. 2. Фото шлифов отложений нижней части разреза парфеновского горизонта: а, б – низкая степень сортировки обломочного материала, отмечается преимущественно угловатая (1) и слабоокатанная (2) форма обломков в песчанике разнозернистом гравелитистом олигомиктовом (николи параллельны, увеличение 5); в–е – обломки различного минерального состава в песчанике мелко-среднезернистом олигомиктовом: отмечаются зерна кварца (1), калиевых полевых шпатов (2), слюд (3), различных по составу сланцев (4), кремнистых пород (5) (николи скрещены, увеличение 100).

карбонатизации и сульфатизации сопровождают корродирование зерен. Отдельными пятнами выявлена пиритизация. В породах нижней части парфеновского горизонта отмечается, как межзерновое пустотное пространство, так и внутризерновое. Пустоты варьируют от 1–3 мкм до 0,5–0,9 мм.

Отложения верхней части разреза представлены мономиктовыми песчаниками разнозернистыми, мелко-среднезернистыми, средне-мелкозернистыми, мелкозернистыми алевритовыми и олигомиктовыми алевролитами. Реже в основании верхней части разреза парфеновского горизонта встречаются песчаники разнозернистые олигомиктовые. Обломочная часть слабоокатанная и полуокатанная, с хорошей и средней степенью сортировки. Минеральный состав обломочной части представлен обломками кварца (~90–95%), полевых шпатов (~5–10%), также отмечаются единичные обломки кремнистых пород и чешуйки слюд. Среди акцессорных минералов в отдельных образцах отмечаются единичные зерна турмалина, циркона. В ряде скважин в основании верхней части разреза парфеновского горизонта можно встретить тонкие прослои с россыпями рудных минералов. Цементирующая часть представлена в основном кварцевым регенерационным, а также глинистым пленочным типом цемента. Реже в незначительном объеме отмечается карбонатный и сульфатный поровый тип цемента. Количество цемента в среднем составляет ~15–20%. Отложения верхней части разреза также сильно преобразованы. В отличие от нижней его части, здесь фиксируется интенсивная регенерация зерен кварца вплоть до образования регенерационного типа цемента во всем объеме породы. Местами отмечаются характерные признаки интенсивного уплотнения в виде конформных, инкорпорационных и сутурных контактов на границах зерен. Волнистое и плитчатое погасание зерен кварца, полоски Бема (рис. 3). В породах присутствуют локальные зоны бластокатаклаза, реже отмечается кристаллобластез кварца и пластическая деформация обломков метаморфических пород зеленосланцевой фации метаморфизма. Также, как и в нижней части разреза парфеновского горизонта, здесь проявлены процессы хлоритизации и выщелачивания обломочной составляющей. Карбонатизация и сульфатизация усиливаются вверх по разрезу. Они обуславливают корродирование зерен. Отдельными пятнами выявлена пиритизация и битумные корки на стенках поровых каналов. В породах верхней части парфеновского горизонта, также, как и для нижней, развито межзерновое и внутризерновое пустотное пространство. Пустоты варьируют от 1–3 мкм до 1,5 мм.

В отложениях парфеновского горизонта отмечается трещинная емкость, которая представлена, как микротрещинами с раскрытостью до 0,05 мм, так и трещинами, апертура которых может достигать 1,5 см.

По данным стандартных петрофизических исследований диапазон изменения открытой пористости коллекторов составляет от 4,1 до 21,7%, а ее средневзвешенное значение – 12,6% (1876 определений). Такие распределения величин открытой пористости фиксируются по всему разрезу парфеновского горизонта, что свидетельствует о незначительных его вариациях относительно нижней и верхней частей горизонта. Диапазон изменения проницаемости от 0,05 до 407,88 мД, средневзвешенное значение

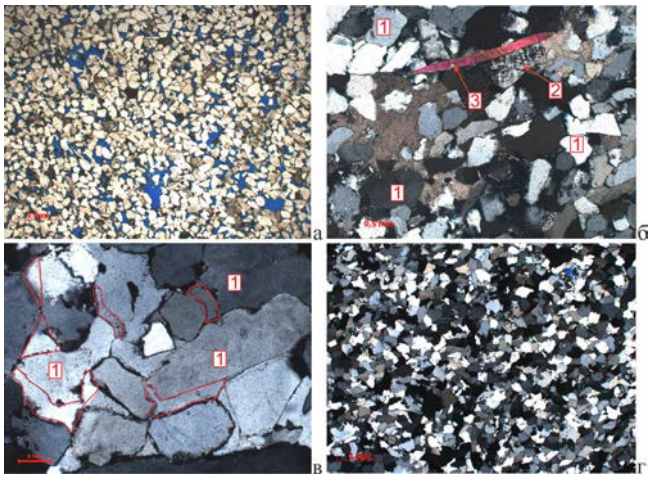


Рис. 3. Фото шлифов отложений верхней части разреза парфеновского горизонта: а – высокая степень сортировки обломочного материала в песчанике мелкозернистом алевритистом мономиктовом (николи параллельны, увеличение 5); б – обломки кварц-полевошпатового состава в песчанике мелкозернистом: отмечаются зерна кварца (1), калиевых полевых шпатов (2), слюд (3); в – преимущественно кварцевый состав, а также обрастание зерен кварца каемками регенерации (1) вплоть до образования вторичного регенерационного цемента (николи скрещены, увеличение 200); г – уплотненная структура песчаника мелкозернистого, сопровождающая интенсивные процессы регенерации зерен (николи скрещены, увеличение 50).

составляет 16,7 мД (1196 определений). Необходимо отметить, что для нижней части парфеновского горизонта средние значения коэффициента проницаемости в два раза ниже, чем для верхней его части. Таким образом, значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород в объеме парфеновского горизонта в значительной степени дифференцированы.

Циклостратиграфический анализ отложений парфеновского горизонта

В основу седиментологического моделирования положены результаты корреляции изохронных уровней, прослеженных в отложениях парфеновского горизонта. Наиболее надежным способом выделения и прослеживания такого рода уровней является проведение циклостратиграфического анализа. Основой для циклостратиграфического анализа явились результаты литологических исследований керна и региональные представления об изменениях палеогеографии в парфеновское время.

Основным методическим принципом для выделения циклитов в разрезе осадочного чехла явилось выделение по литологическим данным последовательности закономерно повторяющихся в разрезе седиментационных единиц разного ранга и их увязка с данными ГИС. Это позволило провести обоснованное выделение седиментационных циклитов в скважинах, не охарактеризованных керном и спрогнозировать изменения литологических характеристик циклитов по площади. По строению циклита были выделены симметричные и асимметричные циклиты, в свою очередь подразделяющиеся на про- и рециклиты (Карогодин, 1978, 1980, 1990). Данная терминология не несет генетического смысла и подразумевает определенную направленность изменения гранулометрического состава пород в разрезе. На контактах отдельных циклитов разного ранга часто отмечаются резкие границы с элементами размывов.

Отложения тирского горизонта, к которому приурочен парфеновский продуктивный горизонт, представляют собой крупный циклит первого ранга, отражающий эвстатические колебания уровня моря на юге Сибирской платформы, проявившиеся поэтапно в развитии регрессии и трансгрессии. В целом, в пределах юго-востока Сибирской платформы толщины отложений парфеновского горизонта варьируют от 40 до 130 м, а тренд их постепенного увеличения отмечается на востоке и в центральной части региона (рис. 4).

В объеме парфеновского продуктивного горизонта на Ангаро-Ленской ступени выделено два циклита второго ранга П2ц и П1ц, отражающие строение его нижней и верхней части соответственно. Кровля отложений циклита П1ц выделяется достаточно четко по литолого-геофизическим данным по подошве регионального репера, представленного сульфатно-карбонатными породами катангской свиты. (рис. 5). В объеме отложений П2ц и П1ц были выделены уровни развития пород, связанные с циклитами третьего ранга (П2ц низ, П2ц верх и П1ц низ, П1ц верх), отражающие их принадлежность к той или иной фациальной зоне. Для детального литофациального моделирования все построения выполнялись для отложений циклитов третьего ранга.

Базальные отложения парфеновского горизонта местами отлагались на эрозионной поверхности чорской свиты, сформировавшейся в регрессивный этап развития вендского бассейна. В связи с этим, отложения самого нижнего циклита (П2ц низ) плохо выдержаны по площади и практически отсутствуют на западе исследуемой

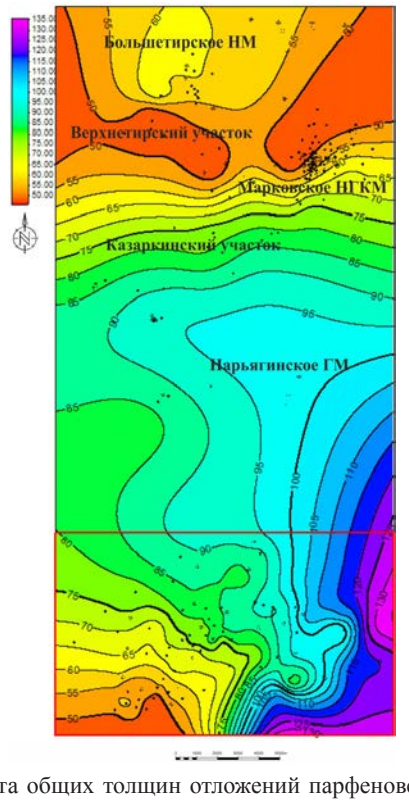


Рис. 4. Карта общих толщин отложений парфеновского горизонта крупного циклита первого ранга, где красным прямоугольником отражена площадь детальных исследований.

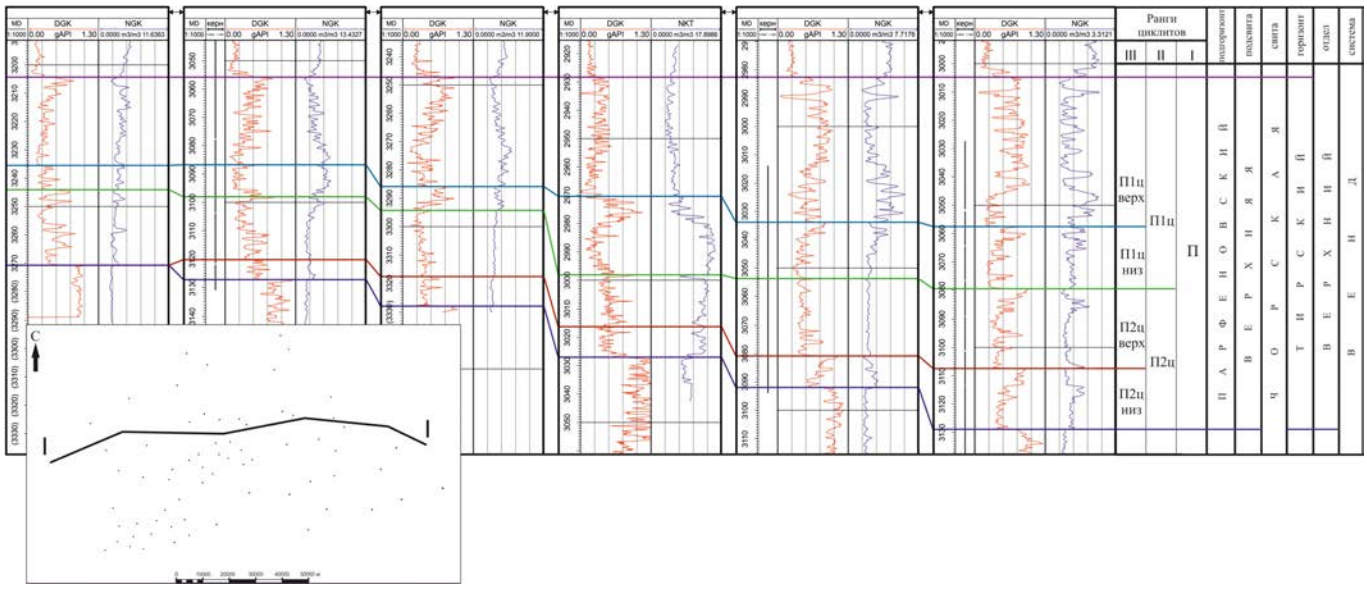


Рис. 5. Схема корреляции циклитов отложений парфеновского горизонта по линии I-I.

территории. Их мощностные характеристики изменяются с запада на восток от 0 до 25–30 м (рис. 6а). Для отложений верхней части низов парфеновского горизонта (П2ц верх) также, как и для нижней (П2ц низ), характерно ре- и проградационное строение циклитов. Они распределены по всей площади изучаемой территории, а их мощностные характеристики варьируют от 12 до 38–40 м (рис. 6б). Кровельная часть П2ц представлена алевро-аргиллитами, отлагавшимися во время трансгрессивного цикла развития бассейна и представляющими собой перемычку между нижним и верхним продуктивными пластами. Толщины перемычки сокращаются в западном направлении, в отдельных разрезах до 0 м, что, видимо, обусловлено ее локальным размывом. Таким образом, на западе площади песчаные отложения циклита П2ц плавно переходят в песчаники циклита П1ц.

Отложения нижней части циклита П1ц (П1ц низ) формировались в условиях регрессивного цикла развития вендского бассейна. Эти отложения характеризуются резкой изменчивостью толщин. Мощность отложений варьирует от первых метров на юге до 28–30 м на севере и северо-востоке изучаемой площади (рис. 6в). Завершают разрез парфеновского горизонта трансгрессивные смешанные сульфатно-карбонатно-алевро-глинистые породы, распространенные практически по всей изучаемой территории. Для отложений верхней части циклита П1ц (П1ц верх) характерно преимущественно проградационное строение циклитов. Мощность отложений варьирует от 20 м на юго-западе до 60 м на востоке и северо-востоке (рис. 6г).

Суммарные толщины циклитов нижней части парфеновского горизонта (циклит второго ранга П2ц) изменяются с запада на восток от 12 до 64 м (рис. 6д). Сохранение больших толщин алевро-аргиллитов в кровле циклита П2ц на востоке изучаемой площади может указывать на их незначительный размыв в регрессивную стадию. Суммарные толщины циклитов верхней части парфеновского горизонта (циклит второго ранга П1ц) изменяются с юго-запада на северо-восток от 24 до 87 м (рис. 6е). В целом, разрастание толщин отложений парфеновского горизонта связано с песчаными разностями.

ГИС-фации и типизация разрезов скважин изучаемой площади

Мощностные характеристики циклитов разного ранга, а также их строение объясняется масштабностью изменений условий осадконакопления. Для детального моделирования изменений свойств пород, слагающих парфеновский горизонт была использована методика выявления мезофаций (Мурдмаа, 1979, 1991, 1987). Это позволило моделировать геологические тела протяженностью 10–100 км и шириной 1–10 км. Для выявления мезофаций в разрезе парфеновского горизонта, были проанализированы данные ГИС и выделены петротипы.

В отложениях парфеновского горизонта, в зависимости от принадлежности разреза к той или иной фациальной зоне, меняется соотношение песчаных и алевро-глинистых пород. Для того, чтобы выделить преобладающие петротипы в разрезах скважин, была проведена градация показаний двойного разностного параметра гамма-каротажа (DGK). По DGK и на основании данных литологических исследований выделено 5 петротипов: доломит (<0,1), песчаник мономиктовый (0,1–0,37); песчаник олигомиктовый (0,37–0,6); алевро-песчаники (0,6–0,75); алевро-аргиллит (≥0,75). Песчаник мономиктовый очевидно отличается от олигомиктового в образе кривой DGK (рис. 7). Песчаник олигомиктовый характеризуется относительно более высокими показателями DGK, чем песчаник мономиктовый. В составе породообразующих минералов обоих петротипов присутствуют кварц и полевые шпаты, однако, песчаник олигомиктовый значительно отличается от мономиктового содержанием группы слюд в объеме глинистой составляющей (табл. 1).

В группу слюд входят иллит, гидрослюды и истинные слюды (мусковит, биотит). В количестве слюдистой составляющей, установленном методом РСА, также отражается содержание слюдистых сланцев. Отмечается, что вверх по разрезу песчаников мономиктовых становится больше, в то время, как песчаники олигомиктовые преобладают в основном в нижней части парфеновского подгоризонта (в циклите П2ц). Это свидетельствует о преобладании в верхней части парфеновского горизонта зрелых песчаников.

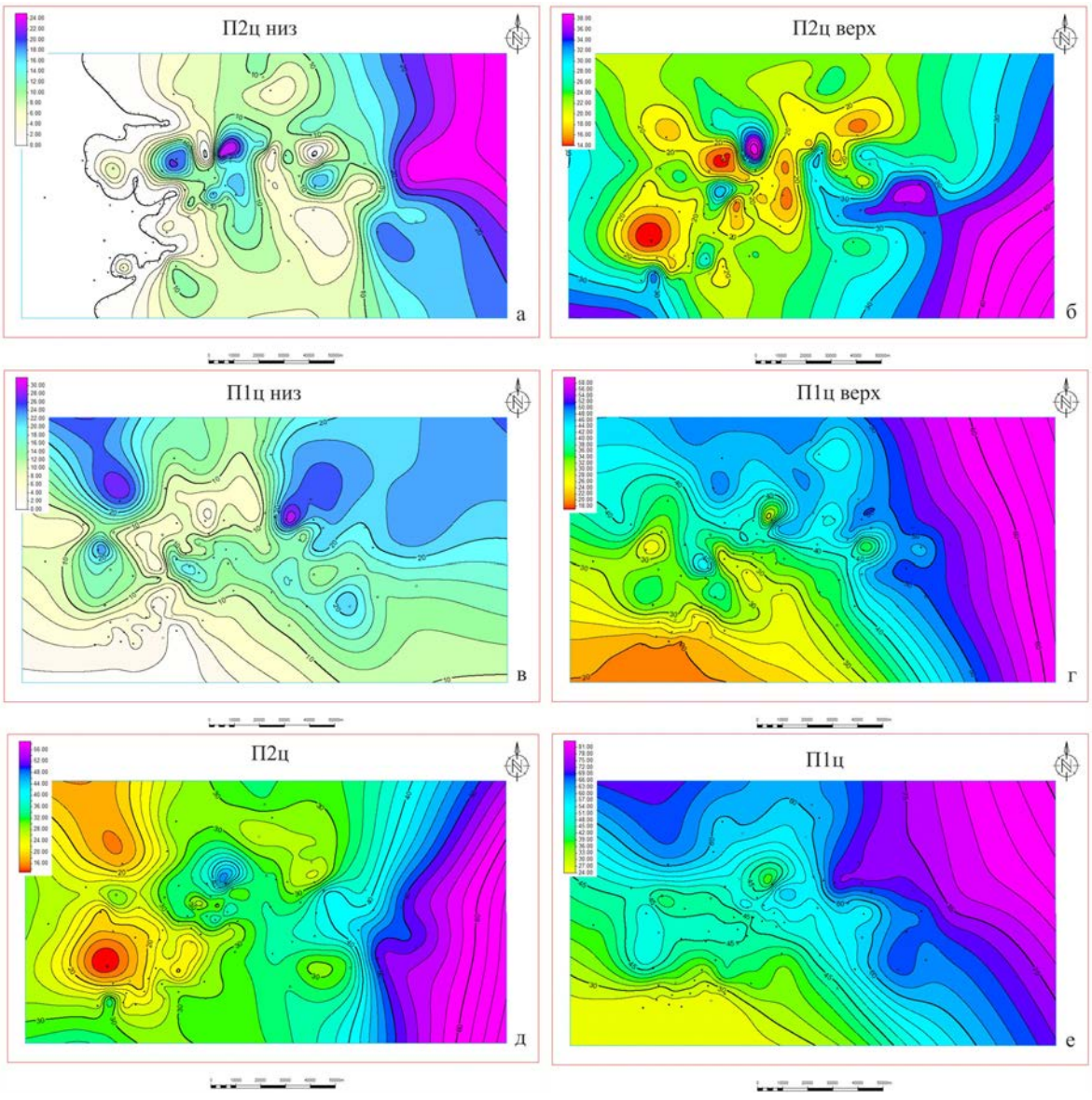


Рис. 6. Карты общих толщин отложений парфеновского горизонта: а–г – циклитов третьего ранга; д, е – циклитов второго ранга.

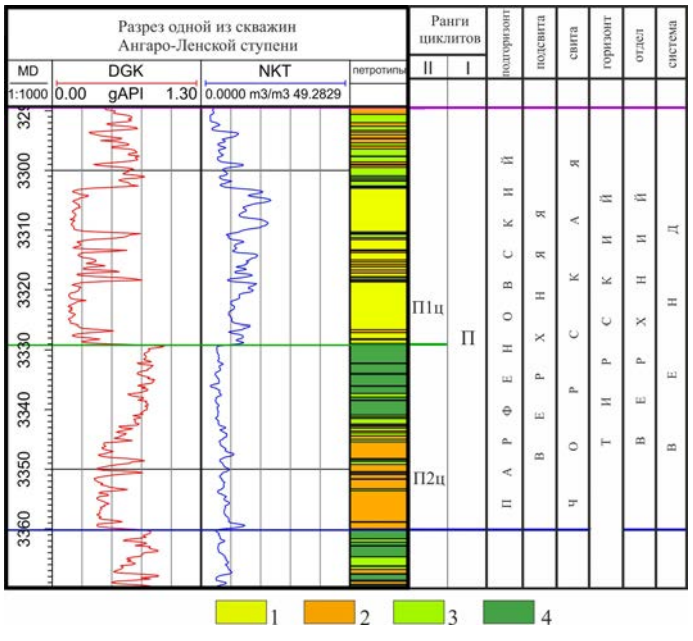


Рис. 7. Пример выделения петротипов в разрезе парфеновского подгоризонта. Условные обозначения: 1 – песчаники мономиктовые, 2 – песчаники олигомиктовые, 3 – алевро-песчаники, 4 – алевро-аргиллиты. Цвета для обозначения выделенных петротипов аналогичны используемым для них в таблице 1.

Увязанная глубина, м	Циклит второго ранга	Петротип	Хлорит, %	Группа слюд, %
3089,10	П1ц	Песчаник мономиктовый	94	6
3111,54	П1ц	Песчаник мономиктовый	96	4
3116,80	П2ц	Алевро-аргиллит	70	30
3123,90	П2ц	Алевро-песчаник	87	13
3131,02	П2ц	Алевро-песчаник	86	14
3134,54	П2ц	Песчаник олигомиктовый	66	34
3135,54	П2ц	Песчаник олигомиктовый	68	32
3135,78	П2ц	Песчаник олигомиктовый	32	68

Табл. 1. Данные РСА по составу глинистой составляющей в терригенных породах парфеновского горизонта.

Таким образом, при одинаковом количестве глинистых минералов в песчанике мономиктовом и олигомиктовом, разница в показаниях гамма-каротажа обуславливается в основном содержанием истинных слюд и слюдистых сланцев в породах. По результатам оптических исследований в песчанике олигомиктовом встречены обломки биотита до 5–10% и слюдистых сланцев до 10–15% (рис. 8а–в). Хлорит, выявленный в разрезе парфеновского горизонта, встречается во всех его интервалах на стенках поровых каналов и микротрещин и является результатом вторичного аутигенного минералообразования (рис. 8г–е).

По характеру соотношения в разрезе алевро-глинистых и песчаных пород олигомиктового или мономиктового состава в объеме циклитов второго ранга (П1ц и П2ц), а также по строению самих циклитов, были выделены типы разрезов, характеризующие различные фациальные зоны и четко отражающиеся в облике кривой DGK. Для отложений циклита П2ц выделено 13 типов разрезов (рис. 9). Наиболее песчаные разрезы (типы 1–4) характеризуются ассиметричным реградационным строением и наличием песчаников мономиктовых в кровельной части. Отложения данных типов характеризуют мезофации приливно-отливных валов, гряд, приливных отмелей и борозд берега с большими приливами и умеренной волновой активностью.

Симметричное и ассиметричное строение циклитов отмечается в типах разрезов 5–8 и 10. В них преобладают песчаники олигомиктовые. Отложения алевро-аргиллитов проявляются на разных уровнях, однако, в ряде разрезов становятся относительно более выдержанными (тип 7). Отложения типов разрезов 5–8 и 10 характеризуют мезофации приливно-отливных отмелей и сегментов барьерных островов линейно-вытянутого мезоприливного побережья. Наиболее глинистые разрезы (типы 9, 11–13) характеризуются ассиметричным проградационным строением и наличием песчаников олигомиктовых в основании циклита и редко в его средней части. Отложения данных типов характеризуют мезофации прибрежной равнины с блуждающими потоками и приливными отмелями линейно-вытянутого мезоприливного побережья.

Для отложений циклита П1ц выделено 8 типов разрезов (рис. 10). В отличие от разрезов циклита П2ц, в которых преимущественно развиты олигомиктовые песчаники, для песчаных частей циклита П1ц в целом характерно преобладание песчаников мономиктовых.

Наиболее песчаные разрезы (типы 1–2) характеризуются симметричным и ассиметричным проградационным

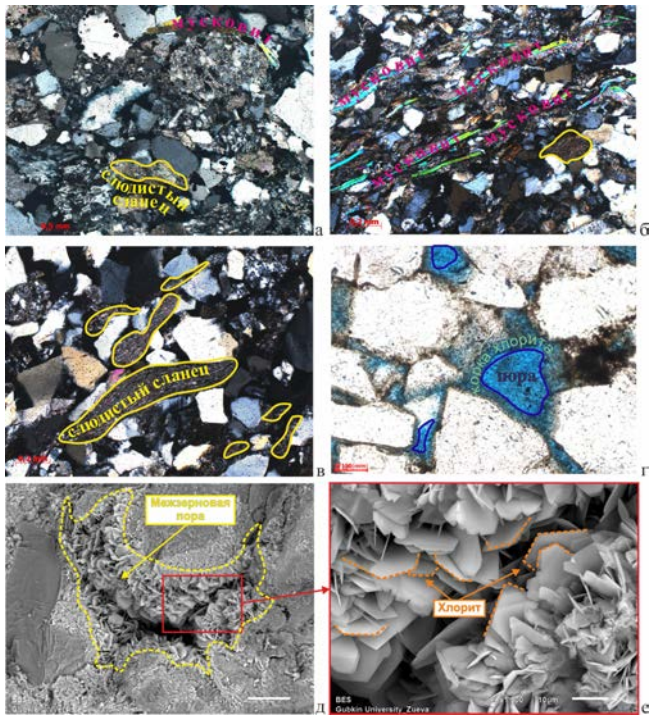


Рис. 8. Фото образцов пород парфеновского горизонта в оптическом микроскопе: а, б, в – обломки мусковита (розовым) и слюдистых сланцев (желтым) в петротипе песчаник олигомиктовый (николи скрещены, увеличение 100), г – неполное закрытие межзернового пространства (синим) хлоритом (зеленым) в результате вторичного минералообразования (николи параллельны, увеличение 200). Фото образцов в РЭМ: д – аутигенный хлорит в межзерновом поровом пространстве (режим обратно отраженных электронов, увеличение 350), е – чешуйки хлорита размером 10–20 мкм (режим обратно отраженных электронов, увеличение 1500).

строением. Отложения данных типов относятся к мезофациям приливно-отливных валов, гряд, приливных отмелей и борозд побережья с большими приливами и умеренной волновой активностью. Ассиметричное проградационное строение циклитов отмечается в типах разрезов 3–5. Алевро-аргиллиты проявляются в основном в кровельной части разреза, их мощностные характеристики увеличиваются, однако, по литологическому строению данные интервалы крайне невыдержанны (тип 5). Отложения типов разрезов 3–5 характеризуют мезофации приливно-отливных отмелей и сегментов барьерных островов побережья с большими приливами и умеренной волновой активностью. Типы разрезов 6–8 отличаются относительно более

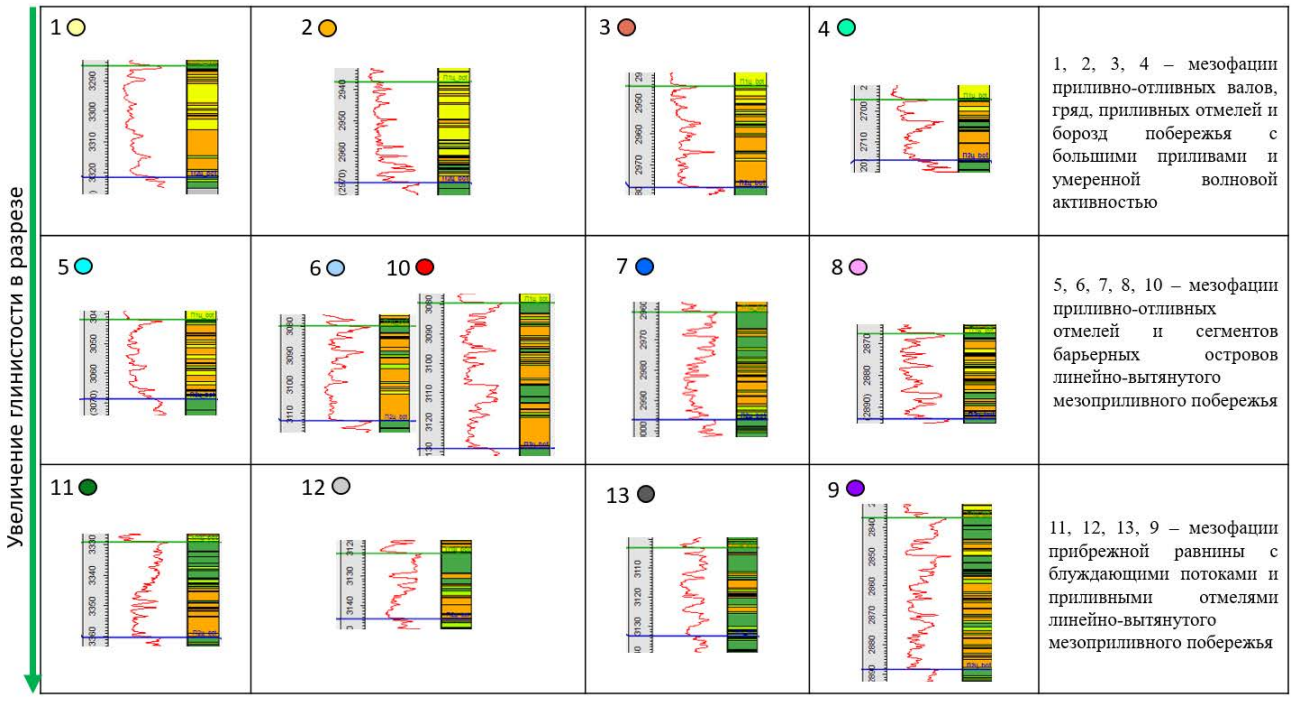


Рис. 9. Типы разрезов и ГИС-фаций для отложений нижней части разреза парфеновского горизонта (циклита П2ц) согласно облику кривой DGK и количеству глинистого материала. Условные обозначения петротипов отображены на рис. 7.

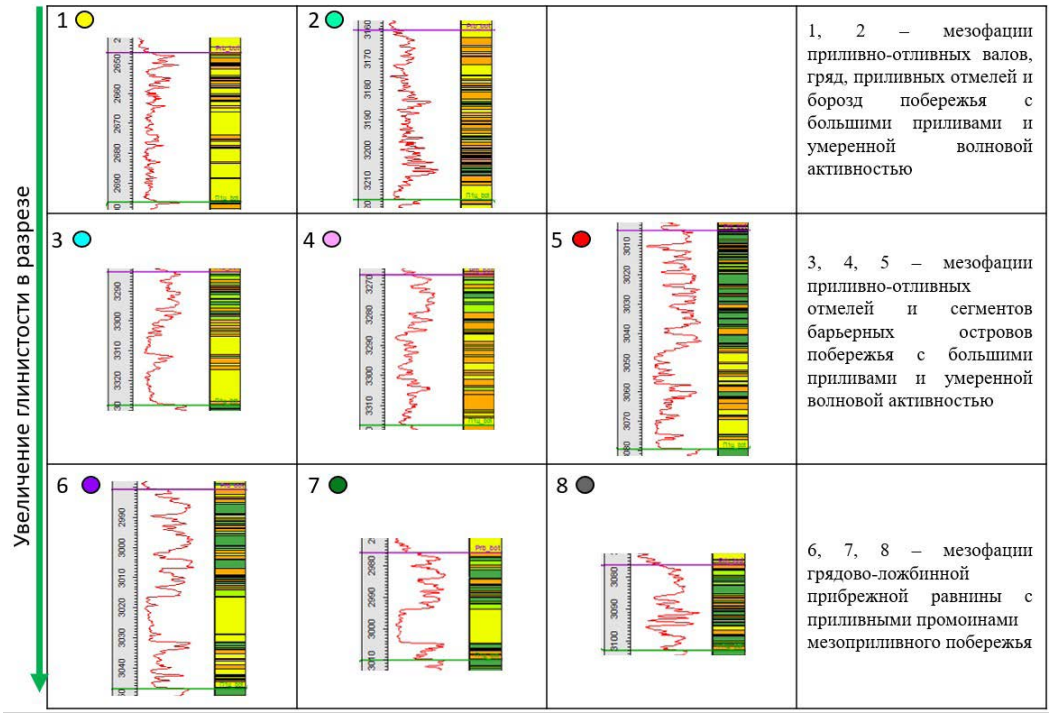


Рис. 10. Типы разрезов и ГИС-фаций для отложений верхней части разреза парфеновского горизонта (циклита П1ц) согласно облику кривой DGK и количеству глинистого материала. Условные обозначения петротипов отображены на рис. 7.

выдержанными толщинами алевро-аргиллитов, а также характеризуются ассиметричным проградационным строением и наличием выдержанных песчаников мономиктовых в средней части разреза. Эти песчаники отображаются в виде «сундучной» и «регрессивно-треугольной» формы в образе кривой DGK. Такие разрезы отражают строение грядово-ложбинной прибрежной равнины с приливными промоинами мезоприливного побережья.

При сравнении типов разрезов циклитов П2ц и П1ц отмечается их сопоставимость в образе кривой DGK (рис. 11), что говорит об унаследованности фациальных перестроек в парфеновское время. Также отмечается, что для циклита второго ранга П1ц количество типов разрезов становится меньше, а в строении начинают преобладать проградационные циклиты как следствие повышения мористости в изучаемом районе. В тоже время разнообразие наиболее песчаных типов разрезов в циклите П2ц отражает обилие различных форм аккумулятивных песчаных тел приливно-отливной дельтовой равнины в это время. И только тип разреза 1 в объеме

П2ц	П1ц	Мезофации для П2ц	Мезофации для П1ц
-	1	приливно-отливных валов, гряд, приливных отмелей и борозд побережья с большими приливами и умеренной волновой активностью	приливно-отливных валов, гряд, приливных отмелей и борозд побережья с большими приливами и умеренной волновой активностью
1	-		
2	-		
3	-		
4	2		
5	3	приливно-отливных отмелей и сегментов барьерных островов линейно-вытянутого мезоприливного побережья	приливно-отливных отмелей и сегментов барьерных островов линейно-вытянутого побережья с большими приливами и умеренной волновой активностью
6	-		
7	-		
8	4		
10	5		
9	6	блуждающими потоками и приливными отмелями линейно-вытянутого мезоприливного побережья	грядово-ложбинной прибрежной равнины с приливными промоинами мезоприливного побережья
11	7		
12	-		
13	8		

Рис. 11. Сопоставимость типов разрезов отложений парфеновского горизонта в объеме циклитов второго ранга П2ц и П1ц.

циклита П1ц выделяется как самый песчаный из всех типов разрезов парфеновского горизонта и отличается преобладанием песчаников мономиктовых, что отражает их зрелость.

При сравнении площадного распространения типов разрезов парфеновского горизонта в объеме циклитов П2ц и П1ц отмечается закономерное развитие прибрежной равнины на юге площади (рис. 12). Прихотливый береговой рельеф, фиксирующийся на юге изучаемой территории, обрамляется соответствующими фациями приливно-отливной дельты и крайнего мелководья. При сопоставлении схем видно, что тип разреза 5 для П2ц облекает побережье с северо-запада и севера, в то время, как его аналог в циклите П1ц (тип 3) расширяется в субширотном направлении. Также при сопоставлении типов разреза 10 и 5 циклитов П2ц и П1ц соответственно, отмечается расширение аккумулятивных форм на востоке, что свидетельствует о погружении побережья и продвижении вендской трансгрессии в сторону континента с востока и северо-востока. Таким образом, исходя из размещения по площади ГИС-фаций и типов разрезов, можно предположить, что на юге Ангаро-Ленской ступени наблюдается прибрежная равнина, переходящая в приливно-отливную дельту в северном и восточном направлении. При расширении вендской трансгрессии, происходит смещение фаций в сторону открытого моря и появление фрагментов барьерных островов.

Палеогеографические реконструкции продуктивных отложений парфеновского горизонта

В основу палеогеографических реконструкций были положены результаты литологических исследований, циклостратиграфического анализа, выделения ГИС-фаций, построения карт толщин отложений циклитов, а также карт толщин петротипов для каждого циклита. Выделенные ГИС-фации отражают тип строения разреза, в то время, как структурно-текстурные характеристики дают представление о фациальной зональности. Детализация мезофаций приливно-отливных дельт весьма сложна и опирается на многофакторный анализ, учитывающий соотношение и мощности петротипов, морфологию песчаных тел и расположение их на площади с учетом сохранения фациальных рядов.

Формирование обстановок осадконакопления парфеновского времени происходило в условиях смены гумидного климата на аридный, эвстатическими колебаниями вендского моря и трансформации территории Ангаро-Ленской ступени в акваторию морского бассейна. По результатам литологических и палеогеографических исследований определено, что накопление песчаных отложений парфеновского подгоризонта связано с регрессивным циклом вендского моря и становлением юго-восточного складчатого обрамления Сибирской платформы, вероятно, и являвшимся основным источником сноса

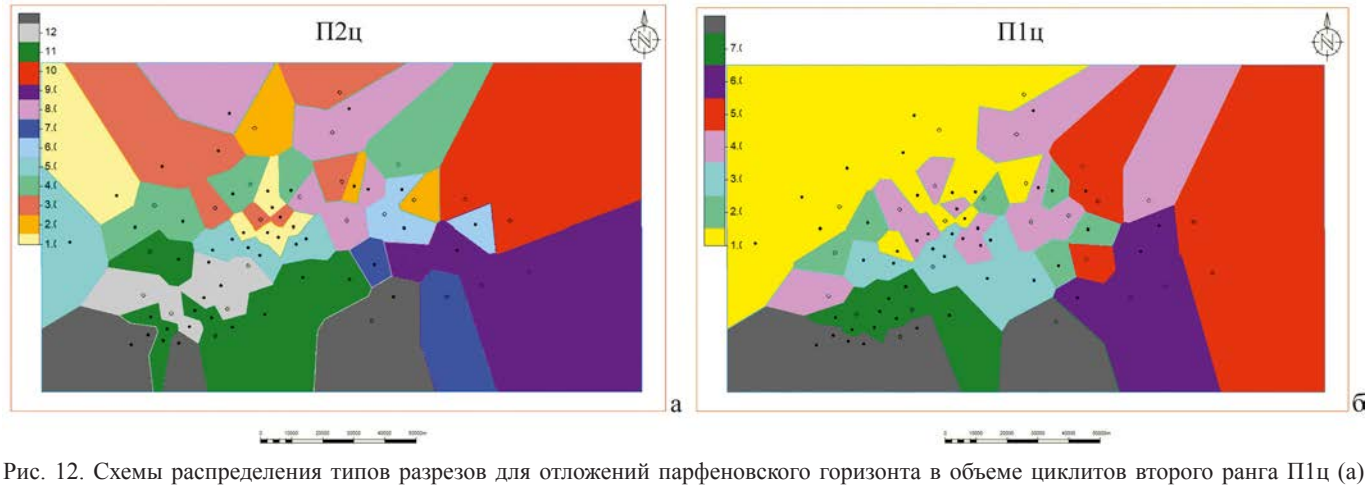


Рис. 12. Схемы распределения типов разрезов для отложений парфеновского горизонта в объеме циклитов второго ранга П1ц (а) и П2ц (б). Условные обозначения типов разрезов отображены на рис. 8 и 9.

обломочного материала. При регрессии западная часть изучаемой площади подверглась эрозии и выводу на поверхность аргиллитов чорский свиты. В начале парфеновского времени с обрамления Сибирской платформы стекали многочисленные потоки, которые формировали аллювиальные конусы выноса и анастомозирующие русла аллювиальной равнины. Направления этих русел контролируется разломными зонами меридианального простирания и, как правило, совпадают с увеличенными толщинами циклита третьего порядка (П2ц низ). При продвижении от источника сноса с юга на север аллювиальная равнина переходит в дельтовую, где блуждающими потоками происходит перенос и частичная разгрузка песчаного материала. На изучаемой площади песчаные отложения блуждающих потоков на прибрежной равнине постепенно переходят в трансгрессивные приливно-отливные песчаники (рис. 13а). В кровельной части циклита третьего ранга (П2ц низ) реградационной направленности в ряде скважин отмечается появление отмытых мономиктовых песчаников. Они концентрируются в незначительном количестве в центральной части площади, в то время, как песчаники олигомиктовые, отвечающие флювиальным потокам, веерообразно расходятся в северном направлении. Алевро-песчаники закономерно соседствуют с алевро-аргиллитами и указывают на относительно гидродинамически спокойные зоны крайнего мелководья на севере и побережья на юге площади. Вероятно, в зоне появления субширотного распределения песчаников мономиктовых отмечается условная граница простирания линейно-вытянутого побережья и зоны крайнего мелководья. В представленном бассейне седиментации явно отображается морфология берега со средними по высоте приливами и умеренным волнением при активном стоке кластического материала с континента. При таких условиях седиментации поверхность подводного берегового склона осложнена различного рода валами и желобами (Лидер, 1986). В условиях такого мезоприливного побережья часто формируются валы внешней зоны мелководья, причем их расположение сложным образом зависит от положения линии разрушения волн. Вероятно, такой вал находился на севере и северо-востоке от изучаемой территории. Характерные для таких обстановок ячейки разрывных течений могли распространяться вплоть до внешнего подводного вала и служить причиной появления системы разобщенных внутренних валов. Дальнейшая сохранность такого вала

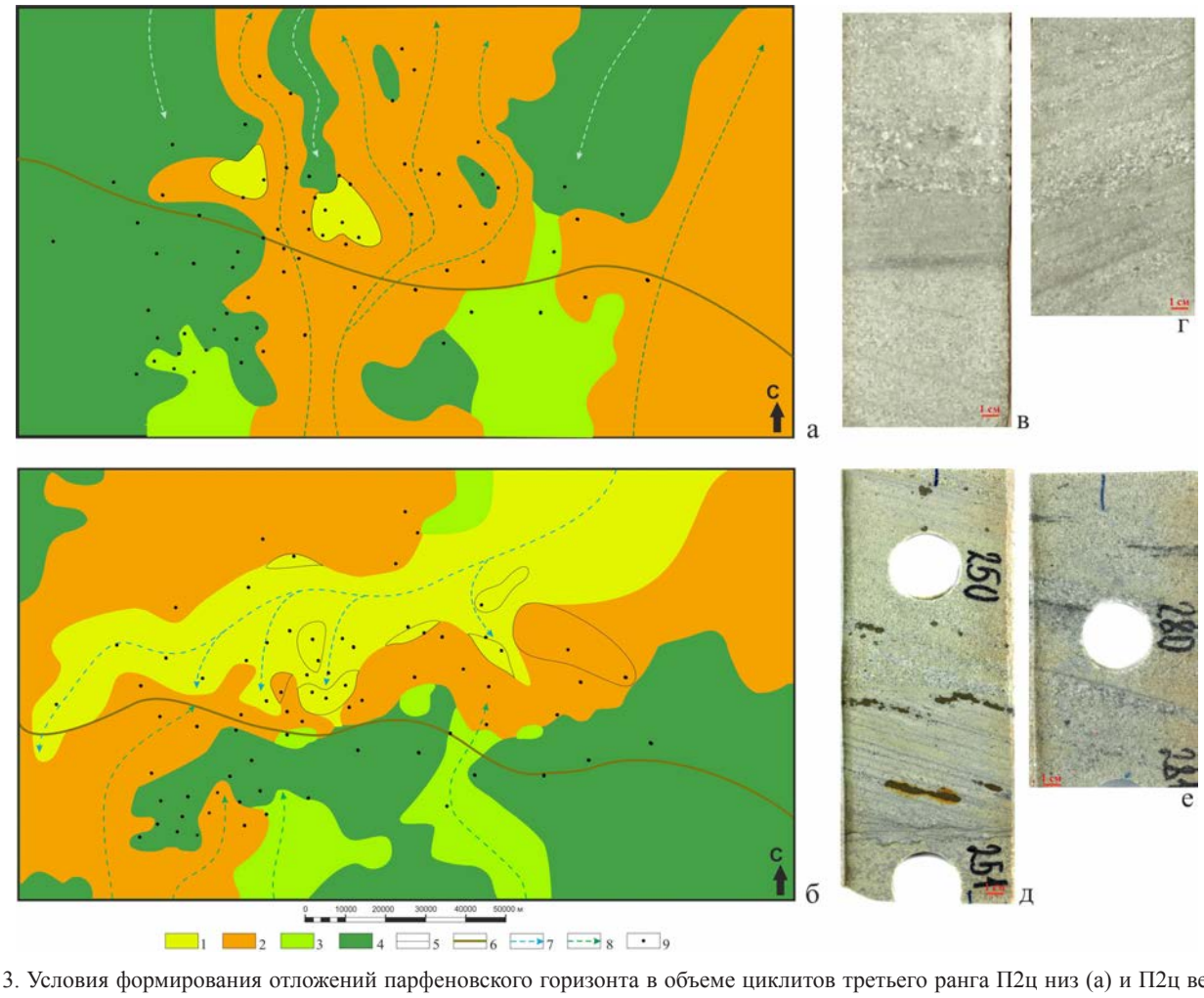


Рис. 13. Условия формирования отложений парфеновского горизонта в объеме циклитов третьего ранга П2ц низ (а) и П2ц верх (б). Условные обозначения: областей распространения 1 – песчаников мономиктовых, 2 – песчаников олигомиктовых, 3 –алевро-песчаников, 4 –алевро-аргиллитов; 5 – контуры гряд, кос, валов и сегментов барьерных островов, 6 – условная граница зоны прибрежного мелководья, 7 – направление продвижение морского бассейна и тренды морских приливов, 8 – направление стока обломочного материала с континента, 9 – точки скважин. Фото образцов керна песчаников олигомиктовых (в, г) с косослоистыми однонаправленными текстурами, со срезанием слойков и относительно грубозернистой структурой. Фото образцов керна песчаников мономиктовых (д, е) с косослоистыми текстурами, чередующимися с тонкой пологоволнистой слоистостью.

маловероятна, вследствие изменения уровня приливов в бассейне осадконакопления.

Появление внешнего вала могло обеспечить формирование морфологически выраженной, ограниченной с севера, зоны эстуария северо-восточного простирания, образующегося в верхней части циклита П2ц при продвижении трансгрессии вендского моря. Для отложений верхней части циклита П2ц отмечается высокая дифференциация мезофаций обстановок прибрежного осадконакопления, включающих грядово-ложбинную прибрежную равнину; приливно-отливные отмели, а также гряды, косы и валы прибрежного мелководья (рис. 13б). Приливно-отливные отмели были характерны для открытых берегов, подверженных высоким приливам, а также для тыльных сторон валов, кос, гряд и сегментов барьерных островов в обстановке средних приливов. Грядово-ложбинная прибрежная равнина отражает участок приморской низменности, занятый алевро-аргиллитами гидродинамически спокойных обстановок седиментации, а также протяженными песчаными валами приливных русел. При этом, морфология желобов обуславливалась направлением и концентрацией сточных вод во время отлива, а также дождевых вод, выпадающих на приливно-отливную отмель (Лидер, 1986).

На изучаемой территории наблюдается сложное сочетание всех выше обозначенных обстановок. При этом они могут существовать одновременно в приливно-отливной дельте и эстуарии. Для флювиальных потоков характерны песчаники олигомиктовые с косослоистыми однонаправленными текстурами и относительно грубозернистой структурой (рис. 13в, г). Масштаб слоистости может варьироваться в зависимости от устойчивости активных гидродинамических условий осадконакопления. Формирование эстуария начинается, благодаря образованию относительно большого уклона дна подводного берегового склона, где особенно чувствуются изменения в приливно-отливной деятельности моря. Уклон подводного берегового склона определяется асимметрией переноса наносов к берегу и от него. При том грубозернистые отложения формируют пляжи с большим уклоном. Осадки перемещаются вверх по склону до тех пор, пока не установится динамическое равновесие. Перемешивание пресных и соленых вод в эстуарии порождает специфическую циркуляцию, особенности которой зависят от поля градиента плотности. Осадочный материал здесь может быть, как речного, так и морского происхождения, а при осадкообразовании может идти, как флокуляция частиц и устойчивое накопление их на дне, так и взвешивание уже осажденного материала. Благодаря приливно-отливной деятельности моря вынесенные обломочные отложения начинают отмываться, и в разрезе становится больше песчаников мономиктовых, площадное распространение которых связано с зоной формирования эстуария. В разрезе отложения валов и гряд эстуария сложены средне- и грубозернистыми песчаниками мономиктовыми, которые характеризуются утонением обломочного материала вверх по разрезу. Для них характерны однонаправленные косослоистые текстуры, часто с довольно крутым падением слоев в сторону суши (рис. 13д, е), нередко чередующиеся с тонкими полого-волнистослоистыми текстурами. Актуалистическим примером формирования отложений циклита П2ц может служить приливно-отливная дельтовая равнина побережья Индии, в частности устье реки Мегхна (рис. 14). Отмечается хорошее совпадение масштабов развития приливно-отливной дельтовой равнины, а также расстояния от источника сноса до устья реки.

Следующий тектонический импульс становления Байкалид имеет своим следствием еще один регрессивный цикл и появление кластических отложений верхней части парфеновского горизонта (П1ц), что сопровождается региональным обнажением осадков циклита П2ц на юге и юго-западе. В пределах изучаемой территории зоны отсутствия отложений нижней части циклита П1ц не наблюдаются. Однако отмечаются зоны развития общих минимальных толщин на юге (до первых метров) и области интенсивной гидродинамической проработки отложений, которые, видимо, наследовались от более ранних обстановок седиментации. По результатам литологических исследований керна и типизации отложений парфеновского горизонта выявлено отсутствие глинистой перемычки, формирующей кровельную часть циклита П2ц преимущественно на западе изучаемой площади. Здесь же отложения всего парфеновского горизонта отличает их повышенная песчанистость. Песчаниками сложен практически весь разрез, вследствие чего, карбонатные отложения преображенского горизонта залегают непосредственно на нижележащих песчаных разностях.

Для отложений нижней части циклита П1ц наследуется высокая дифференциация мезофаций обстановок грядово-ложбинной прибрежной равнины, приливно-отливных отмелей, валов, кос и гряд зон эстуария и прибрежного мелководья (рис. 15а). Видимо, вследствие продвигающейся региональной вендской трансгрессии, кардинального смещения линии крайнего мелководья не наблюдается. В зоне приливно-отливной дельты намечаются морфологически выраженные области активной гидродинамической проработки отложений, а также их высокая отмытость. Наблюдается расширение областей распределения песчаников мономиктовых с разнонаправленной косой слоистостью (рис. 15б), а также увеличение и выдержанность их толщин. С учетом аридизации климата в относительно гидродинамически спокойных обстановках осадконакопления прибрежной равнины отмечается накопление линз и небольших прослоев ангидрита (рис. 15в).

При дальнейшей трансгрессии и повышении уровня приливов начинается интенсивная проработка отложений в зонах приливных каналов, вследствие чего морфология грядово-ложбинного побережья становится ярко выраженной. Это особенно подчеркнуто в смене мономиктовых и олигомиктовых песчаников, выстроенных перпендикулярно к береговой линии (рис. 15г). Постепенное затопление аккумулятивных форм приливно-отливной дельты отражается в появлении алевро-песчаного материала с тонкими глинистыми прослойками, в котором отмечается сочетание косослоистых и полого-волнистослоистых текстур (рис. 15д, е), а также знаков ряби.

В это время уменьшается твердый сток рек, и усиливается волновое воздействие морской гидродинамики, вследствие чего происходит размыв илистой отмели побережья, и в кровельных частях приливных русел можно встретить глинистые экстракласты (рис. 16).

www.geors.ru

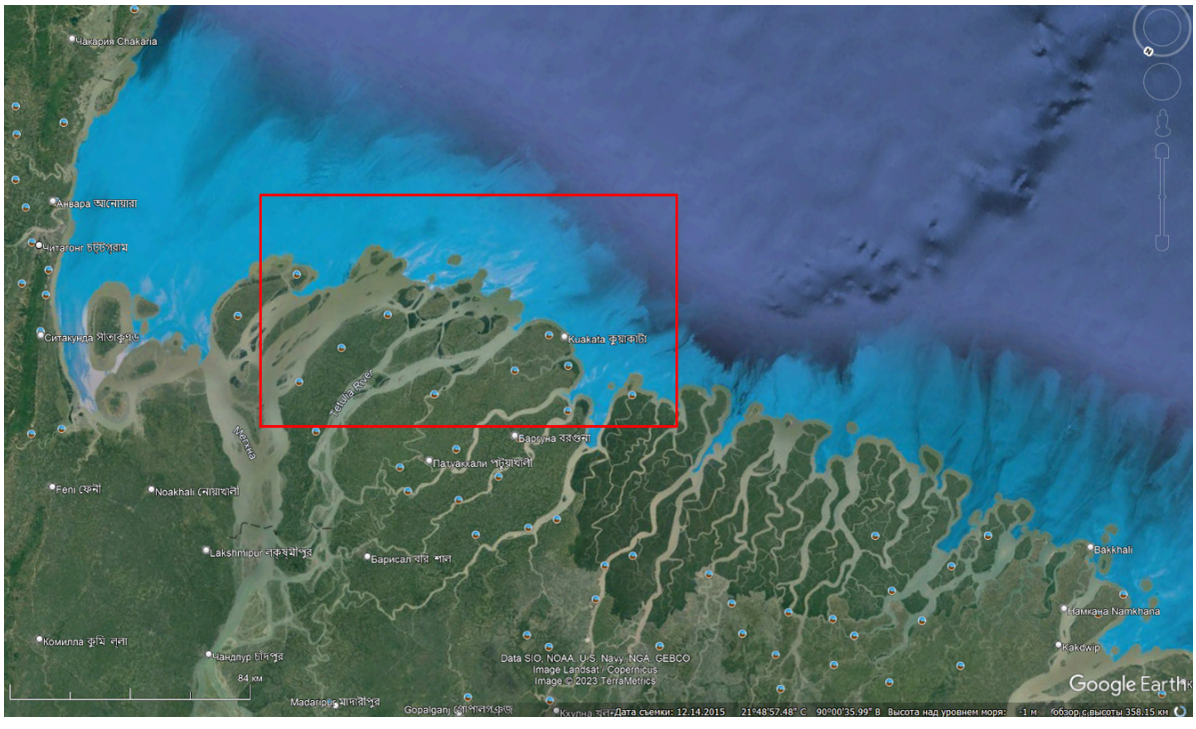


Рис. 14. Актуалистический пример условий формирования отложений циклита П2ц. Красным прямоугольником отражен контур участка исследований.

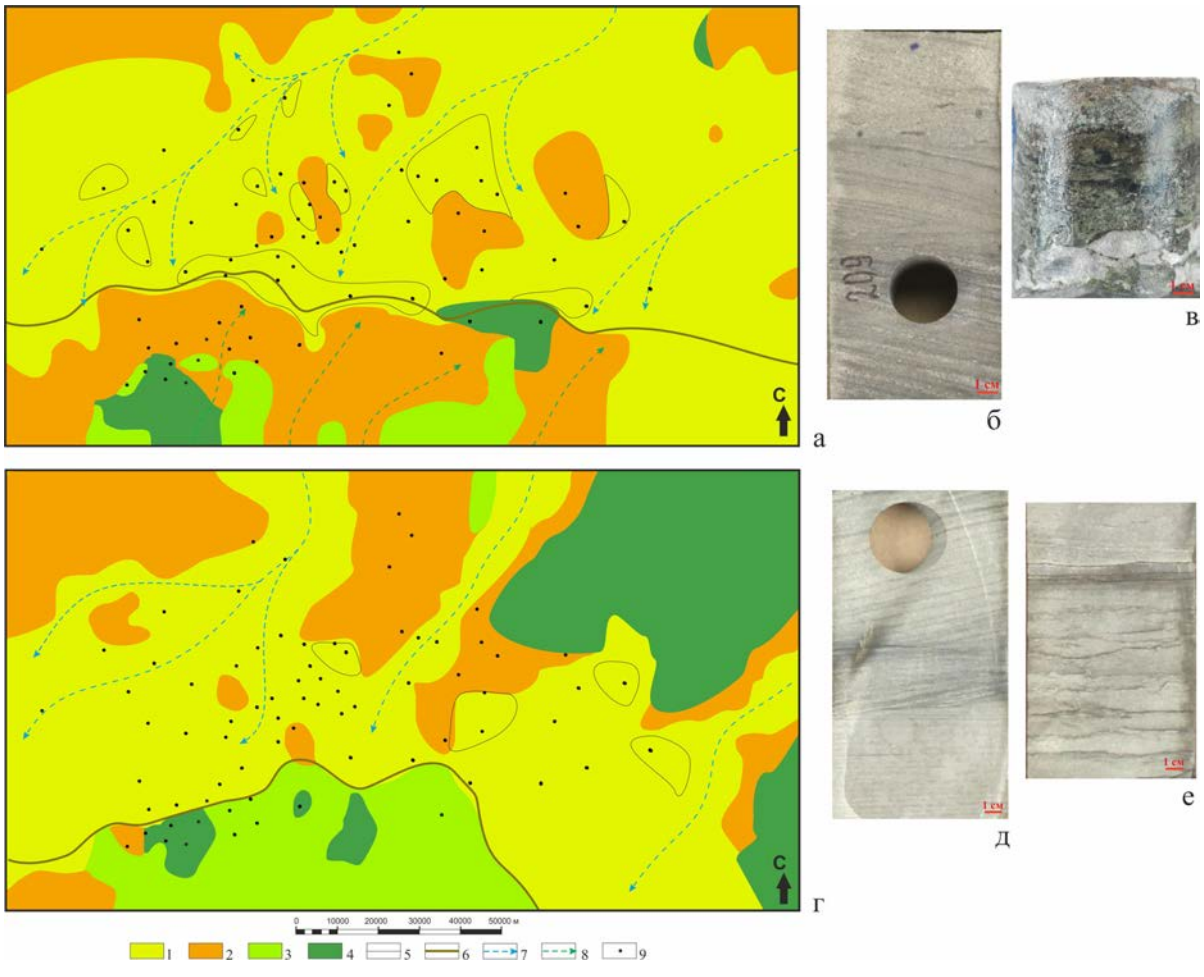


Рис. 15. Условия формирования отложений парфеновского горизонта в объеме циклитов третьего ранга П1ц низ (а) и П1ц верх (б). Условные обозначения отображены на рис. 13. Фото образцов керна песчаников олигомиктовых с косослоистыми однонаправленными текстурами, со срезанием слойков и относительно грубозернистой структурой (в) и песчаников олигомиктовых с линзовидно-слоистыми текстурами, проявленными за счет конседиментационного ангидрита (г). Фото образцов керна песчаников мономиктовых с тонко-косослоистыми однонаправленными текстурами (д), чередующихся с интервалами песчаников мономиктовых с пологими неясно-волнистослоистыми текстурами (е).

Так дельтовая равнина с приливно-отливным влиянием постепенно переходит в дельту с волновым влиянием, что выражается в последовательном затоплении территории и появлении алевро-аргиллитов с востока. Конечным итогом вендской трансгрессии в изучаемом разрезе является толща смешанных сульфатно-карбонатно-алевро-глинистых пород. На востоке изучаемой территории в их кровельной части отмечается регионально выдержанный прослой сульфатно-карбонатных отложений (рис. 17). Он характеризуется минимальными значениями DGK и максимальными значениями НГК. Такого рода выдержанный пласт свидетельствует о появлении на востоке изучаемой площади области крайнего мелководья со спокойной гидродинамикой среды осадконакопления. В целом, в общие толщины циклита второго ранга П1ц наибольший вклад внесли смешанные сульфатно-карбонатно-алевро-глинистые отложения верхней его части. Ярким примером таких обстановок для отложений циклита П1ц может служить прибрежная равнина на западном побережье Африки в районе Гвинеи-Бисау (рис. 18).

Обсуждение результатов

С региональной точки зрения отложения парфеновского горизонта Ангаро-Ленской ступени значительно отличаются от разрезов, расположенных на южном и юго-восточном склонах Непско-Ботуобинской антеклизы. В районе исследований они характеризуются своими значительно большими мощностями, а также присутствием в минералогическом составе обломочной части до 15–20% плохоокатанных обломков кремнистых и метаморфических пород зеленосланцевой фации метаморфизма.

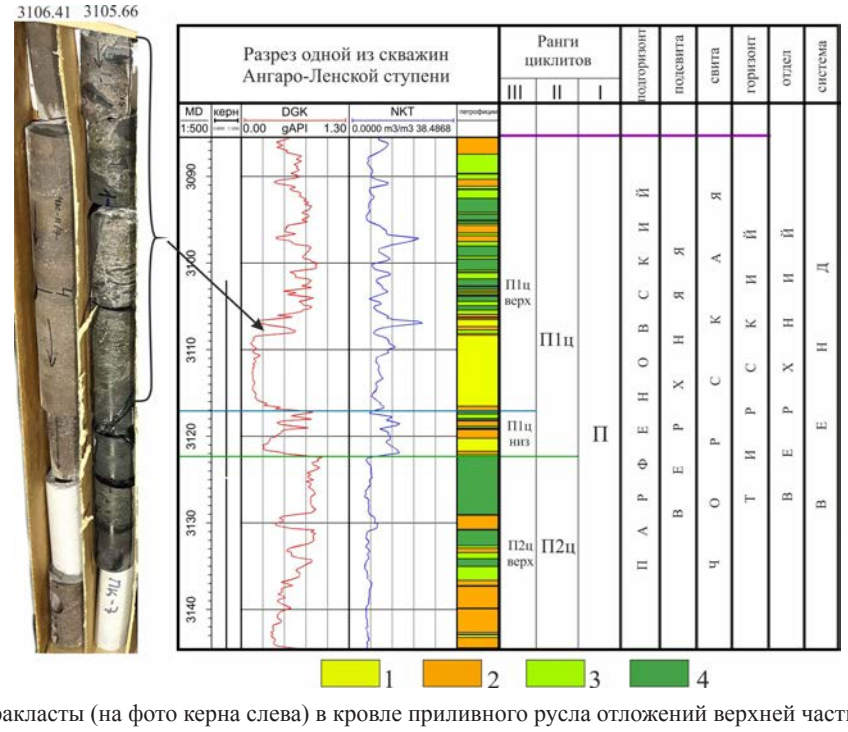


Рис. 16. Глинистые экстракласты (на фото керна слева) в кровле приливного русла отложений верхней части циклита П1ц. Условные обозначения петротипов отображены на рис. 7.

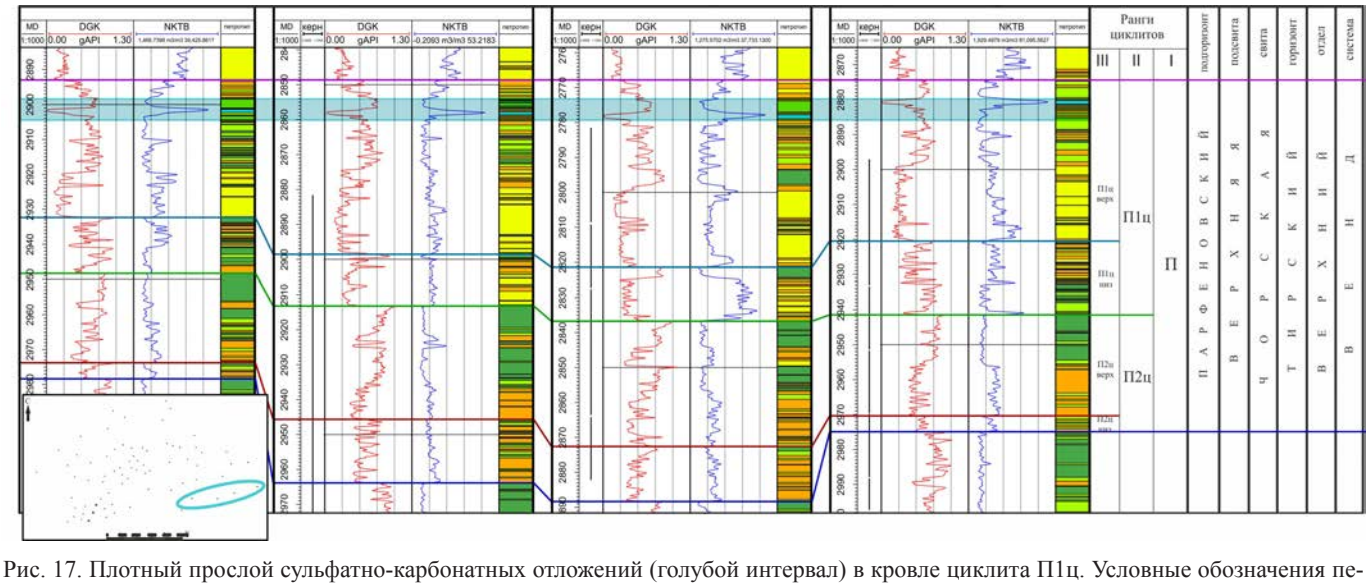


Рис. 17. Плотный прослой сульфатно-карбонатных отложений (голубой интервал) в кровле циклита П1ц. Условные обозначения петротипов отображены на рис. 7.

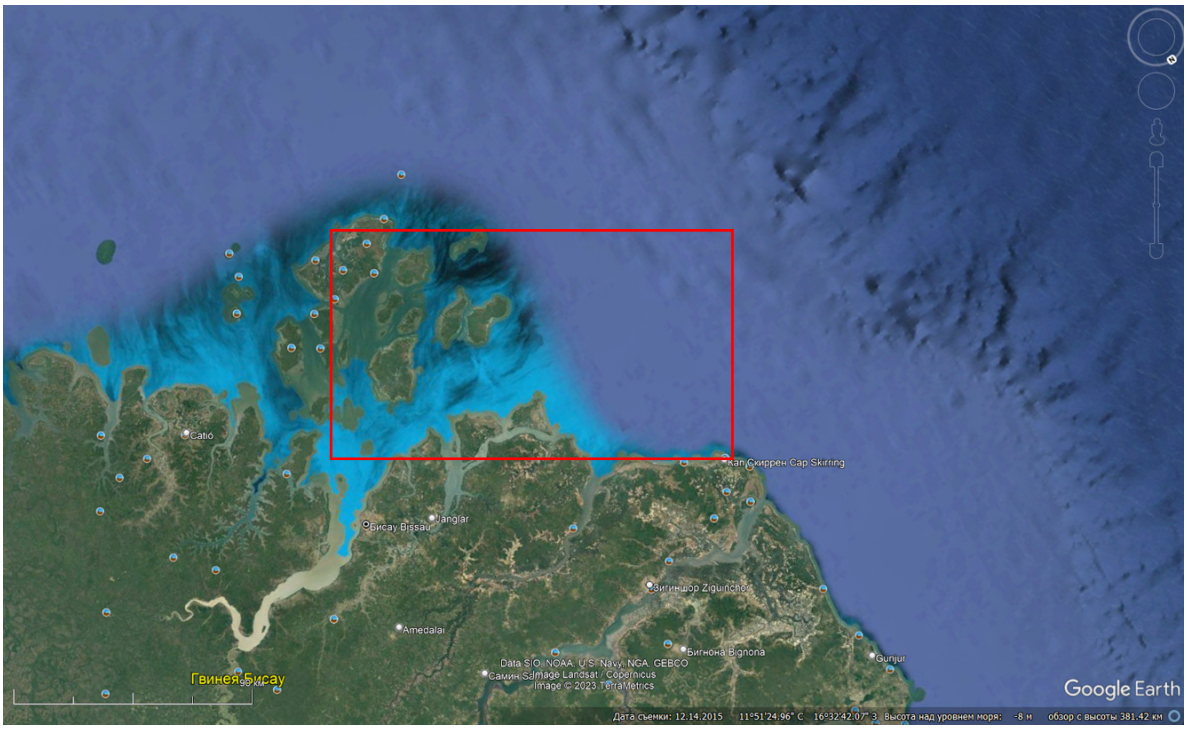


Рис. 18. Актуалистический пример условий формирования отложений циклита П1ц. Красным прямоугольником отражен контур участка исследований.

Наиболее вероятным механизмом поступления больших объемов плохоокатанного кластического материала такого состава была разветвленная сеть потоков, а также головное русло, имеющее свое начало в районе Байкало-Патомского нагорья. Поступал материал в область прибрежной равнины и зону крайнего мелководья залива Палеоазиатского океана (Хоментовский и др., 2004; Федотова и др., 2014; Гладкочуб и др., 2019). Режим приливно-отливных течений высокой энергии привел к эффективному переотложению обломочного материала. Этот процесс в свою очередь обусловил большею минералогическую и текстурную зрелость дельтовых и мелководно морских отложений в сравнении с их речными эквивалентами (Рединг и др., 1990). Таким образом, в парфеновское время на южном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы и на Ангаро-Ленской ступени формировались отложения побережий с блуждающими потоками и приливно-отливных дельт, преходящих в мелководно морской бассейн седиментации. Вендская трансгрессия продвигалась с востока и юго-востока на запад в широтном простирании (рис. 19).

Обилие переотложенного песчаного материала, регионально распределенного в бассейне седиментации, можно встретить в мелководно-морском бассейне и примыкающей к нему области приливно-отливной дельтовой равнины. Это связано с распределением обломочного материала согласно принципу солевого баланса, который определяется диффузией и адвекцией, то есть латеральным и вертикальным перемешиванием вод. При этом диффузия контролируется факторами, связанными с турбулентным перемешиванием, тогда, как адвекция – с потоками пресной и соленой воды, входящими в общую циркуляцию. Комбинация адвективного и диффузионного переноса (конвекция) кластического материала приводит к выравниванию концентраций диффундирующего вещества и равномерному заполнению частицами бассейна седиментации. Разными авторами демонстрируются обобщенные схемы дельтовых равнин подобного плана (Slatt, 2006), однако, практически никто не отражает детализацию в строении таких областей осадконакопления, что значительно затрудняет построение непосредственно фациальных схем.

В приливно-отливной дельте формируются изолированные друг от друга гряды и валы, которые по направлению к грядово-ложбинной равнине объединяются с песчаными линзами, формирующимися в приливных каналах. Это обеспечивает увеличение толщины потенциально коллекторских прослоев и их прослеживаемость. В зонах эстуария песчаные тела накладываются друг на друга, образуя мощные песчаные пласты, выделяющиеся в кривой DGK в виде «сундучковых» и дугообразных форм. По мере удаления от береговой линии в сторону крайнего мелководья, песчаные линзы становятся разобщенными, что часто делает их самостоятельными литологически ограниченными телами. В связи с высокой степенью зрелости, отложения верхней части парфеновского горизонта обладают наиболее высокими ФЕС с момента их формирования. Дальнейшее преобразование пород-коллекторов связано со многостадийной эволюцией процессов минералообразования (Постников и др., 2019; Изъюрова и др., 2021). Она выражена в смене парагенезов минералов, сформировавшихся на стадиях регионального фонового (стадиального) литогенеза погружения, а также вследствие сложного сочетания локальных наложенных типов литогенеза – катакластического, гидротермально-метасоматического и динамотермальной активации.

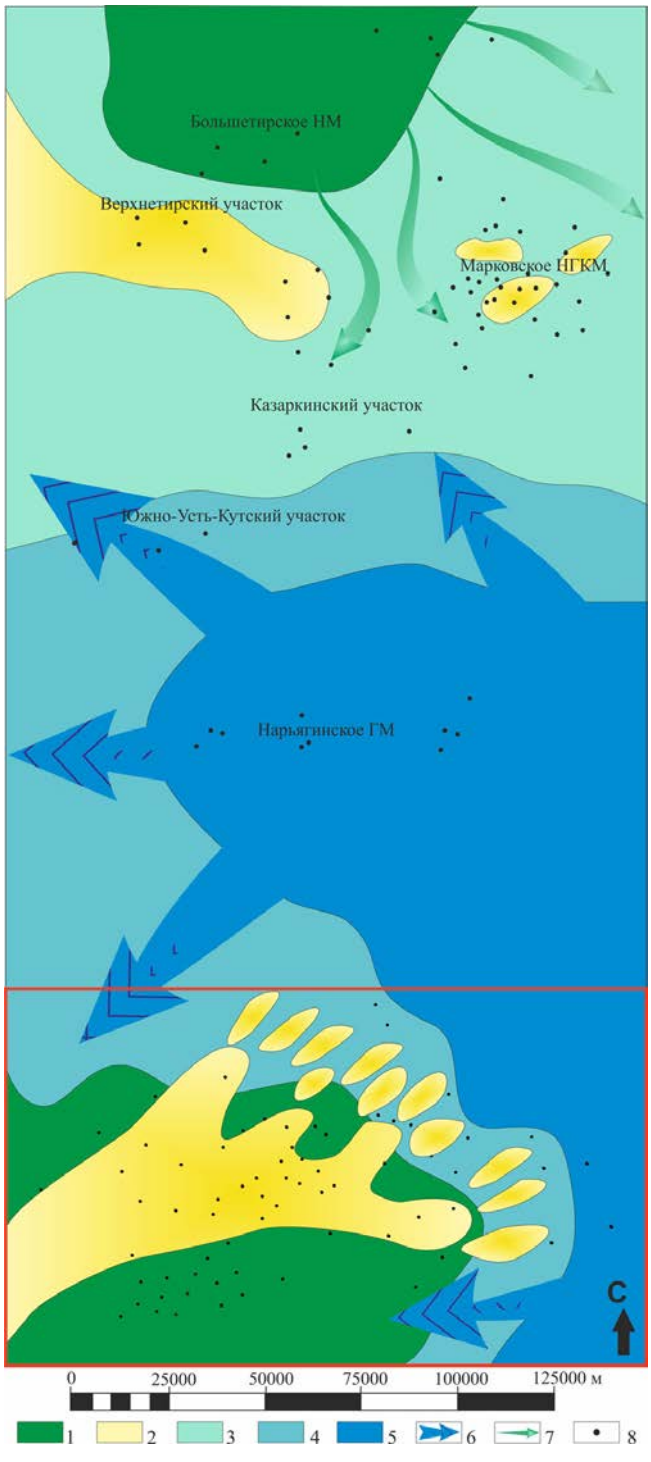


Рис. 19. Фациально-палеогегорафическая схема на конец тирского времени. Условные обозначения: 1 – зона дельтовой равнины, 2 – зона развития аккумулятивных песчаных тел (баров, валов и гряд), 3 – зона мелководного моря с терригенно-карбонатной седиментацией, 4 – зона мелководного моря с карбонатно-глинистой седиментацией, 5 – зона мелководного моря с глинисто-карбонатной седиментацией, 6 – направление продвижения вендской трансгрессии и влияния приливной деятельности моря, 7 – слабые протоки с континента, 8 – точки скважин. Красным прямоугольником отражена площадь детальных исследований.

Заключение

В результате проведения комплексных литологических и геолого-геофизических исследований отложений парфеновского горизонта Ангаро-Ленской ступени была выполнена их литофациальная реконструкция, а также приведены актуалистические аналоги фациальных обстановок. На исследуемой территории отложения парфеновского горизонта формировались в условиях побережий с блуждающими потоками и приливно-отливных дельт, переходящих в мелководный морской бассейн седиментации. При моделировании отложений циклитов третьего ранга по данным многофакторного анализа, учитывающего соотношение и мощности петротипов, морфологию песчаных тел и расположение их на площади с учетом сохранения фациальных рядов, выявлены среднемасштабные фациальные единицы (мезофации). Литологическая неоднородность отложений связана с большим разнообразием мезофаций, а также интенсивностью вторичных процессов. Сложное сочетание седиментационных и многостадийных эпигенетических факторов литогенеза повлияли на ярко выраженную неоднородность фильтрационно-емкостных характеристик пород-коллекторов.

Литература

Афонин И.В., Коровяк Е.В. (2017). Геохимическая характеристика и условия образования парфеновского горизонта (Ковыктинское месторождение, Восточная Сибирь). *Материалы IV всероссийской байкальской молодежной научной конференции*. Улан-Удэ, с. 41–43.

Ахияров А.В, Орлов В.И., Бондарев А.Н. (2007). Зависимость продуктивности терригенных коллекторов от их фациальной принадлежности на примере парфеновского горизонта Ковыктинского газоконденсатного месторождения. *Геофизика*, (6), с. 60–67.

Бессонов А.К., Жилина Е.Н. (2021). Коллекторские свойства продуктивного парфеновского горизонта Ковыктинского газоконденсатного месторождения (Иркутская область). *Междисциплинарная молодежная научная конференция «Азимут ГЕОнаук – 2021»*, с. 32–35.

Бобкова Е.В. (2016). Особенности осадконакопления и перспективы нефтегазоносности парфеновского горизонта на территории центральной части Ангаро-Ленской нефтегазоносной области. *Геология нефти и газа*, (6), с. 46–51.

Гладкочуб Д.П., Донская Т.В., Мазукабзов А.М., Ванг К.-Л. (2019). Результаты LA-ICP-MS датирования цирконов из экзотической метаосадочной толщи в пределах южного фланга Сибирской платформы (Западное Прибайкалье). *Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): Материалы совещания*. Вып. 17. Иркутск: Институт земной коры СО РАН, с. 55–56.

Гой В.Ю. (2010). Палеогеографическая модель формирования парфеновского горизонта с целью прогноза зон нефтегазоносности Ангаро-Ленской ступени. *Гео-Сибирь*, 2(1), с. 102–106.

Изъюрова Е.С., Постникова О.В., Зуева О.А., Изъюров А.Д., Ляпунов Ю.В. (2021). Влияние гидротермального оруденения на фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов венда северной части Непско-Ботуобинской антеклизы. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 35–40. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-5-35-40

Карогодин Ю.Н. (1990). Литмостратиграфичсская схема вендских отложений мотской серии внутренних районов Сибирской платформы. Новосибирск: *Тр. Ин-та геол. и геофиз. СО АН СССР*, с. 190–195.

Карогодин Ю.Н. (1978). Понятийно-терминологическая база седиментационной цикличности. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 45 с.

Карогодин Ю.Н. (1980). Седиментационная цикличность. М.: Недра, 242 с.

Клитин К.А., Павлова Т.Г., Постельников Е.С. (1970). Байкалиды юго-востока Сибири. *Труды АН СССР. Геол. ин-т*. Вып. 219. М.: Наука, 144 с.

Кокарев П.Н., Диких И.А. (2020). Разделение коллекторов парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения на литотипы с использованием материалов геофизических исследований скважин. *Разведка и разработка месторождений полезных ископаемых*, 43(2), с. 220–229. https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-2-220-229

Лидер М. (1986). Седиментология. Процессы и продукты: М.: Мир, 439 с.

Мазукабзов А.М., Гладкочуб Д.П., Донская Т.В., Станевич А.М., Диденко А.Н., Бибикова Е.В, Водовозов В.Ю., Казанский А.А., Кирнозова Т.И., Козаков И.К., Константинов К.М., Кочнев Б.Б., Метелкин Д.В., Ота Т., Немеров В.К., Постников А.А., Юлдашев А.А., Пономарчук В.А. (2006). Эволюция южной Сибирского кратона в докембрии. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 367 с.

Мальцева Е.В. (2015). Условия формирования и перспективы нефтегазоносности парфеновского горизонта на территории центральной части Ангаро-Ленской нефтегазоносной области. *Материалы всероссийской молодежной научной конференции*. Новосибирск: РИД НГУ, с. 59–62.

Мисюркеева Н.В. (2022). Складчато-надвиговое строение осадочного чехла юго-восточной окраины Сибирского кратона (Ковыктинско-Хандинская зона). Дисс. кандидата геол.-минерал. наук. Иркутск, 140 с.

Мурдмаа И.О. (1991). Океанский пелагический литогенез. *Литология и полезные ископаемые*, (5), с. 3–18.

Мурдмаа И.О. (1979). Осадки и осадочные породы океанов. Океанские фации. В кн.: Геология океана. Океанология под ред. П.Л. Безрукова. Т.1: Осадкообразование и магматизм океана. М.: Наука, с. 269–306.

Мурдмаа И.О. (1987). Фации океанов. М.: Наука, 308 с.

Постников А.В., Постникова О.В., Изъюрова Е.С., Пошибаев В.В., Кузнецов А.С., Изъюров А.Д., Козионов А.Е. (2019). Эволюция процессов минералообразования в терригенных породах раннего венда Непско-Ботуобинской антеклизы. *Литология и полезные ископаемые*, (1), с. 31–43. https://doi.org/10.1134/S0024490219010061

Рединг Х. Г., Коллинсон Дж. Д., Аллен Ф. А., Эллиотт Т., Шрейбер Б. НІ., 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. І: пер. с англ. Под ред. Х. Рединга. М.: Мир, 352 с.

Ронов А.Б., Хаин В.Е., Балуховский А.Н. (1989). Атлас литолого-палеогеографических карт мира. Том 2: Мезозой и кайнозой континентов и океанов. Ленинград: МинГео СССР, 89 с.

Сирык С.И. (1987). Литолого-фациальные критерии нефтегазоносности подсолевых рифей-вендских терригенных отложений юга Сибирской платформы. Дисс. кандидата геол.-минерал. наук. Москва, 226 с.

Смирнов А.С., Горлов И.В., Яицкий Н.Н., Горский О.М., Игнатьев С.Ф., Поспеев А.В., Вахромеев А.Г., Агафонов Ю.А., Буддо И.В. (2016). Интеграция геолого-геофизических данных – путь к созданию достоверной модели Ковыктинского газоконденсатного месторождения. *Геология нефти и газа*, (2), с. 56–66.

Смирнов О.А., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Фарышова И.А., Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Погрецкий А.В. (2018). Сейсмофациальная характеристика разреза парфеновского горизонта Ковыктинского лицензионного участка Восточной Сибири на основе комплексирования данных сейсморазведки 3D и бурения. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (3), с. 4–14. https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-3-4-14

Федоровский В.С., Скляров Е.В. (2010). Ольхонский геодинамический полигон (Байкал): аэрокосмические данные высокого разрешения и геологические карты нового поколения. *Геодинамика и тектонофизика*, 1(4), с. 331–418. https://doi.org/10.5800/GT-2010-1-4-0026

Федотова А.А., Разумовский А.А., Хаин Е.В., Аносова М.О., Орлова А.В. (2014). Этапы формирования магматических комплексов позднего неопротерозоя запада Байкало-Муйского пояса. *Геотектоника*, (4), с. 44–66. DOI: 10.7868/S0016853X14040043

Хабаров Е.М., Вараксина И.В., Пушкарева М.М., Кугаколов С.А., Родякин С.В., Черныш П.С. (2014). Обстановки осадконакопления и фильтрационно-емкостные свойства парфеновского горизонта венда Ангаро-Ленской ступени. *Нефтегазовая геология*, (2), с. 66–75.

Хоментовский В.В., Постников А.А., Карлова Г.А., Кочнев Б.Б., Якшин М.С., Пономарчук В.А. (2004). Венд Байкало-Патомского нагорья (Сибирь). *Геология и геофизика*, 45(4), с. 465–484.

Шемин Г.Г., Мигурский А.В., Смирнов М.Ю., Леонтьев И.Ю., Бондарев А.Н., Моисеев С.А., Вахромеев А.Г., Поспеев А.В., Станевич А.М. (2017). Модели строения и количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нефти и газа Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 315 с.

Slatt, R.M. (2006). Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists and Engineers. Elsevier, A., Ed., Netherlands, 478 p.

Сведения об авторах

Елена Сергеевна Изъюрова – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1

e-mail: ekonovalceva@yandex.ru

Ольга Васильевна Постникова – доктор геол.-минерал. наук, декан факультета геологии и геофизики нефти и газа, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1

e-mail: olgapostnikova@yandex.ru

Александр Дмитриевич Изъюров – старший преподаватель кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1

e-mail: alexizyurov@gmail.com

Ольга Алексеевна Зуева – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1

e-mail: oa_zueva@mail.ru

Вадим Викторович Рыбальченко – кандидат геол.-минерал. наук, начальник управления, ПАО «Газпром»

Россия, 197229, Санкт-Петербург, Лахтинский проспект, д. 2, корп. 3, стр. 1

e-mail: gazprom@gazprom.ru

Александр Сергеевич Смирнов – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры прикладной геофизики Нефтегазового института, Тюменский индустриальный университет

Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

e-mail: smirnovas@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 05.08.2024;
Принята к публикации 03.04.2025;
Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Paleogeographic Reconstructions of Productive Deposits of the Parfenovsky Horizon on the Territory of the Angara-Lena Step of the Southeastern Siberian Platform

E.S. Izyurova[1], O.V. Postnikova[1], A.D. Izyurov[1], O.A. Zueva[1], V.V. Rybalchenko[2], A.S. Smirnov[3]*
[1]*Gubkin University, Moscow, Russian Federation*
[2]*Gazprom PJSC, St. Petersburg, Russian Federation*
[3]*Tyumen State University, Tyumen, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Olga A. Zueva, e-mail: oa_zueva@mail.ru*

Abstract. Based on the results of lithological, cyclostratigraphic analyses, as well as linking with geophysical research of wells data and correlation of well sections, the main isochronous levels of deposits of the Parfenovsky horizon in different facies zones of the Angara-Lena step were identified and traced. The sediments were formed in the conditions of coasts with wandering streams and tidal deltas passing into a shallow marine sedimentation basin. The lithological heterogeneity of the deposits is associated with a wide variety of medium-scale facies units (meso-facies), as well as the intensity and direction of secondary processes.

Keywords: Parfenovsky horizon, Vendian Period, sediments of tidal deltas, Eastern Siberia, Angara-Lena step

Recommended citation: Izyurova E.S., Postnikova O.V., Izyurov A.D., Zueva O.A., Rybalchenko V.V., Smirnov A.S. (2025). Paleogeographic Reconstructions of Productive Deposits of the Parfenovsky Horizon on the Territory of the Angara-Lena Step of the Southeastern Siberian Platform. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 216–233. https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.15

References

Afonin I.V., Korovyak E.V. (2017). Geochemical characteristics and conditions of formation of the Parfenovsky horizon (Kovyktinskoye field, Eastern Siberia). *Materials of the IV All-Russian Baikal Youth Scientific conference*. Ulan-Ude, pp. 41–43. (In Russ.)

Akhiyarov A.V., Orlov V.I., Bondarev A.N. (2007). The dependence of the productivity of terrigenous reservoirs on their facies affiliation on the example of the Parfenovsky horizon of the Kovyktinskoye gas condensate field. *Geofizika (Geophysics)*, (6), pp. 60–67. (In Russ.)

Bessonov A.K., Zhilina E.N. (2021). Reservoir properties of the productive Parfenovsky horizon of the Kovyktinskoye gas condensate field (Irkutsk region). *Interdisciplinary Youth Scientific Conference "Azimuth of Geosciences – 2021"*, pp. 32–35. (In Russ.)

Bobkova E.V. (2016). Features of sedimentation and prospects of oil and gas potential of the Parfenovsky horizon in the central part of the Angara-Lena oil and gas region. *Geologiya nefti i gaza = Oil and Gas Geology*, (6), pp. 46–51. (In Russ.)

Fedorovsky V.S., Sklyarov E.V. (2010). The Olkhon Geodynamic Proving Ground (Lake Baikal): High Resolution Satellite Data and Geological Maps of New Generation. *Geodynamics and Tectonophysics*, 1 (4), pp. 331–418. (In Russ.) https://doi.org/10.5800/GT-2010-1-4-0026

Fedotova A.A., Razumovsky A.A., Khain E.V., Anosova M.O., Orlova A.V. (2014). Stages of formation of magmatic complexes of the Late Neoproterozoic of the west of the Baikal-Muisky belt. *Geotectonics*, (4), pp. 44–66. (In Russ.) DOI: 10.7868/S0016853X14040043

Gladkochub D.P., Donskaya T.V., Mazukabzov A.M., Wang K.-L. (2019). The results of LA-ICP-MS dating of zircons from an exotic meta-sedimentary strata within the southern flank of the Siberian platform (Western Baikal Region). *Geodynamic evolution of the lithosphere of the Central Asian Mobile Belt (from ocean to continent): Conf. Proc*. Issue 17. Irkutsk: Institute of the Earth's Crust SB RAS, pp. 55–56. (In Russ.)

Goy V.Yu. (2010). Paleogeographic model of the formation of the Parfenovian horizon in order to predict the zones of oil and gas potential of the Angara-Lena stage. *Geo-Siberia*, 2(1), pp. 102–106. (In Russ.)

Izyurova E.S., Postnikova O.V., Zueva O.A., Izyurov A.D., Lyapunov Yu.V. (2021). The effect of hydrothermal mineralization on the filtration and capacitance properties of terrigenous reservoirs in the northern part of the Nepsko-Botuobinsk anteclise. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (5), pp. 35–40. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-5-35-40

Karogodin Yu.N. (1978). The conceptual and terminological base of sedimentation cyclicity. Novosibirsk: Nauka, Siberian Branch, 45 p. (In Russ.)

Karogodin Yu.N. (1980). Sedimentation cyclicity. Moscow: Nedra, 242 p. (In Russ.)

Karogodin Yu.N. (1990). Litmostratigraphic scheme of the Vendian deposits of the Motsky series of the inner regions of the Siberian platform. Novosibirsk: *Tr. In-ta geol. and the geophysis. SB of the USSR Academy of Sciences*, pp. 190–195. (In Russ.)

Khabarov E.M., Varaksina I.V., Pushkareva M.M., Kugakolov S.A., Rodyakin S.V., Chernysh P.S. (2014). Sedimentation conditions and filtration-capacitance properties of the Parthenovian horizon in the Angara-Lena stage. *Geologiya nefti i gaza = Oil and Gas Geology*, (2), pp. 66–75. (In Russ.)

Khomentovsky V.V., Postnikov A.A., Karlova G.A., Kochnev B.B., Yakshin M.S., Ponomarchuk V.A. (2004). The Vend of the Baikal-Patomsky highlands (Siberia). *Geologiya i geofizika = Geology and Geophysics*, 45(4), pp. 465–484. (In Russ.)

Klitin K.A., Pavlova T.G., Postelnikov E.S. (1970). Baikal rocks of southeastern Siberia. *Proceedings of the USSR Academy of Sciences*. *Geol. in-t*. Issue 219. Moscow: Nauka, 144 p. (In Russ.)

Kokarev P.N., Dikikh I.A. (2020). Separation of reservoirs of the Parfenovsky horizon of the Kovyktinskoye field into lithotypes using materials from geophysical studies of wells. *Earth sciences and subsoil use*, 43(2), pp. 220–229. (In Russ.) https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-2-220-229

Leader M. (1986). Sedimentology. Processes and products: Moscow: Mir, 439 p. (In Russ.)

Maltseva E.V. (2015). Conditions of formation and prospects of the oil and gas potential of the Parthenovsky horizon in the central part of the Angara-Lena oil and gas region. *Proc. All-Russian youth scientific conference*. Novosibirsk: REED NSU, pp. 59–62. (In Russ.)

Mazukabzov A.M., Gladkochub D.P., Donskaya T.V., Stanevich A.M., Didenko A.N., Bibikova E.V., Vodovozov V.Yu., Kazansky A.A., Kirnozova T.I., Kozakov I.K., Konstantinov K.M., Kochnev B.B., Metelkin D.V., Ota T., Nemerov V.K., Postnikov A.A., Yuldashev A.A., Ponomarchuk V.A. (2006). The evolution of the Southern Siberian craton in the Precambrian. Novosibirsk: SB RAS, 367 p. (In Russ.)

Misyurkeeva N.V. (2022). The folded-thrust structure of the sedimentary cover of the southeastern margin of the Siberian craton (Kovykta-Khandinsky zone). Cand. geol. and min. sci. diss. Irkutsk, 140 p. (In Russ.)

Murdmaa I.O. (1979). Sediments and sedimentary rocks of the oceans. Oceanic facies. *Geology of the Ocean.* Ed. P.L. Bezrukov. Vol. 1: Sedimentation and magmatism of the ocean. Moscow: Nauka, pp. 269–306. (In Russ.)

Murdmaa I.O. (1987). Facies of the oceans. Moscow: Nauka, 308 p. (In Russ.)

Murdmaa I.O. (1991). Oceanic pelagic lithogenesis. *Litologiya i poleznye iskopaemye = Lithology and minerals*, (5), pp. 3–18. (In Russ.)

Postnikov A.V., Postnikova O.V., Yzyurova E.S., Poshibaev V.V., Kuznetsov A.S., Yzyurov A.D., Kozionov A.E. (2019). The evolution of mineral formation processes in terrigenous rocks of the early Vendian Nepean-Botuobin anteclise. *Litologiya i poleznye iskopaemye = Lithology*

and Minerals, (1), pp. 31–43. (In Russ.) https://doi.org/10.1134/S0024490219010061

Reading X. G., Collinson J. D., Allen F. A., Elliott T., Schreiber B. HI., Johnson G. D., Baldwin K. T., Sellwood B. W., Jenkins X. K., Stowe D. A. V., Edwards M., Mitchell A. X. G. (1990). Sedimentation and facies conditions. Vol. I: trans. from English. Edited by X. Reding. Moscow: Mir, 352 p. (In Russ.)

Ronov A.B., Khain V.E., Balukhovsky A.N. (1989). Atlas of Lithological and Paleogeographic maps of the World, Volume 2: Mesozoic and Cenozoic continents and oceans. Leningrad: MinGeo USSR, 89 p. (In Russ.)

Shemin G.G., Migursky A.V., Smirnov M.Yu., Leontiev I.Yu., Bondarev A.N., Moiseev S.A., Vakhromeev A.G., Pospeev A.V., Stanevich A.M. (2017). Structural models and quantitative assessment of the prospects for oil and gas potential of regional oil and gas reservoirs of the Pre-Atomic regional trough (Siberian Platform). Novosibirsk: SB RAS, 315 p. (In Russ.)

Siryk S.I. (1987). Lithological and facies criteria of oil and gas potential of subsalt Riphean-Vendian terrigenous deposits of the south of the Siberian platform. Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow, 226 p. (In Russ.)

Slatt, R.M. (2006). Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists and Engineers. Elsevier, A., Ed., Netherlands, 478 p.

Smirnov A.S., Gorlov I.V., Yaitsky N.N., Gorsky O.M., Ignatiev S.F., Pospeev A.V., Vakhromeev A.G., Agafonov Yu.A., Buddo I.V. (2016). Integration of geological and geophysical data is the way to create a reliable model of the Kovyktinskoye gas condensate field. *Geologiya nefti i gaza = Oil and Gas Geology*, (2), pp. 56–66. (In Russ.)

Smirnov O.A., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Faryshova I.A., Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Pogretsky A.V. (2018). Seismic facies characteristics of the section of the Parfenovsky horizon of the Kovykta license area of Eastern Siberia based on the integration of 3D seismic exploration and drilling data. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, (3), pp. 4–14. (In Russ.) https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-3-4-14

About the Authors

Elena S. Izyurova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Lithology, Gubkin University

65, build. 1, Leninsky ave., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: ekonovalceva@yandex.ru

Olga V. Postnikova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Dean of the Faculty of Geology and Geophysics of Oil and Gas, Gubkin University

65, build. 1, Leninsky ave., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: olgapostnikova@yandex.ru

Alexander D. Izyurov – Senior Lecturer at the Department of Lithology, Gubkin University

65, build. 1, Leninsky ave., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: alexizyurov@gmail.com

Olga A. Zueva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Lithology, Gubkin University

65, build. 1, Leninsky ave., Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: oa_zueva@mail.ru

Vadim V. Rybalchenko – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of Department, Gazprom PJSC

2, build. 3-1, Lakhtinsky ave., St. Petersburg, 197229, Russian Federation

e-mail: gazprom@gazprom.ru

Alexander S. Smirnov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Applied Geophysics, Oil and Gas Institute, Tyumen State University

38, Volodarsky st., Tyumen, 625000, Russian Federation

e-mail: a.smirnov@nedra.gazprom.ru

Manuscript received 5 August 2024;
Accepted 3 April 2025;
Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.17 УДК 550.8.023

Исследования эффективности и опыт применения предварительно сшитых гелевых частиц для выравнивания профиля приемистости на месторождениях с высокой минерализацией Республики Татарстан

А.З. Мустафин[1], М.А. Варфоломеев[1], А.В. Болотов[1], В.К. Деревянко[1], И.Ф. Минханов[1], Р.К. Хайртдинов[2]*

[1]*Казанский федеральный университет, Казань, Россия*

[2]*ЗАО «Кара Алтын», Альметьевск, Россия*

В данной работе представлены результаты применения модифицированных предварительно сшитых гелевых частиц на основе мономеров различного происхождения и алюмосиликатов для технологии выравнивания профиля приемистости на месторождениях Республики Татарстан, характеризующихся трещиноватым карбонатным и терригенным коллектором с высокой минерализацией пластовой воды (более 230 г/л). Для оценки эффективности синтезированных составов предварительно сшитых гелевых частиц на первом этапе проведены лабораторные исследования в «свободном объеме» (определены адсорбционная емкость, долгосрочная стабильность, выполнен подбор оптимального размера и т.д.), по результатам которых выбран наиболее эффективный образец, характеризующийся высокой адсорбционной емкостью (более 7 г/г) и способный сохранять свои блокирующие свойства в течение 180 дней. На следующем этапе работ проводились фильтрационные эксперименты на керновом материале по оценке блокирующих свойств, по результатам которых доказана эффективность применения для блокирования промытых/высокопроницаемых каналов. Результаты лабораторных исследований позволили приступить к опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) по закачке предварительно сшитых гелевых частиц. Закачка реагента велась в проточном режиме с подачей в закачиваемую высокоминерализованную воду гелевых частиц с концентрацией 0,1–0,8% масс. с расходом не более 5 м^3/час. В качестве основного критерия оценки эффективности при проведении ОПИ использовалась динамика изменения давления закачки.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, выравнивание профиля приемистости, предварительно сшитые гелевые частицы, опытно-промышленные испытания

Для цитирования: Мустафин А.З., Варфоломеев М.А., Болотов А.В., Деревянко В.К., Минханов И.Ф., Хайртдинов Р.К. (2025). Исследования эффективности и опыт применения предварительно сшитых гелевых частиц для выравнивания профиля приемистости на месторождениях с высокой минерализацией Республики Татарстан. *Георесурсы,* 27(2), с. 234–242. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.17

Введение

Практически все нефтяные компании сталкиваются с проблемой прорыва воды, приводящей к высокой обводненности добывающего фонда скважин и низким значениям КИН. Особенно остро стоит вопрос для крупнейших месторождений, где обводненность продукции составляет более 75%, а в отдельных скважинах достигает 100% (Мирзоев и др., 2012). На данный момент нефтегазовые компании применяют различные технологии для борьбы с высокой обводненностью для повышения нефтеотдачи: закачка полимеров, сшитых полимерных систем, пен, различных дисперсных гелей, тампонажных растворов, осадкообразующих агентов и др (Литвин и др., 2009; Farajzadeh et al., 2012; Abdulbaki et al., 2014; Bai et al., 2015; Тома и др., 2017; Akbari et al., 2019; Кадыров и др., 2021).

Использование вышеперечисленных агентов ограничено их высокой стоимостью, эффективностью применения в достаточно узком диапазоне температур и минерализации. В некоторых исследованиях отмечается, что в ряде случаев применение традиционных полимеров и гелей в промысловых условиях иногда приводит к снижению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в низкопроницаемой не вскрытой нефтяной зоне. Кроме того, на результаты процесса закачки гелей влияют ограниченный контроль времени гелеобразования, трудности управления стабильностью и прочностью образующегося

* Ответственный автор: Айдар Замилевич Мустафин
e-mail: aid905@yandex.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

геля, адсорбция материала на поверхности породы, взаимодействие с пластовой водой, разбавление и деградация полимера в пласте (Goudarzi et al., 2014; Yu et al., 2018).

Альтернативой данным технологиям является использование предварительно сшитых гелевых частиц. Особенность данных реагентов в том, что они проникают вглубь пласта по высокопроницаемым зонам и при контакте с водой увеличиваются в объеме, но при этом не растворяются в воде, тем самым образуя полимерную пробку, перераспределяющую фильтрационные потоки (Guo et al., 2022).

Предварительно сшитые гелевые частицы, наряду с сшитыми полимерными системами, являются одним из наиболее широко применяемых агентов выравнивания профиля приемистости на обводненных зрелых нефтяных месторождениях Китая в виду его низкой чувствительности к температуре, солености, pH и H_2S и низкой цене (Caili et al., 2010; Кетова и др., 2019; Yuan et al., 2020; Велиев, 2020). Так, в Китае проведено более 4000 закачек предварительно сшитых гелевых частиц для технологии выравнивания профиля приемистости, которые показали свою эффективность, как в широком диапазоне температур – 24–107 °C, так и минерализации 4,5–230 г/л. (Esfahlan et al., 2021).

Методика и результаты лабораторных исследований

На первом этапе работ проводился синтез гелевых частиц для двух различных месторождений Волго-Уральской нефтяной провинции, характеризующихся высокой минерализацией пластовой воды – более 230 г/л (содержание ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} более 10 г/л).

Синтез предварительно сшитых гелевых частиц осуществлялся по механизму радикальной полимеризации. Процесс включал следующие этапы: растворение различных мономеров в воде с последующим тщательным перемешиванием до полного растворения (варьирование мономеров акрилового ряда позволяет добиться более высокого коэффициента набухаемости). Использование чистой акриловой кислоты может привести к повышенным скоростям коррозии контактного оборудование, поэтому ее следует использовать с осторожностью (возможно дополнительно вводить в систему ингибиторы коррозии, нивелирующие данный эффект). На следующем этапе добавлялся сшивающий агент (для придания трехмерной структуры синтезируемому полимеру), и смесь перемешивалась 15 мин в атмосфере азота (для предотвращения окисления). Следует отметить, что характер сшивателя сильно влияет на стабильность конечных частиц при их применении по назначению – использование амидных сшивателей позволяет получить более стабильные частицы, в отличие от сложноэфирных. Таким образом такого рода сшиватели можно использовать при получении частиц для высокотемпературных месторождений. И наоборот – для низкотемпературных лучше подходят сложноэфирные. С другой стороны, на набухаемость и стабильность влияет не только тип сшивателя, но и его количество – так при получении гелевых частиц с низким содержанием сшивающего агента наблюдаются повышенные значения набухаемости и пониженные стабильности. После этого вводили модификаторы прочности и смесь перемешивалась до получения гомогенного раствора. Добавление инициатора полимеризации запускало быструю полимеризацию с образованием объемного геля в течение 5 мин. Для полного завершения полимеризации реакционную смесь выдерживали 24 часа при комнатной температуре. После этого гель измельчали, высушивали при 60 °C и просеивали для получения частиц различного размера, которые затем использовались в экспериментах.

Способность к набуханию в воде в основном обусловлена гидрофильными группами в молекуле полимера. Таким образом, количество гидрофильных групп и размер ячейки 3D-сшитого геля оказывают значительное влияние на набухаемость. В виду этого, увеличение концентрации сшивателя в реакции гелеобразования участвует больше гидрофильных групп, что приводит к снижению гидрофильности. В то же время, из-за стерических препятствий, при слишком высокой концентрации сшивателя, а также подложки модификатора адсорбционная емкость снижается. Введение модификатора прочности позволяет упрочнить сшитую 3D структуру, но в тоже время, влияет на плотность полученного агента и его цвет.

Свойства синтезированных агентов представлены в табл. 1.

Для данных реагентов были изучены: адсорбционная емкость, прочностные свойства, обоснован выбор оптимального размера частиц с учетом ФЕС коллектора для 4 видов предварительно сшитых гелевых частиц с различными видами неорганических добавок, синтезированных в лаборатории «НИЛ методов увеличения нефтеотдачи» Казанского (Приволжского) федерального университета.

Адсорбционная емкость и долгосрочная стабильность предварительно сшитых гелевых частиц определялись массовым методом (Saghafi et al., 2016; Farasat et al., 2017). Методика измерений заключалась во взвешивании образцов гелевых частиц одной фракции (до 0,2 мм) до и после набухания в модели пластовой воды и в вычислении адсорбционной емкости по формуле:

$$\alpha = \frac{m - m_0}{m_0}, \quad (1)$$

где α – адсорбционная емкость; m_o – навеска исходных гелевых частиц; m – навеска гелевых частиц после взаимодействия с водой.

Результаты экспериментов представлены на рис. 1.

По результатам исследований адсорбционной емкости предварительно сшитых гелевых частиц при фракции до 0,2 мм можно сделать вывод о том, что выбор неорганических добавок для синтеза реагента сильно влияет на кинетику взаимодействия гелевых частиц с водой. Как видно из результатов, наибольшее увеличение адсорбционной емкости происходит в течение первых 12–24 часов с дальнейшим выходом на плато, что говорит о долгосрочной стабильности агентов. Наилучший результат среди всех агентов при фракции до 0,2 мм зафиксирован у образца 4–7,69 г/г, характеризующийся гидроалюмосиликатной подложкой. Данный образец был выбран для дальнейших исследований. Фотографии исходных и набухших предварительно сшитых гелевых частиц представлены на рисунке 2.

На следующем этапе работ проводилась оценка оптимального размера гелевых частиц №4, фракцией до 0,2 мм, для коллекторов, с различной проницаемостью (40; 1000

Образец	Цвет	Диапазон синтезируемых размеров(мм)	Плотность (г/см^3)
1	Бурый	0,05~3 мм	2,20
2	Коричневый	0,05~5 мм	1,60
3	Темно-коричневый	0,05~5 мм	1,85
4	Белый	0,05~3 мм	1,12

Табл. 1. Характеристики предварительно сшитых гелевых частиц.

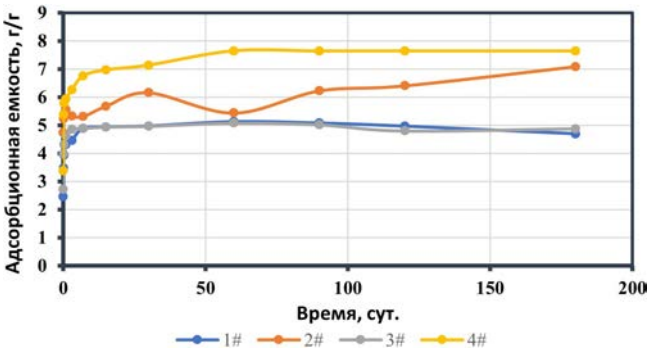


Рис. 1. Адсорбционная емкость предварительно сшитых гелевых частиц в течение 180 сут. 1–4 – номера образцов.

и 3000 мД), на основе фильтрационных исследований на насыпных моделях, основные свойства которых представлены в табл. 2.

Измерение перепада давления при закачке гелевых частиц с различным размером частиц посредством фильтрационных экспериментов позволяет определить возможности закачки и оценки блокирующей способности, а также позволяет подобрать оптимальный диапазонов размеров частиц.

Если размер частиц слишком мал, перепад давления будет минимален, при этом блокирующая способность минимальна и существует высокая вероятность выноса гелевых частиц и их проявления в добывающих скважинах; если размер частиц слишком большой, перепад давления

Рис. 2. Предварительно сшитые гелевые частицы в сухом и набухшем виде.

Эксперимент	$K_{пр}$, 10^{-3} мкм^2	φ, %
1	3072,1	31,2
2	997,6	29,7
3	41,8	19,8

Табл. 2. Свойства насыпных моделей для фильтрационных исследований.

возрастет до очень высокого значения, блокирования лишь призабойной зоны; оптимальный размер частиц характеризуется блокированием высокопроницаемого участка, с последующим задействованием в разработки низкопроницаемой зоны.

Для обоснования оптимального размера частиц проводились фильтрационные эксперименты на насыпной модели на фильтрационной установке, схема которой представлена на рис. 3.

В начале эксперимента водонасыщенный образец насыпной модели, донасыщается модельной водой при пластовых условиях.

Закачка гелевых частиц при скорости фильтрации 0,5 мл/мин с фиксацией изменения давления. Определение давления закачки и после стабилизации флуктуаций давления, фиксируется перепад давления.

Результаты экспериментов представлены на рис. 4.

Как видно из результатов для коллектора с проницаемостью 40 мД (рис. 4В) происходит полная блокировка коллектора при фильтрации частиц через насыпную модель, размеры поровых каналов несопоставимо малы с размерами частиц. В случае с проницаемостью 3000 мД (рис. 4А) применение гелевых частиц не позволяет заблокировать поровые каналы, что видно по кривым давления. При исследованиях на моделях с проницаемостью 1000 мД (рис. 4Б) наблюдается постепенное увеличение и выход давления на плато, что говорит о блокировании высокопроницаемых участков и вовлечение в процесс фильтрации низкопроницаемых каналов.

По результатам экспериментов оптимальным размером гелевых частиц №4 для коллекторов проницаемостью около 1000 мД является – до 0,2 мм.

На следующем этапе проводилось исследование на керновом материале изучаемого месторождения. Основные свойства модели представлены в табл. 3.

В начале эксперимента образец керна помещается в кернодержатель, насыщается модельной водой различных режимах подачи, охватывающих диапазон возможных изменений скорости потока жидкости, соответствующих реальным режимам фильтрации, (линейная скорость не превышает 5 м/сут) при пластовых условиях (температуре и давлении) с фиксацией изменения давления.

На следующем этапе производится закачка гелевых частиц №4, фракцией до 0,2 мм и концентрацией 0,5% масс. с фиксацией изменения давления. Определение давления закачки и после стабилизации флуктуаций давления, фиксируется перепад давления для определения проницаемости и коэффициента сопротивления (F_R).

Закачка проводится с фиксацией изменения давления, после стабилизации флуктуаций давления, фиксируется перепад давления для определения коэффициента остаточного сопротивления (F_{RR}).

Для определения коэффициента сопротивления (F_R), который указывает на способность снижать коэффициент подвижности, используется отношение подвижности воды к подвижности гелевых частиц и, согласно формуле Дарси, можно получить по формуле:

$$F_R = \frac{\frac{K_w}{\mu_w}}{\frac{K_w}{\mu_w}} = \frac{\Delta P_p}{\Delta P_w} \cdot \frac{Q_w}{Q_p} \quad (2)$$

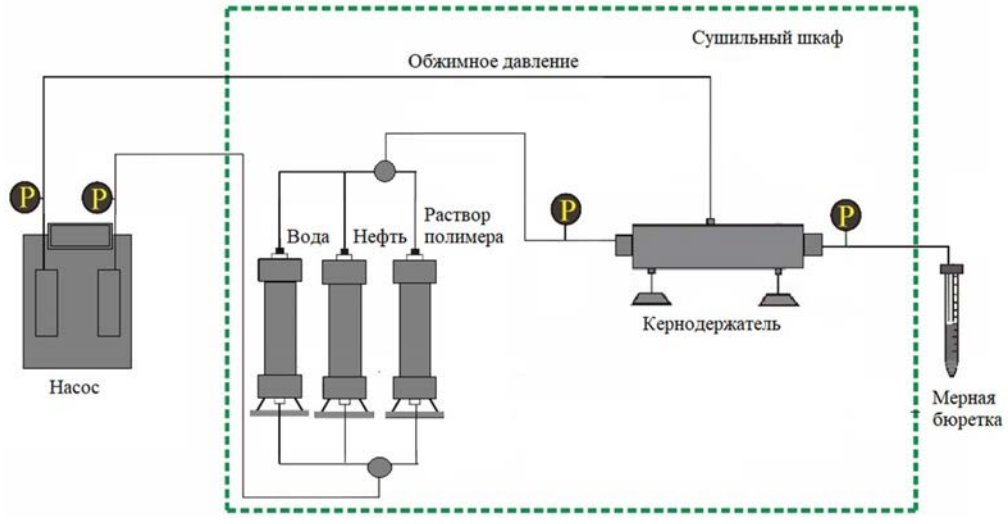


Рис. 3. Принципиальная схема фильтрационной установки.

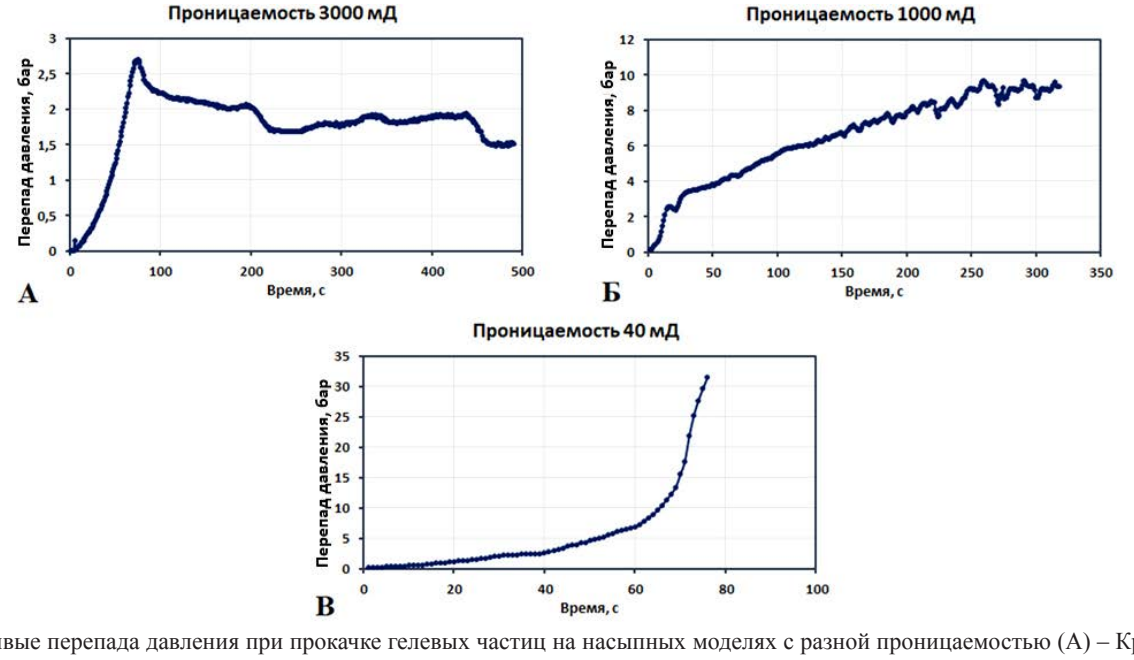


Рис. 4. Кривые перепада давления при прокачке гелевых частиц на насыпных моделях с разной проницаемостью (А) – Кривая перепада давления для керна проницаемостью 3000 мД; (Б) – Кривая перепада давления для керна проницаемостью 1000 мД; (В) – Кривая перепада давления для керна проницаемостью 40 мД.

Эксперимент	Тип коллектора	Длина, мм	Диаметр, мм	$K_{пр}$, 10^{-3} мкм^2	$r_{пор}$, мкм
1	Терригенный	100	30	945,6	164

Табл. 3. Свойства насыпных моделей для фильтрационных исследований.

где ΔP_w – перепад давления после стабилизации при закачке воды; Q_w – расход модели пластовой воды; ΔP_p – перепад давления после стабилизации при закачке гелевых частиц; Q_p – расход при закачке гелевых частиц.

Для определения способности раствора частиц снижать проницаемость породы рассчитывается коэффициент остаточного сопротивления (F_{RR}):

$$F_{RR} = \frac{K_w}{K_f} \quad (3)$$

где K_f – проницаемость по воде после закачки частиц мД; K_w – проницаемость по воде до закачки частиц, мД.

Результаты фильтрационных исследований представлены в табл. 4 и на рис. 5.

На рисунке 5 приведена кривая перепада давления при фильтрационном исследовании. Во время фильтрации воды после закачки гелевых частиц выход на стабильное значение депрессии в 8 атмосфер происходит в течение 1 п.о. воды, что обуславливает блокирование высокопроницаемых зон и вовлечение в процесс фильтрации до этого незадействованных низкопроницаемых зон.

Эксперимент	$K_{пр}$	F_R	F_{RR}
1	945,6	13,63	9,59

Табл. 4. Результаты фильтрационного исследования.

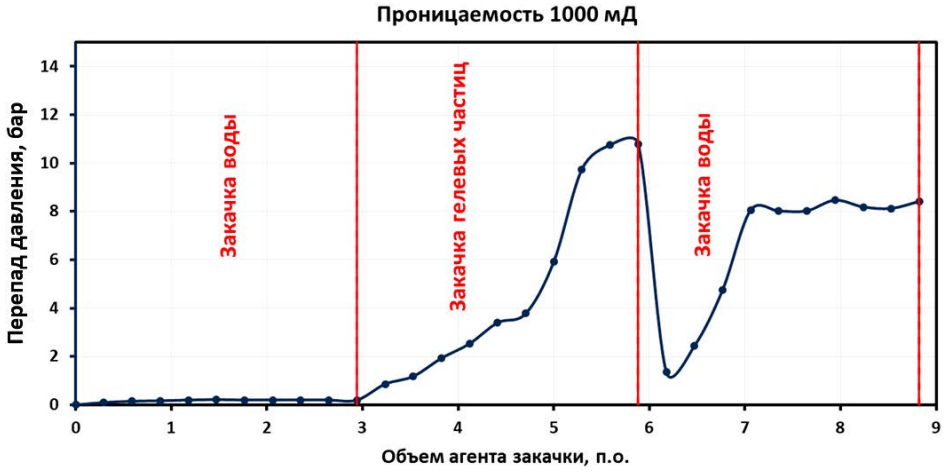


Рис. 5. Результаты фильтрационного исследования на насыпной модели проницаемостью 945 10^{-3} мкм^2.

Проведение опытно-промышленных исследований

На основании лабораторных исследований была оценена эффективность применения гелевых частиц, что позволило рекомендовать проведение опытно-промышленных испытаний на исследуемых эксплуатационных объектах.

В рамках ОПИ были выполнены две закачки предварительно сшитых гелевых частиц №4 в нагнетательные скважины, характеристики целевых интервалов воздействия которых представлены в табл. 5. Основной целью проведенных работ было выравнивание профиля приемистости пласта для повышения эффективности разработки месторождения.

При выполнении технологического процесса подготовки и закачки предварительно сшитых гелевых частиц было использовано следующее оборудование (рис. 6):

– комплект оборудования для обвязки арматуры скважин;

– передвижная установка КУДР (комплексная установка дозирования реагентов) (предназначена для смешения предварительно сшитых гелевых частиц и пластовой воды ППД);

– насосный агрегат типа ЦА – 320 (для определения приемистости скважины перед проведением закачки, проведения закачки);

– автоцистерна (для подвоза воды).

Закачка предварительно сшитых гелевых частиц производилась по технологии, описанной ниже:

– закачка воды ППД в объеме 30–40 м^3 для выхода скважины на режим;

– определение приемистости скважины на режиме 5, 7, 10 м^3/час;

– закачка гелевых частиц с минимальной концентрацией в объеме 10 м^3 с целью экспресс-оценки динамики изменения давления;

– закачка планового объема предварительно сшитых гелевых частиц;

– продавка закачанного состава водой ППД.

Работы по выравниванию профиля приемистости

В ходе проведения ОПИ закачка осуществлялась в проточном режиме с подачей в закачиваемую воду гелевых частиц для высокоминерализованных сред в концентрации 0,1–0,8% масс. и с расходом не более 5 м^3/час, с учетом

№ п/п	Характеристики объекта	Проведение работ по ВПП	
		Закачка №1	Закачка №2
1	Тип породы коллектора	терригенный	карбонатный
2	Интервал перфорации, м	1125,9–1126,9	1216,2–1219,0 1222,6–1224,0
3	Среднее значение пористости по интервалам перфорации, %	23,5	18,5 12,9
4	Среднее значение проницаемости по интервалам перфорации, мД	1051	500 192

Табл. 5. Характеристика объекта воздействия.

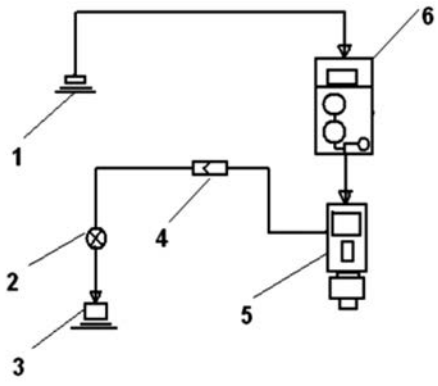


Рис. 6. Технологическая схема обвязки оборудования с устьем скважины и схема размещения комплекса оборудования на скважине: 1 – водовод; 2 – задвижка; 3 - скважина; 4 – обратный клапан; 5 – агрегат ЦА-320; 6 – установка КУДР.

динамики изменения давления закачки. Основным критерием оценки эффективности ОПИ являлась динамика изменения давления закачки. При достижении максимально возможного давления на эксплуатационную колонну закачка предварительно сшитых гелевых частиц прекращалась, после чего проводилась продавка состава водой системы ППД. Результаты изменения давления в ходе работ по выравниванию профиля приемистости представлены на рисунках 7–8.

В ходе проведения ОПИ предварительно сшитые гелевые частицы продемонстрировали свою эффективность за счет блокировки высокопроницаемых зон пласта, что подтверждается динамикой изменения давления закачки.

Следует отметить, что при закачке воды в скважину №1 рост давления не наблюдался, что свидетельствует о высокой приемистости коллектора. Это и характерно для терригенных коллекторов, которые обычно представляют собой поровые пласты с относительно однородными порами и каналами, диаметры которых мало отличаются друг от друга. Они характеризуются более высокой пористостью и проницаемостью, что обеспечивает высокую приемистость и более равномерное движение флюидов по матрице пласта.

Поэтому только при воздействии предварительно сшитыми гелевыми частицами с максимальной постоянной концентрацией 0,8% удалось заблокировать высокопроницаемые промытые участки пласта и повысить давление закачки до 72 атм в данном коллекторе. Таким образом, результаты закачки предварительно сшитых гелевых частиц в терригенный коллектор подтверждают перераспределение фильтрационных потоков, а также увеличение охвата пласта процессом вытеснения нефти за счет вовлечения низкопроницаемых зон в разработку.

При проведении закачки №2 на карбонатном объекте осуществлялось ступенчатое увеличение концентрации предварительно сшитых гелевых частиц в потоке с 0,1 до 0,8% масс. Максимальное достигнутое давление закачки стабилизировалось на уровне 90 атм, что свидетельствует о формировании эффективного экранирующего барьера в высокопроницаемых зонах.

Обсуждение результатов

Карбонатные коллекторы, напротив, имеют сложную пористую структуру, включающую микрокаверны, трещины и микроканалы, причем диаметры каналов часто на порядок меньше каверн. Это приводит к более низкой проницаемости матрицы, несмотря на достаточную пористость. Кроме того, карбонаты обладают выраженной трещиноватостью и зональной неоднородностью по емкостно-фильтрационным свойствам.

В карбонатных коллекторах трещины и каверны формируют основные каналы для движения флюидов, особенно в плотной и малопроницаемой матрице. Трещиноватость обеспечивает высокопроницаемые пути, но при этом матрица остается с низкой проницаемостью, что создает значительную неоднородность потока и сложность в контроле за движением флюидов.

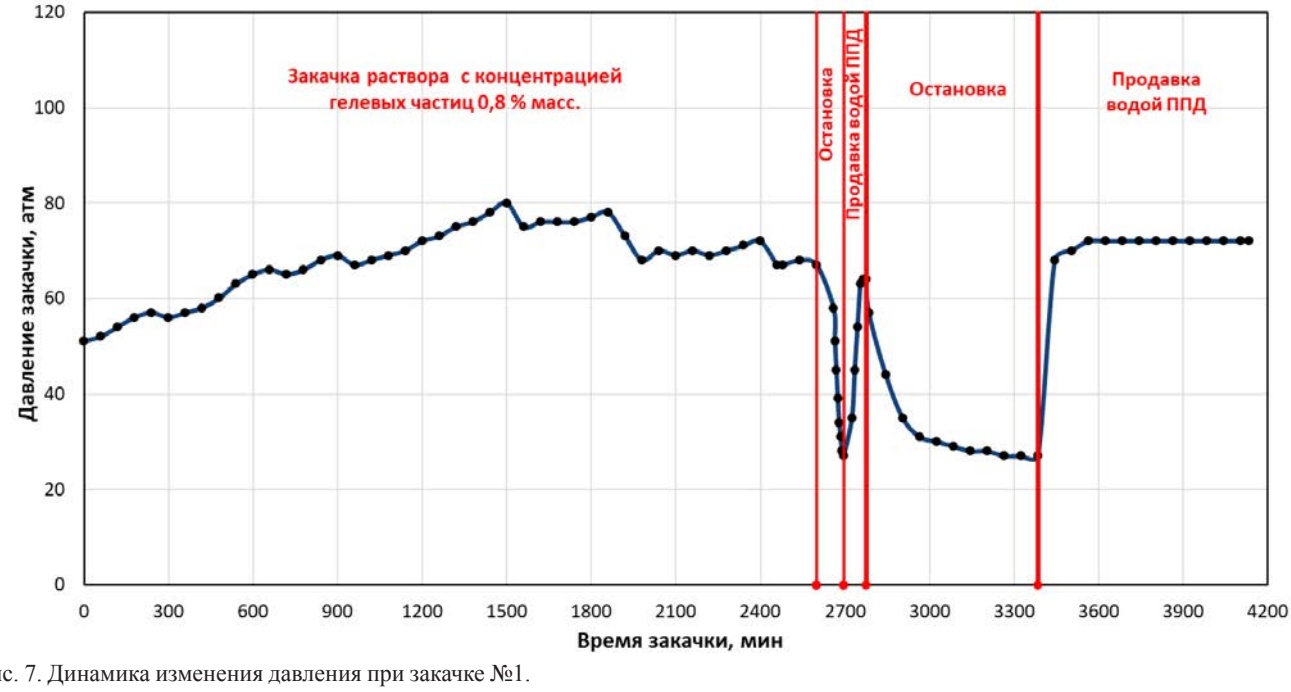


Рис. 7. Динамика изменения давления при закачке №1.

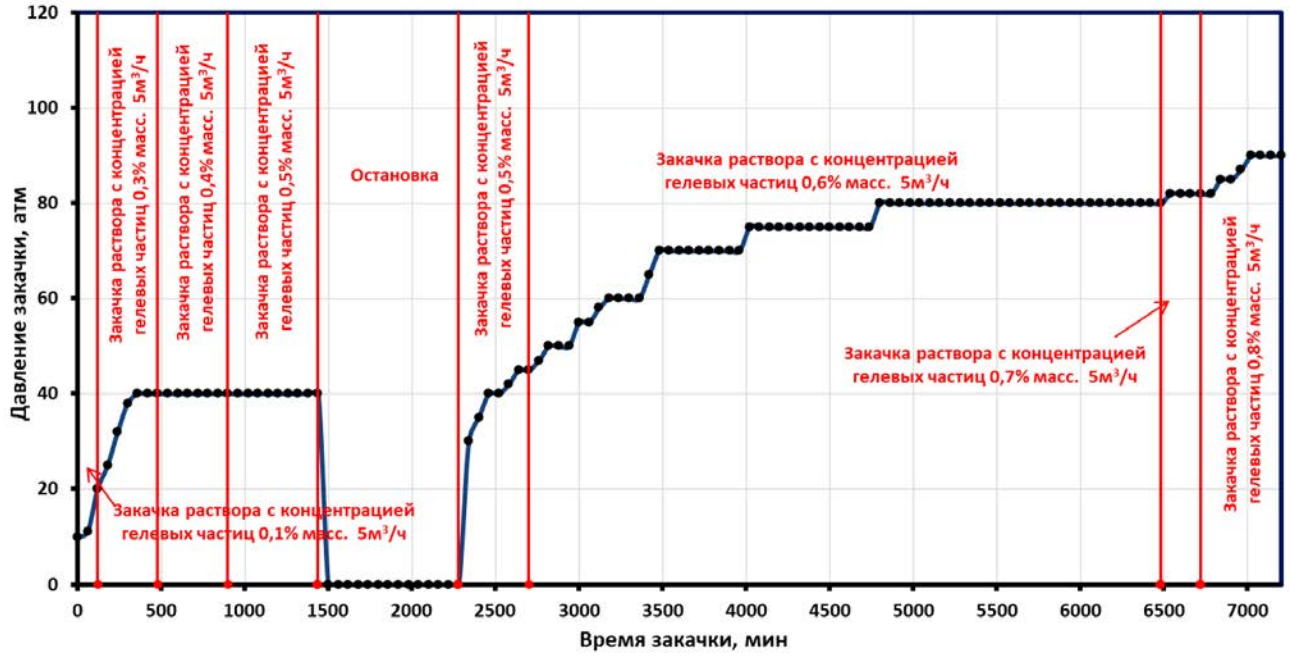


Рис. 8. Динамика изменения давления при закачке №2.

Полученные результаты подтверждают высокую эффективность применения технологии закачки гелевых частиц. Это позволяет рассматривать данную методику для широкого внедрения на нефтяных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, с целью увеличения охвата пласта вытеснением нефти и повышения эффективности заводнения. В настоящее время ведутся работы по оценке изменения обводненности и анализа дополнительной добычи нефти на добывающих (реагирующих) скважинах. Полученные данные позволят оценить эффективность проведенных мероприятий и определить перспективы дальнейшего применения технологии закачки предварительно сшитых гелевых частиц для повышения нефтеотдачи пласта.

Заключение

Применение предварительно сшитых гелевых частиц является перспективной технологией для выравнивания профиля приемистости. Лабораторные и промышленные опыты показывают их эффективность применения на месторождениях с высокой минерализацией (более 230 г/л). По результатам исследований установлено, что Образец №4 способен увеличиваться по массе более чем в 7 раз и сохранять свои тампонирующие свойства в течение 180 дней. Применение предварительно сшитых гелевых частиц, способных увеличиваться в массе более чем в семь раз и сохранять тампонирующие свойства до 180 дней, является перспективным для выравнивания профиля приемистости на месторождениях с высокой минерализацией. Оптимальные концентрации составляют до 0,8% для терригенных коллекторов, что обеспечивает значительное повышение давления закачки и блокирование промытых зон. Для карбонатных коллекторов эффективна ступенчатая обработка с концентрациями от 0,1 до 0,8%, позволяющая сформировать экранирующие барьеры в трещиноватых зонах и снизить приемистость. Особенности строения коллекторов диктуют необходимость адаптированных подходов: терригенные пласты характеризуются однородной пористостью и высокой приемистостью, что облегчает перераспределение потоков, тогда как карбонатные требуют поэтапного формирования барьеров из-за сложной трещиноватой структуры. Таким образом, технология закачки предварительно сшитых гелевых частиц эффективно повышает охват пласта и нефтеотдачу на поздних стадиях разработки.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Велиев Э.Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*, (2), с. 50–66. https://doi.org/10.5510/OGP20200200432

Кадыров Р.Р., Мухаметшин В.В. и Галиуллина И.Ф. (2021). Методы приготовления и технология применения тампонирующих материалов при выполнении водоизоляционных работ на нефтяных скважинах. *Нефтегазовое дело*, 19(1), с. 77–84. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-1-77-84

Кетова Ю.А., Бай Б., Казанцев А.Л., и Галкин С.В. (2019). Анализ эффективности применения заводнения нефтеносных пластов на основе водорастворимого полиакриламида и предварительно сшитых полиакриламидных частиц. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 19(3), с. 251–262. https://doi.org/10.15593/2224-9923/2019.3.5

Литвин В.В. и др. (2009). Полимерное заводнение на опытном участке Самотлорского месторождения. *Бурение и нефть*, (4), pp. 34–37.

Мирзоев К.М. и др.. (2012). Увеличение нефтеотдачи пластов и добычи нефти с помощью снижения объемов закачки воды и вибраций с учетом приливных движений Земли. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*, 1(5).

Тома А., Саюк Б., Абиров Ж. (2017). Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти. *Территория нефтегаз*, (7–8), с. 58–67.

Abdulbaki M. et al. (2014). Journal of Petroleum Science and Engineering A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, pp. 741–753. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.06.034

Akbari S. et al. (2019). A critical review of concept and methods related to accessible pore volume during polymer-enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106263. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106263

Bai B., Zhou J. and Yin M. (2015). A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control. *Petroleum Exploration and Development*, 42(4), pp. 525–532. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(15)30045-8

Caili D., Qing Y. and Fulin Z. (2010). In-depth profile control technologies in China—A review of the state of the art. *Petroleum Science and Technology*, 28(13), pp. 1307–1315. https://doi.org/10.1080/10916460903419164

Esfahlan M.S., Khodapanah E. and Tabatabaei-Nezhad S.A. (2021). Comprehensive review on the research and field application of preformed particle gel conformance control technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202, 108440. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108440

Farajzadeh R. et al. (2012). Foam – oil interaction in porous media : Implications for foam assisted enhanced oil recovery. *Advances in Colloid and Interface Science*, 183–184, pp. 1–13. https://doi.org/10.1016/j.cis.2012.07.002

Farasat A. et al. (2017). Effects of reservoir temperature and water salinity on the swelling ratio performance of enhanced preformed particle gels. *Korean J. Chem. Eng.*, 34(5), pp. 1509–1516. https://doi.org/10.1007/s11814-017-0017-1

Goudarzi A. et al. (2014). New experiments and models for conformance control microgels. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-169159. https://doi.org/10.2118/169159-MS

Guo P. et al. (2022). Chemical water shutoff agents and their plugging mechanism for gas reservoirs: A review and prospects. *Journal of natural gas science and engineering*, 104, 104658, https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104658

Saghafi H.R. et al. (2016). Performance evaluation of optimized preformed particle gel (PPG) in porous media. *Chemical Engineering Research and Design*, 112, pp. 175–189. https://doi.org/10.1016/j.cherd.2016.06.004

Yu L., Sang Q. and Dong M. (2018). Enhanced oil recovery ability of branched preformed particle gel in heterogeneous reservoirs, *Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles*, 73, p. 65. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.07.065

Yuan C., Pu W. and Varfolomeev M.A. et al. (2020). Deformable Microgel for Enhanced Oil Recovery in High-Temperature and Ultrahigh-Salinity Reservoirs : How to Design the Particle Size of Microgel to Achieve Its Optimal Match with Pore Throat of Porous Media. *SPE J.*, 26, pp. 2053–2067. https://doi.org/10.2118/197804-PA

Сведения об авторах

Айдар Замилевич Мустафин – старший преподаватель, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
e-mail: aid905@yandex.ru

Михаил Алексеевич Варфоломеев – кандидат хим. наук, ведущий научный сотрудник, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
e-mail: vma.ksu@gmail.com

Александр Владимирович Болотов – кандидат хим. наук, ведущий научный сотрудник, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
e-mail: highpress@gmail.com

Вадим Константинович Деревянко – младший научный сотрудник, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
e-mail: vadimk1998@mail.ru

Ильгиз Фаильевич Минханов – кандидат техн. наук, доцент, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
e-mail: minkhanovi@mail.ru

Руслан Камилевич Хайртдинов – главный геолог, ЗАО «Кара Алтын»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Шевченко, 48
e-mail: ruslan@karaaltyn.com

Статья поступила в редакцию 18.10.2024;
Принята к публикации 30.05.2025;
Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Analysis of Efficiency and Result of Pilot Test of Pre-cross-Linked Gel Particles for Conformance Control at Oilfields Complicated by High Mineralization in the Republic of Tatarstan

A.Z. Mustafin[1], M.A. Varfolomeev[1], A.V. Bolotov[1], V.K. Derevyanko[1], I.F. Minhanov[1], R.K. Khairtdinov[2]*
[1]Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
[2]Kara Altyn CJSC, Almetyevsk, Russian Federation
[*]Corresponding author: Aidar Z. Mustafin, e-mail: aid905@yandex.ru

Abstract. This paper presents the results of application of modified preformed particle gels based on different monomers and aluminosilicates for conformance control technology at the fields of the Republic of Tatarstan, characterized by fractured carbonate reservoir with high salinity of formation water (more than 230 g/l). To evaluate the efficiency of synthesized gel particles at the first stage "bottle test" were carried out (swelling ratio, long-term stability, selection of the optimal size, etc.), according to the results of which the most effective sample was selected, characterized by high absorption capacity (more than 7 g/g) and able to retain its blocking properties for 180 days. At the next stage of works filtration experiments on core material were carried out to evaluate blocking properties, the results of which proved the effectiveness of application for blocking of high permeability channels. The results of laboratory studies allowed to proceed to pilot tests on injection gel particles. Injection of the reagent was carried out in the flowing mode with the gel particles

with the concentration of 0.1–0.8% wt. in the injected highly mineralized water with the flow rate not more than 5 m^3/hour. Dynamics of injection pressure change was used as the main criterion of efficiency assessment during the pilot test.

Keywords: EOR, conformance control, preformed gel particles, pilot test

Acknowledgements

This paper has been supported by the Kazan Federal University Strategic Academic Leadership Program (PRIORITY-2030)

Recommended citation: Mustafin A.Z., Varfolomeev M.A., Bolotov A.V., Derevyanko V.K., Minhanov I.F., Khairtdinov R.K. (2025). Analysis of Efficiency and Result of Pilot Test of Pre-cross-Linked Gel Particles for Conformance Control at Oilfields Complicated by High Mineralization in the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 234–242. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.17

References

Abdulbaki M. et al. (2014). Journal of Petroleum Science and Engineering A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, pp. 741–753. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.06.034

Akbari S. et al. (2019). A critical review of concept and methods related to accessible pore volume during polymer-enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106263. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106263

Bai B., Zhou J. and Yin M. (2015). A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control. *Petroleum Exploration and Development*, 42(4), pp. 525–532. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(15)30045-8

Caili D., Qing Y. and Fulin Z. (2010). In-depth profile control technologies in China—A review of the state of the art. *Petroleum Science and Technology*, 28(13), pp. 1307–1315. https://doi.org/10.1080/10916460903419164

Esfahlan M.S., Khodapanah E. and Tabatabaei-Nezhad S.A. (2021). Comprehensive review on the research and field application of preformed particle gel conformance control technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202, 108440. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108440

Farajzadeh R. et al. (2012). Foam – oil interaction in porous media : Implications for foam assisted enhanced oil recovery. *Advances in Colloid and Interface Science*, 183–184, pp. 1–13. https://doi.org/10.1016/j.cis.2012.07.002

Farasat A. et al. (2017). Effects of reservoir temperature and water salinity on the swelling ratio performance of enhanced preformed particle gels. *Korean J. Chem. Eng.*, 34(5), pp. 1509–1516. https://doi.org/10.1007/s11814-017-0017-1

Goudarzi A. et al. (2014). New experiments and models for conformance control microgels. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-169159. https://doi.org/10.2118/169159-MS

Guo P. et al. (2022). Chemical water shutoff agents and their plugging mechanism for gas reservoirs: A review and prospects. *Journal of natural gas science and engineering*, 104, 104658, https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104658

Kadyrov R., Mukhametshin V., Galiullina F. (2021). Methods of preparation and plugging materials application technology when waterproofing works on oil wells performing. *Neftegazovoe delo*, 19(1), pp. 77–84. (In Russ.) https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-1-77-84

Ketova Y., Bai. B., Kazantsev A., Galkin S. (2019). Analysis of the efficiency of waterflooding of oil reservoirs using water-soluble polyacrylamide and preliminary cross-linked polyacrylamide particles. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 19(3), pp. 251–262. (In Russ.) https://doi.org/10.15593/2224-9923/2019.3.5

Litvin V. et al. (2009). Polymeric flooding on the experimental plot of Samotlorsky deposit. *Burenie i neft,* (4), pp. 34–37. (In Russ.)

Mirzoev K. et al. (2012). Increase oil recovery by means of decrease injection water and vibrations taking into account tidal movements of the Earth. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 1(5). (In Russ.)

Saghafi H.R. et al. (2016). Performance evaluation of optimized preformed particle gel (PPG) in porous media. *Chemical Engineering Research and Design*, 112, pp. 175–189. https://doi.org/10.1016/j.cherd.2016.06.004

Thomas A. et al. (2017). Polymer flooding to increase oil recovery at light and heavy oil fields. *Territoriya neftegaz,* (7–8), pp. 58–67. (In Russ.)

Veliyev E. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proc.,* (2), pp. 50–66. (In Russ.) https://doi.org/10.5510/OGP20200200432

Yu L., Sang Q. and Dong M. (2018). Enhanced oil recovery ability of branched preformed particle gel in heterogeneous reservoirs, *Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles*, 73, p. 65. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.07.065

Yuan C., Pu W. and Varfolomeev M.A. et al. (2020). Deformable Microgel for Enhanced Oil Recovery in High-Temperature and Ultrahigh-Salinity Reservoirs : How to Design the Particle Size of Microgel to Achieve Its Optimal Match with Pore Throat of Porous Media. *SPE J.,* 26, pp. 2053–2067. https://doi.org/10.2118/197804-PA

About the Authors

Aidar Z. Mustafin – Senior Lecturer, Kazan Federal University

4/5 Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Mikhail A. Varfolomeev – Cand. Sci. (Chemistry), Leading Researcher, Kazan Federal University

4/5 Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Alexander V. Bolotov – Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor, Kazan Federal University

4/5 Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Vadim K. Derevyanko – Junior Researcher, Kazan Federal University

4/5 Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Ilgiz F. Minhanov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Kazan Federal University

4/5 Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Ruslan K. Khairtdinov – Chief Geologist, Kara Altyn CJSC

48 Shevchenko str., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Manuscript received 18 October 2024;
Accepted 30 May 2025; Published 30 June 2025

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

www.georesurs.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.18 УДК 553.98.061.32(470.41)

Оценка ресурсного потенциала высокоуглеродистых пород сарайлинской толщи в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода (Республика Татарстан)

А.Ф. Сафаров[1], Р.Р. Афлятунов[2], А.А. Лутфуллин[2], А.М. Калимуллин[1], Р.М. Хабипов[2], К.Д. Шуматбаев[2], В.Г. Базаревская[1], С.А. Вахрамеев[1], Е.Н. Полудеткина[3], А.Г. Калмыков[3]*

[1]*Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия*

[2]*ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия*

[3]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

В работе представлены результаты комплексного исследования керна, отобранного из сарайлинской толщи турнейского яруса, распространенной в пределах Нижнекамского некомпенсированного прогиба. Район исследования приурочен к юго-восточному склону Северо-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Объектом исследования является сарайлинская толща – комплекс карбонатно-кремнисто-терригенных пород с повышенным содержанием органического вещества, залегающий в интервале от нижней границы турнейского яруса до подошвы перекрывающих турнейских карбонатных пород либо терригенных отложений елховского горизонта.

Исследовались образцы из двух скважин, приуроченных к осевой и бортовой зонам прогиба. Отложения сарайлинской толщи на территории Республики Татарстан впервые охарактеризованы керновым материалом, что позволило выявить их основные литолого-фациальные и геохимические особенности. Пиролитические исследования показали, что отложения сарайлинской толщи в осевой и бортовой частях прогиба являются высокоуглеродистыми, содержат в среднем 3,7–5,3 мас.% органического углерода и относятся в основном к доманикитам и доманикоидам. Органическое вещество представлено керогеном II типа и имеет низкую степень зрелости на уровне $ПК_3$-$МК_1$.

Оценка ресурсного потенциала сарайлинской толщи проведена в пределах одной палеофациальной зоны осевой зоны прогиба на основе данных керна. С учетом неоднородного распределения содержания органического вещества и других геохимических характеристик отложений по разрезу выделено пять литолого-геохимических кластеров. На основе полученных данных оценен ресурсный потенциал пород нижней части сарайлинской толщи. Рассчитано количество жидких углеводородов и остаточный генерационный потенциал керогена. Результаты работы способствуют уточнению ресурсного потенциала высокоуглеродистых пород сарайлинской толщи турнейского яруса и расширяют научное представление о перспективах их нефтегазоносности в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода.

Ключевые слова: Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, сарайлинская толща, оценка ресурсного потенциала, нефтегазоматеринские породы, пиролиз, Нижнекамский прогиб, Камско-Кинельская система прогибов

Для цитирования: Сафаров А.Ф., Афлятунов Р.Р., Лутфуллин А.А., Калимуллин А.М. , Хабипов Р.М., Шуматбаев К.Д., Базаревская В.Г., Вахрамеев С.А., Полудеткина Е.Н., Калмыков А.Г. (2025). Оценка ресурсного потенциала высокоуглеродистых пород сарайлинской толщи в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода (Республика Татарстан). *Георесурсы,* 27(2), с. 243–254. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.18

Введение

В Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне основной нефтегазоматеринской формацией является доманиковая высокоуглеродистая формация. С ней связана существенная доля нефтеносности палеозойского комплекса (Баженова, 2017). Помимо доманиковых высокоуглеродистых отложений потенциальные нефтегазоматеринские толщи выделяются в рифей-вендских отложениях (Башкова, Белоконь, 2008; Башкова и др.,

* Ответственный автор: Антон Георгиевич Калмыков
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

2011; Кожанов и др., 2021), глинистых породах среднего девона, терригенных и карбонатных разностях тиманского горизонта, угленосных породах визейского яруса, аргиллитах верейского горизонта и терригенно-карбонатных породах пермской системы (Родионова, Максимов, 1981).

Степень зрелости отложений доманиковой высокоуглеродистой формации на территории Республики Татарстан находится в пределах градаций $ПК_3$-$МК_1$ (Ананьев, 2010). При этом восточная и юго-восточная части республики характеризуются одной из наибольших плотностей запасов нефти во всем бассейне (Муслимов, 2007; Хисамов и др., 2021).

В Нижнекамском нефтегазоносном районе, расположенном в пределах изучаемой территории, открыты такие месторождения, как Первомайское, Бондюжское, Комаровское, Елабужское и ряд других. Повышенная плотность запасов углеводородов (УВ) в данном районе обусловливает необходимость оценки генерационного потенциала всех возможных нефтегазоматеринских свит. Отдельный интерес вызывают малоизученные отложения сарайлинской толщи турнейского яруса, которые рассматриваются в качестве перспективного объекта для дальнейшего изучения. Данные отложения распространены в пределах осевой и бортовой зон Нижнекамского прогиба, входящего в состав Камско-Кинельской системы прогибов, и могут давать вклад в нефтегазоносность территории.

Отложения сарайлинской толщи содержат нефтематеринские породы в турнейском ярусе на территории Республики Татарстан. По своим свойствам в охарактеризованном керном интервале они являются аналогами верхнефранско-фаменских отложений (Варламов и др., 2017). Однако в рамках принятых в настоящее время методических рекомендаций по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях, утвержденных ФБУ «ГКЗ» 17 ноября 2023 г. (https://gkz-rf.ru/ets/metodiki#page-accord-923), отложения не могут относиться к доманиковым продуктивным отложениям ввиду стратиграфической приуроченности к турнейскому ярусу.

Высокая выработанность запасов из высокопористых и высокопроницаемых коллекторов, а также значительная степень изученности недр региона (Хисамов и др., 2021) требуют активного поиска и разведки трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов. В этом контексте сарайлинская толща представляет собой перспективный объект для исследований и оценки.

В рамках работы проведены геохимические исследования уникального кернового материала. Проведен анализ распределения геохимических параметров в разрезе двух скважин. Результаты были дополнены данными литолого-фациальных и биоседиментологических исследований. Выявленные взаимосвязи различных исследований позволяют корректно оценить ресурсный потенциал отложений. На основании полученных результатов можно установить их вклад в общую нефтегазоносность юго-восточной части Северо-Татарского свода и сопредельных территорий, а также оценить их ресурсный потенциал в качестве объекта для разработки трудноизвлекаемых ресурсов.

Проводимые в данной работе исследования направлены на:

- изучение геологического строения и геохимических характеристик отложений сарайлинской толщи в осевой части Нижнекамского прогиба;
- оценку ресурсного потенциала изучаемых отложений на основе результатов пиролитических исследований керна из охарактеризованных интервалов.

Полученные данные не только уточнят характеристики сарайлинской толщи, но и создают основу для поиска трудноизвлекаемых ресурсов УВ, связанной с выявлением зон повышенного преобразования органического вещества (ОВ) и оценкой количества сформировавшейся нефти. Для повышения точности оценки ресурсного потенциала сарайлинской толщи требуется разработка новых алгоритмов и методов. Данные методы должны учитывать не только изменчивость литологических и геохимических параметров, но и результаты интеграции данных сейсмических, скважинных и геофизических исследований. Применение таких подходов позволит создать более достоверные модели, повысить точность прогноза и выделить перспективные зоны для дальнейшей разработки трудноизвлекаемых ресурсов УВ.

Геологическое строение

Исследуемая территория в тектоническом отношении приурочена к юго-восточному склону Северо-Татарского свода. В позднефранско-турнейское время на ней сформировался и развивался Нижнекамский прогиб Камско-Кинельской системы прогибов, который наложен на юго-восточный борт Северо-Татарского свода (рис. 1) (Валеева и др., 2016).

Палеозойский осадочный чехол представлен терригенными и карбонатными отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем. Нефтегазоносный девонской комплекс включает среднефранско-турнейский интервал.

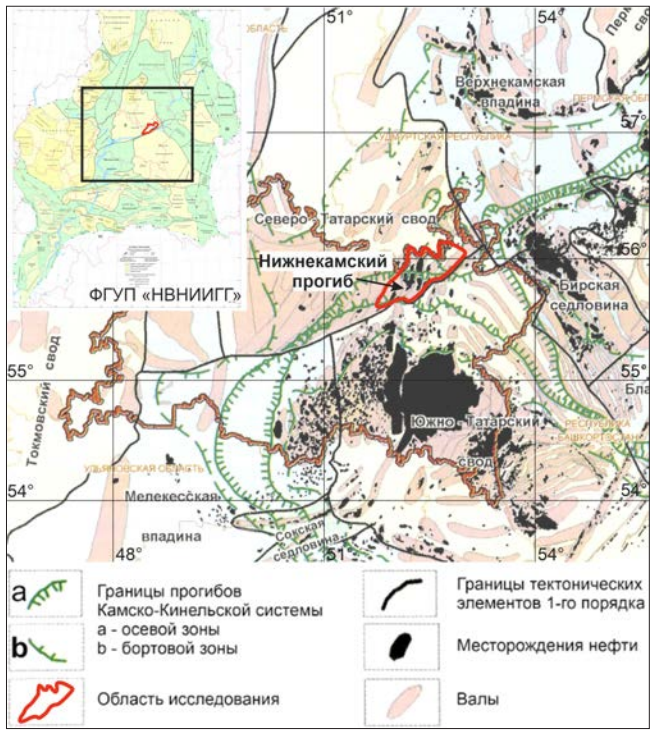


Рис. 1. Обзорно-тектоническая схема центральной части Волго-Уральского НГБ (Хисамов, 2010) с выделенным контуром изучаемой территории.

Доманиковый (ранее – семилукский (Дюнин, Корзун, 2005)) горизонт сложен кероген-кремнисто-карбонатными породами. В последующее речицко-турнейское время заложился и развивался Нижнекамский некомпенсированный прогиб, для которого выделяются палеофациальные зоны мелководно-морского шельфа, склона и депрессионной внутришельфовой впадины. В центральной части существовали относительно глубоководные обстановки, в которых в условиях некомпенсированного осадконакопления продолжалось формирование кероген-карбонатно-кремнистых пород доманиковой высокоуглеродистой формации (Ступакова и др., 2017). С течением времени происходило последовательное заполнение депрессионной части прогиба с бортов. В интервале от нижней границы турнейского яруса до подошвы перекрывающих карбонатных пород кизеловского горизонта либо терригенных отложений другого (посттурнейского) возраста в осевых и бортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов на территории Республики Татарстан выделяются отложения сарайлинской толщи, представленные доманикитами с прослоями глин, алевролитов и известняков, для пород характерно повышенное содержание ОВ (Сафаров и др., 2025). Комплекс терригенных пород визейского яруса является толщей заполнения Нижнекамского прогиба. В казанском веке на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода сформировалась система валов (Первомайский, Бондюжский и др.) (Хисамов, 2006, 2010).

Материалы и методы

Исследование отложений сарайлинской толщи, а также подстилающих и перекрывающих пород базируется на значительном объеме фактического материала: данных сейсморазведки, геофизических исследований более 1500 скважин. Выполнен анализ сейсмофаций, определены толщины пластов, параметры цикличности разреза, литофаций и дана интегральная оценка нефтегазоносности изучаемого комплекса. В ходе работ по изучению ресурсного потенциала сарайлинской толщи исследовался керновый материал нижней части разреза, отобранный в последние годы при бурении в осевой (скважина 1) и бортовой (скважина 2) зонах северного борта Нижнекамского некомпенсированного прогиба.

После получения кернового материала из пробуренных скважин проведены литологическое и биоседиментологическое описания, определение элементного и минералогического состава, петрофизические исследования и фациальный анализ. По конодонтам выполнена палеонтологическая стратификация.

Оценка ресурсного потенциала производилась на основании результатов пиролитических исследований, проведенных в трех независимых лабораториях: в лаборатории исследования керна (ЛИК) Института «ТатНИПИнефть» ПАО Татнефть им. В.Д. Шашина, лаборатории Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ и лаборатории геохимии горючих ископаемых МГУ им. М.В. Ломоносова. Первыми двумя лабораториями отбирались образцы различных литотипов. Специалисты МГУ производили дополнительный отбор образцов для проведения специальных исследований. Дополнительно отобрано 11 образцов (рис. 2). Всего исследован 151 образец. Изучаемые интервалы отбора керна в скважинах охарактеризованы в целом равномерно.

Пиролитические исследования неэкстрагированных образцов проводились с использованием различной приборной базы. В КФУ применялась система, состоящая из пиролитической ячейки EGA/PY3030D, хроматографа Agilent 7890B и масс-селективного детектора Agilent 5977B. Навеска составляла 300–500 мкг, разложение компонентов проходило в токе гелия. В печи производился ступенчатый нагрев: на первой ступени со скоростью 600 °C/мин со 100 до 300 °C с регистрацией пика S1, на второй ступени – со скоростью 30 °C /мин с 300 до 650 °C с регистрацией пика S2 и значения Tmax. Система калибровалась по стандартному образцу IFP 160000. Полученные пирохроматограммы проинтегрированы в программе MSD ChemStation DA. Для определения содержания органического углерода использовался элементный CHN-анализатор Perkin Elmer II Series, в образцах предварительно удалялись карбонаты.

Пиролитические исследования в других лабораториях производились по одинаковой стандартной методике Rock-Eval (Espitalié et al., 1977, 1985). Использовался пиролизатор HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, США), исследовалась навеска массой 30 мг

Рис. 2. Точки отбора образцов для проведения специальных исследований в лаборатории МГУ им. М.В. Ломоносова.

(± 1 мг). В лаборатории МГУ при проведении пиролиза после экстракции методика не изменялась.

Горячая экстракция хлороформом измельченных образцов проводилась без сбора экстракта. Для экстракции применялся аппарат Сокслета. Горячая экстракция проводилась до достижения концентрации битумоидов в растворителе менее 0,000625 % (балл свечения в ультрафиолете 3 или меньше).

Для получения однокомпонентных кинетических спектров использовался пиролизатор HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, США). Для каждого экстрагированного измельченного образца проводился пиролиз при пяти скоростях нагрева: 3, 5, 10, 30 и 50 °С/мин в диапазоне температур от 300 до 650 °С. Полученные спектры обрабатывались в программе KINETICS2015 (GeoIsoChem Corporation). При расчете кинетических спектров использовался нефиксированный частотный фактор.

Результаты пиролитических исследований

Результаты пиролитических исследований, полученные в разных лабораториях, были обобщены и представлены в виде геолого-геохимических планшетов. В качестве примера изменения параметров по разрезу на рис. 3 приведён геолог-геохимический планшет скважины 2. Для сопоставления литологических и пиролитических характеристик справа на планшетах представлены литологические колонки, составленные специалистами КФУ, также вынесены сведения о стратиграфической приуроченности отложений с достоверно определенной границей между девонской и каменноугольной системами.

По параметру ТОС установлен большой разброс значений 0,2 до 17,7% (табл. 1). Разрез скважины 1 характеризуется большим содержанием органического углерода в турнейских отложениях. Наблюдается снижение ТОС для терригенных пород. В разрезе чередуются зоны с повышенными и пониженными значениями. В разрезе скважины 2 при схожей закономерности фиксируется тренд к возрастанию с глубиной.

Параметр S_0 изменяется в диапазоне 0,05–1,4 мг УВ/г породы при среднем значении около 0,4 и медиане 0,3 для каждой скважины. Параметр S_1 в скважинах изменяется от 0,05 до 3,5 мг УВ/г породы, и в среднем составляет 1,3 для скважины 1 и 0,6 для скважины 2. Наблюдается чередование зон с повышенными значениями на уровне 1,8–3 мг УВ/г породы и зон с низкими показателями (менее 1 мг УВ/г породы), значения параметра коррелируют со значениями параметра ТОС. Параметр S_2 изменяется в диапазоне от 0,6 до 123 мг УВ/г породы при среднем 30,6 в скважине 1 и 18 для скважине 2. Значения также коррелируют с ТОС. По параметру Tmax наблюдается вариация значений в диапазоне 418–444 °С. Показатели водородного индекса изменяются от 150 до 800 мг УВ/г ТОС.

Обобщая вышеизложенное, можно отметить, что в разрезах обеих скважин фиксируется изменение параметров S_1, S_2 и ТОС по разрезу, выражающееся в периодическом снижении и возрастании показателей. В разрезах фиксируются отдельные интервалы с повышенными или пониженными значениями, осложняющие общие закономерности. Средние значения параметров S_1, S_2 и ТОС в скважине 1 превосходят таковые в скважине 2, в первую очередь для интервала сарайлинской толщи (турнейского яруса).

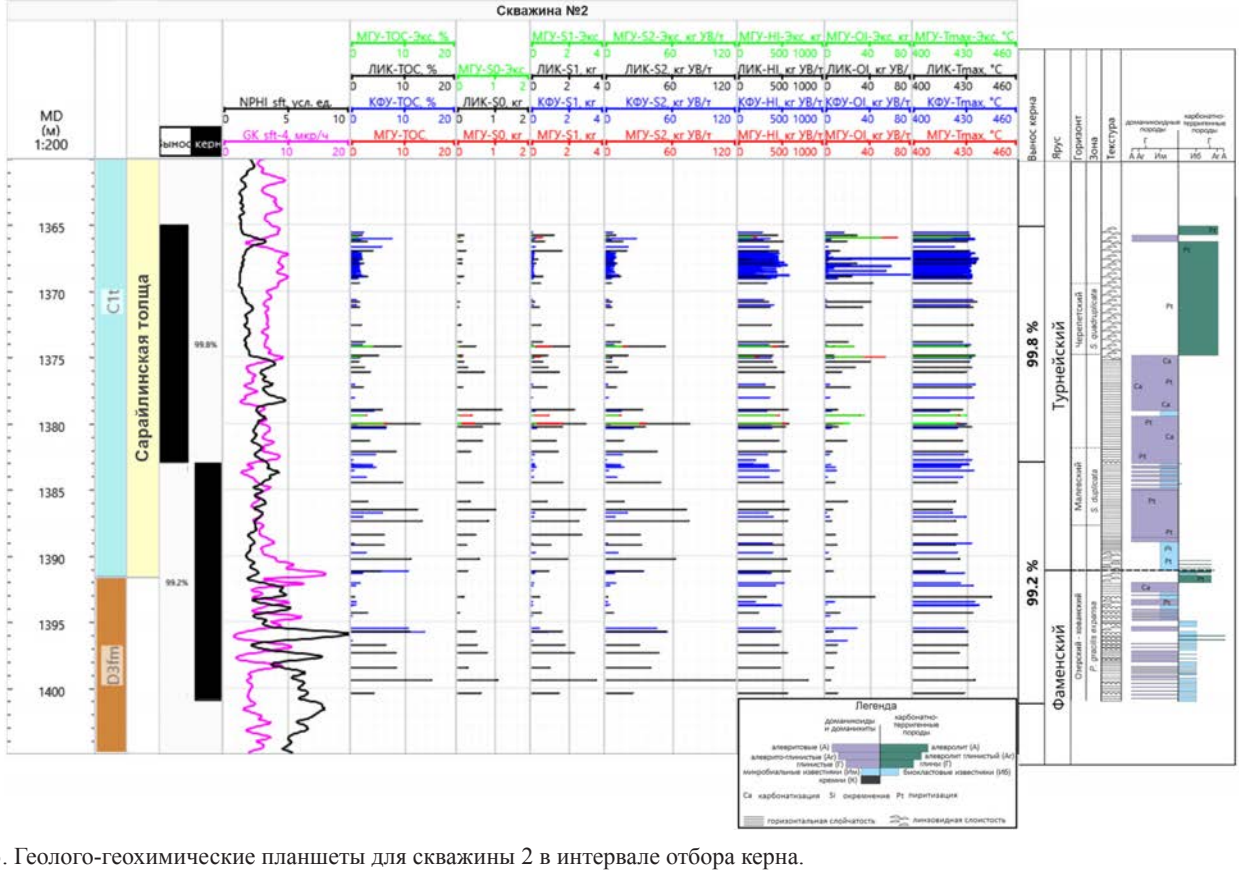


Рис. 3. Геолого-геохимические планшеты для скважины 2 в интервале отбора керна.

	Минимум		Максимум		Среднее арифм.		Медиана	
Параметр	Скв. 1	Скв. 2	Скв. 1	Скв. 2	Скв. 1	Скв. 2	Скв. 1	Скв. 2
TOC, %	0,4	0,2	17,7	15,2	5,3	3,7	4,3	2,1
S_1, мг УВ/г породы	0,1	0,05	3,5	3,5	1,3	0,6	1,2	0,2
S_2, мг УВ/г породы	1,1	0,6	123	122	30,6	18	23,2	8,9
Tmax, ℃	420	418	436	444	428	431	428	432

Табл. 1. Статистические характеристики пиролитических параметров образцов до экстракции.

При сравнении результатов пиролиза до и после экстракции установлено, что экстракция привела к незначительному снижению содержание органического углерода в среднем на 5% от исходного значения (табл. 2). После экстракции почти не фиксируются пики S_0 и S_1. Значения S_2 закономерно снизились у экстрагированных образцов в среднем на 15,7% для образцов скважины 1 и 22,1% для образцов из скважины 2, разница значений обозначалась как параметр ΔS_2. Параметр Tmax для большинства образцов либо остался неизменным, либо возрос на 1–3 градуса.

Поскольку в разрезе варьируют значения водородного индекса, органическое вещество может отличаться по природе. Для проверки этих различий были получены кинетические спектры энергии деструкции связей, которые позволят не только сравнить кероген между собой, но и получить данные для бассейнового моделирования и оценки перспектив изучаемой территории. Кинетические спектры получены для четырех образцов (рис. 4). Частотные факторы кинетических спектров различны и изменяются от $1{,}7–3{,}6 \times 10^{12}$ до $1{,}9 \times 10^{14}$ c^{-1}. Однокомпонентные кинетические спектры имеют близкое к гауссовому распределение энергий активаций, значения изменяются в диапазоне от 43 до 54 ккал/моль. Общая доля разрываемых связей при трёх наиболее эффективных энергиях активации (максимум на спектре), составляет 88–92%. По кинетическим характеристикам керогены можно разделить на две группы: для образцов 2–20 и 1–20-а рассчитанные частотные факторы меньше, чем для других, пики максимумов приходятся на значения энергии активации 48–49 ккал/моль, форма спектров схожа. Для образцов 1–15 и 2–21 характерно смещение распределения в область больших значений энергии активации (максимумы при 52–54 ккал/моль).

Обсуждение результатов

Сравнение результатов, полученных в разных лабораториях, показало, что данные не противоречат друг другу и выстраиваются в общую закономерность изменения пиролитических параметров по разрезу. Нефтегазоматеринскими породами считаются осадочные породы, содержащие ОВ, способные генерировать и выделять в процессе лито-генетическойческой эволюции жидкие и газообразные углеводороды, способные

Скв.	Номер образца	Экстракция	S_0, мг УВ/г породы	S_1, мг УВ/г породы	S_2, мг УВ/г породы	TOC, мас. %	Tmax, ℃	HI, мг УВ/г TOC	OI, мг CO_2/г TOC	PI, д.е.	GOC, мас. %	NGOC, мас. %
1	20-a	до	0,4	1,2	27,8	6,38	428	435	15	0,06	3,81	6,23
1	20-aEx	после	0,0	0,3	24,0	6,41	429	374	16	0,01	4,24	6,36
1	18	до	0,4	1,2	26,9	5,51	428	487	16	0,05	3,03	5,37
1	18Ex	после	0,0	0,3	22,8	5,12	428	446	28	0,01	3,05	5,07
1	20-b	до	0,3	1,6	22,0	4,49	426	489	21	0,08	2,39	4,31
1	20-bEx	после	0,0	0,3	18,1	4,56	428	396	29	0,02	2,9	4,51
1	15	до	0,8	2,9	67,9	11,17	420	607	11	0,05	4,99	10,84
1	15Ex	после	0,0	0,4	56,3	9,74	423	578	14	0,01	4,81	9,69
1	14	до	0,0	0,5	4,6	1,79	430	258	23	0,11	1,3	1,72
1	14Ex	после	0,0	0,1	3,9	1,92	427	203	32	0,03	1,53	1,89
1	13	до	0,7	2,9	75,2	12,54	423	599	9	0,05	5,74	12,22
1	13Ex	после	0,1	0,6	64,0	11,76	423	543	17	0,01	6,16	11,69
2	21	до	0,5	1,7	36,1	6,67	425	541	16	0,06	3,32	6,47
2	21Ex	после	0,1	0,3	30,0	6,09	424	492	22	0,01	3,42	6,05
2	20	до	0,4	1,0	13,9	2,93	426	474	32	0,09	1,57	2,8
2	20Ex	после	0,0	0,1	10,9	2,6	430	418	36	0,01	1,58	2,56
2	12	до	0,1	0,5	4,4	1,86	433	233	55	0,12	1,37	1,8
2	12Ex	после	0,0	0,1	3,2	1,72	434	186	34	0,03	1,38	1,69
2	11	до	0,1	1,1	19,3	4,30	431	447	26	0,06	2,5	4,19
2	11Ex	после	0,0	0,2	14,9	4	432	371	26	0,01	2,63	3,95
2	1	до	0,1	0,6	2,7	1,28	432	208	66	0,20	0,93	1,2
2	1Ex	после	0,0	0,1	2,1	1,24	431	166	51	0,05	1	1,21

Табл. 2. Результаты пиролитических исследований образцов до и после экстракции.

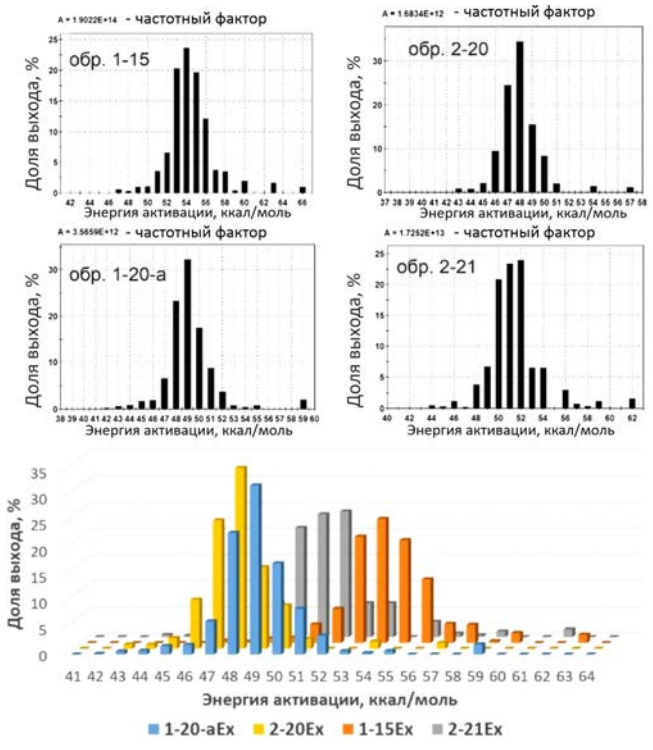


Рис. 4. Кинетические спектры распределения энергий деструкции керогена для образцов из скважин 1 и 2 при нефиксированном частотном факторе.

к аккумуляции (Баженова и др., 2012). Для карбонатных нефтегазоматеринских пород значение ТОС должно превышать 0,3, а для терригенных – 0,5% (Тиссо, Вельте, 1981). На основе данных критериев отложения сарайлинской толщи являются нефтегазоматеринскими. При разделении на группы по содержанию ОВ установлено, что в скважине 1 44% образцов сарайлинской толщи относятся к доманикитам (5 < ТОС < 25%), 54 % к доманикоидам (0,5 < ТОС < 5%) и лишь 2% к субдоманикоидам (0,1 < ТОС < 0,5%) (Систематика и классификации…, 1998). В скважине 2 20,5% образцов приходится на доманикиты, 77% на доманикоиды и 2,5% – на субдоманикоиды. Стоит отметить, что на средние значения оказывало влияние количество отобранных образцов из разных интервалов, поэтому соотношщение доманикитов и доманикоидов может отличаться от приведённых цифр как в конкретных скважинах, так и по территории.

В ходе литологических, биоседиментологических и геохимических исследований кернового материала, проведенного специалистами КФУ, по двум скважинам установлено, что сарайлинская толща сложена темноокрашенными кероген-кремнисто-карбонатными и терригенными породами с высоким содержанием ОВ, которые чередуются с карбонатными разностями. В разрезах выделяются как интервалы с частой сменой литотипов, так и более мощные интервалы пород одинакового состава мощностью 4–8 м. В составе отложений, охарактеризованных керном, выделяется 9 литологических типов: доманикиты и доманикоиды представлены алевритовыми, алевро-глинистыми и глинистыми разностями, а также микробиальными известняками; карбонатно-терригенные породы, которые характерны для верхних частей интервалов отбора керна, включают алевролиты, глинистые алевролиты, аргиллитоподобные глины и биокластовые известняки. Литологическим типам пород соответствуют определенные биофации. Алевритовые и глинистые доманикоидные породы, а также микробиальные известняки характеризуют анаэробные биофации. Алевро-глинистые и алевритовые доманикоидные породы с линзовидными включениями характеризуют дизаэробные (переходные) биофации. Биотурбированные известняки и терригенные породы характеризуют кислородные биофации. Строение разреза обеих скважин свидетельствует о принципиальной схожести разрезов и обстановок осадконакопления. Однако в скважине 1 в интервале сарайлинской толщи больше мощность доманикоидных пород, для которых характерны анаэробные биофации, а в скважине 2 в сарайлинской части разреза больше доля микробиальных известняков, доманикоидные породы в равной степени накапливались в анаэробных и дисанаэробных условиях. Данные закономерности объясняют большие концентрации органического углерода в доманикоидных породах сарайлинской толщи в скважине 1.

При анализе пиролитических данных и литологического расчленения разреза установлено, что в скважине 1 повышенные и высокие значения пиролитических параметров ТОС, S_1, S_2 и HI характерны для алевритовых и глинистых доманикоидных разностей, относительно пониженные значения – для образцов алевро-глинистых пород. Образцы микробиальных известняков характеризуются наименьшим количеством ОВ (ТОС < 1%), однако их охарактеризованность керновыми исследованиями недостаточна для получения статистически корректного вывода. В скважине 2 выделяется верхняя часть разреза, представленная терригенными породами, для интервала 67–69 м по 20 результатам установлена геохимическая однородность характеристик глинистых алевролитов. В нижезалегающих доманикоидных породах этой скважины затруднительно установить связь изменения значений в зависимости от литологического типа. Крайне низкие значения ТОС характерны как для микробиальных известняков, так и для алевролитовых доманикоидов. Особенности распределения параметров в фаменской части разреза скважины 2, предположительно, связаны с частой сменой аэробных и анаэробных режимов условий осадконакопления и реакцией биоты на данные изменения.

При анализе распределения S_2 от ТОС установлено, что практически все точки укладываются на одной прямой (рис. 5). Это свидетельствует о схожем типе ОВ в пределах исследуемых отложений в охарактеризованном керном разрезе и в различных зонах Нижнекамского прогиба. Отклонение некоторых точек с высокими значениями ТОС, вероятно, обусловлено повышенным содержанием высокомолекулярных УВ соединений либо наличием другого типа керогена.

Значения водородного индекса после экстракции лежат в пределах 370–580 мг УВ/г ТОС. С учётом низких значений параметра Tmax, свидетельствующих о низкой преобразованности керогена, можно утверждать, что тип керогена преимущественно II, изредка встречаются породы с переходным II–III типом керогена. (рис. 6). Этот вывод подтверждается формой кинетических спектров,

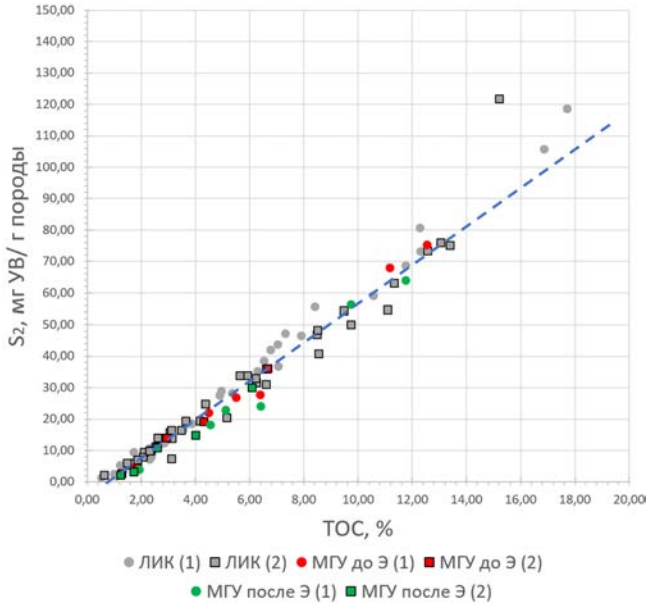


Рис. 5. Диаграмма зависимости параметра S2 от TOC для скв. 1 и 2 (указан в скобках), «Э» – экстракция.

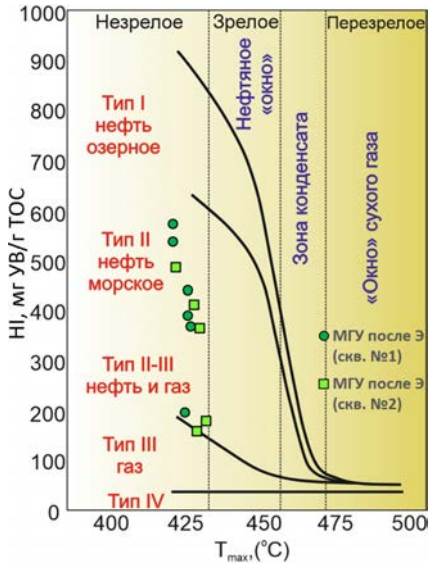


Рис. 6. Диаграмма Эспиталье с нанесенными значениями пиролитических данных образцов после экстракции.

характеризующихся симметрией и разделением основного выхода УВ между пятью различными значениями энергии активации.

Степень зрелости ОВ исследуемых пород низкая, показатели Tmax экстрагированных образцов не превышают 429 °С в скв. 1 и 434 °С в скв. 2. Отложения в геологическом прошлом лишь начинали входить в главную зону нефтеобразования, а степень катагенеза соответствует градациям $ПК_3$-$МК_1$ (Espitalie et al., 1977). Данные заключения подтверждаются симметрией кинетического спектра, вероятно, реакции деструкции керогена с низкими энергиями активации не протекали.

Различия свойств для исследованных типов разрезов

В ходе работ по изучению нижнекаменноугольных отложений Нижнекамского прогиба на основе новых геолого-геофизических данных были актуализированы типы разрезов для юго-восточной части Северо-Татарского свода. Выделение типов разреза основано на изменении литологического состава и мощности отложений турнейского возраста в различных зонах Нижнекамского прогиба. Как было отмечено выше, литологически интервал сарайлинской толщи нижнекаменноугольного возраста сложен доманикитами с прослоями глин, алевролитов и известняков (Сафаров и др., 2025). В результате анализа данных и сопоставления с результатами каротажа разрезы классифицированы на пять основных типов: саитовский, сарайлинский, кабык-куперский 1-й тип, кабык-куперский 2-й тип и переходный (рис. 7). Для кабык-куперского 1-го типа характерно преобладание отложений сарайлинской толщи, выше перекрываемых карбонатными породами турнейского яруса. Данный тип приурочен к бортовой зоне прогиба, ему соответствует разрез скважины 2. Для кабык-куперского 2-го типа характерно сокращение толщины отложений сарайлинской толщи и перекрывающих карбонатных отложений, при этом значительно возрастает толщина радаевско-елховских отложений. В пределах изучаемой территории скважина 1 располагается в центральной части распространения кабык-куперского 2-го типа разреза, который, в свою очередь, приурочен к депрессионной части северного борта Нижнекамского прогиба.

В соответствии с результатами геолого-геохимических исследований определено, что в депрессионной части породы сарайлинской толщи по сравнению с бортовой обладают большими перспективами для генерации и аккумуляции нефти. В разрезах депрессионной части больше доля доманикитов. Отложения из первой скважины имеют повышенные значения S_1 и S_2, тем самым с учетом повышенного содержания TOC обладают большим ресурсным потенциалом по сравнению с отложениями нижней части сарайлинской толщи в северной бортовой зоне Нижнекамского прогиба.

Оценка ресурсного потенциала сарайлинской толщи для кабык-куперского 2-го типа разреза

На основании полученных пиролитических данных из нижней части разреза, а также выделенных закономерностей связи геохимических параметров с литологическими типами оценен линейный ресурсный потенциал пород сарайлинской толщи на исследуемой территории в охарактеризованном керном интервале для кабык-куперского 2-го типа разреза в пределах северной бортовой части Нижнекамского прогиба.

Распределение литологических типов в разрезе требует уточнения, однако на основе данных сейсморазведки и каротажа толщина отложений изменяется незначительно, возрастая в направлении бортовой зоны. Предполагается общая схожесть литологического наполнения в пределах одной палеофациальной зоны. Благодаря сочетанию вышеописанных фактов возможно производить распространение определенных для скважины параметров в пределах полигона расчета. При отборе дополнительного кернового материала станет возможным уточнить изменчивость ресурсного потенциала пород по площади.

Для оценки линейных ресурсов ввиду неоднородности распределения геохимических свойств на основе

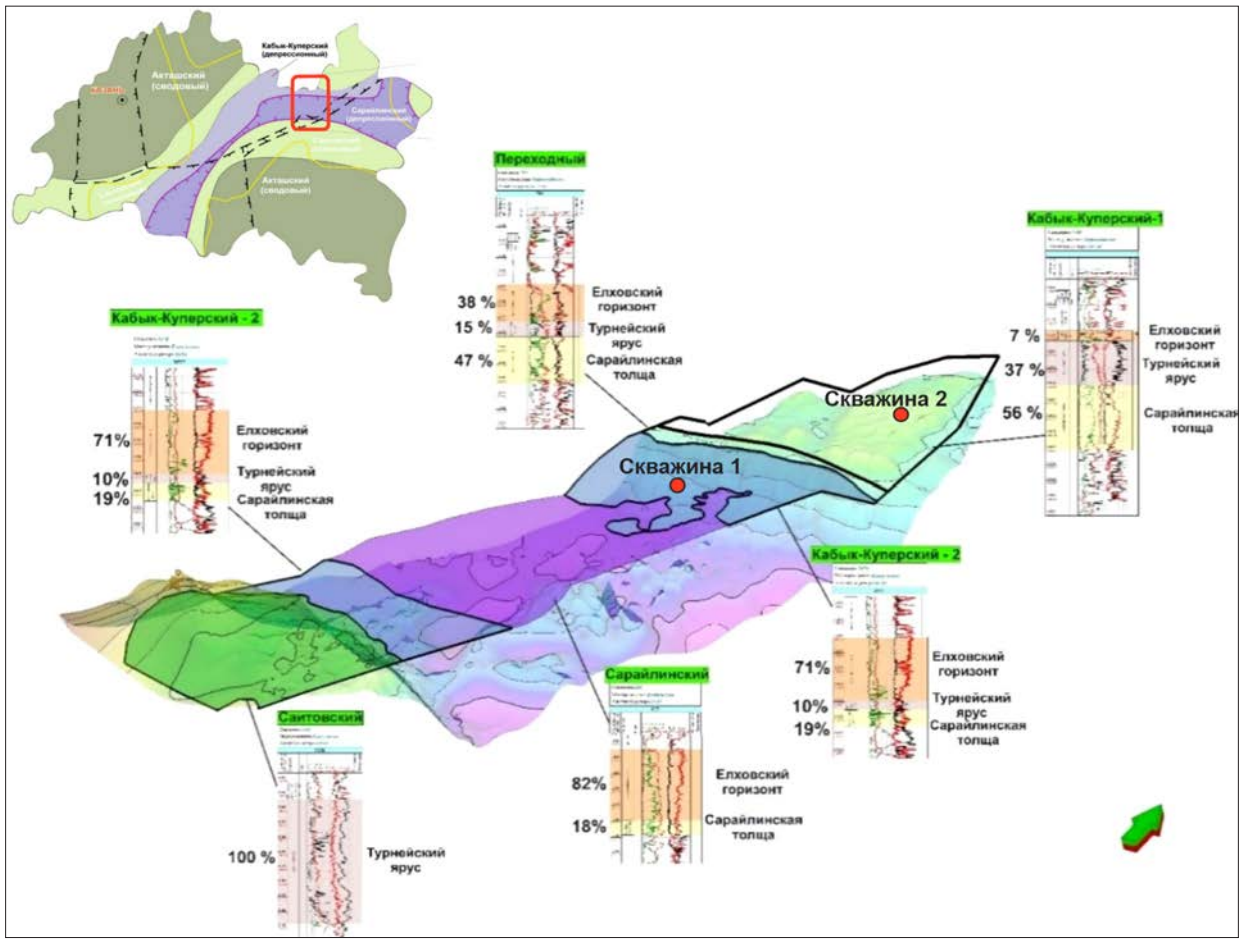


Рис. 7. Структурная поверхность по кровле турнейского яруса с положением исследуемых скважин с выделенными границами различных типов разрезов и эталонные планшеты к ним (Сафаров и др., 2025).

литологического состава и результатов пиролиза была проведена кластеризация разреза. В интервале сарайлинской толщи, охарактеризованном керном, выделено 5 кластеров (рис. 8). Первый кластер представлен аргиллитоподобными глинами с включениями алевролитовых доманикоидных пород, для них характерны низкие значения TOC, S_1, S_2. Второй кластер представлен на 87% чередующимися доманикоидными породами и на 13% микробиальными известняками, для доманикоидов характерны средние относительно всего разреза пиролитические параметры, а для микробиальных известняков – наименьшие. Третий кластер сложен чередующимися алевритовыми и алеврo-глинистыми доманикоидными породами примерно в равных долях, для пород кластера характерны высокие и очень высокие относительно разреза значения TOC, S_1 и S_2. Четвертый кластер практически всецело состоит из алеврито-глинистых доманикитных пород, для которых характерны низкие значения пиролитических параметров. Пятый кластер включает 4 литотипа: алевритовые (44%), глинистые (31%) и алеврито-глинистые (7%) доманикоиды, а также разделяющие их микробиальные известняки (18%). Для первых двух литотипов характерны высокие и очень высокие значения пиролитических параметров, для алеврито-глинистых доманикоидов – пониженные, а для микробиальных известняков – низкие значения.

В изучаемых породах фиксируется взаимосвязь пиролитических параметров и литотипов, это учитывалось при расчете средних значений. Для оценки ресурсного потенциала определялись среднеарифметические значения параметра для каждого литотипа в кластере, затем рассчитывались средневзвешенные значения параметра в кластере на основании вычисленных средних параметров для литотипов и их долей в разрезе кластера. Вычисленные средние и средневзвешенные параметры TOC, S_1, S_2 и HI для каждого кластера представлены на геолого-геохимическим планшете скважины 1 (рис. 8).

Для оценки общего ресурсного потенциала пород использовались данные пиролиза. На их основе для каждого кластера были рассчитаны ресурсы лёгких жидких УВ соединений по параметру S_1 и ресурсы свех битумоидов в породе по сумме параметров S_1 и ΔS_2. Ввиду низкой степени катагенетической преобразованности пород сарайлинской толщи по параметру S_2 после экстракции оценены ресурсы остаточного генерационного потенциала пород. После чего вычисленные значения ресурсов каждого кластера суммировались.

На основании определенных значений произведенный расчет ресурсов. Установлено, что в кластерах 1 и 4 количество лёгких углеводородов самое низкое и не превышает 1 кг/т. Количество тяжёлых углеводородных соединений в разрезе может достигать максимального значения ~12 кг на тонну породы. Преобладание значений ΔS_2 над S_1 свидетельствует о значительной доле высокомолекулярных соединений в составе жидких углеводородов.

Породы характеризуются высоким остаточным генерационным потенциалом керогена, для реализации которого

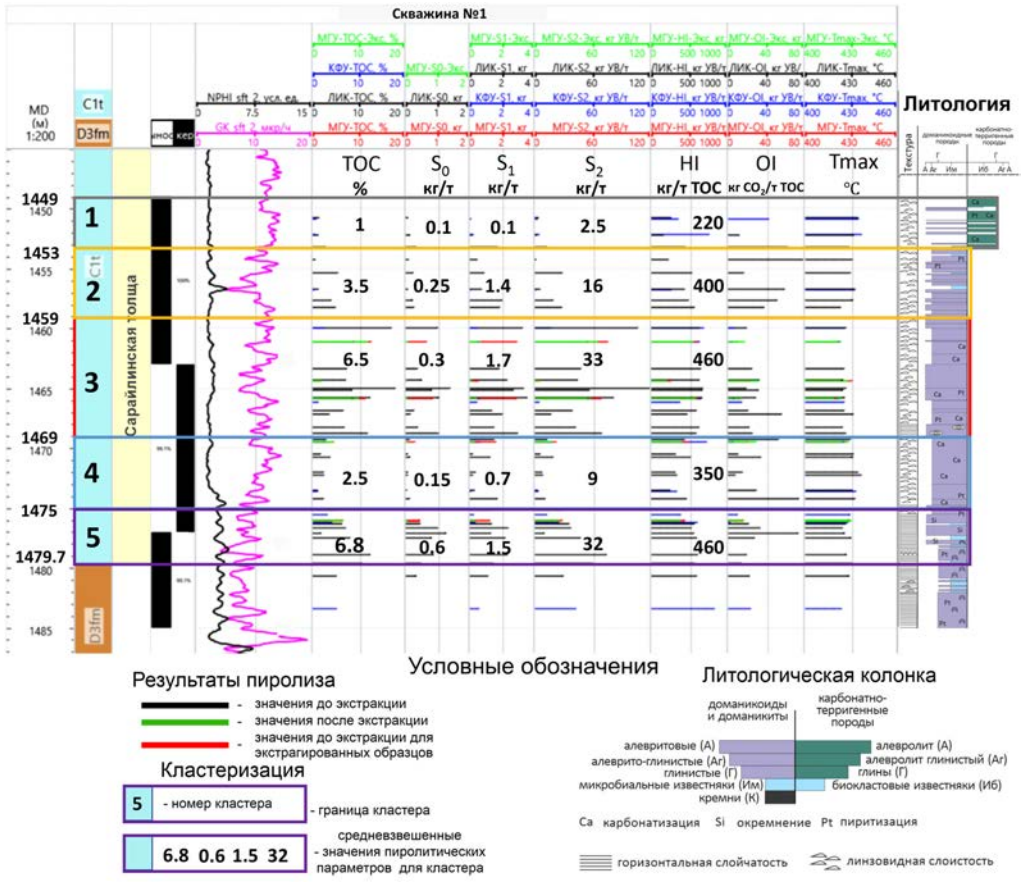


Рис. 8. Геолого-геохимический планшет скважины 1 с выделенными в разрезе сарайлинской толщи кластерами и средневзвешенные по толщине литологических типов значения пиролитических параметров каждого кластера.

необходимо применение технологий внутрипластового синтеза УВ. Наиболее высокие значения установлены для кластеров 3 и 5, значения достигают 460 кг/т TOC. Наименее перспективным является кластер 1, который не будет рассматриваться как целевой ни для добычи имеющихся в породе углеводородных соединений, ни для специального воздействия на пласт.

Заключение

Проведенный комплекс исследований уникального кернового материала сарайлинской толщи, отобранного в двух скважинах из депрессионной и бортовой зон Нижнекамского прогиба, позволил выявить особенности литологического и фациального состава отложений. На основании пиролитических данных определены геохимические параметры пород и оценен ресурсный потенциал высокоуглеродистых отложений сарайлинской толщи.

В результате работы получены следующие основные выводы.

• Отложения сарайлинской толщи в осевой и бортовой частях прогиба в охарактеризованных керном интервалах представлены высокоуглеродистыми породами, преимущественно доманикитами и доманикоидами. На основе литологических, геохимических и петрофизических критериев их возможно определить как доманиковые продуктивные отложения.

• Установлено, что кероген пород сарайлинской толщи относится преимущественно ко II типу, в редких случаях к смешанному II–III типам. Степень преобразованности соответствует преимущественно $ПК_3$, изредка к $МК_1$.

• От бортовой к депрессионной зоне в северной части Нижнекамского некомпенсированеного прогиба возрастает толщина доманикитов и доманикоидов, а также увеличивается содержание ОВ.

• Определена связь геохимических параметров с литологическими типами в разрезах. Алевритовые и глинистые доманикиты, накапливавшиеся в анаэробных условиях, характеризуются наибольшим содержанием ОВ.

• Установлена изменчивость свойств пород по вертикали, поэтому была предложена кластеризация разреза на основе литологии и геохимических характеристик. Оценку ресурсного потенциала проводили для каждого кластера по отдельности, основываясь на средневзвешенных по толщине литотипов значениях параметров TOC, S_1, S_2, и HI.

• Оценен ресурсный потенциал сарайлинской толщи для кабык-куперского 2-го типа разреза. Отложения содержат углеводородные соединения в количестве до 14 кг/т и характеризуются высоким остаточным генерационным потенциалом керогена около 460 кг/т TOC в 3 и 5 кластерах.

Литература

Ананьев В.В. (2010). Качественная оценка нефтематеринского потенциала семилукско-речицких отложений в пределах Татарстана. *Георесурсы*, 3(35), с. 30–33.

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2012). Геология и геохимия нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 384 с.

Баженова Т.К. (2017). Оценка ресурсов УВ битуминозных толщ нефтегазоносных бассейнов России. *Геология нефти и газа*, 5, с. 37–50.

Башкова С.Е., Белоконь А.В. (2008). Прогноз нефтегазоносности рифейских и вендских отложений Волго-уральской НГП на основе общей модели формирования месторождений УВ. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 9, с. 11–20.

Башкова С.Е., Субботина Н.Б., Карасева Т.В. (2011). Закономерности строения рифейских и вендских отложений волго-уральского нефтегазоносного бассейна. *Вестник Пермского университета. Геология*, 3, с. 8–17.

Валеева И.Ф., Анисимов Г.А., Анисимова Л.З., Новикова С.П. (2016). Геологические предпосылки дальнейших поисков нефти в Нижнекамском прогибе. *Георесурсы*, 18(3), с. 198–206. https://doi.org/10.18599/grs.18.3.9

Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В. И. Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. (2017). Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа. *Геология нефти и газа*, 5, с. 51–65.

Дюнин В.И., Корзун А.В. (2005). Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. М.: Науч. мир, 524 с

Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Заглядин Я.А., Борисова М.С., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Сахабов Т.Р. (2021). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 23(2), с. 73–86. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7

Методические рекомендации по подсчету запасов в доманиковых продуктивных отложениях (2023). ФБУ «ГКЗ», 20 с.

Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений (2007). Под ред. проф. Р.Х. Муслимова. Т.1. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 316 с.

Родионова К.Ф., Максимов С.П. (1981). Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя. М.: Недра, 367 с.

Сафаров А.Ф., Лутфуллин А.А., Хабипов Р.М., Шуматбаев К.Д., Базаревская В.Г., Калимуллин А.М., Абусалимова Р.Р, Хайдарова А.И., Иксанова А.Ф., Базарбаева Г.Р., Валидов М.Ф., Кольчугин А.Н. (2025). Уточнение типов разрезов нижнекаменноугольных отложений юго-восточного склона Северо-Татарского свода. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 34–39. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-1-34-39

Справочник по геохимии нефти и газа (1998). СПб.: Недра, Санкт-Петербургский ф-л, 575 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*, Спецвып., с. 112–124. http://doi.org/10.18599/grs.19.12

Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. Н.Б. Вассоевич (ред.), Р.Б. Сейфуль-Мулюков (ред.). М.: Мир, 503 с.

Хисамов Р.С. (ред.) (2006). Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. Казань: Фэн», 328 с.

Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Галлямова Л.А., Тимирова А.М. (2021). Воспроизводство запасов и сырьевая база ПАО «Татнефть». *Сборник научных трудов ТатНИПИнефть*, вып. 89. М.: Нефтяное хозяйство, с. 8–13.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А., Екименко В.А., Войтович С.Е., Либерман В.Б. (2010). Геологоразведочные работы в регионах с высокой опоискованностью недр. Казань: Фэн, 276 с.

Espitalie J., Laporte J.L., Madec M., Marquis F., Leplat P., Poulet J., Boutefeu A. (1977). Rapid method for source rock characterization, and for determination of their petroleum potential and degree of evolution. *Rev. Inst. Fr. Pet*, 31, pp. 23–42. https://doi.org/10.2516/ogst:1977002

Сведения об авторах

Альберт Феликсович Сафаров – заместитель начальника отдела, отдел поисковой и разведочной геологии, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423452, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 А
e-mail: safarov@tatnipi.ru

Ринат Ракипович Афлятунов – главный геолог – заместитель генерального директора, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: AfljatunovRR@tatneft.ru

Азат Абузарович Лутфуллин – кандидат тех. наук, доцент, заместитель начальника Департамента разработки месторождений, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: LutfullinAA@tatneft.ru

Алмаз Маратович Калимуллин – заведующий лабораторией подсчета запасов и оценки ресурсов нефти, отдел поисковой и разведочной геологии, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423452, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 А
e-mail: KalimullinAlmazM@tatnipi.ru

Ришат Минехарисович Хабипов – начальник отдела мониторинга разработки месторождений и недропользования, Департамент разработки месторождений, «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: HabipovRM@tatneft.ru

Кирилл Дмитриевич Шуматбаев – кандидат геол.-минерал. наук, главный эксперт по петрофизическим исследованиям, Департамент разработки месторождений, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru

Венера Гильмеахметовна Базаревская – кандидат геол.-минерал. наук, заместитель директора по научной работе в области геологии трудноизвлекаемых запасов, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423452, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 А
e-mail: bazarevskaya@tatnipi.ru

Сергей Александрович Вахромеев – техник, отдел поисковой и разведочной геологии, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423452, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 А
e-mail: vakhrameevsa@tatneft.tatar

Елена Николаевна Полудеткина – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: poludetkinaelena@mail.ru

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

Статья поступила в редакцию 30.01.2025;
Принята к публикации 28.05.2025; Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Evaluation of the Resource Potential of High-Carbon Rocks of the Saraylin Series Within the Southeastern Slope of North Tatar Arch in the Republic of Tatarstan

A.F. Safarov[1], R.R. Aflyatunov[2], A.A. Lutfullin[2], A.M. Kalimullin[1], R.M. Khabipov[2], K.D. Shumatbaev[2], V.G. Bazarevskaya[1], S.A. Vakhrameev[1], E.N. Poludetkina[3], A.G. Kalmykov[3]*

[1]*TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation*
[2]*Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation*
[3]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Anton G. Kalmykov, e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru*

Abstract. The paper presents results of comprehensive study of core samples collected from Tournaisian sediments of the Saraylin Series within the Nizhnekamsk Uncompensated Trough. The survey region covers the southeastern slope of North Tatar Arch in the Republic of Tatarstan. The study is targeted at the Saraylin Series, a complex of carbonate-siliceous-terrigenous rocks with increased organic matter content, confined to the interval from the lower boundary of the Tournaisian Stage to the bottom of overlying Tournaisian carbonate rocks or terrigenous sediments of another (post-Tournaisian) age.

Samples from two wells confined to axial and flank regions of the trough were investigated. For the first time ever, the Saraylin sediments of the Republic of Tatarstan were characterized by core data to enable identification of the main lithofacial and geochemical features.

Results of pyrolysis studies of the entire coring interval were analyzed. Vertical and horizontal variations of pyrolytic parameters of the sediments within the section were established. Is has been established, that the Saraylin sediments in the axial and flank regions of the trough are high-carbon, predominantly domanicites and domanicoids. Organic matter is represented by type II kerogen and has low maturity at PK_3-MK_1 level.

The resource potential of Saraylin sediments was evaluated within one paleofacial zone of axial region of the trough based on core data. Five lithologic and geochemical clusters were identified considering nonuniform distribution of organic matter content and other geochemical characteristics of the sediments through the section.

Based on the resulting data, the resource potential of the rocks in the lower portion of the Saraylin Series was estimated. The amount of liquid hydrocarbons, mobile petroleum reserves and residual kerogen generation potential were estimated. Results of the present research efforts enable refinement of the resource potential of high-carbon Tournaisian rocks of the Saraylin Series and provide improved understanding of their oil and gas potential within the southeastern slope of North Tatar Arch.

Keywords: Volga-Ural oil and gas basin, Saraylin Series, evaluation of resource potential, petroleum source rocks, pyrolysis, Nizhnekamsk Trough, Kamsko-Kinel Troughs System

Recommended citation: Safarov A.F., Aflyatunov R.R., Lutfullin A.A., Kalimullin A.M., Khabipov R.M., Shumatbaev K.D., Bazarevskaya V.G., Vakhrameev S.A., Poludetkina E.N., Kalmykov A.G. (2025). Evaluation of the Resource Potential of High-Carbon Rocks of the Saraylin Series Within the Southeastern Slope of North Tatar Arch in the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 243–254. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.18

References

Ananiev V.V. (2010). Quality estimation of Semiluk and Rechitskiy source rocks potential of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 3(35), pp. 30–33. (In Russ.)

Bashkova S.E., Belokon A.V. (2008). Forecast of the oil and gas potential of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural NGP based on the general model of formation of hydrocarbon deposits. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdenij = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 9, pp. 11–20. (In Russ.)

Bashkova S.E., Subbotina N.B., Karaseva T.V. (2011). Patterns of structure of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas basin. Vestnik Permskogo universiteta. *Bulletin of Perm University. Geology (Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya)*, 3, pp. 8–17. (In Russ.)

Bazhenova O. K., Burlin Yu. K., Sokolov B. A., Khain V. E. (2012). Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Moscow State University Publ., 384 p. (In Russ.)

Bazhenova T.K. (2017). HC resource estimation of bituminous formations of Russian oil and gas bearing basins. *Geologiya Nefti i Gaza = Oil and Gas Geology*, 5, pp. 37–50. (In Russ.)

Dunin V.I., Korzun A.V. (2005). Hydrogeodynamics of oil and gas basins. Moscow: Nauch. Mir, 524 p. (In Russ.)

Espitalie J., Laporte J.L., Madec M., Marquis F., Leplat P., Poulet J., Boutefeu A. (1977). Rapid method for source rock characterization, and for determination of their petroleum potential and degree of evolution. *Rev. Inst. Fr. Pet*, 31, pp. 23–42. https://doi.org/10.2516/ogst:1977002

Khisamov R.S. (2006). Tectonic and petroleum geological zonation of the territory of Tatarstan. Kazan: Fen Publ., 328 p. (In Russ.)

Khisamov R.S. (2010). Geological prospecting in regions with high extent of exploration coverage. Kazan: Fen Publ, 274 p. (In Russ.)

Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Galliamova L.A., Timirova A.M. (2021). Relacement of reserves and resource portfolio of PJSC Tatneft. *Collection of research papers of TatNIPIneft Institute*, Vol. LXXXIX. Moscow: Neftyanoe Khozaistvo Publ., pp. 8–13. (In Russ.)

Kozhanov D.D., Bolshakova M.A., Khopta I.S. et al. (2021). Geology and geochemistry of Riphean-Vendian petroleum system (the Northern part of the Volga-Ural Basin). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 73–86. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7

Methodological recommendations for estimation of reserves in productive Domanic sediments (supplement to the current methodological recommendations for the application of the Reserves Classification approved by the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation as of 01 February, 2016). (2023). Federal State-Funded Institution State committee for Reserves. (In Russ.)

Muslimov R. Kh. (2007). Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields. Vol.1. Kazan: Fen Publ, 316 p. (In Russ.)

Rodionova K.F., Maksimov S.P. (1981). Geochemistry of organic matter and petroleum source rocks of the Phanerozoic. Moscow: Nedra Publ., 367 p. (In Russ.)

Safarov A.F., Lutfullin A.A., Khabipov R.M., Shumatbaev K.D., Bazarevskaya V.G., Kalimullin A.M., Abusalimova R.R., Khaidarova A.I., Iksanova A.F., Bazarbayeva G.R., Validov M.F., Kolchugin A.N. (2025). Clarification of the types of sections of the lower carboniferous deposits of the southeastern slope of the North Tatar arch. *Neftyanoe Khozyajstvo = Oil Industry*, 1, pp. 34–39. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-1-34-39

Shvanov V.N., Frolov V.T., Sergeeva E.I. et al. (1998). Systematics and classification of sedimentary rocks and their analogs. Saint Petersburg: Nedra Publ., 350 p. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovskii Yu.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bolshakova M.A., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. (2017). Domanic deposits of the Volga-Ural basin - types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*, pp. 112–124. (In Russ.) http://doi.org/10.18599/grs.19.12

Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum formation and occurrence. Berlin-Heidelberg-New York: Springer-Verlag, 538 p.

Valeeva I.F., Anisimov G.A., Anisimova L.Z., Novikova S.P. (2016). Geological background of the further exploration of oil in the Nizhnekamsk deflection. *Georesursy = Georesources*, 3, pp. 198–206. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.18.3.9

Varlamov A.I., Petersillier V.I., Poroskun V. I. Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Guriy A.G. (2017). Technique of oil reserves estimation in domanic deposits. *Geologiya Nefti i Gaza = Oil and Gas Geology*, 5, pp. 51–65. (In Russ.)

About the Authors

Albert F. Safarov – Deputy Head of the Prospecting and Exploration Geology Department, TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC

186 A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423452, Russian Federation

e-mail: safarov@tatnipi.ru

Rinat R. Aflyatunov – Chief Geologist – Deputy General Director, Tatneft PJSC

75 Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

e-mail: AfljatunovRR@tatneft.ru

Azat A. Lutfullin — Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Deputy Head of the Field Development Department, Tatneft PJSC

75 Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

e-mail: LutfullinAA@tatneft.ru

Almaz M. Kalimullin – Head of the Laboratory for Calculation of Reserves and Evaluation of Oil Resources, Department of Prospecting and Exploration Geology, TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC

186 A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423452, Russian Federation

e-mail: KalimullinAlmazM@tatnipi.ru

Rishat M. Khabipov – Head of the Department for Monitoring Field Development and Subsoil Use, Department of Field Development, Tatneft-Dobycha, Tatneft PJSC

75 Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

e-mail: HabipovRM@tatneft.ru

Kirill D. Shumatbaev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Expert in Petrophysical Research, Field Development Department, Tatneft PJSC

75 Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

e-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru

Venera G. Bazarevskaya – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director for Research in the Field of Geology of Hard-to-Recover Reserves, TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC

186 A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423452, Russian Federation

e-mail: bazarevskaya@tatnipi.ru

Sergey A. Vakhromeev – Technician, Department of Prospecting and Exploration Geology, TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC

186 A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423452, Russian Federation

e-mail: vakhrameevsa@tatneft.tatar

Elena N. Poludetkina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: poludetkinaelena@mail.ru

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

Manuscript received 30 January 2025;
Accepted 28 May 2025; Published 30 June 2025

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

www.georс.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.19

УДК 553.98(470.41)

Перспективы нефтеносности отложений саргаевского горизонта на площадях Ромашкинского месторождения

Р.Р. Афлятунов[1], В.Г. Базаревская[2], А.Ф. Сафаров[2], О.Г. Гибадуллина[2], Р.Р. Абусалимова[2], М.Ф. Саптарова[2], Ю.В. Степанова[2]*

[1]*ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия*

[2]*Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия*

В настоящее время большое значение приобретают поиск и освоение пропущенных объектов на уже разрабатываемых месторождениях. Саргаевский горизонт относится к уникальным доманиковым отложениям, являющимися основными нефтематеринскими породами на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Доманиковые породы являются одновременно генерирующей и аккумулирующей толщей. В настоящей работе проведен анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации по ранее выполненным исследованиям отложений саргаевского горизонта в пробуренном фонде скважин на территории Альметьевской и Азнакаевской зон Ромашкинского месторождения. Выполнена переинтерпретация геофизических исследований скважин (ГИС) в открытом стволе по 712 скважинам с целью уточнения геологического строения, а также оценки перспектив нефтеносности. Привлечены данные современных методов ГИС: импульсного нейтронного каротажа, импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (ИНК + ИНГК-С (С/О-каротаж)), позволяющие определить наличие коллектора и его насыщение в закрытом стволе скважины. Рассмотрено Сарайлинское месторождение, расположенное в той же фациальной зоне, что и Ромашкинское, с уже доказанной нефтеносностью отложений саргаевского горизонта.

Ключевые слова: карбонатные отложения, саргаевский горизонт, Ромашкинское месторождение, органическое вещество, низкопроницаемые породы, нефтеносность

Для цитирования: Афлятунов Р.Р., Базаревская В.Г., Сафаров А.Ф., Гибадуллина О.Г., Абусалимова Р.Р. , Саптарова М.Ф., Степанова Ю.В. (2025). Перспективы нефтеносности отложений саргаевского горизонта на площадях Ромашкинского месторождения. *Георесурсы,* 27(2), с. 255–263. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.19

Введение

В настоящее время ПАО «Татнефть особое внимание уделяет изучению нетрадиционных источников углеводородов, содержащих трудноизвлекаемые запасы. К ним относятся дорогостоящие и труднодоступные источники запасов. Согласно «Методическим рекомендациям по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях» (ФБУ «ГКЗ», 2023) на территории Республики Татарстан (РТ) таковыми являются доманиковые продуктивные отложения, залегающие в интервале верхнего девона от подошвы саргаевского горизонта (D3sr) до кровли фаменского яруса (D3fm) (рис. 1), характеризующиеся низкими фильтрационно-емкостными свойствами. В литологическом отношении они представлены кремнисто-глинисто-карбонатными породами, обогащенными органическим веществом (Миропольская и др., 1960).

* Ответственный автор: Юлия Владимировна Степанова
e-mail: StepanovaYuV@tatnipi.ru

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

Краткая литолого-стратиграфическая характеристика и условия осадконакопления отложений саргаевского горизонта

Отложения саргаевского горизонта характеризуются повсеместным распространением на территории РТ. На диаграммах электрометрии подошва горизонта устанавливается в кровле глинисто-мергельной-известняковой пачки, залегающей над репером «аяксы» (верхнекыновским известняком) (рис. 1) (Эллерн и др., 1965). Породам саргаевского горизонта присуща литологическая неоднородность, обусловленная различными условиями осадконакопления.

Подъем территории, происходивший в восточных районах Татарстана в конце тиманского (кыновского) времени, в течение саргаевского времени сменился на погружение. Наиболее интенсивное прогибание наблюдалось в западной части Татарстана (Казанско-Кажимский авлакоген), в то время как восточная часть испытывала некоторый подъем. Саргаевское море покрывало всю территорию республики. Трансгрессия моря в этот период привела к изменению режима морского бассейна, что способствовало накоплению карбонатных

и глинисто-карбонатных осадков. Таким образом, наличие литологической неоднородности осадков по площади, накопленных в саргаевское время на территории РТ, дает возможность выделить три фациальные зоны (Хисамов и др., 2010) (рис. 2).

Первая зона (I) охватывает восточные районы Татарстана (рис. 2). В ее пределах накопление осадков происходило в областях шельфового мелководья с сильными периодическими донными течениями. Этой зоне соответствует карбонатный литологический тип разреза (рис. 3). Отложения данного типа представлены известняками серыми, светло-серыми, брекчиевидными, участками неравномерно глинистыми и битуминозными. Иногда встречаются прослои доломитизированных известняков, в редких случаях темноцветных, неравномерно-битуминозных мергелей, содержание которых в разрезе увеличивается на северо-востоке зоны развития карбонатного типа разреза. Кроме того, в северо-восточной части зоны I в основании саргаевского горизонта отмечаются прослои глинистых известняков с многочисленными включениями шамозит-гидрогетит-кальцитовых оолитовых образований, что свидетельствует о наличии перерыва в процессе осадконакопления и размыве осадков на границе саргаевского и позднетиманского времени.

Толщина разрезов саргаевского горизонта карбонатного типа колеблется от 2 до 10 м (Хисамов и др., 2010).

Зона II приурочена к центральной части Татарстана и включает территории Мелекесской депрессии, сводовой части и южного склона Северо-Татарского свода (СТС), а также западного склона Южно-Татарского свода (ЮТС) (рис. 2). Она занимала промежуточное положение между опускающейся западной и испытывающей подъем восточной областями. Накопление осадков происходило здесь в относительно заглубленной части шельфа. В пределах зоны II развит глинисто-карбонатный тип разреза отложений саргаевского горизонта (рис. 4). Для данного типа характерно увеличение глинистости разреза: повышается доля глинистых известняков, мергелей, аргиллитов. Толщина отложений саргаевского горизонта, относящихся к глинисто-карбонатному типу разреза, большей частью колеблется в пределах от 10 до 30 м. В редких случаях, преимущественно в разрезах южной части Алтунино-Шунакского прогиба, достигает 50 м (Хисамов и др., 2010).

Зона III включает западные районы (рис. 2). В её пределах осадки накапливались в условиях наиболее глубокой части шельфа, что связано с погружением Казанско-Кажимского авлакогена в течение всего саргаевского времени. В этой зоне происходило накопление глинистых и карбонатных илов. Карбонатно-глинистый тип разреза отложений саргаевского горизонта распространен в западной части РТ и охватывает территорию Казанско-Кажимского авлакогена и восточного склона Токмовского свода (зона III) (рис. 5). Породы саргаевского горизонта данного литологического типа представлены переслаиванием зеленовато-серых, неравномерно сильно глинистых известняков, буровато-серых мергелей и известковистых аргиллитов.

Толщина отложений саргаевского горизонта карбонатно-глинистого типа не превышает 55 м.

Система	Отдел	Ярус/Серия	Подъярус	Надгоризонт	Горизонт	Свита/подсвита/ лит.пачка	
Девонская **D**	Верхнедевонский **D3**	Фаменский **D3_fm**	верхний **D3_fm3**	Заволжский **D3zv**	Зиганский **D3zg**		Доманиковые отложения
					Хованский **D3hv**		
					Озерский **D3oz**		
			средний **D3_fm2**	Орловский **D3or**	Плавский **D3pl**		
					Оптуховский **D3op**		
					Лебедянский **D3lb**		
			нижний **D3_fm1**	Липецкий **D3lp**	Елецкий **D3el**		
					Задонский **D3zd**		
		Франский **D3_f**	верхний **D3_f3**	Донской **D3don**	Ливенский **D3lv**	Аскынская свита **D3ask**	
					Евлановский **D3ev**		
					Воронежский **D3vr**	Мендымская свита **D3md** (Орловская свита **D3orl**)	
					Речицкий **D3rc**		
			средний **D3_f2**	Российский **D3ros**	Доманиковый (семилукский) **D3dm**		
			нижний **D3_f1**		Саргаевский **D3sr**		
				Коми **D2-3kom**	Тиманский **D3tm** (Кыновский **D3kn**)		

Рис. 1. Выкопировка из сводного геолого-геофизического разреза Республики Татарстан.

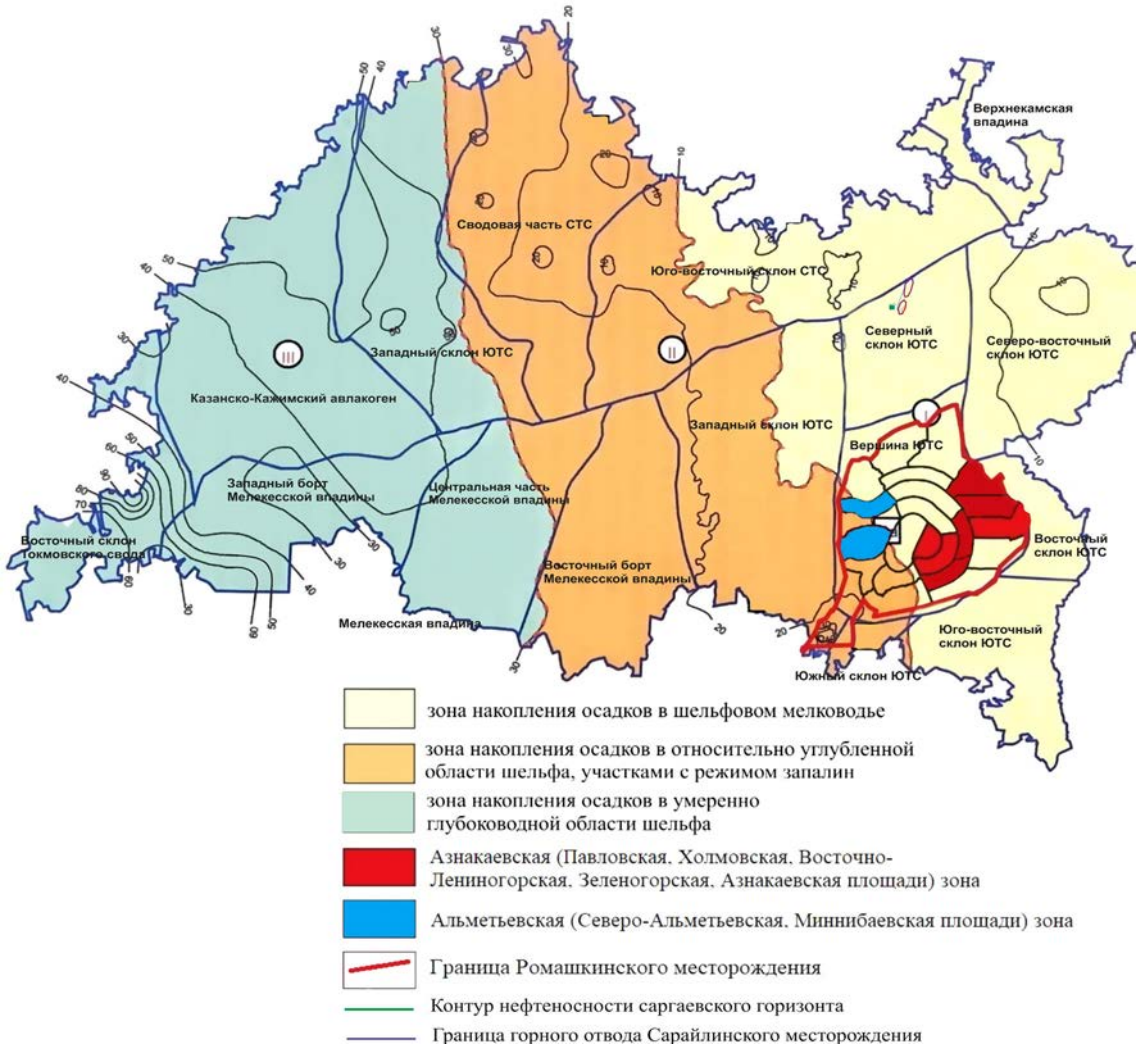


Рис. 2. Схема палеогеографии Татарстана. Саргаевское время (Хисамов и др., 2010).

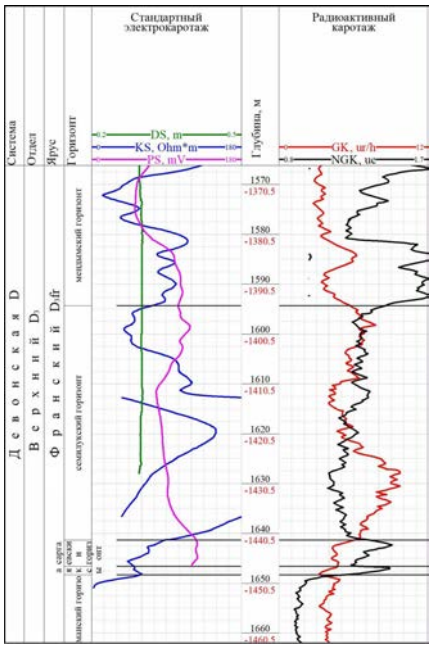


Рис. 3. Пример выделения саргаевского горизонта карбонатного литологического типа разреза.

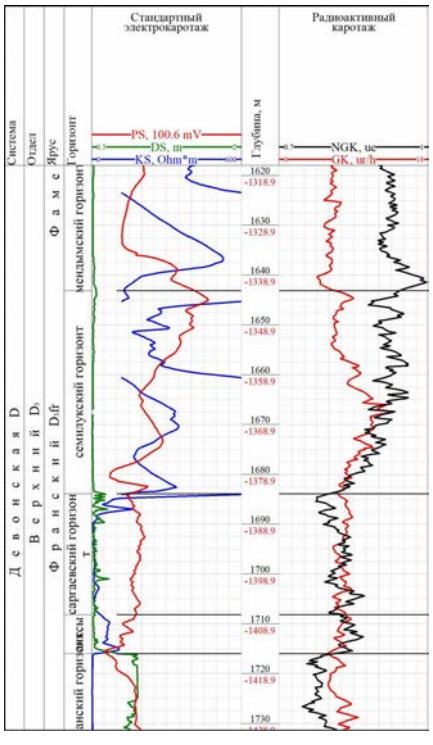


Рис. 4. Пример выделения саргаевского горизонта глинисто-карбонатного литологического типа разреза.

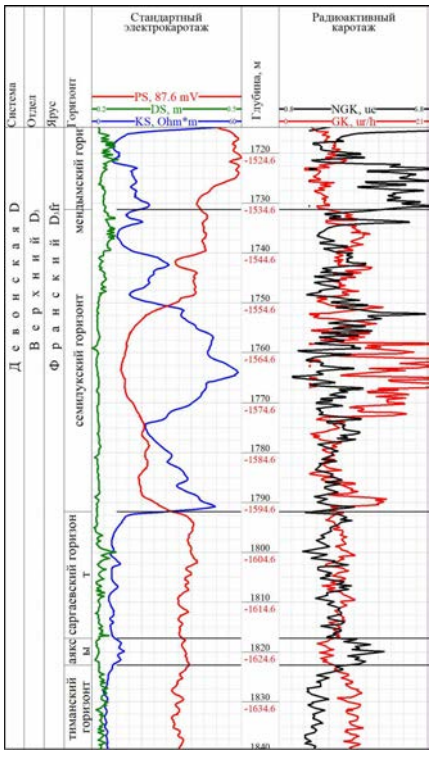


Рис. 5. Пример выделения саргаевского горизонта карбонатно-глинистого литологического типа разреза.

В связи с тем, что территория выбранного объекта исследований (Ромашкинское месторождение) приурочена к первой и второй фациальным зонам, в данной работе третья фациальная зона подробно не рассматривается.

Краткий анализ нефтеносности отложений саргаевского горизонта на Сарайлинском месторождении

Основные перспективы поиска нефтесодержащих объектов в отложениях саргаевского горизонта связаны с территориями Сарайлинского, Бондюжского, Первомайского, Бастрыкского и Зычебашского месторождений. Для изучения перспективности выбранных отложений в рамках данной работы проанализировано Сарайлинское месторождение Прикамской зоны, в пределах которого установлена нефтеносность отложений саргаевского горизонта (Хисамов и др., 2020).

Сарайлинское месторождение в тектоническом плане приурочено к северному склону ЮТС. Залежь нефти в отложениях саргаевского горизонта выявлена по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) и подтверждена результатами опробования, в процессе которого получен приток безводной нефти дебитом 1,5 т/сут. Залежь вскрыта одной скважиной, пробуренной в пределах Восточно-Тагайского поднятия. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта-коллектора по данным ГИС составляет 3,6 м. Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности пород в продуктивном интервале составляют, соответственно, 4% и 62% (Хисамов и др., 2020).

В скважине Сарайлинского месторождения отобран керновый материал в интервале 1690,0–1696,0 м, верхняя часть которого стратиграфически относится к отложениям саргаевского горизонта (1690,0–1695,0 м), нижняя часть интервала относится к отложениям тиманского горизонта (1695,0–1696,0 м) (рис. 6). Породы, относящиеся к отложениям саргаевского горизонта, согласно макроописанию представлены доломитом мелко-среднезернистым кавернозным (рис. 7).

Результаты лабораторных исследований керна в данной скважине (в том числе геохимическими методами), свидетельствуют о том, что породы являются низкопроницаемыми и содержат органическое вещество. Среднее значение ТОС по продуктивному пласту составляет 1,96 %, что соответствует критериям, установленным в «Методических рекомендациях по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях» и используемым при ранжировании объектов с целью включения их в разряд трудноизвлекаемых.

Просмотр образца под люминесцентной лампой показал, что порода насыщена битумом, цвет свечения бурый, в хлороформе интенсивно растворяется и светится белым светом; кальцитовые жилы – белые. По результатам изучения образца в аншлифе установлено, что битум встречается в виде примазок и пленок коричневого цвета. Порода имеет смешанный кремнисто-глинисто-карбонатный состав с переменным содержанием компонентов. Накопление осадков протекало в мелководно-морском (возможно, лагунном) бассейне. Исходное органическое вещество формировалось за счет морского планктона, но с участием наземной органики.

Необходимо отметить, что нефтенасыщенность отложений саргаевского горизонта установлена также на сопредельных территориях. В одной из скважин Чекалинского лицензионного участка Оренбургской области в интервале саргаевских отложений после проведения проппантного ГРП с БОПЗ получен приток нефти. Кроме того, в течение 2012–2019 гг. на территории Бузулукской

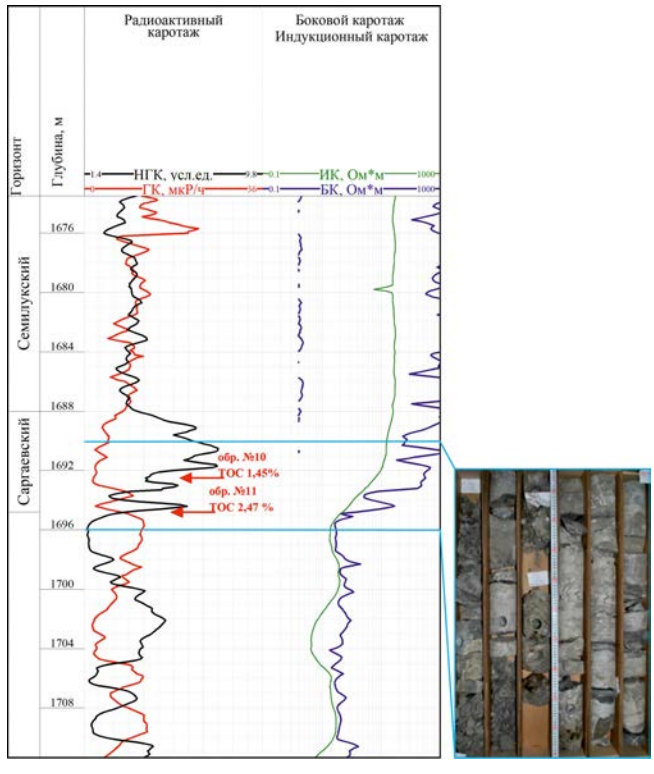


Рис. 6. Геофизический разрез и общий вид керна, отобранного из отложений саргаевского горизонта Сарайлинского месторождения.

а) б)

Рис. 7. Фото образца керна: продольное сечение (а), поперечное сечение (б), интервал отбора 1690,0–1696,0, глубина отбора 3,3 м.

впадины были открыты Троицкое и Красногорское месторождения в Оренбургской области с нетрадиционными залежами нефти в отложениях доманикового типа верхнефранско-фаменского возраста и две залежи нефти в отложениях доманикового типа франско-фаменского возраста на Южно-Неприковском и Лещевском месторождениях в Самарской области, что подтвердило высокие перспективы нефтеносности нетрадиционных залежей в отложениях доманикового типа на территории Волго-Уральской НГП (Соболева, Каспаров, 2021).

Оценка перспектив нефтеносности отложений саргаевского горизонта на территории Альметьевской и Азнакаевской зон Ромашкинского месторождения

На площадях Азнакаевской зоны Ромашкинского месторождения отложения саргаевского горизонта представлены карбонатными породами, толщина которых варьирует в пределах от 2,3 до 10,3 м (рис. 8, 9), что соответствует представленной характеристике зоны I, сформировавшейся в условиях шельфового мелководья.

В пределах Альметьевской зоны Ромашкинского месторождения диапазон толщин отложений саргаевского горизонта изменяется в интервале от 2,7 до 44 м, подобная изменчивость наблюдается как в целом по территории зоны, так и в пределах отдельных площадей (рис. 10, 11). В литологическом отношении отложения саргаевского горизонта на площадях Альметьевской зоны представлены глинисто-карбонатными и карбонатными породами. На рис. 2 видно, что в пределах Альметьевской зоны Ромашкинского месторождения осадконакопление

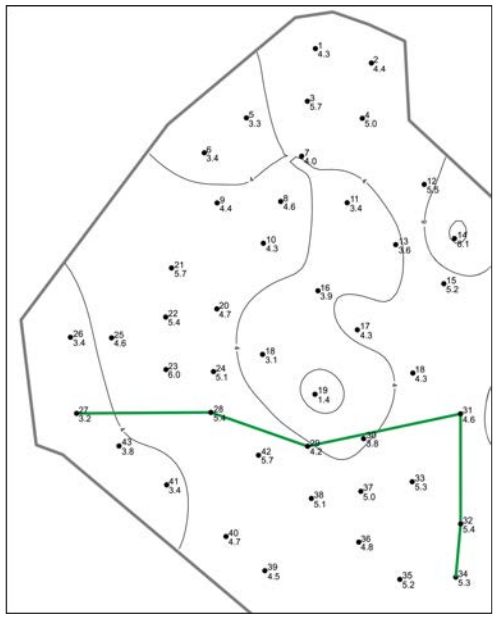


Рис. 8. Выкопировка из карты толщин саргаевского горизонта Азнакаевской зоны Ромашкинского месторождения с нанесением линии корреляции I.

происходило как в заглубленной области шельфа, участками с режимом западин (зона II), так и в шельфовом мелководье (зона I), что подтверждает наличие на данной территории двух типов разреза отложений саргаевского горизонта: глинисто-карбонатного и карбонатного – и объясняет значительную изменчивость его толщины.

С целью уточнения перспектив нефтеносности отложений саргаевского горизонта выполнена переинтерпретация данных ГИС в 712 скважинах Альметьевской и Азнакаевской зон Ромашкинского месторождения. По её результатам в отложениях саргаевского горизонта выявлены возможно нефтенасыщенные пласты-коллекторы (толщиной от 0,4 до 1,9 м) – в 11 % случаев от общего количества просмотренных скважин. Коэффициент пористости выделенных пластов-коллекторов изменяется от 4 до 15,3 %, коэффициент нефтенасыщенности колеблется в интервале от 66 до 96,6 %.

С целью уточнения характера насыщения пластов-коллекторов саргаевского горизонта в одной из скважин Альметьевской зоны проведен дополнительный комплекс ГИС, включающий исследования импульсным генератором нейтронов с углерод-кислородным каротажом (ИГН+СО), позволяющий определить наличие коллектора

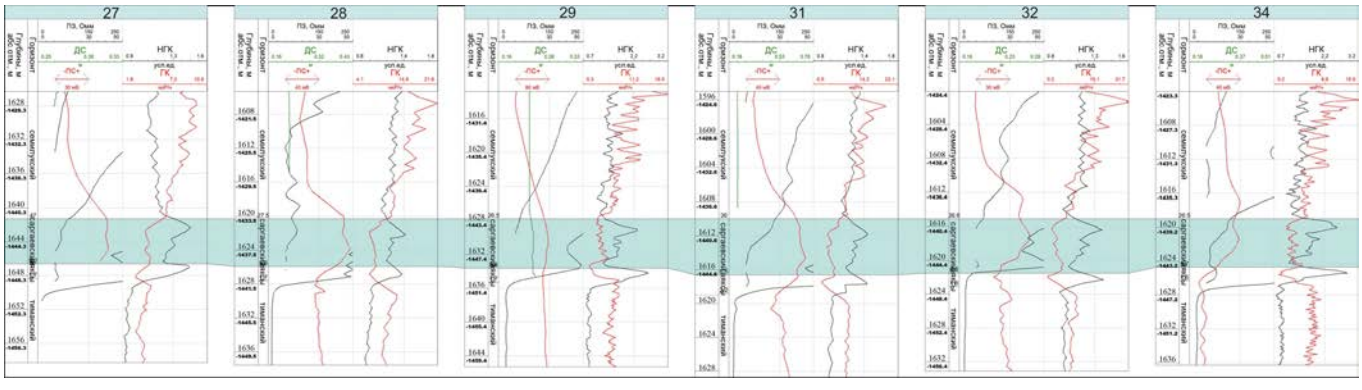


Рис. 9. Схема корреляции отложений саргаевского горизонта по линии скважин I Азнакаевской зоны Ромашкинского месторождения.

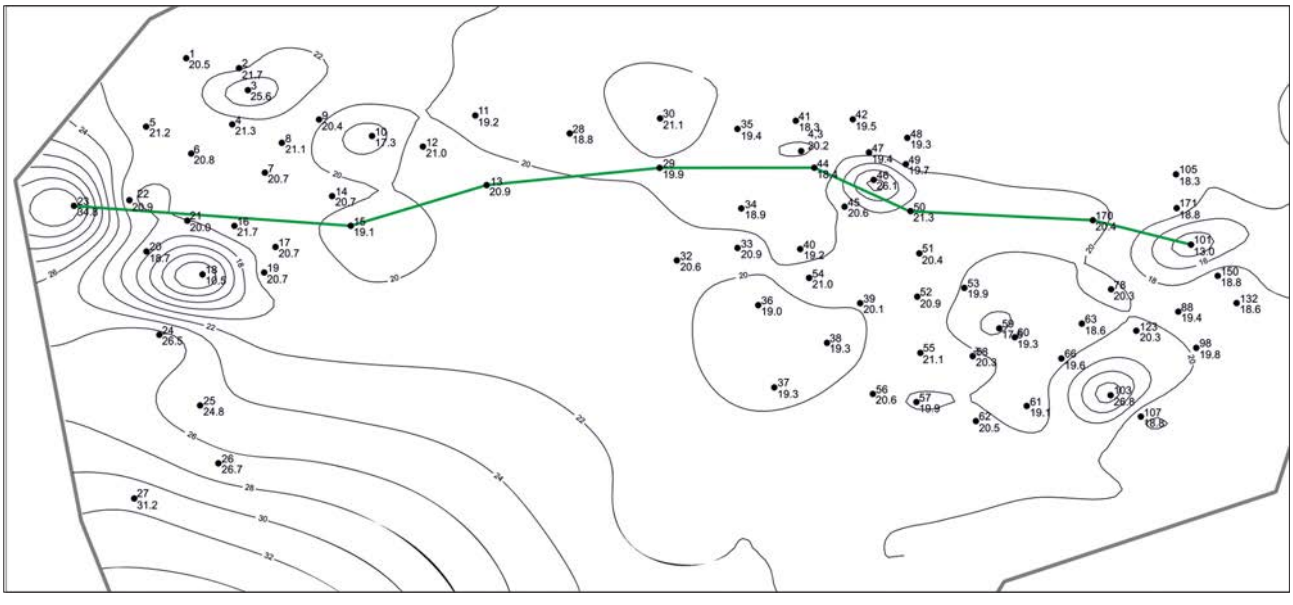


Рис. 10. Выкопировка из карты толщин саргаевского горизонта Альметьевской зоны Ромашкинского месторождения с нанесением линии корреляции II.

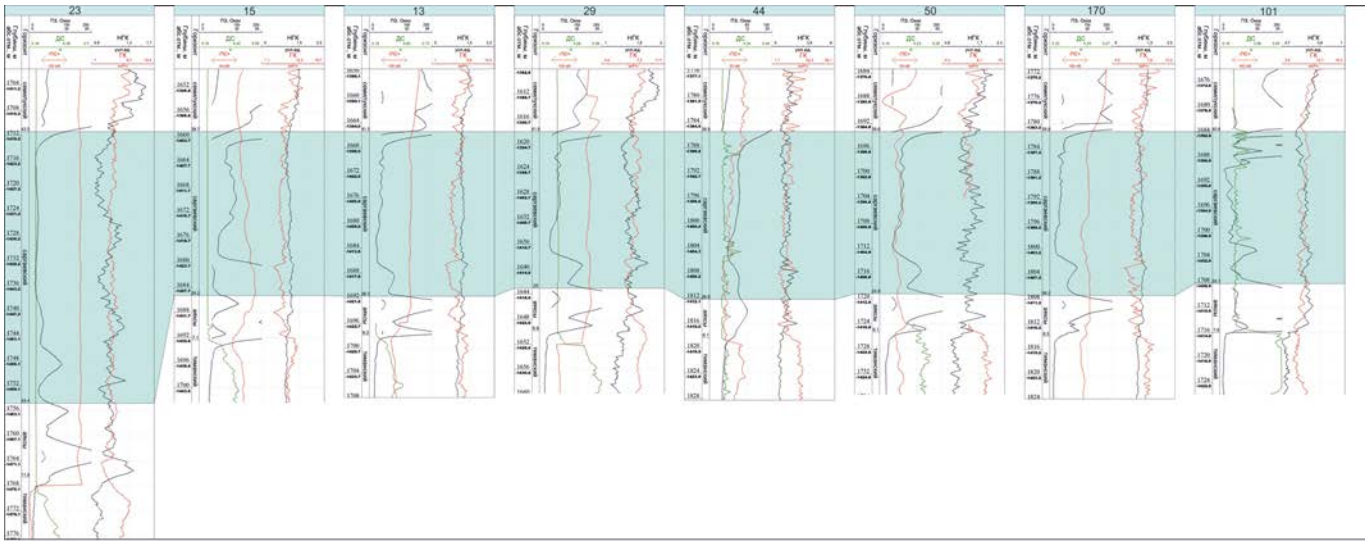


Рис. 11. Схема корреляции отложений саргаевского горизонта по линии скважин II Альметьевской зоны Ромашкинского месторождения.

и его насыщение в обсаженном стволе скважины. По результатам исследований в отложениях саргаевского горизонта выделяются интервалы возможных коллекторов (2058,7–2059,4м, 2061,1–2062,7м), насыщенные органическим веществом, которые хорошо коррелируются с коллекторами, выделенными по результатам интерпретации стандартного комплекса ГИС (2058,8–2059,3 м, 2062–2062,8м) (рис. 12)

Продуктивные пласты-коллекторы саргаевского горизонта, вскрытые в скважине Сарайлинского месторождения, представлены карбонатными породами (карбонатный тип разреза) и имеют количественные характеристики, аналогичные параметрам пластов-коллекторов, выявленных по результатам переинтерпретации данных ГИС в скважинах Азнакаевской и Альметьевской зон Ромашкинского месторождения (рис. 13).

Заключение

Результаты интерпретации стандартного и дополнительного комплексов ГИС, а также присутствие нефти в отложениях саргаевского горизонта на Сарайлинском месторождении свидетельствуют о возможном наличии нефтяных залежей в саргаевских отложениях на Ромашкинском месторождении.

Обращает на себя внимание тот факт, что в пределах Альметьевской и Азнакаевской зон Ромашкинского месторождения отложения саргаевского горизонта практически не изучены прямыми методами исследований (отбор керна и образцов СКО, КИИ-146 и КИИ-95, опробование), поэтому подтвердить или опровергнуть выдвинутое предположение в текущей ситуации пока не представляется возможным.

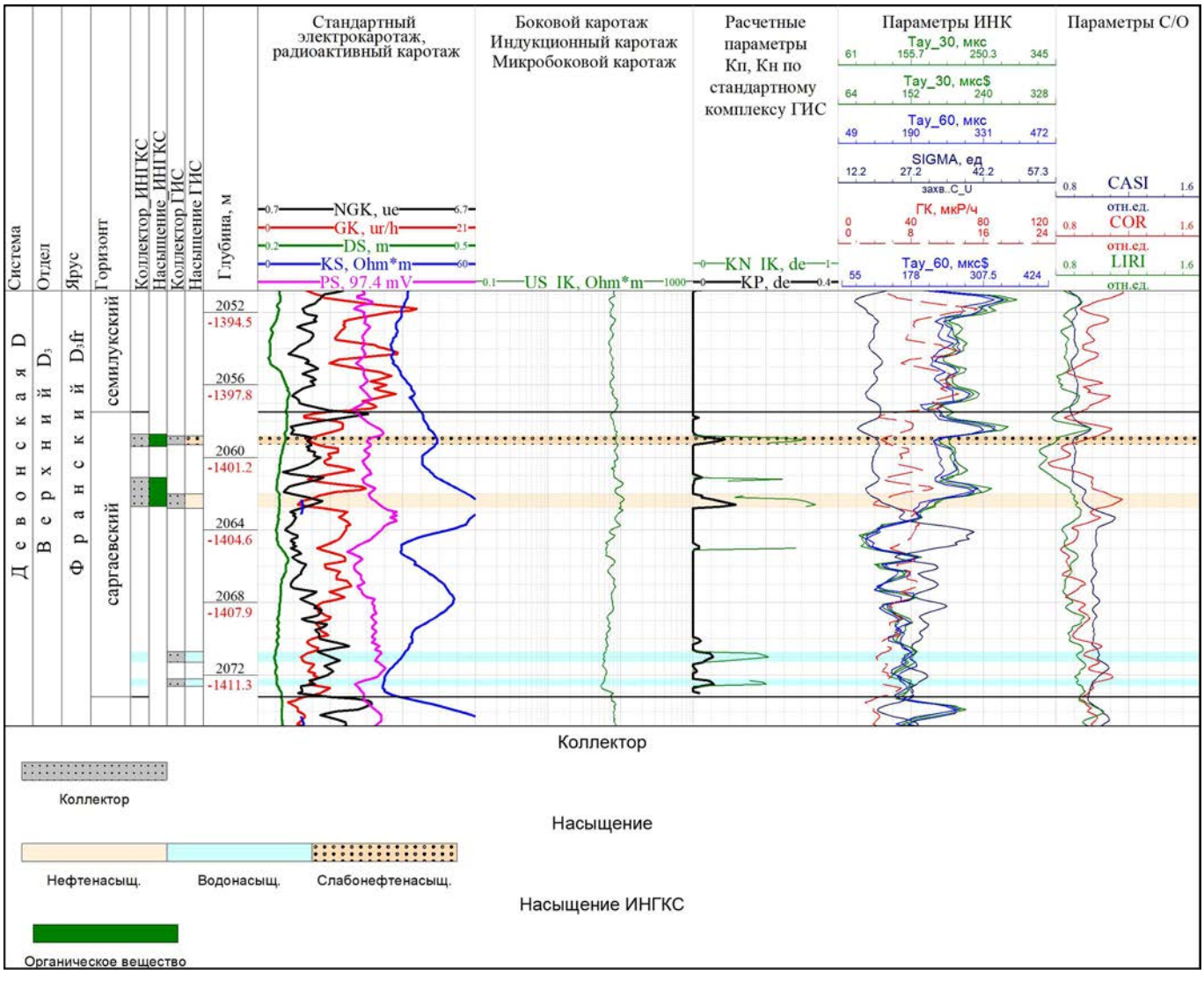


Рис. 12. Сопоставление результатов интерпретации стандартного комплекса ГИС и комплекса ИГН+СО каротажа в скважине Альметьевской зоны Ромашкинского месторождения.

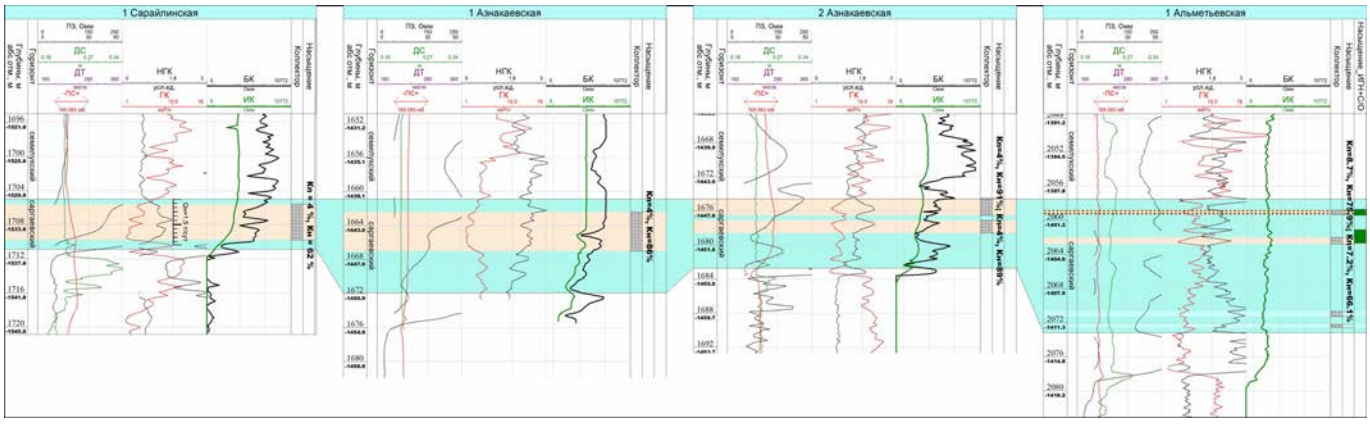


Рис. 13. Схема сопоставления пластов-коллекторов саргаевского горизонта в скважинах Азнакаевской и Альметьевской площадей Ромашкинского и Сарайлинского месторождений.

В ПАО «Татнефть» составлена и реализуется программа по опоискованию выделенных интервалов в саргаевских отложениях в старом фонде скважин, выполнение которой позволит сделать выводы об их перспективности в нефтепоисковом отношении как на Ромашкинском, так и на других месторождениях.

Литература

Логинова В.Н., Тузова Л.С., Герасимова Е.Т., Миропольская Г.Л. (1960). Нефтеносность девона востока Татарии. Т. 2. Литология и фации. Казань, 428 с.

Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях (2023). ФБУ «ГКЗ», 20 с.

Соболева Е.Н., Каспаров С.О. (2021). Достоверность оценки ресурсного потенциала нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа Бузулукской впадины. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 16(3). http://www.ngtp.ru/rub/2021/22_2021.html

Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. (2010). Геология карбонатных сложнопостроенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: ФЭН, 283 с.

Хисамов Р.С., Назимов Н.А., Емельянов В.В., Базаревская В.Г., Гибадуллина О.Г. (2020). Особенности выработки запасов углеводородного сырья из отложений саргаевского горизонта на примере скважин ПАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 16–20. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-7-16-20.

Эллерн С.С., Иванов Е.Е., Шевцов С.И. (1965). Основные черты стратиграфии, корреляции и условий накопления девонских отложений Татарии. Вопросы геологии и нефтеносности Среднего Поволжья. Казань: КГУ, с. 48–95.

Сведения об авторах

Ринат Ракипович Афлятунов – главный геолог – заместитель генерального директора, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75А
e-mail: AfljatunovRR@tatneft.ru

Венера Гильмеахметовна Базаревская – кандидат геол.-минерал. наук, заместитель директора по научной работе в области геологии трудноизвлекаемых запасов, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186А
e-mail: bazarevskaya@tatnipi.ru

Альберт Феликсович Сафаров – заместитель начальника отдела, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186А
e-mail: safarov@tatnipi.ru

Ольга Геннадьевна Гибадуллина – заведующий лабораторией, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186А
e-mail: domanik@tatnipi.ru

Ренара Рамисовна Абусалимова – заведующий сектором, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186А
e-mail: Abusalimova-RR@tatnipi.ru

Мунира Фаргатовна Саптарова – научный сотрудник, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186А
e-mail: SaptarovaMuniraF@tatnipi.ru

Юлия Владимировна Степанова – инженер 2 категории, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186А
e-mail: StepanovaYuV@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 18.10.2024;
Принята к публикации 30.05.2025; Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Oil Potential of Sargaevskian Horizon in Romashkinskoe Field Areas

R.R. Aflyatunov[1], V.G. Bazarevskaya[2], A.F. Safarov[2], O.G. Gibadullina[2], R.R. Abusalimova[2], M.F. Saptarova[2], Yu.V. Stepanova[2]*

[1]Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation
[2]TatNIPIneft Institute Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation
[*]Corresponding author: Yuliya V. Stepanova, e-mail: StepanovaYuV@tatnipi.ru

Abstract. High extent of subsurface exploration activities in the Republic of Tatarstan results in ever increasing scarcity of hydrocarbon resources available for the purposes of oil production. Under such conditions, the search for and development of overlooked reservoirs within existing producing fields become of great importance. The Sargaevskian horizon is associated with unique Domanic deposits which are considered the main oil source rocks within the Volga-Ural petroleum province. Domanic rocks are capable of both generating and accumulating hydrocarbons. This paper analyses all available G&G data from previous studies of the Sargaevskian sediments in Almetyevskaya and Aznakaevskaya areas of Romashkinskoe field. Reinterpretation of open-hole logs run in 712 wells was conducted to refine the geological structure and evaluate the oil potential. Data acquired using modern logging methods including pulsed neutron logging and pulsed neutron spectroscopy gamma-logging were used to identify potential reservoir zones and evaluate fluid saturation in cased holes. Saraylinskoe field located within the same facies zone as Romashkinkoe field and having the confirmed oil potential of Sargaevskian horizon was reviewed.

Keywords: carbonate deposits, Sargaevskian horizon, Romashkinskoe field, organic matter, tight rocks, oil potential

Recommended citation: Aflyatunov R.R., Bazarevskaya V.G., Safarov A.F., Gibadullina O.G., Abusalimova R.R., Saptarova M.F., Stepanova Yu.V. (2025). Oil Potential of Sargaevskian Horizon in Romashkinskoye Field Areas. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 255–263. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.19

References

Ellern S.S., Ivanov E.E., Shevtsov S.I. (1965). Essential features of stratigraphy, correlations and depositional environment of Devonian sediments of Tataria. Issues of geology and oil potential of the Middle Volga region. Kazan: KSU Publ., pp. 48–95. (In Russ.)

Khisamov R.S., Gubaidullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudintsev E.A. (2010). Geology of complex Devonian and Carboniferous carbonate reservoirs in Tatarstan. Kazan: FEN Publ., 283 p. (In Russ.)

Khisamov R.S., Nazimov N.A., Emelyanov V.V., Bazarevskaya V.G., Gibadullina O.G. (2020). Peculiar aspects related to extraction of oil and gas from Sargaevstskian sediments based on the example of PJSC TATNEFT. *Neftyanoe Khozyaistvo = Oil Industry*, 7, pp. 16–20. (In Russ.)

Miropolskaya G.M., Gerasimova E.T., Loginova V.N., Tuzova L.S. (1960). Oil potential of the Devonian in Eastern Tatarstan. Kazan: Kazan Branch of the Academy of Sciences of USSR, 428 p. (In Russ.)

Procedural guidelines for estimation of oil reserves in productive Domanic sediments (2023). Federal State-Funded Institution State Commission for Reserves. (In Russ.)

Soboleva E.N., Kasparov S.O. (2021). Reliability of estimation of the resource potential of unconventional oil deposits in the Domanic sediments of the Buzuluk depression. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 16(3). (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/2021/22_2021.html

About the Authors

Rinat R. Aflyatunov – Chief Geologist, Deputy General Director, Tatneft PJSC

75A Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

e-mail: AfljatunovRR@tatneft.ru

Venera G. Bazarevskaya – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director for Research in Unconventional Reserves Geology, TatNIPIneft Insitute Tatneft PJSC

186A Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: bazarevskaya@tatnipi.ru

Albert F. Safarov – Deputy Head of Department, TatNIPIneft Insitute Tatneft PJSC

186A Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: safarov@tatnipi.ru

Olga G. Gibadullina – Head of Laboratory, TatNIPIneft Insitute Tatneft PJSC

186A Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: domanik@tatnipi.ru

Renara R. Abusalimova – Chief of Sector, TatNIPIneft Insitute Tatneft PJSC

186A Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: Abusalimova-RR@tatnipi.ru

Munira F. Saptarova – Research Associate, TatNIPIneft Insitute Tatneft PJSC

186A Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: SaptarovaMuniraF@tatnipi.ru

Yuliya V. Stepanova – Engineer, TatNIPIneft Insitute Tatneft PJSC

186A Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: StepanovaYuV@tatnipi.ru

Manuscript received 18 October 2024;
Accepted 30 May 2025;
Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.20 УДК 551.4 (004.9)

Цифровая модель озерной системы Тургояк, Южный Урал

И.Ю. Чернова, Л.Р. Косарева, Н.Г. Нургалиева, О.С. Чернова*

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Донные отложения озера Тургояк (Южный Урал, Россия) формировались на протяжении позднего плейстоцена и голоцена. Литогенез озерных осадков контролируется морфометрией озера, положением дренажных сетей, вертикальной зональностью и термическим состоянием водной толщи, а также ветровым воздействием.

В связи с этим актуальным является анализ картографических материалов, по которым можно представить геологическое строение района озера, характер рельефа, дренажных сетей, водосборов и водоразделов. Все эти аспекты важны для оценки роли источников и путей транспортировки, а также механизмов распределения материала, образующего озерные осадки. Изучение озерных отложений ценно для генетической интерпретации осадочных последовательностей в свете палеоклиматических и палеоэкологических трендов и событий.

В данной статье представлена цифровая модель рельефа озера Тургояк и его обрамления. Цифровое моделирование реализовано в среде ГИС на основе доступных картографических материалов по геологическому строению, топографии местности и батиметрии озера. Наложение модели водосбора на геологические карты дочетвертичных образований и четвертичных отложений позволило сделать предположение о вещественном составе материала, сносимого в озеро.

Создание аналогичных цифровых моделей для озерных систем Урала и других регионов России и мира открывает возможности на новом уровне систематизировать информацию и использовать ее для различных реконструктивных целей.

Ключевые слова: озеро Тургояк, Южный Урал, цифровая модель рельефа, геоинформационные системы, гидрология, озерное осадконакопление

Для цитирования: Чернова И.Ю., Косарева Л.Р., Нургалиева Н.Г., Чернова О.С. (2025). Цифровая модель озерной системы Тургояк, Южный Урал. *Георесурсы,* 27(2), с. 264–280. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.20

Введение

Озеро Тургояк является уникальным природным объектом и одним из крупных резервуаров питьевой воды на Южном Урале. Его по праву называют «младшим братом Байкала» за чистоту и прозрачность воды. Озеро имеет статус памятника природы областного значения с 1961 года. Следует отметить, что это одно из детально исследуемых озер Южного Урала в различных аспектах: гидрография, экология, геология, климатология (Андреева, 1973; Рогозин, Ткачев, 1998; Гаврилкина и др. 1998; Диянова, Дерягин, 2010; Захаров 2020; Zakharov, 2021; Kostryukova et al., 2022; Масленникова и др., 2018; Косарева и др., 2023 и др.).

Донные отложения озера Тургояк формировались на протяжении позднего плейстоцена и голоцена; возраст озера не менее 25 тыс. лет (Масленникова и др., 2018; Косарева и др., 2023). Литогенетические особенности донных отложений озера обусловлены, главным образом, начальными стадиями литогенеза: гипергенезом и седиментогенезом в условиях высокой чувствительности озерной системы к климатическим изменениям. Последние влияют на интенсивность мобилизации осадочного материала в ультимативной провинции, на водораздельных и водосборных участках, на путях транспортировки материала и в области его разгрузки. Распределение осадочного материала внутри водоема во время седиментации контролируется морфометрией озера, положением дренажных сетей, вертикальной зональностью, термическим состоянием водной толщи, а также ветровым воздействием.

Картирование озерных систем с применением геоинформационных систем (ГИС) в мировой практике используется для решения различных задач. Примером могут служить исследования, направленные на изучение наводнений, вызванных прорывом ледниковых озер Лахул и Спити (Округ Химачал-Прадеш, Индия) (Rongali et al., 2024). Картирование с использованием ГИС и мониторинг термокарстовых озер (озера, расположенные в бассейне реки Бейлухэ на центральном Тибетском нагорье и на севере полуострова Сьюард на западе Аляски) позволило изучить воздействие климатических изменений на регионы

* Ответственный автор: Лина Раисовна Косарева
e-mail: lina.kosareva@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

вечной мерзлоты и дать количественную оценку выбросов углекислого газа (Qin et al., 2023). Геоинформационные системы применялись при изучении морфометрических изменений озера Хавасса (Эфиопская рифтовая долина, Южный регион, Эфиопия), являющегося жизненно важным для местного населения (Menberu et al., 2021). Исследования озера Буруллус (к северу от дельты Нила в Египте) подтверждают важность картирования с применением ГИС при проведении экологических исследований и изучении загрязнения поверхностных вод в условиях постоянно растущей потребности в воде при интенсивном сельском хозяйстве и экономическом росте (Masoud et al., 2021).

В России ГИС были применены, например, при определении морфометрических характеристик и создании цифровых моделей котловин ряда озер Нижегородской области (Артаев, Баянов, 2015; Асташин и др., 2016).

Для геоэкологического мониторинга системы озера Байкал созданы информационно-картографические сервисы, где в открытом доступе хранятся результаты мониторинга и картографические ресурсы (сайт лаборатории геоинформационных систем БИП СО РАН: https://baikalgis.com/category/gis-monitoring).

Для осуществления моделирования изменения рельефа котловины в прошлом и трехмерного моделирования современных озерных процессов, для уточнения основных морфометрических характеристик водоема и его отдельных районов была разработана современная цифровая батиметрическая модель Онежского озера (Потахин и др., 2024).

В связи с этим актуальной задачей выступает анализ картографических материалов, по которым можно представить геологическое строение района озера, характер рельефа, дренажных сетей, водосборов и водоразделов. Все эти аспекты важны для оценки роли источников и путей транспортировки, а также механизмов распределения материала, образующего озерные осадки. Следует отметить, что выявление источников и путей поступления загрязнителей в озеро также является одной из актуальных задач.

Среда ГИС предлагает набор специализированных инструментов для выявления особенностей пространственного распределения заданных объектов. Цифровые модели рельефа (ЦМР) являются ценным источником высотной информации, где представление территории в виде регулярной сетки позволяет применять широкий набор морфометрических методов анализа ЦМР, включая построение поверхностей уклона и направлений стока, моделирование дренажных сетей, областей водосбора и др.

Целью данной работы является создание (на основе существующих картографических материалов) цифровой модели озерной системы Тургояк, включая геологию, рельеф, положение предельного уровня воды, батиметрию, водосборы, водоразделы и дренажные сети.

Объект исследований

Тургояк – это олиготрофное, проточное озеро, расположенное в узкой межгорной котловине, зажатой между хребтами Урал-Тау и Ильменский (рис. 1c). Область водосбора озера весьма ограничена, т.к. она определяется не крупными горными сооружениями, а относительно невысокими хребтами и цепочками отдельных сопок, обступающими озеро со всех сторон. Хребет Заозерный полукольцом ограничивает область водосбора с запада и частично с юга и севера. Цепи невысоких вершин и сопок также полукольцом ограничивают область водосбора с востока, севера и юга (рис. 1d).

Основные морфометрические параметры озера таковы: высота над уровнем моря 320 м, площадь водной поверхности 26.4 км^2, средняя глубина 19.2 м (Андреева, 1973; Захаров, 2020), максимальная глубина от – 34 м (Андреева, 1973) до 32.5 м (Захаров, 2020). Значение средней глубины – самое большое среди всех тектонических озер Южного Урала.

Форма береговой линии озера близка к округлой в восточной части. В западной части озеро имеет неровную изрезанную береговую линию с множеством мысов и заливов. Западные и особенно восточные берега высокие, зачастую обрывистые, высотой до 50–100 м (Захаров, 2020). По данным сейсмоакустических исследований (Косарева и др., 2023) дно неровное, расчленено выходами подводных гряд и гольцов, самые крупные из которых поднимаются в виде островов. На Тургояке насчитывается 6 островов, наиболее крупный – остров Веры, известный своим мегалитическим комплексом (Grigoriev, Vasina, 2019).

Остров Веры – целостный историко-культурный и природный комплекс, являющийся объектом культурного наследия регионального значения. На нем располагаются 38 памятников археологии, относящиеся к разным эпохам. Самый древний из них датируется эпохой палеолита (100–40 тыс. л. н.) самый поздний комплекс – руины старообрядческого скита – XIX в. Наиболее ярко на острове представлена эпоха энеолита (IV–III тыс. лет до н. э.) тремя камерными мегалитами и святилищами (Grigoriev, Vasina, 2019; Григорьев, Васина, 2020).

Озерная котловина тектонического происхождения расположена на территории Тургоякского гранитоидного массива, представляющего собой шток округлой формы. Значительная его часть скрыта озерными водами (Петров и др., 2015; Сначев и др. 2020; Ферштатер и др., 2000). Тургоякский массив относится к тургоякско-сыростанскому комплексу ($\gamma\delta C_{1-2}ts$) монцодиорит-гранитной формации. Интрузив сложен преимущественно гранодиоритами, реже кварцевыми диоритами и гранитами внедрения. С вмещающими породами массив имеет интрузивные контакты, что выражается в их ороговиковании и превращении в мелкозернистые амфиболовые роговики (Сначев и др., 2020; Ферштатер и др., 2000).

Амфибол-биотитовые гранодиориты представляют собой преимущественно гнейсовидные, часто порфировидные породы, состоящие из плагиоклаза, калиевого полевого шпата (микроклин-пертита), кварца, биотита, амфибола (роговой обманки) и акцессорных минералов (сфен, апатит, эпидот, гранат, циркон, пирит, магнетит). Граниты сложены биотитовыми, реже амфибол-биотитовыми разностями в состав которых входят: олигоклаз, микроклин или ортоклаз, кварц, биотит, роговая обманка и акцессорные минералы – сфен, эпидот, апатит, гранат, пирит. Породы Тургоякского интрузива характеризуются повышенной щелочностью (Шагалов, 2000; Сначев и др., 2020; Петров и др., 2015).

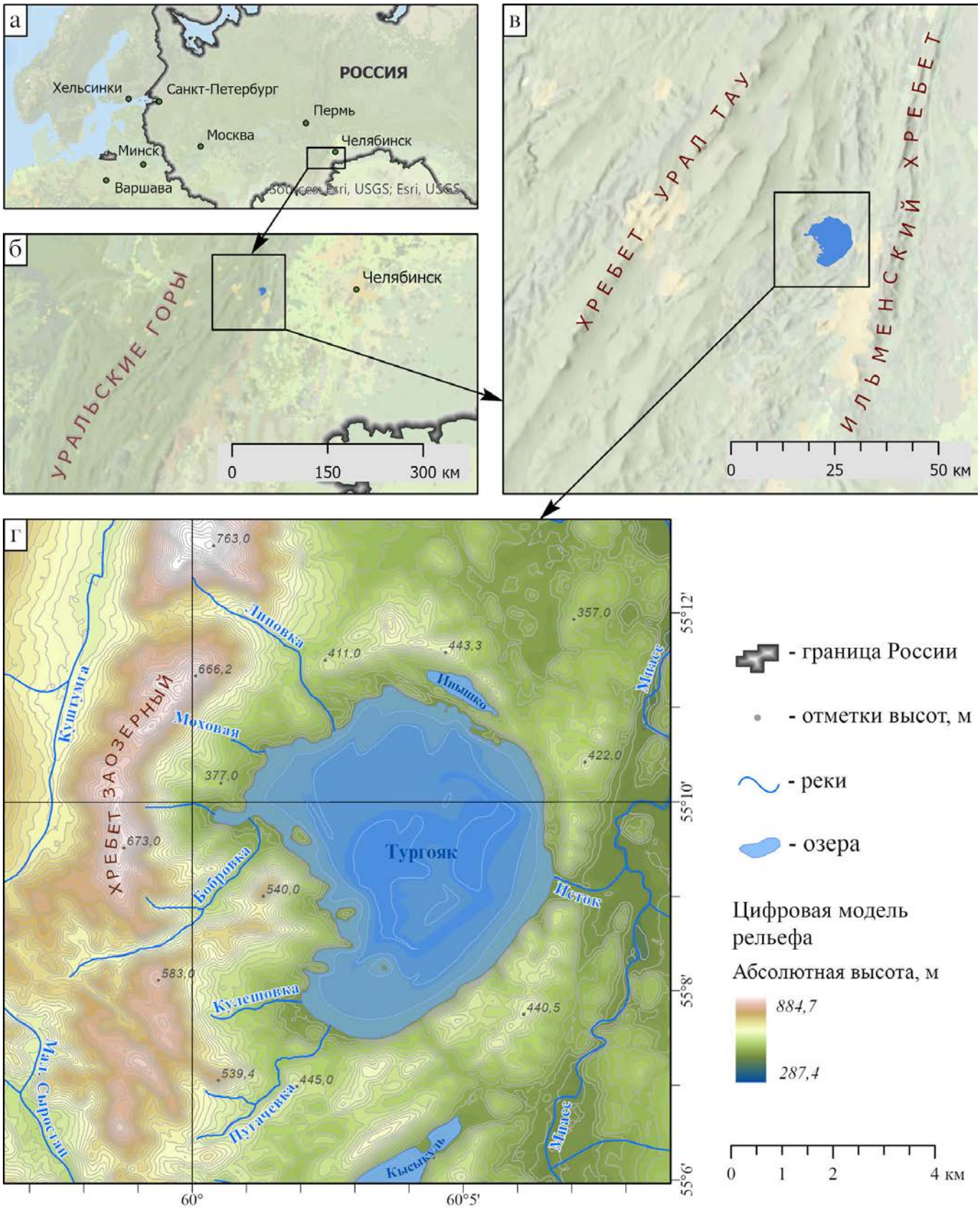


Рис. 1. Обзорная карта: а) область исследования на карте России; б) регион Южного Урала; в) расположение озера Тургояк в межгорной котловине; г) рельеф и гидрография области исследования.

Гидрографическая сеть Тургояка представлена реками и ручьями – Липовка, Бобровка, Кулешовка, Пугачёвка, Моховая, Угольный, Крутая (Захаров, 2018). Это сравнительно небольшие речки, стекающие с окрестных хребтов. Помимо этого, экспедиция «Тургояк-2021» обнаружила еще 3 постоянных водотока (Мишуткина и др., 2021). Из юго-восточной части озера вытекает только одна небольшая речка Исток, соединяющая озеро с рекой Миасс (рис. 1d).

Из-за малых размеров водосбора роль поверхностного стока в водном питании озера невелика. Основную роль в питании озера играют грунтовые воды. На площади водосбора расположено также озеро Инышко, имеющее неявную связь с Тургояком. Водоемы разделены узким 200-метровым перешейком. Известно о гидравлической связи озер (Special Protection Natural Areas of Russia 2024), но возможны также переливы через перешеек.

При расчете водосборной модели область водосбора озера Инышко рассматривалась как часть области водосбора озера Тургояк.

Материалы и методы

Для составления наиболее полной цифровой модели озерной системы в геоинформационный проект были добавлены слои цифровой Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:200000, листы N-41-VII и N-40-XII (Петров и др., 2003; Аулов и др., 2015). Геологические карты были предоставлены ВСЕГЕИ (https://karpinskyinstitute.ru) по запросу. Для построения модели использовались карты дочетвертичных образований и четвертичных отложений.

Геологические слои были обрезаны по рамке области исследования. Также на границе смежных листов была выполнена подгонка границ (согласование формы) геологических полигонов, проверка и корректировка их атрибутов. В итоге была получена бесшовная цифровая геологическая карта области исследования дочетвертичных образований (рис. 2) и четвертичных отложений (рис. 3).

Цифровая модель рельефа и инструменты гидрологического моделирования

Для создания цифровой модели рельефа (ЦМР), изображенной на рисунке 1d, были использованы все доступные источники информации о топографии местности, а также результаты батиметрии озера Тургояк (Тургояк. Озеро-памятник…, 1993; Захаров, 2018). ЦМР включает в себя не только наземный рельеф, но и рельеф дна озера.

Основным источником информации для расчета ЦМР является модель Copernicus DEM GLO-30, поставляемая Европейским космическим агентством. Copernicus DEM – это цифровая модель поверхности (DSM), которая представляет поверхность Земли, включая здания, инфраструктуру и растительность. Данные доступны с разрешением 1 угловая секунда (приблизительно 30 м). Точность модели по вертикали составляет 4 м, по горизонтали 6 м. Дополнительным источником информации об абсолютных отметках высот наземной части ЦМР являлись планшеты топографических карт масштаба 1: 100000, листы N40-36 и N41-25. Отметки высот (точки) и изолинии глубин озера (линии) были оцифрованы по изображениям планшетов топокарт и карты из (Тургояк. Озеро-памятник…, 1993) и внесены в геоинформационный проект.

Все операции предварительной обработки входных данных, гидрологического моделирования и создания компоновок карт были выполнены в ArcGIS Pro 3.0.2. с использованием дополнительного модуля Spatial Analyst (ESRI ArcGIS Pro 2024).

Поскольку модель Copernicus DEM является цифровой моделью местности, а не цифровой моделью рельефа, потребовались процедуры очистки модели от высот, связанных с техногенными объектами, а также процедуры сглаживания и устранения шероховатости поверхности, обусловленной растительностью, мелкими объектами, дефектами обработки спутниковых данных и прочими причинами.

Для создания гладкой ЦМР, пригодной для гидрологического моделирования, были выполнены следующие операции по обработке входных данных:

Шаг 1. Извлечение изолиний из DSM (инструмент Contour). Далее было выполнено преобразование формообразующих вершин изолиний в точки с сохранением атрибута высоты (инструмент Feature Vertices To Points). Далее в режиме редактирования было выполнено удаление точек, связанных с дорожным полотном.

Шаг 2. Расчет ЦМР с помощью инструмента Topo to Raster (Spatial Analyst), в котором в качестве входных данных были установлены точки, полученные на предыдущем шаге обработки, точки – отметки высот, снятые с топографических карт масштаба 1:100000, изолинии, представляющие рельеф дна озера. В заключении рассчитанная ЦМР была сглажена с помощью инструмента Focal Statistics (Spatial Analyst) с окрестностью обработки 10 x10 ячеек и типом статистики Mean.

Гидрологическое моделирование и расчет областей водосбора были выполнены с использованием набора инструментов Hydrology модуля Spatial Analyst (ESRI ArcGIS Pro 2024). К ЦМР были последовательно применены следующие инструменты геообработки.

• FILL заполняет локальные понижения в растре поверхности для устранения небольших дефектов в ЦМР, препятствующих расчету дренажной сети. Создает растр DEMFill.

• FLOW DIRECTION из DEMFill выводит растр FlowDirDEM, показывающий направление потока из каждой ячейки растра.

Далее растр FlowDirDEM использовался дважды: для расчета площади водосбора и для расчета дренажной сети.

Площади водосборов были получены с помощью инструмента WATERSHED.

Для того чтобы рассчитать сети водотоков и определить точки источников были применены следующие инструменты.

• FLOW ACCUMULATION из растра FlowDirDEM вычисляет суммарный сток. Суммарный сток равен числу всех ячеек, сток из которых попадает в каждую ячейку вниз по склону. Ячейки с высоким скоплением стока представляют собой области концентрированного стока и могут использоваться для идентификации русел водотоков. Создает растр FlowAccDEM.

• Функция CON Калькулятора растра выделяет из FlowAccDEM растровую сеть водотоков.

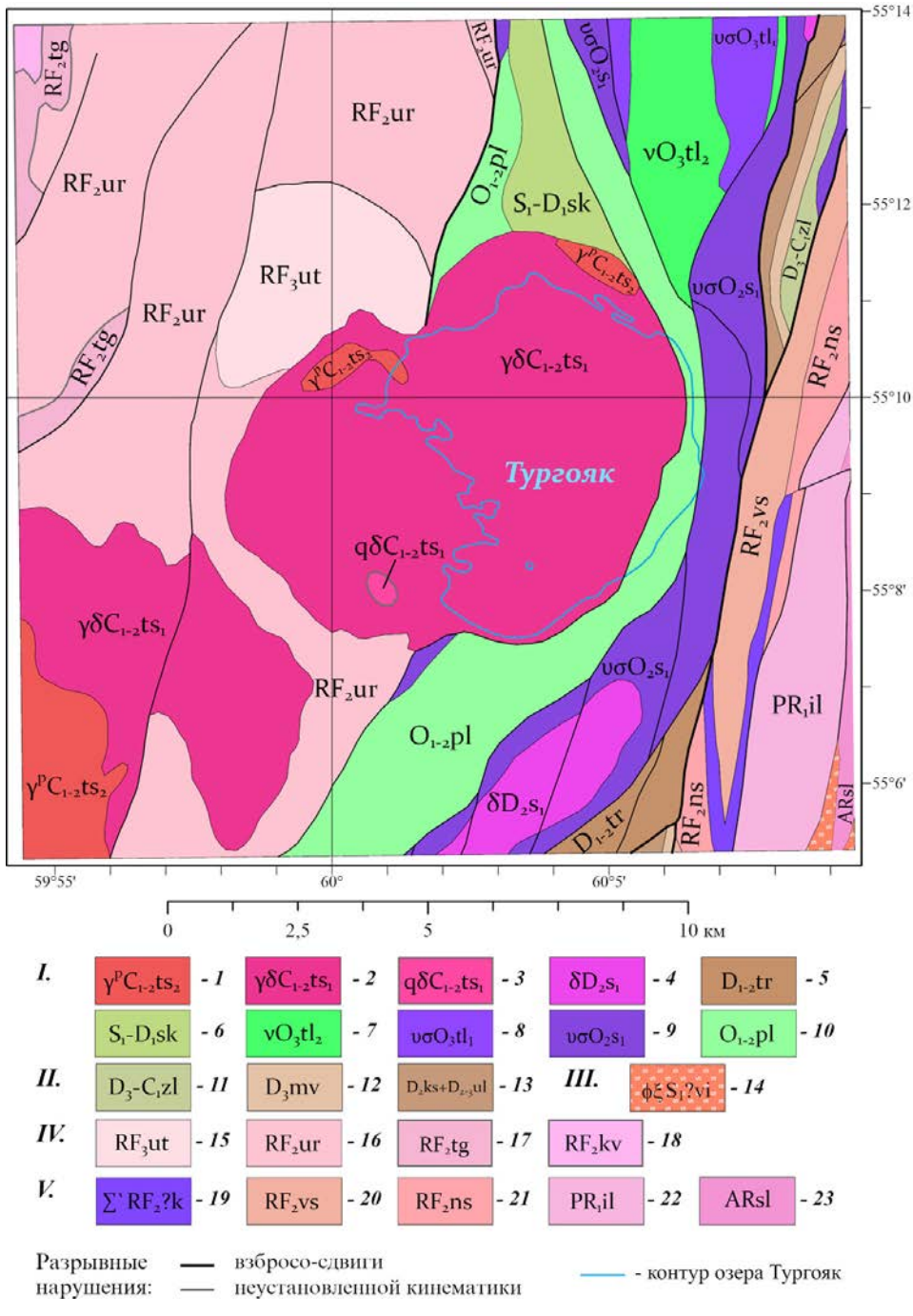


Рис. 2. Цифровая модель геологической карты дочетвертичных образований области исследования, составленная на основе Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:200000, листы N-41-VII и N-40-XII (Петров и др., 2003; Аулов и др., 2015). Условные обозначения к рисунку 2: I. Вознесенско-Присакмарская структурно геологическая зона: 1 – *Тургоякско-сыростанский комплекс* диорит-гранодиорит-гранитовый. Вторая фаза: граниты двуполевошпатовые с преобладанием плагиоклаза; дайки гранитов, дайки умеренно-щелочных гранитов (εγ), гранит-порфиров, аплитов. 2 – *Тургоякско-сыростанский комплекс* диорит-гранодиорит-гранитовый. Первая фаза: гранодиориты, кварцевые диориты (qδ); дайки гранодиоритов; гранодиорит-порфиров. 3 – *Тургоякско-сыростанский комплекс* диорит-гранодиорит-гранитовый. Первая фаза: кварцевые диориты (qδ). 4 – *Салаватский комплекс* диорит-плагиогранитовый. Первая фаза: диориты, кварцевые диориты; дайки диоритов; пропилиты. 5 – *туратская свита*. Полимиктовые конгломераты, песчаники, алевролиты, мраморизованные известняки, мраморы (300–500 м). 6 – *сакмарская свита*. Сланцы углисто-кремнистые и углисто-глинистые (400–500 м). 7 – *Таловский комплекс* дунит-верлит-клинопироксенит-габбровый Вторая фаза: габбро. 8 – *Таловский комплекс* дунит-верлит-клинопироксенит-габбровоый Первая фаза: клинопироксениты, верлиты; дуниты серпентинизированные (σ). 9 – *Сакмарский комплекс* габбро-дунит-гарцбургитовый. Первая фаза: дуниты, гарцбургиты серпентинизированные; тальково-карбонатные, тальковые породы; листвениты (l). 10 – *поляковская свита*. Метабазальты натриевые, афировые, редко порфировые, сланцы хлорит-кремнистые, кварциты, метатуффиты кремнистые, вулканомиктовые метапесчаники (800–1000 м). II. Западномагнитогорская структурно геологическая зона: 11 – *зилаирская свита*. Полимиктовые конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты, кремнисто-глинистые сланцы (500 м). 12 – *мукасовская свита*. Сланцы кремнистые, кремнисто-глинистые, кремнистые туффиты, туффоалевролиты (100 м). 13 – *карамалыташская и улутауская свиты* объединенные. Базальты амфиболовые, мелкопорфировые, гиалобазальты и гиалокластиты, андезибазальты, андезиты, дациты, плагиориодациты, плагиориолиты, их туфы, туфиты, туфопесчаники, туфоалевролиты, кремнисто-глинистые и кремнистые сланцы, яшмы

и известняки. В верхах полимиктовые конгломераты, вулканомиктовые песчаники, алевролиты, кремнистые сланцы (1800 м). III. Сысертско-Ильменогорская структурно геологическая зона: 14 – *Вишневогорско-Ильменогорский комплекс карбонатит-миаскитовый*. Миаскиты биотитовые, биотит-амфиболовые, сиениты биотитовые, амфиболовые, корундовые, нефелин-полевошпатовые пегматиты, карбонатиты, пироксеновые сиениты (Eξ), фениты, биотит-полевошпатовые, пироксен-полевошпатовые и карбонатно-силикатные породы. IV. Центральноуральская мегазона, Златоустовская структурно геологическая зона: 15 – *уйташская свита*. Метапесчаники слюдистые, слюдяно-кварцевые сланцы, кварцито-песчаники, кварц-мусковитовые сланцы, прослои «рудных» песчаников с гематитом, ильменитом, магнетитом, цирконом (300 м). 16 – *уреньгинская свита.* Кристаллические сланцы с гранатом, ставролитом, графитом, хлоритоидом, слюдяные кварциты и мраморы (2000 м). 17 – *таганайская свита.* Кварциты, нередко авантюрины, песчаники кварцитовидные, сланцы филлитовидные с хлоритоидом и графитом, двуслюдяные гранат-ставролит-силлиманитсодержащие, конгломераты (200–500 м). 18 – *кувашская свита.* Метатрахириолиты, метариолиты, метатрахириодациты, реже трахириолиты, риолиты, трахириодациты, кристаллические сланцы двуслюдяные кварцевые и полевошпат-кварцевые, полевошпат-эпидот-гранатсодержащие, амфиболиты, сланцы амфиболитовые, метабазальты, сланцы кварц-полевошпат-актинолит-хлоритовые, кварц-полевошпат-эпидот-хлоритовые, кварц-полевошпат-эпидот-роговообманковые, филлитовидные графит-хлоритоидсодержащие, гранат-ставролит-дистен-силлиманитсодержащие, кислые метатуфы и метатуфобрекчии, кварциты, конгломераты, мраморы доломитовые, кварцито-песчаники (более 3500 м). V – Восточноуральская мегазона, Ильменогорская структурно геологическая зона: 19 – *Каганский комплекс* метаморфизованных ультрамафитов и габроидов. Антигоритовые серпентиниты, оливин-антигоритовые, оливин-тальковые, энстатит-тальк-антофиллитовые, тремолитовые породы, редко клинопироксениты и габброиды, талькиты. 20 – *верхнесаитовская свита.* Плагиосланцы амфиболовые, гранат-биобит-амфиболовые, амфибол-биотитовые, биотитовые и гранат-биотитовые, прослои графитистых, фосфоритсодержащих кварцитов (560 м). 21 – *нижнесаитовская свита.* Плагиосланцы амфиболовые, прослои биотитовых и гранат-биотитовых плагиосланцев и кварцитов (760 м). 22 – *ильменогорская толща.* Амфиболиты, в том числе с биотитом, гранатом, пироксеном; плагиогнейсы биотитовые, амфибол-биотитовые, гранат-биотитовые с силлиманитом, кварциты гранат-биотитовые, графитистые, пироксен-плагиоклазовые кристаллосланцы (600–1100 м). 23 – *селянкинская свита.* Плагиогнейсы биотитовые, гранат-биотитовые, иногда с силлиманитом и графитом, амфиболиты с гранатом, клинопироксеном, реже диопсид-плагиоклазовые кристаллосланцы и кварциты (1000 м). 24 – контур современной береговой линии озера Тургояк.

• Функция STREAMORDER определяет порядок потоков в растровой модели, принимая во внимание не только линии водотоков, но и направления максимальных уклонов из каждой ячейки растра. Метод определения порядка водотока- метод Strahler (Tarboton et al., 1991).

• STREAM TO FEATURE переводит растровую сеть водотоков в векторную модель, в которой для каждого линейного элемента сохранен номер порядка водотока.

По методу Страхлера за поток 1-го порядка принимается начальный поток, в который не впадает никакой другой поток. При слиянии двух потоков 1-го порядка образуется поток 2-го порядка, в который могут впадать потоки 1-го порядка, однако, не повышая его порядка. При слиянии двух потоков 2-го порядка образуется поток 3-го порядка, в который могут впадать потоки 1-го и 2-го порядка, однако, не повышая его порядка, и т.д.

Однопорядковые водотоки (реки) при одинаковых физико-географических и геологических условиях обычно имеют близкие по величине длины, площади бассейнов, расходы и скорости потока. В следствие этого они примерно с одинаковой эрозионной силой воздействуют на рельеф. Следует иметь в виду, что после слияния однопорядковых потоков масса потока примерно удваивается, постепенно возрастая вниз по течению за счет бокового притока и потоков меньших порядков.

Результаты и их обсуждение

На рисунке 4 демонстрируются этапы и результат создания гладкой ЦМР. На рисунке 4а и врезке 4г показана исходная модель Copernicus DEM. На модели явно прослеживается линейная аномалия высот, связанная с дорожной насыпью. Сильная изрезанность изолиний высот отражает мелкий шум. Результат удаления точек, связанных с дорожным полотном показан на рис. 4б. Рисунки 4в и 4д показывают, что дорожная насыпь из поверхности высот была удалена. Также был удален высокочастотный шум, и в целом поверхность приобрела более гладкий вид, свойственный наземному рельефу.

В результате моделирования ЦМР максимальное значение высоты имеет значение 884.7 м, что с учетом погрешности модели Copernicus DEM соответствует максимальной высоте на топографической карте. Минимальное значение абсолютной высоты имеет значение 287.4 м.

На рисунке 5 представлены результаты гидрологического моделирования. Применение инструментов FILL, FLOW DIRECTION позволило устранить небольшие дефекты в ЦМР, препятствующие расчету дренажной сети (рис. 5а). Области водосбора показаны на рис. 5б.

На рис. 5в показан финальный результат моделирования, полученный путем применения инструментов FLOW ACCUMULATION, CON, STREAMORDER, STREAM TO FEATURE.

На рисунке 6 представлен еще один морфометрический параметр – уклон ЦМР. Уклон оказывает прямое влияние на интенсивность не только линейной, но и плоскостной эрозии и, следовательно, определяет интенсивность стока взвешенных наносов.

При прочих равных условиях скорость потока, изменение его транспортирующей способности зависят от глубины базиса эрозии и формы склонов. При большой крутизне и большой глубине базиса эрозии эрозионная сила достигает максимальных величин.

На рис. 7 и 8 показана совмещенная геолого-гидрологическая модель озерной системы Тургояк. На рис. 7 представлено наложение гидрологической модели на геологическую карту дочетвертичных образований, а на рис. 8 – на карту четвертичных отложений.

Результаты моделирования (рис. 5–7) показали, что общая площадь водосбора озера Тургояк составляет 52.5 км^2 и состоит из 43 водосборных областей. Из них только четыре области являются крупными (водосборы рек Липовка, Моховая, Бобровка, Кулешовка и Пугачёвка): в сумме они составляют 81% всей области водосбора озера Тургояк. Эти водосборные области обрамляют озеро с северо-запада, запада и юго-запада.

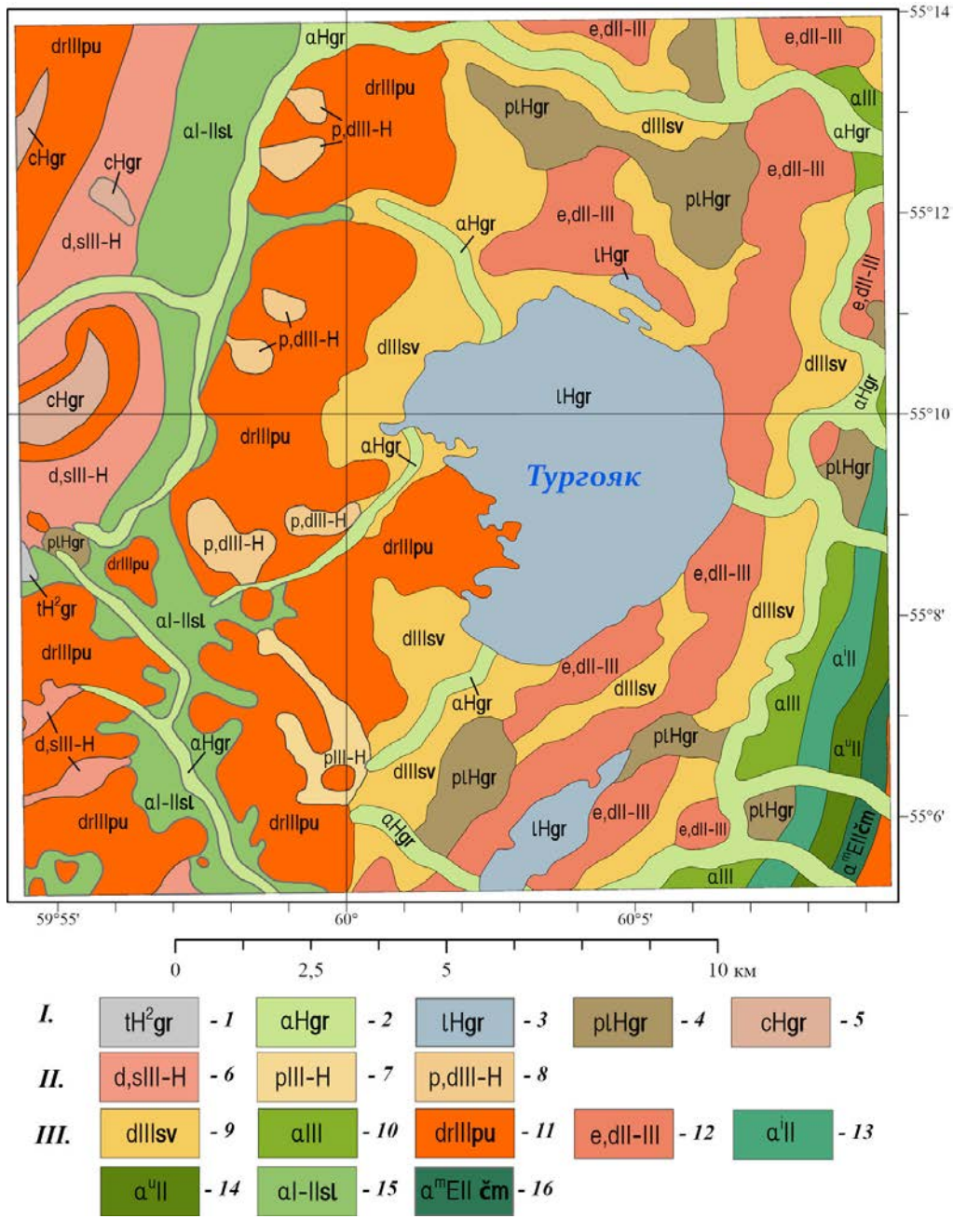


Рис. 3. Цифровая модель геологической карты четвертичных отложений области исследования, составленная на основе Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:200000, листы N-41-VII и N-40-XII (Петров и др., 2003; Аулов и др., 2015). Условные обозначения к рисунку 3: I – Голоцен. 1 – *горбуновский горизонт*. Верхняя часть. Техногенные образования. Щебень, дресва, глины, пески с гравием, галькой, илы (от 5 до 100 м). 2 – *горбуновский горизонт*. Аллювиальные образования пойменных террас и русел. Пески полимиктовые с гравием, глины илистые, торфянистые, галька, валуны (до 10 м). 3 – *горбуновский горизонт*. Озерные образования. Пески, алевриты, глины иловатые (до 2 м). 4 – *горбуновский горизонт*. Палюстринные образования. Глины иловатые, торфянистые, торф (до 8 м). 5 – *горбуновский горизонт*. Коллювиальные образования. Глыбники, щебень, дресва (до 10 м). II – Верхний неоплейстоцен-голоцен. 6 – Делювиальные и солифлюкционные образования нерасчлененные. Суглинки, глины и супеси с галькой, гравием и щебнем (более 20 м). 7 – Пролювиальные образования. Суглинки и пески глинистые с галькой и валунами (5–10 м). 8 – Пролювиальные и делювиальные образования нерасчлененные. Суглинки и глины с галькой и щебнем, галечники, пески (от 4 до 44 м). III – Плейстоцен. 9 – *североуральский надгоризонт*. Делювиальные образования. Суглинки бурые с дресвой, щебнем и редким гравием местных пород (до 6 м). 10 – Аллювиальные образования камышловской и режевской террас объединенные. Пески полимиктовые с гравием и галькой, глины с примесью песка, глины торфянистые, суглинки, алевриты, гравий, галька (до 18 м). 11 – *полярноуральский горизонт*. Десерпционные образования. Глыбы, щебень, глины песчаные со щебнем (до 15 м). 12 – Элювиально-делювиальные образования. Выветрелый щебень подстилающих пород с суглинистым заполнителем, дресва и редкая галька (до 2 м). 13 – Аллювиальные образования исетской террасы. Суглинки, пески полимиктовые с гравием и галькой (до 15 м). 14 – Аллювиальные образования уфимской террасы. Суглинки, пески полимиктовые, прослойки гравия с галькой (до 20 м). 15 – *Неоплейстоцен. Сылвицкий горизонт*, нерасчлененные. Аллювиальные образования древних речных долин. Суглинки, глины, пески, иногда с гравием, галькой и щебнем, галечники (до 31 м). 16 – *чумлякский горизонт*. Аллювиальные образования миасской террасы. Пески полимиктовые с примесью гравия, суглинки с погребенными почвами, гравий, галька (до 20 м). *Толщины четвертичных отложений указаны для листов N-41-VII и N-40-XII, а не для участка исследований.

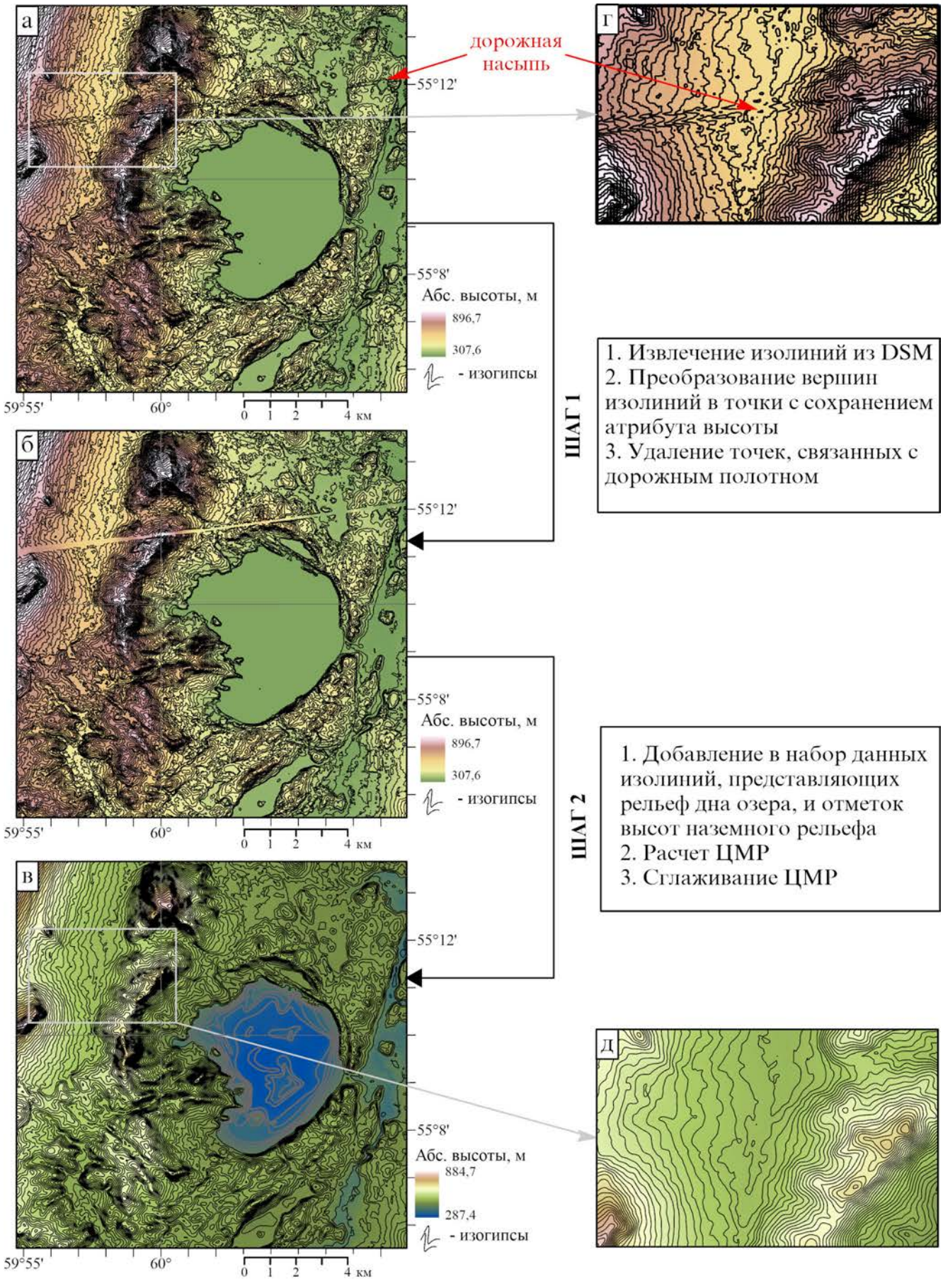


Рис. 4. Этапы создания цифровой модели рельефа: а) DSM с изолиниями высот; б) DSM с изолиниями высот, из которых удалены части, связанные с дорожной насыпью; в сглаженная цифровая модель рельефа, включающая модель рельефа котловины озера; г) фрагмент рисунка а; д) фрагмент рисунка в. Врезки г и д показывают одну и ту же часть местности.

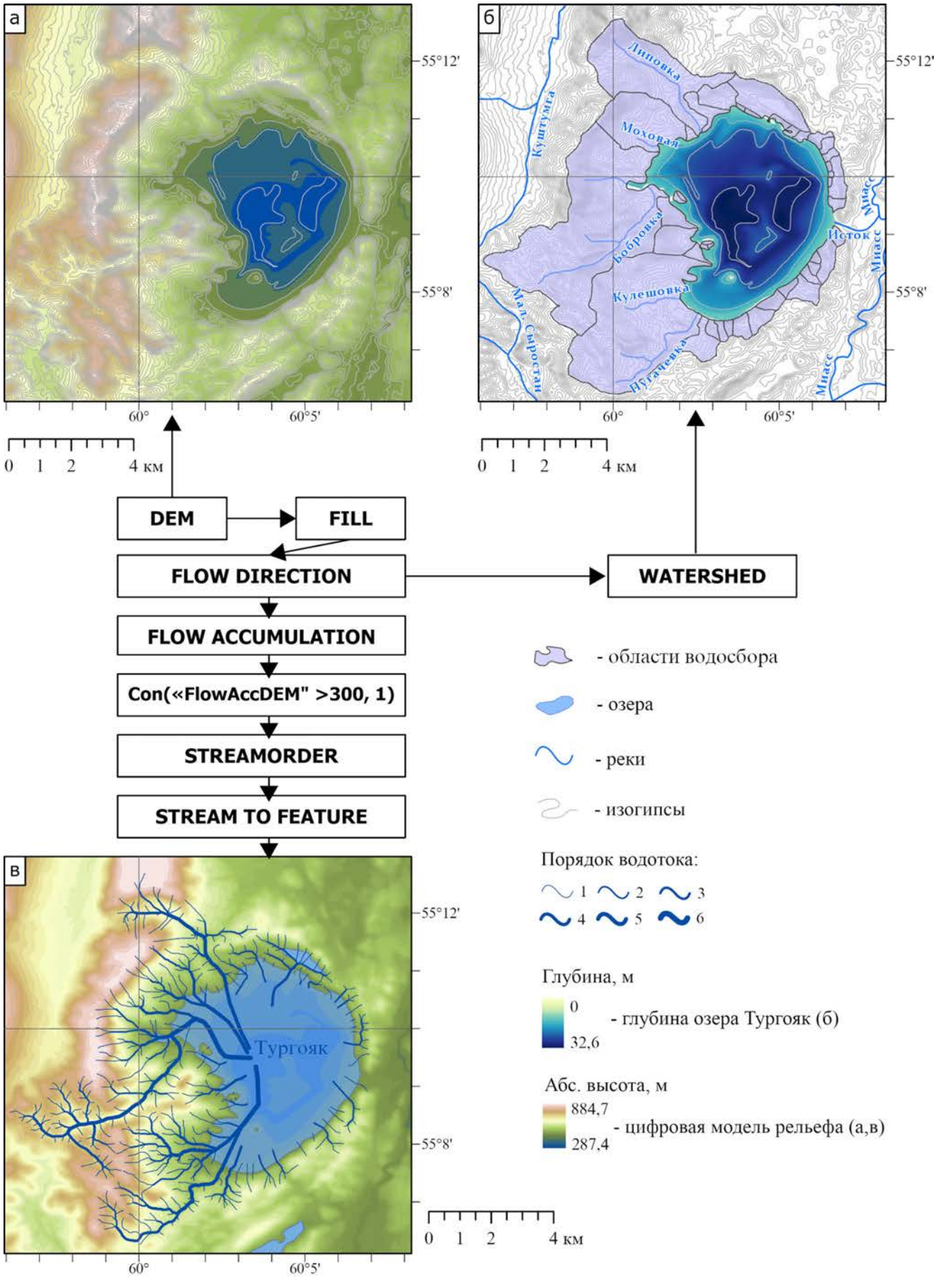


Рис. 5. Результаты гидрологического моделирования: а) цифровая модель рельефа; б) области водосбора; в) сети водотоков.

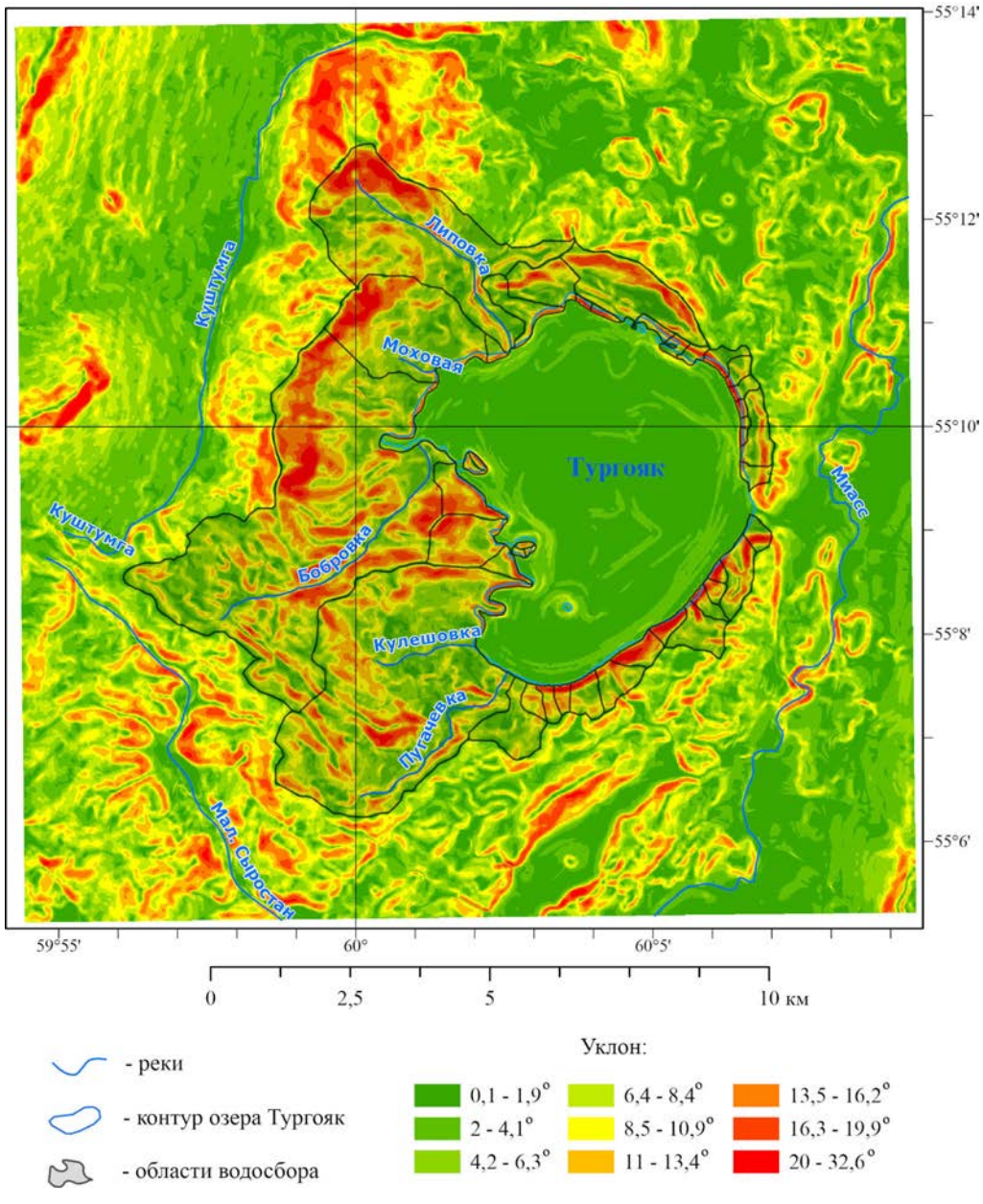


Рис. 6. Уклон цифровой модели рельефа.

Сочетание цифровых моделей дочетвертичных и четвертичных отложений (рис. 2, 3, 7, 8) отчетливо показывает, что дочетвертичные породы перекрываются четвертичными отложениями толщиной от 2 до 100 м (для водосборной территории средневзвешенное значение составляет – 12 м). Несмотря на выход на дневную поверхность дочетвертичных горных пород в виде останцов выветривания, даек и интрузивных контактов (Петров и др., 2015), четвертичные отложения выступают главным поставщиком осадочного материала в озеро, поскольку площадь выходов дочетвертичных горных пород на дневную поверхность очень мала по сравнению с осадочными покровами четвертичных отложений.

Наибольшая площадь водосборной области 17.10 км^2 соответствует бассейну реки Бобровка, расположенному с *западной* стороны. Здесь четвертичные отложения (рис. 8) представлены широким спектром осадочных горных пород. Наибольшую площадь 13.61 км^2 покрывают породы неоплейстоцена. Десерпционные образования полярноуральского горизонта (drIIIpu) толщиной до 15 м распространены на площади 9.28 км^2. 2.91 км^2 покрывают делювиальные образования североуральского надгоризонта (dIIIsv) толщиной до 6 м, и 1.42 км^2 аллювиальные образования древних речных долин неоплейстоцена сылвицкого горизонта (αI-IIsl) толщиной до 31 м. Образования верхнего неоплейстоцена-голоцена представлены на площади 2.45 км^2 пролювиальными и делювиальными образованиями (pIII-H и p,dIII-H). Толщина таких отложений может достигать 44 м. Голоценовые отложения здесь развиты слабо (1.04 км^2) и представлены аллювиальными образованиями пойменных террас и русел (αHgr) толщиной до 10 м и озерными образованиями (lHgr) толщиной до 2 м. Дочетвертичные образования (рис. 7) на площади 11.85 км^2 представлены породами Тургоякского гранитоидного массива ($\gamma\delta C_{1-2}ts_1$), 4.43 км^2 сложены кристаллическими сланцами с прослоями углеродистых образований и мраморов уреньгинской свиты (RF_2ur). Площадь 0.76 км^2 представлена гранитами двуполевошпатовыми

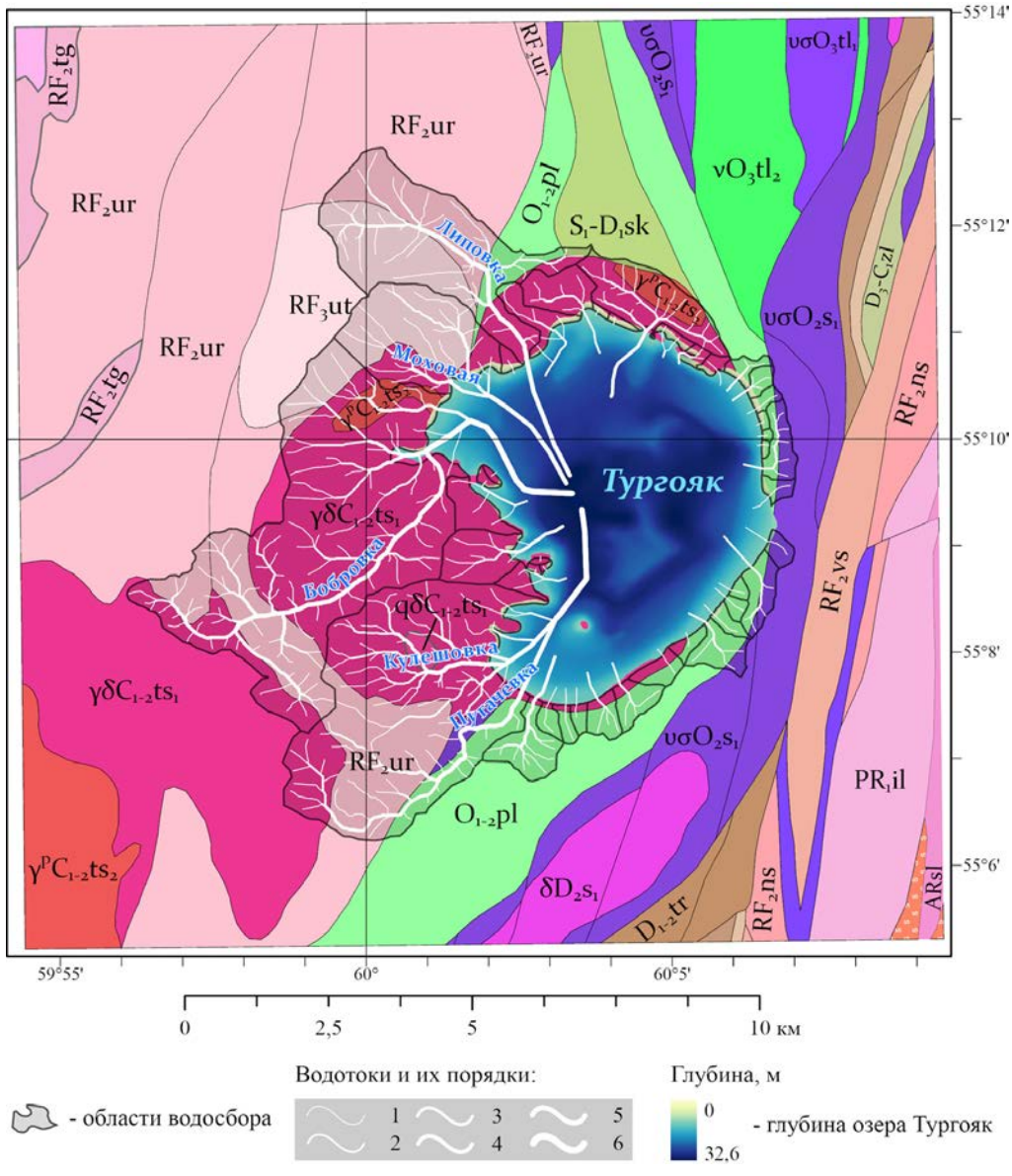


Рис. 7 Совмещенная геолого-гидрологическая модель озерной системы Тургояк на основе геологической карты дочетвертичных образований. Условные обозначения по геологическому строению см. рис. 2.

с преобладанием плагиоклаза Тургоякско-сыростанского комплекса диорит-гранодиорит-гранитового ($\gamma^pC_{1-2}ts_2$).

Помимо этого, на западном обрамлении озера насчитывается еще 8 водосборных областей общей площадью 2.08 км^2 (рис. 8). Наибольшая площадь 1.99 км^2 представлена породами плейстоцена: 1.75 км^2 составляют глыбы, щебень и глины песчаные со щебнем полярноуральского горизонта (drIIIpu) толщиной до 15 м, и 0.24 км^2 – суглинки бурые с дресвой, щебень и редкий гравий местных пород североуральского надгоризонта (dIIIsv) толщиной до 6 м. Озерные образования горбуновского горизонта голоцена (lHgr) развиты на 0.06 км^2 и представлены песками, алевритами и глинами иловатыми толщиной до 2 м. Дочетвертичные образования (рис. 7) сложены породами Тургоякского гранитоидного массива ($\gamma\delta C_{1-2}ts$).

Следует отметить, что наибольший уклон рельефа (рис. 6) до 33° наблюдается в области распространения десерпционных образований полярноуральского горизонта, покрывающих Тургоякский плутон, и в значительно меньшей степени в области распространения четвертичных отложений (αI-IIsl, drIIIpu, p,dIII-H, αHgr), покрывающих кристаллические сланцы уреньгинской свиты.

Площадь водосборной области рек Пугачевка и Кулешовка составляет 12.90 км^2. Водосбор расположен на *юго-западе* и охарактеризован породами различных стратиграфических комплексов. На площади 10.21 км^2 четвертичные отложения (рис. 8) представлены осадочными породами плейстоцена: десерпционные образования полярноуральского горизонта (drIIIpu) толщиной до 15 м развиты на площади 6.12 км^2, делювиальные образования североуральского надгоризонта (dIIIsv) толщиной до 6 м покрывают 4.09 км^2. Пролювиальные образования (pIII-H) толщиной от 5 до 10 м занимают 1.59 км^2. 1.10 км^2 представлены породами горбуновского горизонта (αHgr и lHgr толщиной до 2 и 10 м соответственно). На площади 6.95 км^2 распространены дочетвертичные образования Тургоякского массива ($\gamma\delta C_{1-2}ts_1$), 4.05 км^2 составляют породы уреньгинской свиты (RF_2ur), 1.23 км^2 представлены основными эффузивами поляковской свиты

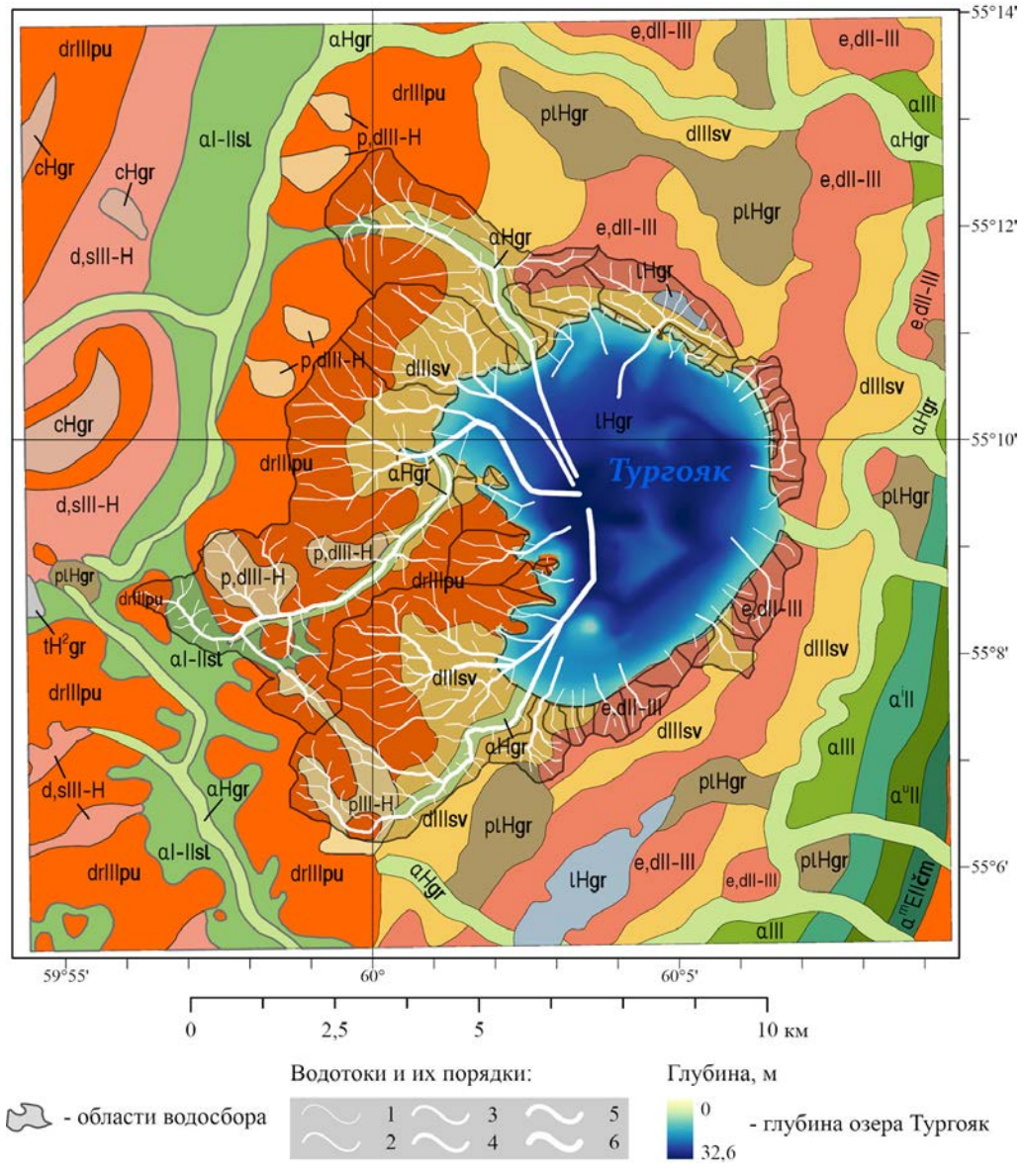


Рис. 8 Совмещенная геолого-гидрологическая модель озерной системы Тургояк на основе геологической карты четвертичных отложений. Условные обозначения по геологическому строению см. рис. 3.

(O_{1-2}pl) – натриевыми афировыми базальтами, сланцами кремнисто-глинистыми и кремнистыми туффитами, 0.39 км² – дунитами, гарцбургитами, верлитами, клинопироксенитами и габбро сакмарского комплекса ($\upsilon\sigma O_2$s), 0.28 км² – кварцевыми диоритами первой фазы тургояк-ско-сыростанского комплекса диорит-гранодиорит-гранитового ($q\delta C_{1-2}ts_1$) (рис. 7). В виде узкой полосы, обнажаясь на правом берегу реки Пугачевки, картируются черные углистые сланцы сакмарской свиты (S_1-D_1sk). Породы представлены углисто-кремнистыми, углисто-глинистыми черными сланцами с мелкими включениями фосфоритов, пронизанными сетью прожилков кварцитов. Следует отметить, что в юго-западном направлении наблюдается постепенный спад метаморфизма и в афировых базальтах сохраняется типичная базальтовая структура (Сначев и др., 2020). На территории водосбора отмечается уклон рельефа порядка 2–6°, достигающий значений 20° в южной части водосборной области (рис. 6).

С *северо-западной* стороны расположены водосборные области рек Моховая и Липовка. Площади их водосборных территорий составляют 3.73 км² и 6.70 км², соответственно. Водосборная область реки Моховая представлена главным образом отложениями североуральского надгоризонта (drIIIpu) и полярноуральского горизонта (dIIIsv) плейстоцена. Суглинки бурые с дресвой, щебнем и редким гравием местных пород толщиной до 6 м и глыбы, щебень и глины песчаные со щебнем толщиной до 15 м покрывают кристаллические сланцы уреньгинской свиты (RF_2ur, 2.56 км²) и породы Тургоякского массива ($\gamma\delta C_{1-2}ts_1$, 1.17 км²). У берегов озера отмечается наличие озерных образований горбуновского горизонта (lHgr, 0.08 км²). В области развития пород полярноуральского горизонта у границ водораздела отмечается наибольший уклон рельефа, достигающий 33° (рис. 6).

Водосборная область реки Липовка площадью 5.64 км² представлена породами плейстоцена. 2.88 км² – отложениями североуральского надгоризонта (drIIIpu), 2.08 км² – полярноуральского горизонта (dIIIsv), 0.48 км² – элювиально-делювиальными образованиями (e,dII-III) толщиной до 2 м и 0.2 км² аллювиальными образованиями

древних речных долин сылвицкиого горизонта неоплейстоцена (αI-IIsl) толщиной до 31 м. 1.06 км² покрывают аллювиальные образования пойменных террас и русел горбуновского горизонта голоцена (αHgr) толщиной до 10 м. Дочетвертичные отложения представлены на площади 2.74 км² осадочными отложениями уйташской свиты (RF3uš), сложенной слюдистыми кварцитовидными песчаниками, слюдяно-кварцевыми сланцами, филлитами с прослоями слоистых песчаников с магнетитом, гематитом и цирконом. На площади 2.48 км² прослеживаются породы уреньгинской свиты (RF_2ur), 0.79 км² – породы Тургоякского гранитоидного массива ($\gamma\delta C_{1-2}ts_1$), 0.69 км² – основные эффузивы поляковской свиты ($O_{1-2}pl$). Водораздел на юге имеет значительный уклон, достигающий значения 33° (рис. 6). Данная область представлена десерпционными образованиями полярноуральского горизонта плейстоцена, покрывающими дочетвертичные образования уреньгинской свиты и в меньшей степени породы уйташской свиты.

На *севере* расположены 9 водосборных областей общей площадью 3.90 км². На территории, охватывающей 3.30 км², распространены породы плейстоцена. 2.04 км² покрывают делювиальные образования североуральского надгоризонта (dIIIsv), на 1.26 км² лежат элювиально-делювиальные образования (e, dII-III), представленные выветрелым щебнем подстилающих пород с суглинистым заполнителем, дресвой и редкой галькой толщиной до 2 м. Голоценовые отложения главным образом представлены озерными образованиями (lHgr) на площади 0.58 км² и аллювиальными образованиями пойменных террас и русел горбуновского горизонта (αHgr) на площади 0.02 км². Дочетвертичные отложения на площади 3.17 км² представлены породами Тургоякского массива ($\gamma\delta C_{1-2}ts_1$), оставшаяся часть приходится на граниты массива второй фазы ($\gamma^pC_{1-2}ts_2$). На побережье базальты превращены в типичные роговообманковые плагиосланцы, состоящие из роговой обманки и плагиоклаза с зернами тонкораспыленного магнетита (Сначев и др., 2020). Наибольший уклон рельефа отмечается вдоль северной границы водоразделов и на берегах озера, достигающий 20° (рис. 6).

С *восточной* стороны насчитывается наибольшее количество водосборных областей. Их общая площадь не велика и составляет 3.21 км². Наибольшая площадь 2.46 км² соответствует элювиально-делювиальным образованиям (e,dII-III) толщиной до 2 м. Меньшую площадь 0.54 км² охватывают делювиальные образования североуральского надгоризонта плейстоцена (dIIIsv). Пески, алевриты, глины иловатые озерных образований горбуновского горизонта голоцена (lHgr) толщиной до 2 м покрывают 0.21 км². Дочетвертичные образования, представленные породами поляковской свиты ($O_{1-2}pl$) покрывают наибольшую площадь 2.12 км². Нижняя граница толщи тектоническая и проходит по зоне Главного Уральского глубинного разлома. Площадь 1.00 км² картируется породами сакмарского комплекса ($\upsilon\sigma O_2s_1$), представленными дунитами, гарцбургитами серпентинизированными, тальково-карбонатными и тальковыми породами, лиственитами, 0.09 км² – породами Тургоякского массива ($\gamma\delta C_{1-2}ts_1$). В зоне контакта с Тургоякским массивом породы поляковской толщи интенсивно амфиболитизированы. Вдоль береговой линии озера в области распространения пород поляковской свиты отмечается наибольший уклон рельефа, достигающий 33° (рис. 6).

С *юга* озеро обрамляют 7 водосборных областей общей площадью 2.50 км². Большую часть площади 2.41 км² покрывают элювиально-делювиальные образования (e,dII-III, 1.51 км²) толщиной до 2 м и делювиальные образования североуральского надгоризонта плейстоцена (dIIIsv, 0.90 км²). Палюстринные образования (plHgr), сложенные глинами иловатыми, торфянистыми, торфом толщиной до 8 м представлены на площади 0.09 км². Дочетвертичные образования на площади 2.20 км² составляют основные эффузивы поляковской свиты ($O_{1-2}pl$), 0.30 км² сложены породами Тургоякского массива ($\gamma\delta C_{1-2}ts$). Наибольший уклон (рис. 6) здесь также наблюдается вдоль побережья озера.

Построенная цифровая модель позволяет идентифицировать пелагиаль озера, задаваемую западной и восточной депрессионными зонами. Пелагиаль граничит с литоралью, наименее развитой в восточной части водоема. Максимальная глубина озера на модели составляет 32.6 м, что не противоречит литературным источникам (Захаров, 2020; Андреева, 1973).

На территории восточного склона Южно-Уральских гор чаще всего озерные осадки накапливаются преимущественно в пелагиали на поверхности глинистых кор выветривания или плотных глинах неогена (Петров и др., 2015), что вероятно и для исследуемых озерных осадков согласно (Косарева и др., 2023). Так как озеро является проточным, движение осадочного материала в озерной системе связано с его привносом и выносом, а также его транспортировкой внутри водоема, обусловленной такими процессами как непосредственно седиментация, диффузия из-за градиентов концентраций вещества, обмен между глубоководными участками и поверхностными водами, разложение органических частиц бактериями, первичная биопродукция, перенос вещества из озерной биосферы в геосферу (Hakanson, 2012).

Состав озерных осадков формируется как за счет аллохтонного материала, так и за счет компонентов водной толщи. К таким основным компонентам относятся растворенные газы, растворенные твердые вещества, взвешенные твердые вещества и взвешенные организмы. Исследования кернов донных отложений озера Тургояк подтверждают их сложный вещественный состав (Масленникова и др., 2018; Косарева и др., 2023).

Всякий раз, когда в верхних слоях воды озера возникают течения, происходит обмен компонентов водной толщи между литоралью и пелагиалью. Химические различия между верхними несколькими метрами пелагиали и литорали могут возникать под влиянием биологических процессов, но при слабых течениях.

Озерные осадки образуются в результате осаждения органического вещества и минералов, поступающих с водоразделов озера, а также органического вещества, состоящего из фекальных комков, органических остатков (детрита) и фрагментов скелетов организмов, полученных из самого озера. Постоянное осаждение этого мелкого смешанного твердого материала происходит по всему озеру. Возмущение осадков движущейся водой происходит преимущественно на мелководье, где большая часть энергии ветровых течений и бегущих волн расходуется

на дно литорали. Таким образом, энергия вблизи берега может привести к переносу тонкозернистых осадков, характерных для озер, в более глубоководные зоны. По этой причине озерные отложения могут накапливаться не во всех частях литорали (Lewis, 2009), что, согласно сейсмоакустическим данным (Косарева и др., 2023), характерно и для озера Тургояк.

Временной разрез сейсмоакустического профиля, пересекающего озеро с юго-запада на восток, показывает, что юго-западный склон озерной чаши более пологий, северо-восточный – крутой (Косарева и др., 2023). При этом заполнение озерной чаши осадками происходит неравномерно, в основном, в пелагиали. Следует отметить, что наибольшая толщина осадков (8 м) выявлена в восточной части озера. Определены различные скорости накопления осадочного материала в разных частях озерной котловины: более глубокая, северо-восточная часть котловины, заполнялась осадками быстрее (Дерягин, 2018). Скорость осадконакопления за последние 100 лет составляет в среднем 1.75 мм/год (Захаров, 2020).

Состав аллохтонного материала, формирующегося на водоразделах, определяется составом пород обрамления озера, включающего и области размыва, и пути транспортировки.

Обрамление озера на *западе* представлено в основном склоновыми россыпями неоплейстоцена, а именно глыбами, щебнем и глинами, в меньшей степени суглинками, щебнем, глинами и песками делювиальных и аллювиальных образований. Суглинки доминируют в пролювиальных и делювиальных образованиях верхнего неоплейстоцена-голоцена, а пески – в аллювиальных образованиях пойменных террас и русел, и озерных образований голоцена.

Юго-западное обрамление озера характеризуется распространением глыб, щебня и глин десерпционных образований, суглинков и щебня делювиальных образований плейстоцена, а также суглинков и песков пролювиальных образований верхнего неоплейстоцена-голоцена. Голоценовые отложения в основном представлены песками.

Северо-западные участки, граничащие с озером, отмечаются преобладанием суглинков, щебня, глыбового и глинистого материала неоплейстоцена, и песками озерных и аллювиальных образований голоцена.

Многочисленные *северные* и *восточные* водосборные области в основном сложены глыбами и щебнем, в меньшей степени глинистым материалом. Голоцен представлен в основном песками озерных образований и аллювиальных образований пойменных террас и русел.

Южные территории водосборных областей представлены элювиально-делювиальными и делювиальными плейстоценовыми образованиями, в основном щебнем и глыбами. Палюстринные голоценовые образования сложены глинами иловатыми и торфом.

Очевидно, что все описанные территории обеспечивают водоем аллохтонным осадочным материалом, образующимся в результате процессов физического, химического и биологического выветривания отложений фаций континентальной группы (элювий, делювий, пролювий, аллювий) и закономерно сложенным зрелыми минеральными компонентами (кварц, полевые шпаты, тальк, роговая обманка, циркон и т.п).

Следует отметить, что полученная в настоящей работе цифровая модель озерной системы Тургояк соответствует современному уровню построения подобных моделей. Точность ЦМР (30 м) обеспечивается спутниковыми данными Copernicus DEM GLO-30 (Европейское космическое агентство), которые не уступают по точности данным спутников Landsat7 и 8 (агентство NASA), часто используемых при выполнении подобных работ. В то же время необходимо отметить, что данные Copernicus DEM GLO-30 и Landsat7 и 8 уступают в точности данным со спутников, предназначение которых заключается в проведении детальных исследований поверхности земного шара. В качестве примера таких спутников можно назвать аппараты миссии Sentinel-2, расположенные на полярной орбите и предоставляющие снимки с разрешением до 10 м.

Наша цифровая модель выгодно отличается по наполнению от современных аналогов (Masoud et al., 2021; Rongali et al., 2024; Потахин и др., 2024), включая ЦМР, батиметрию озерной котловины, водоразделы, площади водосборов, уклон поверхности и дренажную сеть. Площади водосборов охарактеризованы выходящими на поверхность четвертичными отложениями и дочетвертичными образованиями.

Следует отметить определенные перспективы в развитии и дополнении нашей модели. В международной практике используется подход многолетнего мониторинга, применение которого также возможно при исследованиях акватории озера Тургояк. Дальнейшее совершенствование модели возможно на основе использования геологических карт более крупного масштаба и данных по детальной батиметрии озера. Также есть определенные перспективы в оценке объема поставляемого в озеро осадочного материала при наличии данных водозаборных измерений на реках, а именно данных по средним годовым расходам воды и средним объемам речных наносов.

Полученная модель послужит основой для дальнейших различных исследований озера Тургояк, включая выяснение особенностей донных отложений в связи с морфометрией водоема, источниками сноса и другими факторами и процессами озерного седиментогенеза, а также позволит выполнить реконструкции развития водоема и проследить изменение его морфометрических характеристик в различные климатические периоды прошлого.

Заключение

Впервые для озера Тургояк в среде ГИС построена цифровая модель, демонстрирующая геологические, топографические и гидрологические характеристики выбранного озера и его обрамления. Полученная цифровая модель имеет важное значение для развития представлений о строении и генезисе озерных и других сопряженных фаций на Южном Урале. Создание аналогичных цифровых моделей для озерных систем Урала и других регионов России и мира открывает возможности на новом уровне систематизировать информацию и использовать ее для различных реконструктивных целей.

Финансирование

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания проект № FZSM-2023-0023 в сфере научной деятельности.

Литература

Андреева М.А. (1973). Озера Среднего и Южного Урала: моногр. Челябинск: Юж.-Урал. кн. изд-во, 270 с.

Артаев О.Н., Баянов Н.Г. (2015). Морфометрия Мухтоловских озёр. Опыт построения моделей озёрных котловин в ГИС. *Труды Мордовского государственного природного заповедника им. П.Г. Смидовича*, 14, с. 199–211.

Асташин и др. (2016). Морфометрические характеристики озёр Паровое, Кругленькое, Глубокое Государственного природного биологического заказника «Пустынский» (Нижегородская область). *Международный научно-исследовательский журнал,* 8(50), с. 49–54. https://doi.org/10.18454/IRJ.2016.50.177

Аулов Б.Н., Владимирцева Ю.А., Гвоздик Н.И., Королькова З.Г., Левин Ф.Д., Липаева А.В., Поташова М.Н., Самозванцев В.А. (2015). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Издание второе. Серия Южно-Уральская. Лист N-40-XII – Златоуст. Объяснительная записка. М.: МФ ВСЕГЕИ (Министерство природных ресурсов РФ ФГУНПП «Аэрогеология», ВСЕГЕИ), 365 с.

Гаврилкина С.В., Кораблева О.Е., Митюхляев Д.В., Рогозин А.Г., Танаева Г.В., Ткачев В.А., Шиманский Л.И. (1998). Экология озера Тургояк. Миасс: ИГЗ УрО РАН, 154 с.

Григорьев С.А., Васина Ю.В. (2020). Мегалитический комплекс и поселения Острова Веры. Челябинск: Абрис, 307 с.

Дерягин В.В. (2018). Стратификация донных отложений у северного и южного побережий озера Тургояк (Южный Урал). *Проблемы географии Урала и сопредельных территорий. Материалы международной научно-практической конференции*. Челябинск: Край Ра, с. 94–100.

Диянова О.П., Дерягин В.В. (2010). Литолого-геоморфологические особенности побережий некоторых озер Южного Урала и Зауралья. *Вестник МГОУ. Серия: Естественные науки*, 2, с. 106–112.

Захаров С.Г. (2018). Озеро Тургояк — украшение земли уральской. *Уральский следопыт*, 11, с. 16–23.

Захаров С.Г. (2020). Динамика экологического состояния озера Тургояк. *Известия Русского географического общества*, 152(1), с. 56–65. https://doi.org/10.31857/S0869607120010085

Косарева Л.Р., Нургалиева Н.Г., Нургалиев Д.К., Ли Х.-Ч., Крылов П.С., Кузина Д.М., Антоненко В.В. (2023). Предварительные магнитно-минералогические исследования неоплейстоцен-голоценовых осадков озера Тургояк. *Ученые записки Казанского университета. Серия естественные науки*, 165(4), с. 563–576. https://doi.org/10.26907/2542-064X.2023.4.563-576

Масленникова А.В., Удачин В.Н., Дерягин В.В., Штенберг М.В. (2018). Реконструкция этапов развития озера Тургояк (Южный Урал) в голоцене. *Литосфера*, 18(6), с. 914–927. https://doi.org/10.24930/1681-9004-2018-18-6-914-927

Мишуткина М.Ю., Кагарманова М.У., Рожнова Е.С. (2021). Экспедиция «Тургояк-2021» в сборнике: Географическое пространство: сбалансированное развитие природы и общества. Материалы II Международной научно-практической конференции. Челябинск, с. 110–114.

Петров В.И., Шалагинов А.Э., Пунегов Б.Н. Горлова Л.И., Забелкина Л.Г., Григорова Т.Б., Никольский В.Ю., Шалагинова Т.И., Петрова А.С., Середа В.В. (2015). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Издание второе. Серия Южно-Уральская. Лист N-41-VII. Объяснительная записка. М.: МФ ВСЕГЕИ, с. 168.

Потахин М.С., Зобков, М.Б., Беляев, П.Ю. (2024). Новая цифровая батиметрическая модель Онежского озера (Верхне-Свирского водохранилища): разработка, верификация, применение. *Вестник Санкт-Петербургского университета. Науки о Земле*, 69(1), с. 85–107. https://doi.org/10.21638/spbu07.2024.105

Рогозин А.Г., Такачев В.А. (1998). О некоторых гидрологических особенностях озера Тургояк. *Изв. Челябинского научного центра*, 1, с. 70–75.

Сначёв А.В., Сначёв В.И., Романовская М.А. (2020). Геология, условия образования и рудоносность Тургоякского гранитного массива и углеродистых отложений его западного обрамления (Южный Урал). *Вестн. Моск. Ун-та.*, 4(1), с. 12–20. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-1-12-20

Тургояк. Озеро-памятник природы и окрестности. (1993). Ред. Терентьев, М.М., Моисеев, А.П. Челябинск: Рифей, с. 132.

Ферштатер Г.Б., Шагалов Е.С., Беа Ф., Монтеро П. (2000). Тургоякско-Сыростанская группа гранитоидных массивов зоны Главного Уральского глубинного разлома. *Магматические и метаморфические образования Урала и их металлогения*. Екатеринбург: ИГиГ УрО РАН, с. 129–158.

Шагалов Е.С. (1999). К петрографии и геохимии пород Тургоякского массива (Южный Урал). Ежегодник-1999, ИГиГ УрО РАН. Екатеринбург, с. 129–156.

ESRI ArcGIS Pro (2024). An overview of the Spatial Analyst. https://pro.arcgis.com/en/pro-app/3.0/tool-reference/spatial-analyst/an-overview-of-the-spatial-analyst-toolbox.htm

Grigoriev S., Vasina Yu. (2019). The Megaliths of Vera Island in the Southern Urals. Archaeopress. https://doi.org/10.2307/j.ctvndv6hm

Hakanson L. (2012). Sedimentation Processes in Lakes. In: Bengtsson L, Herschy RW, Fairbridge RW (eds) Encyclopedia of Lakes and Reservoirs. Encyclopedia of Earth Sciences Series. Springer, Dordrecht. https://doi.org/10.1007/978-1-4020-4410-6_3

Kostryukova A., Mashkova I., Belov S., Shchelkanova E., Trofimenko V., Kargina V. (2022). Assessing relationship of degradation of coastal zones and phytoplankton species structure of Lake Uvildy and Lake Turgoyak (South Ural, Russia) *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. https://doi.org/10.1088/1755-1315/958/1/012002

Lewis W.M. (2009). Ecological zonation in lakes – Encyclopedia of Inland Waters. https://doi.org/10.1016/B978-012370626-3.00209-X

Masoud A.A., El-Horiny M.M., Khairy H.M., El-Sheekh M.M. (2021). Phytoplankton dynamics and renewable energy potential inducedby the environmental conditions of Lake Burullus, Egypt. *Environmental Science and Pollution Research*. https://doi.org/10.1007/s11356-021-15625-4

Menberu Z., Mogesse B., Reddythota D. (2021). Assessment of morphometric changes in Lake Hawassa by using surface and bathymetric maps. *Journal of Hydrology: Regional Studies*. https://doi.org/10.1016/j.ejrh.2021.100852

Qin Y., Zhang Ch., Lu P. (2023). A fully automatic framework for sub-pixel mapping of thermokarst lakes using Sentinel-2 images. *Science of Remote Sensing*. https://doi.org/10.1016/j.srs.2023.100111

Rongali G., Tiwari K.C., Vishwas P. (2024). Mapping of Glacial Lakes and Glacial Lake Outburst Flood in Lahul and Spiti District Using Remote Sensing and GIS. In: Biswas B, Ghute BB (eds) Flood Risk Management. Springer Natural Hazards. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-97-2688-2_3

Special Protection Natural Areas of Russia (2024). Lake Turgoyak. https://oopt.gov74.ru/oopt/overview/oopt/ozeroturgoyak.htm

Tarboton DG, Bras RL, Rodriguez-Iturbe I (1991). On the Extraction of Channel Networks from Digital Elevation Data. *Hydrological Processes*, 5, pp. 81–100. https://doi.org/10.1002/hyp.3360050107

The European space agency (2024). DEM – Global and European Digital Elevation Model (COP-DEM). https://spacedata.copernicus.eu/collections/copernicus-digital-elevation-model

Zakharov S.G. (2021). Anthropogenic eutrophication of lakes Turgoyak and Bolshoi Kisegach. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. https://doi.org/10.1088/1755-1315/834/1/012048

Сведения об авторах

Инна Юрьевна Чернова – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры геофизики и геоинформационных технологий Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

e-mail: inna.chernova@kpfu.ru

Лина Раисовна Косарева – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник НИЦ «Цифровая Земля» Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5
e-mail: lina.kosareva@mail.ru

Нурия Гавазовна Нургалиева – доктор геол.-минерал. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5
e-mail: nurgal07@mail.ru

Ольга Сергеевна Чернова – младший научный сотрудник, Научный центр мирового уровня Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты, НИЛ изучения бассейнов нефтегазонакопления Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5
e-mail: OSChernova@kpfu.ru

Статья поступила в редакцию 07.12.2024;
Принята к публикации 30.05.2025;
Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Digital Model of the Turgoyak Lake System, Southern Urals

I.Yu. Chernova, L.R. Kosareva, N.G. Nourgalieva, O.S. Chernova*
Kazan Federal University, Kazan, Russiam Federation
**Corresponding author: Lina G. Kosareva, e-mail: lina.kosareva@mail.ru*

Abstract. The sediments of Lake Turgoyak (Southern Urals, Russia) have been accumulating throughout the Late Pleistocene and the Holocene. Sedimentation is controlled by the lake's morphometry, drainage systems, vertical zoning, thermal state of the water, and wind action.

Therefore, analysis of cartographic materials illustrating the area's geology, topography, drainage systems, watersheds (catchment areas) and drainage divides is relevant in this regard. All these aspects are important for assessing the role of sediment sources and transportation routes, as well as deposition mechanisms and sediment distribution within the lake. The study of lake deposits provides valuable insights for genetic interpretation of sedimentary sequences in the context of paleoclimatic and paleoecological trends and events.

This study presents a digital model of Lake Turgoyak and its surroundings. The model was developed using GIS software, incorporating available geological, topographical, and bathymetric maps. Overlaying watershed models onto geological maps of pre-Quaternary and Quaternary deposits enabled assumptions about the material composition of sediment transported into the lake.

Developing similar digital models for lake systems in the Urals, other regions of Russia, and worldwide opens opportunities to systematize information at a new level and utilize it for various reconstructive purposes.

Keywords: lake Turgoyak, Southern Urals, Digital Elevation Model, Geographic Information Systems, hydrology, lake sedimentation

Recommended citation: Chernova I.Yu., Kosareva L.R., Nourgalieva N.G., Chernova O.S. (2025). Digital Model of the Turgoyak Lake System, Southern Urals. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 264–280. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.20

Acknowledgments

This work was supported by a subsidy allocated to Kazan Federal University for the implementation of a state assignment (Project No. FZSM-2023-0023) in the field of scientific activity.

References

Andreeva M.A. (1973). Lakes of the Middle and Southern Urals. Chelyabinsk: Yuzh.-Ural. Publ. (In Russ.)

Artaev O.N., Bayanov N.G. (2015). Morfometriya Muhtolovskih ozyor. Opyt postroeniya modelej ozyornyh kotlovin v GIS. Trudy Mordovskogo gosudarstvennogo prirodnogo zapovednika im. P.G. Smidovicha, (14), pp. 199–211. (In Russ.)

Astashin A.E., Badin M.M., Kartashov A.Yu., Goryachev A.S., Voznesenskaya M.V., Karabanov A.D., Pashkin M.N. (2016). Morphometric Characteristics of The Lakes Parovoe, Kruglenkoe, Glubokoe Of The State Natural Biological Wildlife Area "Pustynsky" (Nizhny Novgorod Region). *International Research Journal,* 8(50), pp. 49–54. (In Russ.) https://doi.org/10.18454/IRJ.2016.50.177

Aulov B.N., Vladimirceva Yu.A., Gvozdik N.I., Korolkova Z. G., Levin F. D., Lipaeva A. V., Potashova M. N., Samozvantsev V. A. (2015). State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:200,000. Second edition. South Ural series. Sheet N-40-XII – Chrysostom. Explanatory note. Moscow: VSEGEI, 365 p. (In Russ.)

Gavrilkina S.V., Korableva O.E., Mityuhlyaev D.V., Rogozin A.G., Tanaeva G.V., Tkachev V.A., Shimanskij L.I. (1998). Ecology of Lake Turgoyak. Miass: Institute of Geographical Zoology Ural Branch of the Russian Academy of Sciences. (In Russ.)

Grigoriev S., Vasina Yu. (2019). The Megaliths of Vera Island in the Southern Urals. Archaeopress. https://doi.org/10.2307/j.ctvndv6hm

Grigoriev S. A., Vasina Yu. V. (2020). Megalithic complex and settlements of the Island of Vera. Chelyabinsk: Abris, 307 p. (In Russ.)

Deryagin V.V. (2018). Stratification of bottom sediments near the northern and southern shores of Lake Turgoyak (Southern Urals). *Proc. Conf.: Problems of the geography of the Urals and adjacent territories*. Chelyabinsk: Krai Ra, pp. 94–100. (In Russ.)

Diyanova O.P., Deryagin V.V. (2010). Lithologic-geomorphological characteristics of some lakes of South Urals and the Trans-Ural. *Bulletin of the Moscow Region State University. Series Natural Sciences*, (2), pp. 106–112. (In Russ.)

ESRI ArcGIS Pro (2024). An overview of the Spatial Analyst. https://pro.arcgis.com/en/pro-app/3.0/tool-reference/spatial-analyst/an-overview-of-the-spatial-analyst-toolbox.htm

Hakanson L. (2012). Sedimentation Processes in Lakes. In: Bengtsson L, Herschy RW, Fairbridge RW (eds) Encyclopedia of Lakes and Reservoirs. Encyclopedia of Earth Sciences Series. Springer, Dordrecht. https://doi.org/10.1007/978-1-4020-4410-6_3

Kosareva L.R., Nurgalieva N.G., Nurgaliev D.K., Li H, Krylov P.S., Kuzina D.M., Antonenko V.V. (2023). Preliminary Magnetic Mineralogical Studies of the Neopleistocene-Holocene Sediments from Lake Turgoyak. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*, 165(4), pp. 563-576. (In Russ.) https://doi.org/10.26907/2542-064X.2023.4.563-576

Kostryukova A., Mashkova I., Belov S., Shchelkanova E., Trofimenko V., Kargina V. (2022). Assessing relationship of degradation of coastal zones and phytoplankton species structure of Lake Uvildy and Lake Turgoyak (South Ural, Russia) *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. https://doi.org/10.1088/1755-1315/958/1/012002

Lewis W.M. (2009). Ecological zonation in lakes – Encyclopedia of Inland Waters. https://doi.org/10.1016/B978-012370626-3.00209-X

Maslennikova A.V., Udachin V.N., Deryagin V.V., Shtenberg M.V. (2018). Reconstruction of Turgoyak lake (the Southern Urals) ecosystem changes in Holocene. *Lithosphere (Russia),* 18(6), pp. 914–927. (In Russ.) https://doi.org/10.24930/1681-9004-2018-18-6-914-927

Masoud A.A., El-Horiny M.M., Khairy H.M., El-Sheekh M.M. (2021). Phytoplankton dynamics and renewable energy potential inducedby the environmental conditions of Lake Burullus, Egypt. *Environmental Science and Pollution Research*. https://doi.org/10.1007/s11356-021-15625-4

Menberu Z., Mogesse B., Reddythota D. (2021). Assessment of morphometric changes in Lake Hawassa by using surface and bathymetric maps. *Journal of Hydrology: Regional Studies*. https://doi.org/10.1016/j.ejrh.2021.100852

Mishutkina M.Yu., Kagarmanova M.U., Rozhnova E.S. (2021). Expedition "Turgoyak-2021". *Proc. II International Scientific and Practical Conference: Geographical space: balanced development of nature and society.* Chelyabinsk, pp. 110–114. (In Russ.)

Petrov V.I, Shalaginov A.E., Punegov B.N. Gorlova L. I., Zabelkina L. G., Grigorova T. B., Nikolsky V. Yu., Shalaginova T. I., Petrova A. S., Sereda V. V. (2015). State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:200 000. Second Edition. South Ural Series. Sheet N-41-VII. Explanatory Note. Moscow: VSEGEI, 168 p. (In Russ.)

Qin Y., Zhang Ch., Lu P. (2023). A fully automatic framework for sub-pixel mapping of thermokarst lakes using Sentinel-2 images. *Science of Remote Sensing*. https://doi.org/10.1016/j.srs.2023.100111

Rogozin A.G., Takachev V.A. (1998). On some hydrological features of Lake Turgoyak. *Izvestiya Chelyabinskogo Nauchnogo Tsentra,* (1), pp. 70–75, (In Russ)

Rongali G., Tiwari K.C., Vishwas P. (2024). Mapping of Glacial Lakes and Glacial Lake Outburst Flood in Lahul and Spiti District Using Remote Sensing and GIS. In: Biswas B, Ghute BB (eds) Flood Risk Management. Springer Natural Hazards. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-97-2688-2_3

Snachev A.V., Snachev V.I., Romanovskaya M.A. (2020). Geology, formation conditions, and ore content of the Turgoyak granite massif and carbonaceous deposits of its western framing (South Ural). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, (1), pp. 12–20. (In Russ.) https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-1-12-20

Special Protection Natural Areas of Russia (2024). Lake Turgoyak. (In Russ.) https://oopt.gov74.ru/oopt/overview/oopt/ozeroturgoyak.htm

Tarboton DG, Bras RL, Rodriguez-Iturbe I (1991). On the Extraction of Channel Networks from Digital Elevation Data. *Hydrological Processes,* 5, pp. 81–100. https://doi.org/10.1002/hyp.3360050107

The European space agency (2024). DEM – Global and European Digital Elevation Model (COP-DEM). https://spacedata.copernicus.eu/collections/copernicus-digital-elevation-model

Turgoyak. The lake is a natural monument and its surroundings (1993). Ed. Terentyev M.M., Moiseev A.P. Chelyabinsk: Rifey. (In Russ.)

Fershtater G.B., Shagalov E.S., Bea F., Montero P. (2000). Turgoyak-Syrostan group of granitoid massifs of the Main Ural deep fault zone. Magmatic and metamorphic formations of the Urals and their metallogeny. Ekaterinburg: IGiG UB RAS, pp. 129–158. (In Russ.)

Shagalov E.S. (1999). On the petrography and geochemistry of rocks of the Turgoyak massif (Southern Urals). Yearbook-1999. Ekaterinburg: IGiG UrO RAN, pp. 129–156 (In Russ.)

Zakharov S.G. (2018). Lake Turgoyak — the adornment of the Ural land. *Uralskiy sledopyt,* (11), pp. 16–23. (In Russ.)

Zakharov S.G. (2020). Dynamics of environmental status of the lake Turgoyak. *Proceedings of the Russian Geographical Society*, 152(1), pp. 56–65. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S0869607120010085

Zakharov S.G. (2021). Anthropogenic eutrophication of lakes Turgoyak and Bolshoi Kisegach. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. https://doi.org/10.1088/1755-1315/834/1/012048

About the Authors

Inna Yu. Chernova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Geophysics and Geoinformation Technologies, Kazan Federal University
4/5, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: inna.chernova@kpfu.ru

Lina R. Kosareva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Scientific and Research Center "Digital Earth", Kazan Federal University
4/5, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: lina.kosareva@mail.ru

Nouria G. Nourgalieva – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University
4/5, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Nouria.Nourgalieva@kpfu.ru

Olga S. Chernova – Junior Researcher, World-Class Scientific Center Rational Development of Liquid Hydrocarbon Reserves of the Planet, Research Laboratory for the Study of Oil and Gas Accumulation Basins, Kazan Federal University
4/5, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: OSChernova@kpfu.ru

Manuscript received 7 December 2024;
Accepted 30 May 2025; Published 30 June 2025

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

www.georesursy.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.21 УДК 551.583.7

Состав донных отложений озера Кандрыкуль (Республика Башкортостан) по минералогическим и геохимическим данным и климатические изменения в голоцене

А.Р. Юсупова[1], Н.Г. Нургалиева[1], Д.М. Кузина[1], Х.Ч. Ли[2]*

[1]*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия*

[2]*Национальный университет Тайваня, Тайбэй, Тайвань*

Впервые для озера Кандрыкуль проведены радиометрическое датирование и комплексное литолого-минералогическое исследование длинной керновой колонки (более 5 м). Полученные результаты позволили установить возраст осадков, выявить закономерности дифференциации минеральных и геохимических компонент по осадочному разрезу и интерпретировать климатические изменения в голоцене. Согласно радиоуглеродному датированию, седиментация в озере Кандрыкуль началась не позднее ~8000 лет. Установлено, что изучаемые отложения представляют собой переслаивание алевритовой глины, супеси алевритовой, суглинка тяжелого алевритового и суглинка легкого алевритового. Минеральный состав осадков характеризуется преобладанием (до 76%) аллотигенных минералов. Высокие содержания Ca и Mg в ряде интервалов разреза колонки коррелируют с находками аутигенных кристаллов карбонатных и сульфатных минералов в связи с положением озера Кандрыкуль в эрозионно-карстовом понижении среди осадочных отложений с высокой долей сульфатно-карбонатных пород. Выявлено, что вариации минеральных и геохимических индикаторов соотношения аллотигенной и аутигенной компонент отражают климатическую периодизацию голоцена, включая наиболее выраженные интервалы аридизации климата ~6000–5100 к.л.н. и ~2000–1000 к.л.н.

Ключевые слова: озерные осадки, ^{14}C датирование, гранулометрия, минеральный и химический состав осадков, палеоклимат, голоцен

Для цитирования: Юсупова А.Р., Нургалиева Н.Г., Кузина Д.М., Ли Х.Ч. (2025). Состав донных отложений озера Кандрыкуль (Республика Башкортостан) по минералогическим и геохимическим данным и климатические изменения в голоцене. *Георесурсы,* 27(2), с. 281–296. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.21

Введение

Геологическая история Земли несет следы множества глобальных климатических изменений **(**Merilä, Hendry, 2014; Kilian, Lamy, 2012; Alley, Clark, 1999). Анализ изменений климата и ландшафтов, происходивших в прошлые эпохи, изучение периодичности и пространственных закономерностей в проявлении этих изменений имеют большое значение для разработки прогнозных построений (Борисова, 2014). Такие исследования особенно актуальны в условиях современного потепления климата. Для всестороннего понимания современных климатических изменений и будущих тенденций требуется рассмотрение процессов, протекающих в позднечетвертичное время, а также выявление причин их возникновения.

На процессы озерного осадконакопления могут влиять многочисленные факторы, которые впоследствии формируют индивидуальный качественный и количественный состав отложений конкретного озера (Субетто, 2017; Wetzel, 2001a, b; Мальцев, 2017). Чувствительность к изменениям климата, разнообразие формирующихся осадочных фаций в вертикальном разрезе, высокая скорость седиментации обусловливают отнесение озер к одним из лучших архивов палеоклиматической информации последних тысячелетий (Evans, Heller, 2003).

Состав озерных осадков во многом определяется составом пород питающих провинций. В озерах происходят быстрые периодические изменения состава вод из-за климатических вариаций, происходящих как в пределах самого водоема, так и на водоразделах. Большая (аллотигенная) часть состава озерных осадков отражает литологию и геохимию пород бассейна сноса осадочного материала (Ригби, Хемблин, 1974). В то же время озерная седиментация обладает богатством новообразованных минеральных фаз (аутигенная составляющая), которые

*Ответственный автор: Анастасия Рафаилевна Юсупова
e-mail: i@ajusupova.ru

© 2025 Коллектив авторов

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

могут отложиться как под влиянием химизма среды, так и при участии биологических агентов (Логвиненко, 1984).

Состав и соотношение аутигенной и аллотигенной составляющих осадка являются важными индикаторами условий озерного осадконакопления (Логвиненко, 1984; Масленникова и др., 2016; Солотчин, 2023; Юсупова и др., 2024а).

Аутигенная составляющая верхнечетвертичных озерных осадков, прежде всего, представлена карбонатами, сульфатами, хлоридами, фторидами, боратами. Из аутигенных силикатов в отложениях указанного возраста иногда фиксируются адуляр, сирлезит, анальцим, филиппсит (Ригби, Хемблин, 1974; Рединг, 1990).

Железистые минералы встречаются в виде как аллотигенных, так и аутигенных образований (например, Ригби, Хемблин, 1974; Björnerås et.al., 2021).

Кварц, полевые шпаты, глинистые минералы в верхнечетвертичных озерных отложениях, чаще всего, соответствуют составу источников сноса (например, Ригби, Хемблин, 1974; Рединг, 1990; Злобина и др., 2011; Грим, 1956; Юсупова, 2023а). А аутигеннные филлосиликаты в значительных количествах (до 39 мас. %) образуются в специфических условиях соленых озер с определенными значениями pH (Bristow et.al., 2012; Story et.al., 2010; Bentz, Peterson, 2021).

Оптимальными объектами для палеоклиматических исследований считаются отложения малых озер (Лидер, 1986; Hammer, 1986; Smoot, Lowenstein, 1991). Изучение гранулометрических характеристик, химического и минерального состава осадков современных озер позволяет оценивать величину терригенного сноса, колебания уровня и продуктивность озер, которые обусловлены климатическим фактором (ведущим среди всех факторов озерного осадконакопления) (Страхов, 1960–1962; Масленникова и др., 2016; Масленникова и др., 2023; Юсупова и др., 2023; Юсупова и др., 2024б).

На сегодняшний день известны детальные исследования керновых колонок донных отложений озер на территории Предуралья, Южного и Среднего Урала (Масленникова и др., 2014; Масленникова и др., 2023; Юсупова и др., 2023а, б; Юсупова и др., 2024а, б) (рис. 1), в которых широко используются геохимические методы, минералогический, магнитно-минералогический и палеобиологические анализы.

Одним из представительных озер Предуралья, в которых установлено наличие достаточно мощных донных осадков (7,5 м) (Kuzina et al., 2024), является пресноводное озеро Кандрыкуль, расположенное на территории Бугульминско-Белебеевской возвышенности в пределах лесостепной зоны.

В исследовании проб донных отложений озера Кандрыкуль, отобранных с поверхностных горизонтов (0–5 см) (Шерышева, 2015) определены морфотипы илов (пелагические тонкодисперсные илы, тонкие илы с интенсивным газообразованием, серые илы, алевритовые илы, песчанистые илы, заиленные пески, пески), которые сформировались локально. Отмечено неоднородное распределение осадков, характерное для водоема. Установлено, что на процессы распределения и накопления органики и железа весомое влияние оказывают температура и влажность. В работе также сообщается, что формирование грунтового комплекса, химического состава и территориальной зональности на мелководье и литорали, зависит от высшей водной растительности,

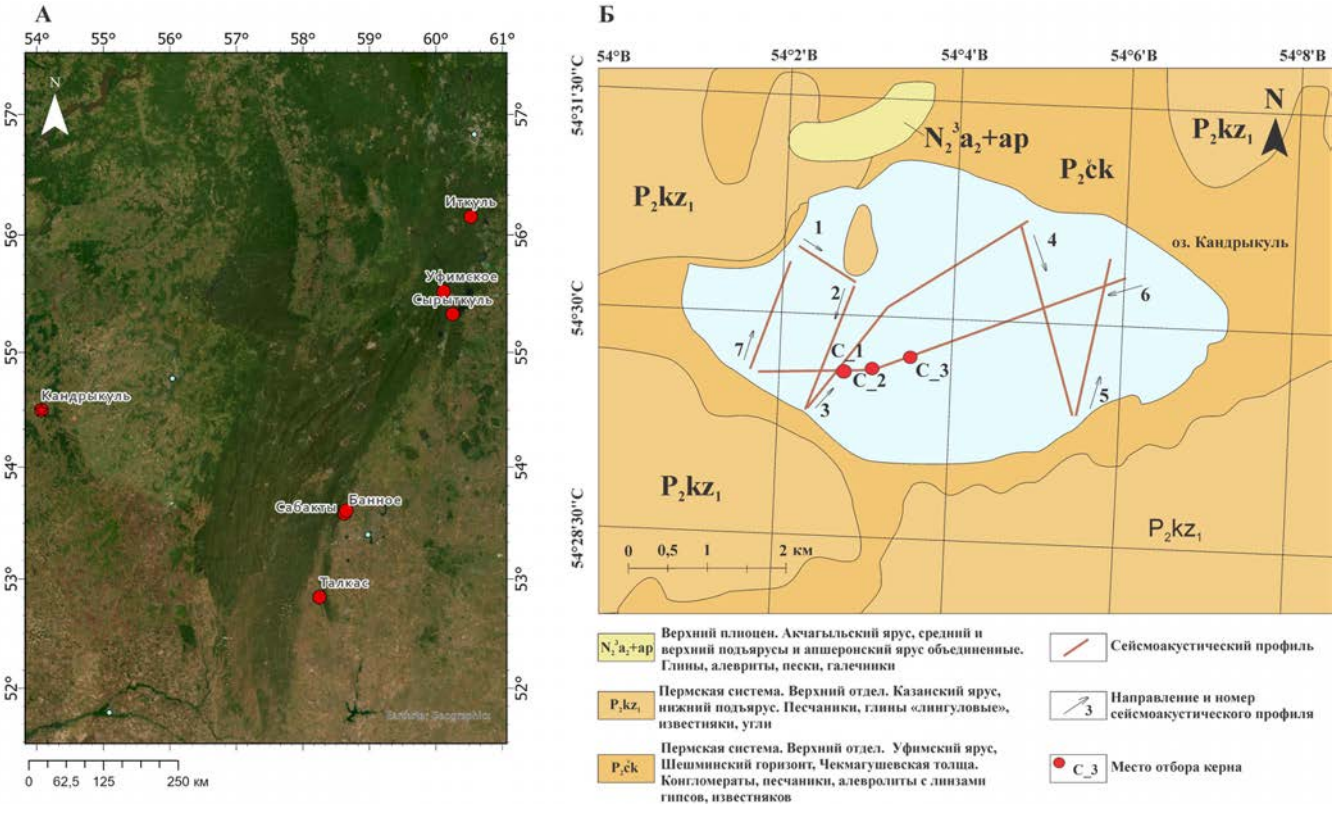


Рис. 1. А) Расположение озера Кандрыкуль и озер Южного и Среднего Урала (Масленникова и др., 2014; Юсупова и др., 2023б; Юсупова и др., 2024а); Б) Геологическая карта района озера Кандрыкуль (по материалам Государственной геологической карты РФ, 1:200000, лист, N-40-III).

а также интенсивных микробиологических процессов (Шерышева, 2015; Масленникова и др., 2014; Субетто, 2017; Юсупова, 2023а; Юсупова и др., 2024б).

По соотношению органического вещества и минеральной части осадки классифицируются как ил (сапропель глинистый с различным содержанием органического и карбонатного материала) (Нургалиев и др., 2009).

Донные отложения изучаемого объекта озера использовались также для палеогеофизических исследований. Так в работе (Нигмедзянова, Борисов, 2002) на основе акустических разрезов озер Кандрыкуль и Асликуль выявлена наблюдаемая коррелируемость акустических разрезов озер с климатической изменчивостью, что подтверждает принципиальную возможность решения обратной задачи - восстановления палеоклимата древних эпох.

В осадках озера Кандрыкуль были обнаружены магнитные биогенные компоненты (материал магнитотактических бактерий), имеющие различные параметры коэрцитивных спектров от озера к озеру (Нургалиев и др., 2009). Восстановление палеолимнологических условий возможно при использовании этих отличительных параметров спектров «EX» (внеклеточный, ультратонкий магнетит), «BH», «BS» (магнитосомы: высококоэрцитивная и магнитомягкая компоненты соответственно) компонент (Egli, 2004; Нургалиев и др., 2009).

Авторами настоящей статьи ранее проведен комплекс петромагнитных исследований трех керновых колонок озера Кандрыкуль (Kuzina et al., 2024). Установлено, что изменения магнитных свойств могут быть использованы для описания условий осадконакопления. В данной работе показано, что магнитные параметры являются чувствительным индикатором изменения климата, что позволило выделить шесть зон с различными условиями осадконакопления. Кроме того, для самой длинной керновой колонки (524 см), выделены зоны с однодоменными частицами, которые, вероятнее всего, связаны с наличием в осадке остатков магнитотактических бактерий.

Однако для выявления особенностей вещественного состава донных отложений озера Кандрыкуль, интерпретации климатических и других условий их формирования, необходимы дополнительные исследования, включающие радиометрическое датирование, геохимический и минералогический анализы.

Цель данной работы – выявление особенностей формирования озерных осадков в позднечетвертичное время по минералогическим и геохимическим данным длинных керновых колонок озера Кандрыкуль. Действительно, комплексное исследование непрерывных кернов осадков современных озер актуально, так как позволяет выявить закономерности дифференциации минеральных и геохимических компонент в толще донных отложений и интерпретировать условия озерного седиментогенеза в позднечетвертичное время. Обзор литературных данных показывает, что подобное исследование осадков озера Кандрыкуль проводится впервые. Полученные новые данные будут полезны широкому кругу исследователей от экологов, лимнологов, палеоклиматологов, а также помогут дополнить знания о локальном, региональном и глобальном изменении климата в позднечетвертичное время.

Объект, материал и методы исследований

Озеро Кандрыкуль (53°35′48.13″ с.ш.; 58°37′47.28″ в.д.) (рис. 1) имеет научное, природоохранное, хозяйственное и рекреационное значение (Реестр особо охраняемых природных территорий…, 2010). Формирование котловины озера предположительно началось ~10300 ± 200 л. н. (Палеоклиматы..., 1989).

Озеро карстово-эрозионного происхождения. Химический состав вод гидрокарбонатно-сульфатно-натриево-магниевый, минерализация 1,1–1,2 г/л, pH 8,1–8,5 (Абдрахманов и др., 2002).

Площадь зеркала – 15,6 км^2, площадь водосбора – 67,1км^2, объем – 112,7 млн м^3, средняя глубина – 7,2 м (максимальная – 15,6 м), длина – 6,55 км, средняя ширина – 2,38 км.

Террасы водоема сложены песками, делювиальными суглинками, а также обломками сцементированных песчаных горных пород (рис. 1Б). В коренных породах южного берега имеются естественные выходы подземных вод в виде источников (Кандрыкуль. Башкортостан. Краткая энциклопедия…, 1996).

В геологическом строении акватории озера Кандрыкуль принимают участие породы уфимского и казанского ярусов пермской системы, а также породы верхнего плиоцена (рис. 1Б). Они включают сульфатно-карбонатные отложения (известняк, мергель, гипс и т. д.), которые связаны со многими проявлениями поверхностного и подземного карста (Абдрахманов, 2005).

Материал для работы собран в ходе научной экспедиции 2022 года сотрудниками Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ (руководитель Д.К. Нургалиев). Колонки донных отложений были отобраны с учетом данных сейсмопрофилирования. Всего на озере Кандрыкуль были отобраны 3 керновые колонки, длина которых изменяется от 3,78 м до 5,24 м (Kuzina et al., 2024). Для проведения хронологической оценки и подробного изучения была выбрана самая длинная керновая колонка (C_3) длиной 524 см (54°29′42,5″ N; 54°03′26,5″ E) (рис. 1), отобранная на глубине ~15 м. Отбор образцов из них проводился с учетом сейсмоакустических данных и литологической неоднородности. Шаг отбора составил 2 см.

Радиоуглеродное датирование. Определение возраста 14 образцов оз. Кандрыкуль было проведено на ускорительном масс-спектрометре 1.0 MV HVE на Факультете Наук о Земле Национального университета Тайваня (NTUAMS Lab). Лаборатория NTUAMS оснащена ускорительным масс-спектрометром (УМС) модели 4110 BO мощностью 1,0 МВ и тремя вакуумными линиями графитизации (Li et al., 2022). Образцы лиофилизированного осадка навеской 100~200 мг предварительно подвергались кислотно-щелочной обработке (Brock et al., 2010). Для удаления карбонатов и фульвокислот в образец добавлялось 15 мл 0,5N HCl (Misra et al., 2024). После такой обработки образцы не содержат карбонатов и подвижных органических кислот. Таким образом, исключается влияние резервуарного эффекта, обусловленного карбонатной компонентой осадка, на радиоуглеродный (^{14}C) возраст образцов. Возраст образцов был рассчитан по методике, представленной в работе (Li et al., 2022). Последним шагом являлась калибровка возраста с использованием базы данных IntCal 20 (Reimer et al., 2020).

Калиброванный возраст ^{14}C определялся с погрешностью 2σ (95% вероятность в возрастном диапазоне). Детально методика подготовки образцов и измерений описана в (Кузина и др., 2024).

Калибровка возраста образцов проведена при помощи OxCal v4.2.4 Bronk Ramsey (2013) и калибровочной кривой IntCal 20 (Reimer et al., 2020). Для построения возрастной модели осадконакопления использована модель Bacon (Blaauw, Christen, 2011). Применена вероятностная техника калибровки, при этом распределение Гаусса конвенционального радиоуглеродного возраста у калибровочной кривой трансформируется в распределение вероятностей калиброванного возраста.

Гранулометрический анализ проведен методом лазерной гранулометрии с использованием анализатора размера частиц Bluewave (Microtrac, США) для 25 образцов озера Кандрыкуль. Пробы предварительно были обработаны 10% HCl и 30% H_2O_2 для удаления карбонатов и органического вещества. Литологические гранулометрические разности определены согласно классификации нелитифицированных осадков по Логвиненко (1984).

Минеральный состав 26 образцов определен на рентгеновском дифрактометре D2 PHASER. Пробоподготовка включала в себя измельчение образца в ступке с добавлением 5 г этилового спирта (Уваров, 1991а; Уваров, 1991б). Растертый порошок высушивался и насыпался в стандартные стальные кюветы с последующим придавливанием. Количественное определение кварца, полевых шпатов, карбонатных минералов, амфиболов, хлорита, гипса, слоистых силикатов (каолинит, монмориллонит, слюды, смешаннослойные минералы) определялись согласно (Уваров, 1991а). Глинистые минералы определялись по (Уваров, 1991б). В ходе исследований были получены дифрактограммы исследуемых образцов. Минеральный состав представлен аллотигенной (привнесенной) и аутигенной (биохемогенной) составляющими осадочных образований.

Электронная микроскопия была проведена на базе Междисциплинарного центра «Аналитическая микроскопия» КФУ. С целью изучения морфологии и элементного состава минеральных частиц донных отложений озера Кандрыкуль использовался автоэмиссионный сканирующий электронный микроскоп Merlin компании Carl Zeiss (Германия), оснащенный детектором элементного анализа Aztec X-MAX. Разрешение составляет 127 эВ.

Элементный состав осадков определен при помощи рентгенофлуоресцентного спектрометра Bruker S8 Tiger (Германия) для 52 образцов озера Кандрыкуль. Пробоподготовка образца включала в себя измельчение образца до частиц размером 40–50 мкм и прессование с борной кислотой на прессе с усилием 20 тонн для получения таблетки с ровной поверхностью. Полученная таблетка была помещена в прибор для анализа. Калибровка прибора проводилась с использованием стандартных образцов. Матрицей в стандартных образцах служит SiO_2. Это позволяет учитывать влияние матричных эффектов при анализе всех остальных элементов.

Определение ППП (потери при прокаливании) проводилось согласно следующей методике. Навески изучаемых проб (порядка 0,5 г) были помещены в керамические тигли, заливались 10% HCl на 1 сутки. Данный подход позволил избавиться от углерода, содержащегося в осадке. Далее тигли прокаливались в муфельной печи SNOL1100 до температуры 900 °C в течение 4-х часов. После остывания осадок взвешивался и определялись ППП.

Результаты

Согласно первичному литологическому описанию (рис. 2) нижняя часть керновой колонки №3 (524–278 см) представлена чередованием илов серо-зеленого, светло-серо-зеленого, серого и серо-черного плотных с обилием растительного детрита (интервалы 506–502, 474–440 и 392–368, 364 см). Интервал разреза 278–156 см представляет собой переслаивание илов черных и черно-коричневых, сменяющихся выше 156 см илом темно-серым (156–138 см), а выше до отметки 88 см осадок представлен илом серо-зеленым. Верхняя часть разреза (88–0 см) представлена илом темно-зеленым. На отметках 78, 72–70, 62, 38 и 30 см зафиксирован растительный детрит (предположительно древесно-осоковые и/или осоково-травяные остатки. Для уточнения необходимы дополнительные исследования). На глубинах 94–84 см и 74–14 см в илах обнаружен раковинный детрит (обломки раковин беспозвоночных. Для уточнения необходимы дополнительные исследования).

Радиоуглеродное датирование. Установлено, что возраст изучаемых отложений составляет ~8000 к.л.н. (калиброванных лет назад) (табл. 1, рис. 2). Полученные радиоуглеродные даты приводятся в количестве лет до наших дней с указанием возможной статистической ошибки. За момент отсчета принята дата – 1950 г.

Результаты дублированного датирования образца Kandry-502 согласуются друг с другом, что указывает на надежность качества датирования. Однако датирование проводится по общему органическому углероду в отложениях, который имеет сложные источники. Поэтому в керне можно увидеть, что для некоторых образцов возраст не последователен (табл. 1). Используя модель Бэкона (Blaauw, Christen, 2011), можно ограничить глубинно-возрастную хронологию (рис. 2А).

Но, поскольку модель Бэкона направлена на сглаживание границ, полученный результат может устранить некоторые аномалии осадконакопления. На рис. 2Б возраста ^{14}C трех образцов между глубинами 374 и 254 см выходят за рамки стратиграфической последовательности и старше по возрасту, чем образец с глубины 378 см.

Гранулометрический состав. По разрезу устанавливается преобладание алевритовой фракции (рис. 3А, Б), содержание которой изменяется от 52,82% до 79,41%. Содержание пелитовой фракции (<0,005 мм) изменяется от 7,82% до 41,09%, а псаммитовой (>0,005 мм) – от 1,83% до 38,23%. Медианный размер зерен изменяется в пределах 0,0065–0,033 мм (среднее 0,0151 мм) (рис. 3Б).

Использование классификации нелитифицированных отложений Логвиненко позволило установить, что изучаемые отложения представляют собой переслаивание глины алевритовой, супеси алевритовой, суглинка тяжелого алевритового и суглинка легкого алевритового (рис. 3А). На рис. 3В представлены примеры гистограмм и кумулятивных кривых для каждого из указанных литотипов.

Минеральный состав. В осадках озера Кандрыкуль преобладают аллотигенные минералы (от 52% до 76%,

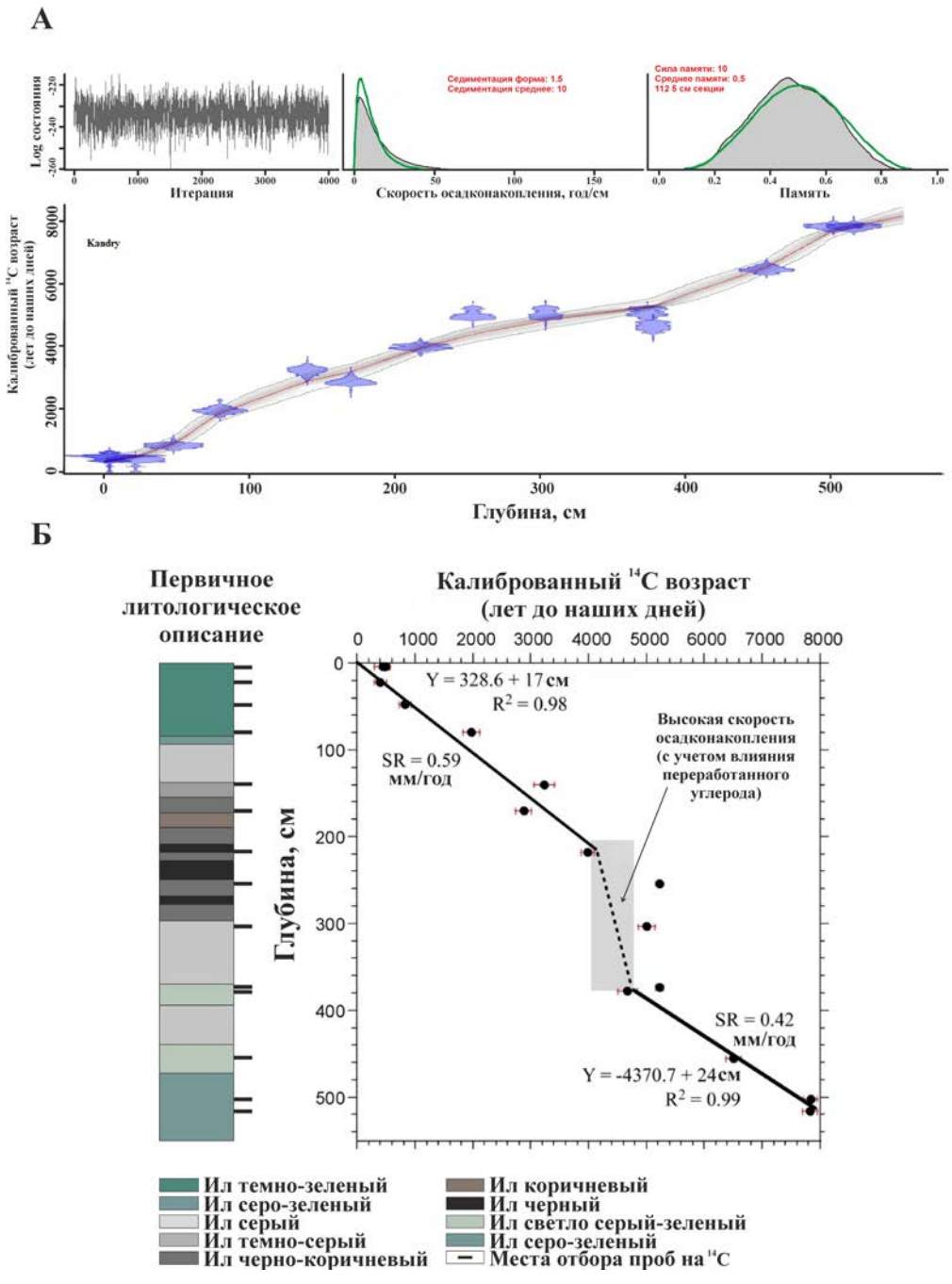


Рис. 2. А) Модель осадконакопления оз. Кандрыкуль. Верхняя левая панель – итерации прогона Марковской цепи Монте-Карло, верхняя панель середина – распределение скоростей осадконакопления, верхняя правая панель – априорное (зеленое) и апостериорное (серое) значения для возможного изменения скоростей осадконакопления в зависимости от глубины. Нижний график – синим цветом показано распределение калиброванных ^{14}C возрастов; красная пунктирная линия – возрастная модель; серая пунктирная линия – 95% доверительный интервал; Б) Вариации осадконакопления в керне оз. Кандрыкуль.

табл. 2), которые представлены кварцем, хлоритом, каолинитом, полевыми шпатами (микроклин, альбит), слюдой, роговой обманкой.

Аутигенными минералами в изучаемых осадках являются пирит, карбонаты (кальцит, доломит, арагонит) и сульфаты (гипс, барит).

Аутигенный характер пирита устанавливается по его малым содержаниям (табл. 2) и находкам в осадках при помощи сканирующей электронной микроскопии (например, на глубинах 170 и 218 см, рис. 4А, Б).

Содержание карбонатных минералов изменяется по разрезу в пределах 22–46% при среднем значении 32% (табл. 2). Содержание кальцита изменяется в диапазоне 11–24% (среднее значение 19%), доломита в интервале (среднее значение 2%). Содержание арагонита изменяется в диапазоне 3–28% (со средним 13%).

Минеральный состав карбонатной компоненты характеризуется кальцит-арагонит-доломитовым (например, образец 540, 80 см, рис. 5А) и кальцит-доломитовым (например, образец 610, 220 см, рис. 5Б) составом.

Кристаллы кальцита представлены в виде блочных кристаллов с размером зерен <10 мкм (рис. 5В). В осадках также зафиксировано наличие ромбоэдрического доломита в виде хорошо сформированных субидиоморфных кристаллов (~ 3–5 мкм) (рис. 5Г–Е), которые могут образовываться в богатых сульфатами осадках (Guo et al., 2023).

Лабораторный номер	Образец	Калиброванный возраст, к.л.н.	ошибка (±)	Глубина (см)
NTUAMS-7715-1	Kandry-502	442	94	4
NTUAMS-7715-2	Kandry-502	454	56	4
NTUAMS-7716-1	Kandry-511	321	57	22
NTUAMS-7717-1	Kandry-524	927	61	48
NTUAMS-7718-1	Kandry-540	2015	58	80
NTUAMS-7719b	Kandry-570	3050	75	140
NTUAMS-7720-1	Kandry-585	2751	72	170
NTUAMS-8119	Kandry-609	3654	43	218
NTUAMS-7722	Kandry-627	4386	59	254
NTUAMS-7723-1	Kandry-652	4415	70	304
NTUAMS-8120-1	Kandry -687	4449	43	374
NTUAMS-7724-2	Kandry-689	4115	69	378
NTUAMS-7725-1	Kandry-728	5680	63	456
NTUAMS-7726-1	Kandry-751	7023	61	502
NTUAMS-7727-1	Kandry-758	7012	66	516

Табл. 1. Результаты радиоуглеродного датирования.

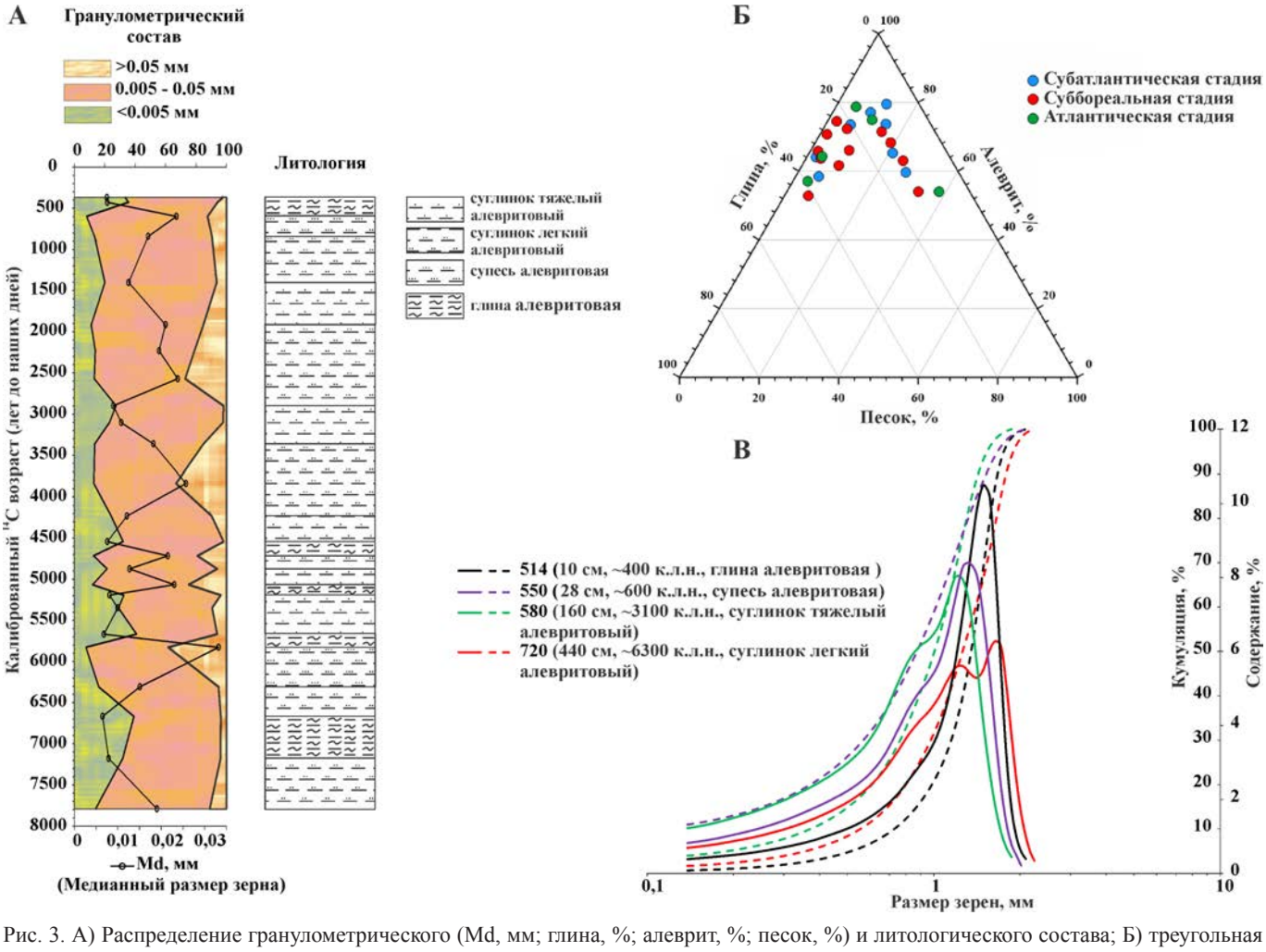


Рис. 3. А) Распределение гранулометрического (Md, мм; глина, %; алеврит, %; песок, %) и литологического состава; Б) треугольная диаграмма, отображающая распределение гранулометрического состава, %; в) графики распределения содержания зерен по размеру частиц (гистограмма (сплошная линия) и кумулятивный график (пунктирная линия)).

Образец	Глубина, см	Пирит, мас. %	Гипс, мас. %	Аллотигенные минералы, мас. %	Карбонатные минералы, мас. %
510	20	2	2	74	22
520	40	2	2	62	33
530	60		3	57	40
540	80		3	55	43
550	100	1		66	32
560	120	1		75	23
570	140			70	30
580	160	2		64	34
590	180	1		73	26
600	200	1		76	24
610	220	1		74	25
620	240	2		67	31
630	260	2		64	34
640	280	2		67	31
650	300	1		69	30
660	320	1		65	33
670	340	2		64	34
680	360	1	3	68	28
690	380	1	2	55	41
700	400	1	4	61	33
710	420	1	1	52	46
720	440	2		63	35
730	460	1		65	33
740	480	2	4	65	29
750	500	2	4	63	32
760	520	1		70	28

Табл. 2. Минеральный состав осадков озера Кандрыкуль, мас. %.

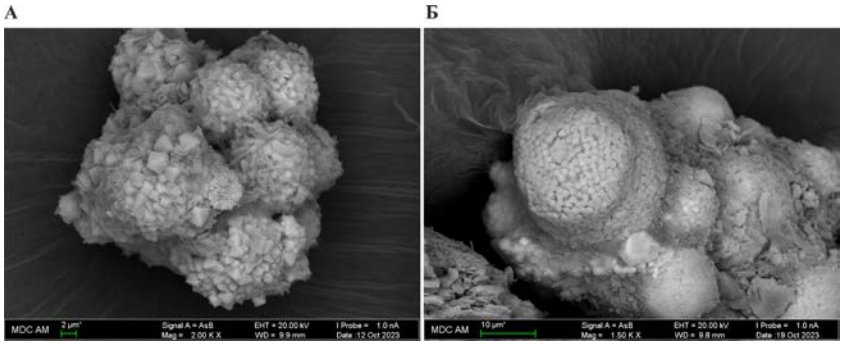


Рис. 4. Электронно-микроскопические снимки: А) идиоморфный пирит (170 см; ~3210 к.л.н.); Б) фрамбоидальный пирит (218 см; ~3950 к.л.н.).

Гипс в осадках озера Кандрыкуль присутствует в интервалах 500–480 см, 420–360 см, а также 80–20 см (например, рис. 6А, табл. 2). Кристаллы гипса визуализируются при помощи СЭМ (рис. 6Б, В). В осадках также встречаются аутигенные сульфатные минералы богатые Ba (например, образец 616, глубина 232 см, рис. 6Г). В осадках озера Кандрыкуль встречаются сульфиды железа, (рис. 6Д), изучение которых требует отдельных детальных исследований.

Химический состав. Статистические данные по содержаниям оксидов главных элементов (≥0,1 мас. %) по всей выборке представлены в табл. 3, а в табл. 4 представлены статистические характеристики по содержаниям оксидов примесных элементов (<0,1 мас. %).

Обсуждение результатов

На рис. 7 представлено сопоставление химического состава донных отложений оз. Кандрыкуль с химическим составом осадков озер Южного и Среднего Урала (рис. 1) по результатам (Масленникова и др., 2014; Юсупова и др., 2023а; Масленникова и др., 2023). Данные по главным элементам отложений керна Кандрыкуль показывают высокое содержание Ca, Mg (рис. 7), коррелирующее с находками аутигенного кальцита, арагонита и доломита в изучаемых осадках (рис. 5). Это объясняется нахождением озера Кандрыкуль в эрозионно-карстовом понижении среди осадочных отложений с высокой долей карбонатных пород.

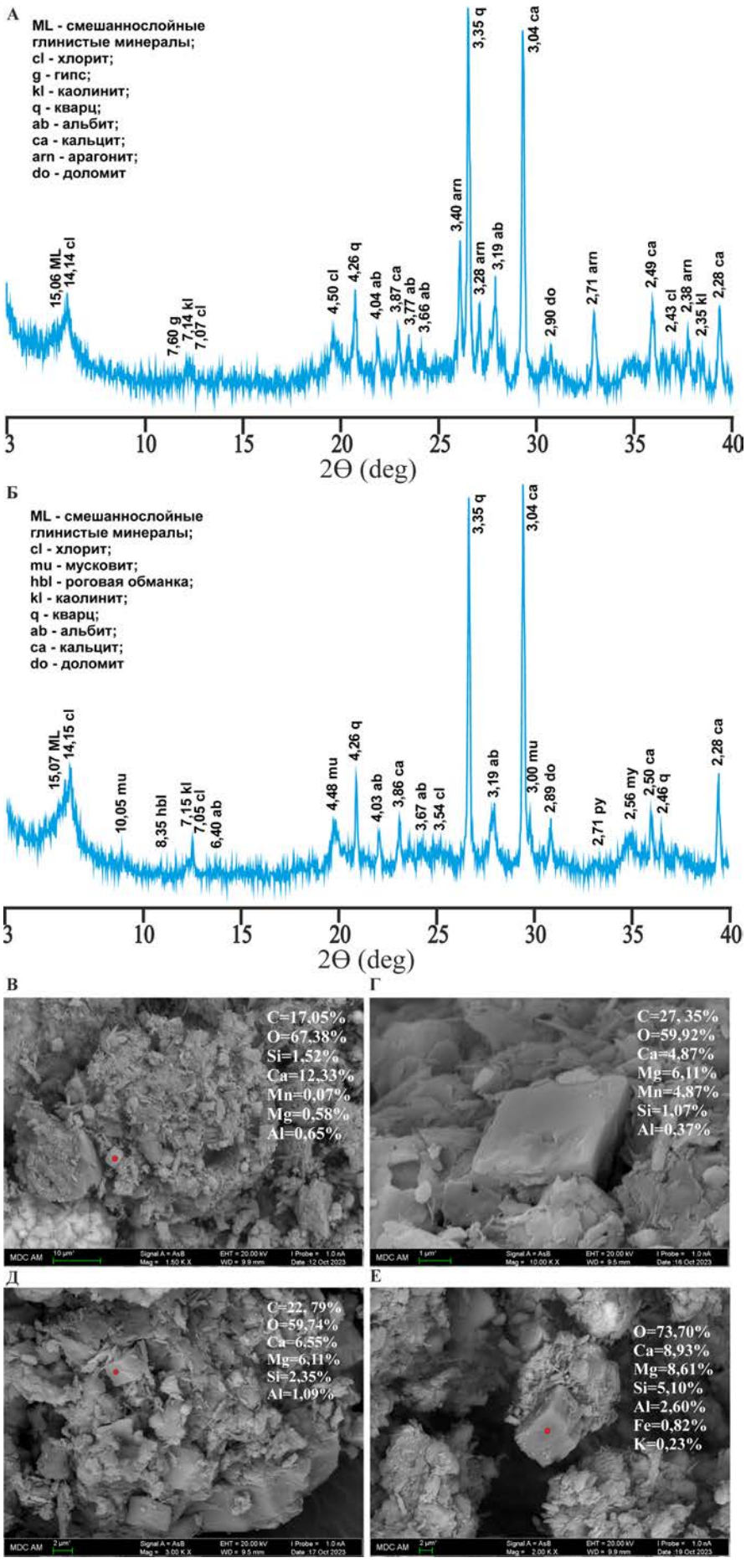


Рис. 5. А) дифрактограмма образца 540 (80 см, ~1880 к.л.н.); Б) дифрактограмма образца 610 (220 см, ~3984 к.л.н.); Электронно-микроскопические снимки: В) кальцит (168 см; ~3200 к.л.н.); Г) доломит (232 см; ~4100 к.л.н.); Д) доломит (256 см; ~4420 к.л.н.); е) доломит (350 см; ~5100 к.л.н.).

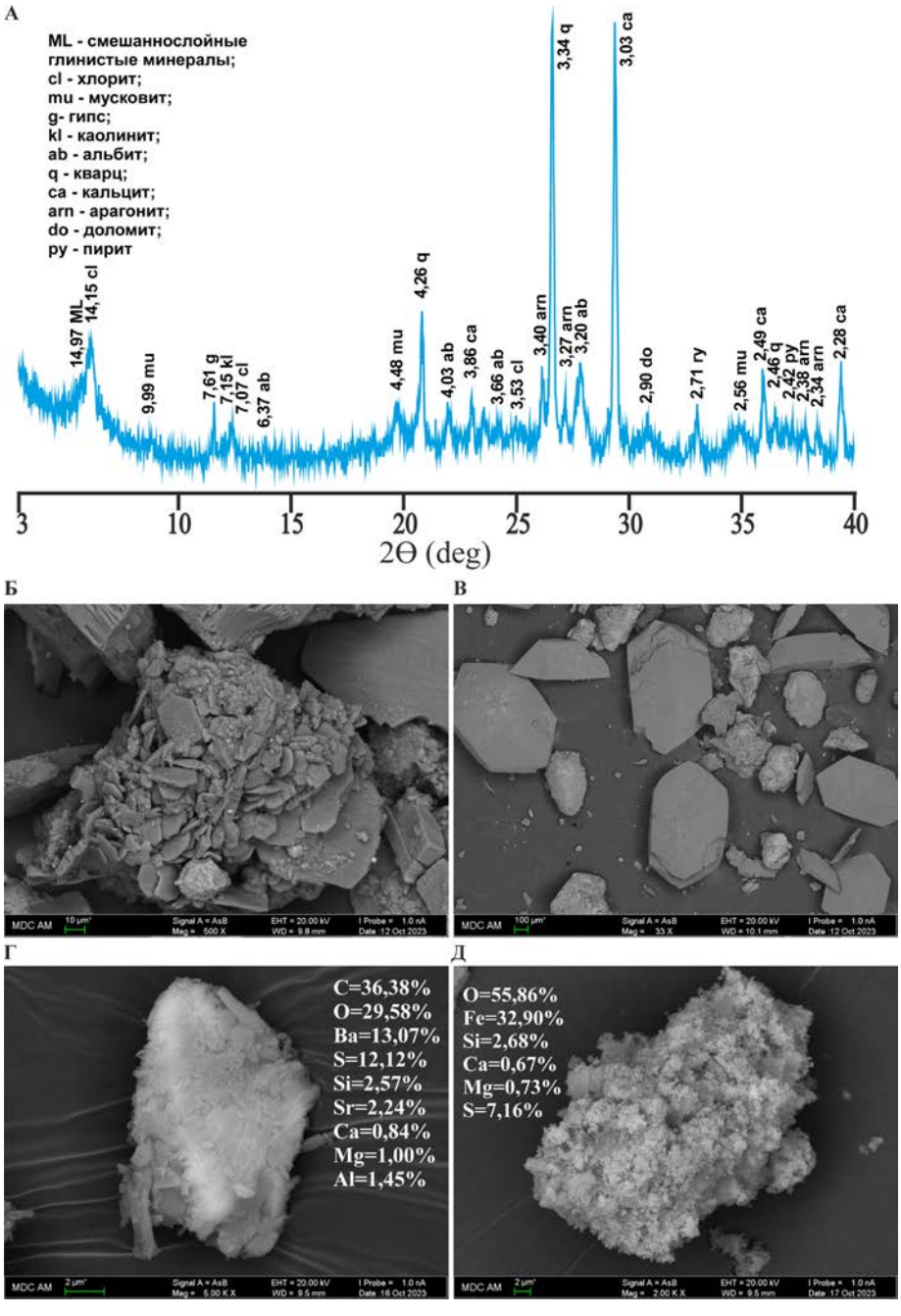


Рис. 6. Результаты рентгенодифрактометрии (или дифрактограммы). А) образец 740; Электронно-микроскопические снимки: Б) гипс (170 см; ~3210 к.л.н.); В) гипс (214 см; ~3900 к.л.н.); Г) барит (232 см; ~4100 к.л.н.); Д) сульфид железа (256 см; ~4420 к.л.н.).

	Масс. %											
	ППП	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	Na_2O	K_2O	MgO	CaO	TiO_2	SO_3	P_2O_5	MnO
min	21,0	20,1	5,6	3,8	0,8	0,8	2,9	7,2	0,3	0,8	0,1	0,1
max	47,9	43,4	11,9	5,5	1,4	1,5	5,9	20,4	0,5	5,3	0,2	0,1
mean	27,2	34,2	9,6	4,7	1,1	1,2	4,6	13,9	0,4	2,8	0,1	0,1
st_dev	6,3	5,5	1,6	0,4	0,1	0,2	0,8	3,4	0,0	1,3	0,0	0,0
n	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52

Табл. 3. Элементарные статистические характеристики по содержаниям главных элементов.

	Масс. %												
	Cl	V_2O_5	SrO	Cr_2O_3	CuO	ZnO	NiO	ZrO_2	Rb_2O	As_2O_3	CoO	Br	BaO
min	0,012	0,011	0,015	0,012	0,006	0,005	0,011	0,003	0,002	0,002	0,0001	0,0016	0,018
max	0,065	0,036	0,242	0,024	0,010	0,009	0,018	0,010	0,004	0,003	0,0032	0,0217	0,039
mean	0,025	0,023	0,098	0,018	0,008	0,008	0,015	0,008	0,003	0,002	0,0014	0,0053	0,027
st_dev	0,017	0,005	0,060	0,003	0,0009	0,0007	0,002	0,001	0,0006	0,0004	0,001	0,0056	0,007
n	18	25	52	52	52	52	52	52	52	8	17	12	8

Табл. 4. Элементарные статистические характеристики по содержаниям примесных элементов.

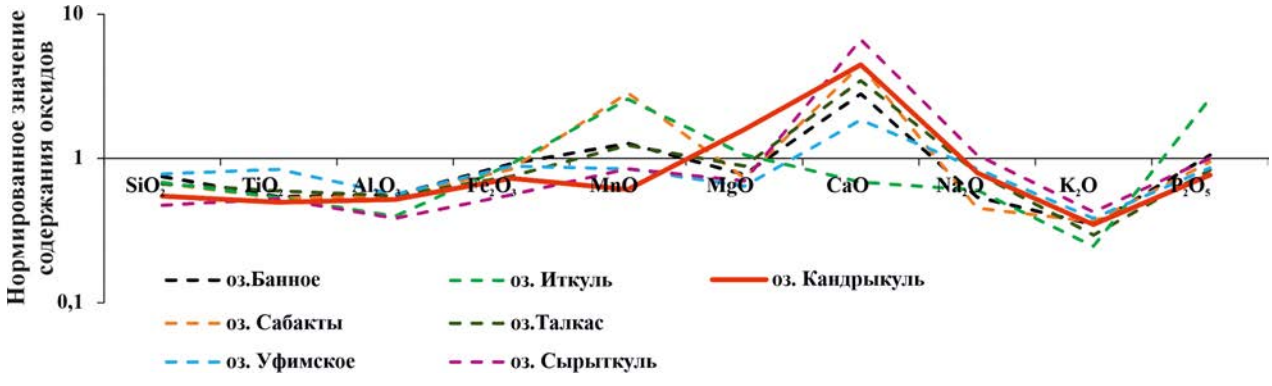


Рис. 7. Сравнение химического состава озера Кандрыкуль с данными озер по (Масленникова и др., 2014; Юсупова и др., 2023а; Масленникова и др., 2023). Нормирование по глинистым сланцам проведено согласно (Ронов, 1990).

Примечательно, что Fe имеет положительную корреляцию с элементами Ti и Mn (r = 0,53, 0,67 соответственно) (табл. 5). Согласно проведенным предварительным магнитным исследованиям (Kuzina et al., 2024), ферромагнитные зерна имеют аномальные значения петромагнитных параметров в средней части разреза керна озера Кандрыкуль (рис. 8). Принимая во внимание эти факты, можно сделать вывод, что изучение природы и вариаций железосодержащих частиц в осадках озера Кандрыкуль требует отдельных исследований.

Согласно табл. 5, отмечается положительная корреляция Na с Si, Rb (r = 0,77 и 0,55 соответственно) (табл. 5). Это свидетельствует о том, что данные элементы происходят преимущественно из силикатов и представляют собой сигнал аллотигенной составляющей.

Полученные данные позволяют рассмотреть особенности формирования изучаемого разреза на протяжении ~8000 лет, охватывающих Атлантическую, Суббореальную и Субатлантическую стадии голоцена (рис. 8). В качестве индикаторов литогенетических изменений выступают гранулометрический состав, содержания аллотигенных и карбонатых минералов, состав карбонатных минералов, содержания Rb, Ti, Si, Na, значения ППП, k_para (парамагнитная компонента) (рис. 8).

Для периода ~8000-6000 к.л.н. характерно накопление осадка с повышенным содержанием карбонатов и органического вещества (рис. 8), что, вероятно, связано с более теплым (Масленникова и др., 2023) и сухим климатом. В работе (Юсупова и др., 2024а) установлены выраженные положительные отклонения отношений стабильных изотопов углерода и кислорода карбонатного вещества в интервале ~7040–6770 к.л.н., отражающие аридизацию климата. По данным оз. Кандрыкуль для данного эпизода характерна повышенная карбонатность осадка,

	Na	Si	Ti	Cr	Mn	Fe	Ni	Zn	Rb	Sr	P	Cu
Na	**1,00**											
Si	0,77	**1,00**										
Ti	0,49	0,67	**1,00**									
Cr	0,44	0,32	0,40	**1,00**								
Mn	0,08	0,27	0,61	0,27	**1,00**							
Fe	0,03	0,16	0,53	0,43	0,67	**1,00**						
Ni	0,30	0,20	0,57	0,53	0,60	0,50	**1,00**					
Zn	0,15	0,01	0,08	0,00	0,02	-0,01	0,13	**1,00**				
Rb	0,55	0,75	0,54	0,28	0,38	0,20	0,25	-0,08	**1,00**			
Sr	-0,70	-0,92	-0,54	-0,29	-0,16	-0,12	-0,13	-0,03	-0,71	**1,00**		
P	0,05	0,17	0,21	0,15	0,33	0,25	0,17	0,07	0,20	-0,03	**1,00**	
Cu	-0,11	-0,23	0,15	0,10	0,30	0,28	0,31	0,23	-0,06	0,30	0,10	**1,00**

Табл. 5. Корреляционная матрица.

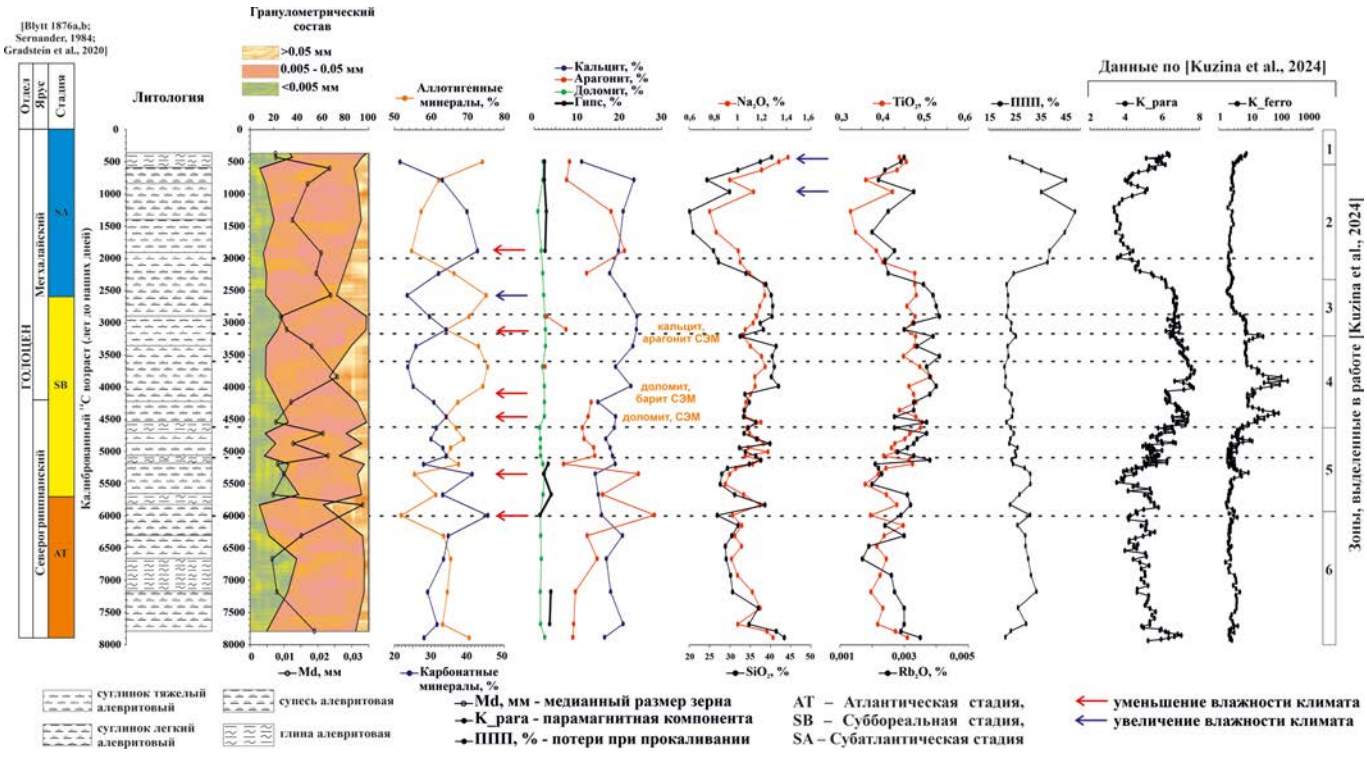


Рис. 8. Результаты комплексного исследования осадков озера Кандрыкуль.

что указывает на мелководный водоем. Интересно заметить, что существенное снижение уровня озер характерно для территории Центральной Европы, в бассейне реки Верхней Волги ~7000 к.л.н. (Новенко, 2021), а изучение разреза болота Тухола в Северной Польше позволили выделить экстремально сухой период в интервале ~7150–6800 к.л.н. (Lamentowicz et al., 2008).

Яркий эпизод уменьшения влажности климата отмечается в интервале ~ 7300–5200 к.л.н., зафиксированный в осадках озера Сабакты (Юсупова и др., 2024б), отмечающийся значительным увеличением карбонатности (до 70%). Исследования озер Южного Урала позволили установить, что около 5500 к.л.н. происходит спад содержания пыльцы ели (Maslennikova, 2020), что может указывать на уменьшение коэффициента увлажнения территории. Аридизация климата также устанавливается по данным спорово-пыльцевого анализа осадков озера Большое Миассово в период ~6400– 5000 к.л.н. (Нигаматзянова и др., 2023). По данным осадков озера Кандрыкуль, о теплых и сухих условиях в эпизоде (~ 7700–5100 к.л.н.) свидетельствует присутствие арагонита в осадке, максимальное содержание которого (до ~28%) устанавливается в эпизоды ~6100–5750 и ~5600–5250 к.л.н. (рис. 8). Кроме того, проведенная сканирующая электронная микроскопия позволила установить наличие ромбоэдрического доломита (~5100 к.л.н., рис. 4Г) в осадках озера Кандрыкуль, указывая на аридизацию климата. Исследования палеопочв Предуралья также отображают аридизацию климата в это время (Khokhlova et al., 2018).

Реверсивный характер вариаций параметров литогенных и сульфатно-карбонатных частиц задает определенный циклический рисунок разреза. При этом выделяются два интервала (цикла) с существенной сульфатизацией и карбонатизацией: ~6000–5100 к.л.н. (конец Атлантической стадии, ранняя подстадия Суббореальной стадии) и ~2000–1000 к.л.н. (средняя часть Субатлантической стадии). Последний интервал также характеризуется значительным ростом биопродуктивности (примерно в 2 раза: по значениям ППП, отражающим содержание органического вещества), по сравнению с интервалом ~8000–2000 к.л.н. (рис. 8).

«Сульфатно-карбонатный» характер указанных интервалов выступает свидетельством существенной аридизации климата. Это свидетельство подтверждается для ~6000–5100 к.л.н. данными по карбонатности осадков озера Сабакты (Юсупова и др., 2024б), данными спорово-пыльцевого анализа в осадках ряда озер Южного Урала (Maslennikova et al., 2020), озера Большое Миассово (Нигаматзянова и др., 2023), а также данными по палеопочвам Предуралья (Khokhlova et al., 2018).

Для интервала ~2000–1000 к.л.н. аргументы в пользу аридизации климата находятся в данных спорово-пыльцевого анализа осадков озера Большое Миассово (Нигаматзянова и др., 2023), в изотопных и минералогических данных осадков озер Банное и Сабакты (Юсупова и др., 2024а; Юсупова и др., 2024б).

В работах (Масленникова и др., 2014; Климанов, Немкова, 1988; Немков, 2011) для Башкирского Предуралья определен малый климатический оптимум (~1000 к.л.н.), а также малый ледниковый период (~700–300 к.л.н.). Указанный эпизод намечен нами и по данным осадков озера Кандрыкуль (рис. 8: синие стрелки в интервале ~1000–300 к.л.н.) по усилению признаков аллотигенного материала и ослаблению хемогенных и биогенных индикаторов, что согласуется с литературными данными (Немков, 2011). В целом, Субатлантическая стадия является самой неоднородной стадией в голоцене по температуре, осадкам, а также солнечной активности (Немков,

2011); в эту стадию произошла аридизация Предуралья (Немков, 2011).

На рис. 8 кроме описанных выше «сульфатно-карбонатных» интервалов красными стрелками обозначены еще несколько менее выраженных пиков «карбонатных» кривых, соответствующих, вероятно, событиям аридизации климата: ~4420 к.л.н.; ~4100 к.л.н.; 3200 к.л.н. Эти временные отметки укладываются в эпизоды аридизации, отмеченные в (Немков, 2011; Юсупова, 2023а; Масленникова и др., 2023).

Также нельзя не отметить интервал глубин 374–254 см, где происходило быстрое осадконакопление, вследствие внезапных климатических изменений (рис. 2Б). Судя по данным радиометрического датирования, в составе органического материала захоронился и переотложенный органический углерод. Это событие произошло между 4675± 165 к.л.н. и 3980± 115 к.л.н., что является периодом заметных климатических изменений во многих регионах. Для этого интервала необходимы более подробные исследования.

«Сульфатно-карбонатные» циклы чередуются с «аллотигенными» циклами, ассоциирующимися с эпизодами увлажнения климата. На рис. 8 синей стрелкой отмечено примечательное событие ~ 2500 к.л.н., вполне включающееся в так называемый экологический оптимум, выделенный на Восточном и Западном макросклонах Южного Урала (Масленникова и др., 2014; Климанов, Немкова, 1988; Юсупова, 2023а), завершившийся ~2000 к.л.н.

Заключение

Впервые получены детальные данные по возрасту, вещественному составу и генетическим особенностям длинной керновой колонки (524 см) донных отложений озера Кандрыкуль.

Установлено, что седиментация в озере Кандрыкуль началась не позднее ~ 8000 лет назад.

Изучаемые отложения представляют собой переслаивание глины алевритовой, супеси алевритовой, суглинка тяжелого алевритового и суглинка легкого алевритового.

В качестве индикаторов литогенетических изменений выступают гранулометрический состав, содержания аллотигенных и карбонатных минералов, состав карбонатных минералов, содержания Rb, Ti, Si, Na, значения ППП, k_para.

Эрозионно-карстовые процессы в породах водоразделов и вмещающих водоем породах обусловили вынос ионов Ca и Mg в озерную осадочную систему и дальнейшую существенную кристаллизацию хемогенных карбонатов и сульфатов в озерных осадках.

Изменения соотношения аллотигенной и аутигенной составляющих отражают изменения аккомодации водоема и поставки кластического материала в бассейн седиментации, связанные с изменением влажности климата.

По специфическим характеристикам аллотигенного и аутигенного минерального вещества выявлено проявление ряда климатических эпизодов и событий голоцена, наиболее яркими из которых выступили интервалы аридизации климата ~6000–5100 к.л.н. и ~2000–1000 к.л.н.

Финансирование

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания проект No FZSM-2023–0023 в сфере научной деятельности.

Литература

Абдрахманов Р.Ф. (2005). Гидрогеоэкология Башкортостана. Уфа: Информреклама, 344 с.

Абдрахманов Р.Ф., Мартин В.И., Попов В.Г. Рождественский А.П., Смирнов А.И., Травкин А.И. (2002). Карст Башкортостана. Уфа: Институт геологии Уфимского научного центра РАН, 383 с.

Борисова О.К. (2014). Ландшафтно-климатические изменения в голоцене. *Изв. РАН. Сер.: Геогр.,* 2, с. 5–20. https://doi.org/10.15356/0373-2444-2014-2-5-20

Грим Р.Е. (1956). Минералогия глин. М.: Издательство иностранной литературы, 454 с.

Ескина Г.М., Морозов В.П. (2020). Рентгенографический анализ в исследовании минералов. руд и горных пород. Казань: Казан. ун-т, 43 с.

Злобина О. Н., Москвин В. И., Хлыстов О.М. (2011). Аутигенное минералообразование в современных осадках оз. Байкал. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 4(8), с. 48–56.

КАНДРЫКУЛЬ. Башкортостан. Краткая энциклопедия. (1996). Уфа: Научное издательство «Башкирская энциклопедия», 321 с.

Климанов В.А., Немкова В.К. (1988). Изменение климата Башкирии в голоцене. Палеоклиматы голоцена европейской территории СССР. М.: Наука, с. 45–51.

Кузина Д. М., Щербаков В. П., Сальная Н. В., Юсупова А. Р., Х-Ч. Ли, Нургалиев Д. К. (2024). Относительная палеонапряженность геомагнитного поля за последние 9000 лет по донным осадкам озера Шира, Северная Хакасия, определенная по методу псевдо-Тельье. *Физика Земли*, 4, с. 161–181. https://doi.org/10.31857/S0002333724040111

Лидер М. (1986). Седиментология. Процессы и продукты (Пер. с англ.). М.: Мир, 439 с.

Логвиненко Н. В. (1984). Петрография осадочных пород с основами методики исследования. М.: Высшая школа, 416 с.

Мальцев А.Е. (2017). Геохимия голоценовых разрезов сапропелей малых озер юга Западной Сибири и Восточного Прибайкалья. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. Новосибирск: Ин-т геохимии им. А. П. Виноградова СО РАН, 199 с.

Масленникова А.В., Артемьев Д.А., Зазовская Э.П., Дерягин В.В., Гулаков В.О., Удачин Н.В., Аминов П.Г., Удачин В.Н. (2023). Геохимическая летопись озера Сабакты: количественная оценка электропроводности вод и реконструкция обстановок осадконакопления позднеледниковья и голоцена степной зоны Южного Урала. *Литосфера*, 23(3), с. 410–429. https://doi.org/10.24930/1681–9004-2023-23-3-410-429

Масленникова А.В., Удачин В.Н., Дерягин В.В. (2014). Палеоэкология и геохимия озерной седиментации голоцена Урала. Екатеринбург: РИО УрО РАН, 136 с.

Масленникова А.В., Удачин В.Н., Пирогов Д.В., Хворов П.В. (2016). Реконструкция обстановок озерного седиментогенеза в позднеледниковье и голоцене Среднего Урала. *Литосфера*, 6, с. 166–176.

Немков В.А. (2011). Энтомофауна степного Приуралья (история формирования и изучения, состав, изменения, охрана). М.: Издательский дом «Университетская книга», 316 с.

Нигаматзянова Г.Р., Фролова Л. А., Нигматуллин Н.М., Юсупова А. Р., Нургалиев Д. К. (2023). Реконструкция растительности и климатических изменений позднеледниковья – голоцена южного Урала на основе спорово-пыльцевого анализа донных отложений озера Большое Миассово. *Геоморфология и палеогеография*, 54(4), с. 179–194.

Нигмедзянова А.Р., Борисов А.С. (2002). Сейсмостратиграфический анализ донных отложений современных озер: палеоклиматическое значение. *Георесурсы*, 3(11), с. 2–3.

Новенко Е.Ю. (2021) Динамика ландшафтов и климата в Центральной и Восточной Европе в голоцене – прогнозные оценки изменения природной среды. *Геоморфология*, 52(3), с. 24–47. https://doi.org/10.31857/S0435428121030093

Нургалиев Д.К., Утемов Э.В., Ясонов П. Г., Нургалиева Н. Г., Косарева Л. Р. (2009). Остатки магнитотактических бактерий в отложениях современных озер - новый инструмент палеогеофизики. *Ученые записки Казанского государственного университета*. Серия: Естественные науки, 151(4), с. 180–191.

Палеоклиматы позднеледниковья и голоцена (1989). АН СССР, Ин-т географии; Отв. ред. Н. А. Хотинский. М.: Наука. 168 с.

Рединг Х. (1990). Обстановки осадконакопления и фации. Т. I. М.: Мир, 352 с.

Реестр особо охраняемых природных территорий Республики Башкортостан. (2010). Уфа: Гилем, 414 с.

Ригби Дж., Хемблин У. (1974). Условия древнего осадконакопления и их распознавание. М.: Мир, 327 с.

Ронов А.Б., Ярошевский А.А., Мигдисов А.А. (1990). Химическое строение земной коры и геохимический баланс главных элементов. М.: Наука, 180 с.

Солотчин П.А. (2023). Литолого-минералогические летописи донных отложений озер Сибирского региона как основа палеоклиматических реконструкций. *Дис. д-ра геол.-минерал. наук*: Новосибирск: Ин-т геохимии им. А. П. Виноградова СО РАН, 237 с.

Страхов Н.М. (1960–1962). Основы теории литогенеза. М.: Изд-во АН СССР, Т. 1: Типы литогенеза и их размещение на поверхности Земли, 212 с.; Т. 2: Закономерности состава и размещения гумидных отложений, 574 с.; Т. 3: Закономерности состава и размещения аридных отложений, 558 с.

Субетто Д.А., Севастьянов Д.В., Сапелко Т.В., Бойнагрян В.Р., Греков И.М. (2017). Озера как накопительные информационные системы и индикаторы климата. *Астраханский вестник экологического образования*, 4(42), с. 4–14.

Уваров В.Э. (1991а). Экспрессный рентгенографический количественный фазовый анализ (ЭРКФА) горных пород и почв. Инструкция НСОММИ № 29. М.: ВИМС, 18 с.

Уваров В.Э. (1991б). Экспрессный рентгенографический полуколичественный фазовый анализ глинистых минералов. Методические рекомендации № 68. НСОММИ ВИМС, 18 с.

Шерышева Н.Г. (2015). Состояние донных отложений озера Кандры-Куль (Республика Башкортостан) в 2010 и 2012 годах. *Известия Самарского научного центра Российской академии наук*, 17(4–5), с. 962–971.

Юсупова А.Р. (2023а). Литологические особенности и условия осадконакопления плейстоцен-голоценовых донных отложений озер Банное и Сабакты, Южный Урал. Дис. канд. геол.-мин. наук. Казань, 203 с.

Юсупова А.Р., Нургалиева Н.Г., Кузина Д.М., Рогов А.М., Нигаматзянова Г.Р. (2024а). Литологические особенности донных отложений озера Банное (Южный Урал) как индикатор изменений природной среды и климата голоцена. *Литосфера*, 24(1), с. 173–194. https://doi.org/10.24930/1681–9004-2024-24-1-173-194

Юсупова А. Р., Нургалиева Н. Г., Кузина Д. М., Косарева Л. Р., Юнусова Д. А. (2023б). Особенности вещественного состава донных отложений озера Сабакты (Южный Урал). *Успехи современного естествознания*, 7, с. 72–81 с.

Юсупова А.Р., Нургалиева Н.Г., Рогов А.М. (2024б). Минеральный состав донных отложений озера Сабакты как индикатор палеоклимата, Южный Урал, Россия. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 335(8), с. 77–90 https://doi.org/10.18799/24131830/2024/8/4403

Alley R.B., Clark P.U. (1999). The deglaciation of the Northern Hemisphere: A global perspective. Annual. *Reviews of Earth and Planetary Sciences*, 27, pp. 149–182. https://doi.org/10.1146/annurev.earth.27.1.149

Bentz J.L., Peterson R.C. (2021). Authigenic Phyllosilicates in Sand Layers from the Mudflats of Saline Lakes in the Northern Great Prairies, Saskatchewan. *The Canadian Mineralogist*, 60(1), pp. 101–120. https://doi.org/10.3749/canmin.1900065

Björnerås C., Persson P., Weyhenmeyer G.A., Hammarlund D., Kritzberg E.S. (2021). The lake as an iron sink-new insights on the role of iron speciation. *Chemical Geology*, 584, 120529. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2021.120529

Blaauw M., Christen J.A. (2011). Flexible paleoclimate age-depth models using an autoregressive gamma process. *Bayesian Analysis*, 6, pp. 457–474. https://doi.org/10.1214/ba/1339616472

Blytt A.G. (1876a). Essay on the immigration of the Norwegian flora during alternating rainy and dry periods. Christiania (Oslo): Cammermeyer, 89 p.

Blytt A.G. (1876b). ForsØg til en theori om indvandringen af Norges flora under vexlende regnfulde og tørre Tider. Nyt Mag. Naturvid. Christiana (Oslo), 21, pp. 279–362.

Bristow T.F., Kennedy M.J., Morrison K.D., Mrofka D.D. (2012). The influence of authigenic clay formation on the mineralogy and stable isotopic record of lacustrine carbonates. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 90, pp. 64–82. https://doi.org/10.1016/j.gca.2012.05.006

Brock F., Higham T., Ditchfield P., Ramsey C.B. (2010). Current pretreatment methods for AMS radiocarbon dating at the Oxford radiocarbon accelerator unit (ORAU). *Radiocarbon*, 52, pp. 103–112. https://doi.org/10.1017/S0033822200045069

Egli R. (2004). Characterization of individual rock magnetic components by analysis of remanence curves. 2. Fundamental properties of coercivity distributions. *Physics and Chemistry of the Earth*, 29(13/14), pp. 851–867. https://doi.org/10.1016/j.pce.2004.04.001

Evans M., Heller F. (2003). Environmental magnetism: Principles and applications of enviromagnetics. San Diego: Academic Press, 299 p.

Gradstein F.M., Felix M. Gradstein, Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. (2020). The geologic time scale 2020. *Elsevier*, 2, 1390 p. https://doi.org/10.1127/nos/2020/0634

Guo P., Wen H., Li Ch., He H., Sánchez-Román M. (2023) Lacustrine dolomite in deep time: What really matters in early dolomite formation and accumulation? *Earth-Science Reviews*, 246, 104575. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104575

Hammer U.T. (1986). Saline Lake ecosystems of the world. Dr W. Junk Publ., Dordrecht, Netherlands, 616 p.

Khokhlova O.S., Morgunova N.L., Khokhlov A.A., Gol'eva A.A. (2018). Climate and Vegetation Changes over the Past 7000 Years in the Cis-Ural Steppe. *Euras. Soil Sci.*, 51, pp. 506–517. https://doi.org/10.1134/S106422931805006X

Kilian R., Lamy F. (2012). A review of Glacial and Holocene paleoclimate records from southernmost Patagonia (49–55°S). *Review Article Quaternary Science Reviews*, 53, pp. 1–23. https://doi.org/10.1016/j.quascirev.2012.07.017

Kuzina D.M., Yusupova A.R., Nurgalieva N.G., Nurgaliev D.K., Krylov P.S., Mulikova D.I. (2024) Magnetic properties of lake Kandrykul sediments (Republic of Bashkortostan, Russian Federation). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 335(10), pp. 43–55. https://doi.org/10.18799/24131830/2024/10/4460

Lamentowicz M., Obremska M., Mitchell E.A.D. (2008). Autogenic succession, land-use change, and climatic influences on the Holocene development of a kettle-hole mire in Northern Poland. *Review of Palaeobotany and Palynology*, 151, pp. 21–40. https://doi.org/10.1016/j.revpalbo.2008.01.009

Li H-C., Chang Y., Berelson W.M., Zhao M., Misra S., Shen T-T. (2022). Interannual Variations of D14CTOC and Elemental Contents in the Laminated Sediments of the Santa Barbara Basin During the Past 200 Years. *Front. Mar. Sci.*, 9, Art. No. 823793. https://doi.org/10.3389/fmars.2022.823793

Maslennikova A.V., Udachin V.N., Anfilogov V.N. (2020). Holocene Environments of Anomalous Uranium Concentrations in Sediments of Syrytkul Lake (Southern Urals). *Dokl. Earth Sci.*, 492(1), pp. 323–326. https://doi.org/10.1134/S1028334X2005013X

Merilä J., Hendry A.P. (2014). Climate change, adaptation and phenotypic plasticity: The problem and the evidence. *Evolutionary Applications*, 7(1), pp. 1–14. https://doi.org/10.1111/eva.12137

Misra S., Kashyap S., Chou C.Y., Chang T.Y., Li H.C., Ning X.Y., Sun J.J., Wang J., Zhao M. (2024). The influence of plant species and pretreatment on the ^{14}C age of Carex-dominated peat plants of a peat core from Jinchuan Mire, NE China. *Radiocarbon*, pp. 1–21. https://doi.org/10.1017/RDC.2023.112

Reimer P.J., Austin W., Bard E., Bayliss A., Blackwell P.G., Ramsey C.B., Butzin M., Cheng H., Edwards R.L., Friedrich M., Grootes P.M., Guilderson T.P., Hajdas I., Heaton T.J., Hogg A.G., Hughen K.A., Kromer B., Manning S.W., Muscheler R., Palmer J.G., Pearson C., van der Plicht J., Reimer R.W., Richards D.A., Scott E.M., Southon J.R., Turney C.S.M., Wacker L., Adolphi F., Büntgen U., Capano M., Fahrni S., Fogtmann-Schulz A., Friedrich R., Köhler P., Kudsk S., Miyake F., Olsen J., Reinig F., Sakamoto M., Sookdeo A., Talamo S. (2020). The IntCal20 Northern Hemisphere radiocarbon age calibration curve (0-55 cal kBP). *Radiocarbon*, 62, pp. 725–757. https://doi.org/10.1017/RDC.2020.41

Sernander R. (1984). Studier öfver den Ġótländska vegetationens utvecklingshistora. R. Sernander. Uppsala: Akademisk afhandling, 112 p.

Smoot J.P., Lowenstein T.K. (1991). Depositional environments of non-marine evaporites. Evaporites, petroleum, and mineral resources. New York: Elsevier. *Developments in Sedimentology*, 50, pp. 189–347. https://doi.org/10.1016/S0070-4571(08)70261-9

Story S., Bowen B.B., Benison K.C., Schulze D.G. (2010). Authigenic phyllosilicates in modern acid saline lake sediments and implications for Mars. *Journal of Geophysical Research*, 115, E12012. https://doi.org/10.1029/2010JE003687

Wetzel R.G. (2001a). Limnology: Lake and River Ecosystems. San Diego: Academic Press, 1006 p.

Wetzel R.G. (2001b). Limnology. Philadelphia, 743 p.

Сведения об авторах

Анастасия Рафаилевна Юсупова – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

e-mail: i@ajusupova.ru

Нурия Гавазовна Нургалиева – доктор геол.-минерал. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

e-mail: nurgal07@mail.ru

Диляра Мтыгулловна Кузина – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

e-mail: nurgal07@mail.ru

Хун-Чун Ли – доктор философии в области геологии, профессор, заведующий лабораторией радиоуглеродного датирования с применением ускорительной масс-спектрометрии (NTUAMS Lab), факультет наук о Земле, Национальный университет Тайваня

Рузвельт роуд, 1, Секция 4, Тайбэй, 106, Тайвань

e-mail: hcli1960@ntu.edu.tw

Статья поступила в редакцию 07.12.2024;
Принята к публикации 30.05.2025; Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The Composition of Lacustrine Sediments of Lake Kandrykul (Republic of Bashkortostan) Based on Mineralogical, Geochemical Data and Climatic Changes in the Holocene

A.R. Yusupova[1], N.G. Nourgalieva[1], D.M. Kuzina[1], H-Ch. Li[2]*

[1]Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

[2]National Taiwan University, Taipei, Taiwan

[*]Corresponding author: Anastasiia R. Yusupova, e-mail: i@ajusupova.ru

Abstract. This study presents the first investigation of Lake Kandrykul sediments through radiometric dating and detailed lithological and mineralogical analysis of a long (>5 m) core sample retrieved from the lake's bottom. The results shed new light on depositional conditions in the region and contributed to a broader understanding of lake sedimentation during the late Quaternary.

Radiocarbon dating indicates that sedimentation in Lake Kandrykul began approximately 8,000 years ago. The studied depositional sequence consists of alternating layers of silty clay, silty sandy loam, heavy silty loam, and light silty loam.

Allogenic minerals make up the bulk of the sediment composition, reaching up to 76%. Elevated Ca and Mg content in several core intervals correlate with the presence of authigenic carbonate and sulfate crystals, reflecting Lake Kandrykul's setting within an erosional-karst depression formed in sulfate-carbonate-rich sedimentary rocks.

The changing ratios between allogenic and authigenic components serve as indicators of Holocene climate shifts, particularly highlighting two major arid periods: around 6,000–5,100 years BP and 2,000–1,000 years BP.

Keywords: lake sediments, ^{14}C dating, grain size analysis, mineral and chemical composition of sediments, paleoclimate, Holocene

Acknowledgements

This work was funded by the subsidy allocated to Kazan Federal University for the state assignment project no. FZSM-2023-0023 in the sphere of scientific activities.

Recommended citation: Yusupova A.R., Nourgalieva N.G., Kuzina D.M., Li H-Ch. (2025). The Composition of Lacustrine Sediments of Lake Kandrykul (Republic of Bashkortostan) Based on Mineralogical, Geochemical Data and Climatic Changes in the Holocene. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 281–296. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.21

References

Abdrakhmanov R.F. (2005). Hydrogeoecology of Bashkortostan. Ufa: Informreklama, 344 p. (In Russ.)

Abdrakhmanov R.F., Martin V.I., Popov V.G. Rozhdestvensky A.P., Smirnov A.I., Travkin A.I. (2002). Karst of Bashkortostan. Ufa: Institute of Geology, Ufa Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, 383 p. (In Russ.)

Alley R.B., Clark P.U. (1999). The deglaciation of the Northern Hemisphere: A global perspective. Annual. *Reviews of Earth and Planetary Sciences*, 27, pp. 149–182. https://doi.org/10.1146/annurev.earth.27.1.149

Bentz J.L., Peterson R.C. (2021). Authigenic Phyllosilicates in Sand Layers from the Mudflats of Saline Lakes in the Northern Great Prairies, Saskatchewan. *The Canadian Mineralogist*, 60(1), pp. 101–120. https://doi.org/10.3749/canmin.1900065

Björnerås C., Persson P., Weyhenmeyer G.A., Hammarlund D., Kritzberg E.S. (2021). The lake as an iron sink-new insights on the role of iron speciation. *Chemical Geology*, 584, 120529. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2021.120529

Blaauw M., Christen J.A. (2011). Flexible paleoclimate age-depth models using an autoregressive gamma process. *Bayesian Analysis*, 6, pp. 457–474. https://doi.org/10.1214/ba/1339616472

Blytt A.G. (1876a). Essay on the immigration of the Norwegian flora during alternating rainy and dry periods. Christiania (Oslo): Cammermeyer, 89 p.

Blytt A.G. (1876b). ForsØg til en theori om indvandringen af Norges flora under vexlende regnfulde og tørre Tider. Nyt Mag. Naturvid. Christiana (Oslo), 21, pp. 279–362.

Borisova O.K. (2014). Landscape and Climate Change in Holocene. *Izvestiya Rossiiskoi Akademii Nauk. Seriya Geograficheskaya*, 2, pp. 5–20. (In Russ.) https://doi.org/10.15356/0373-2444-2014-2-5-20

Bristow T.F., Kennedy M.J., Morrison K.D., Mrofka D.D. (2012). The influence of authigenic clay formation on the mineralogy and stable isotopic record of lacustrine carbonates. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 90, pp. 64–82. https://doi.org/10.1016/j.gca.2012.05.006

Brock F., Higham T., Ditchfield P., Ramsey C.B. (2010). Current pretreatment methods for AMS radiocarbon dating at the Oxford radiocarbon accelerator unit (ORAU). *Radiocarbon*, 52, pp. 103–112. https://doi.org/10.1017/S0033822200045069

Egli R. (2004). Characterization of individual rock magnetic components by analysis of remanence curves. 2. Fundamental properties of coercivity distributions. *Physics and Chemistry of the Earth*, 29(13/14), pp. 851–867. https://doi.org/10.1016/j.pce.2004.04.001

Eskina G.M., Morozov V.P. (2020). X-ray analysis in the study of minerals. Ores and rocks. Kazan: Kazan. University, 43 p. (In Russ.)

Evans M., Heller F. (2003). Environmental magnetism: Principles and applications of enviromagnetics. San Diego: Academic Press, 299 p.

Gradstein F.M., Felix M. Gradstein, Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. (2020). The geologic time scale 2020. *Elsevier*, 2, 1390 p. https://doi.org/10.1127/nos/2020/0634

Grim R.E. (1953). Clay mineralogy. N.Y.: McGraw-Hill Book Co. Inc., 384 p. https://doi.org/10.1097/00010694-195310000-00009

Guo P., Wen H., Li Ch., He H., Sánchez-Román M. (2023) Lacustrine dolomite in deep time: What really matters in early dolomite formation and accumulation? *Earth-Science Reviews*, 246, 104575. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104575

Hammer U.T. (1986). Saline Lake ecosystems of the world. Dr W. Junk Publ., Dordrecht, Netherlands, 616 p.

Kandrykul. Bashkortostan. A brief encyclopedia. (1996). Ufa: Bashkir Encyclopedia, 321 p. (In Russ.)

Khokhlova O.S., Morgunova N.L., Khokhlov A.A., Gol'eva A.A. (2018). Climate and Vegetation Changes over the Past 7000 Years in the Cis-Ural Steppe. *Euras. Soil Sci.*, 51, pp. 506–517. https://doi.org/10.1134/S106422931805006X

Kilian R., Lamy F. (2012). A review of Glacial and Holocene paleoclimate records from southernmost Patagonia (49–55°S). *Review Article Quaternary Science Reviews*, 53, pp. 1–23. https://doi.org/10.1016/j.quascirev.2012.07.017

Klimanov V.A., Nemkova V.K. (1988). Climate change in Bashkiria in the Holocene. *Paleoclimates of the Holocene of the European territory of the USSR*. Moscow: Nauka, pp. 45–51. (In Russ.)

Kuzina D.M., Yusupova A.R., Nurgalieva N.G., Nurgaliev D.K., Krylov P.S., Mulikova D.I. (2024). Magnetic properties of lake Kandrykul sediments (Republic of Bashkortostan, Russian Federation). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 335(10), pp. 43–55. https://doi.org/10.18799/24131830/2024/10/4460

Lamentowicz M., Obremska M., Mitchell E.A.D. (2008). Autogenic succession, land-use change, and climatic influences on the Holocene development of a kettle-hole mire in Northern Poland. *Review of Palaeobotany and Palynology*, 151, pp. 21–40. https://doi.org/10.1016/j.revpalbo.2008.01.009

Leeder, M. (1986). Sedimentology. Processes and products (Translated from English). Moscow: Mir, 439 p. (In Russ.)

Li H-C., Chang Y., Berelson W.M., Zhao M., Misra S., Shen T-T. (2022). Interannual Variations of D14CTOC and Elemental Contents in the Laminated Sediments of the Santa Barbara Basin During the Past 200 Years. *Front. Mar. Sci.*, 9, Art. No. 823793. https://doi.org/10.3389/fmars.2022.823793

Logvinenko N.B. (1984). Petrography of sedimentary rocks with the basics of research methodology. Moscow: Higher School, 416 p. (In Russ.)

Maltsev A.E. (2017). Geochemistry of Holocene sapropel sections of small lakes in the south of Western Siberia and Eastern Pribaikalia. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Novosibirsk: Vinogradov Institute of Geochemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 199 p. (In Russ.)

Maslennikova A.V., Artemiev D.A., Zazovskaia E.P., Deryagin V.V., Gulakov V.O., Udachin N.V., Aminov P.G., Udachin V.N. (2023). Geochemical record of Lake Sabakty: Electrical conductivity and reconstruction of the Lateglacial and Holocene environments in the Southern Urals (Russia) steppe. *LITHOSPHERE (Russia)*, 23(3), pp. 410–429. https://doi.org/10.24930/1681–9004-2023-23-3-410-429

Maslennikova A.V., Udachin V.N., Anfilogov V.N. (2020). Holocene Environments of Anomalous Uranium Concentrations in Sediments of Syrytkul Lake (Southern Urals). *Dokl. Earth Sci.*, 492(1), pp. 323–326. https://doi.org/10.1134/S1028334X2005013X

Maslennikova A.V., Udachin V.N., Deryagin V.B. (2014). Paleoecology and geochemistry of lake sedimentation of the Holocene of the Urals. Ekaterinburg: RIO Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 136 p. (In Russ.)

Maslennikova A.V., Udachin V.N., Pirogov D.V., Khvorov P.V. (2016). Paleolimnological reconstruction of Late Glacial and Holocene environments of Middle Urals. *LITHOSPHERE (Russia)*, 6, pp. 166–176. (In Russ.)

Merilä J., Hendry A.P. (2014). Climate change, adaptation and phenotypic plasticity: The problem and the evidence. *Evolutionary Applications*, 7(1), pp. 1–14. https://doi.org/10.1111/eva.12137

Misra S., Kashyap S., Chou C.Y., Chang T.Y., Li H.C., Ning X.Y., Sun J.J., Wang J., Zhao M. (2024). The influence of plant species and pretreatment on the ^{14}C age of Carex-dominated peat plants of a peat core from Jinchuan Mire, NE China. *Radiocarbon*, pp. 1–21. https://doi.org/10.1017/RDC.2023.112

Nemkov V.A. (2011). Entomofauna of the steppe Urals (history of formation and study, composition, changes, protection). Moscow: Universitetskaya kniga, 316 p. (In Russ.)

Nigamatzyanova G.R., Frolova L.A., Nigmatullin N.M., Yusupova A.R., Nurgaliev D.K. (2023). Vegetation and climate changes in the Southern Urals in the Late Glacial and Holocene derived from pollen record of Lake Bolshoe Miassovo. *Geomorfologiya i Paleogeografiya*, 54(4), pp. 179–194. DOI: 10.31857/S2949178923040060

Nigmedzyanova A.R., Borisov A.S. (2002). Seismic stratigraphic analysis of modern lake bottom sediments: paleoclimatic significance. *Georesursy = Georesources*, 3(11), pp. 2–3. (In Russ.)

Novenko E.Yu. (2021). Landscape and climate dynamics in Central and Eastern Europe during the Holocene – assessment of future environmental changes. *Geomorfologiya*, 52 (3), pp. 24–47. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S0435428121030093

Nurgaliev D.K., Utemov E.V., Yasonov P.G., Nurgalieva N.G., Kosareva L.R. (2009). Residues of magnetotactic bacteria in sediments of modern lakes - a new tool of paleogeophysics. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta Seriya Estestvennye Nauki*, 151(4), pp. 180–191. (In Russ.)

Paleoclimates of the Late Glacial and Holocene (1989). USSR Academy of Sciences, Institute of Geography. Ed. by N. A. Khotinsky. Moscow: Nauka, 168 p.

Reding H. (1990). Sedimentation environments and facies. Vol. I. Moscow: Mir, 352 p. (In Russ.)

Register of specially protected natural territories of the Republic of Bashkortostan (2010). Ufa: Gilem, 414 p. (In Russ.)

Reimer P.J., Austin W., Bard E., Bayliss A., Blackwell P.G., Ramsey C.B., Butzin M., Cheng H., Edwards R.L., Friedrich M., Grootes P.M., Guilderson T.P., Hajdas I., Heaton T.J., Hogg A.G., Hughen K.A., Kromer B., Manning S.W., Muscheler R., Palmer J.G., Pearson C., van der Plicht J., Reimer R.W., Richards D.A., Scott E.M., Southon J.R., Turney C.S.M., Wacker L., Adolphi F., Büntgen U., Capano M., Fahrni S., Fogtmann-Schulz A., Friedrich R., Köhler P., Kudsk S., Miyake F., Olsen J., Reinig F., Sakamoto M., Sookdeo A., Talamo S. (2020). The IntCal20 Northern Hemisphere radiocarbon age calibration curve (0-55 cal kBP). *Radiocarbon*, 62, pp. 725–757. https://doi.org/10.1017/RDC.2020.41

Rigby J., Hamblin W. (1974). Ancient Sedimentation Environments and Their Recognition. Moscow: Mir, 327 p. (In Russ.)

Ronov A.B., Yaroshevsky A.A., Migdisov A.A. (1990). Chemical structure of the Earth's crust and geochemical balance of major elements. Moscow: Nauka, 180 p. (In Russ.)

Sernander R. (1984). Studier öfver den Ġótländska vegetationens utvecklingshistora. R. Sernander. Uppsala: Akademisk afhandling, 112 p.

Sherysheva N.G. (2015). State of bottom sediments of Kandry-Kul Lake (Republic of Bashkortostan) in 2010 and 2012. *Izvestia Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*, 17(4–5), pp. 962–971. (In Russ.)

Smoot J.P., Lowenstein T.K. (1991). Depositional environments of non-marine evaporites. Evaporites, petroleum, and mineral resources. New York: Elsevier. *Developments in Sedimentology*, 50, pp. 189–347. https://doi.org/10.1016/S0070-4571(08)70261-9

Solotchin P.A. (2023). Lithological and mineralogical records of bottom sediments of lakes in the Siberian region as a basis for paleoclimatic reconstructions. Dr. Geol. and Min. Sci. Diss. Novosibirsk: Vinogradov Institute of Geochemistry SB RAS, 237 p. (In Russ.)

Story S., Bowen B.B., Benison K.C., Schulze D.G. (2010). Authigenic phyllosilicates in modern acid saline lake sediments and implications for Mars. *Journal of Geophysical Research*, 115, E12012. https://doi.org/10.1029/2010JE003687

Strakhov N.M. (1960-1962). Fundamentals of the theory of lithogenesis. Moscow: USSR Academy of Sciences, Vol. 1: Types of lithogenesis and their distribution on the Earth's surface, 212 p.; Vol. 2: Regularities of

Composition and Distribution of Humid Deposits, 574 p.; Vol. 3: Regularities of Composition and Distribution of Arid Sediments, 558 p. (In Russ.)

Subetto D.A., Sevastyanov D.V., Sapelko T.V., Boinagryan V.R., Grekov I.M. (2017). Lakes as accumulative information systems and climate indicators. *Astrakhanskiy vestnik ekologicheskogo obrazovaniya*, 4(42), pp. 4–14. (In Russ.)

Uvarov V.E. (1991a). Express radiographic quantitative phase analysis (ERKFA) of rocks and soils. Instruction NSOMMI No. 29. Moscow: VIMS, 18 p. (In Russ.)

Uvarov V.E. (1991b). Express X-ray semi-quantitative phase analysis of clay minerals. Methodical recommendations No. 68. NSOMMI VIMS, 18 p. (In Russ.)

Wetzel R.G. (2001a). Limnology: Lake and River Ecosystems. San Diego: Academic Press, 1006 p.

Wetzel R.G. (2001b). Limnology. Philadelphia, 743 p.

Yusupova A.R. (2023a). Lithologic features and conditions of sedimentation of Pleistocene-Holocene bottom sediments of lakes Bannoe and Sabakty, Southern Urals. Cand. Geol. and Min. Sci. Diss. Kazan, 203 p. (In Russ.)

Yusupova A.R., Nurgalieva N.G., Kuzina D.M., Rogov A.M., Nigamatzyanova G.R. (2024a). Lithological features of Lake Bannoe sediments (Southern Urals) as an indicator of environmental and climate changes in the Holocene. *LITHOSPHERE (Russia)*, 24(1), pp. 173–194. (In Russ.) https://doi.org/10.24930/1681–9004-2024-24-1-173-194

Yusupova A.R., Nurgalieva N.G., Kuzina D.M.,Kosareva L.R. (2023b). Composition characteristics of Sabakty lake lacustrine sediments (Southern Urals). *Advances in current natural sciences*, 7, pp. 72–81. (In Russ.) https://doi.org/10.17513/use.38074

Yusupova A.R., Nurgalieva N.G., Rogov A.M. (2024b). Mineral composition of lake Sabakty sediments as an indicator of paleoclimate, Southern Urals, Russia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 335(8), pp. 77–90. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2024/8/4403

Zlobina O.N., Moskvin V.I., Khlystov O.M. (2011). Authigenic mineral formation in modern sediments of Lake Baikal. *Geology and mineral resources of Siberia*, 4(8), pp. 48–56. (In Russ.)

About the Authors

Anastasia R. Yusupova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4/5, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

e-mail: i@ajusupova.ru

Nouria G. Nourgalieva – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4/5, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

e-mail: Nouria.Nourgalieva@kpfu.ru

Dilyara M. Kuzina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

4/5, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

e-mail: nurgal07@mail.ru

Hong-Chun Li – Dr. Sc., Professor of Geosciences, National Taiwan University

No. 1, Sec. 4, Roosevelt Road, Taipei 106, Taiwan

e-mail: hcli1960@ntu.edu.tw

Manuscript received 7 December 2024;
Accepted 30 May 2025; Published 30 June 2025

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

www.georс.ru

КРАТКОЕ СООБЩЕНИЕ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.22 УДК 553.982

Первые радиоизотопные U–Pb LA-ICP-MS датировки пограничных отложений девона и карбона в доманиковых фациях Камско-Кинельской системы прогибов (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Восточно-Европейская платформа)

В.В. Силантьев[1,2], Д.К. Нургалиев[1], Г.М. Сунгатуллина[1], Д.Н. Мифтахутдинова[1,2], А.В. Куликова[1], Н.Г. Нургалиева[1], Я.Я. Саетгалеева[1], А.С. Вандин[1]*

[1]*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия*

[2]*Филиал Казанского (Приволжского) федерального университета в городе Джизаке, Джизак, Узбекистан*

Впервые радиоизотопным методом U–Pb LA-ICP-MS датированы цирконы из тонких прослоев вулканического пепла, содержащихся в высокоуглеродистых породах доманиковой фации (нефтематеринские отложения) пограничного интервала девонской и каменноугольной систем. Материал происходит из керна двух скважин, расположенных в осевой и бортовой зонах Камско-Кинельской системы прогибов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В осевой зоне основание конодонтовой зоны Siphonodella quadruplicata имеет конкордантный U-Pb возраст 357.6 ± 1.7 млн лет. В бортовой зоне верхняя часть зоны Palmatolepis gracilis expansa имеет конкордантный U–Pb возраст 360.0 ± 1.2 млн лет. Полученные датировки соответствуют, в пределах погрешности анализа, современной хроностратиграфической конодонтовой шкале и позволяют уточнить начало Хангенбергского события в пределах изученного бассейна.

Ключевые слова: Восточно-Европейская платформа, Камско-Кинельская система прогибов, девон, карбон, доманиковые фации, U–Pb LA-ICP-MS датирование цирконов

Для цитирования: Силантьев В.В., Нургалиев Д.К., Сунгатуллина Г.М., Мифтахутдинова Д.Н., Куликова А.В., Нургалиева Н.Г., Саетгалеева Я.Я., Вандин А.С. (2025). Первые радиоизотопные U–Pb LA-ICP-MS датировки пограничных отложений девона и карбона в доманиковых фациях Камско-Кинельской системы прогибов (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Восточно-Европейская платформа). *Георесурсы,* 27(2), с. 297–304. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.22

Введение

Вулканический материал в породах доманиковой фации девона и карбона Волго-Уральской провинции представлен либо пепловыми прослоями (мощностью до 3 см), в которых преобладает вулканическое стекло, либо зеленовато-серыми глинами, либо микролинзами туфогенного материала (Фортунатова и др., 2018, 2023). Имеются работы с детальной микроскопической, рентгенографической, термической характеристиками туфовых прослоев из верхнедевонских и турнейских отложений Муханово-Ероховской впадины Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) (Шакиров и др., 2022). В 2023–2024 гг. были проведены лабораторные исследования по поиску технологии извлечения минералов тяжелой фракции из туфовых прослоев. Сложность этой работы вызвана тем, что туфовые прослои представляют собой очень твердую породу и имеют толщину, измеряемую первыми миллиметрами, то есть вес пробы, которую можно отобрать, не превышает 3–5 г. Представленные в работе материалы относятся к числу немногих местонахождений, для которых получены прямые радиоизотопные датировки туфов на границе девона и карбона (рис. 1) (Trapp et al., 2004; Liu et al., 2012; Myrow et al., 2014; Ferri et al., 2021; Xu et al., 2024).

Геологическая ситуация. Камско-Кинельская система прогибов (ККСП) существовала с начала франа по конец турне, окаймляя приподнятые карбонатные платформы мелководного бассейна краевой части Восточно-Европейской платформы, примыкавшей к Уральскому океану (Silantiev et al., 2024). Ее впадины заполнялись глинистыми, кремнистыми и карбонатными осадками с высоким содержанием органического вещества.

* Ответственный автор: Владимир Владимирович Силантьев
e-mail: vsilant@gmail.com

© 2025 Коллектив авторов

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

Рис. 1. Основные разрезы, в которых датирован пограничный интервал девона и карбона: 1 – западная Канада (Ferri et al., 2021), 2 – Германия (Trapp et al., 2004), 3 – Польша (Myrow et al., 2014), 4 – Южный Китай (Liu et al., 2012; Xu et al., 2024), 5 – Восточно-Европейская платформа (данная статья); палеогеографическая карта дана с упрощением по свободным ресурсам Р. Блэки (Deep Time Maps; https://deeptimemaps.com/map-lists-thumbnails/global-series/).

В отечественной геологии отложения с высоким содержанием органического вещества, выполняющие прогибы ККСП, известны под названиями доманикиты (5–25% $C_{орг}$) и доманикоиды (менее 5% $C_{орг}$) и имеют обобщенное наименование – доманиковые породы (фации). Хорошая сохранность пепловых прослоев в этих породах обусловлена условиями их формирования – относительной глубоководностью бассейна (ниже уровня штормовых волн), удаленностью от областей сноса, малым привносом терригенного материала.

Материал

Прослои вулканического пепла встречены в двух скважинах, вскрывших пограничный интервал девонской и каменноугольной систем в осевой (скв. 1) и бортовой (скв. 2) зонах Нижнекамского сегмента ККСП. Стратиграфическая разбивка скважин обоснована детальным изучением комплексов конодонтов (Сунгатуллина и др., 2025), описание разрезов и биофаций будет опубликовано в отдельной статье (Силантьев и др., 2025, в печати).

Прослои пепла толщиной 3–4 мм сложены твердым прочным сильно уплотненным витрокластическим материалом (рис. 2), хорошо выделяющимся на общем темном фоне вмещающей породы светлой желтовато-серой окраской, люминесцирующей при ультрафиолетовом освещении. Образец весом 3–5 г содержит 60–100 идиоморфных зерен циркона, пригодных для датирования.

Методы

Пробоподготовка. Пепловый прослой выпиливался из керна. Получившаяся пластинка весом 3–5 г дробилась на кусочки размером 3x5 мм и помещалась на 24 часа в деметилсульфоксид ($(CH_3)_2SO$) при температуре 50 °C при постоянном перемешивании. После этого проба обрабатывалась точечным ультразвуковым излучателем (25 кГц) в течение 8 часов. Процедура повторялась от 20 до 26 раз до полной дезинтеграции первоначальной породы. Далее навеска помещалась в тяжелую жидкость ГПС-В (концентрированный водный раствор гетерополивольфрамата натрия; плотность 3,00 г/мл). Отдельные зерна цирконов выделялись из тяжелой фракции вручную под бинокулярным микроскопом ZEISS Stemi DV4 (Германия).

Радиоизотопное датирование методом LA-ICP-MS. Датирование цирконов методом LA-ICP-MS было проведено в Научно-образовательном центре Геотермохронологии Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета.

Для проведения U–Pb-датирования цирконов использовалась система лазерной абляции на основе эксимерного лазера (длина волны 193 нм) Analyte Excite (Teledyne Cetac Technologies, США), соединенная с квадрупольным масс-спектрометром с ионизацией в индуктивно-связанной плазме iCAP Qc (ThermoScientific, Германия).

Все измерения выполняли по массам ^{202}Hg, $^{204}(Pb+Hg)$, ^{206}Pb, ^{207}Pb, ^{208}Pb, ^{232}Th, ^{235}U, ^{238}U. Диаметр лазерного луча составлял 35 мкм, частота повторения импульсов 5 Hz и плотность энергии лазерного излучения 2.5–3.0 Дж/см^2.

Анализ проводился по следующей схеме: в начале и в конце сессии измерений выполнялось по три и два измерения двух стандартов (внешнего и контрольного) соответственно. Использовались международные эталонные

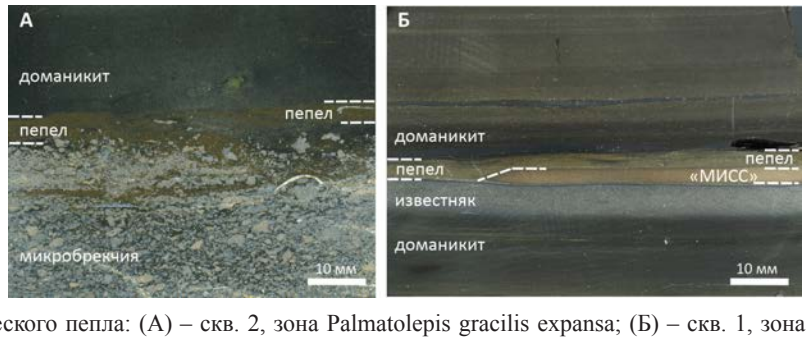


Рис. 2. Прослои вулканического пепла: (А) – скв. 2, зона Palmatolepis gracilis expansa; (Б) – скв. 1, зона Siphonodella quadruplicata; белый пунктир ограничивает пепловые прослои; «МИСС» – микробиально индуцированные седиментационные структуры.

образцы цирконов: Plešovice – внешний стандарт (337 млн лет) (Slama et al., 2008) и 91500 – контрольный образец (1065 млн лет) (Weidenbeck et al., 1995). Далее через каждые десять измерений проводилось по одному измерению внешнего и контрольного стандартов. По внешнему стандарту проводилась коррекция на фракционирование элементов при лазерном испарении, дискриминацию масс и дрейф настроек масс-спектрометра во времени. Контрольный образец измерялся для проверки правильности измерений. Также в начале, в середине и в конце сессии дополнительно измерялось стандартное синтетическое стекло NIST SRM 612 для учета чувствительности масс-спектрометра.

Обработка масс-спектрометрических 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 проводился с помощью программы Iolite 3.65, встроенной в Igor Pro 7 (Paton et al., 2010). Построение диаграмм с конкордией и графики плотностных вероятностей выполнялись в Isoplot 4.15 (Ludwig, 2003). Диаграммы с конкордией построены по возрастам, рассчитанным по изотопным отношениям $^{207}Pb/^{235}U$ – $^{206}Pb/^{238}U$. Измерения, где дискордантность составляла <–5% или >5%, исключались из выборки (в Приложении «Возраст отдельных зерен циркона, определенный методом LA-ICP-MS» эти значения зачеркнуты: https://www.georgs.ru/jour/article/view/562).

Результаты и обсуждение

Тяжелая фракция светлых минералов изученных туфовых прослоев на 50–90% состоит из циркона ($ZrSiO_4$), из которых 80–85% – идиоморфные кристаллы без признаков окатанности и переноса (рис. 3). Зерна цирконов представлены призматическими и короткопризматическими кристаллами размером от 50 до 175 мкм по длинной оси. На катодолюминесцентных снимках кристаллы характеризуются осцилляторной зональностью, а отношения Th/U варьируют от 0.39 до 1.3, что свидетельствует об их магматическом генезисе (Corfu et al., 2003; Wu, Zheng, 2004).

В бортовой зоне (скв. 2) для пеплового прослоя из верхней части зоны Palmatolepis gracilis expansa получен возраст 360.0 ± 1.2 млн лет (датировано 52 зерна). В осевой зоне (скв. 1) для пеплового прослоя в основании конодонтовой зоны Siphonodella quadruplicata получен конкордантный возраст 357.6 ± 1.7 млн лет (датировано 30 зерен) (рис. 4, 5).

Рис. 3. Фотографии цирконов из туфового прослоя скв. 2, зона Palmatolepis gracilis expansa.

Полученные датировки соответствуют, в пределах погрешности анализа, современной хроностратиграфической шкале конодонтовых зон и ограничивают начало Хангенбергского события в изученном бассейне возрастом 360.0 ± 1.2 млн лет, что в целом, совпадает с современными глобальными данными (Davydov et al., 2012; Becker et al., 2020; International Chronostratigraphic Chart, 2024).

Обсуждение

Хронологическая калибровка девонского периода опирается на совмещение высокоточных U–Pb CA-ID-TIMS датировок цирконов из туфов и детальной конодонтовой зональной стратиграфии. Этот подход позволяет не только уточнять абсолютный возраст границ веков, но и рассчитывать длительность отдельных биозон с разрешением до 0.6 млн лет. Специальные исследования (Kaufmann, 2006; Harrigan et al., 2022), предлагают детальные «биохронометрические» шкалы, в которых каждая конодонтовая зона увязана с радиоизотопным (численным) возрастом.

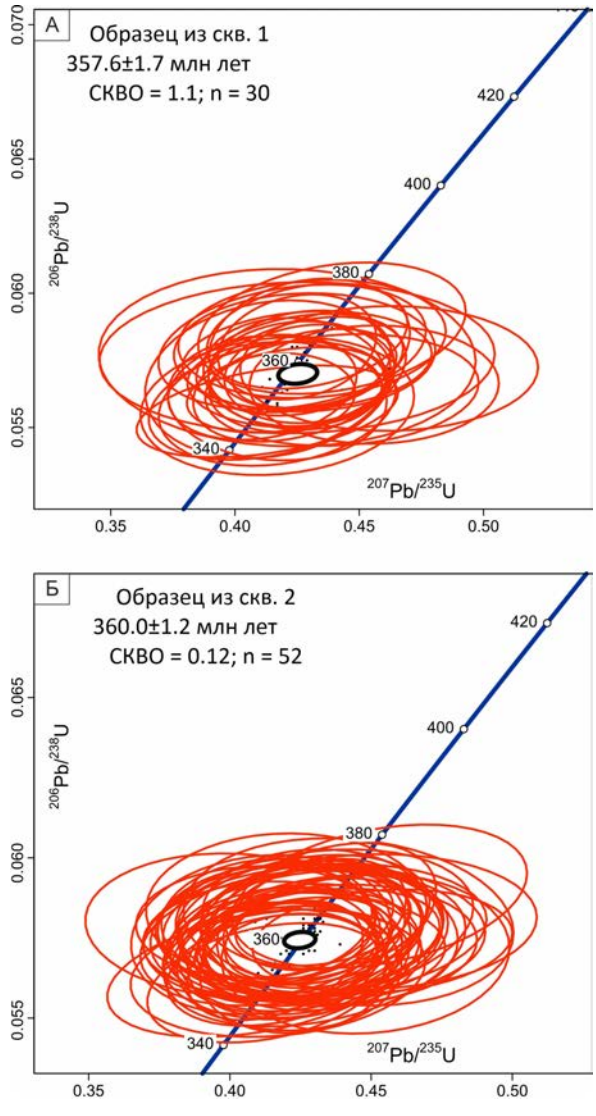


Рис. 4. Графики конкордатных значений радиоизотопных анализов: (А) – образец из скв. 1, (Б) – образец из скв. 2; эллипсы соответствуют погрешностям определений отношений для каждого зерна ±2σ; Сокращения: СКВО – средний квадрат взвешенных отклонений; n – количество датированных зерен циркона.

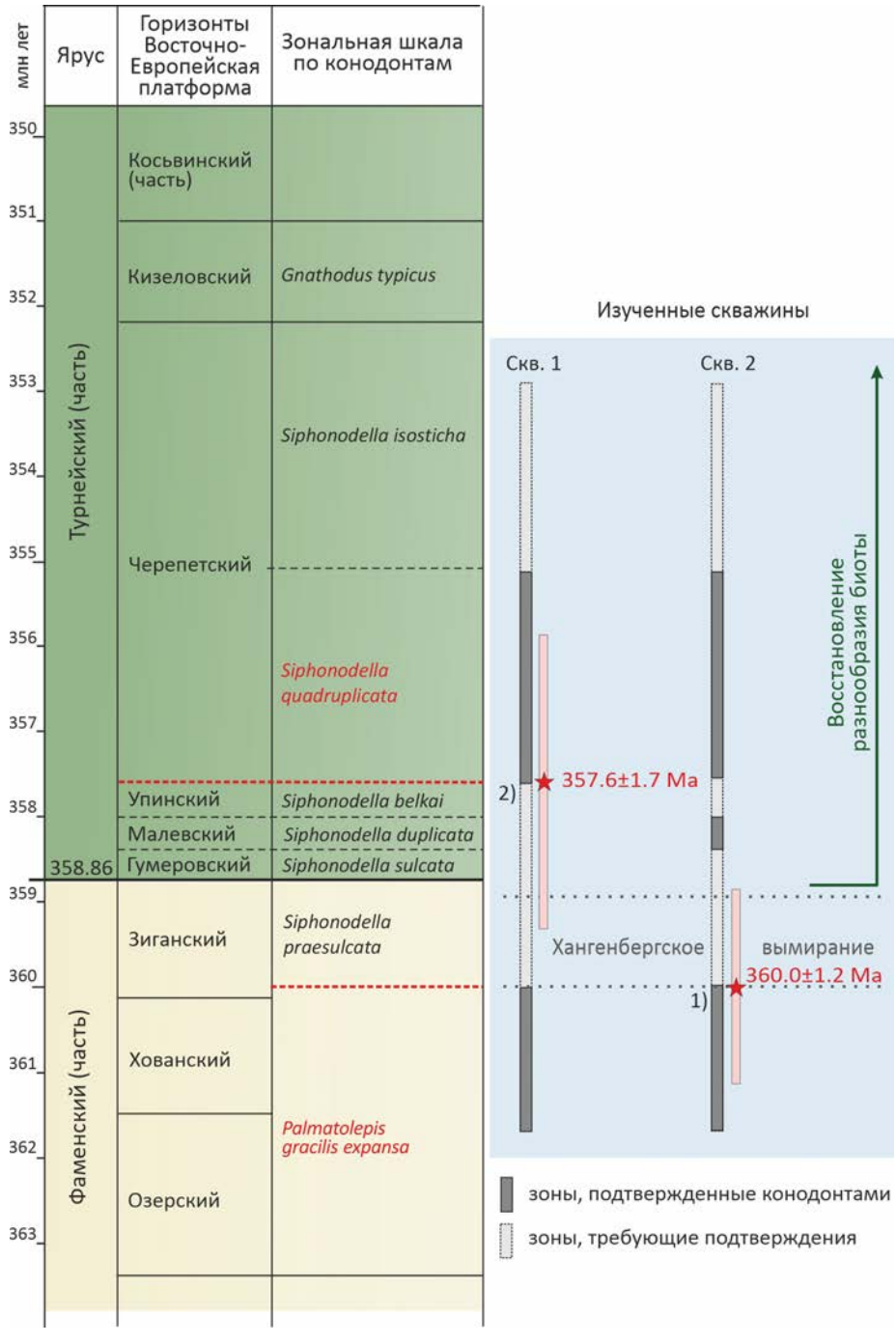


Рис. 5. Радиоизотопные U–Pb LA-ICP-MS датировки изученных проб и их положение в скважинах; звездочки обозначают датировки, розовые прямоугольники – доверительный интервал; датировка границы девона и карбона дана по (International Chronostratigraphic Chart, 2024); зональная шкала по конодонтам дана по (Alekseev et al., 2022; Aretz et al., 2020; Becker et al., 2020).

Радиоизотопный возраст границы девона и карбона впервые был рассчитан как 360.7 ± 0.7 млн лет методом интерполяции по серии U–Pb ID-TIMS измерений цирконов из туфовых прослоев турнейской части разреза Хасельбахталь (Hasselbachtal) в Германии и верхнефаменских разрезов Западной Канады формации Эксшоу (Exshaw) (Trapp et al., 2004). После этого возраст границы постепенно омолаживался. В издании «Geological Time Scale 2020» возраст этой границы определен как 359.3 ± 0.3 млн лет (Becker et al., 2020) и обоснован дополнительными данными из Южного Китая (Liu et al., 2012; Xu et al., 2024). Последняя версия Международной хроностратиграфической таблицы определяет возраст границы девона и карбона равным 358.86 ± 0.19 млн лет (International Chronostratigraphic Chart, 2024).

Стратиграфическое положение пепловых вулканических прослоев в разных регионах мира показывает, что они сохраняются как в карбонатных фациях, например, разрез Hasselbachtal, Германия (Trapp et al., 2004), разрез Мухуа (Muhua II), Южный Китай (Xu et al., 2024), так и в доманиковых фациях, например, разрезы формации Exshaw, Западная Канада (Ferri et al., 2021; Kabanov, 2022); разрез Дапушан (Daposhang), Южный Китай (Liu et al., 2012; Xu et al., 2024), разрез Ковала (Kowala), Польша (Myrow et al., 2014; Davydov, 2020).

На территории Западной Канады пограничные отложения девона и карбона датированы по туфовым прослоям, обнаруженным в составе формации Exshaw. Эта формация сложена ритмично слоистыми темно-серыми алевритистыми и аргиллитовыми сланцами с высоким содержанием органического углерода, весьма напоминающими породы ККСП. В бассейне Лиард (Ferri et al., 2021) в нижней части этой формации находятся три туфовых горизонта, датированные методом U–Pb CA-ID-TIMS и имеющие возраст – 364.35 ± 0.26, 364.03 ± 0.31 и 363.07 ± 0.25 млн лет, что соответствуют позднему фамену. В разрезе Юра-Крик (Jura Creek) (Kabanov, 2022), где зафиксирована мощность Exshaw около 9 м, туфовый прослой (~360 млн лет) обнаружен в нижней толще, в интервале интенсивной аноксии, интерпретируемой как эквивалент события Hangenberg.

В разрезе Hasselbachtal (Германия) два туфа (Bed 79 и Bed 70) зафиксированы в интервале конодонтовых зон Siphonodella sulcata и S. duplicata, с возрастами 360.5 ± 0.8 и 360.2 ± 0.7 млн лет (Trapp et al., 2004). В разрезе Daposhang (Южный Китай) возраст слоя E, который интерпретируется как пиковая фаза события Hangenberg, составил 360.47 ± 0.68 млн лет (Xu et al., 2024). В разрезе Kowala (Польша) три туфовых слоя, подстилающих и перекрывающих пачку Хангенбергских черных сланцев (Hangenberg Black Shale) имеют возраста 359.97 ± 0.46, 358.97 ± 0.11 и 358.89 ± 0.20 млн лет (Myrow et al., 2014), соответствуя позднему фамену. Во всех рассмотренных регионах исследователи пытаются увязать радиоизотопные датировки с конодонтовыми зонами, для того чтобы обосновать стратиграфические границы по нескольким признакам.

Важная особенность пепловых вулканических прослоев, встреченных в изученных скважинах, – высокое содержание идиоморфных кристаллов цирконов на единицу объема. Это позволяет выделять достаточное количество (несколько десятков и первые сотни) кристаллов, пригодных для радиометрического датирования, из прослоев мощностью в первые миллиметры, встреченных в керне скважин. Аналогичные результаты получены для нефтематеринских пород пограничного интервала ордовика и силура Южного Китая (Du et al., 2020, 2021), а также для пограничного интервала юры и мела (баженовская свита) Западной Сибири (Rogov et al., 2023).

Радиоизотопный возраст 357.6 ± 1.7 млн лет, полученный для пеплового прослоя из основания зоны S. quadruplicata, хорошо согласуется с глобальными данными (Aretz et al., 2020), подтверждая небольшую (примерно по 0.5 млн лет) длительность конодонтовых зон S. sulcata и S. duplicata – базальных зон турнейского яруса. Можно предположить, что аналогичную продолжительность имеет зона S. belkai, наличие которой в изученных разрезах требует дополнительного обоснования.

Каждой из рассмотренных выше конодонтовых зон – S. sulcata, S. duplicata и S. belkai, отвечают региональные горизонты, соответственно – гумеровский, малевский и упинский (Alekseev et al., 2022), продолжительность которых аналогична продолжительности зон. За такое время (около 0.5 млн лет) в глубоководных бескислородных обстановках могли сформироваться осадки мощностью (после диагенеза и уплотнения) всего лишь 2.5–5 м (De Vleeschouwer et al., 2013). То есть, стратиграфический интервал, включающий все три горизонта – гумеровский, малевский и упинский, может быть представлен в разрезах ККСП толщей мощностью от 7.5 до 15 м.

Заключение

Впервые для доманиковых фаций Восточно-Европейской платформы получены прямые радиоизотопные датировки туфов пограничного интервала девона и карбона методом U–Pb LA-ICPMS. Полученные значения 360.0 ± 1.2 и 357.6 ± 1.7 млн лет хорошо согласуются с Международной хроностратиграфической шкалой и глобальными данными по Хангенбергскому биотическому событию. Эти результаты уточняют возрастные границы конодонтовых зон и демонстрируют применимость метода LA-ICPMS для датирования миллиметровых туфовых прослоев в нефтематеринских толщах. Работа открывает перспективы создания хронологического каркаса нефтематеринских (доманиковых) отложений девона и раннего карбона Восточной Европы на основе совместных биостратиграфических (конодонты) и радиоизотопных исследований.

Дополнительные материалы

Приложение «Возраст отдельных зерен циркона, определенный методом LA-ICP-MS» расположено по адресу: https://www.geors.ru/jour/article/view/562.

Финансирование/Благодарности

Работа частично выполнена за счет средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания проект № FZSM-2023-0023 в сфере научной деятельности.

Авторы выражают искреннюю благодарность профессору А.С. Алексееву (МГУ имени М.В. Ломоносова) и члену-корреспонденту РАН А.С. Бякову, чьи замечания и предложения значительно повысили научное качество данной статьи.

Литература

Силантьев В.В., Мифтахутдинова Д.Н., Сунгатуллина Г.М., Сафаров А.Ф., Валидов М.Ф. Ганиев Б.Г., Шуматбаев К.Д., Хабипов Р.М. Базаревская В.Г., Судаков В.А., Нургалиева Н.Г., Дуглав Ю.А., Вандин А.С., Драздова А.В., Рогов А.М. (2025). Модель накопления осадков с высоким содержанием органического вещества в Камско-Кинельской системе прогибов на рубеже девона и карбона (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Восточно-Европейская платформа): биофации, условия и скорость накопления. *Георесурсы*, 27(4). (В печати)

Сунгатуллина Г.М., Силантьев В.В., Мифтахутдинова Д.Н., Сафаров А.Ф., Валидов М.Ф., Ганиев Б.Г., Шуматбаев К.Д., Хабипов Р.М. (2025). Первые данные по изучению пограничных девонско-каменноугольных конодонтов в депрессионных отложениях Камско-Кинельской системы прогибов Восточно-Европейской платформы (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Сарайлинская впадина). *Ученые записки Казанского университета, Серия Естественные науки*, 167(1), с. 130–153. https://doi.org/10.26907/2542-064X.2025.1.130-153

Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Кононова Л.И., Баранова А.В., Бушуева М.А., Михеева А.И., Афанасьева М.С., Обуховская Т.Г. (2018). Литолого-фациальная и биостратиграфическая характеристика верхнедевонских отложений опорной скважины 1 Мелекесская (Мелекесская впадина, Волго-Уральская область). *Бюллетень МОИП, Отдел геологический,* 93(5–6), с. 3–49.

Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А., Ермолова Т.Е., Михеева А.И., Ступак А.А., Баранова А.В., Кононова Л.И., Мамонтов Д.А., Харченко С.И., Авдеева А.А., Канев А.С., Евдокимов Н.В., Шишкина Т.Ю., Володина А.Г., Холмянская Н.Ю., Кравченко М.С.,

Афанасьева М.С., Евдокимова И.О. (2023). Стратиграфия нижнего карбона Волго-Уральского субрегиона (материалы к актуализации стратиграфической схемы). Под ред. Н.К. Фортунатовой. М.: ВНИГНИ, 288 с.

Шакиров В.А., Вилесов А.П., Морозов В.П., Хаюзкин А.С., Андрушкевич О.Ю., Сосновская Е.Б., Немков И.П., Лопатин А.П., Гилаев Г.Г. (2022). Породы-вулканиты в конденсированных доманиковых фациях Муханово-Ероховской внутришельфовой впадины. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2(362), с. 14–26. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-2(362)-14-26

Alekseev A.S., Nikolaeva S.V., Goreva N.V., Donova N.B., Kossovaya O.L., Kulagina E.I., Kicheva N.A., Kurilenko A.V., Kutygin R.V., Popeko L.I., Stepanova T.I. (2022). Russian regional Carboniferous stratigraphy. *Geological Society Special Publication*, 512, pp. 49–117. https://doi.org/10.1144/SP512-2021-134

Aretz M., Herbig H.-G., Wang X.D., Gradstein F.M., Agterberg F.P., Ogg J.G. (2020). The Carboniferous period, in Gradstein J.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. (eds.). *Geologic Time Scale 2020*. Amsterdam: Elsevier, pp. 811–874. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00023-1

Becker T.R., Marshall J.E.A., Da Silva A.C., Agterberg F.P., Gradstein F.M., Ogg J.G. (2020). The Devonian Period, in Gradstein J.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. (eds.). *Geologic Time Scale 2020*. Amsterdam: Elsevier, pp. 733–810. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00022-X

Corfu F., Hanchar J.M., Hoskin P.W., Kinny P. (2003). Atlas of zircon textures. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 53(1), pp. 469–500.

Davydov V.I. (2020). Shift in the Paradigm for GSSP Boundary Definition. *Gondwana Research,* 86, pp. 266–286. https://doi.org/10.1016/j.gr.2020.06.005

Davydov V.I., Korn D., Schmitz M.D. (2012). The Carboniferous Period, in: Gradstein, F.M., Ogg, J.G., Schmitz, M.D. and Ogg, G.M. (eds.). *The Geologic Time Scale 2012*, Vol. 2, Elsevier, Oxford, 603-651. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59425-9.00023-8

De Vleeschouwer D., Rakocinski M., Racki G., Bond D.P.G., Sobien K., Claeys P. (2013). The astronomical rhythm of Late-Devonian climate change (Kowala section, Holy Cross Mountains, Poland). *Earth and Planetary Science Letters*, 365, pp. 25–37.

Deep Time Maps (2020). Paleozoic 360 Ma Moll Dev. https://deeptimemaps.com/map-lists-thumbnails/global-series/

Du X., Lu Y., Duan D., Liu Z., Zhao K., Jia J., Fu, H. (2020). Was volcanic activity during the Ordovician–Silurian transition in South China part of a global phenomenon? Constraints from zircon U–Pb dating of volcanic ash beds in black shales. *Marine and Petroleum Geology*, 114, 104209. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104209

Du X., Jia J., Zhao K., Shi J., Shu Y., Liu Z., Duan D. (2021). Was the volcanism during the Ordovician–Silurian transition in South China actually global in extent? Evidence from the distribution of volcanic ash beds in black shales. *Marine and Petroleum Geology*, 123, 104721. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104721

Ferri F., McMechan M., Richards B., Friedman R. (2021). Organic-Rich Upper Devonian Shales of the Patry and Exshaw Formations (Besa River Group) in the Subsurface of Liard Basin. *British Columbia Geological Survey Paper*, 42 p. https://cmscontent.nrs.gov.bc.ca/geoscience/PublicationCatalogue/Paper/BCGS_P2021-02.pdf

Harrigan C.O., Schmitz M.D., Over D.J., Trayler R.B., Davydov V.I. (2022). Recalibrating the Devonian Time Scale: A New Method for Integrating Radioisotopic and Astrochronologic Ages in a Bayesian Framework. *Bulletin of the Geological Society of America*, 134 (7–8), pp. 1931–1948. https://doi.org/10.1130/B36128.1

International Chronostratigraphic Chart (2024). https://stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2024-12.pdf

Kabanov P.B. (2022). Jura Creek field trip: the drowning unconformity and anoxic sediments at the Devonian-Carboniferous boundary, Alberta. Geological Survey of Canada. Open File 8922. https://publications.gc.ca/collections/collection_2023/rncan-nrcan/m183-2/M183-2-8922-eng.pdf

Kaufmann B. (2006). Calibrating the Devonian Time Scale: A Synthesis of U-Pb ID-TIMS Ages and Conodont Stratigraphy. *Earth-Science Reviews,* 76 (3–4), pp. 175–90. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2006.01.001

Liu Y.Q., Ji Q., Kuang H.W., Jiang X.J., Xu H., Peng N. (2012). U–Pb Zircon Age, Sedimentary Facies, and Sequence Stratigraphy of the Devonian–Carboniferous Boundary, Daposhang Section, Guizhou, China. *Palaeoworld* 21(2), pp. 100–107. https://doi.org/10.1016/J.PALWOR.2012.03.001

Ludwig K.R. (2003). User's manual for Isoplot/Ex version 3.00, a geochronological toolkit for Microsoft Excel. *BGC Special Publication*, 4, 72 p.

Myrow P.M., Ramezani J., Hanson A.E., Bowring S.A., Racki G., Rakociński M. (2014). High-Precision U-Pb Age and Duration of the Latest Devonian (Famennian) Hangenberg Event, and Its Implications. *Terra Nova* 26(3), pp. 222–229. https://doi.org/10.1111/ter.12090

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.

Rogov M.A., Panchenko I.V., Augland L.E., Ershova V.B., Yashunsky V.Y. (2023). The First CA-ID-TIMS U-Pb Dating of the Tithonian/Berriasian Boundary Beds in a Boreal Succession. *Gondwana Research*, 118, pp. 165–73. https://doi.org/10.1016/j.gr.2023.02.010

Silantiev V.V., Miftakhutdinova D.N., Nurgalieva N.G. (2024). From Siliciclastics to Carbonates and Black shales: Deciphering Sedimentary Continuity and Discontinuity in the Devonian Landscapes of the Volga-Ural Petroleum Province. *Georesursy = Georesources*, 26(4), pp. 62–82. https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.1

Slama J., Kosler 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 N., Tubrett M.N., Whitehouse M.J. (2008). Plesovice zircon – a new natural reference material for U-Pb and Hf isotopic microanalysis. *Chemical Geology*, 249(1–2), pp. 1–35.

Trapp E., Kaufmann B., Mezger K., Korn D., Weyer D. (2004). Numerical Calibration of the Devonian-Carboniferous Boundary: Two New U-Pb Isotope Dilution-Thermal Ionization Mass Spectrometry Single-Zircon Ages from Hasselbachtal (Sauerland, Germany). *Geology*, 32(10), pp. 857–860. https://doi.org/10.1130/G20644.1

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.

Wu Y., Zheng Y. (2004). Genesis of zircon and its constraints on interpretation of U-Pb age. *Chinese Science Bulletin*, 49, pp. 1554–1569. https://doi.org/10.1007/BF03184122

Xu J., Hou H., Ramezani J., Fang Q., Zhang S., Yang T., Chu Z., Wu H. (2024). Geochronological Constraints on the Hangenberg Event of the Latest Devonian in South China. *Palaeogeography, Palaeoclimatology,* Palaeoecology, 642, 112147. https://doi.org/10.1016/J.PALAEO.2024.112147

Сведения об авторах

Владимир Владимирович Силантьев – доктор геол.-минерал. наук, профессор, заведующий кафедрой палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет; профессор, Филиал Казанского (Приволжского) федерального университета в городе Джизаке

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

Данис Карлович Нургалиев – доктор геол.-минерал. наук, профессор, проректор по направлениям нефтегазовых технологий, природопользования и наук о Земле, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

e-mail: Danis.Nourgaliev@kpfu.ru

Гузаль Марсовна Сунгатуллина – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

e-mail: Guzel.Sungatullina@kpfu.ru

Динара Надировна Мифтахутдинова – кандидат геол.-минерал. наук, старший преподаватель кафедры палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет; доцент, Филиал Казанского (Приволжского) федерального университета в городе Джизаке

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

e-mail: Dinara.Miftakhutdinova@kpfu.ru

Анна Викторовна Куликова – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник НОЦ Геотермохронологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, Кремлевская, д. 18
e-mail: Ak_Cool@mail.ru

Нурия Гавазовна Нургалиева – доктор геол.-минерал. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: Nouria.Nourgalieva@kpfu.ru

Яна Ягфаровна Саетгалеева – инженер кафедры палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: YYSaetgaleeva@kpfu.ru

Артем Сергеевич Вандин – студент, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: Artem.Vandin@kpfu.ru

Статья поступила в редакцию 16.05.2025;
Принята к публикации 20.06.2025; Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

SHORT COMMUNICATION

First U–Pb LA-ICP-MS Radioisotopic Ages of the Devonian–Carboniferous Boundary Black Shales (Domanik Facies) in the Kama–Kinel Trough System, Volga–Ural Petroleum Province, East European Platform

V.V. Silantiev[1,2], D.K. Nurgaliev[1], G.M. Sungatullina[1], D.N. Miftakhutdinova[1,2], A.V. Kulikova[1], N.G. Nourgalieva[1], Ya.Ya. Saetgaleeva[1], A.S. Vandin[1]*

[1]*Kazan Federal University, Kazan, Russiam Federation*
[2]*Kazan Federal University, Branch in Jizzakh, Jizzakh, Republic of Uzbekistan*
[*]*Corresponding author: Vladimir V. Silantiev, e-mail: vsilant@gmail.com*

Abstract. For the first time, zircons from thin volcanic ash layers contained within organic-rich black shales (Domanik facies) at the Devonian–Carboniferous boundary have been dated using the U–Pb LA-ICP-MS method. The studied material comes from core samples of two boreholes located in the axial and marginal zones of the Kama–Kinel Trough System within the Volga–Ural Petroleum Province. In the axial zone, the base of the *Siphonodella quadruplicata* conodont zone yielded a concordant U–Pb age of 357.6 ± 1.7 Ma. In the marginal zone, the upper part of the *Palmatolepis gracilis expansa* Zone provided a concordant U–Pb age of 360.0 ± 1.2 Ma. These ages agree, within analytical uncertainty, with the current conodont-based chronostratigraphic framework and allow refinement of the onset of the Hangenberg Event in the studied basin.

Keywords: East European Platform, Kama–Kinel Trough System, Devonian, Carboniferous, black shales, Domanik facies, U–Pb LA-ICPMS zircon dating

Recommended citation: Silantiev V.V., Nurgaliev D.K., Sungatullina G.M., Miftakhutdinova D.N., Kulikova A.V., Nourgalieva N.G., Saetgaleeva Ya.Ya., Vandin A.S. (2025). First U–Pb LA-ICP-MS Radioisotopic Ages of the Devonian–Carboniferous Boundary Black Shales (Domanik Facies) in the Kama–Kinel Trough System, Volga–Ural Petroleum Province, East European Platform. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 297–304. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.22

Acknowledgements

This work was partly funded by the subsidy allocated to Kazan Federal University for the state assignment project No. FZSM-2023-0023 in the sphere of scientific activities.

We would like to express our sincere gratitude to Professor Alexander S. Alekseev (Lomonosov Moscow State University) and Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences Alexander S. Biakov, whose comments and suggestions have significantly enhanced the scientific quality of this article.

References

Alekseev A.S., Nikolaeva S.V., Goreva N.V., Donova N.B., Kossovaya O.L., Kulagina E.I., Kicheva N.A., Kurilenko A.V., Kutygin R.V., Popeko L.I., Stepanova T.I. (2022). Russian regional Carboniferous stratigraphy. *Geological Society Special Publication*, 512, pp. 49–117. https://doi.org/10.1144/SP512-2021-134

Aretz M., Herbig H.-G., Wang X.D., Gradstein F.M., Agterberg F.P., Ogg J.G. (2020). The Carboniferous period, in Gradstein J.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. (eds.). *Geologic Time Scale 2020.* Amsterdam: Elsevier, pp. 811–874. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00023-1

Becker T.R., Marshall J.E.A., Da Silva A.C., Agterberg F.P., Gradstein F.M., Ogg J.G. (2020). The Devonian Period, in Gradstein J.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. (eds.). *Geologic Time Scale 2020*. Amsterdam: Elsevier, pp. 733–810. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00022-X

Corfu F., Hanchar J.M., Hoskin P.W., Kinny P. (2003). Atlas of zircon textures. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 53(1), pp. 469–500.

Davydov V.I. (2020). Shift in the Paradigm for GSSP Boundary Definition. *Gondwana Research,* 86, pp. 266–286. https://doi.org/10.1016/j.gr.2020.06.005

Davydov V.I., Korn D., Schmitz M.D. (2012). The Carboniferous Period, in: Gradstein, F.M., Ogg, J.G., Schmitz, M.D. and Ogg, G.M. (eds.). *The Geologic Time Scale 2012*, Vol. 2, Elsevier, Oxford, 603-651. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59425-9.00023-8

De Vleeschouwer D., Rakocinski M., Racki G., Bond D.P.G., Sobien K., Claeys P. (2013). The astronomical rhythm of Late-Devonian climate change (Kowala section, Holy Cross Mountains, Poland). *Earth and Planetary Science Letters*, 365, pp. 25–37.

Deep Time Maps (2020). Paleozoic 360 Ma Moll Dev. https://deeptimemaps.com/map-lists-thumbnails/global-series/

Du X., Lu Y., Duan D., Liu Z., Zhao K., Jia J., Fu, H. (2020). Was volcanic activity during the Ordovician–Silurian transition in South China part of a global phenomenon? Constraints from zircon U–Pb dating of volcanic ash

beds in black shales. *Marine and Petroleum Geology*, 114, 104209. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104209

Du X., Jia J., Zhao K., Shi J., Shu Y., Liu Z., Duan D. (2021). Was the volcanism during the Ordovician–Silurian transition in South China actually global in extent? Evidence from the distribution of volcanic ash beds in black shales. *Marine and Petroleum Geology*, 123, 104721. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104721

Ferri F., McMechan M., Richards B., Friedman R. (2021). Organic-Rich Upper Devonian Shales of the Patry and Exshaw Formations (Besa River Group) in the Subsurface of Liard Basin. *British Columbia Geological Survey Paper*, 42 p. https://cmscontent.nrs.gov.bc.ca/geoscience/PublicationCatalogue/Paper/BCGS_P2021-02.pdf

Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Kononova L.I., Baranova A.V., Bushueva M.A., Mikheeva A.I., Afanasyeva M.S., Obukhovskaya T.G. (2018). Lithological-facies and biostratigraphic characteristics of Upper Devonian deposits in the 1 Melekesskaya Reference Borehole (Melekess Depression, Volga–Ural region). *Bulletin MOIP. Geological Series*, 93(5–6), pp. 3–49. (In Russ.)

Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Bushueva M.A., Ermolova T.E., Mikheeva A.I., Stupak A.A., Baranova A.V., Kononova L.I., Mamontov D.A., Kharchenko S.I., Avdeeva A.A., Kanev A.S., Evdokimov N.V., Shishkina T.Yu., Volodina A.G., Kholmyanskaya N.Yu., Kravchenko M.S., Afanasyeva M.S., Evdokimova I.O. (2023). Stratigraphy of the Lower Carboniferous of the Volga–Ural Subregion. Moscow: VNIGNI, 288 p. (In Russ.)

Harrigan C.O., Schmitz M.D., Over D.J., Trayler R.B., Davydov V.I. (2022). Recalibrating the Devonian Time Scale: A New Method for Integrating Radioisotopic and Astrochronologic Ages in a Bayesian Framework. *Bulletin of the Geological Society of America*, 134 (7–8), pp. 1931–1948. https://doi.org/10.1130/B36128.1

International Chronostratigraphic Chart (2024). https://stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2024-12.pdf

Kabanov P.B. (2022). Jura Creek field trip: the drowning unconformity and anoxic sediments at the Devonian-Carboniferous boundary, Alberta. Geological Survey of Canada. Open File 8922. https://publications.gc.ca/collections/collection_2023/rncan-nrcan/m183-2/M183-2-8922-eng.pdf

Kaufmann B. (2006). Calibrating the Devonian Time Scale: A Synthesis of U-Pb ID-TIMS Ages and Conodont Stratigraphy. *Earth-Science Reviews,* 76 (3–4), pp. 175–90. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2006.01.001

Liu Y.Q., Ji Q., Kuang H.W., Jiang X.J., Xu H., Peng N. (2012). U–Pb Zircon Age, Sedimentary Facies, and Sequence Stratigraphy of the Devonian–Carboniferous Boundary, Daposhang Section, Guizhou, China. *Palaeoworld* 21(2), pp. 100–107. https://doi.org/10.1016/J.PALWOR.2012.03.001

Ludwig K.R. (2003). User's manual for Isoplot/Ex version 3.00, a geochronological toolkit for Microsoft Excel. *BGC Special Publication*, 4, 72 p.

Myrow P.M., Ramezani J., Hanson A.E., Bowring S.A., Racki G., Rakociński M. (2014). High-Precision U-Pb Age and Duration of the Latest Devonian (Famennian) Hangenberg Event, and Its Implications. *Terra Nova* 26(3), pp. 222–229. https://doi.org/10.1111/ter.12090

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.

Rogov M.A., Panchenko I.V., Augland L.E., Ershova V.B., Yashunsky V.Y. (2023). The First CA-ID-TIMS U-Pb Dating of the Tithonian/Berriasian Boundary Beds in a Boreal Succession. *Gondwana Research*, 118, pp. 165–73. https://doi.org/10.1016/j.gr.2023.02.010

Shakirov V.A., Vilesov A.P., Morozov V.P., Khayuzkin A.S., Andrushkevich O.Yu., Sosnovskaya E.B., Nemkov I.P., Lopatin A.P., Gilaev G.G. (2022). Volcaniclastic rocks in condensed Domanik facies of the Mukhanovo–Erokhovo intrashelf depression. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2(362), pp. 14–26. (In Russ.) https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-2(362)-14-26

Silantiev V.V., Miftakhutdinova D.N., Nurgalieva N.G. (2024). From Siliciclastics to Carbonates and Black shales: Deciphering Sedimentary Continuity and Discontinuity in the Devonian Landscapes of the Volga-Ural Petroleum Province. *Georesursy = Georesources*, 26(4), pp.62–82. https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.1

Silantiev, V.V., Miftakhutdinova, D.N., Sungatullina, G.M., Safarov, A.F., Validov, M.F., Ganiev B.G., Shumatbaev K.D., Khabipov R.M., Bazarevskaya V.G., Sudakov V.A., Nurgalieva N.G., Duglav Yu.A., Vandin A.S., Drazdova A.V., Rogov A.M. (2025). Model of organic-rich sediment accumulation in the Kama–Kinel Trough System across the Devonian–Carboniferous boundary. *Georesursy = Georesources*, 26(4). (In Russ.) (In Press)

Slama J., Kosler 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 N., Tubrett M.N., Whitehouse M.J. (2008). Plesovice zircon – a new natural reference material for U-Pb and Hf isotopic microanalysis. *Chemical Geology*, 249(1–2), pp. 1–35.

Sungatullina, G.M., Silantiev, V.V., Miftakhutdinova, D.N., Safarov, A.F., Validov, M.F., Ganiev B.G., Shumatbaev K.D., Khabipov R.M. (2025). First conodont data from the Devonian–Carboniferous boundary interval in the Kama–Kinel Trough System, East European Platform. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta Seriya Estestvennye Nauki*, 167(1), pp. 130–153. (In Russ.) https://doi.org/10.26907/2542-064X.2025.1.130-153

Trapp E., Kaufmann B., Mezger K., Korn D., Weyer D. (2004). Numerical Calibration of the Devonian-Carboniferous Boundary: Two New U-Pb Isotope Dilution-Thermal Ionization Mass Spectrometry Single-Zircon Ages from Hasselbachtal (Sauerland, Germany). *Geology*, 32(10), pp. 857–860. https://doi.org/10.1130/G20644.1

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.

Wu Y., Zheng Y. (2004). Genesis of zircon and its constraints on interpretation of U-Pb age. *Chinese Science Bulletin*, 49, pp. 1554–1569. https://doi.org/10.1007/BF03184122

Xu J., Hou H., Ramezani J., Fang Q., Zhang S., Yang T., Chu Z., Wu H. (2024). Geochronological Constraints on the Hangenberg Event of the Latest Devonian in South China. *Palaeogeography, Palaeoclimatology,* Palaeoecology, 642, 112147. https://doi.org/10.1016/J.PALAEO.2024.112147

About the Authors

Vladimir V. Silantiev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of Department of Paleontology and Stratigraphy, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University; Professor, Kazan Federal University, Branch in Jizzakh
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

Danis K.Nurgaliev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Vice Rector of Petroleum Technologies, Environmental Management, and Earth Sciences, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Danis.Nourgaliev@kpfu.ru

Guzal M. Sungatullina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of Department of Paleontology and Stratigraphy, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Guzel.Sungatullina@kpfu.ru

Dinara N. Miftakhutdinova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Lecturer of Department of Paleontology and Stratigraphy, Kazan Federal University; Lecturer, Kazan Federal University, Branch in Jizzakh
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Dinara.Miftakhutdinova@kpfu.ru

Anna V. Kulikova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, REC of Geothermochronology, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Ak_Cool@mail.ru

Nouria G. Nourgalieva – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Nouria.Nourgalieva@kpfu.ru

Yana Y. Saetgaleeva – Engineer, Department of Paleontology and Stratigraphy, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: YYSaetgaleeva@kpfu.ru

Artem S. Vandin – Student, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Artem.Vandin@kpfu.ru

Manuscript received 16 May 2025;
Accepted 20 June 2025; Published 30 June 2025

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