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

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 23. № 2. 2021

www.geors.ru

ИНСТИТУТ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ И ГАЗА МГУ
oilmsuresearch.ru

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
geol.msu.ru

oilmsu.ru



НОВЫЕ ИДЕИ
В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА
Новая реальность
oilgasideas.ru

msu.ru

Дорогие коллеги!

Прошло два года с момента выхода журнала «Георесурсы», посвященного конференции, организуемой геологами-нефтяниками и угольщиками МГУ имени М.В. Ломоносова «Новые идеи в геологии нефти и газа». Вы держите в руках новый выпуск: «Новые идеи в геологии нефти и газа 2021. Новая реальность». В нем совместно с нашими коллегами из других организаций мы собрали 20 статей, отражающих основные направления развития Института перспективных исследований нефти и газа и кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова.

В настоящее время в развитии направления геологии нефти, газа и угля в Московском государственном университете успешно сочетаются образование, наука, инновации и реалии производства. Фундаментальные вопросы геологии нефти и газа остаются неотъемлемой частью любых производственных работ, направленных на поиск, разведку и разработку месторождений нефти и газа. Новые технологии и потребности производства требуют актуализации наших методик и ожидаемых результатов.

В век цифровизации геологи-нефтяники университета осваивают современные инновационные технологии и готовят новые кадры для отрасли. В январе 2020 года решением учёного совета МГУ имени М.В. Ломоносова на геологическом факультете создан Научно-образовательный центр (НОЦ) ПАО «НК «Роснефть» по цифровым технологиям в нефтегазовой отрасли. Целью НОЦ является развитие междисциплинарных подходов для решения задач нефтегазовой отрасли с применением цифровых технологий (машинное обучение, VR/AR). На кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых заработала магистерская программа «Цифровизация в сфере геологии горючих ископаемых». Студенты и преподаватели вместе овладевают новыми компетенциями работы с программными средствами для хранения, управления и анализа данных, для решения прикладных задач в сфере нефтегазовой геологии, разработки и добычи горючих ископаемых. В этом году запущена в работу независимая гео-аналитическая платформа mygeomap.ru, предназначенная для сбора, структуризации и быстрого поиска геологической информации. В дальнейшем платформа будет применяться как база для развития искусственного интеллекта в нефтегазовой геологии.

В соответствии с мировыми тенденциями в МГУ создано направление интегральной петрофизики, работы по которому позволили оценить фильтрационные способности тонкослоистых сложных коллекторов викуловской свиты. Исследование свойств тонкослоистых коллекторов и построение их петрофизических моделей впервые стало возможным благодаря объединению лабораторной петрофизики и интерпретации геофизических исследований скважин.

Создание геологических моделей резервуаров – одна из приоритетных задач для прогноза пространственного распределения песчаных тел в локальных объектах. При этом важную роль играют как процессы, так и механизмы накопления осадочных комплексов различного генезиса, которые моделируются с использованием приемов стратиграфии секвенций. Как один из результатов мы предлагаем генерализованную осадочную модель клиноформного комплекса, разработка которого сейчас является одной из актуальных задач производства.

Решая новые задачи, наши сотрудники активно развивают направления, ставшие традиционными для геологов-нефтяников Московского университета, такие как бассейновый анализ и моделирование углеводородных систем для поиска крупных и уникальных месторождений нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах Арктики, Дальнего Востока и Восточной Сибири. Важность этого направления показывает и заинтересованность недропользователей в его развитии, представители которых активно участвуют в реализации научных идей.

Базой для бассейнового анализа и моделирования углеводородных систем является теория нафтидогенеза, родоначальником которой является Н.Б.Вассоевич, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых с 1963 по 1981 года. Кафедра создала свою школу, много выдающихся исследователей продолжают это направление, создавая уникальную базу данных геохимических характеристик органического вещества и нефтей.

В сборнике представлена работа одного из ведущих геохимиков современности – Т.К.Баженовой, «Элементы региональной органической геохимии и раздельный прогноз нефте- и газоносности регионов». В этой работе автор показывает, как закономерности органической геохимии используются для балансовых расчётов генерации и эмиграции жидких и газообразных углеводородов.

Основные принципы теории нафтидогенеза специалистами Московского университета применены к различным регионам и успешно реализованы на конкретных объектах. Интересные результаты получены по особенностям регионального и локального катагенеза и его влияния на функционирование углеводородной системы. В настоящее время доказана особая роль гидротермальных процессов на катагенетическое преобразование органического вещества.

В приложении к современным задачам поисково-разведочных работ на нефть и газ осадочно-миграционная теория происхождения нефти оказалась крайне актуальна для понимания особенностей нефтегазоносности высокоуглеродистых формаций, которые часто называют «сланцевыми». Сложное внутреннее строение высокоуглеродистой толщи и различные формы нахождения в ней углеводородов, как в свободном, так и в связанном состоянии требуют новых подходов к оценке объемов нефти и газа в ее составе. Возможность прогнозировать геологические ресурсы углеводородов в высокоуглеродистых сланцевых толщах показана для разных регионов их распространения.

Геология нефти и газа тесно связана с геологией угля. В университете сохранилась угольная лаборатория, где по-прежнему работают и обучаются геологи-угольщики. Нам пришлось адаптировать угольную тематику под задачи времени, и заняться использованием угольных параметров для решения задач поиска углеводородов, проблемами угольного метана, анализом механических свойств угля. Разработки геологов-угольщиков позволяют решать задачи технологического использования угля в качестве сорбентов, создания композитных материалов, использования углей и продуктов их переработки для решения экологических задач. Цифровые модели угольных месторождений могут быть использованы для контроля за разработкой месторождений.

Разные направления развития геологов-нефтяников Московского государственного университета и их интеграция и кооперация с другими специальностями позволяют разрабатывать новые технологии и адаптироваться к постоянным изменениям в сфере экономики. Поиск новых решений, знание потребностей производства, готовность к реальной работе и наличие высокопрофессиональных кадров, способных быстро учиться и воспринимать все новое на базе накопленного опыта – путь к коллективному успеху.

Междисциплинарная работа требует постоянного обучения. Задача геологов-нефтяников МГУ имени М.В. Ломоносова – «научить учиться», используя накопленный опыт и приобретая новые знания других специальностей, применительно к производственным задачам нефтегазового сектора экономики. Трансформация образования в новых реалиях развития нефтегазового сектора – основа будущего развития. У нас есть люди, знания, данные. Наша задача – использовать этот потенциал наиболее продуктивно для создания новых технологий и процессов в реальных производственных проектах. Благодаря постоянному взаимодействию с компаниями и производственными организациями МГУ учит студентов на конкретных проектах, вовлекая их в работу с самых ранних курсов. Таким образом, будущие специалисты видят актуальные задачи производства, и мы вместе ищем пути их решения.

Своими результатами, задачами и спорными проблемами мы хотели бы поделиться с читателями данного журнала.

С уважением,

Директор Института перспективных исследований нефти и газа МГУ имени М.В.Ломоносова, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых

Ступакова Антонина Васильевна

Руководитель Центра «Керн» Института перспективных исследований нефти и газа МГУ имени М.В.Ломоносова, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Калмыков Георгий Александрович

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ
www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru
ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)
Т. 23. № 2. 2021

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

Журнал индексируется:
• **Scopus**
• **Web of Science (ESCI)**

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

Главный редактор
Ситдикова Л.М. – к.геол.-мин.н., доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Редакционная коллегия
Алтунина Л.К., Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия
Баренбаум А.А., Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Лаломов А.В., Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия
Муслимов Р.Х., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Нургалиев Д.К., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Ступакова А.В., Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
Храмченков М.Г., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Хуторской М.Д., Геологический институт РАН, Москва, Россия
Burganov B., Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland
Delamaide E., IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada
Kayal J.R., Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India
Koning T., Independent Consultant, Calgary, Canada
Vandenberghe N., K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

© 2021 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

Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства 6
А.В. Ступакова, М.А. Большакова, А.А. Суслова, А.В. Мордасова, К.О. Осипов, С.О. Ковалевская, Т.О. Колесникова, Г.А. Шевченко, И.А. Мастерков, А.А. Цыганкова, А.А. Гильмуллина

Особенности геологического строения и нефтегазоносности шельфов Дальневосточных морей 26
А.В. Ступакова, А.А. Суслова, А.А. Книппер, Е.Е. Карнюшина, О.В. Крылов, Е.С. Шелков, С.Б. Коротков, С.М. Карнаухов, О.Н. Осипова

Элементы региональной органической геохимии и раздельный прогноз нефте- и газоносности регионов 35
Т.К. Баженова

Геохимические предпосылки нефтегазоносности Березовской впадины (Восточная Сибирь) 44
Н.П. Фадеева, Н.В. Морозов, Е.А. Бакай, С.В. Фролов

Верификация пиролитических данных при оценке потенциала и катагенетической преобразованности протерозойских низкоуглеродистых формаций Восточной Сибири 56
Е.Д. Сивкова, А.В. Ступакова, А.Г. Калмыков, Р.С. Сауткин, М.А. Большакова

Визейские палеоврезы – очаги флюидогенерации в Камском угольном бассейне 67
И.Ф Юсупова, Н.П.Фадеева, Л.А. Абукова

Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна 73
Д.Д. Кожанов, М.А. Большакова, И.С. Хопта, А.В. Мордасова, А.В. Ступакова, Я.А. Заглядин, М.С. Борисова, А.П. Завьялова, В.В. Чупахина, Т.Р. Сахабов

Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода 87
А.Ю. Орлова, Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская, Е.Н. Полудеткина, Н.П. Фадеева, Т.А. Шарданова

Геологическое строение и палеогеографическая зональность хадумского горизонта Предкавказского региона 99
Е.А. Краснова, А.В. Ступакова, А.Н. Стафеев, Н.П. Фадеева, Н.Ш. Яндарбиев, А.А. Суслова, Р.С. Сауткин, М.Е. Воронин, П.Б. Степанов, А.А. Книппер, Я.А. Шитова

Геолого-геохимические условия формирования состава нефтей залежей пермского и юрского нефтегазоносных комплексов впадины Фукан (бассейн Джунгария) 110
Х. Ян, Е.В. Соболева

Модели седиментации баженовской высокоуглеродистой формации в зоне развития тутлеимской и баженовской свит 120
О.В. Хотылев, Ю.А. Гатовский, Н.С. Балушкина, Ю.А. Коточкова, Н.И. Коробова, М.М. Фомина, Е.В. Карпова, Г.А. Калмыков

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

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

Т. 23. № 2. 2021

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

Адрес редакции и издателя:
Россия, 420012, Казань, ул. Маяковского, 10-1
Тел: +7 843 2390530. E-mail: mail@geors.ru
Учредитель: Христофорова Д.А.
Издатель: ООО «Георесурсы»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-38832, выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
Подписка на журнал через редакцию журнала

Дата выхода в свет 25.05.2021. Тираж 600.
Свободная цена
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость»
420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

Содержание

Выделение потенциально-продуктивных интервалов тутлеймской свиты центральной части Красноленинского свода 132
М.М. Фомина, Н.С. Балушкина, О.В. Хотылев, А.Г. Калмыков, И.Я. Богатырева, Г.А. Калмыков, И.О. Реуцкая, С.А. Романенко, М.С. Топчий, А.А. Алехин

Гидротермально-метасоматические системы как важнейший фактор формирования элементов нефтегазоносного комплекса в баженовско-абалакских отложениях 142
Е.В. Карпова, А.О. Хотылев, Е.А. Мануилова, А.А. Майоров, Е.А. Краснова, О.В. Хотылев, Н.С. Балушкина, Г.А. Калмыков, А.Г. Калмыков

Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты 152
Н.В. Пронина, А.П. Вайтехович

Изменчивость состава углеводородных соединений в юрских нефтегазоматеринских толщах Каменной вершины Красноленинского свода (Западная Сибирь) 158
М.С. Тихонова, А.Г. Калмыков, Д.А. Иванова, О.Н. Видищева, И.О. Хомячкова, М.А. Большакова, Т.А. Рязанова, Р.С. Сауткин, Г.А. Калмыков

Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС 170
Т.Г. Исакова, Т.Ф. Дьяконова, А.Д. Носикова, Г.А. Калмыков, А.В. Акиньшин, В.М. Яценко

Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири 179
В.А. Жемчугова, В.В. Рыбальченко, Т.А. Шарданова

Тестирование и верификация новых технологий в науках о Земле: методические рекомендации 192
В.В. Волянская

Изучение и анализ современных подходов к построению цифровых моделей керна и методов моделирования многофазной фильтрации в масштабах порового пространства 197
К.М. Герке, Д.В. Корост, М.В. Карсанина, С.Р. Корост, Р.В. Васильев, Е.В. Лаврухин, Д.Р. Гафурова

Информационная значимость геохимических и гидрогеологических данных в нефтегазовой геологии 214
М.А. Большакова, А.В. Корзун, А.В. Ступакова, Р.С. Сауткин, А.Г. Калмыков, Э.А. Абля, Е.А. Краснова, Н.А. Харитонова, М.С. Тихонова, Е.В. Козлова, И.А. Санникова, Т.А. Рязанова, И.Ю. Белкин

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEORESURSY
www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru
ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)
V. 23. Is. 2. 2021
Key title: «Georesursy». Parallel title: «Georesources»

Editor in Chief:
Lyalya M. Sitdikova
Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Editorial Board
Lyubov K. Altunina, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation
Azary A. Barenbaum, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
Bulat Burganov, Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland
Eric Delamaide, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada
Jnana Ranjan Kayal, Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India
Maxim G. Khramchenkov, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Mikhail D. Khutorskoy, Institute of Geology of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
Tako Koning, Independent Consultant, Calgary, Canada
Renat Kh. Muslimov, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Alexander V. Lalomov, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of Russian Academy of Science, Moscow, Russian Federation
Danis K. Nurgaliev, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Antonina V. Stoupakova, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
Noel Vandenberghe, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

The journal is included/indexed in:
• Scopus;
• Web of Science (ESCI);
• Directory of Open Access Journals (DOAJ);
• CAS (Chemical Abstracts Service) databases;
• GeoRef database;
• EBSCOhost™ databases;
• Ulrich's Periodicals Directory.

© 2021 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)
Published by Georesursy LLC

Table of Contents

Generation potential, distribution area and maturity of the Barents-Kara Sea source rocks 6
A.V. Stoupakova, M.A. Bolshakova, A.A. Suslova, A.V. Mordasova, K.O. Osipov, S.O. Kovalevskaya, T.O. Kolesnikova, G.A. Shevchenko, I.A. Masterkov, A.A. Tsigankova

Features of the geological structure and oil and gas content of the shelves of the Far Eastern Seas 26
A.V. Stoupakova, A.A. Suslova, A.A. Knipper, E.E. Karnyushina, O.V. Krylov, E.S. Shelkov, S.B. Korotkov, S.M. Karnaukhov, O.N. Osipova

Elements of regional organic geochemistry and separate prediction of oil and gas content of regions 35
T.K. Bazhenova

Geochemical background of Berezovsky depression oil and gas potential (Eastern Siberia) 44
N.P. Fadeeva, N.V. Morozov, E.A. Bakai, S.V. Frolov

Pyrolytic data verification in potential assessment and catagenetic transformation of the Proterozoic low-carbon formations of Eastern Siberia 56
E.D. Sivkova, A.V. Stoupakova, A.G. Kalmykov, R.S. Sautkin, M.A. Bolshakova

Visean palaeoincisions as centers of fluid-generation in the Kama coal basin 67
I.F Yusupova, N.P. Fadeeva, L.A. Abukova

Geology and geochemistry of Riphean-Vendian petroleum system (the Northern part of the Volga-Ural Basin) 73
D.D. Kozhanov, M.A. Bolshakova, I.S. Khopta, A.V. Mordasova, A.V. Stoupakova, Ya.A. Zaglyadin, M.S. Borisova, T.R. Sakhabov, A.P. Zavyalova, V.V. Chupakhina

Geochemistry of organic matter in carbonate Devonian sediments of the South Tatar arch 87
A.Yu. Orlova, R.S. Khisamov, V.G. Bazarevskaya, E.N. Poludetkina, N.P. Fadeeva, T.A. Shardanova

Geological structure and paleogeographic zoning of the Khadum formation in Pre-Caucasus 99
E.A. Krasnova, A.V. Stoupakova, A.N. Stafeev, N.P. Fadeeva, N.Sh. Yandarbiev, A.A. Suslova, R.S. Sautkin, M.E. Voronin, P.B. Stepanov, A.A. Knipper, Ya.A. Shitova

Geological and geochemical conditions for the formation of the oil composition in the deposits of the Permian and Jurassic oil and gas complexes in the Fukang depression (Junggar basin) 110
H. Yang, E.V. Soboleva

Models of sedimentation of the Bazhenov High-Carboniferous Formation in the zone of the Tuttleim and Bazhenov Formations 120
O.V. Khotylev, Yu.A. Gatovsky, N.S. Balushkina, Yu.A. Kotochkova, N.I. Korobova, M.M. Fomina, E.V. Karpova, G.A. Kalmykov

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEORESURSY
ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)
V. 23. Is. 2. 2021

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed scientific and technical journal published since 1999.

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

Publisher: Georesursy LLC
Editorial and Publisher's address:
1-10, Mayakovsky st., Kazan, 420012, Russian Federation
Phone: +7 843 2390530, e-mail: mail@geors.ru

The full-text e-versions of the articles are available on:
www.geors.ru
All the materials of the journal Georesursy (Georesources) are available under the CC BY license
(https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

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

The Journal is issued 4 times a year. Circulation: 600 copies
Issue date: May 25, 2021

Table of Contents

Potential-productive intervals determination of the Tutleim formation in the central part of the Krasnoleninsky arch 132
M.M. Fomina, N.S. Balushkina, O.V. Khotylev, A.G. Kalmykov, I.Ya. Bogatyreva, G.A. Kalmykov, I.O. Reutskaya, S.A. Romanenko, M.S. Topchy, A.A. Alekhin

Hydrothermal-metasomatic systems as the most important factor for the formation of elements of the oil and gas-bearing complex in the Bazhenov-Abalak sediments 142
E.V. Karpova, A.O. Khotylev, E.A. Manuilova, A.A. Mayorov, E.A. Krasnova, O.V. Khotylev, N.S. Balushkina, G.A. Kalmykov, A.G. Kalmykov

Direct signs of oil-generation in the rocks of Bazhenov Suite 152
N.V. Pronina, A.P. Vaitekhovich

Variability in the composition of hydrocarbon compounds in the Jurassic oil-and-gas-bearing strata of the Kamennaya crest of the Krasnoleninsky arch (Western Siberia) 158
M.S. Tikhonova, A.G. Kalmykov, D.A. Ivanova, O.N. Vidishcheva, I.O. Khomyachkova, M.A. Bolshakova, T.A. Ryazanova, R.S. Sautkin, G.A. Kalmykov

Predictive assessment of the fluid loss properties of thin-layer reservoirs of Vikulovskaya series based on the results of core and well logs 170
T.G. Isakova, T.F. Dyakonova, A.D. Nosikova, G.A. Kalmykov, A.V. Akinshin, V.M. Yatsenko

Sequence-stratigraphic model of the West Siberia Lower Cretaceous 179
V.A. Zhemchugova, V.V. Rybalchenko, T.A. Shardanova

New G&G Technology Pilot testing and verification: Methodological Recommendations 192
V.V. Volyanskaya

Modern approaches to pore space scale digital modeling of core structure and multiphase flow 197
K.M. Gerke, D.V. Korost, M.V. Karsanina, S.R. Korost, R.V. Vasiliev, E.V. Lavrukhin, D.R. Gafurova

Geochemical and hydrogeological parameters informativity in oil and gas geology 214
M.A. Bolshakova, A.V. Korzun, A.V. Stoupakova, R.S. Sautkin, A.G. Kalmykov, E.A. Ablya, E.A. Krasnova, N.A. Haritonova, M.S. Tikhonova, E.V. Kozlova, I.A. Sannikova, T.A. Ryazanova, I.Yu. Belkin

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1 УДК 553.982

Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства

А.В. Ступакова[1], М.А. Большакова[1], А.А. Суслова[1], А.В. Мордасова[1], К.О. Осипов[1], С.О. Ковалевская[1], Т.О. Колесникова[1], Г.А. Шевченко[1], И.А. Мастерков[1], А.А. Цыганкова[1], А.А. Гильмуллина[2]*

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

[2]*Университет Бергена, Берген, Норвегия*

Определение свойств и области распространения нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) является важнейшим этапом при бассейновом анализе и оценке ресурсного потенциала нефтегазоносного бассейна. На основе анализа обширной базы геолого-геохимической информации, накопленной на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, и комплексирования разномасштабной информации (точечные замеры по керну и региональные палеогеографические карты) оценен генерационный потенциал, восстановлена область распространения и степень катагенетической преобразованности девяти основных нефтегазоматеринских толщ Баренцево-Карского шельфа. Нефтегазоматеринские толщи распространены регионально на Баренцевоморском и Карском шельфе, и их свойства меняются по латерали в зависимости от палеогеографических условий. В периоды максимальных трансгрессий – в позднем девоне, ранней перми, среднем триасе, поздней юре – накапливались толщи, обогащенные сапропелевым органическим веществом (ОВ) и обладающие превосходным генерационным потенциалом. Однако и в регрессивные эпохи на фоне периодических трансгрессий накапливались толщи, обогащенные смешаным и гумусовым органическим веществом – нижнекаменноугольная, верхнепермская, нижнетриасовые индская и оленекская, верхнетриасовая НГМТ.

Верхнедевонская глинисто-кремнисто-карбонатная НГМТ содержит до 20,6% (в среднем на толщу – 3%) сапропелевого ОВ, обладает превосходным генерационным потенциалом и прогнозируется в Восточно-Баренцевском мегапрогибе. Верхнедевонская НГМТ вошла в главные зоны газообразования (ГЗГ) и нефтеобразования (ГЗН) на склонах впадин, в то время как во впадинах достигла апокатагенеза. Нижнепермская глинисто-карбонатная НГМТ обогащена смешаным и сапропелевым ОВ (до 4%, в среднем – 1,4%), обладает хорошим и превосходным генерационным потенциалом и развита как на Баренцевоморском шельфе, так и в Северо-Карской синеклизе (ахматовская свита). Нижнепермская НГМТ на Баренцевоморском шельфе преимущественно вошла в ГЗГ, а в бортовых частях и на поднятиях – в ГЗН. В Северо-Карской синеклизе прогнозируется зрелость на уровне протокатагенеза. Среднетриасовая глинистая НГМТ содержит до 11,2% ОВ (в среднем 1,2–1,6%), для нее характерна значительная латеральная изменчивость свойств и типа ОВ – от превосходного генерационного потенциала и сапропелевого ОВ в западной части шельфа до удовлетворительного потенциала и гумусового ОВ в восточной части. Среднетриасовая НГМТ на Баренцевоморском шельфе вошла в ГЗН, за исключением депоцентров впадин, где она вошла в ГЗГ. Верхнеюрская глинисто-кремнистая НГМТ содержит до 27,9% ОВ (в среднем – 7,3% в российском секторе шельфа) сапропелевого, в меньшей степени, смешанного типа и характеризуется превосходным генерационным потенциалом. Верхнеюрская НГМТ на большей части Баренцево-Карского шельфа незрелая, вошла в ГЗН в Южно-Карской впадине и в самых прогнутых частях баренцевоморских прогибов.

Ключевые слова: Баренцево-Карский шельф, нефтегазоматеринская толща, генерационный потенциал, органическое вещество, катагенетическая зрелость, палеогеография, бассейновый анализ.

Для цитирования: 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. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1

Введение

Шельф Баренцева, Печорского морей и южная часть шельфа Карского моря – наиболее изученные в российском секторе Арктики. Мощность осадочного чехла в среднем составляет 10–12 км, иногда превышая 18 км в депоцентрах. Регион исследования включает несколько осадочных бассейнов, сложенных отложениями палеозойско-мезозойского осадочного чехла. В российском секторе Баренцева моря и на Карском шельфе открыто 7 газовых и газоконденсатных месторождений и 1 газонефтяное в мезозойских резервуарах. Наличие нефтяных и нефтегазовых месторождений в норвежском секторе Баренцева моря и в Печорском море определяет необходимость уточнения нефтяного потенциала этого бассейна.

Для успешного проведения нефтегазопоисковых работ в регионе важно выявить закономерности изменения характеристик нефтегазоматеринских пород по площади и в разрезе. Так как условия осадконакопления влияют на тип, количество и сохранность органического вещества в осадке, т.е. на исходный нефтематеринский потенциал породы, комплексное рассмотрение результатов геохимических исследований нефтегазоматеринских отложений

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

© 2021 Коллектив авторов

и палеогеографических условий их формирования представляется целесообразным. Такой анализ был проведен для основных палеозойских и мезозойских нефтегазоматеринских отложений Баренцевоморского шельфа.

Углеводородный потенциал Баренцевоморского шельфа высок за счет значительного количества нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), выделяемых здесь в широком стратиграфическом интервале от верхнего девона до верхней юры (рис. 1). НГМТ разного возраста характеризуются различным содержанием и составом органического вещества (ОВ); области их распространения и степень катагенетической преобразованности тоже разные.

Целью данного исследования было проанализировать возраст, состав, характеристики органического вещества, опираясь на знания об истории геологического развития спрогнозировать область распространения нефтегазоматеринских толщ и степень их катагенетической зрелости. Анализ основан на обширной базе пиролитических и углепетрографических исследований (1496 образцов), проведенных на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых Геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова, опубликованных данных и сведениях из фондовых источников (Киреев и др., 2009ф; Вискунова и др., 2006ф; Большакова, 2008; Кирюхина и др., 2011; Кирюхина, 2013; Норина, 2014). Обобщены и проанализированы сведения о свойствах НГМТ каменноугольно-юрского возраста в западной части шельфа с портала Норвежского нефтяного директората (www.npd.no). Всего для представленных в этой работе построений использованы измерения по 13184 образцу. В географическом плане база данных охватывает акваторию Баренцева и Печорского морей, архипелаги Шпицберген, Новая Земля и Земля Франца-Иосифа, острова Медвежий (Бьорная) и Надежды (Хопен), а также Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн и полуостров Ямал (рис. 2).

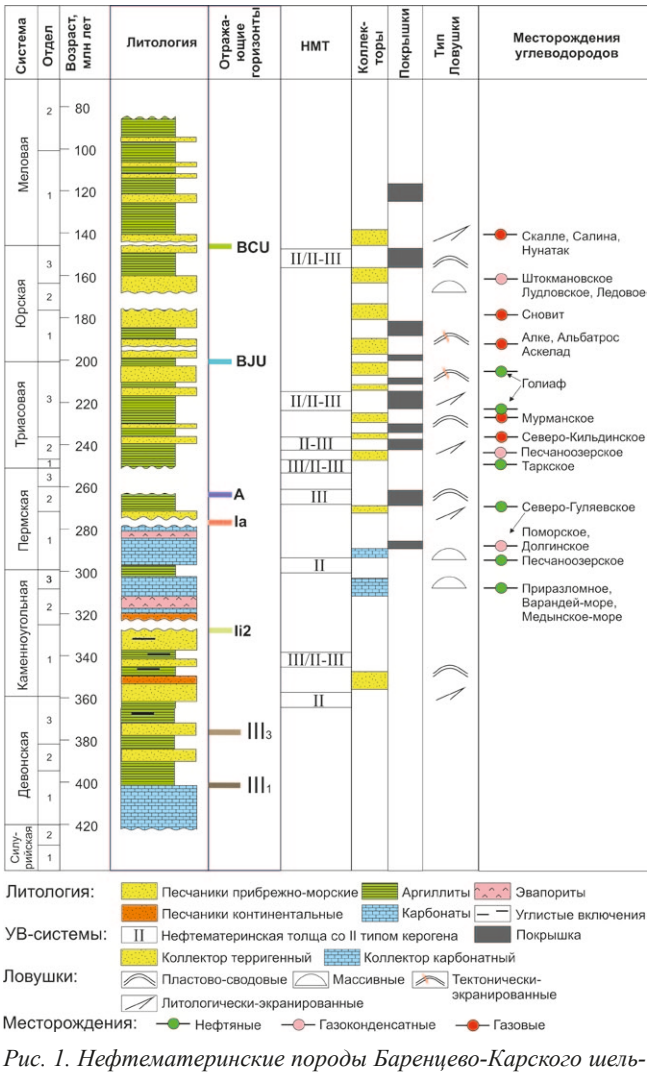


Рис. 1. Нефтематеринские породы Баренцево-Карского шельфа (Ступакова, Кирюхина, 2013)

Карты областей распространения палеозойских и мезозойских НГМТ по шельфу Баренцева моря строились на основе анализа геохимической базы данных и с учетом наработок предыдущих исследователей данного региона (Басов и др., 2009; Маргулис, 2009; Суслова, 2013; Норина, 2014; Henriksen et al., 2011; Geological history…, 2009; Мордасова и др., 2019). Область развития верхнеюрских и верхнедевонских НГМТ уточнена на основе анализа сейсмических данных (Казанин и др., 2011; Суслова, 2013).

О важности знания палеогеографии для установления распространения потенциальных нефтематеринских отложений говорил еще Н.Б. Вассоевич при описании задач историко-геохимического метода исследования осадочно-породных бассейнов (Вассоевич и др., 1986). Количество, сохранность и тип ОВ, а значит и исходный нефтегазоматеринский потенциал породы во многом связаны с палеогеографическими обстановками осадконакопления: климатом, глубиной водоема, удаленностью от берега, наличием/отсутствием крупных рек и дельт, гидродинамическими условиями, окислительно-восстановительными условиями в осадке и т.д. (Баженова и др., 2004; Ермолкин, Керимов, 2012). Состав осадков, размерность и сортировка зерен, влияющие на сохранность ОВ, тесно связаны с обстановками осадконакопления.

Рассеянное органическое вещество сорбируется преимущественно на тонкодисперсном осадке, необходимым условием для его сохранности и захоронения являются слабоокислительные и восстановительные условия среды; сероводородное заражение и застойный режим являются также благоприятными условиями. Поэтому наиболее вероятными областями для накопления НГМТ являются изолированные впадины на морском шельфе. При этом области развития НГМТ с наилучшим потенциалом будут развиты в областях относительно глубоководных впадин,

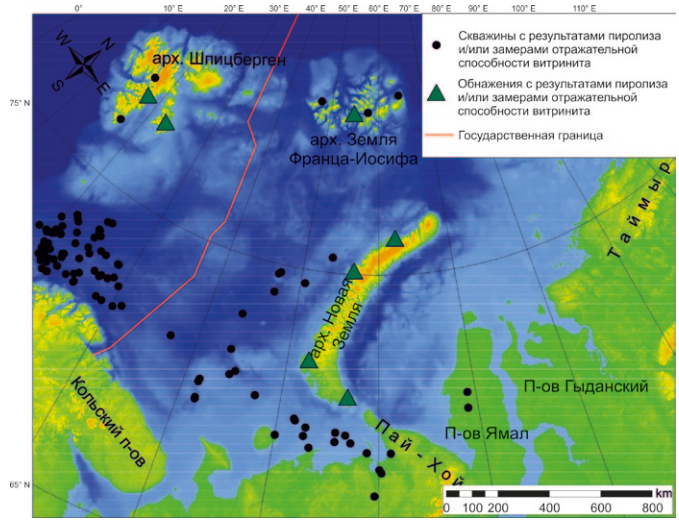


Рис. 2. Точки геолого-геохимического опробования

где накапливаются глинистые, глинисто-карбонатные и глинисто-кремнисто-карбонатные породы. Сапропелевое ОВ (I тип) формируется, как правило, в озерных условиях и встречается достаточно редко. Гумусовое ОВ, являясь продуктом захоронения высшей растительности, может быть развито в континентальных и прибрежно-морских условиях. Но необходимым условием при этом является гумидный климат и устойчивое тектоническое прогибание. Смешанное ОВ накапливается в области перехода от континента к морю, где наряду с накоплением сапропелевого ОВ происходит вынос и остатков высшей растительности. Такие условия могли существовать на прибрежных равнинах, периодически затопляемых морем, а также в авандельтах.

Карты катагенетической зрелости основных НГМТ Баренцево-Карского шельфа построены с использованием комплексного анализа структурного плана, фактических замеров индикаторов катагенетической зрелости по образцам из скважин и обнажений (замеры отражательной способности витринита R°,% и пиролитического параметра Tmax) и бассейнового анализа.

Результаты исследования. Генерационный потенциал, область распространения и катагенетическая зрелость НГМТ Баренцево-Карского шельфа

Палеозойские НГМТ

Верхнедевонские, *главным образом,* ***франские глинисто-кремнисто-карбонатные НГМТ*** выделяются по аналогии с НГМТ доманикового горизонта Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Современное содержание Сорг в них меняется от 0,1 до 20,6%, в среднем составляя порядка 3%. ОВ преимущественно II (сапропелевого) и смешаного III-II типа (гумусово-сапропелевого), катагенетическая зрелость соотвествует градациям $МК_1$-$МК_2$ (рис. 3). Генерационный потенциал – от удовлетворительного до превосходного, в среднем составляет 13 мг УВ/г породы, достигая 121 мг УВ/г породы в единичных образцах на Большеземельском своде. Франско-фаменские отложения в акватории Печорского моря (скв. Приразломная-5) характеризуются низкими содержаниями Сорг – от 0,1 до 0,45% и низким генерационным потенциалом (0,2–0,4 мг УВ/г Сорг) при градациях катагенеза $МК_2$.

Единая область распространения верхнедевонских НГМТ включает северную часть Тимано-Печорского бассейна, восточную часть Баренцевоморского шельфа и западную часть Северо-Карского бассейна (рис. 4).

Согласно результатам бассейнового геолого-геохимичсекого моделирования и анализа замеров Tmax в скважинах Печорского моря, верхнедевонская НГМТ в центральной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба достигла градаций катагенеза $МК_5$-АК и находится преимущественно на завершающей стадии газообразования (рис. 5, рис. 4). В акватории Печорского моря, на своде Федынского, Ферсмановском поднятии и на Свальбардской антеклизе зрелость верхнедевонской НГМТ меняется от градаций $МК_1$ до $МК_4$. В юго-западной части Северо-Карского бассейна верхнедевонская толща еще не вошла в нефтяное окно.

Нижнекаменноугольные визейские глинисто-карбонатные НГМТ охарактеризованы пиролитическими данными на Приразломной площади, на архипелаге Новая Земля и в западной части шельфа. Современное содержание Сорг меняется в широких пределах от 0,1 до 22,5%, в среднем составляя около 2%. ОВ преимущественно III типа (гумусового) с тенденцией к смешаному сапропелево-гумусовому, катагенетическая зрелость меняется в широких пределах от градации ПК до конца градации $МК_3$ (рис. 6). Генерационный потенциал преимущественно невысокий, редко превышает 0,5 мг УВ/г породы. Однако в отдельных образцах – битуминозно-глинисто-карбонатных сланцах – генерационный потенциал достигает значений до 53 мг УВ/г породы. НГМТ платформы Финнмарк (свиты Сольдог и Теттеграс) характеризуются наилучшими качеством среди визейских пород. Сорг меняется от 1 до 5%, в углистых разностях от 14 до 80%, тип ОВ смешаный и сапропелевый. Степень зрелости соответствует $МК_1$-$МК_2$. Генерационный потенциал хороший и превосходный, достигает 180 мг УВ/г породы (www.npd.no).

Визейская нижнекаменноугольная НГМТ имеет широкое площадное распространение и накапливалась в области глубокого шельфа (район современного арх. Новая

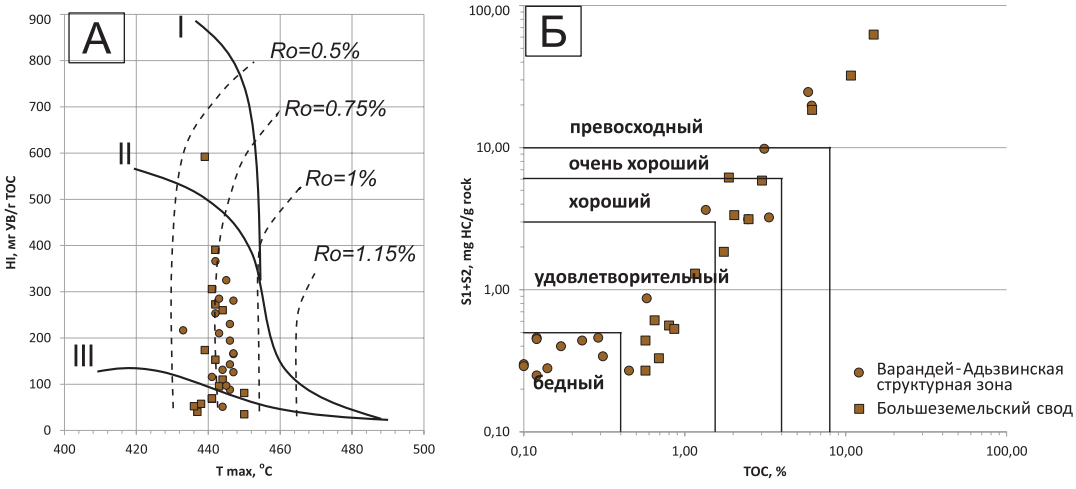


Рис. 3. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ франских НГМТ Тимано-Печорского НГБ и его акваториального продолжения. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) франских НГМТ Тимано-Печорского НГБ и его акваториального продолжения.

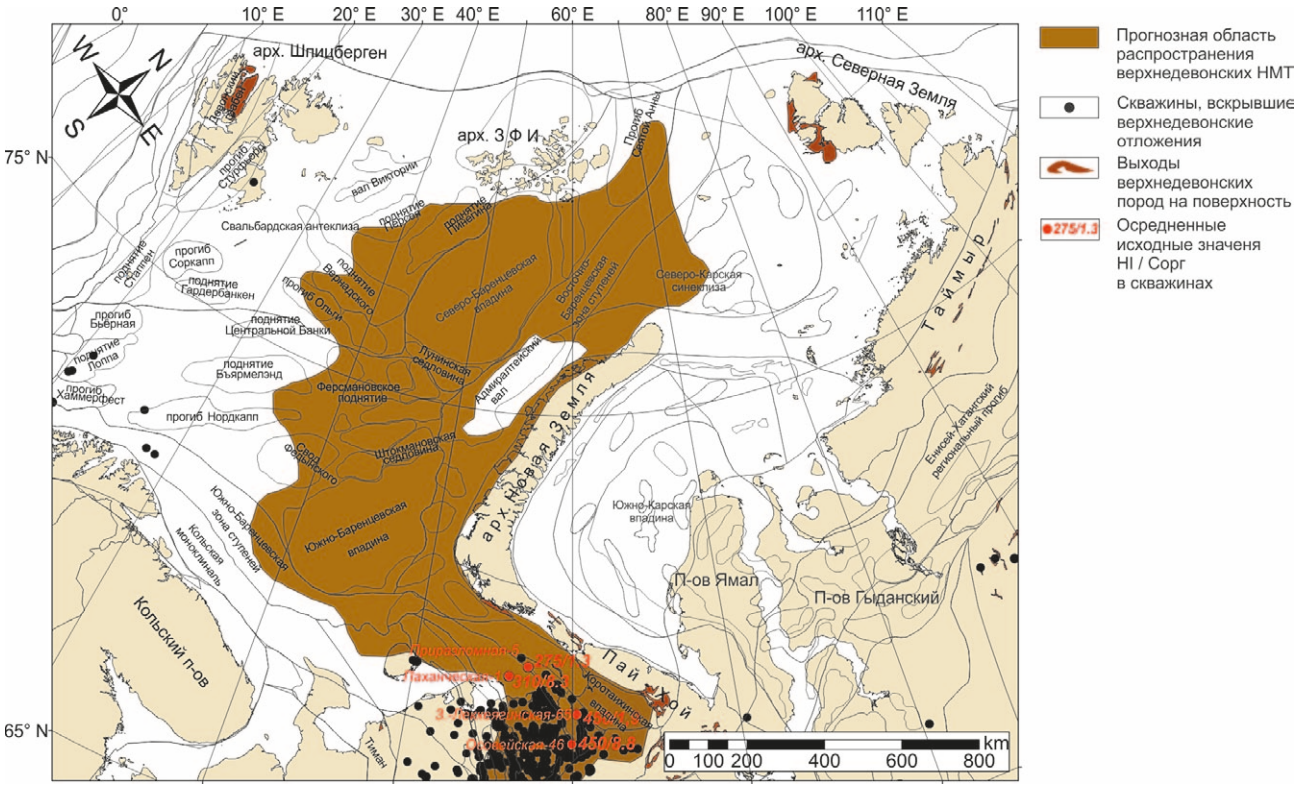


Рис. 4. Карта вероятного распространения верхнедевонских нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

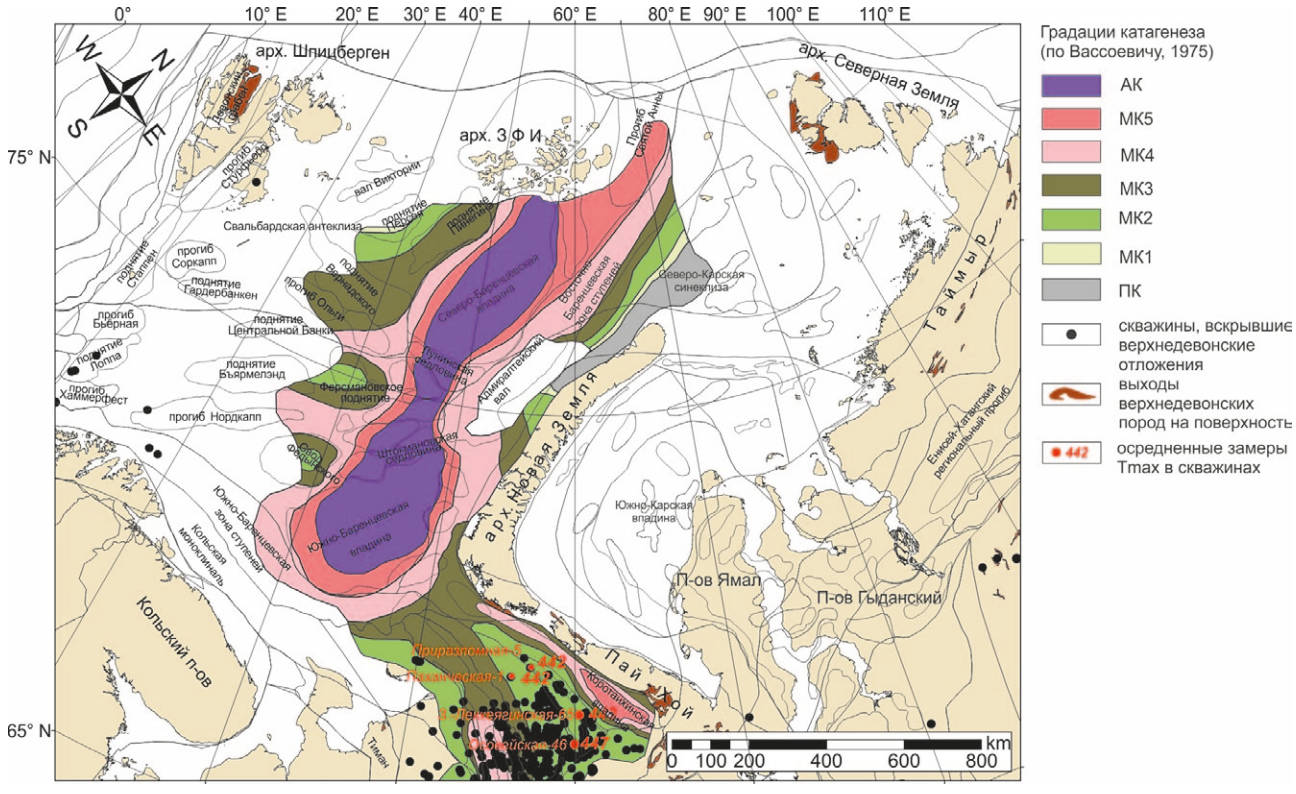


Рис. 5. Карта прогноза катагенетической зрелости верхнедевонских нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

Земля), мелкого шельфа и в прибрежных обстановках (Восточно-Баренцевский мегапрогиб) (Geological history…, 2009). Единая область распространения включает северную краевую часть Тимано-Печорского бассейна, восточную часть Баренцевоморского шельфа и западную часть Северо-Карского бассейна, а также отдельные области распространения существуют в пределах поднятий Стаппен и Лоппа, которые в визейское время представляли собой грабены, выполненные озерно-болотными осадками (рис. 7, Geological history…, 2009).

Согласно результатам моделирования и анализу замеров Tmax в скважинах в Печорском море, визейская

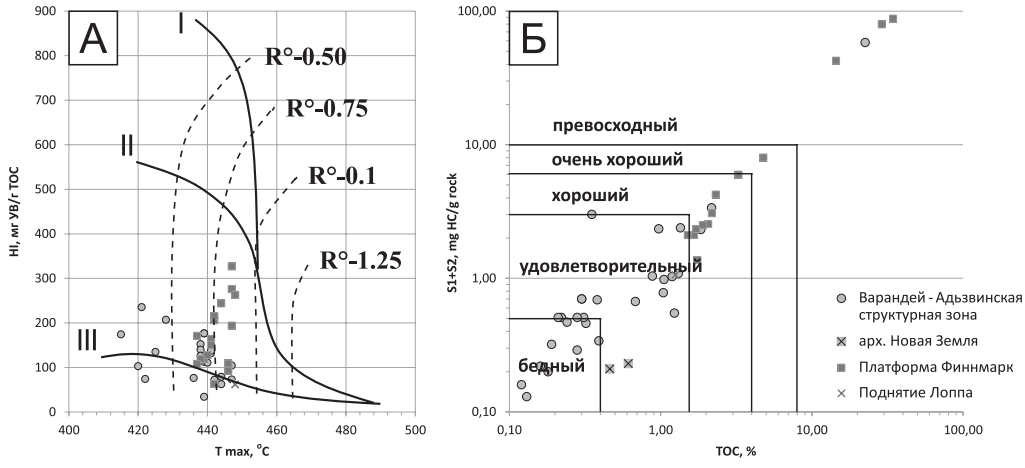


Рис. 6. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ визейских НГМТ акваториального продолжения Тимано-Печорского НГБ. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) визейских НГМТ акваториального продолжения Тимано-Печорского НГБ.

НГМТ в центральной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба и на поднятии Лоппа достигла градаций катагенеза $МК_5$-АК, в бортовых частях степень зрелости ниже – до $МК_4$ (рис. 8). На поднятии Стаппен прогнозная зрелость меняется от градации $МК_2$ до $МК_5$-АК. В акватории Печорского моря, на своде Федынского, Ферсмановском поднятии, зрелость меняется от градаций $МК_1$ до $МК_3$. В Восточно-Баренцевской зоне ступеней нижнекаменноугольная НГМТ находится в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), в то время как в мегапрогибе Фобос она незрелая. Визейская НГМТ на данный момент генерирует преимущественно газовые УВ.

Нижнепермские ассельско-сакмарские глинисто-карбонатные НГМТ охарактеризованы результатами пиролиза в акваториальном продолжении Тимано-Печорского НГБ и на платформе Финнмарк (свиты Исбьорн и Ульв). Содержание органического углерода изменяется от 0,1 до 4%, в среднем составляя 1,4%. Тип ОВ меняется от III до II в Варандей-Адъзвинской структурной зоне и на Большеземельском своде (рис. 9). Катагенетическая зрелость также различная: $МК_2$ в пределах Большеземельского свода и преимущественно ПК в Варандей-Адъзвинской структурной зоне. Генерационный потенциал меняется от удовлетворительного до превосходного, составляя в среднем 2 мг УВ/г породы на Большеземельском своде и 4,5 мг УВ/г породы в Варандей-Адъзвинской структурной зоне. Важно отметить, что в разрезе кунгурских отложений также отмечаются единичные образцы из прослоев, обогащенных ОВ (Сорг=0,2–3%) с ОВ смешаного типа, удовлетворительным и хорошим генерационным потенциалом (Вискунова и др., 2006).

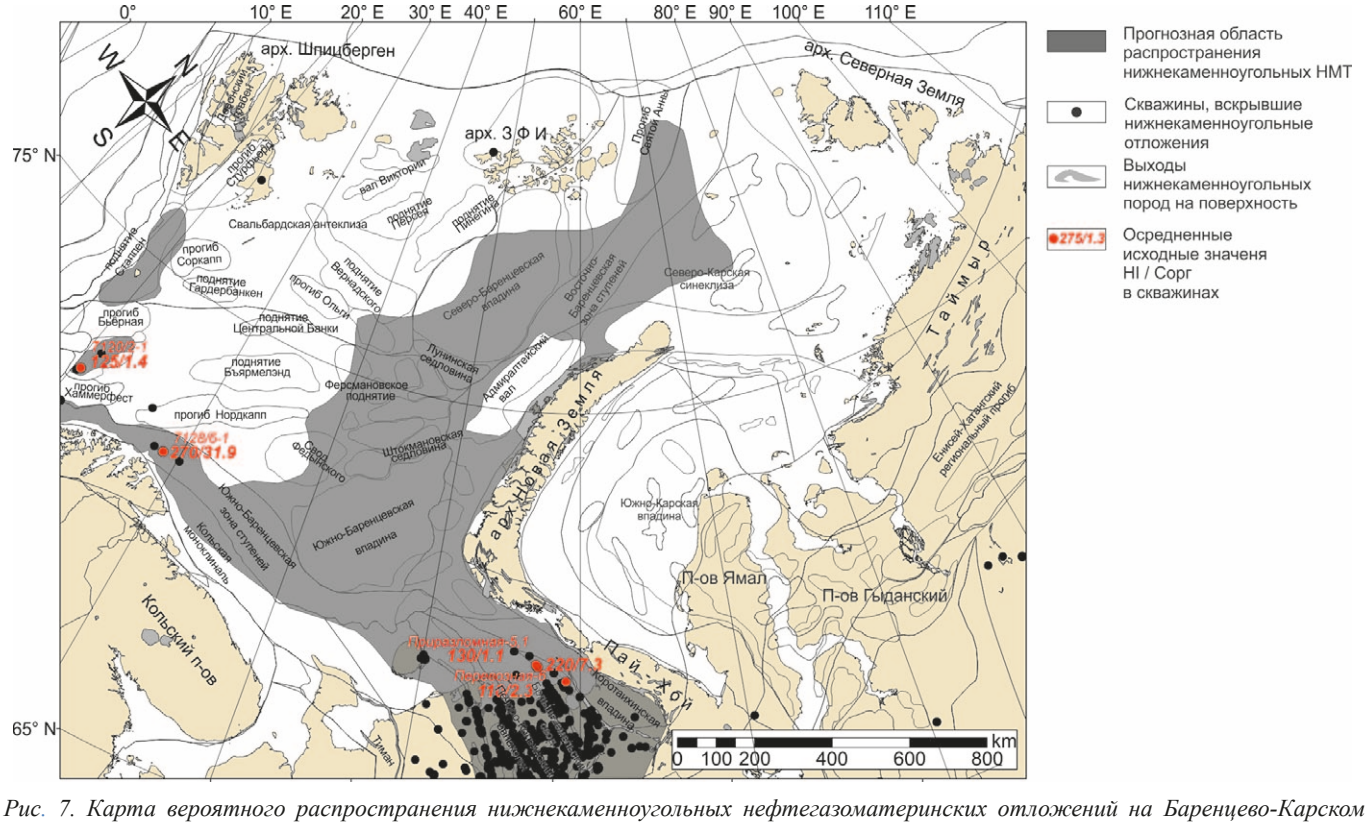


Рис. 7. Карта вероятного распространения нижнекаменноугольных нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

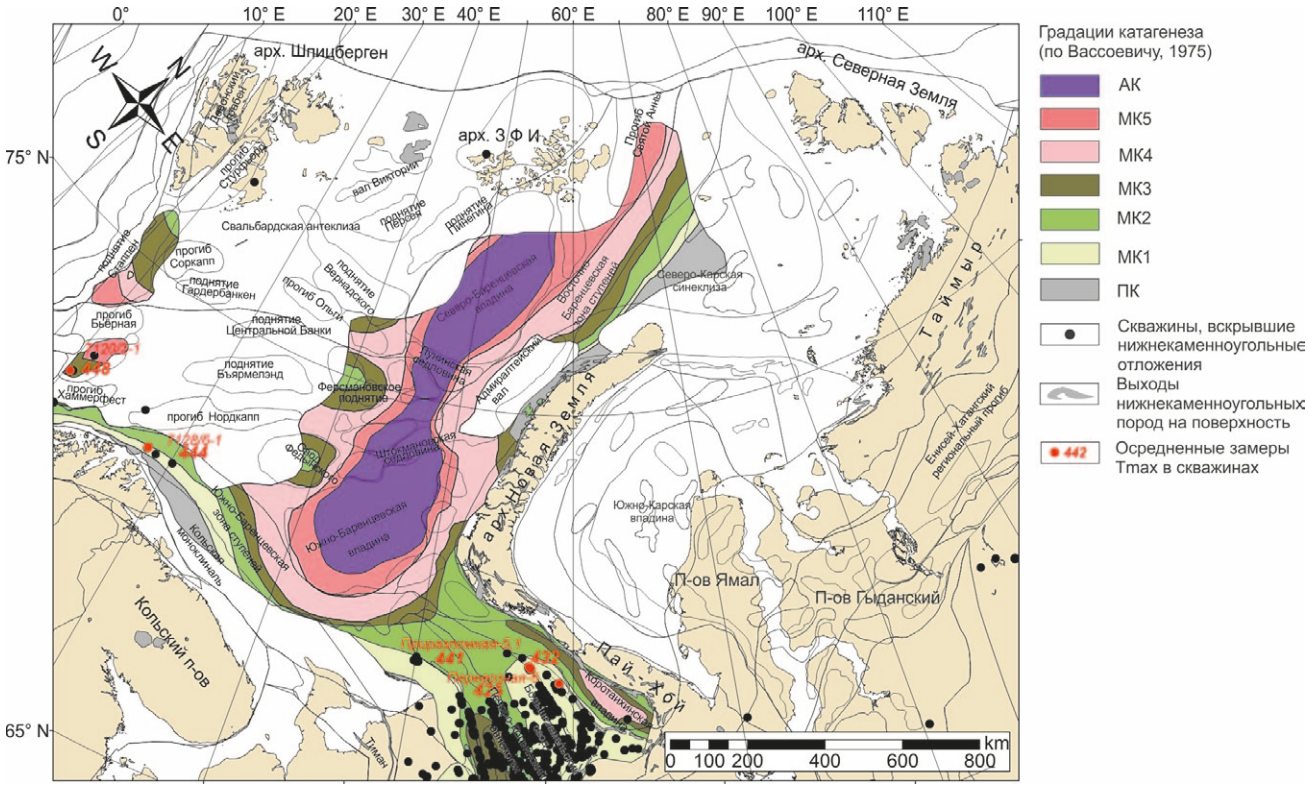


Рис. 8. Карта прогноза катагенетической зрелости нижнекаменноугольных нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

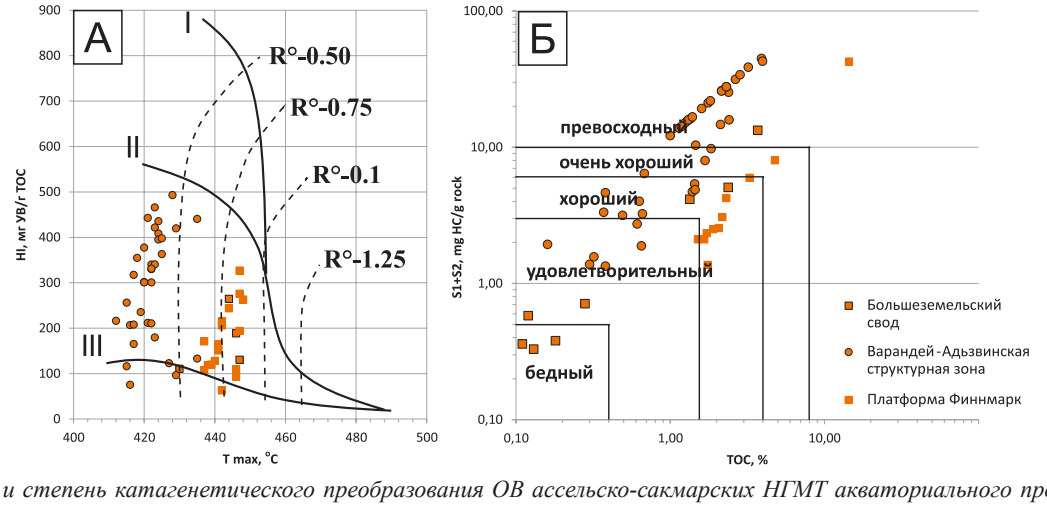


Рис. 9. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ ассельско-сакмарских НГМТ акваториального продолжения Тимано-Печорского НГБ. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) ассельско-сакмарских НГМТ акваториального продолжения Тимано-Печорского НГБ.

Нижнепермская НГМТ имеет широкое площадное распространение и приурочена к области глубокого и мелкого шельфа, за исключением солеродного бассейна в прогибах Нордкапп и Тромсо (Geological history..., 2009, рис. 10). Область распространения включает северную краевую часть Тимано-Печорского бассейна, восточную и западную часть Баренцевоморского шельфа. Нижнепермские НГМТ размыты на Адмиралтейском валу и отсутствуют на большей части Свальбардской антеклизы.

С артинского века и до конца перми восточная часть Баренцевоморского шельфа (БМШ) характеризовалась преимущественно терригенным осадконакоплением, а западная – глинисто-кремнисто-карбонатным и глинисто-кремнистым, постепенно переходя в полностью терригенное в татарском веке поздней перми (Geological history..., 2009).

Нефтематеринские отложения могут быть приурочены к зоне глубокого шельфа в центральных и западных районах Южно- и Северо-Баренцевской впадин и к области накопления глинисто-кремнистых отложений на норвежском шельфе. В Северо-Баренцевской зоне поднятий и на Шпицбергене в пределах обширной области развития кремнисто-карбонатных мелководно-морских фаций артинско-уфимские отложения характеризуются бедным газогенерационным потенциалом.

Катагенетическая зрелость нижнепермских НГМТ на Баренцево-Карском шельфе меняется в широких пределах (рис. 11). В Восточно-Баренцевском прогибе, прогибах Бъорная, Хаммерфест и на хребте Сенья нежнепермские НГМТ вошли в апокатагенез. На склонах прогибов, на платформе Бъярмелэнд, в зонах ступеней зрелость соответствует градациям $МК_4$-$МК_5$.

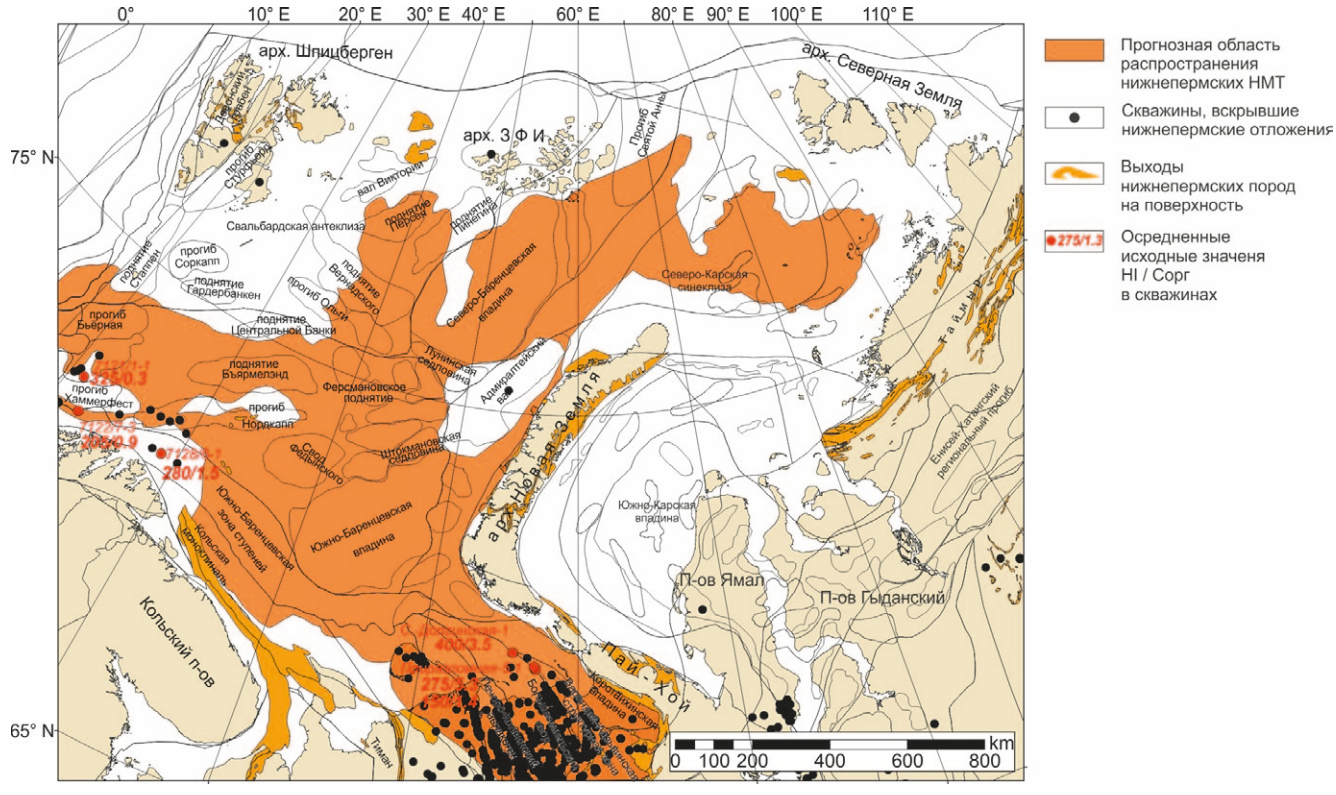


Рис. 10. Карта вероятного распространения нижнепермских нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

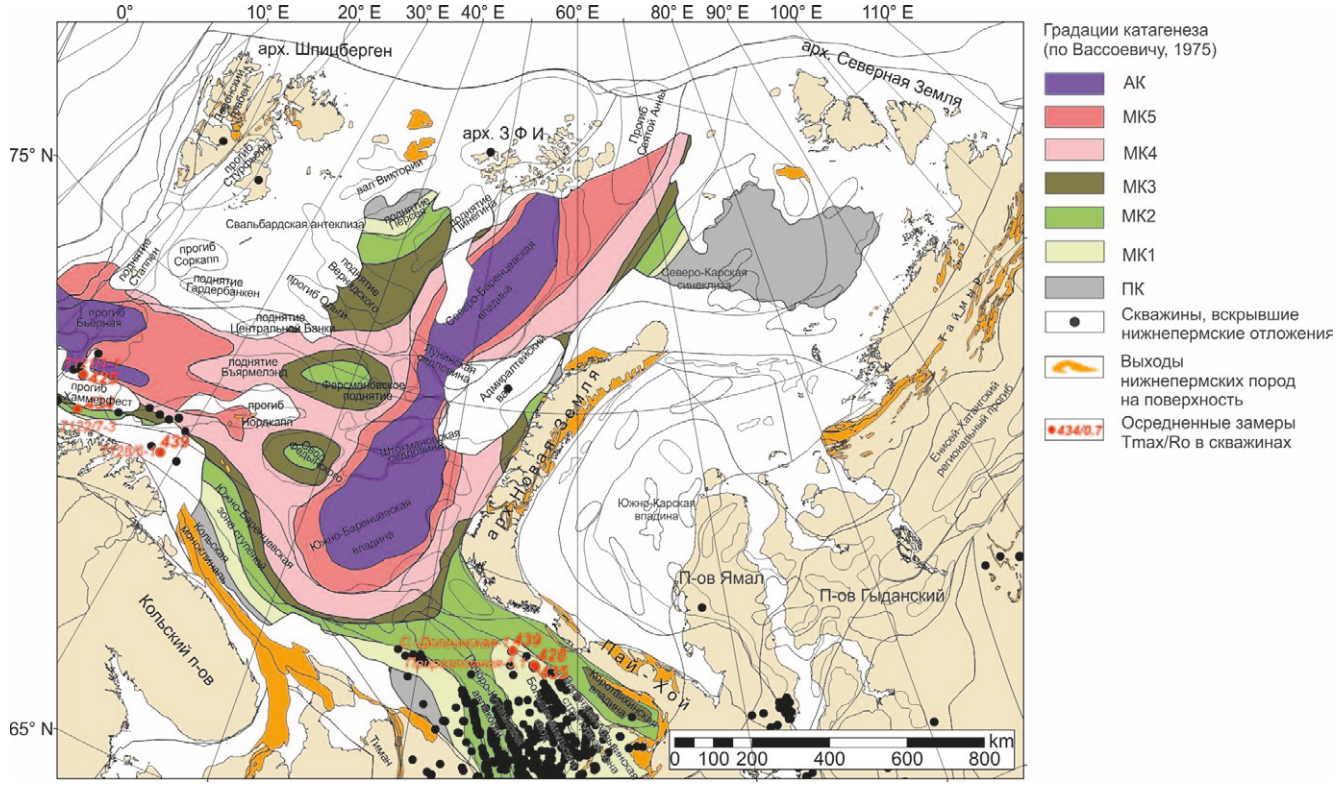


Рис. 11. Карта прогноза катагенетической зрелости нижнепермских нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

Зрелость пород, соответствующая нефтяному окну, прогнозируется в относительно узкой полосе на Южно-Баренцевской зоне ступеней, а также на Кольской моноклинали, акваториальном продолжении структур Тимано-Печорского бассейна, на своде Федынского, на юго-восточной окраине Свальбардской антеклизы. В Северо-Карском бассейне нежнепермская НГМТ (точнее верхнекаменноугольно-нижнепермская – ахматовская свита) незрелая.

Верхнепермские терригенные НГМТ охарактеризованы единичными образцами в пределах Большеземельского свода, Варандей-Адьзвинской структурной зоны и их акваториального продолжения, а также в западной части шельфа. Содержание Corg не превышает 4%, в среднем

составляет 1,3%. Для верхнепермских НГМТ характерно ОВ преимущественно III типа и катагенетическая зрелость в пределах градаций ПК-МК$_1$ (рис. 12). Для западной части шельфа характерно увеличение доли сапропелевого ОВ в верхнепермских НГМТ свитах Оррет и Ройе и широкий диапазон катагенетической зрелости от ПК до МК$_3$. Генерационный потенциал удовлетворительный и хороший, в среднем – 1,3 мг УВ/г породы.

Верхнепермская НГМТ по всей видимости имеет широкое площадное распространение (рис. 13). Единая область распространения объединяет западную и восточную часть Баренцевоморского шельфа и западную часть Северо-Карского бассейна, архипелаг Шпицберген и южную часть архипелага Земля Франца-Иосифа. Также прослеживаются отдельные небольшие фрагменты в Северо-Карском бассейне.

С артинского века и до конца перми восточная часть БМШ характеризовалась преимущественно терригенным осадконакоплением, а западная – глинисто-кремнисто-карбонатным и глинисто-кремнистым, постепенно переходя в полностью терригенное в татарском веке поздней перми. Нефтематеринские отложения могут быть приурочены к зоне глубокого шельфа в центральных и западных районах Южно- и Северо-Баренцевской впадин и к области накопления глинисто-кремнистых отложений на норвежском шельфе (Henriksen et al., 2011).

Верхнепермские и нижнетриасовые НГМТ имеют высокую степень катагенетического преобразования (градация АК, R°=4,5–5%) в пределах восточной части БМШ (рис. 14).

В Центрально-Баренцевской зоне поднятий они, вероятно, находятся на градациях катагенеза МК$_4$-МК$_5$.

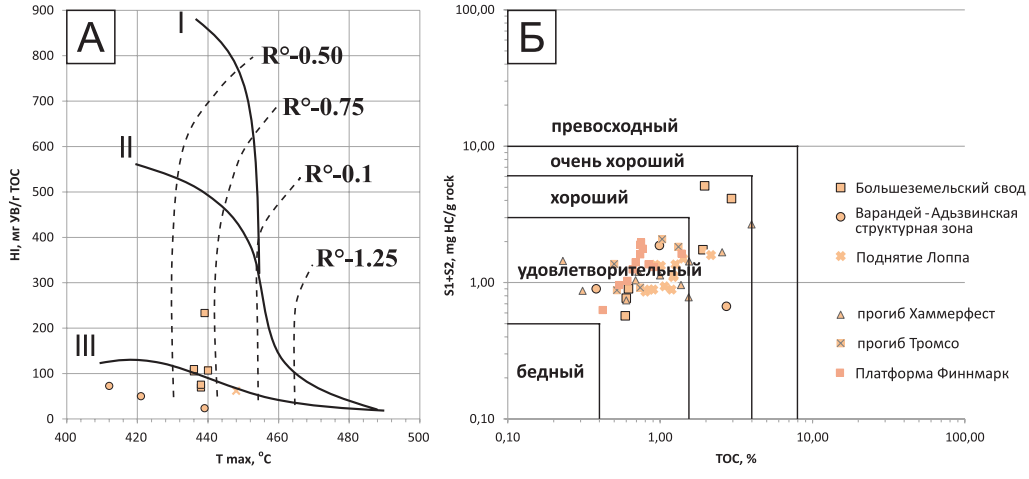


Рис. 12. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ верхнепермских НГМТ в Печорском море и на западе Баренцева моря. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) верхнепермских НГМТ в Печорском море и на западе Баренцева моря.

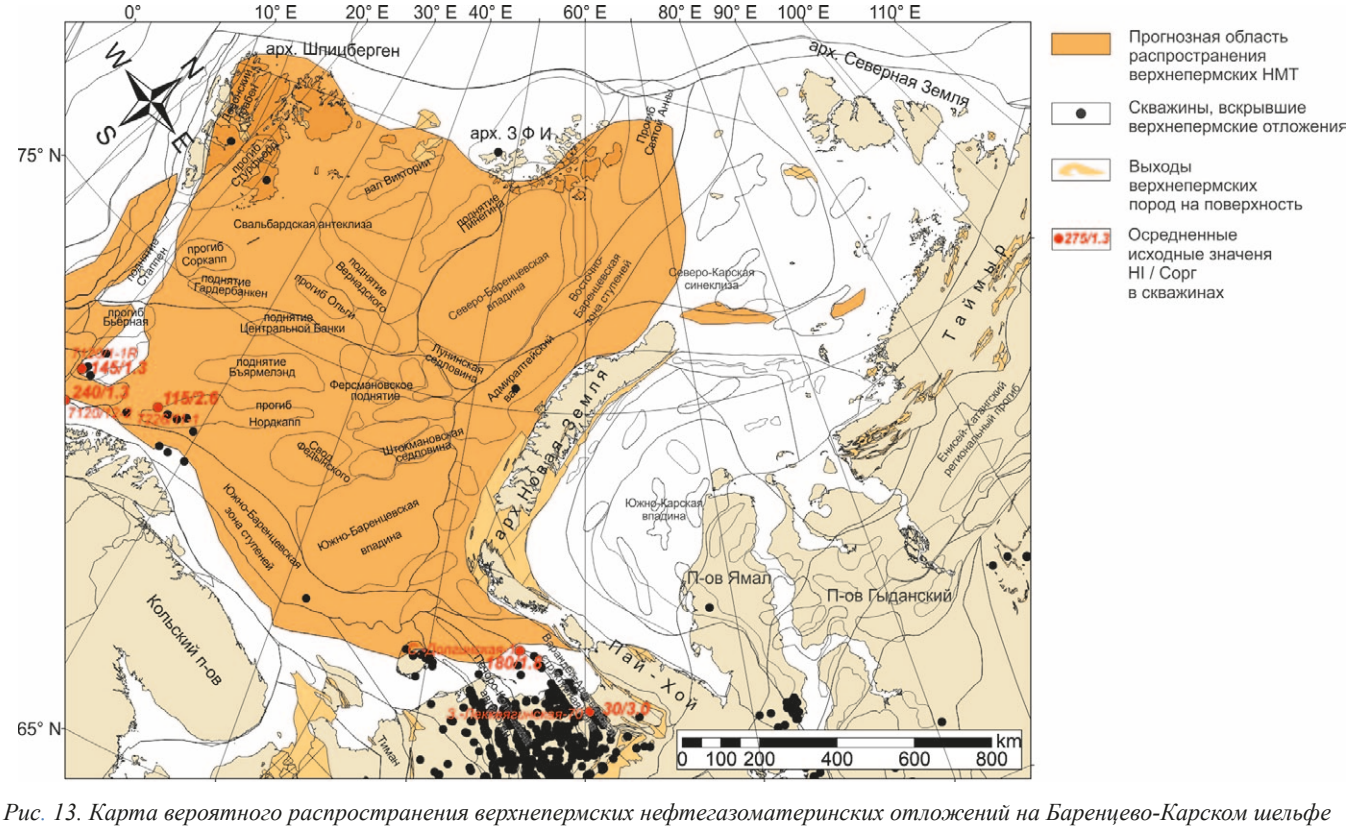


Рис. 13. Карта вероятного распространения верхнепермских нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

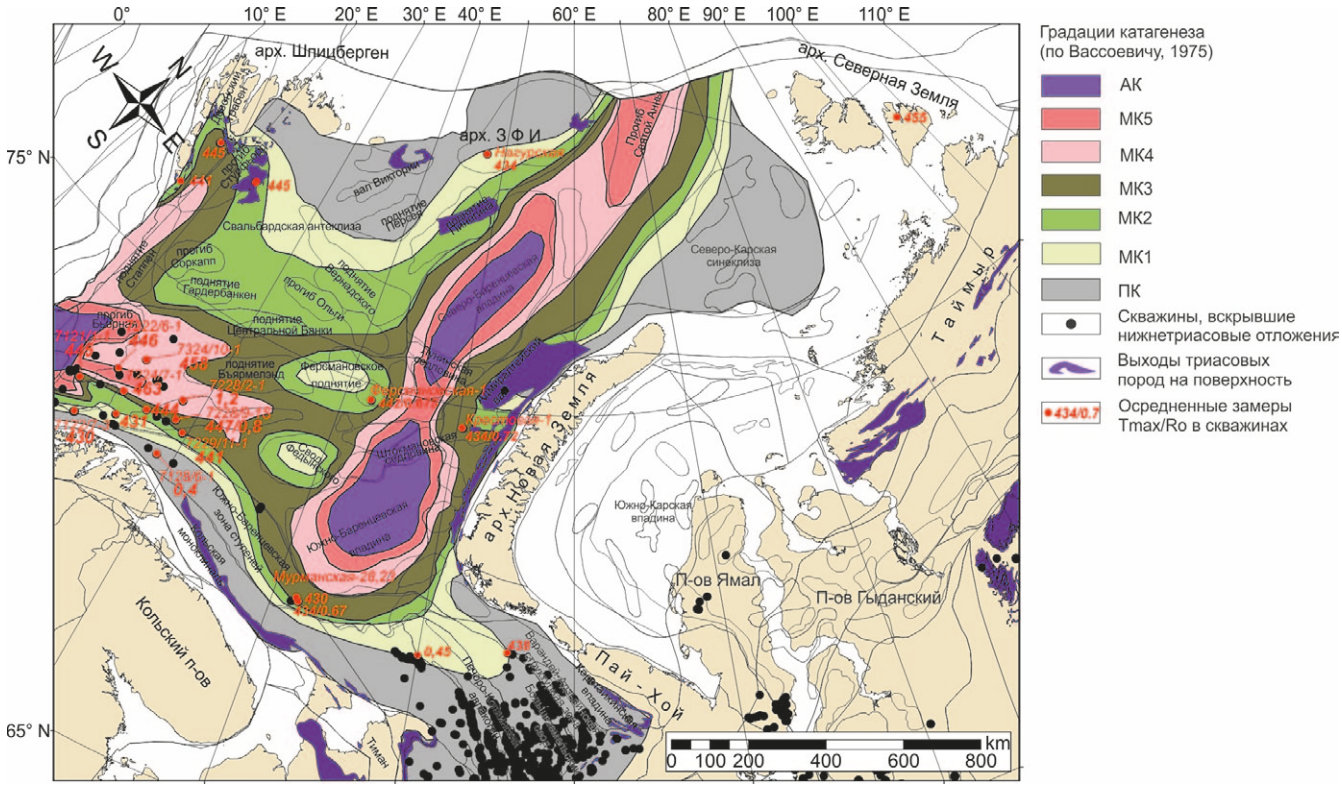


Рис. 14. Карта прогноза катагенетической зрелости верхнепермских и нижнетриасовых нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе (по Нориной, 2014)

Исключение составляет акваториальное продолжение Печорской плиты и бортовые зоны Баренцевоморского бассейна (моноклинали Кольская и Финнмарк, Северо-Баренцевская зона поднятий, Южно-Баренцевская и Восточно-Баренцевская зоны ступеней), где верхнепермские и индские НГМТ имеют меньшую степень преобразования, соответствующую $МК_2$-$МК_3$.

Мезозойские НГМТ

Нижнетриасовые индские НГТМ охарактеризованы скважинными данными в акватории Баренцева моря. Для индских НГМТ архипелага Земля Франца-Иосифа и Адмиралтейского вала характерны низкие содержания Сорг (0,15–1,15%), III тип ОВ (вплоть до IV – инертинитового), бедный и удовлетворительный генерационный потенциал (рис. 15). Индские НГМТ Южно-Баренцевской зоны ступеней, Ферсмановского поднятия и западной части шельфа (свита Хаверт) также характеризуются невысокими концентрациями Сорг (в среднем 1,3%), смешаным и гумусовым типом ОВ, бедным и удовлетворительным генерационным потенциалом. Однако в разрезе скважины Мурманская-23 и 7121/1-1 (поднятие Лоппа) присутствует единичные образцы с Сорг 2–7%, с хорошим и превосходным генерационным потенциалом.

Индские отложения центральной части Шпицбергена характеризуются низким содержанием ОВ (0,1–0,5%) и бедным нефтегазогенерационным потенциалом (0,05–0,45 мгУВ/г породы), и могут быть связаны как с меньшим его поступлением в бассейн по сравнению с дельтовыми областями, так и с сохранностью в водной толще и осадке (Норина, 2014).

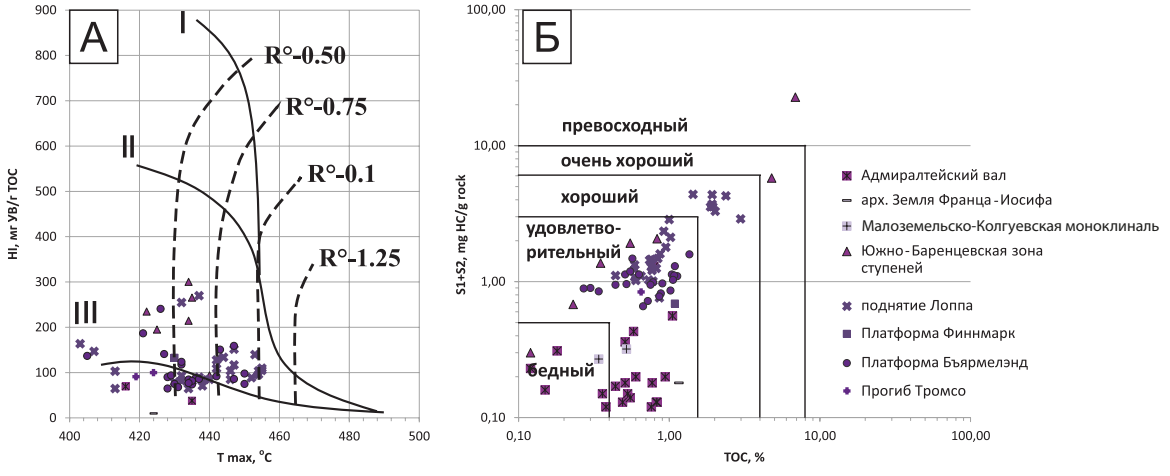


Рис. 15. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ индских НГМТ Баренцевоморского шельфа и архипелагов. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) индских НГМТ Баренцевоморского шельфа и архипелагов.

Нижнетриасовые индские НГМТ имеют широкое площадное распространение (рис. 16). Единая область распространения ограничена на юге акваторией Печорского моря и включает Баренцевоморский шельф, западную часть Северо-Карского бассейна, архипелаг Земля Франца-Иосифа и южную часть архипелага Шпицберген.

В индский век на юго-востоке, северо-востоке БМШ и на Новой Земле в зоне распространения аллювиальных и дельтовых равнин господствовали активные гидродинамические обстановки, что привело к накоплению красноцветных отложений с повышенной песчанистостью. Все эти факторы не способствовали сохранности ОВ. Наличие обогащенных ОВ прослоев связано с периодами морских трансгрессий, когда происходило затопление обширной дельтовой равнины (Норина, 2014). Дельтовые обстановки, неблагоприятные для консервации ОВ, сменялись на продельтовые и мелководноморские в пределах Южно-Баренцевской впадины.

Обстановки мелководно-морского шельфа, занимавшие юго-западную часть шельфа Баренцева моря (норвежский сектор) в начале раннего триаса и наиболее благоприятные для сохранности ОВ, постепенно сокращались по мере проградации дельтовой равнины на запад и северо-запад.

Катагенетическая зрелость индской НГМТ близка зрелости верхнепермской НГМТ (рис. 14)

В оленекских НГМТ Баренцева и Печорского морей и на архипелаге Земля Франца-Иосифа содержание Сорг меняется от 0,14 до 7%, в среднем составляя 1,4%. Тип ОВ преимущественно гумусовый, однако в пределах Южно-Баренцевской впадины, на поднятии Лоппа и Бъярмелэнд (свита Штайнкоббе) увеличивается вклад сапропелевого ОВ (рис. 17). Степень катагенетической преобразованности в акваториальной части меняется от ПК до $МК_1$, увеличиваясь на архипелаге до $МК_1$-$МК_2$, а в западной части шельфа – до $МК_2$-$МК_3$. Генерационный потенциал в росийском секторе шельфа меняется в широких пределах от бедного до превосходного, в среднем составляет 1,9 мг УВ/г породы, средний генерационный потенциал в западной части несколько выше – 3,5 мг УВ/г породы (рис. 18).

В центральной части Шпицбергена в связи с трансгрессией в оленекское время накапливались мелководноморские алевро-глинистые отложения. Темно-серые аргиллиты здесь характеризуются значениями ТОС до 3% и преобладанием ОВ смешанного гумусово-сапропелевого типа. Породы оленекского возраста в этой части архипелага характеризуются хорошим нефтегазоматеринским потенциалом до 3,6–8,9 мгУВ/г породы (Норина, 2014).

Накопление оленекских НГМТ с лучшим генерационным потенциалом, вероятно, приурочено к западной части шельфа и архипелага Шпицбереген в области глубоководного шельфа с благоприятными условиями для накопления гумусово-сапропелевого ОВ (Норина, 2014; Bjoroy et al., 2010).

Нижнетриасовые оленекские НГМТ имеют широкое площадное распространение (рис. 19). Единая область распространения ограничена на юге акваторией Печорского моря и объединяет весь Баренцевоморский шельф, западную часть Северо-Карского бассейна, архипелаг Земля Франца-Иосифа и южную часть архипелага Шпицберген.

Катагенетическая зрелость индской НГМТ близка к зрелости верхнепермской НГМТ (рис. 14). В пределах Южно- и Северо-Баренцевской впадин, прогиба Святой Анны к востоку от Земли Франца-Иосифа (ЗФИ) и прогибов в западной части Баренцевоморского бассейна (Сорвестнагет, Бьёрная, Тромсо, Харстад, Хаммерфест и Нордкапп) выделяются основные очаги генерации УВ.

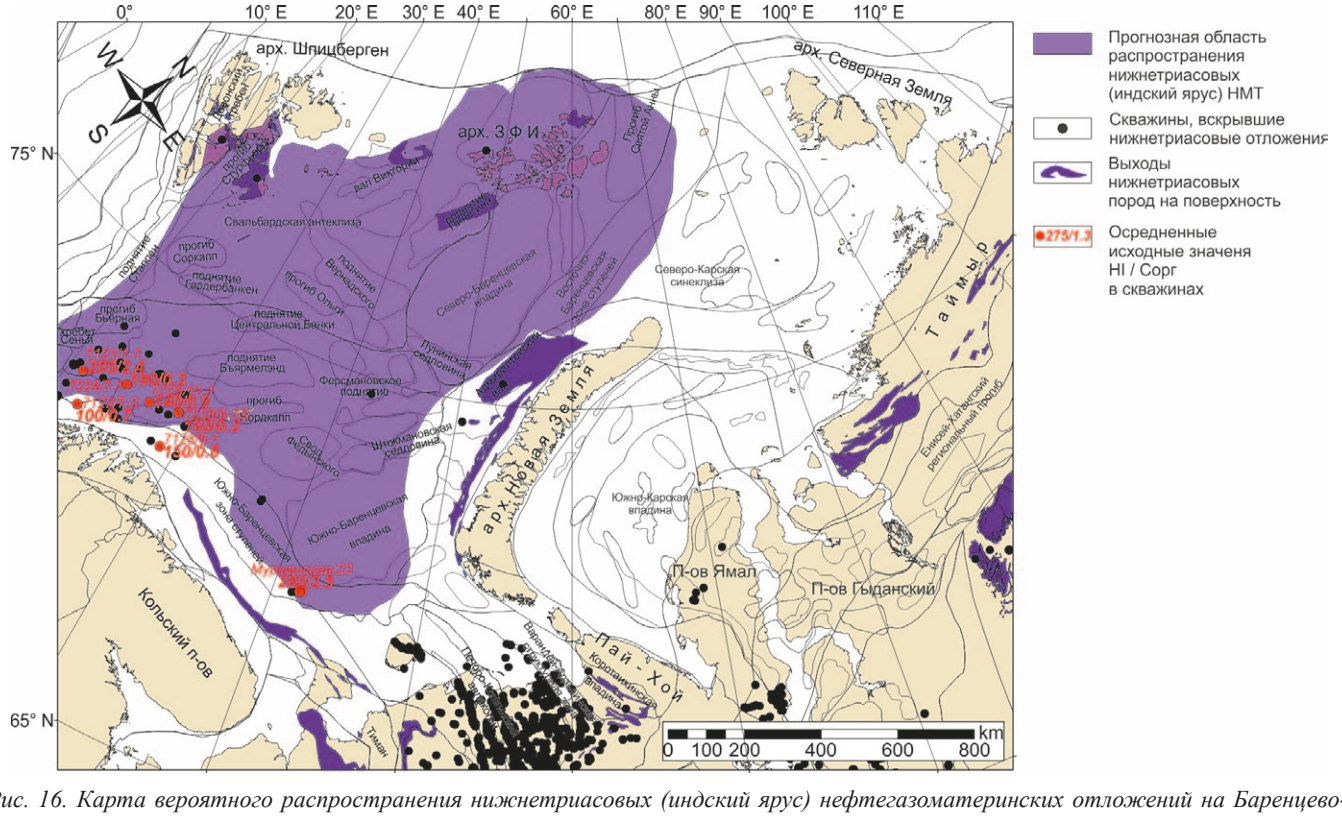


Рис. 16. Карта вероятного распространения нижнетриасовых (индский ярус) нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

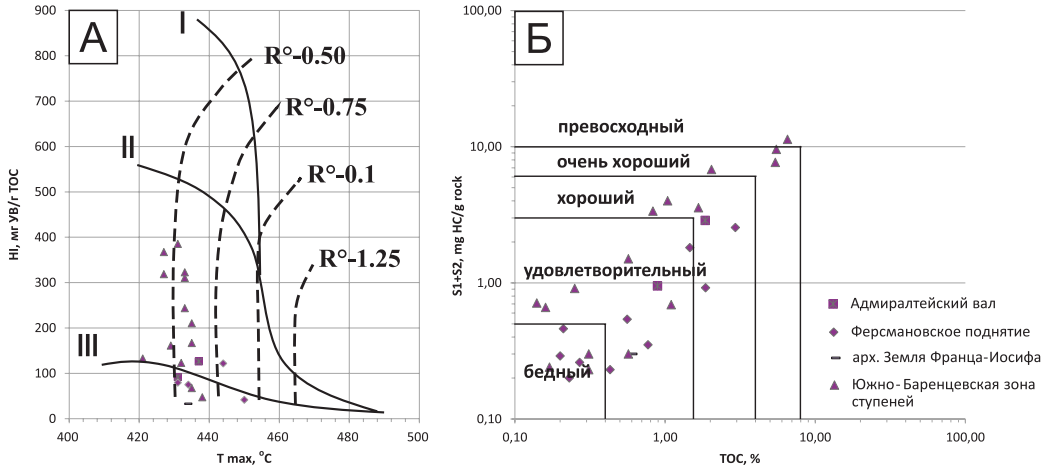


Рис. 17. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ оленекских НГМТ российского сектора Баренцевоморского шельфа и архипелагов. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) индских НГМТ российского сектора Баренцевоморского шельфа и архипелагов.

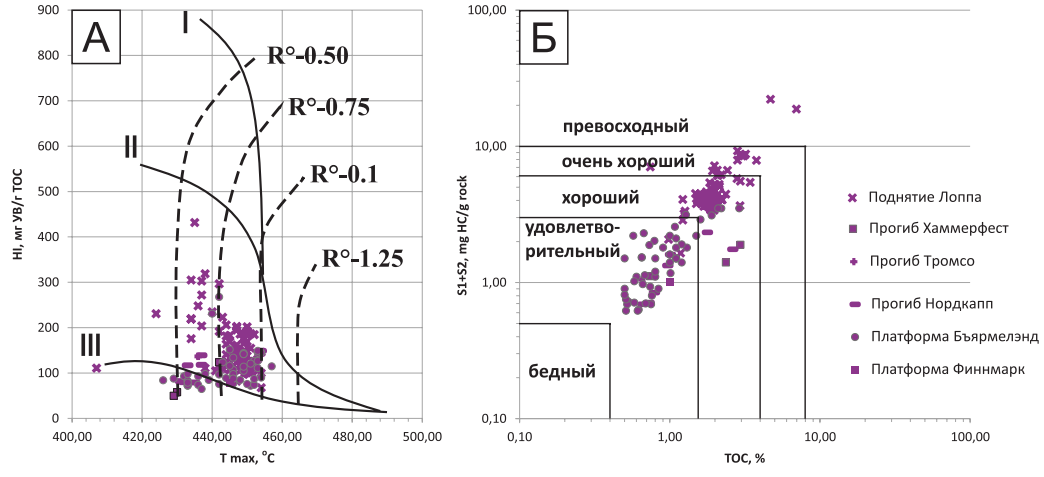


Рис. 18. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ оленекских НГМТ норвежского сектора Баренцевоморского шельфа. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) индских НГМТ норвежского сектора Баренцевоморского шельфа и архипелагов.

Среднетриасовые НГМТ наиболее полно охарактеризованы пиролитическими данными (рис. 20) (*прим.: для норвежского сектора в силу большого количества данных на диаграммах приведены осредненные значения*). Содержание Сорг изменяется от 0,17 до 11,2% (в скважинах Мурманская-28, 7226/11-1 и на арх. Шпицберген), в среднем составляет 1,2% для восточной и 1,6 для западной части шельфа (свита Штайнкоббе). Согласно диаграмме HI-Tmax, среднетриасовые НГМТ содержат ОВ преимущественно смешанного и гумусового типа, однако на арх. Шпицберген (свита Ботнейа), в пределах Южно-Баренцевской впадины, на поднятии Лоппа и прогибе Нордкапп отмечается преобладание сапропелевой составляющей (рис. 20). Катагенетическая зрелость меняется в широких пределах: ПК-МК$_1$ – в Варандей-Адзьвинской структурной зоне, на Малоземельско-Колгуевской моноклинали и на Ферсмановском поднятии, МК$_1$-МК$_2$ – на арх. Шпицберген, поднятии Лоппа и платформе Бъярмелэнд, МК$_4$-АК – в Южно-Баренцевской впадине и прогибе Нордкапп. На арх. Земля Франца-Иосифа среднетриасовые НГМТ находятся в апокатагенезе. Генерационный потенциал от бедного до превосходного (до 23–69 мгУВ/г породы в скв.7226/11-1), но преимущественно удовлетворительный и хороший, в среднем – 2,1 мг УВ/г породы.

В среднем триасе на фоне проградации дельтовой равнины на запад и северо-запад (Glorstad-Clark, 2011; Норина, 2014), во время морских трансгрессий в анизийском и ладинском веках дельтовая равнина, по всей видимости, отступала на юго-восток. Поэтому в скважинах Мурманская, Ферсмановская и Лудловская наблюдаются отдельные прослои глинистых пород с повышенным содержанием ОВ 1,5–8,0% и хорошим и превосходным потенциалом (2,0–18,7 мгУВ/г породы). Они приурочены к продельтовым и мелководно-морским отложениям трансгрессивной части циклитов (Норина, 2014). Так как ОВ в этих породах содержит долю сапропелевой составляющей, они могут генерировать некоторое количество нефтяных углеводородов.

Согласно анализу типа и содержания ОВ и палеогеографических карт (Норина, 2014; Glorstad-Clark et al., 2011), среднетриасовые НГМТ имеют широкое площадное распространение (рис. 21). Единая область распространения включает весь Баренцевоморский и Печероморский шельф, западную часть Северо-Карского бассейна, архипелаг Земля Франца-Иосифа и южную часть архипелага Шпицберген. НГМТ с наилучшими характеристиками приурочены к западной части региона, где в позднетриасовое время были обстановки глубокого и мелкого

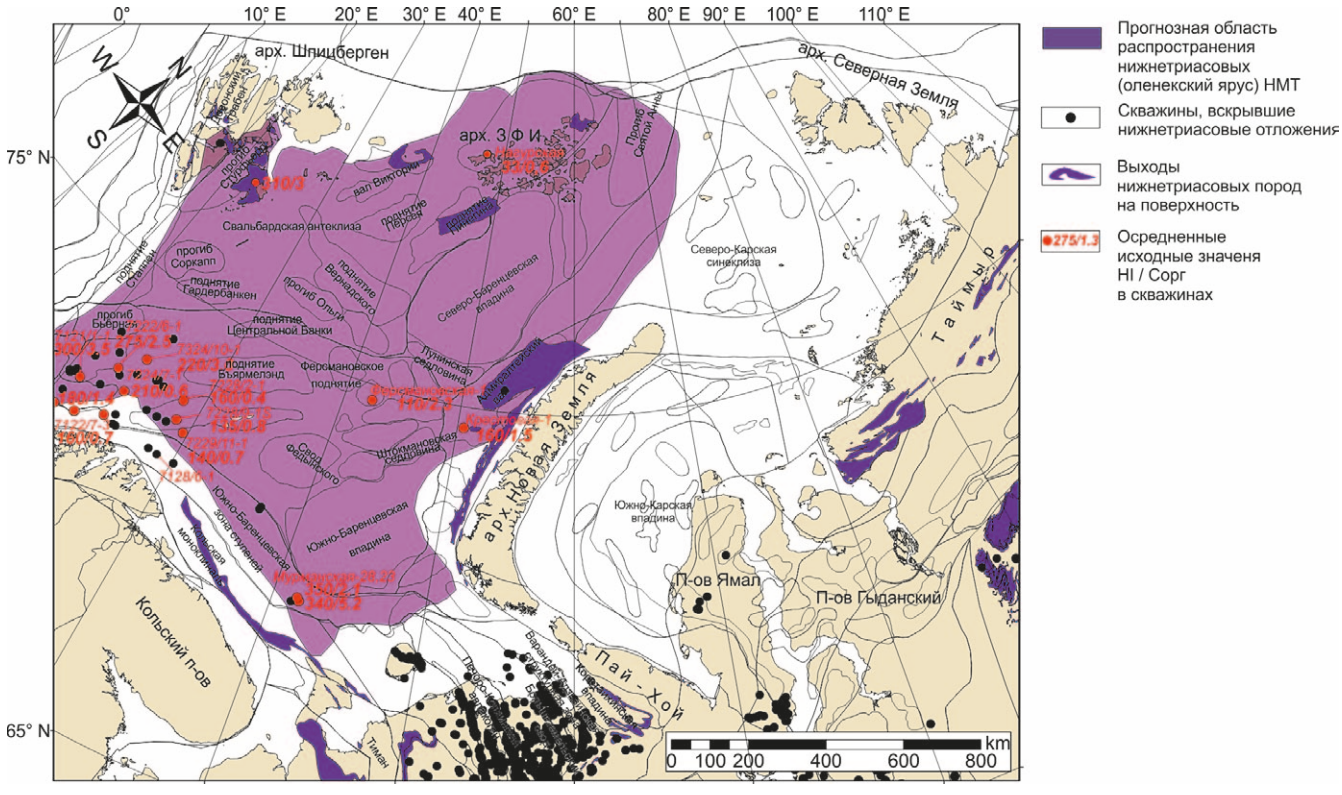


Рис. 19. Карта вероятного распространения нижнетриасовых (оленекский ярус) нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

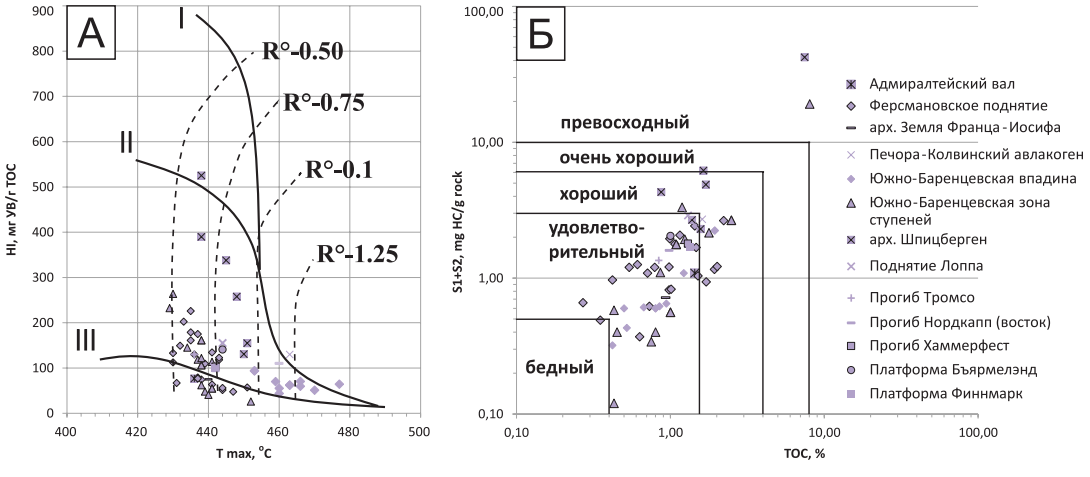


Рис. 20. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ среднетриасовых НГМТ Баренцевоморского и Печороморского шельфа и архипелагов. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) среднетриасовых НГМТ Баренцевоморского и Печороморского шельфа и архипелагов. Для структур западной части шельфа даны осредненные значения (для интервалов с Corg>1%).

шельфа, а в центральной части арх. Шпицберген – к мелководно-морским, продельтовым и лагунным условиям (Норина, 2014).

Практически на всей площади Баренцевоморского шельфа среднетриасовая НГМТ вошла в ГЗН ($МК_1$-$МК_3$), в наиболее погруженных частях бассейна катагенетическая преобразованность соответствует градациям $МК_4$-$МК_5$ (ГЗГ) или даже выше (рис. 22). Повышенный уровень зрелости в центральной части Западно-Шпицбергенского прогиба и в отдельных пачках на арх. ЗФИ объясняется влиянием активных тектонических процессов и широким распространением магматических тел.

Область распространения, где уровень катагенеза пород соответствует $МК_5$, приурочена предположительно лишь к самым западным прогибам Сорвестнагет, Бьёрная и Тромсо.

Верхнетриасовые НГМТ охарактеризованы пиролитическими данными в акватории Печорского и Баренцева морей и на архипелагах Шпицберген и Земля Франца-Иосифа (рис. 23)(*прим.: для норвежского сектора в силу большого количества данных на диаграммах приведены осредненные значения*). Содержание Corg изменяется в широких пределах от 0,13% до 10,0–28,8% в прослоях углистых аргиллитов на Лудловской, Северо-Мурманской, Арктической площадях. В западной части шельфа отмечается повсеместное развитие глинисто-углистых слоев с Corg до 87%. В восточной части шельфа тип ОВ смешаный II-III, в то время как в западной – отмечается так же ОВ II и I типа (свиты Снадд и Фрюхольмен, рис. 23).

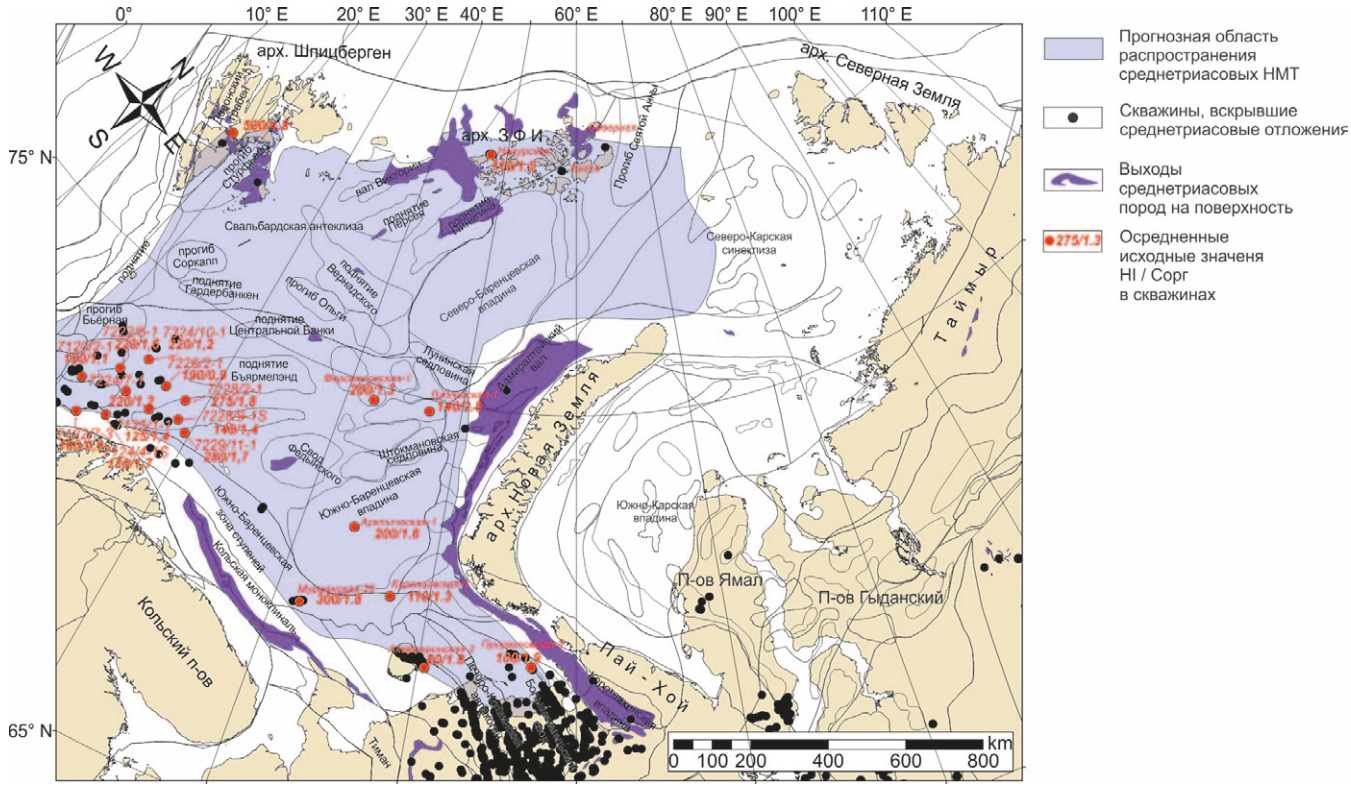


Рис. 21. Карта вероятного распространения среднетриасовых нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

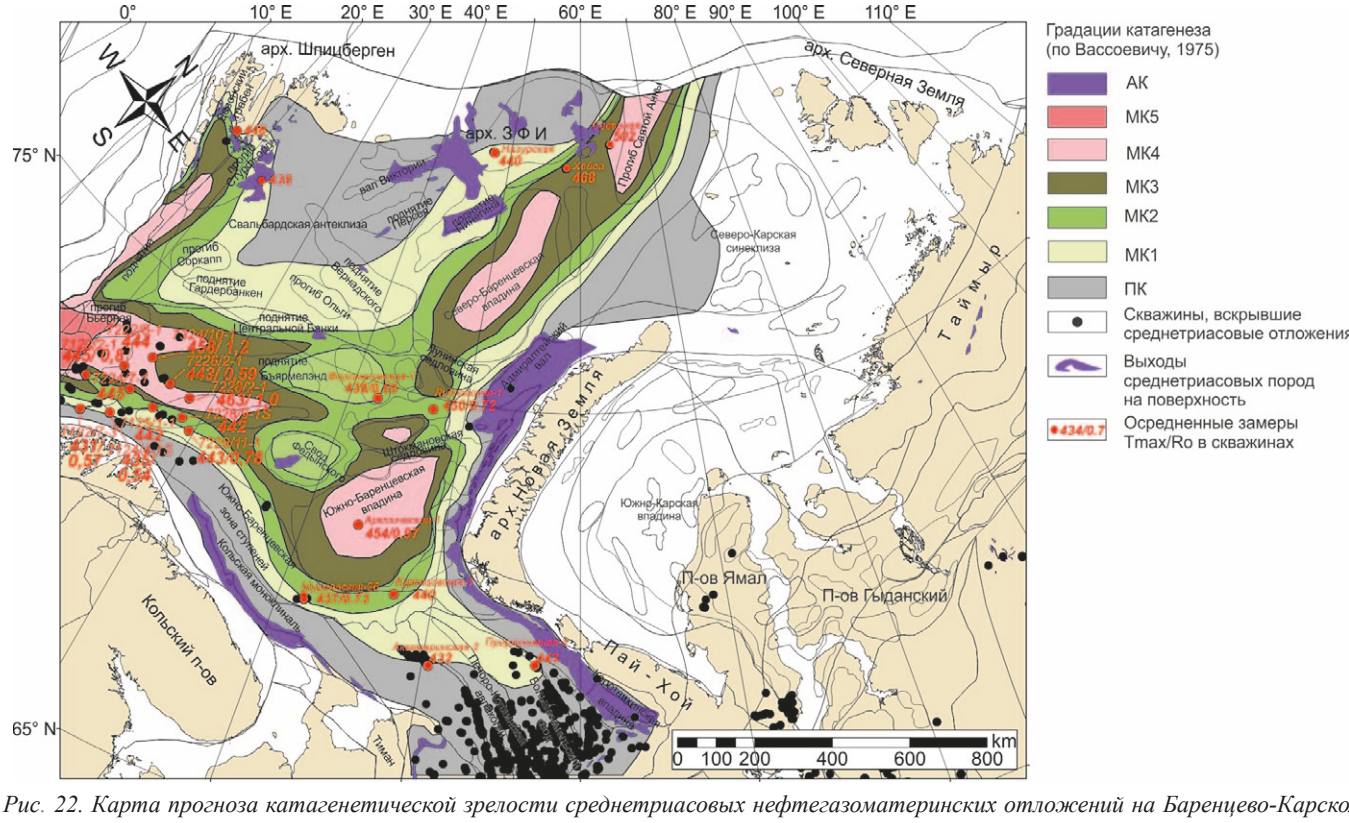


Рис. 22. Карта прогноза катагенетической зрелости среднетриасовых нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе (по Нориной, 2014)

Катагенетическая зрелость меняется от градации $МК_1$ до $МК_4$-$МК_5$. Генерационный потенциал в среднем составляет 4,5 мг УВ/г породы и меняется в широких пределах от бедного до превосходного, достигая 262 мгУВ/г породы в углистых прослоях (скв. 7122/6-1, 7124/3-1).

На арх. Земля Франца-Иосифа верхнетриасовые породы обладают преимущественно бедным и удовлетворительным газогенерационным потенциалом. Однако в скважине Северная отмечается присутствие черных карнийских глин с высоким содержанием ОВ (5,6–10,8%) гумусово-сапропелевого типа и превосходным нефтегазоматеринским потенциалом (Норина, 2014)

Верхнетриасовые НГМТ имеют широкое площадное распространение (рис. 24). Единая область

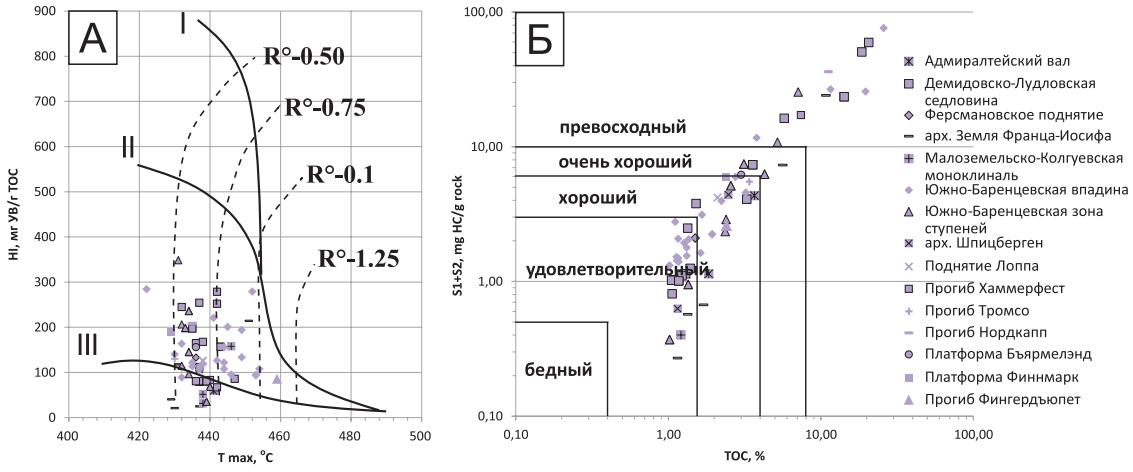


Рис. 23. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ верхнетриасовых НГМТ Баренцевоморского и Печороморского шельфа и архипелагов. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) верхнетриасовых НГМТ Баренцевоморского и Печороморского шельфа и архипелагов.

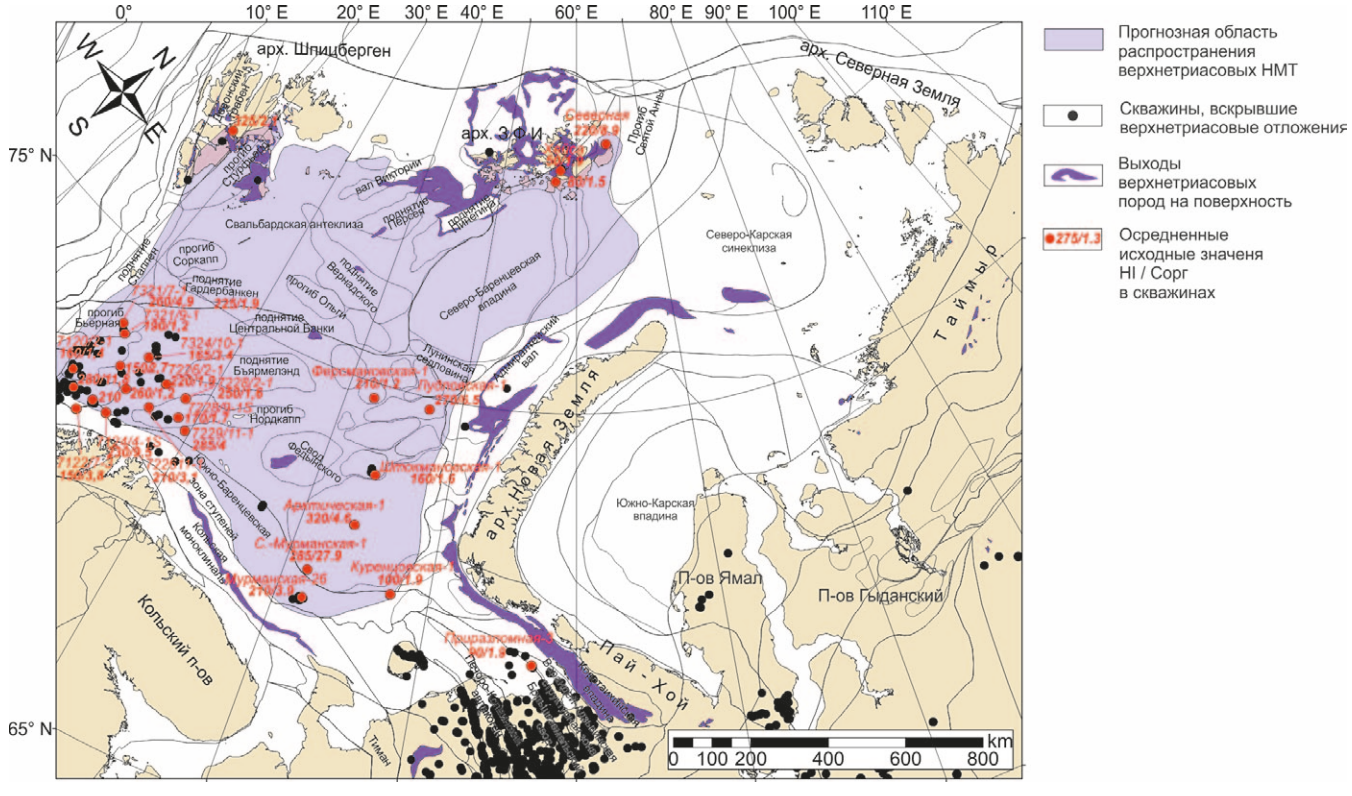


Рис. 24. Карта вероятного распространения верхнетриасовых нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

распространения ограничена на юге границей Южно-Баренцевской впадины, объединяет западную и восточную часть Баренцевоморского шельфа, южную часть архипелага Шпицберген и архипелага Земля Франца-Иосифа.

В позднетриасовую эпоху произошло общее обмеление бассейна, что обусловило преимущественно гумусовый тип ОВ и газогенерационный потенциал верхнетриасовых отложений. Обширная дельтовая равнина, периодически затопляемая морем, раскинулась в восточной, центральной и западной частях региона. Вероятно, во время этих трансгрессий сформировались углисто-глинистые пачки, обогащенные смешанным и сапропелевым ОВ. Эти прослои характеризуются хорошим и превосходным генерационным потенциалом (от 2,1 до 73,3 мг УВ/г породы в восточной части шельфа и от 15 до 262 мг УВ/ г породы в западной) и способны генерировать жидкие углеводороды.

Катагенетическая преобразованность ОВ пород верхнего триаса варьирует от незрелого ОВ (R° менее 0,5%) на о. Колгуев, до зрелого (R° 0,95–1,0%) – в центральных частях Южно-Баренцевской впадины (ЮБВ) и Северо-Баренцевской впадины (СБВ) и на арх. ЗФИ (рис. 25). Верхнетриасовая НГМТ вошла в ГЗГ лишь в пределах прогибов Бъорная. В пределах Южно-Баренцевской и Северо-Баренцевской впадин, в прогибах Святой Анны, Нордкапп и Хаммерфест, на поднятии Лоппа, в районе арх. Шпицберген верхнетриасовые НГМТ находятся на градациях катагенеза $МК_1$-$МК_3$. Исключение составляют поднятия Ферсмана и Федынского, где эти отложения незрелые (Норина, 2014).

Триасовые нефтегазоматеринские толщи с наилучшими свойствами и сапропелевым ОВ приурочены к литофациальной зоне глубокого шельфа, протягивавшейся

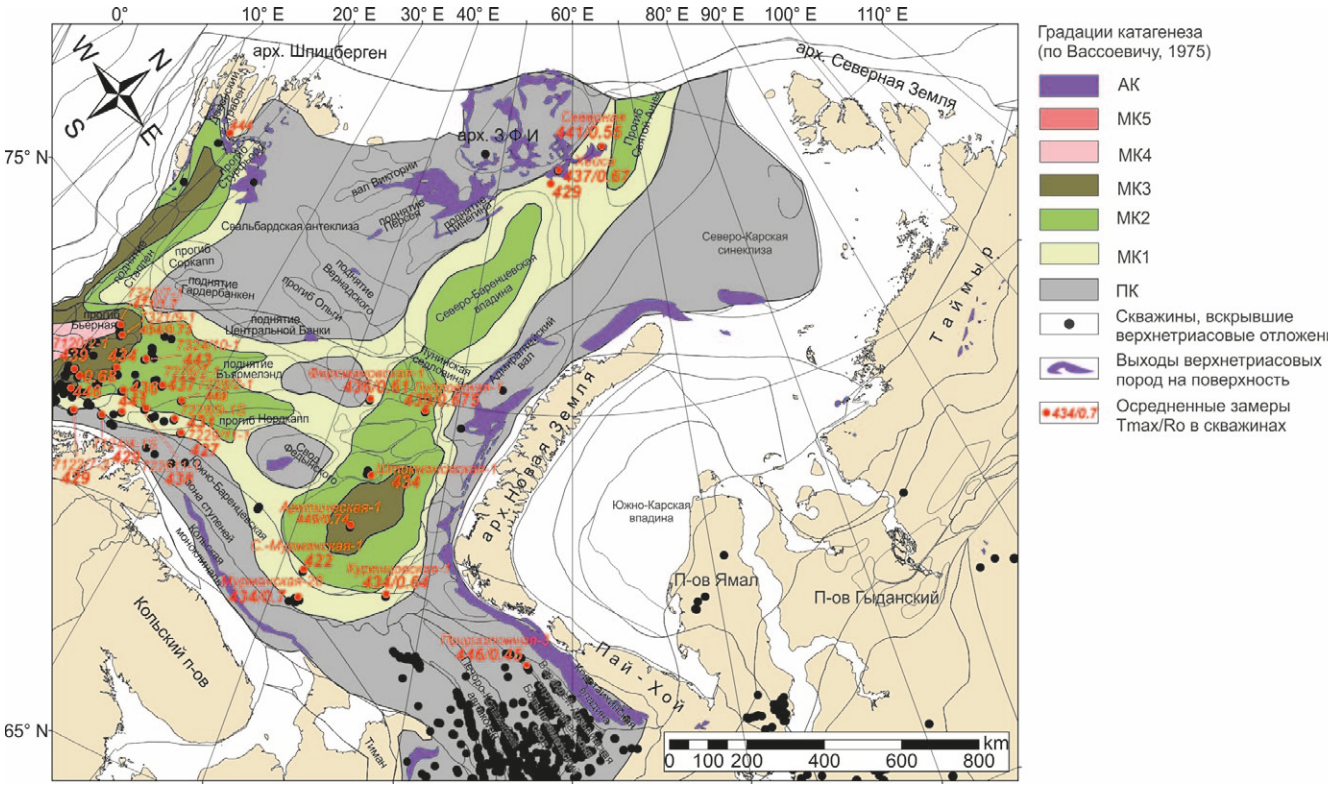


Рис. 25. Карта прогноза катагенетической зрелости верхнетриасовых нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе (по Нориной, 2014)

в субмеридиональном направлении в западной части региона в раннем и среднем триасе (Норина, 2014). Другая область развития НГМТ с хорошим и превосходным генерационным потенциалом приурочена к Южно-Баренцевской впадине, где в периоды трансгрессий накапливались глинисто-углистые пачки, обогащенные гумусовым и смешаным ОВ (Катков и др., 2014).

Верхнеюрские НГМТ представлены темноокрашенными глинистыми, реже карбонатно-глинистыми породами. В российском секторе Баренцевоморского шельфа в разрезе верхнеюрской толщи выделяется 2 пачки – оксфорд-киммериджская и волжско-берриасская. Мощность и генерационный потенциал этих пачек варьирует в пределах Баренцевоморского шельфа и на архипелаге Шпицберген (Бро, 1993; Leith, 1992; Ohm, 2008; Кирюхина, 2013). Содержание и тип ОВ в оксфорд-киммериджской и волжско-берриасской пачках определялись палеогеографическими условиями. Тип керогена изменяется от преимущественно сапропелевого (скважины в юго-восточной части Баренцева моря) до гумусово-сапропелевого и гумусового (арх. Земля Франца-Иосифа и Шпицберген). В центральной части Южно-Баренцевской впадины оксфорд-киммериджские отложения характеризуются более высоким генерационным потенциалом, чем волжско-берриасские породы. Кимериджские «черные глины» обладают превосходным генерационным потенциалом и содержат смешанное ОВ, с преобладанием сапропелевого ОВ. Содержание Сорг=8,2–16,7 % (рис. 26). Титонские «черные глины» обладают неоднородными геохимическими свойствами. Вверх по разрезу наблюдается уменьшение содержания Сорг (от 8–16 % до 2–6 %) и ухудшение генерационного

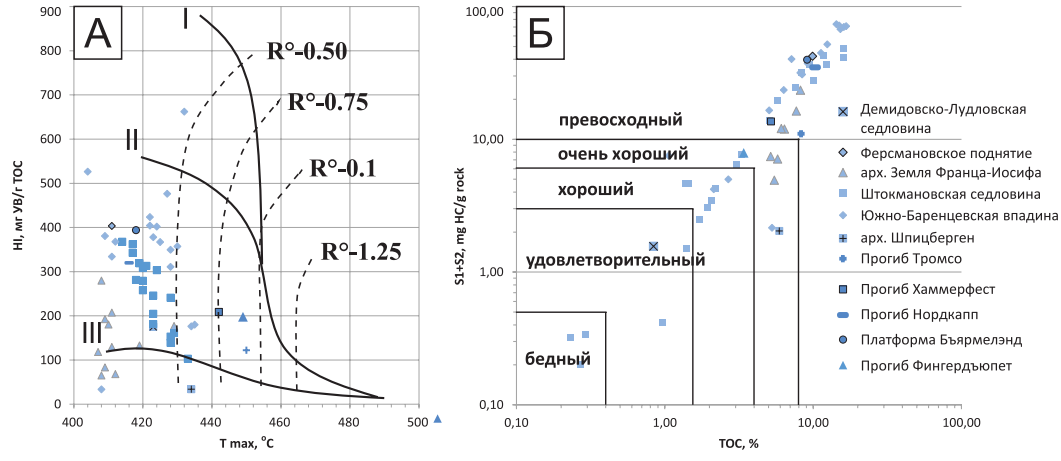


Рис. 26. А – Тип и степень катагенетического преобразования ОВ верхнеюрских НГМТ Баренцевоморского и Печероморского шельфа и архипелагов. Б – Генерационный потенциал (по Espitalie, Bordenave, 1993) верхнеюрских НГМТ Баренцевоморского и Печероморского шельфа и архипелагов.

потенциала от отличного до удовлетворительного. Тип керогена изменяется от смешанного гумусово-сапропелевого с высоким содержанием сапропелевого ОВ до гумусового. Генерационный потенциал от хорошего до превосходного (1,4–68,3 мг УВ/г. породы), в среднем составляя 23,3 мг УВ/г породы.

На западе Баренцевоморского шельфа верхнеюрские НГМТ выделяются в свите Хеккинген, подразделяемой на две пачки: Альге оксфорд-кимериджского возраста и Крилл титонского возраста. Содержание Сорг в пачке Альге изменяется от 1,2 до 27,9 %, пересчитанные на исходные значения показания генерационного потенциала изменяются от 1,4 до 95,5, в среднем 29 мг УВ/г породы (Ohm, 2008). Залегающая выше пачка Крилл содержит более низкие начальные концентрации Сорг = 0,8–9,9 % и значения генерационного потенциала – 1,1–29,3 мг УВ/г породы (в среднем 11,8 мг УВ/г породы) (Ohm, 2008). В качественном отношении ОВ относится к смешанному II-III типу с преобладанием сапропелевого ОВ (Leith, 1992; Ohm, 2008).

На арх. Шпицберген верхнеюрские НГМТ представлены свитой Агардфьеллет среднеоксфордско-среднетитонского возраста. Разрез представлен пачками черных битуминозных аргиллитов, разделенными темно-серыми аргиллитами с меньшим содержанием ОВ. Содержание Сорг в битуминозных аргиллитах изменяется от 1 до 10%, в среднем составляет 3–4%. Тип ОВ преимущественно гумусовый (III), однако, в разрезе встречаются отдельные прослои, содержащие сапропелевый тип керогена (Leith, 1992).

В Южно-Карской впадине наличие и свойства верхнеюрской НГМТ – баженовской свиты – спрогнозированы на основе исследований керна Харасавэйского и Бованенковского месторождений Ульяновым Г.В. и Кирюхиной Т.А. с соавторами (Ульянов, 2011; Кирюхина и др., 2011). Среднее содержание Сорг увеличивается в северном направлении: от 0,9% на Бованенковском месторождении до 4,8% на Харасавэйском. В этом же направлении отмечается и рост водородного индекса и, соответственно, генерационного потенциала – до 6,85 мгУВ/г породы, в среднем составляя 2,5–2,9 мгУВ/г породы. Тип ОВ преимущественно сапропелевый, что подтверждается так же преобладанием низкомолекулярных гомологов на хроматограммах (Ульянов, 2011). Степень зрелости также увеличивается на север от $МК_1$ до $МК_4$.

Верхнеюрские НГМТ накапливались в условиях некомпенсированной, вероятно, изолированной впадины на шельфе и широко распространены на Баренцевоморском шельфе (Суслова, 2013; Marin et al., 2020)(рис. 27). Эти породы распространены как на большей части Баренцевоморского шельфа, на Печорском шельфе и в Тимано-Печорском бассейне, так и в западной и юго-восточной части Северо-Карского бассейна (прогиб Уединения), в Южно-Карском бассейне, продолжаясь в Западно-Сибирский бассейн и Енисей-Хатангский прогиб.

Степень зрелости верхнеюрских отложений по результатам геохимических исследований на большей части шельфа Баренцева моря не превышает $ПК_3$ (рис. 28). Только в центральной части Южно-Баренцевской впадины (Арктическая площадь) толщи достигли ГЗН и могли генерировать жидкие УВ, что косвенно подтверждается наличием микронефти в верхнеюрских аргиллитах Арктической площади (Маргулис 2008, Кирюхина, 2013). На арх. Земля Франца-Иосифа породы находятся на градации ПК (Tmax = 407–429°С), а на арх. Шпицберген – $МК_2$ (Tmax = 446°С). Степень зрелости верхнеюрской НГМТ (баженовская свита и ее возрастные аналоги) в Южно-Карской впадине, в северной части Западно-Сибирского бассейна и Енисей-Хатангского

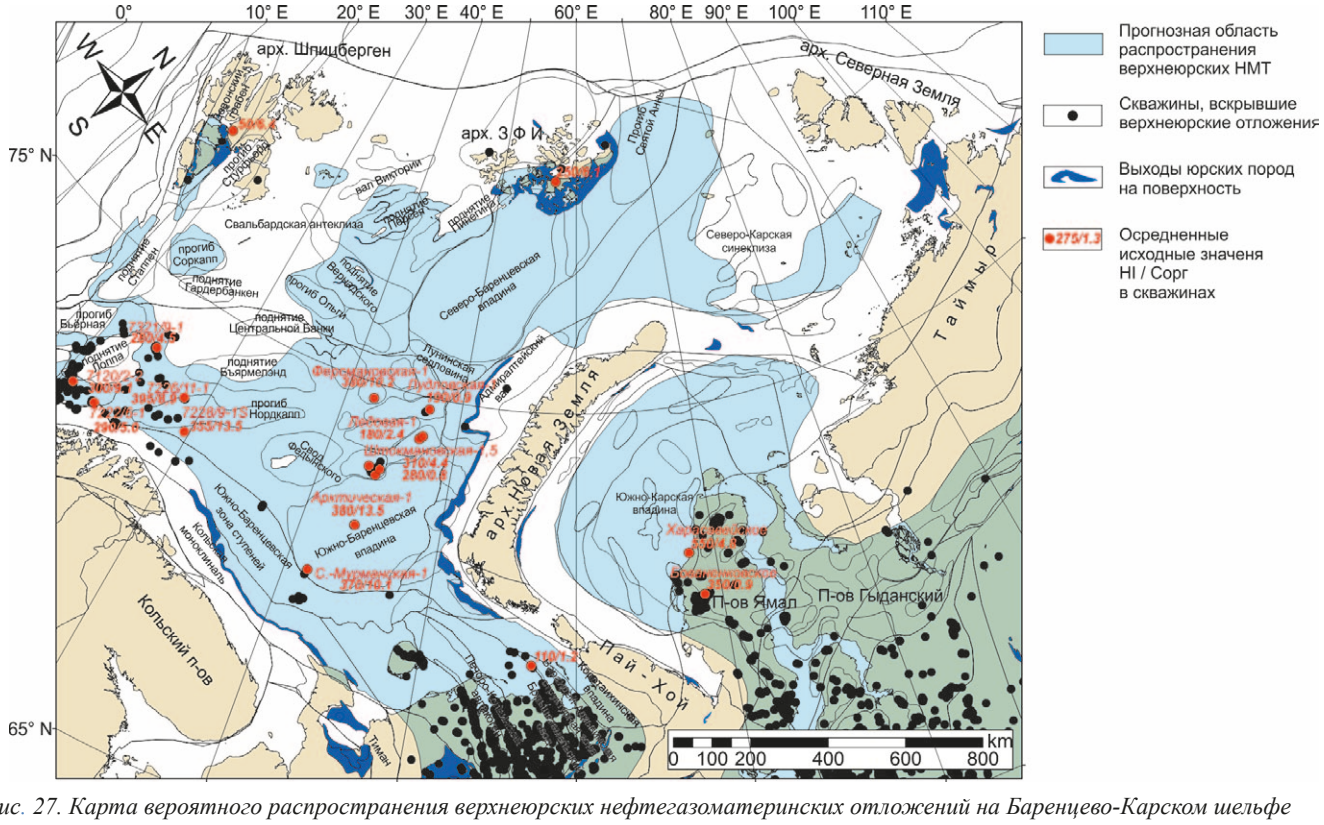


Рис. 27. Карта вероятного распространения верхнеюрских нефтегазоматеринских отложений на Баренцево-Карском шельфе

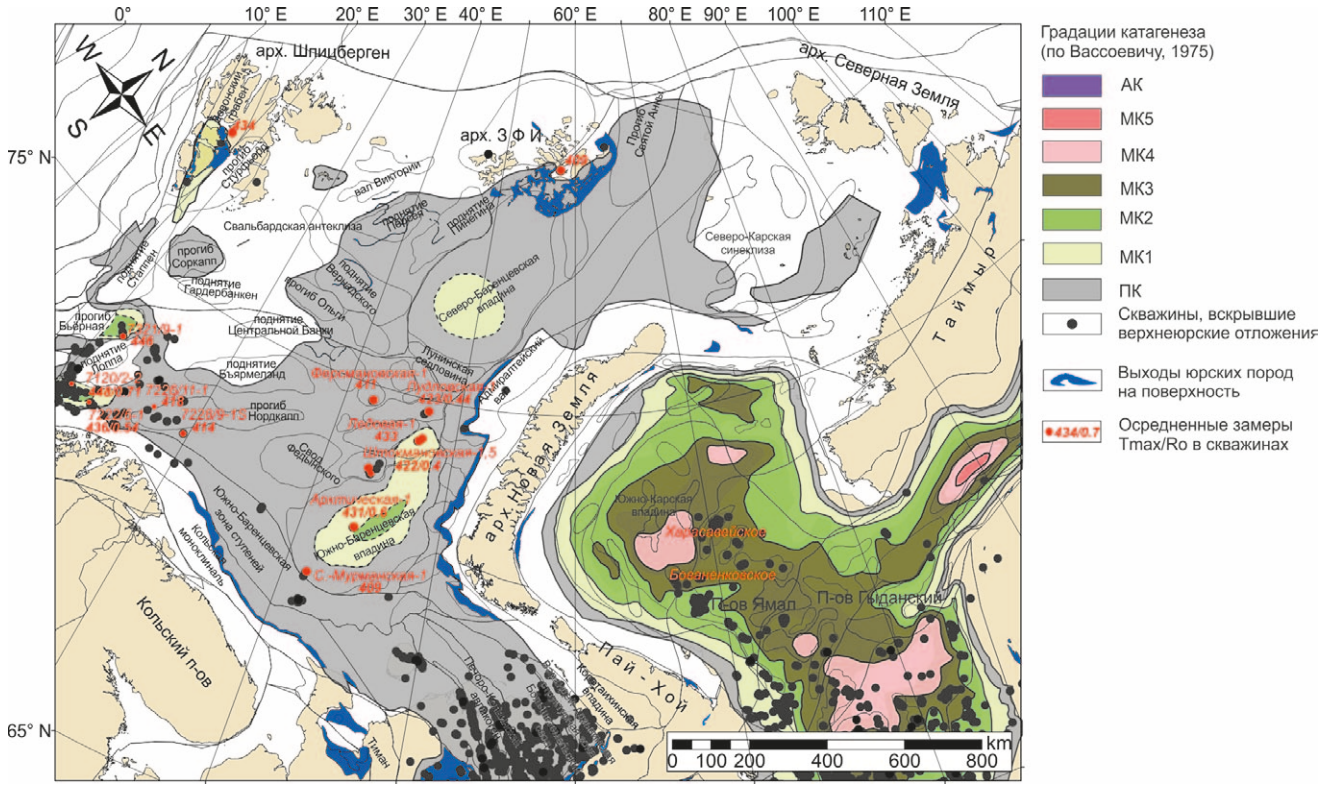


Рис. 28. Карта катагенетической зрелости верхнеюрской НГМТ Баренцева и Карского морей

регионального прогиба изменяется в широких пределах от градаций ПК до $МК_4$. Однако прогнозируется, что большая часть верхнеюрской НГМТ на Баренцево-Карском шельфе находится в ГЗН.

Очаги нефтегазообразования и основные источники нефти Баренцевоморского шельфа

Основным очагом нефте- и газогенерации в восточной части шельфа на современном этапе изучения многими исследователями признается Южно-Баренцевская впадина, которая устойчиво погружалась, начиная с раннего палеозоя и на протяжении всего мезозоя, что привело к накоплению осадочного чехла толщиной до 18–20 км. Е.А. Маргулис (2008) рассматривает Южно-Баренцевскую впадину как очаг нефтегазогенерации, в пределах которого расположены три из четырех главных нефтематеринских свит – «черносланцевая» НГМТ верхнего девона, битуминозно-глинисто-кремнистая ассельско-сакмарская НГМТ и глинисто-битуминозная верхнеюрская НГМТ (Маргулис, 2008). В западной части шельфа основными очагами генерации являются прогибы Нордкапп, Хаммерфест, Бъорная и Тромсо. Основным очагом генерации верхнеюрской НГМТ на Западно-Арктическом шельфе являются прогибы норвежского сектора Баренцева моря и Южно-Карская впадина. Согласно выполненному анализу с учетом структурных и палеогеографических условий, прогнозируется очаг генерации в Северо-Баренцевской впадине, где общая мощность осадочных пород достигает 17 км.

Наилучшими генерационными характеристиками в восточной части Баренцевоморского шельфа обладают верхнеюрская, среднетриасовая и верхнетриасовая НГМТ, которые содержат смешаное и гумусовое органическое вещество и находятся в благоприятных катагенетических условиях для генерации газа и, в меньшей степени, нефти. В акватории Печорского моря в ГЗН вошли НГМТ также верхнедевонского, каменноугольного и пермского возраста. Для западной части Баренцевоморского шельфа характерно увеличение содержания сапропелевого ОВ в средне-верхнетриасовых НГМТ, что определяет более высокий нефтегенерационный потенциал.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках гранта РФФИ № 20-55-20007 совместно с коллегами из Университета г. Берген. Авторы благодарят РФФИ за поддержку и коллег из Университета г. Берген (Норвегия) – Кристиана Эйде и Альбину Гильмуллину – за продуктивную совместную работу.

Коллектив авторов выражает благодарность рецензенту за указанные замечания и рекомендации.

Литература

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов. (2000). Геология и геохимия нефти и газа. Москва: Изд-во МГУ, 384 с.

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.* http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf

Большакова М.А. (2008). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности Штокмановско-Лунинской мегаседловины: *Дис. канд. геол.-мин. н.* Москва, 143 с.

Бро Е.Г., Устинов Ю.В., Устицкий В.И. (1993). Геологическое строение и нефтегазоносность осадочного чехла на шельфах Баренцева и Карского морей. С-Пб.: Изд-во ВНИИокеангеологии, с. 17–37 (фондовая)

Вассоевич Н.Б. Вассоевич О.М., Назаревич И.А. (1986). Геохимия органического вещества и происхождение нефти. Избранные труды. Москва: Наука, 368 с.

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

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, С-Пб.: ФГУП ВНИИОкеангеология.

Данюшевская А.И. (1995). Нефтегазопроизводящие толщи фанерозойских отложений арктических островов. *Геохимия*, 10, с. 1495–1505.

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

Казанин Г.С., Павлов С.П., Шлыкова В.В. и др. (2011). Сейсмогеологическое строение Печорского и юго-восточной части Баренцева морей на основе интерпретации каркасной сети сейсмических профилей МОВ ОГТ 2Д. Геология и геоэкология континентальных окраин Евразии. Вып. 3. Москва: ГЕОС, с. 59–81.

Катков Д.А., Фомина Е.А., Каюкова А.В. (2015). Триасовые углеводородные системы южно-баренцевской впадины. *Сб. трудов: Геология в развивающемся мире*. Отв. ред. П. А. Белкин. Т. 2. Пермь, с. 396–400.

Кирюхина Н.М. (2013). Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря. *Дис. канд. геол.-мин. н.* Москва.

Кирюхина Т. А., Ульянов Г. В., Дзюбло А. Д., Холодилов В.А., Цемкало М.Л. (2011). Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа. *Газовая промышленность*, 7, с. 66–70.

Маргулис Е.А. (2008). Факторы формирования уникального Штокмановского-Лудловского узла газонакопления в Баренцевом море. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 3. http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2008.pdf

Маргулис Е.А. (2009). Эволюция Баренцевоморского региона и его углеводородные системы. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 4(2). http://www.ngtp.ru/rub/5/24_2009.pdf

Норина Д.А. (2014). Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа: *Дис. канд. г.-м. н*. Москва.

Норина Д.А., Ступакова А.В., Кирюхина Т.А. (2014). Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцевоморского бассейна. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, с. 6–16. https://doi.org/10.3103/S0145875214010062

Ступакова А.В., Кирюхина Т.А., Суслова А.А., Норина Д.А. и др. (2015). Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна. *Георесурсы*, 2, с. 13–27. https://doi.org/10.18599/grs.61.2.2

Ульянов Г.В. (2011). Геолого-геохимические предпосылки газонефтеносности юрских отложений Южно-Карской впадины: *дис. канд. г.-м. н*., Москва

Espitalie J. and Bordenave M.L. (1993). Rock-Eval pyrolysis. In: M.L. Bordenave (Editor) Applied Petroleum Geochemistry. Technip ed., Paris, pp. 237–361.

Geological History of the Barents Sea (2009). Edited by Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B., Werner S.C. Geological survey of Norway, Trondheim, 135 p.

Glørstad-Clark E. (2011). Triassic platform-margin deltas in the western Barents Sea. *Marine and Petroleum Geology,* 28(7), pp. 1294-1314. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.03.006

Henriksen E., Ryseth A.E., Larssen G.B., Heide T., Ronning K., Sollid K., Stoupakova A.V. (2011). Tectonostratigraphy of the greater Barents Sea: implication for petroleum systems. *Petroleum Geology. Memoir of the geological Society of London*, Memoirs 35, pp. 163–195. https://doi.org/10.1144/M35.10

Leith T.L., Weiss H.M., Mork A., Arhus N., Elvebakk G., Embry A.F., Brooks P.W., Stewart K.R., Pchelina T.M., Bro E.G., Verba M.L., Danyushevskaya A., Borisov A.V. (1992). Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region. *Arctic Geology and Petroleum Potential*. Amsterdam, Elsevier, Norwegian Petroleum Society, pp. 1–25. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50006-X

Marín, D., Helleren, S., Escalona, A., Olaussen, S., Cedeño, A.F., Nøhr-Hansen, H., Sverre Ekrene Ohm, S.E. (2020). The Middle Jurassic to lowermost Cretaceous in the SW Barents Sea: Interplay between tectonics, coarse grained sediment supply and organic matter preservation. *Basin Research*, pp. 1–23. https://doi.org/10.1111/bre.12504

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

Сведения об авторах

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

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

Мария Александровна Большакова – 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, д. 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, д. 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, д. 1
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

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

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

Светлана Олеговна Ковалевская – студент магистратуры кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

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

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

Глеб Антонович Шевченко – студент бакалавриата кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Игорь Алексеевич Мастерков – студент бакалавриата кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

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

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

Альбина Альбертовна Гильмуллина – аспирант факультета наук о Земле, Университет Бергена

Норвегия, Берген, ул. Альегате, д. 41

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;
Принята к публикации 21.04.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Generation potential, distribution area and maturity of the Barents-Kara Sea source rocks

A.V. Stoupakova[1], M.A. Bolshakova[1], A.A. Suslova[1], A.V. Mordasova[1], K.O. Osipov[1], S.O. Kovalevskaya[1], T.O. Kolesnikova[1], G. Shevchenko[1], I. Masterkov[1], A.A. Tsigankova[1], A.A. Gilmullina[2]*

[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. Identification of the source rock potential and distribution area is the most important stage of the basin analysis and oil, and gas reserves assessment. Based on analysis of the large geochemical and geological data base of the Petroleum geology department of the Lomonosov Moscow State University and integration of different-scale information (pyrolysis results and regional palaeogeographic maps), generation potential, distribution area and maturity of the main source rock intervals of the Barents-Kara Sea shelf are reconstructed. These source rocks wide distribute on the Barents-Kara Sea shelf and are characterized by lateral variability of generation potential and type of organic matter depending on paleogeography. During regional transgressions in Late Devonian, Early Permian, Middle Triassic and Late Jurassic, deposited source rocks with marine organic matter and excellent generation potential. However in the regression periods, during the short-term transgressions, formed Lower Carboniferous, Upper Permian, Induan, Olenekian and Late Triassic source rocks with mixed and terrestrial organic matter and good potential.

Upper Devonian shales contain up to 20.6% (average – 3%) of marine organic matter, have an excellent potential and is predicted on the Eastern-Barents megabasin. Upper Devonian source rocks are in the oil window on the steps, platforms and monoclines, while are overmature in the basins. Lower Permian shale-carbonate source rock is enriched with marine organic matter (up to 4%, average – 1.4%) and has a good end excellent potential. Lower Permian source rocks distribute over the entire Barents shelf and also in the North-Kara basin (Akhmatov Fm). These rocks enter the gas window in the Barents Sea shelf, the oil window on the highs and platforms and are immature in the North-Kara basin. Middle Triassic shales contain up to 11.2% of organic matter, there is a significant lateral variability of the features: an excellent generation potential and marine organic matter on the western Barents Sea and poor potential and terrestrial organic matter in the eastern Barents Sea. Middle Triassic source rocks are in the oil window; in the depocenters it generates gas. Upper Jurassic black shales are enriched with marine and mixed organic matter (up to 27,9%, average – 7.3%) and have an excellent potential. On the most Barents-Kara Sea shelf, Upper Jurassic source rock are immature, but are in the oil window in the South-Kara basin and in the deepest parts of the Barents Sea shelf.

Keywords: Barents-Kara Sea shelf, source rocks, organic matter, generation potential, maturity, paleogeorgraphy, basin analysis

Recommended citation: 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. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1

Acknowledgments

This work was carried out in the framework of RFBR grant No. 20-55-20007 in collaboration with colleagues from the University of Bergen. The authors thank the RFBR for support and colleagues from the University of Bergen (Norway) – Christian Eide and Albina Gilmullina– for productive joint work.

The authors would like to thank the reviewer for usefull comments and recommendations.

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., Ustritskii V.I., Fefilova L.A. (2009). Evolution of sedimentation environment in the Barents-North Kara paleobasin in the Phanerozoic. *Neftegazovaya Geologiya. Theoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*. http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf

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

Bolshakova M.A. (2008). Geological and geochemical conditions for formation of oil and gas content of the Shtokman-Lunin mega delta. Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow: MSU, 143 p. (In Russ.)

Bro E.G., Ustinov Yu.V., Ustitskii V.I. (1993). Geological structure and oil and gas content of the sedimentary cover on the shelves of the Barents and Kara seas. St.Petersburg: VNIIokeangeologiya, pp. 17–37. (In Russ.)

Danyushevskaya A.I. (1995). Oil and gas producing strata of Phanerozoic sediments of the Arctic islands. *Geochemistry International*, 10, pp. 1495–1505. (In Russ.)

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

Espitalie J. and Bordenave M.L. (1993). Rock-Eval pyrolysis. In: M.L. Bordenave (Editor) Applied Petroleum Geochemistry. Technip ed., Paris, pp. 237–361.

Geological History of the Barents Sea (2009). Edited by Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B., Werner S.C. Geological survey of Norway, Trondheim, 135 p.

Glørstad-Clark E. (2011). Triassic platform-margin deltas in the western Barents Sea. *Marine and Petroleum Geology,* 28(7), pp. 1294–1314. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.03.006

Henriksen E., Ryseth A.E., Larssen G.B., Heide T., Ronning K., Sollid K., Stoupakova A.V. (2011). Tectonostratigraphy of the greater Barents Sea: implication for petroleum systems. *Petroleum Geology. Memoir of the geological Society of London*, Memoirs 35, pp. 163–195. https://doi.org/10.1144/M35.10

Katkov D.A., Fomina E.A., Kayukova A.V. (2015). Triassic hydrocarbon systems of the South Barents Basin. *Geology in the developing world: Coll. papers.* Vol. 2. Ed. P.A. Belkin. Perm, pp. 396–400. (In Russ.)

Kazanin G.S., Pavlov S.P., Shlykova V.V. et al. (2011). Seismic-geological structure of the Pechora and the southeastern part of the Barents Seas based on interpretation of the seismic profiles of the CDP 2D MOV. *Geology and geoecology of the continental margins of Eurasia, v*ol. 3. Moscow: GEOS Publ, pp. 59–81.

Kiryukhina N.M. (2013). Oil and Gas Generation Potential of Jurassic Deposits of the Barents Sea Shelf. Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow: MSU. (In Russ.)

Kiryukhina T. A., Ul'yanov G. V., Dzyublo A. D., Kholodilov V.A., Tsemkalo M.L. (2011). Geochemical aspects of oil and gas content of the Jurassic and pre-Jurassic deposits of the north of Western Siberia and the adjacent shelf. *Gazovaya promyshlennost = Gas industry,* 7, pp. 66–70. (In Russ.)

Leith T.L., Weiss H.M., Mork A., Arhus N., Elvebakk G., Embry A.F., Brooks P.W., Stewart K.R., Pchelina T.M., Bro E.G., Verba M.L., Danyushevskaya A., Borisov A.V. (1992). Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region. *Arctic Geology and Petroleum Potential.* Amsterdam, Elsevier, Norwegian Petroleum Society, pp. 1–25. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50006-X

Margulis E.A. (2008). Factors of the formation of the unique Shtokman-Ludlovsky gas accumulation node in the Barents Sea. *Neftegazovaya Geologiya. Theoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 3. http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2008.pdf

Margulis E.A. (2009). Evolution of the Barents Sea region and its hydrocarbon systems. *Neftegazovaya Geologiya. Theoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 4(2). http://www.ngtp.ru/rub/5/24_2009.pdf

Marín, D., Helleren, S., Escalona, A., Olaussen, S., Cedeño, A.F., Nøhr-Hansen, H., Sverre Ekrene Ohm, S.E. (2020). The Middle Jurassic to lowermost Cretaceous in the SW Barents Sea: Interplay between tectonics, coarse grained sediment supply and organic matter preservation. *Basin Research*, pp. 1–23. https://doi.org/10.1111/bre.12504

Norina D.A. The structure and oil and gas potential of the Permian-Triassic terrigenous deposits of the Barents Sea shelf. *Cand. geol. and min. sci. diss*. Moscow: MSU, 2014. (In Russ.)

Norina D.A., Stupakova A.V., Kiryukhina T.A. (2014). Sedimentation conditions and oil and gas source potential of Triassic deposits in the Barents Sea basin. *Moscow University Geology Bulletin*, pp. 6–16 (In Russ.) https://doi.org/10.3103/S0145875214010062

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

Stoupakova A.V., Kiryukhina T.A., Suslova A.A., Norina D.A., Mayer N.M., Pronina N.V., Mordasova A.V. (2015). Oil and gas prospects in the Mesozoic section of the Barents Sea basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 13–27. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.61.2.2

Ul'yanov G.V. (2011). Geological and geochemical preconditions for gas-oil-content of Jurassic deposits of the South Kara basin. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: MSU. (In Russ.)

Vassoevich N.B. Vassoevich O.M., Nazarevich I.A. (1986). Geochemistry of organic matter and the origin of oil: Selected papers. Moscow: Nauka, 368 p. (In Russ.)

Tissot B., Welte D. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Springer, Berlin, Heidelberg, 702 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8

Viskunova K.G., Podgornykh L.V., Petrova V.I. et al. (2006). Creation of a frame network of basin modeling in order to assess the oil and gas potential of the Barents Sea. State contract. Moscow: VNIIOkeangeologiya. (In Russ.)

About the Authors

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

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru

Konstantin O. Osipov – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Svetlana O. Kovalevskaya – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatiana O. Kolesnikova – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Gleb A. Shevchenko – Undergraduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Igor A. Masterkov – Undergraduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anastasia A. Tsygankova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Albina A. Gilmullina – Postgraduate Student, Department of Earth Science, University of Bergen
41, Allégaten, Bergen, Norway

Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 21 April 2021; Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.2

УДК 553.982

Особенности геологического строения и нефтегазоносности шельфов Дальневосточных морей

А.В. Ступакова[1], А.А. Суслова[1], А.А. Книппер[1], Е.Е. Карнюшина[1], О.В. Крылов[1], Е.С. Шелков[1], С.Б. Коротков[2], С.М. Карнаухов[3], О.Н. Осипова[1]*

[1]Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
[2]ООО «Газпром инвест», Санкт-Петербург, Россия
[3]ООО «Инновационные нефтегазовые технологии», Москва, Россия

Шельф Российской Федерации является одним из важнейших полигонов для наращивания углеводородной сырьевой базы. В статье рассмотрены особенности геологического строения шельфов Дальневосточных морей. В Охотском море наиболее перспективным остается шельф острова Сахалин, где открыто большое количество месторождений. Шельф Берингова и Японского морей недостаточно изучен, но тем не менее обладает перспективами для поиска скоплений нефти и газа.

Основное внимание уделено особенностям геолого-геофизической изученности и литолого-стратиграфического строения, нефтегазоносности, проведена корреляция основных опорных разрезов Охотского моря. Уточнено структурно-тектоническое районирование всего Дальневосточного региона с целью выделения зон глубоких прогибов и мощного осадочного чехла для прогноза очагов генерации углеводородов.

Ключевые слова: Дальневосточный регион, Охотское море, Берингово море, Японское море, о. Сахалин, п-ов Камчатка, нефтегазогеологическое районирование, тектоническое строение, перспективы нефтегазоносности

Для цитирования:Ступакова А.В., Суслова А.А., Книппер А.А., Карнюшина Е.Е., Крылов О.В., Шелков Е.С., Коротков С.Б., Карнаухов С.М., Осипова О.Н. (2021). Особенности геологического строения и нефтегазоносности шельфов Дальневосточных морей. *Георесурсы*, 23(2), с. 26–34. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.2

Введение

Дальневосточный шельф Российской Федерации, включающий Берингово, Охотское и Японское моря, – самая восточная часть нашей страны.

Развитие Арктических территорий и шельфа, освоение Северного морского пути способствует, в том числе, и развитию Дальневосточных регионов, нефтегазоносный и редкоземельный потенциал которых огромен, но слабо изучен (Шувалов и др., 2014). Экспортные и промышленные возможности Дальнего Востока велики, регион имеет выход к двум океанам: Тихому и Северо-Ледовитому, граничит с четырьмя государствами: США, Китаем, Японией, Кореей и КНДР. Главным вместилищем углеводородного сырья являются палеоген-неогеновые осадочные комплексы шельфов окраинных морей. Наибольшие запасы нефти и газа разведаны на шельфе Сахалина, где эксплуатируется ряд месторождений.

В Тихоокеанской части под юрисдикцией России находятся Беринговоморская, Охотоморская акватории и, частично, северный сектор Япономорской. Характерной особенностью Дальневосточных морей является высокая сейсмичность, цунами, большая вариативность глубин (до 4000 м) и кардинальное отличие геологического строения от прилегающей суши. Уже более 60 лет исследования Дальневосточного шельфа проводятся специалистами различных компаний. На современном этапе развития РФ – ОАО «ДМНГ», ФГУНПП «Севморгео», ОАО «МАГЭ, ОАО «СМНГ», ФГУП «ВНИГРИ», ФГБУ «ВНИИОкеангеология», ПАО «НК «РОСНЕФТЬ», ПАО «ГАЗПРОМ», АО «Росгеология», МГУ имени М.В. Ломоносова и др. Серьезный вклад в геологические исследования и освоение сделали зарубежные компании – Shell, Haliburton, PGS, Statoil (н.в. Equinor), Schlumberger и др.

Геолого-геофизическая изученность и лицензирование

Бассейны Дальневосточных морей РФ обладают неплохой степенью геолого-геофизической изученности, однако отмечается недостаточное внимание к комплексным региональным работам по увязке результатов разномасштабных работ и сопоставлению результатов, полученных по соседним акваториям и на суше (Суслова, 2020). Наиболее изученными территориями являются – шельф острова Сахалин, Магаданский шельф и западный шельф полуострова Камчатки, что в первую очередь связано с более развитой инфраструктурой. В акваториальной части выполнен значительный объем региональных и поисковых сейсморазведочных работ (на отдельных площадях имеется 3D съемка), пробурены поисковые и разведочные скважины (шельф Сахалина – более 50 скважин, Магаданский шельф – 5 скважин, Западно-Камчатский шельф – 2 скважины).

В настоящее время, на шельфе Дальневосточных морей владеют лицензиями компании ПАО «НК «РОСНЕФТЬ», ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть» и др., на восточном побережье Камчатки и на территории Командорского и Алеутского бассейнов в Беринговом море – АО «Росгеология».

[*] Ответственный автор: Суслова Анна Анатольевна
e-mail: a.suslova@oilmsu.ru

© 2021 Коллектив авторов

Геологическое строение

Отложения Дальневосточного региона характеризуются молодым мезокайнозойским возрастом (рис. 1). В разрезе Охотского и Берингова морей на основании данных бурения и сейсморазведки выделяется до пяти литолого-стратиграфических комплексов регионального распространения, разделённых региональными несогласиями: докайнозойский, палеоген-раннемиоценовый, ранне-среднемиоценовый, средне-позднемиоценовый и позднемиоцен-плиоценовый, сложенных в основном терригенными и вулканогенными породами (Маргулис, 2009). Мощность осадочного выполнения изменяется от полного отсутствия в зонах выхода фундамента на дно моря до 10–12 км на участках его наибольшего погружения. Характерной особенностью осадочного чехла является практически полное отсутствие карбонатных отложений, широкое развитие туфогенной примеси во всех литотипах пород, высокая доля кремнистых образований и существование, по крайней мере, 2-х обширных зон палеодельт, связанных с геологической деятельностью в неогеновое время палеорусел Амура и Пенжины. Стратиграфическое изучение толщ связано в этом регионе с большими трудностями: значительная дислоцированность пород, громадная мощность слоев, их фациальная изменчивость, наличие клиноформ, значительная доля вулканических пород и др. (Гладенков, 2016).

Яркой особенностью Дальневосточных бассейнов является биохемогенное кремнистое осадконакопление. Оно определяется климатическими и гидродинамическими факторами и тесно связано с эксплозивным вулканизмом, продукты которого поступают в осадочные бассейны, создавая условия для развития кремнеорганизмов. Свой вклад вносит и поствулканическая гидротермальная деятельность.

Сопоставление разрезов морских скважин с разрезами на суше свидетельствуют о том, что значительный объем кайнозойских осадочных бассейнов Дальнего Востока представлен глинисто-кремнистыми осадками. Благоприятный первоначальный состав органического вещества (ОВ) и ускоренное преобразование минеральной части обеспечивают их нефтематеринский потенциал (Бурлин, 1981). В отложениях терригенно-туффито-кремнистых формаций могут начаться достаточно интенсивные процессы образования нефтяных углеводородов (УВ) и эмиграция подвижных компонентов намного раньше, чем в других литотипах (Кирюхина, 2013). Несмотря на недостаточную зрелость ОВ в кремнистых и глинисто-кремнистых толщах (ОВ которых имеет

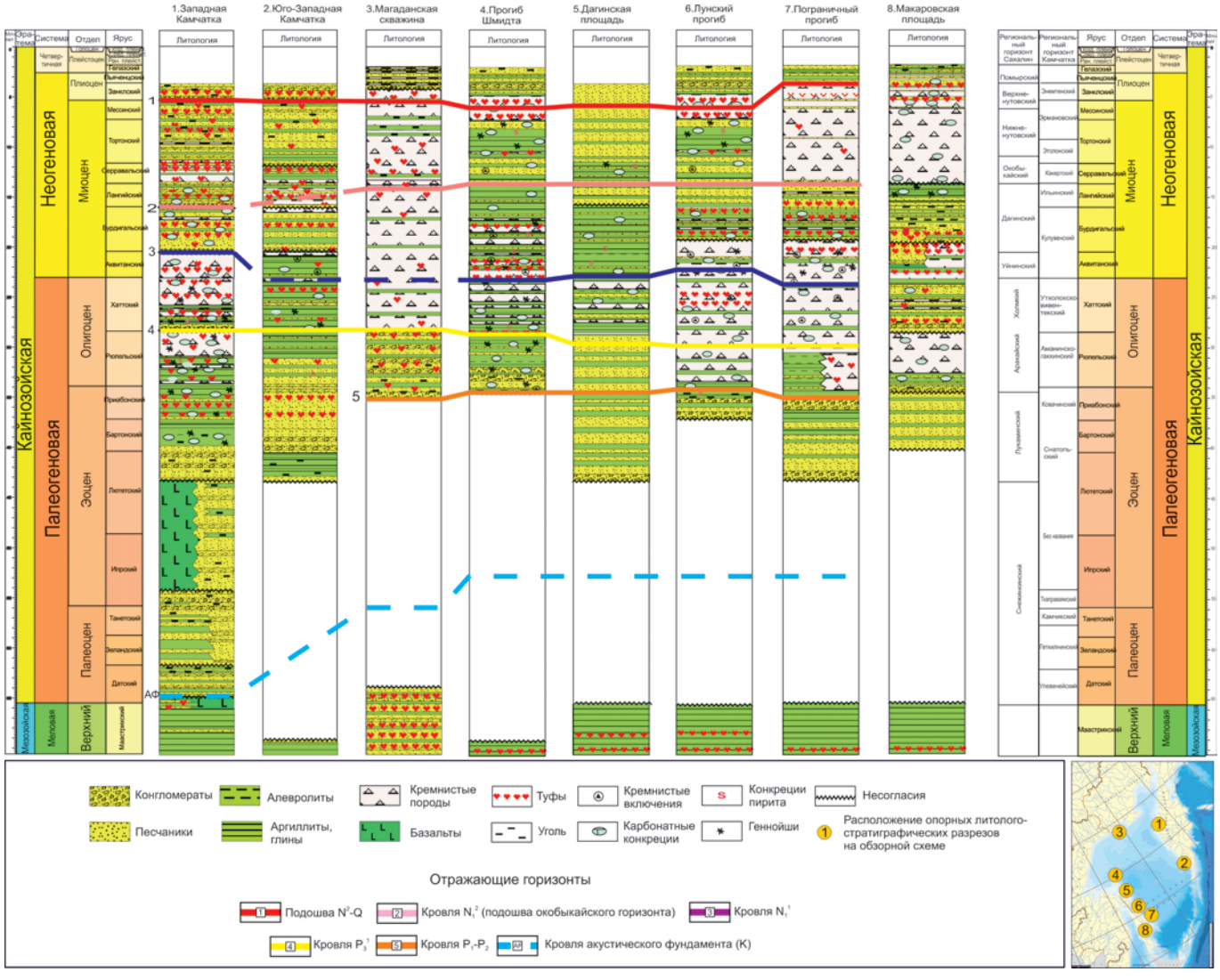


Рис. 1. Схема корреляции опорных литолого-стратиграфических разрезов Охотоморского региона (Составлена по данным ОАО «ДМНГ», ПАО «НК «РОСНЕФТЬ», ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть» и др.)

бактериально-фитогенный состав) процессы новообразования битуминозных компонентов начинаются раньше, чем в терригенных и глинистых.

На Дальнем Востоке значительная часть ресурсов УВ прогнозируется в краевых впадинах окраины Евроазиатского континента и кайнозойских аккреционно-коллизионных систем. Наиболее перспективным остается шельф о. Сахалин, с наиболее благоприятным геологическим разрезом, содержащим мощные слои покрышек и коллекторов (Маргулис, 2009). В разрезе выделяются 3 нефтегазоносных комплекса: верхнеолигоцен-нижнемиоценовый, нижнемиоцен-среднемиоценовый и среднемиоцен-плиоценовый (рис. 2). Нефтегазоносность верхнеолигоцен-нижнемиоценового комплекса связана с кремнисто-глинистой даехуринской и преимущественно аргиллитовой уйнинской свитами. В нижне-среднемиоценовом комплексе отмечаются выдержанные по латерали породы-коллекторы, содержащие месторождения нефти и газа. Благоприятное сочетание мощных мелководно-морских верхнедагинских песчаников и глинистой окобыкайской покрышки формирует высокопотенциальный нефтегазовый резервуар. Вышележащий среднемиоцен-плиоценовый комплекс имеет широкое распространение и содержит крупнейшие нефтегазовые скопления на Охотском шельфе Сахалина в пластах окобыкайского и нижне-верхненутовского горизонтов (Савицкий, 2005).

Перспективы нефтегазоносности Магаданского шельфа к настоящему времени не доказаны. Осенью 2016 г. компании Роснефть и Statoil пробурили 2 скважины на нефть на участках недр Магадан-1 и Лисянский в акватории Охотского моря. Скважины оказались сухими, что, по нашему мнению, может быть связано с отсутствием мощных флюидоупоров.

На суше Камчатки к настоящему моменту открыто четыре газоконденсатных месторождения в олигоцен-миоценовых отложениях, где продуктивны пласты утхолокско-вивентекской и эрмановской свит. На шельфе полуострова необходимо продолжение поисковых работ и научных исследований. В Беринговом море, на акваториальном продолжении Анадырского бассейна, прогнозируются отложения аналогичные континентальным, которые могут обладать нефтегазоносным потенциалом (Харахинов, 2014). Промышленная нефтегазоносность доказана только на суше в нижне-среднемиоценовой толще, где открыто четыре месторождения, а введено в эксплуатацию только одно газовое месторождение. В акватории в результате бурения скважины Центральная-1 скопления УВ установлены не были (Маргулис, 2013).

Выделение формаций в осадочных бассейнах в совокупности с представлением о тектоническом положении дает основу для проведения нефтегазогеологического районирования (Бурлин, 1980). Большое разнообразие современных тектонических схем (Богданов Н.А., Хаин В.Е, Бурлин Ю.К., Харахинов В.В., Маргулис Л.С., ОАО «ДМНГ», ОАО «МАГЭ, ОАО «СМНГ», ФГБУ «ВНИГНИ», ФГБУ «ВНИГРИ», МГУ имени М.В. Ломоносова, ОАО РОСГЕОЛОГИЯ и др.) и отсутствие единой структурно-тектонической основы для всего Дальневосточного региона затрудняет выделение и типизацию нефтегазоносных областей. Основная проблематика современного нефтегазоносного районирования связана с тем, что оно проведено в основном по наличию месторождений в нефтегазоносных областях (НГО), не всегда приуроченных к тектоническим элементам. На наш взгляд это не совсем верно в связи с тем, что в разных прогибах будут различные условия образования УВ и пути миграции, которые напрямую влияют на формирование коммерчески рентабельных скоплений УВ. Районирование целесообразно проводить с позиции общего представления о строения региона. Охотское море, являясь уникальной зоной перехода между Азиатским континентом и ложем Тихого океана, может рассматриваться, как единый мегабассейн – Охотоморский. В его пределах, на основании структурно-тектонических характеристик, выделяются бассейны, нефтегазоносные области и районы.

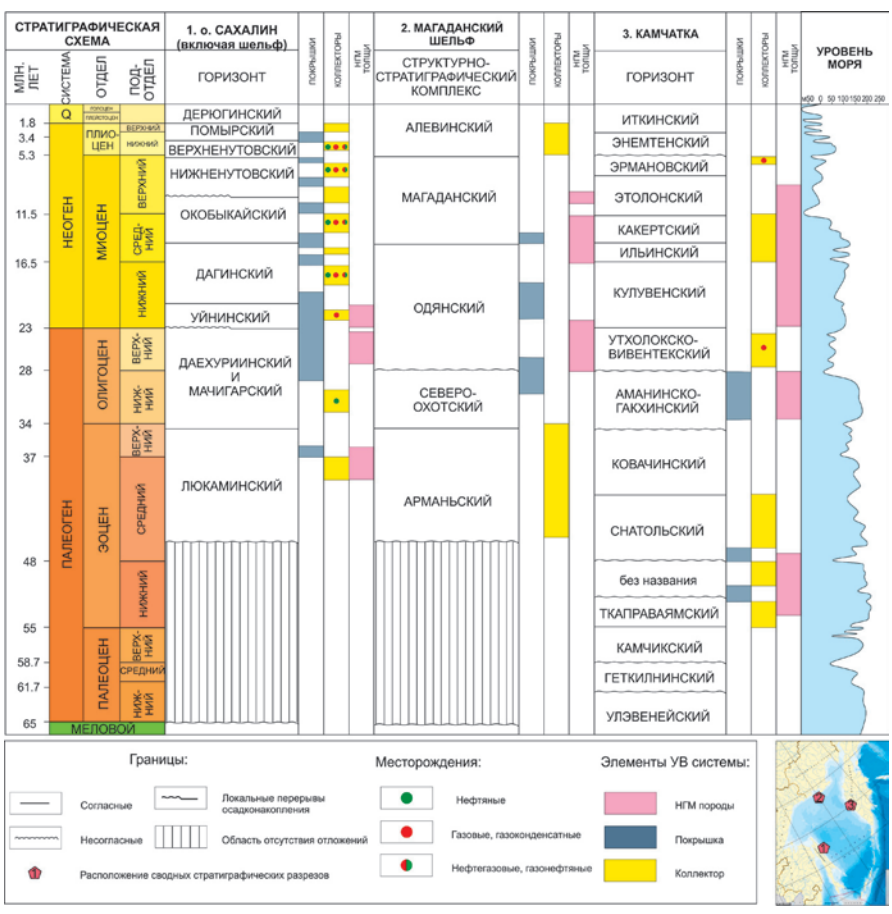


Рис. 2. Сводные стратиграфические разрезы северо-восточного шельфа о. Сахалин (I), магаданского шельфа (II) и западного шельфа п-ова Камчатка (III) (Составлено по данным ФГБУ «ВСЕГЕИ» (2012), АО «СМНГ» (2011); ООО РН-СахалинНИПИморнефть (2015); Занина (1958); Болотникова и др. (1963); Геология СССР XXXI… (1964); Брутман (1986); Гладенков и др. (1991, 1998, 2002, 2013); Харахинов и др. (1998, 2010, 2014); Митрофанова и др. (1997); Волгин (2003); Бордунов (2010); Петровская и др. (2011))

Для прогноза очагов генерации углеводородов необходимо провести структурно-тектоническое районирование, выделение зон глубоких прогибов и мощного осадочного чехла (Ступакова, 2009). Авторами рассмотрены характерные черты геологического строения региона, проведена типизация выделенных впадин и прогибов и построена структурно-тектоническая схема для всего Дальневосточного региона (рис. 3). В структурном плане присутствуют положительные и отрицательные структурные элементы, в пределах которых выделяется два структурных этажа: палеогеновый (рифтовый) и олигоцен-плиоценовый (синеклизный).

Распределение отложений в зонах перехода от континента к океану вызывает особый интерес ввиду повышенной тектонической активности, что определяет распределение осадочных формаций и особенности их состава (Конюхов, 2010). В дальнейшем это также сказывается на преобразовании как минерального, так и органического вещества (Бурлин, 1980). На сейсмических профилях по периферии Охотского моря вдоль берегового обрамления отчетливо выделяется мощный осадочный чехол до 5 км (рис. 4).

В центральной части Охотского моря по сейсмическим данным выделяются приподнятые блоки, приуроченные к выступам фундамента, где осадочный чехол сильно сокращен по мощности (рис. 5). Эти крупные структуры окружены зонами глубоких прогибов, осадочный чехол которых достигает четырех километров и выклинивается по направлению к выступам. Так в бортовых зонах Центрально-Охотского поднятий, поднятий Академии наук и Института океанологии можно прогнозировать области развития стратиграфически экранированных ловушек, которые могли быть заполнены углеводородами за счет их латеральной миграции из наиболее погруженных зон.

В тектоническом строении Берингова моря присутствуют аналогичные осадочные комплексы со схожими мощностями, как и в Охотском море. Наибольшие перспективы связаны с Анадырским бассейном. Бассейн отличается большей мощностью осадочного чехла (до 4х км на суше), которая может увеличиваться в сторону акватории (Агапитов, 2004) (рис. 6).

В Японском море перспективы открытия новых месторождений УВ значительно ниже. Осадочный чехол сильно сокращен, а глубины моря достигают 4–5 км (рис. 7) (Tamaki et al., 1992).

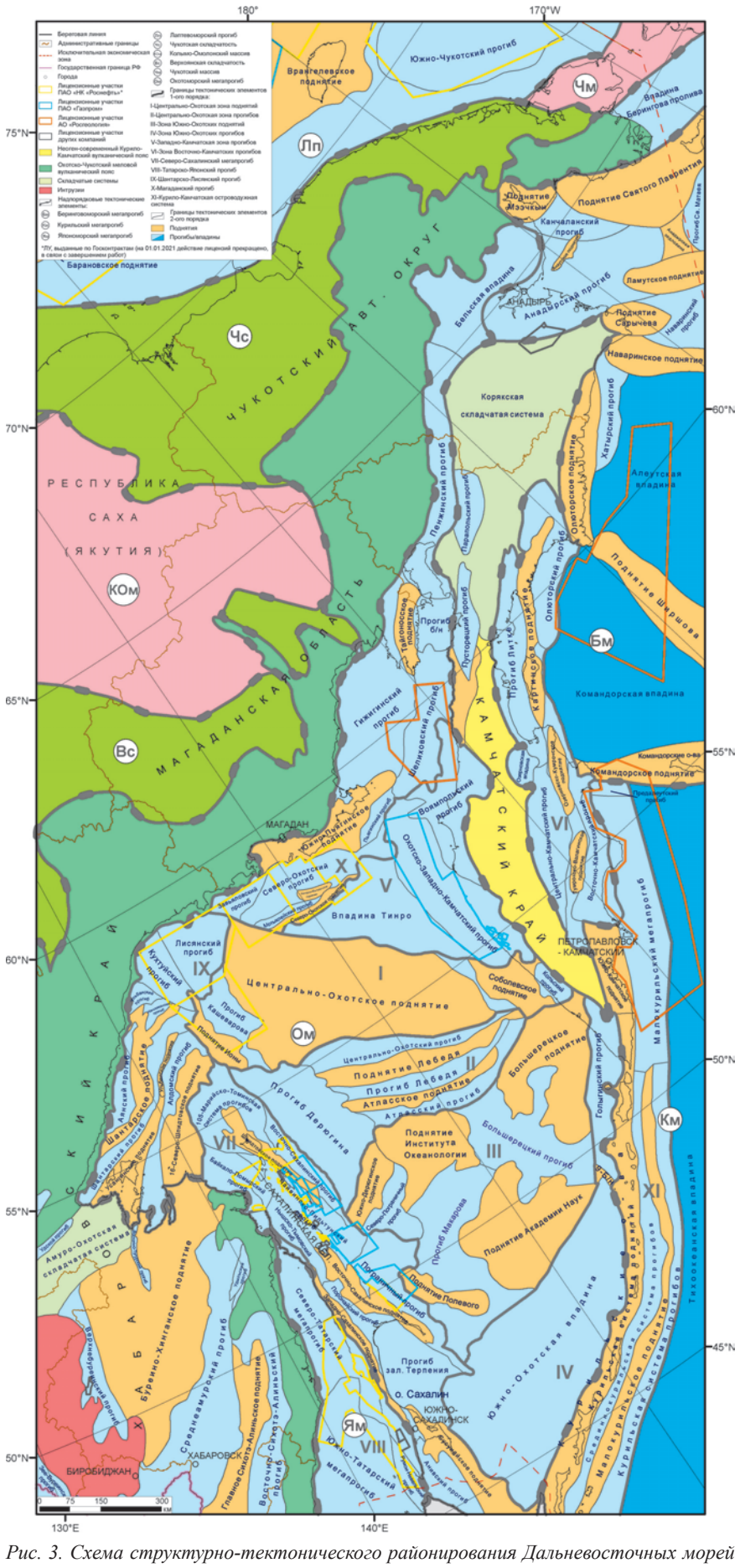
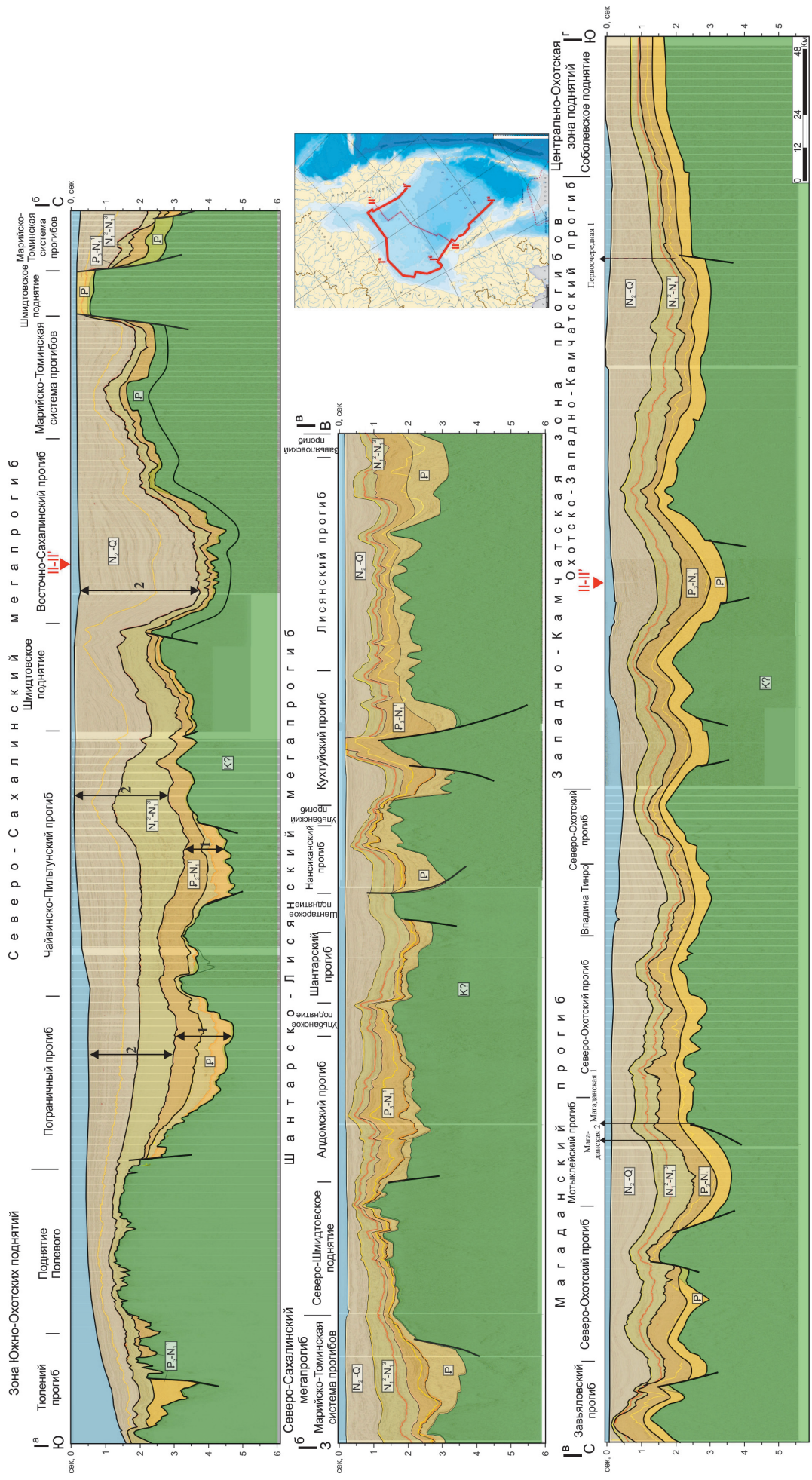


Рис. 3. Схема структурно-тектонического районирования Дальневосточных морей (Составлена по данным ОАО «ДМНГ»; Бурлин (1981); Обухов (1997); Бурлин (2008); Мазарович (2005); Хаин (2007, 2008); Петровская, Грецкая и др. (2008, 2017); Рыбак-Франко и др. (2013); Харахинов и др. (2014); АО «Росгеология» (2017))



1 - палеогеновый рифтовый структурный этаж (рифтовый) 2 - олигоцен-плиоценовый структурный этаж (синеклизный)

Рис. 4. Композитный сейсмогеологический профиль вдоль береговой линии Охотского моря (по данным ОАО «ДМНГ», Ступакова и др. (2014) с дополнениями)

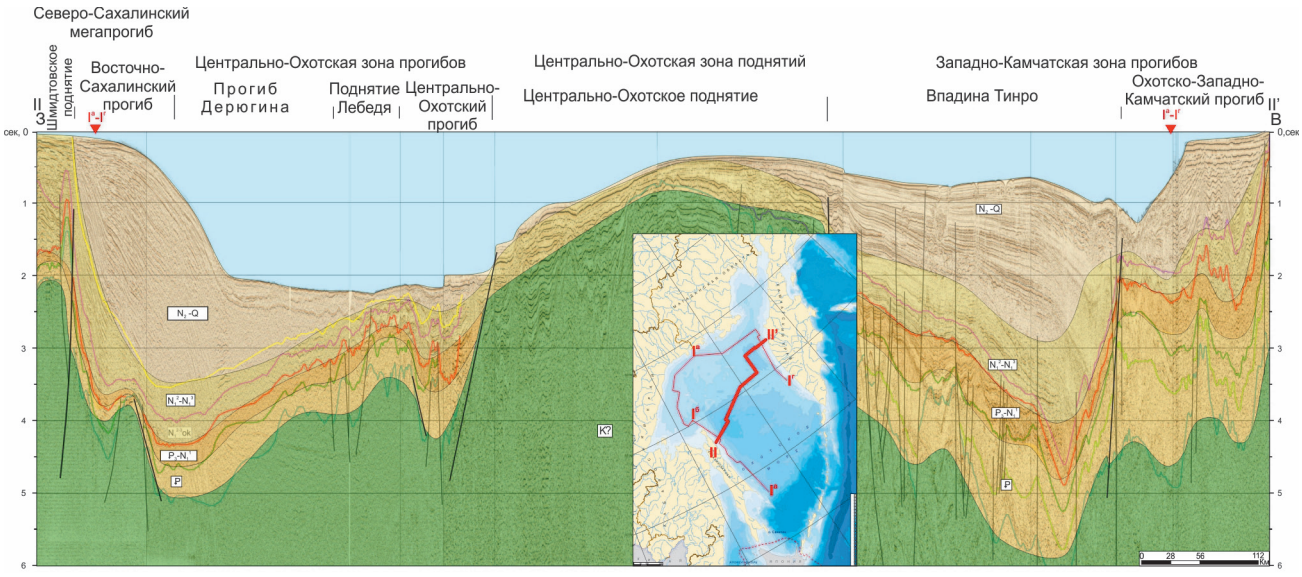


Рис. 5. Сейсмогеологический профиль через центральную часть котловины Охотского моря (по данным ОАО «ДМНГ» с дополнениями)

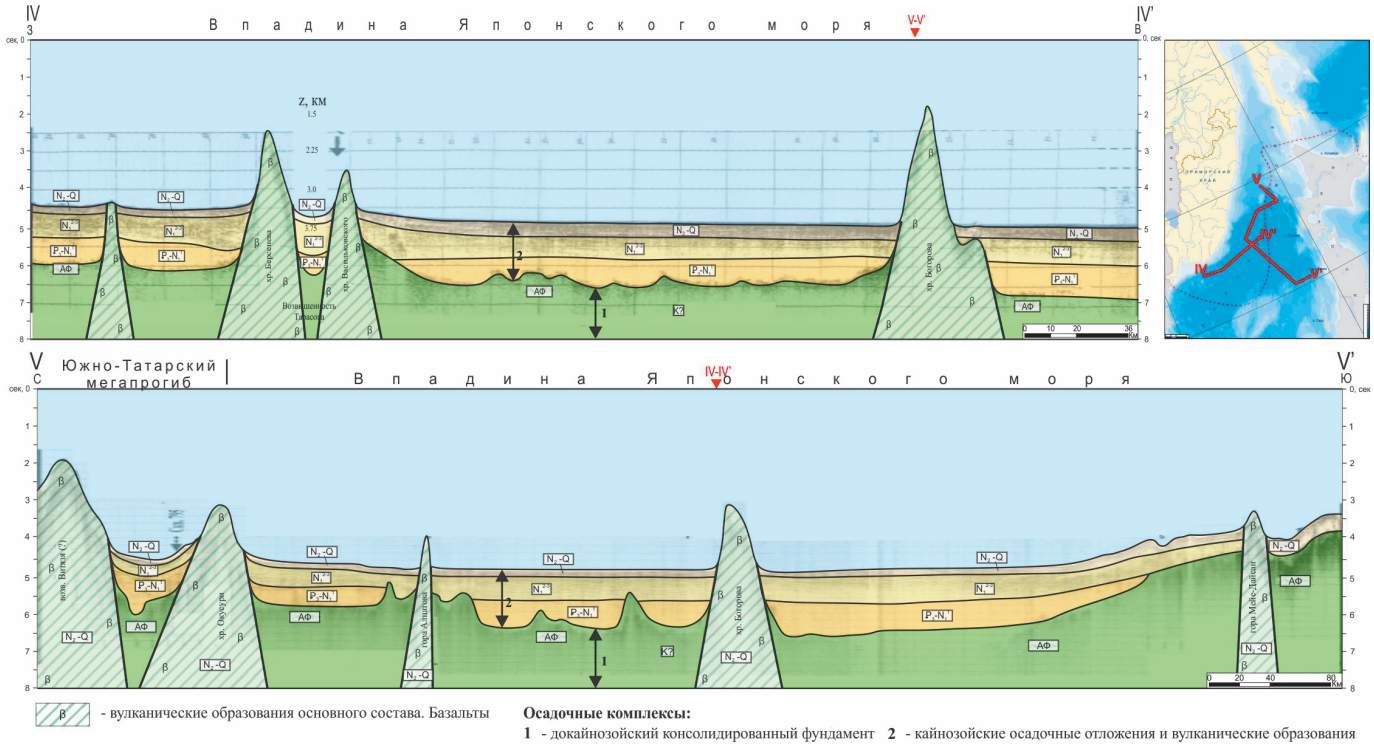


Рис. 6. Композитные сейсмогеологические профили по шельфу Берингова моря (по данным ОАО «ДМНГ» (2016), Грецкая и др. (2019) с дополнениями)

По сейсмическим данным выделяется множество подводных вулканов. При этом наличие процессов генерации и миграции нефти и газа подтверждено интенсивными нефтегазопроявлениями при бурении на островах Тонга, на океанском склоне о. Хонсю, в глубоководной котловине Японского моря (Бурлин, 1980).

Выводы

Дальневосточный регион обладает высокими перспективами нефтегазоносности и развитой инфраструктурой, необходимой для освоения, транспорта и сбыта УВ. Значительная часть открытых месторождений региона нуждается в доразведке.

В последние годы Росгеологией и недропользователями выполнены масштабные разведочные и региональные сейсморазведочные работы, на шельфе о. Сахалин пробурены поисково-разведочные и уникальные эксплуатационные скважины, собраны километры керна и данных ГИС. Вместе с тем, наблюдается дефицит комплексных камеральных работ по обобщению и увязке накопленного массива информации, не хватает новых литолого-стратиграфических работ по увязке и сопоставлению региональных стратиграфических пачек. Особое внимание следует уделить исследованию флюидоупоров и оценке генерационного потенциала нефтематеринских пород. Надежные покрышки являются основным поисковым критерием для поиска газовых месторождений на Камчатском и Магаданском шельфе.

Для успешной разведки и освоения шельфов Дальневосточных морей необходима программа

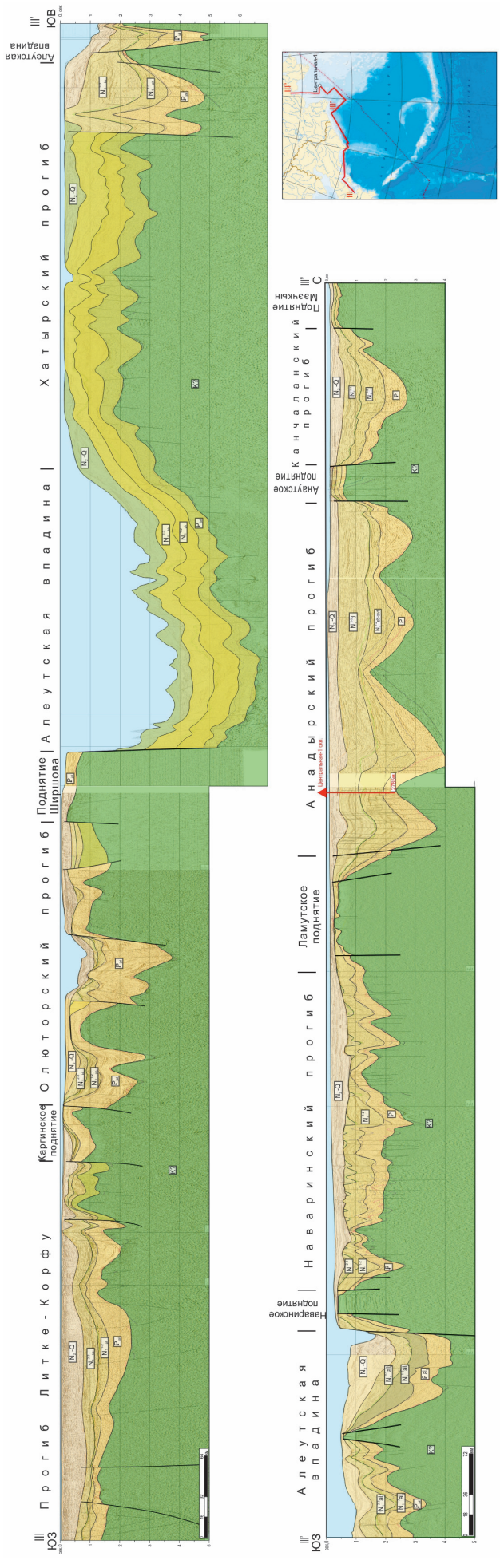


Рис. 7. Сейсмо-геологический профиль в акватории Японского моря (по данным Tamaki et al., 1992, с дополнениями)

комплексных исследований Дальневосточного шельфа, выполнить которую могли бы ведущие научные коллективы России. Оценка углеводородного потенциала должна быть проведена в комплексе с анализом запасов твердых и редкоземельных полезных ископаемых береговой зоны.

Литература

Агапитов Д.Д. (2004). Геологическое строение и нефтегазоносность Анадырского бассейна. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Москва, 168 с.

Бурлин Ю.К., Баженова О.К., Карнюшина Е.Е. (1980). Кайнозойские осадочные формации северо-запада Тихоокеанского тектонического пояса. *Сб.: Типы осадочных формаций нефтегазоносных бассейнов*. Отв. ред. Н.Б. Вассоевич. Москва: Наука, с. 192–199.

Бурлин Ю.К., Карнюшина Е.Е., Свистунов Е.П., Донцов В.В. (2008). Состав и условия образования кайнозойских нефтегазоносных отложений Анадырского бассейна. *Вестн. Моск. ун-та*., 1, с. 50–58.

Гладенков Ю.Б. (2016). Проблемы стратиграфического расчленения осадочных толщ складчатых областей (на примере кайнозоя Дальнего Востока России). Базовые принципы региональной стратиграфии. Общая стратиграфическая шкала и методические проблемы разработки региональных стратиграфических шкал России. *Мат. межведомственного рабочего совещания*. Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, с. 43–44.

Грецкая Е.В., Савицкий А.В., Петровская Н.А., Рыбак-Франко Ю.В. (2019). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности российского сектора Берингова моря и Тихого океана. *Сборник научных трудов.* Под ред. Ступаковой А.В. Москва: Перо, с. 133–137.

Карнюшина Е.Е., Бурлин Ю.К., Свистунов Е.П., Крылов О.В. (2017). Физико-литологические свойства олигоцен-миоценовых формаций Охотско-Камчатского бассейна (к 85-летию профессора Юрия Константиновича Бурлина). *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 12–18. http://doi.org/10.18599/grs.19.3

Кирюхина Т.А., Бордунов С.И. и др. (2013). Геохимические исследования шлама, образцов керна и пластовых флюидов (разведочные скважины Южно-Киринская № 1, Киринская № 3, поисковая скважина мынгинская № 1) на Киринском лицензионном участке. Отчет о НИР. Москва: МГУ, 192 с.

Конюхов А.И. (2010). Окраины континентов – глобальные пояса нефтенакопления. Западно-Тихоокеанский пояс. *Литология и полезные ископаемые*, 5, с. 1–23.

Маргулис Е.А. (2013). Литология кайнозойских отложений российского шельфа Берингова моря (скважина Центральная-1). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 8. https://doi.org/10.17353/2070-5379/39_2013

Маргулис Л.С. (2009). Нефтегеологическое районирование и оценка нефтегазовых ресурсов Дальневосточных морей. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. http://www.ngtp.ru/rub/5/23_2009.pdf

Савицкий А.В. (2005). Оценка перспектив нефтегазоносности шельфа Северного Сахалина на основе бассейнового моделирования. *Дис. канд. геол.-мин. наук.* Москва, 143 с.

Ступакова А.В., Бурлин Ю.К. (2009). История формирования осадочно-породных бассейнов шельфа российской Арктики. Тектоническое совещание РАН. Москва.

Суслова А.А., Ступакова А.В., Коротков С.Б., Карнаухов С.М., Книппер А.А., Шелков Е.С., Баранова Д.Б., Радченко К.А., Гилаев Р.М., Степанов П.Б. (2020). Нефтегазоносные бассейны России. *Деловой журнал Neftegaz.RU*, 97, с. 52–64.

Харахинов В.В., Шленкин С.И., Вашкевич А.А., Агапитов Д.Д., Обухов А.Н. (2014). Нефтегазоносные бассейны Беринговоморского региона (итоги нефтегазопоисковых работ 2000–2009 гг.). Москва: Научный мир, 340 с.

Шувалов И.И., Хабриева Т.Я., Капустин А.Я. и др. (2014). Глобализация и интеграционные процессы в АзиатскоТихоокеанском регионе (правовое и экономическое исследование). М.: ИНФРА-М, 249 с.

Tamaki K., Suyehiro K., Allan J., McWilliam M., et al. (1992). Proc. ODP, Init. Repts., 127: College Station, TX (Ocean Drilling Program). DOI: 10.2973/odp.proc.ir.127.1990

Сведения об авторах

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

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

Андрей Александрович Книппер – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Евгения Емельяновна Карнюшина – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Олег Владимирович Крылов – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Егор Сергеевич Шелков – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Сергей Борисович Коротков – кандидат геол.-мин. наук, заместитель начальника управления по организации, контролю геологоразведочных и геофизических работ ООО «Газпром инвест»

Россия, 190005, Санкт-Петербург, Стартовая, д. 6

Сергей Михайлович Карнаухов – кандидат геол.-мин. наук, советник генерального директора, ООО «Инновационные нефтегазовые технологии»

Россия, 117342, Москва, ул. Обручева, д. 36, к. 2

Ольга Николаевна Осипова – техник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;
Принята к публикации 06.05.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Features of the geological structure and oil and gas content of the shelves of the Far Eastern Seas

A.V. Stoupakova[1], A.A. Suslova[1], A.A. Knipper[1], E.E. Karnyushina[1], O. V. Krylov[1], E.S. Shelkov[1], S.B. Korotkov[2], S.M. Karnaukhov[3], O.N. Osipova[1]*

[1]Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
[2]Gazprom invest LLC, Saint Petersburg, Russian Federation
[3] Innovatsionnye neftegazovye tekhnologii LLC
[*]Corresponding author: Anna A. Suslova, e-mail: a.suslova@oilmsu.ru

Abstract. Russian shelf is one of the most important areas for hydrocarbon forecast and mineral resources development. The main features of the geological structure of the shelves of the Far Eastern seas are discussed in the paper. The most promising basins on the Okhotsk shelf are located around Sakhalin island where the majority of the hydrocarbon fields have been discovered. The Bering and the Japan shelf has not been sufficiently studied by now but nevertheless has high oil and gas potential.

The main focus is made on the geological and geophysical data, licensing, lithological and stratigraphic structure, seismic interpretation, oil and gas fields distribution. The structural-tectonic zoning of the entire Far Eastern region has been done in order to identify zones of deep troughs with thick sedimentary cover to predict the sources of hydrocarbon generation.

Keywords: Far Eastern region, Sea of Okhotsk, Bering Sea, Japan Sea, Sakhalin, Kamchatka, hydrocarbon zoning, tectonic structure, oil and gas potential

Recommended citation: Stoupakova A.V., Suslova A.A., Knipper A.A., Karnyushina E.E., Krylov O.V., Shelkov E.S., Korotkov S.B., Karnaukhov S.M., Osipova O.N. (2021). Features of the geological structure and oil and gas content of the shelves of the Far Eastern Seas. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 26–34. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.2

References

Agapitov D.D. (2004). Geological structure and oil and gas content of the Anadyr basin. *Geol. and Min. Cand. Sci. Diss.* Moscow, 168 p. (In Russ.)

Burlin Yu.K., Bazhenova O.K., Karnyushina E.E. (1980). Cenozoic sedimentary formations of the northwest of the Pacific tectonic belt. *Coll. papers:* Types of sedimentary formations in oil and gas basins. Ed. N.B. Vassoevich. Moscow: Nauka, pp. 192–199. (In Russ.)

Burlin Yu.K., Karnyushina E.E., Svistunov E.P., Dontsov V.V. (2008). Composition and formation conditions of petroliferous Cenozoic sediments in the Anadyr Basin. *Moscow University Geology Bulletin*, 1, pp. 50–58.

Gladenkov Yu.B. (2016). Problems of stratigraphic dissection of sedimentary strata of folded regions (on the example of the Cenozoic of the Far East of Russia). Basic principles of regional stratigraphy. General stratigraphic scale and methodological problems of the development of regional stratigraphic scales of Russia. *Proc. Interagency workshop.* St.Petersburg: VSEGEI, pp. 43–44. (In Russ.)

Gretskaya E.V., Savitskii A.V., Petrovskaya N.A., Rybak-Franko Yu.V. (2019). *Geological structure and oil and gas potential of the Russian sector of the Bering Sea and the Pacific Ocean. Coll. papers.* Ed. Stupakova A.V. Moscow: Pero, pp. 133–137. (In Russ.)

Karnyushina E.E., Burlin Yu.K., Svistunov E.P, Krylov O.V. (2017). Physical and lithological properties Oligocene-Miocene formations of the Okhotsk-Kamchatka Basin (To 85-th Anniversary of Professor Yuri Konstantinovich Burlin). *Georesursy = Georesources*, *Special issue,* pp. 12–18. http://doi.org/10.18599/grs.19.3

Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Vashkevich A.A., Agapitov D.D., Obukhov A.N. (2014). Oil and gas basins of the Bering Sea region (results of oil and gas exploration works in 2000-2009). Moscow: Nauchnyi mir, 340 p. (In Russ.)

Kiryukhina T.A., Bordunov S.I. et al. (2013). Geochemical studies of cuttings, core samples and formation fluids (exploration wells Yuzhno-Kirinsky No. 1, Kirinsky No. 3, prospecting well Mynginsky No. 1) in the Kirinsky license area. Report. Moscow: MSU, 192 p. (In Russ.)

Konyukhov A.I. (2010). Continental margins are global oil accumulation belts. Western Pacific Belt. *Lithology and Mineral Resources*, 5, pp. 1–23. https://doi.org/10.1134/S0024490210050056

Margulis E.A. (2013). Lithology of Cenozoic deposits of the Russian shelf of the Bering Sea (Central-1 well). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 8. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/39_2013

Margulis L.S. (2009). Oil-geological zoning and assessment of oil and gas resources of the Far Eastern seas. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice,* 4. (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/5/23_2009.pdf

Savitskii A.V. (2005). Assessment of the oil and gas potential of the North Sakhalin shelf based on basin modeling. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow, 143 p. (In Russ.)

Shuvalov I.I., Khabrieva T.Ya., Kapustin A.Ya. et al. (2014). Globalization and integration processes in the Asia-Pacific region (legal and economic research). Moscow: INFRA-M, 249 p. (In Russ.)

Stupakova A.V., Burlin Yu.K. (2009). The history of the formation of sedimentary-rock basins on the shelf of the Russian Arctic. *Tectonic meeting of the RAS*. Moscow. (In Russ.)

Suslova A.A., Stupakova A.V., Korotkov S.B., Karnaukhov S.M., Knipper A.A., Shelkov E.S., Baranova D.B., Radchenko K.A., Gilaev R.M., Stepanov P.B. (2020). Oil and gas basins of Russia. *Delovoi zhurnal Neftegaz. RU*, 97, pp. 52–64. (In Russ.)

Tamaki K., Suyehiro K., Allan J., McWilliam M., et al. (1992). Proc. ODP, Init. Repts., 127: College Station, TX (Ocean Drilling Program). DOI: 10.2973/odp.proc.ir.127.1990

About the Authors

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Andrey A. Knipper – Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Evgeniya E. Karnyushina – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Oleg V. Krylov – PhD in Geology and Mineralogy, Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Egor S. Shelkov – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Sergey B. Korotkov – PhD (Geology and Mineralogy), Deputy Head of G&G Department, Gazprom invest LLC

6, Startovaya, Saint Petersburg, 190005, Russian Federation

Sergey M. Karnaukhov – PhD (Geology and Mineralogy), Adviser Director General

Innovatsionnye neftegazovye tekhnologii LLC

36, build. 2, Obrucheva str., Moscow, 117342, Russian Federation

Olga N. Osipova – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 6 May 2021; Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.3
УДК 550.4:552.578

Элементы региональной органической геохимии и раздельный прогноз нефте- и газоносности регионов

Т.К. Баженова
АО «Геологоразведка», Санкт-Петербург, Россия
e-mail: ins@vnigri.ru

В статье рассматриваются элементы органической геохимии в региональном аспекте, целью которого является раздельный количественный прогноз нефте- и газоносности регионов. Рассматриваются принципы и результаты балансовых расчётов генерации и эмиграции жидких и газообразных углеводородов для различных фациально-генетических типов органического вещества и методы подсчёта масштабов эмиграции углеводородов. В заключение приводится перечень основных закономерностей органической геохимии.

Ключевые слова: органическая геохимия, органическое вещество, нефтегазообразование и нефтегазонакопление, фацильно-генетический тип органического вещества, катагенез, балансовые расчеты, раздельный прогноз нефте- и газоносности

Для цитирования: Баженова Т.К. (2021). Элементы региональной органической геохимии и раздельный прогноз нефте- и газоносности регионов. *Георесурсы*, 23(2), с. 35–43. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.3

Введение. Органическая геохимия – наука сравнительно молодая, – её «возраст» заведомо менее столетия. Однако вопросы, обсуждаемые и решаемые в её рамках, располагаются в русле фундаментальных проблем естествознания – проблемы генезиса нефти и проблемы происхождения жизни. Органическая геохимия – это не только химия нефти и её источника – органического вещества (ОВ) осадочных пород, т.к. наука эта, многоуровневая и объемлет все уровни организации вещества геологического пространства – от атомного до планетарного.

Главнейшей прикладной задачей органической геохимии является раздельный прогноз нефте- и газоносности осадочных бассейнов.

Нефтегазообразование и нефтегазонакопление – это процессы, протекающие со скоростью, соизмеримой с масштабом геологического времени, либо приближающейся к подобным величинам, т.е. сами по себе в природе наблюдаемы быть не могут. Наблюдению подлежат лишь фиксированные результаты этих процессов, запечатлённые в некоторых естественных телах как в пространстве, где эти процессы протекали. Естественным телом, где осуществлялись процессы нефтегазогенерации, является нефтегазоматеринская свита, или горизонт (НГМГ). Это понятие было введено в геологическую науку классиками геологии ещё в «догеохимический» этап развития нефтегазовой геологии; объекты, соответствующие этому понятию, выделялись чисто геологическими методами, а главными признаками выделяемых объектов были **литологический состав** и **цвет**. Такой подход оказался абсолютно верным, т.к. содержал в себе и геологическую (литологическую), и – в скрытом виде – геохимическую характеристику объекта, поскольку именно цвет является главнейшим внешним геохимическим признаком почти любой осадочной породы и формации и определяется – за очень редкими исключениями – концентрацией ОВ и форм реакционноспособного железа и их соотношением.

Несколько слов о терминологии. В качестве синонима термина «нефтематеринская свита» часто употребляется термин «нефтепроизводящая свита». Однако этот термин пригоден только в случае **современных** процессов нефтегазообразования, которые должны были бы происходить, если бы современный тепловой поток являлся **максимальным** за всю историю данного нефтегазоносного бассейна, а таких районов в пределах континентов почти не осталось, тем более в пределах древних, да и молодых платформ. А поскольку это так, то этот «синонимический» термин следует употреблять в прошедшем времени – «**нефтепроизводившая** свита».

Информативность, содержательность понятия «нефтегазоматеринская свита (горизонт)» непротиворечиво обосновывается с позиций иерархии уровней организации вещества в геологическом пространстве. Процессы нефтегазообразования от фракционирования изотопов и зарождения УВ-молекул до формирования залежей нефти и газа, зон нефтегазонакопления (ЗНГН) и нефтегазоносных бассейнов (НГБ) протекают в соответствии с иерархией уровней организации вещества геологических объектов: атомы → молекулы → минералы → породы → формации → парагенезы → формаций субоболочки → оболочки (геосферы) (Баженова и др., 2003). Поскольку иерархический подход к характеристике нефтегазообразования и нефтегазонакопления излагался автором неоднократно, то можно ограничиться рисунком (рис. 1).

Совокупный генерационно-эмиграционный потенциал того или иного очага нефтегазобразования или нефтегазоносного бассейна в целом следует оценивать не по валовому содержанию в нём ОВ, а по количеству и качеству ОВ, содержащегося в формациях, классифицируемых как нефтегазоматеринские. Это правило является одним из основных в региональной органической геохимии.

© 2021 Т.К. Баженова

Объекты. Объектами исследования послужили нефтегазоносные бассейны Сибирской (Лено-Тунгусский, Хатанго-Вилюйский и др.), Восточно-Европейской платформ (Тимано-Печорский, Волго-Уральский), Азово-Кубанский НГБ, отложения которых содержат все типы органического вещества, рассматриваемые в статье, возраст которых рифей–кайнозой включительно, разных концентраций и катагенетического преобразования.

Объекты осадочного разреза как породного, так и формационного уровня по концентрации сапропелевого и существенно сапропелевого ОВ ($С_{нк}$) подразделяются автором на следующие группы (типы) – от большего к меньшему: 1. Монолитические (идиолитические) сапропелиты – $С_{нк}$>25%; 2. Доманикиты – $С_{нк}$ – 5÷25%; 3. Доманикоиды – 0,5÷5%; 4. Субдоманикоиды – 0,1÷0,5%; 5. Породы (формации) со сверхрассеянной формой ОВ – $С_{нк}$<0,1% (Систематика …, 1998). Последние не относятся к нефтегазоматеринским, т.к. автором установлено (Баженова, 2020), что эмиграция битумоидов из пород (и формаций) начинается с концентрационного рубежа 0,1% $С_{нк}$ для материнских карбонатов (глинистых карбонатов) и 0,2% $С_{нк}$ для материнских глинистых пород. Повышение рубежа для последних обусловлено большей диагенетической окисленностью в них ОВ в связи с большей концентрацией в породах реакционноспособного Fe. Примерно с этих же концентрационных границ породы (и формации) приобретают сероцветный и тёмноцветный облик, то есть переход количественного барьера реализуется в качественном внешнем признаке.

Как породы могут быть мономинеральными и полиминеральными, так и среди формаций можно наблюдать как монопородные, так и полипородные их виды. В полипородных формациях, относимых к НГМГ, не все разности пород могут быть обогащёнными ОВ – здесь важно, чтобы обогащённые породы были **формациообразующими**, а не акцессорными. Полипородные осадочные формации, как правило, слоисты, и в них нетрудно отделить друг от

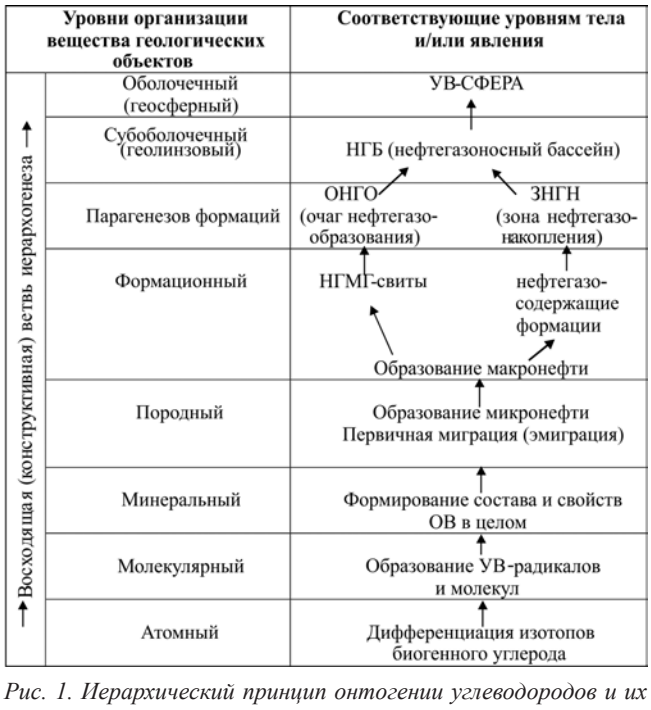


Рис. 1. Иерархический принцип онтогении углеводородов и их скоплений

друга обогащённые и необогащённые разности пород. При анализе нефтегазоматеринских свойств, обогащённых ОВ формаций, в том числе при картировании их параметров, все дальнейшие операции с такими сложными («составными») НГМГ проводятся не со всей формацией в целом, а только с её обогащённой «полезной» частью. Например, в случае переслаивания темноцветных аргиллитов с песчаниками, либо с красноцветами, «полезная» мощность складывается только из тёмных аргиллитов и для этой же части подсчитывается осреднённое значение $С_{нк}$. НГМГ по своему объёму соответствуют обычно свите, подсвите или пачке, стратиграфически охватывающим ярус, подъярус, иногда целый отдел. В случае халистатических условий осадконакопления обогащённые ОВ формации могут охватывать даже несколько систем (D-J, Скалистые горы Канады; $Є_3$-$С_1$, Западный Таймыр), но такие явления достаточно редки.

Количество генерируемых УВ определяется не только объёмом НГМГ и концентрацией в них ОВ, но и «качеством» последнего, его свойством воспроизводить УВ, способные к эмиграции, а «качество» ОВ – это прежде всего его биоценотический тип, а также степень окисленности в седименто- и диагенезе. Ещё задолго до оформления органической геохимии в самостоятельную науку органическое вещество современных и ископаемых осадков было разделено в 1905 г. Г. Потонье на сапропелиты и гумиты (гумолиты) – остатки низших и высших растений, соответственно. Ныне эта «первичная» классификация многими считается устаревшей (особенно за рубежом) и заменяется выделением I, II, III, а затем IV типов керогена. Эта классификация является в значительной мере формальной («химической») и почти не имеет генетического смысла. И хотя в монографии Б. Тиссо и Д. Вельте (1981) указывается, что III тип – это остатки высших растений (IV тип тогда ещё не был выделен), к III типу часто относят всё, что угодно, что химически «хуже» I и II типов, т.е. туда попадают и окисленные разности сапропелитов. В то же время классификация Потонье в своей основе не устарела, просто она слишком общая, неполная, не детализированная; а то, что главный генетический водораздел ископаемого ОВ, диктующий качественную и количественную дивергенцию генерируемых продуктов, проходит между низшей и высшей флорой, это положение по сей день остаётся незыблемым.

Вполне современная достаточно полная классификация ископаемого ОВ создана в 70-е гг. XX в. углепетрографами ВНИГРИ Г.М. Парпаровой и А.В. Жуковой под руководством С.Г. Неручева (Парпарова и др., 1977; Парпарова и др., 1990). В основе этой классификации всё те же сапропелиты и гумиты и смешанные их разности с преобладанием той или иной составляющей – гумито-сапропелиты и сапропелиты-гумиты. Принципиально новым явилось выделение типа **оксисорбосапропелитов** – окисленных в седименто- и диагенезе остатков планктонной альгофлоры. Как показали наши исследования (Баженова, 2020), оксисорбосапропелиты характерны для сверхрассеянных форм ОВ ($С_{нк}$<0,1%) и частично для субдоманикоидов (обычно с концентрацией $С_{нк}$<0,4%). Генетический тип ОВ прежде всего определяется возрастом и фациальным типом вмещающих ОВ отложений. Так, в додевонских отложениях, т.е. до тех пор, пока флора не

вышла на сушу, ископаемое ОВ может быть представлено либо собственно **сапропелитами**, либо их окисленными разностями, что легко определяется по концентрации $С_{нк}$. Однако, биоценотический состав сапропелитов могут дать лишь углепетрографические исследования. В составе сапропелитов присутствуют остатки не только альгопланктона, но и альгобентоса (*Phaeophyta, Rhophyta*), а также зоопланктона – тентакулиты и граптолиты, – влияющие на количество и состав генерированных продуктов. Зоопланктон распознаётся и невооружённым глазом; сложнее с альгобентосом, снижающим нефтематеринский потенциал ОВ, для выявления которого необходима углепетрография. В отложениях, начиная с девона, генетический тип ОВ диктуется в первую очередь фациальным типом отложений. Для морских отложений также значим и показатель концентрации $С_{нк}$. Безусловно, угленосная формация легко определяется визуально; а вот при выявлении отдельных включений гумусового ОВ (витринита, фюзинита и др.) в морских отложениях без петрографии не обойтись. В постсилурийских материнских формациях гарантировать отсутствие гумусовой примеси в ОВ – с известной долей надёжности – можно лишь в предрифовых фациях (доманиковая формация D_3 Восточно-Европейской платформы).

Для оценки масштабов генерации жидких и газообразных углеводородов абсолютно необходимо установление степени зрелости (катагенеза) ОВ того или иного типа, содержащегося в нефтегазоматеринских формациях. Для этого создаются региональные шкалы катагенеза ОВ. Органическое вещество – «максимальный термометр», и его состав и свойства необратимо фиксируют соответствующую температуру. Поскольку различные регионы территории (и акватории) России проходили неодинаковую геологическую историю с разновозрастной консолидацией кристаллического, либо складчатого фундамента, то и тепловая история, и современное состояние геотермического поля в разных регионах различны. Поступающее из недр тепло реализует себя в двух формах тепловых потоков: кондуктивной (теплоперенос) и конвективной (тепломассоперенос). Кондуктивный тепловой поток обеспечивает постоянное нарастание температур с глубиной, имеющее региональный характер, и как следствие также постепенное увеличение степени преобразования ОВ в том же направлении с аналогичным – региональным – характером изменений. Конвективный тепловой поток связан с магматической и гидротермальной деятельностью: на преобразование ОВ он влияет нередко больше, чем кондуктивный поток, однако это влияние имеет, как правило, узко зональный характер и приурочено к контактам магматических тел, магматическим очагам и достаточно крупным разрывным нарушениям. Такой «конвективный катагенез» не имеет вертикальной зональности, напротив, он нарушает таковую регионального катагенеза ОВ, обусловленного кондуктивным потоком.

В пределах подавляющей части осадочной оболочки по крайней мере континентов кондуктивный тепловой поток и соответственно геотермические градиенты ныне не являются геоисторически максимальными, т.е. состояние содержащегося в породах ОВ фиксирует не «сегодняшние», а давно прошедшие процессы его трансформации, сопровождавшиеся генерацией УВ.

Создание региональных шкал катагенеза ОВ началось в 60-е гг. XX в. Основой их послужили шкалы так называемого «метаморфизма» углей, разработанные для угольных бассейнов. Ведущим показателем, фиксирующим изменения ОВ с глубиной и соответственно с возрастанием температуры, явилась **отражательная способность витринита**. Стадийность последовательных глубинных изменений угольного (гумусового) ОВ выражалась названиями марок углей – от бурого до антрацита, что соответствовало целиком **стадии катагенеза ОВ**, разделённой Н.Б. Вассоевичем (1976) на 3 подстадии – прото-, мезо- и апокатагенеза, которые, в свою очередь, подразделялись на градации, обозначаемые аббревиатурами ПК, МК, АК с номерами, по диапазону изменений отвечающими маркам (стадиям «метаморфизма») углей. Границам градаций соответствовало определённое значение отражательной способности витринита. Температурные границы градаций установлены И.И. Аммосовым (Петрология..., 1987) на основе изучения катагенетических изменений ОВ в разрезах глубоких скважин в областях современного прогибания (в частности, в западной части Азово-Кубанского прогиба), где температуры принимались за максимальные. В результате, в отложениях моложе силура, где вероятно присутствие частиц гумусового ОВ, градация катагенеза определяется по показателю отражения витринита. В более древних отложениях, лишённых остатков высшей флоры, дело обстоит сложнее. Тем не менее, ещё в 70-х г.г. XX в. Г.М. Парпаровой (ВНИГРИ) удалось установить сходство «поведения» в катагенезе показателей отражения витринита и преломления различных компонентов сапропелевого ОВ – коллоальгинита, коллохитинита, псевдовитринита (остатков донных водорослей *Phaeophyta*), что позволило использовать их оптические показатели для изучения катагенеза. Оптические показатели ОВ были скоррелированы с элементным составом нерастворимой части ОВ (керогена) и степенью битуминизации. И состав керогена, и степень битуминизации ОВ изменяется в процессе катагенеза вполне закономерно. И содержание ХБА в породе и степень битуминизации ($\beta_{Снк}^{ХБА}$) – наиболее простые показатели, и ими вполне можно пользоваться для приближённой оценки катагенеза ОВ, во всяком случае при знании типа последнего. И если значения β при любом катагенезе всё-таки зависят от типа и концентрации ОВ, то содержание ХБА в породе – «величина более независимая». Так, при концентрации ХБА<n·0,01% (при сапропелевом типе ОВ) его катагенез несомненно выше градации $МК_3$. Катагенетические шкалы могут быть сокращёнными и в той или иной степени «растянутыми», что обусловлено величиной максимального палеотермоградиента (Γ_{max}). Сокращённые шкалы (Γ_{max} – 5^0С/100 м) характерны для древних платформ, палеозойских авлакогенов (Донбасс) и одновозрастных межгорных впадин (Кузбасс). Суммарная мощность зоны катагенеза порядка 7–8 км. В пределах молодых платформ шкалы катагенеза ОВ более растянуты (Γ_{max} – 3÷4^0С/100 м); такие же значения максимальных палеотермоградиентов характеризуют палеозойские краевые прогибы (Предуральский прогиб).

Кайнозойские структуры имеют и сокращённые, и растянутые катагенетические шкалы; в целом они не закартированы и изучены фрагментарно. В пределах крупных поднятий древних платформ, где значительны

мощности размытых отложений, для установления катагенеза ОВ необходимо эти мощности восстанавливать, чтобы получить величины максимальных палеоглубин тех или иных горизонтов и тогда – при знании размерности катагенетической шкалы – получим катагенез ОВ любого палеоглубинного уровня. При построении карт учитываются только те размывы, которые влияют на суммарную восстанавливаемую мощность.

В литогенезе осадочных формаций за стадией катагенеза следует стадия метагенеза. Обычно считалось, что ОВ зоны метагенеза это графит, т.е. чистый углерод в кристаллической форме. Однако исследования последних десятилетий показали, что в отношение сапропелитов это «не совсем так», а в ряде случаев и «совсем не так». Неграфитовые формы углерода – фуллерены – впервые были обнаружены Buseck P.R., Tsipursky S.J., Hettich R. в 1992 г. (Суханов, 2003) в карельских шунгитах в высшем антраксолите п. Шуньга. В ходе исследований шунгитовых и некоторых других пород было выяснено, что помимо собственно фуллеренов в них содержится множество других неграфитовых форм углерода – от нанотрубок до «луковических» структур, основное отличие которых от графита состоит в наличии поверхностей с положительной кривизной, полностью или частично замкнутых, сформированных атомами углерода. Исследованные нами (Баженова, 2020) методом ИК-спектрометрии (и частично рентгеноструктурного анализа) керогены различных сапропелитов (в диапазоне рифей–девон, катагенез $МК_1$-$АК_4$) обнаружили следующее: в случае нацело фитопланктонной природы ОВ характеристические полосы неграфитового углерода проявлены достаточно чётко, а в образцах, где в ОВ существенна доля альгобентоса, либо зоопланктона (в данном случае граптолитов), ИК-спектр проявляет значительное сходство с ИК-спектром графита. Дивергенция спектрального рисунка ОВ фитопланктонной («нативно глобулярной») и иной (неглобулярной, «плоскостной») природы естественно проявляется всё более чётко с возрастанием катагенеза ОВ, т.е. со всё большим «очищением» углеродного скелета от гетероатомов, включая водород (Баженова и др., 2007; Суханов и др., 2011). Конечным «продуктом» катагенеза гумусового ОВ, представленного остатками высшей флоры, является «истинный графит», что доказано достаточно точно, как на микро-, так и на макроуровнях – вплоть до формационного.

Если всё вышеизложенное верно, каков же тогда генезис графита в архейских парагнейсах?

Экспериментальные исследования О.В. Мартиросян (2014) показали, что структура близкая к графиту, т.е. кристаллическая, появляется **только** при ударном давлении 30 ГПа и развиваемой при этом очень высокой температуре, что в свою очередь подтверждает положение о **принципиальной неграфитизируимости** сапропелевого ОВ в зоне катагенеза, а также природных битумов в связи с нативной глобулярностью этих объектов. И действительно, в постархейских образованиях графиты встречаются только на контакте с магматическими телами, где первичным ОВ являются гумусовые угли. И только в архейских парагнейсах можно наблюдать углеродистое вещество, подобное графиту, где в условиях крайне высоких давлений и температур, возможно «работало» ещё и время.

Тем не менее в ОВ есть компоненты, которые по своей структуре могут быть основой графитизации – полиароматические УВ синбитумоидов. Однако расчёт показывает, что содержание их в породе ничтожно и редко достигает 0,001%. Даже при 10% $С_{нк}$ на породу на подстадии апокатагенеза при максимальном содержании полиароматических УВ в % на $\sum$ УВ (25%) и содержание УВ в битумоиде 40% при значении $\beta_{С_{нк}}^{ХБА}$ – 0,2% (конкретные данные по R3 Енисейского кряжа) концентрация полиароматических УВ составит 0,002% на породу, и это порядок максимальных значений. Т.е. если даже в конце процесса эмиграции, в конце апокатагенеза полиароматика графитизируется, то количество графита столь мало, что при исследованиях не проявляется.

Расчетное моделирование генерации и эмиграции. Расчётное моделирование нефтегазогенерации и эмиграции предполагает количественное воспроизведение этих процессов в зависимости от геологической истории того или иного региона. Оно позволяет уточнить стадийность генерации того или иного флюида (нефти, газа, конденсата), положение генерационных максимумов по отношению к тем или иным глубинам (палеоглубинам) и градациям катагенеза ОВ, что в свою очередь является одним из критериев регионального раздельного геохимического прогноза. В основе расчётного балансового моделирования лежит *аналитическая информация* о составе фациально-биоценотически однотипного ОВ на последовательных катагенетических (палеоглубинных) уровнях на протяжении всей стадии катагенеза, при этом эмпирически постулируется, что отличие каждого последующего состава от предыдущего является функцией флюидогенерации на этом этапе. Этот постулат базируется в свою очередь на более общем эмпирическом постулате: захороненное в осадках ОВ при последовательном погружении в область всё более высоких температур подвергается термо-каталитическому разложению в масштабе геологического времени с образованием летучих продуктов, в том числе и углеводородов. Это – основа осадочно-миграционной теории генезиса нефти газа.

Впервые попытка балансового расчёта генерации летучих продуктов органическим веществом «на заре органической геохимии» была предпринята **В.А. Успенским**: рассчитывалась генерация углеводородных и неуглеводородных газов и воды при «метаморфизме» углей (Успенский, 1954). Балансировались генерируемые компоненты – CH_4; CO_2; H_2O; H_2S; NH_3 – и остаточный углерод (С) – с одной стороны и элементный состав угля: С, Н, О, S, N – с другой. При решении систем балансовых уравнений количество неизвестных (6) оказывалось на одну составляющую больше, чем балансирующих элементов (5), что вынуждало при решении последовательно принимать каждое неизвестное за 0, а затем значения усреднять. При всей неточности расчёта это был, безусловно, шаг вперёд, т.к. **впервые** было показано, **что** и примерно **сколько** рождает ОВ в процессе катагенеза (в данном случае гумусовое и в концентрированной форме).

Балансовый расчёт генерации УВ сапропелевым ОВ от начала катагенеза был предпринят **С.Г. Неручевым** в середине 70-х гг. XX в. (Генерация углеводородов.., 1976). Балансирующей величиной являлся «углехимический» параметр» выход летучих продуктов **V^r, %**). Классики,

особенно О.А. Радченко, сначала отнеслись к такому балансированию с некоторым скепсисом, т.к. остаток от величины V^2 – кокс – не представляет собой «чистого» углерода. Однако авторские исследования элементного состава кокса показали (Баженова, 2020), что содержание углерода в нём >95%, а водорода – не более первых десятых долей %, т.е. в процессе полного балансирования за всю стадию катагенеза мы теряем при подсчётах не более 1% углеводородных газов, а нефти не теряем нисколько, что вполне допустимо. Однако С.Г. Неручеву не удалось довести балансовый расчёт до «чистого» углерода. При балансовых расчётах данные элементного состава керогена на каждом этапе «снимаются» с катагенетических» кривых. По логике катагенетического процесса при повышении температуры при погружении отложений ОВ постепенно теряет все гетероэлементы, включая водород, которые уносят с собой и определённую часть углерода, в чём и заключается процесс генерации летучих продуктов, в том числе углеводородов. Однако на кривых С.Г. Неручева с середины катагенеза начал незакономерно увеличиваться кислород и соответственно снижаться (либо слишком медленно нарастать) углерод. На авторских катагенетических кривых элементного состава керогена (Баженова, 2020) наблюдалась та же картина. Что могло быть источником дополнительного кислорода в катагенезе? На катагенетических глубинах ни свободного, ни растворённого в воде кислорода нет. На взгляд автора источником этого «дополнительного» кислорода могла быть **вода**. Неясным остался вопрос о времени и условиях внедрения воды в ОВ – в природе или в аналитической практике? Тем не менее, эту «внедрённую» воду можно вычислить и элиминировать из состава нерастворимого органического вещества (НОВ), приведя таким образом систему к «нормальному» виду, т.е. восстановить состав НОВ, каким бы он должен был быть, если бы система ОВ «работала только на выход».

Подтверждением приобретения воды НОВ является нахождение в составе его золы гидратированных минералов – сомольнокита ($Fe_2SO_4 \times H_2O$), мелантерита ($Fe_2SO_4 \times 7H_2O$) мирабилита ($NaSO_4 \times 10H_2O$), кизерита ($MgSO_4 \times H_2O$), нексвегонита ($MgCO_3 \times 3H_2O$) и др. (рентгеноструктурные исследования З.Г. Каплана, ВНИГРИ). Расчёты элиминирования воды и приведения системы к «нормальному» виду рассмотрены в монографии (Баженова, 2020).

После приведения системы катагенетических изменений параметров НОВ к «нормальному» виду можно производить балансовый расчёт генерации – эмиграции УВ органическим веществом. В расчётах оценивается генерация битумоидов – хлороформной (ХБА) и спиртобензольной (СББ) фракций, лёгких УВ (ЛУВ), углеводородных газов (УВГ), «кислых» газов (CO_2, H_2S, N_2) и воды.

Для расчёта прежде всего составляется таблица состава НОВ и 3х величин $\beta_{ов}$ – ХБА, ЛУВ и СББ (обязательно $\beta_{ов}$, а не $\beta_{Снк}$). Данные снимаются с соответствующих кривых, обсчитанных по скользящей средней и приведённых к нормальному виду. На всю стадию катагенеза желательно 10–12 уровней, лучше по границам градаций. Первый уровень – начало катагенеза, последний – конец катагенеза. В принципе можно начинать с любого уровня, но тогда и генерация соответственно будет неполной. Зауканчивать тоже можно любым уровнем, но тогда не будет уверенности, что система балансируется. Величины берутся с точностью до десятых долей %, в пределах точности параметра их можно варьировать. Чем больше уровней охарактеризовано, тем детальнее расчёты.

Прежде чем перейти к балансовому расчёту, **выведем логико-эмпирические постулаты**:

1.Остаточный битумоид ($Q_{ост}^{ХБА}$) должен быть тяжелее и «кислее» и эмиграционного битумоида ($Q_{эм}^{ХБА}$), и исходного ($Q_{исх}^{ХБА}$); $Q_{исх}^{ХБА}$ тяжелее и «кислее» $Q_{эм}^{ХБА}$ и легче, «восстановленней» $Q_{ост}^{ХБА}$ при любых их количественных соотношениях. Это правило только для ХБА, но не СББ.

2. Поскольку СББ эмигрирует с водой, $Q_{исх}^{СББ}$, $Q_{ост}^{СББ}$, $Q_{эм}^{СББ}$ могут иметь близкий состав, эмиграционный даже может быть наиболее кислым. В качестве состава $Q_{исх}^{СББ}$ вполне можно пользоваться определённым аналитически составом $Q_{ост}^{СББ}$.

3. Соотношение компонентов при новообразовании может любым, только: до конца главной фазы газообразования (ГФГ) с каждым этапом общий суммарный состав летучих продуктов, образованных на каждом конкретном этапе, **становится всё более восстановленным**.

4. Эмиграция лёгких УВ (ЛУВ) всегда несколько опережает эмиграцию ХБА, поэтому: $\frac{\beta_{эм}^{ЛУВ}}{\beta_{ост}^{ЛУВ}} > \frac{\beta_{эм}^{ХБА}}{\beta_{ост}^{ХБА}}$ и $\frac{\beta_{эм}^{ЛУВ}}{\beta_{исх}^{ЛУВ}} > \frac{\beta_{эм}^{ХБА}}{\beta_{исх}^{ХБА}}$.

Расчёты нефтегазообразования балансовым методом были выполнены автором для альгосапропелитов, оксисорбосапропелитов с альгогенной основой, альгозоогенных сапропелитов с тентакулитовой и граптолитовой основой. На основе балансовой модели для гумитов, рассчитанной С.Г. Неручевым и Е.А. Рогозиной (2010) и авторской модели для альгосапропелитов автором были рассчитаны три модели для смешанного ОВ – сапропелитов и гумитов – в различных их соотношениях. И, наконец автором была рассчитана модель нефтегазообразования смешанным органическим веществом майкопской серии P_3-N_1 Северного Кавказа. В майкопском ОВ наряду с альгами, которые преобладают, присутствует заметное количество зооостатков (прежде всего рыб), а также гумусовая примесь. Материалы для расчёта данной модели были предоставлены О.К. Баженовой и Н.П. Фадеевой (МГУ имени М.В. Ломоносова). Окончательные результаты расчётов по всем типам ОВ представлены в работе Т.К. Баженовой (2020) в серии таблиц; сюда же для сравнения включена и гумитовая таблица С.Г. Неручева и Е.А. Рогозиной (2010).

Для всех типов ОВ, включая гумиты, так же, как и для альгосапропелитов, были рассчитаны продукты разложения суперостаточных битумоидов на грани метагенеза.

В предлагаемой статье приводится таблица расчетов генерации и эмиграции УВ для альгосапропелитов (табл. 1). В таблице 2 сведены результирующие значения генерации нефти и газа по всем 9 типам ОВ, их суммы, величины отношения нефть/газ, а также значения степени сохранности ОВ и $С_{нк}$. Максимальное значение генерации нефти и ∑УВ – 35,16% и 50,89% соответственно – характеризует ОВ альгосапропелитов; минимальные значения этих параметров – 1,75% и 19,88% – у антипода сапропелитов – у гумитов, зато у последних максимальное значение генерации газа – 18,13% (табл. 2). Минимальное значение генерации УВ-газа (11,73%) у альгозоогенных

Градация катагенеза	$C^г$,%	ХБА, %		ЛУВ, %		УВГ %	CO_2 %	H_20 %	H_2S %	N_2	СББА, %		Σ мигр. потерь, %	Сохранность ОВ, %	Сохранность Снк, %
		Генер.	Эмигр.	Генер.	Эмигр.						Генер.	Эмигр.			
$ПК_1$	74,5	2,00	-	-	-	-	-	-	-	-	2,20	-	-	100,00	100,00
$ПК_3$	76,0	4,49	0,25	0,67	0,09	0,92	0,31	1,42	0,35	0,17	2.58	0,07	3,58	96,42	98,36
$МК_1$	80,7	9,74	7,69	2,97	2,75	6,68	3,04	2,40	2,65	0,37	4,71	3,51	29,09	70,91	76,81
$МК_2^1$	81,0	17,83	13,93	6,34	5,43	6,85	3,66	2,41	3,03	0,41	5,38	4,18	39,90	60,10	65,34
$МК_2^2$	82,0	21,07	20,09	8,77	8,30	9,25	4,60	2,42	3,18	0,54	5,38	4,77	53,15	46,85	51,57
$МК_3$	85,2	21,07	20,51	13,25	13,06	11,40	5,84	2,61	3,56	0,79	5,38	5,01	62,78	37,22	42,57
$МК_4$	86,3	21,07	20,67	13,79	13,52	11,75	6,23	2,62	3,64	0,81	5,38	5,06	64,30	35,70	41,35
$МК_5$	87,3	21,07	20,83	14,33	13,98	12,09	6,63	2,63	3,71	0,84	5,38	5,11	65,82	34,18	40,05
$АК_1$	88,6	21,07	20,83	14,33	14,33	12,58	7,05	2,65	3,79	0,86	5,38	5,11	67,20	32,80	39,00
$АК_3$	91,1	21,07	20,83	14,33	14,33	14,23	7,62	2,66	3,94	0,90	5,38	5,11	69,62	30,38	37,14
К.К.*	100,0	20,83	20,83	14,33	14,33	15,73	8.64	3,71	4,13	1,34	5,11	5,11	73,82	26,18	35,14

*Табл. 1. Расчёт генерации и эмиграции летучих продуктов в процессе катагенеза ОВ и степени сохранности ОВ и $С_{нк}$. Все параметры в % на ОВ начала катагенеза (градация $ПК_1$). Расчёт на конец каждой градации. Альгосапропелиты; основа – цианеи. *Конец катагенеза.*

Тип ОВ	Генерация УВ в % на ОВ начала катагенеза			Отношение нефть/газ	Сохранность, %	
	нефть	газ	∑		ОВ	$С_{нк}$
Альгогенные сапропелиты	35,16	15,73	50,89	2,24	26,18	35,14
Оксисорбосапропелиты с альгогенной основой	23,20	11,98	35,18	1,94	33,01	45,53
Альгозоогенные сапропелиты с тентакулитовой основой (D_3dm)	29,40	11,73	41,13	2,51	33,54	45,76
Альгозоогенные сапропелиты с граптолитовой основой (О-В)	21,32,	14,39	35,71	1,48	38,00	51,91
Гумито-сапропелиты С-75%; Г-25%*	26,81	16,50	43,31	1,62	32,46	43,81
Гумито-сапропелиты С-50%; Г-50%	18,46	17,04	35,50	1,08	39,07	52,94
Сапропелито-гумиты С-20%; Г- 80%	8,44	17,70	26,14	0,49	46,99	64,11
Гумиты	1,75	18,13	19,88	0,10	52,30	71,64
Смешанное ОВ ₽$_3$ – N_1 mp	23,32	16,09	39,41	1,45	33,10	44,73

*Табл. 2. Генерация углеводородов различными типами ОВ от начала до конца катагенеза. *С – Сапропелиты; Г– Гумиты.*

тентакулитовых сапропелитов доманикового горизонта (D_3dm) Восточно-Европейской платформы; генерация нефти у этого типа ОВ на втором месте (29,40%, табл. 2). Отношение нефть/газ в этом типе ОВ – 2,51, самое большое среди всех 9 типов. Вероятно, такое генерационное отношение нефть/газ в ОВ D_3dm в значительной мере определяет отношение запасов нефти и газа на востоке Восточно-Европейской платформы, где доманиковая формация D_3 является главной нефтегазоматеринской толщей.

Первой непосредственной задачей, вытекающей из балансовых расчётов генерации-эмиграции нефти и газа различными типами ОВ, является региональный подсчёт масштабов эмиграции жидких и газообразных УВ из конкретных материнских формаций в конкретном регионе. Подсчёт производится в «плотностных» единицах: жидких УВ (нефти) – в т/км^2; газа – в нм^3/км^2 (нм^3 – «нормальные» кубометры, т.е. объём при нормальном давлении), площадь – 1 км^2 (10^6 м^2). Формулы подсчёта таковы:

Эмиграция нефти:

$$Q_{эм}^{н} = \delta^{л} \cdot C_{нк} \cdot \rho \cdot h \cdot \beta_{ост_{Снк}}^{ХБА} \cdot \frac{К}{1-К} \cdot 10^2, \text{ т/км}^2,$$

где $\delta^{л} = \frac{\beta_{эм}^{ЛУВ} + \beta_{эм}^{ХБА}}{\beta_{эм}^{ХБА}}$ (параметры из балансовой модели): ЛУВ – лёгкие УВ $C_7 – C_{14}$; $C_{нк}$ – среднее содержание некарбонатного углерода в данном НГМГ в данной точке, %; ρ – плотность пород, т/м^3; h – мощность НГМГ, м; $\delta^{л} = \frac{\beta_{эм}^{ЛУВ} + \beta_{эм}^{ХБА}}{\beta_{эм}^{ХБА}}$ – остаточная степень битуминизации ОВ, приведённая к $С_{нк}$ (%); К – коэффициент эмиграции, доли единицы.

Генерация (эмиграция) газа:

$$Q_{эм}^{г} = C_{нк} \cdot \rho \cdot h \frac{\gamma^{г}}{C^{г}} \cdot 10^7, \text{ нм}^3,$$

$\gamma^{г}$ – количество генерированного газа, приведённого к ОВ данной градации катагенеза (%); $C^{г}$ – содержание углерода в ОВ данной градации (%).

Эти формулы в таком виде уже почти 30 лет используются нами для региональных подсчётов в разных регионах и многократно публиковались в региональных работах. В статье приведены конкретные значения параметров для альгосапропелитов (табл. 3); в работе (Баженова, 2020) – для соответствующих типов ОВ и градаций катагенеза.

Популярный в последние десятилетия пиролитический метод (Rock-Eval) определения углеводородного потенциала материнских пород и ОВ при всех своих положительных качествах – и прежде всего экспрессности – обладает одним существенным недостатком: метод Rock-Eval определяет **суммарный УВ-потенциал**, что не позволяет использовать его в целях раздельной оценки генерации нефти и газа и соответственно раздельного прогноза нефте- и газоносности.

Далее приведем пример расчёта раздельного УВ-потенциала для альгосапропелитов последовательно для всех градаций катагенеза. Все расчётные данные приведены в таблице; все величины в единицах, принятых в методике Rock-Eval (‰, т.е. мг/г). Данные соотношения нефтяного и газового потенциалов вполне можно использовать для разделения суммарного потенциала, полученного методом Rock-Eval (при знании типа ОВ и градации катагенеза).

Итак – расчёт (на конец каждой градации катагенеза); исходные данные в табл. 1.

$ПК_3$. Начальный нефтяной потенциал в % на ОВ начала катагенеза ($ПК_1$) = 35,40% (21,07 ХБА+14,33 лёгкие жидкие УВ C_7–C_{14} –ЛУВ). Эмиграция к концу градации $ПК_3$ 0,34% (0,25 ХБА+0,09 ЛУВ); 35,40–0,34 =35,06% – остаточный нефтяной потенциал в % на ОВ начала катагенеза. Сохранность ОВ к концу $ПК_3$ – 96,42%, тогда остаточный нефтяной потенциал в % на ОВ конца $ПК_3$ составит (из пропорции) – 36,36%. Чтобы привести эту величину в соответствие с пиролитическими параметрами, вычитаем из неё значение $\beta_{ОВ}^{УВ}$ – 1,50%; величины $\beta_{ОВ}^{УВ}$ снимаются с соответствующих катагенетических графиков; они также в % на ОВ **своей** градации. В результате получили значение 34,86% – нефтяной потенциал в % на ОВ конца $ПК_3$; а теперь приведём его к «своему» углероду (76% на ОВ конца $ПК_3$) – из пропорции получаем цифру 45,87%, округлённо 459‰ (табл. 4).

В таблице 4 приведены результаты расчёта для 4-х генетических типов сапропелевого ОВ (результаты расчёта для 9-ти типов ОВ даются в монографии (Баженова, 2020).

В балансовых расчётах генерации – эмиграции УВ были вычислены степени сохранности ОВ и $С_{нк}$ в процессе их катагенетического расхода на генерацию летучих продуктов последовательно на всех градациях катагенеза ОВ. Величины даны в процентах на ОВ и $С_{нк}$ начала катагенеза ($ПК_1$). Через величины сохранности можно легко перейти к начальной концентрации ОВ и $С_{нк}$. В таблице 5 приведены коэффициенты пересчёта конкретной концентрации $С_{нк}$ в породе (при той или иной градации катагенеза и типе ОВ) на начальную его концентрацию (100%/% сохранности $С_{нк}$). Однако в практике геохимических исследований, особенно при картировании концентрации $С_{нк}$ в той или иной материнской формации требуется пересчёт $С_{нк}$ между «промежуточными» градациями, например, от $МК_2^1$ до $МК_4$ и т.п. Для этих целей автором была составлена таблица пересчёта для альгосапропелитов (табл.6, для всех девяти типов ОВ – в вышеупомянутой монографии). Для каждого типа составляется отдельная таблица (нумерация сквозная – для всех один номер, как и для прочих серий таблиц), где по горизонтали указываются градации от $ПК_3$ до конца катагенеза (К.К. – С), а по вертикали – от $МК_1$ до К.К. Каждый столбец начинается со значения сохранности в % на начало катагенеза: $ПК_3/ПК_1$; $МК_1/ПК_1$

Градация катагенеза	$\delta^{\wedge}$	$\beta_{Снк}^{ХБА\ ост}$, % дн.град.	$K^{ХБА}$	$\frac{K}{1-K}$	$С^{г}$, %	$\gamma^{г}$ % дн.град.	$\beta_{Снк}^{ХБА\ эм}$, % дн.град.	$\beta_{Снк}^{ХБА\ исх}$, % дн.град.
$ПК_3$	1,39	4,22	0,04	0,04	75,25	0,47	0,17	4,39
$МК_1$	1,36	4,80	0,56	1,27	78,35	4,54	6,09	10,89
$МК_2^1$	1,38	5,63	0,78	3,55	80,85	10,33	19,99	25,62
$МК_2^2$	1,40	5,59	0,87	6,69	81,50	15,05	37,40	42,99
$МК_3$	1,53	2,19	0,96	24,00	83,60	24,55	52,56	54,75
$МК_4$	1,65	1,53	0,977	42,47	85,75	31,76	64,98	66,51
$МК_5$	1,66	1,05	0,9848	64,78	86,80	34,12	68,03	69,08
$АК_1$	1,68	0,81	0,9886	86,72	87,95	36,85	70,24	71,05
$АК_3$	1,69	0,84	0,9886	86,72	89,85	42,45	72,84	73,68
$АК_4$	1,69	0,88	0,9886	86,72	93,05	49,37	76,31	77,19

Табл. 3. Расчётные параметры для подсчёта масштабов эмиграции углеводородов. Альгосапропелиты; основа – цианеи (расчёт на середину градации).

Градация катаген.	Альгосапропелиты (основа – цианеи)				Оксисорбосапропелиты с цианофитной основой				Альгозоосапропелиты (основа – тентакулиты)				Альгозоосапропелиты (основа – граптолиты)			
	$НИ^{н}$, ‰	$НИ^{г}$, ‰	Σ НИ, ‰	нефть/ газ	$НИ^{н}$, ‰	$НИ^{г}$, ‰	Σ НИ, ‰	нефть/ газ	$НИ^{н}$, ‰	$НИ^{г}$, ‰	Σ НИ, ‰	нефть/ газ	$НИ^{н}$, ‰	$НИ^{г}$, ‰	Σ НИ, ‰	нефть/ газ
$ПК_1$	475	208	683	2,28	330	157	487	2,10	403	159	562	2,53	294	194	488	1,52
$ПК_3$	459	199	658	2,31	290	155	445	1,87	389	155	544	2,51	154	147	301	1,05
$МК_1$	425	154	579	2,76	246	156	402	1,58	308	150	458	2,05	52	135	187	0,38
$МК_2^1$	291	178	469	1,63	142	178	320	0,80	203	155	358	1,31	39	134	173	0,23
$МК_2^2$	170	163	333	1,04	81	139	220	0,58	149	137	286	1,09	19	117	136	0,16
$МК_3$	50	130	180	0,38	40	105	145	0,38	105	124	229	0,85	6,2	87	93,2	0,07
$МК_4$	33	122	155	0,27	30	94	124	0,32	85	107	192	0,79	5,2	73	78,2	0,07
$МК_5$	17	115	132	0,15	22	81	103	0,27	78	87	165	0,90	2,5	58	60,5	0,043
$АК_1$	6	89	95	0,07	15	71	86	0,21	72	81	153	0,89	3,6	54	57,6	0,07
$АК_3$	6	46	52	0,13	13	56	69	0,23	12	63	75	0,19	2,6	42	44,6	0,06

Табл. 4. Изменение углеводородного потенциала ОВ в процессе катагенеза по отношению к углероду «своей» градации катагенеза (по данным расчётного моделирования; данные к концу каждой градации). Сапропелиты.

и т.д.; получается своеобразная «лесенка» (табл. 6). В перекрестке строки и столбца значение сохранности $С_{нк}$ в % от $С_{нк}$ градации, указанной по горизонтали. Например, в альгосапропелитах сохранность на градации $МК_3$ (столбец) в % от $С_{нк}$ градации $МК_2^1$ составит 65,15% (табл. 6), т.е. если при градации $МК_2^1$ концентрация $С_{нк}$ 1% на породу, то в тех же фациальных условиях при аналогичной литологии на градации $МК_3$ можно прогнозировать 0,65% на породу и т. д.

Заключение

В **заключении** статьи приведем основные закономерности органической геохимии.

1. Сравнительная бедность биоценозов в эпохи накопления ОВ. Эти эпохи предваряют и наследуют эпоху биоморфогенеза, связанную со стадией инундации. Закономерности 3 и 4 реализуются на уровнях от породного до бассейнового.

2. Катагенетическое несогласие между комплексами, обусловленное глубоким размывом между ними.

3. Погребённая зональность катагенеза – разновидность предыдущей закономерности. Обе закономерности реализуются на уровнях от формационного до бассейнового, но обусловлены процессами, происходящими на уровне ОВ, т.е. «минеральном».

4. «Старение» нефтяных залежей, превращение их в газоконденсатные обусловлено катагенетическим «старением» питающих их нефтегазоматеринских формаций.

5. Генетический дефицит УВ-газа сапропелевого ОВ.

Вышеперечисленными закономерностями, вероятно,

Типы ОВ / градации катагенеза	Сапропелиты				Сапропелито – гумиты			Гумиты	Смеш. ОВ майкопской серии $P_3 – N_1$**
	Альгосапропелиты	Оксисорбосапропелиты	Альгозоосапропелиты		С -75%*; Г – 25%	С -50%; Г – 50%	С -20%; Г – 80%		
	основа – цианеи		основа – тентакулиты	основа– граптолиты					
$ПК_3$	1,02	1,05	1,01	1,27	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02
$МК_1$	1.30	1,23	1,21	1,51	1,23	1,17,	1,11	1,07	1,10
$МК_2^1$	1,53	1,44	1,38	1,57	1,39	1,28	1,16	1,09	1,22
$МК_2^2$	1,94	1,70	1,54	1,66	1,66	1,43	1,23	1,13	
$МК_3$	2,35	1,89	1,68	1,76	1,87	1,57	1,28	1,15	1,56
$МК_4$	2,42	1,93	1,77	1,80	1,92	1,60	1,30	1,17	1,93
$МК_5$	2,50	1,98	1,84	1,83	1,96	1,61	1,32	1,18	
$АК_1$	2,57	2,01	1,89	1,84	2,01	1,66	1,36	1,21	2,09
$АК_3$	2,70	2,04	2,04	1,85	2,13	1,76	1,44	1,29	
Конец катагенеза	2,85	2/20	2,19	1,93	2,23	1,89	1,56	1,40	2,24

*Табл. 5. Коэффициенты пересчёта концентрации $С_{нк}$ в породе на начало катагенеза (градация $ПК_1$). Расчёт на конец каждой градации. * С – Сапропелиты; Г – Гумиты; ** пересчёт на градацию $ПК_2$.*

Градация катагенеза	$ПК_3$	$МК_1$	$МК_2^1$	$МК_2^2$	$МК_3$	$МК_4$	$МК_5$	$АК_1$	$АК_3$	К.К.(С)
	$ПК_3/ПК_1$-98,36									
$МК_1$	78,09	$МК_1/ПК_1$-76,81								
$МК_2^1$	66,43	85,07	$МК_2^1/ПК_1$-65,34							
$МК_2^2$	52,43	67,14	78,93	$МК_2^2/ПК_1$-51,57						
$МК_3$	43,28	55,42	65,15	82,55	$МК_3/ПК_1$-42,57					
$МК_4$	42,00	53,78	63,22	80,10	97,04	$МК_4/ПК_1$-41,35				
$МК_5$	40,72	52,14	61,29	77,76	94,08	96,86	$МК_5/ПК_1$-40,05			
$АК_1$	39,65	50,17	59,69	75,63	91,61	94,32	97,38	$АК_1/ПК_1$-39,00		
$АК_3$	37,76	48,35	56,84	72,02	87,24	89,82	92,73	95,23	$АК_3/ПК_1$-37,14	
К.К.(С)*	35,73	45,75	53,78	68,14	82,54	84,98	87,74	90,10	94,61	К.К.(С)/$ПК_1$-35,14

*Табл. 6. Изменение доли органического углерода (в процентах) в процессе его катагенетического расхода от градации к градации (от начала катагенеза до метагенеза). Альгосапропелиты; основа – цианеи. Данные на конец каждой градации. * Конец катагенеза («чистый углерод»).*

не исчерпывается их ряд, действующий в органической геохимии. Установленные Н.Б. Вассоевичем Главная фаза нефтеобразования и С.Г. Неручевым Главная фаза газообразования также вполне закономерные явления, реализующиеся на «минеральном» (ОВ), породном и формационном уровнях. Однако эти явления «у всех на слуху» и многократно описаны в литературе, т.е. представляют собой «азбуку» органической геохимии. Автором представлены закономерные явления, далеко не столь популярные (может быть, кроме закономерности В.А. Успенского – Н.Б. Вассоевича), но весьма значительные для науки и прогнозной оценки нефтегазоносности недр.

Литература

Баженова О.К., Баженова Т.К. (2003). Онтологические и гносеологические аспекты геохимии (органическая геохимия на разных уровнях организации вещества и в системе знаний). *Геология геохимия горючих ископаемых (к 100-летию со дня рождения И.О. Брода и Н.Б. Вассоевича)*. М.: ГЕОС, с. 44–52.

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

Баженова Т.К., Суханов А.А. (2007). Дивергенция катагенетического преобразования ОВ и генезис неграфитовых форм углерода. Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. М.: ГЕОС, с. 26–27.

Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г., Лопатин Н.В. (1976). О шкале катагенеза в связи с нефтеобразованием. Горючие ископаемые: проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. М.: Наука, с. 47–62.

Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков (1976). Ред. А.А. Трофимук; С.Г. Неручев. Новосибирск: Наука, 198 с.

Мартиросян О.В. (2014). Факторы и механизмы структурной эволюции минералоидов. *Автореф. докт. дисс.* Сыктывкар, 38 с.

Неручев С.Г., Рогозина Е.А. (2010). Геохимические основы прогноза нефтегазоносности. СПб.: ВНИГРИ, 280 с.

Парпарова Г.М., Неручев С.Г. (1977). Основы генетической классификации рассеянного органического вещества пород. *Геология и геофизика*, 5, с. 45–52.

Парпарова Г.М., Жукова А.В. (1990). Углепетрографические методы в изучении осадочных пород и полезных ископаемых. Л.: Недра, 308 с.

Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемы (1987). И.И. Аммосов, В.И. Горшков и др. М.: Наука, 333 с.

Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов (1998). Ред. В.Н. Шванов, СПб.: Недра, 351 с.

Суханов А.А. (2003). Исследование закономерностей распределения природных фуллеренов в шунгитах нижнего протерозоя Карелии. *Автореф. канд. дисс.* Санкт-Петербург, 24 с.

Суханов А.А., Баженова Т.К., Котельникова Е.Н. (2011). Углеродистое вещество керогена сапропелитов: зависимость структурных характеристик от биоценотического типа органического вещества и степени катагенеза. *Геохимия,* 9, с. 971–980.

Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. М.: Мир, 501 с.

Успенский В.А. (1954). Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов. *Изв. АН СССР, сер. геол.*, 6, с. 94–101.

Сведения об авторе

Татьяна Константиновна Баженова – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, АО «Геологоразведка»

Россия, Санкт-Петербург, Фаянсовая ул., д. 20

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;
Принята к публикации 21.04.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

Elements of regional organic geochemistry and separate prediction of oil and gas content of regions

T.K. Bazhenova

Geologorazvedka LLC, Saint Petersburg, Russian Federation, e-mail: ins@vnigri.ru

Abstract. The article considers the elements of organic geochemistry in the regional aspect, which aims to separate quantitative prediction of oil and gas content of regions. The principles and results of balance calculations of generation and emission of liquid and gaseous hydrocarbons for different facies-genetic types of organic matter and methods for calculating the scale of hydrocarbon emission are considered. Finally, a list of the main regularities of organic geochemistry is given.

Key words: organic geochemistry, organic matter, oil-gas formation, oil-gas accumulation, facial-genetic type of organic matter, catagenesis, balance calculations, separate forecast of oil and gas content

Recommended citation: Bazhenova T.K. (2021). Elements of regional organic geochemistry and separate prediction of oil and gas content of regions. *Georesursy* = *Georesources*, 23(2), pp. 35–43. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.3

References

Bazhenova O.K., Bazhenova T.K. (2003). Ontological and epistemological aspects of geochemistry (organic geochemistry at different levels of organization of matter and in the system of knowledge). *Geology geochemistry of fossil fuels*. Moscow: GEOS, pp. 44–52. (In Russ.)

Bazhenova T.K. (2020). Fundamentals of Regional Organic Geochemistry. Moscow: GEOS, 120 p. (In Russ.)

Bazhenova T.K., Sukhanov A.A. (2007). Divergence of OM catagenetic transformation and genesis of non-graphite forms of carbon. *The fundamental basis of new technologies in the oil and gas industry.* Moscow: GEOS, pp. 26–27. (In Russ.)

Generation of hydrocarbons in the process of sediment lithogenesis (1976). Ed. A.A. Trofimuk; S.G. Neruchev. Novosibirsk: Nauka, 198 p. (In Russ.)

Martirosyan O.V. (2014). Factors and mechanisms of the structural evolution of mineraloids. *Abstract Dr. sci. diss.* Syktyvkar, 38 p. (In Russ.)

Neruchev S.G., Rogozina E.A. (2010). Geochemical foundations of forecasting oil and gas content. St.Petersburg: VNIGRI, 280 p. (In Russ.)

Parparova G.M., Neruchev S.G. (1977). Fundamentals of the genetic classification of dispersed organic matter in rocks. *Russian Geology and Geophysics,* 5, pp. 45–52. (In Russ.)

Parparova G.M., Zhukova A.V. (1990). Coal petrographic methods in the study of sedimentary rocks and minerals. Leningrad: Nedra, 308 p. (In Russ.)

Petrology of Organic Substances in the Geology of Fossil Fuels (1987). I.I. Ammosov, V.I. Gorshkov, N.P. Grechishnikov, I.V. Eremin, V.K, Pryanishnikov, Yu.V. Stepanov. Moscow: Nauka, pp. 333 p. (In Russ.)

Sukhanov A.A. (2003). Investigation of the regularities of distribution of natural fullerenes in shungites of the Lower Proterozoic of Karelia. *Abstract Cand. sci. diss*. St.Petersburg, 24 p. (In Russ.)

Sukhanov A.A., Bazhenova T.K., Kotelnikova E.N. (2011). Structural Characteristics of a Carbonic Matter of Sapropelite Kerogen: Dependence on the Biocoenotic Type of Organic Matter and Degree of Its Catagenesis. *Geochemistry International*, 9, pp. 904. https://doi.org/10.1134/S001670291107010X

Taxonomy and classification of sedimentary rocks and their analogues (1998). Ed. V.N. Shvanov, St.Petersburg: Nedra, 351 p. (In Russ.)

Tissot B., Welte D. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Springer, Berlin, Heidelberg, 702 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8

Uspenskii V.A. (1954). The experience of the material balance of the processes occurring during the metamorphism of coal seams. *Izv. AN SSSR, ser. geol.*, 6, pp. 94–101. (In Russ.)

Vassoevich N.B., Neruchev S.G., Lopatin N.V. (1976). On the scale of catagenesis in connection with oil formation. *Fossil fuels: problems of geology and geochemistry of naphthides and bituminous rocks*. Moscow: Nauka, pp. 47–62. (In Russ.)

About the Author

Tatiana K. Bazhenova – DSc (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Geologorazvedka LLC

20, Fayansovaya str, St. Petersburg, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 21 April 2021; Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.4

УДК 553.982

Геохимические предпосылки нефтегазоносности Березовской впадины (Восточная Сибирь)

Н.П. Фадеева[1], Н.В. Морозов[2], Е.А. Бакай[1], С.В. Фролов[1]*

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

[2]ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

Березовская впадина, расположенная на северо-востоке Предпатомского бассейна, является перспективным объектом на поиски углеводородов, о чем говорят нефтегазопроявления, установленные при бурении, наличие структур и природных резервуаров. Однако этот район еще недостаточно изучен в связи с низкой плотностью бурения. Геохимическое изучение органического вещества (ОВ) отложений рифея, венда и нижнего кембрия показало, что основным нефтегазоматеринским комплексом являются терригенно-карбонатные отложения венда. Наиболее высоким исходным и остаточным потенциалом обладают породы сералахской свиты, а также отдельные прослои пород с повышенным содержанием водорослевого ОВ в вендском и нижнекембрийском разрезе. Негативное влияние на генерационный потенциал этих отложений могли оказать окисленность ОВ в седиментогенезе и присутствие донных водорослей, что привело к снижению концентраций ОВ и ухудшению типа керогена. Вероятнее всего, именно эти факторы обусловливают более скромные ресурсы Березовской впадины. Вероятно, заслуживает внимания изучение рифейского комплекса, т.к. в расположенной юго-западнее Байкало-Патомской складчатой зоне в среднем и верхнем рифее встречаются высокобогащенные ОВ нефтематеринские породы, преобразованность которых не превышает градаций катагенеза $МК_2$-$МК_5$.

Ключевые слова: Березовская впадина, нефтематеринские породы, генерационный потенциал органического вещества и пород, углеводороды

Для цитирования: Фадеева Н.П., Морозов Н.В., Бакай Е.А., Фролов С.В. (2021). Геохимические предпосылки нефтегазоносности Березовской впадины (Восточная Сибирь). *Георесурсы*, 23(2), с. 44–55. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.4

Введение

В настоящее время с Лено-Тунгусским нефтегазоносным бассейном, расположенным на Сибирской платформе, связываются большие перспективы увеличения сырьевой базы в масштабах страны. Здесь открыты такие крупные и уникальные месторождения нефти и газа, как Юрубчено-Тохомское, Верхнечонское, Талаканское, Чаяндинское и многие другие. Они в основном приурочены к двум структурным элементам – к Байкитской и к Непско-Ботуобинской антеклизам. Однако в пределах бассейна есть еще целый ряд менее изученных в геологическом отношении районов, также вызывающих интерес. К таковым, в том числе, относится и Березовская впадина, приуроченная к северо-восточной части Предпатомского краевого прогиба (рис. 1). Пока здесь открыто лишь одно – Бысахтахское газоконденсатное месторождение.

Тем не менее в пользу перспективности впадины свидетельствуют: многочисленные нефтегазопроявления, выявленные при бурении (рис. 2), наличие коллекторов на нескольких стратиграфических уровнях (преимущественно трещинного типа) и хороших покрышек (вендские и нижнекембрийские соли и ангидриты). Здесь имеется порядка 30 локальных положительных структур, подавляющая часть из которых до сих пор не разбурена (Вотяков, 2013).

Одним из важнейших аспектов нафтидных систем любого нефтегазоносного бассейна является наличие нефтематеринских толщ в осадочном разрезе, изучение которых основывается на геолого-геохимической информации.

Если для многих районов Восточной Сибири комплексные геохимические исследования проводились неоднократно, то в Березовской впадине они немногочисленны. В первую очередь это связано со значительно более низкой степенью изученности ее буровыми работами. Геохимические исследования (Москвитин и др.,1982; Баженова и др., 2011; Дахнова и др., 2010, 2014; Иванова, 2015), проведенные в разные годы, позволили выделить в качестве основной нефтегазоматеринской толщи сералахскую свиту нижнего венда. Остальной разрез изучен в гораздо меньшей степени, хотя по геологическим представлениям в Березовской впадине существовали благоприятные условия для формирования подобных отложений не только в раннем венде, но и в его второй половине, а также в рифее и раннем кембрии. В связи с этим целью данной работы явилась геохимическая характеристика органического вещества осадочного разреза и выделение основных нефтегазоматеринских пород в рифей-кембрийском разрезе Березовской впадины.

Геологический очерк

Березовская впадина Предпатомского прогиба расположена на периферии Сибирской платформы, в зоне ее сочленения с Байкало-Патомским складчато-надвиговым поясом. Этот пояс формировался в течение нескольких

* Ответственный автор: Наталья Петровна Фадеева
e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

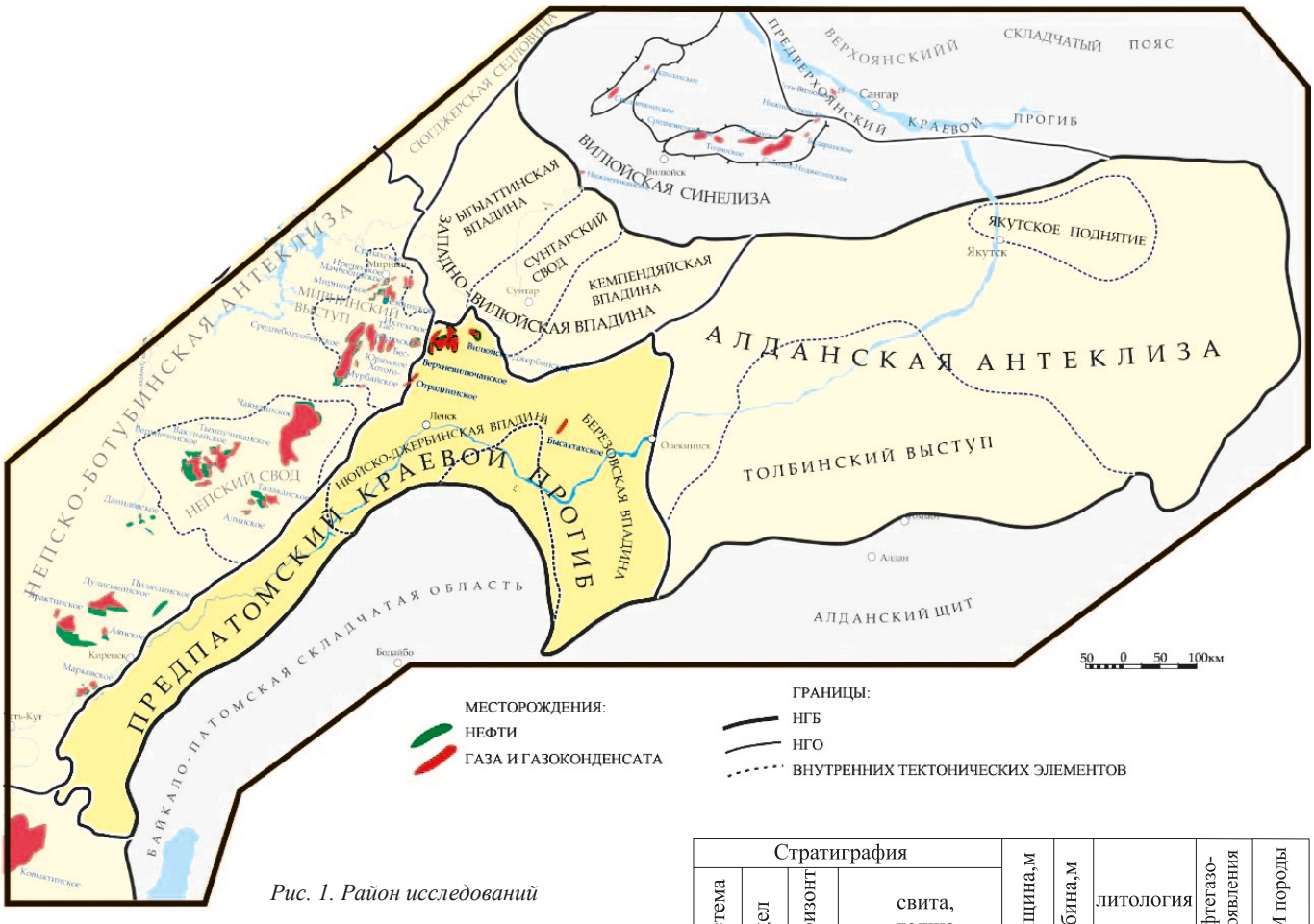


Рис. 1. Район исследований

коллизионных этапов, заключительный из которых относится к позднему палеозою (Тектоника…, 2001). Западная граница Березовской впадины проводится по Жуинской системе надвигов, по которой рифейские складчатые образования Уринского антиклинория надвинуты на кембрийские толщи Сибирской платформы. К востоку от Березовской впадины находится Алданская антеклиза, а на севере впадина граничит с Кемпендяйским грабеном. Последний имеет рифтовую природу и наиболее активно формировался во второй половине девона-начале карбона.

Березовская впадина вытянута в субмеридиональном направлении на 300 км, при ширине около 150 км. Как и все краевые прогибы, она имеет асимметричное строение. Ее депоцентр смещен к западу, к складчатому обрамлению. Здесь докембрийский фундамент погружен до глубин 6–7 км. Восточный борт впадины значительно менее глубокий и более пологий – мощность осадочного чехла здесь в среднем составляет 1–2 км.

В своей западной и центральной частях Березовская впадина осложнена системой узких линейных складок, группирующихся в три вала. Размеры складок довольно значительные. Так, Бысыхтахское поднятие имеет размеры 500×5 км при амплитуде по нижним горизонтам венда до 900 м (Вотяков, 2013). По всей видимости, антиклинали этой зоны осложнены надвигами и, возможно, имеют дуплексное строение.

Осадочный чехол Березовской впадины сложен породами рифея, венда и кембрия, а также маломощными толщами ордовика и юры и перекрыты четвертичными отложениями. Рифейские отложения, вскрытые бурением,

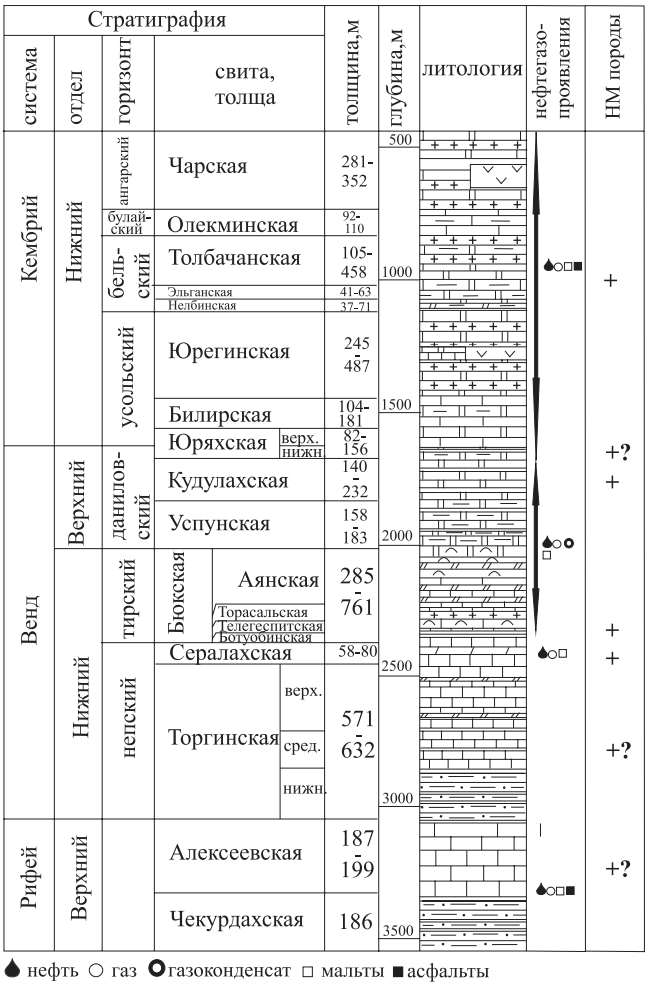


Рис. 2 Нефтегазопроявления в рифей-нижнекембрийском разрезе Березовской впадины (по данным Ивановой, 2015)

представлены верхнерифейскими красноцветной чехурдахской и алексеевской свитами. Последняя сложена известняками и доломитами, частично битуминозными. Вендские отложения имеют преимущественно карбонатный состав – они представлены чистыми и глинистыми доломитами, ангидритами; в торасальской пачке бюкской свиты они переслаиваются с каменными солями. В верхах торгинской, в сералахской, низах бюкской, кудулахской и в билирской свитах встречаются прослои черных аргиллитов. Разрез кембрия представлен терригенными, карбонатными и галогенными породами.

Материалы и методика исследования

Материалом для исследования органического вещества (ОВ) послужили около 200 образцов керна рифей-нижнекембрийских отложений, отобранных на площадях Бысахатская, Южно-Бысахатская, Верхнечерендейская, Даджанская, Кэдергинская, Усть-Молбинская, Ыстанахская, Эргеджейская, пробуренных в северной и центральной частях Березовской впадины (рис. 3); диапазон современных глубин 820–4000 м.

Геохимическое изучение включало пиролиз пород по методу Rock-Eval (пиролизатор Rock-Eval 6 Standard). Предварительный люминесцентный анализ пород позволил отобрать образцы для детального изучения, включавшего экстракцию битумоида хлороформом в аппарате Сокслет, групповой анализ битумоида, изотопия метановой и ароматической фракций (комплекс оборудования для анализа стабильных изотопов легких элементов Delta V Advantage, Германия), состав алкановых и циклических углеводородов

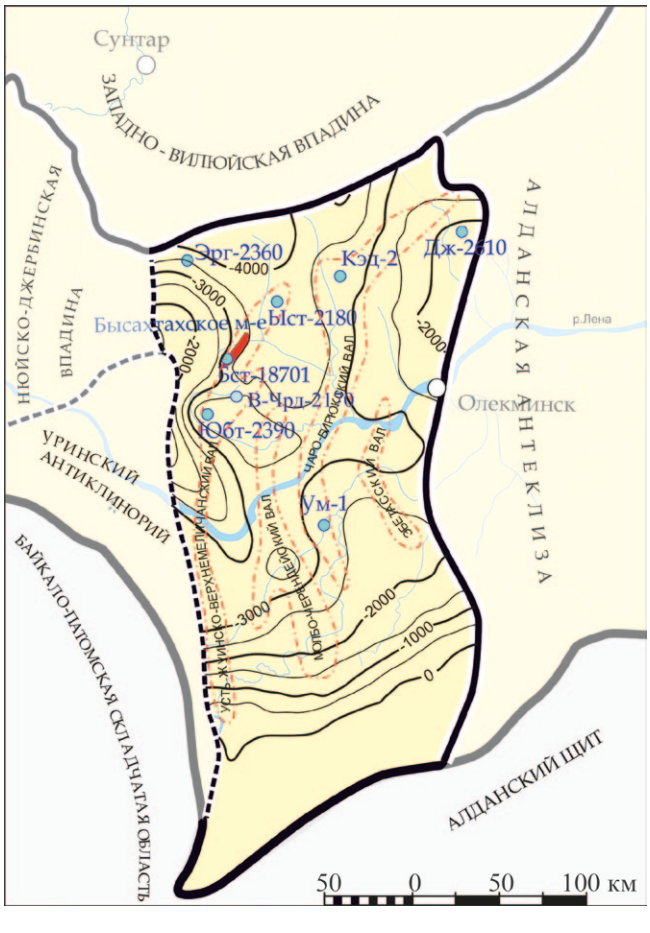


Рис. 3 Положение изученных скважин Березовской впадины

методами газожидкостной хроматографии (хроматограф газовый Clarus 500), масс-спектрометрии (хромато-масс-спектрометр GC-MS, Agilent), распределение ОВ в аншлифах пород на установке QD1302 (Craic Technologies).

Потенциальные нефтегазоматеринские толщи (породы)

Концентрация и тип органического вещества

По данным пиролиза в отложениях рифея-нижнего кембрия установлен большой диапазон концентраций остаточного ОВ (TOC – total organic carbon): от 0,01 до 4,5%. Гистограммы всех пиролитических нефтематеринских параметров и, в первую очередь TOC, в изученных отложениях имеют логнормальное распределение, что характерно для большинства геохимических показателей (Вассоевич, 1982). Медиана, мода и среднегеометрическое значения TOC близки и составляют 0,22–0,3%, медиана 0,28% (n>190). Намечается тенденция приуроченности более высоких содержаний ОВ (0,5–4,35%) к аргиллитам и карбонатно-терригенным породам (по пиролизу карбонатность <50%), в то время как в карбонатных и терригенно-карбонатных породах (карбонатность >50%) TOC обычно менее 0,3%.

Практически в каждом стратиграфическом подразделении от рифея до нижнего кембрия включительно встречаются прослои пород с относительно повышенными по сравнению с медианой содержаниями ОВ (TOC>0,2–0,3%). Именно эти прослои пород (преимущественно глинистые доломиты и аргиллиты) можно рассматривать как потенциально нефтегазоматеринские. Нефтематеринские параметры пород с повышенным содержанием ОВ приведены в таблице 1.

Наиболее высокие остаточные концентрации ОВ (в %) приурочены к торгинской (0,22–1,02/0,43), сералахской (1,05–4,35/2,11), бюкской (0,4–2,03/0,7) и кудулахской (0,39–1,24/0,55) свитам венда и толбачанской свиты нижнего кембрия (0,41–0,69/0,57). Именно в этих отложениях распространено ОВ с высоким остаточным водородным индексом (HI=106–244 мг УВ/г TOC); т.е. часть изученных образцов в этих отложениях обладает относительно повышенными генерационным свойствами, не полностью реализованными (PI 0,08–0,58/0,23). По своим нефтегазоматеринским свойствам близки к ним и отдельные прослои пород в юряхской свите нижнего кембрия (табл. 1), тогда как основная масса ее пород содержит сильно окисленное ОВ (OI до 490, среднее – 160 мг CO_2/г TOC).

Породы, обладающие повышенным нефтегазоматеринским потенциалом встречаются на площадях Эргеджейская (свиты: кудулахская 3210–3218 и 3276–3282 м, бюкская 3914–3926 м, сералахская 3978–4000 м), Кэдергинская (свиты: бюкская 3196 м, торгинская 3414–3421 м), Даджанская (свиты: юряхская 1620–1630, 1658–1666, 1675 м, алексеевская 2346–2350 м), Ыстанахская (свиты: толбачанская 1886–1896, 2004–2007, 2336–2345 м, бюкская 3403–3411, 3420–3427, 3622–3633 м, торгинская 3975–3980 м), Бысахатская (кудулахская свита 1968–1981, 2009–2016, 2022–2029, 2081–2088 м), Ю.-Бысахатская (свиты: кудулахская 1924–1938, 1962–1970, 2167–2174 м, сералахская 3158–3165, 3207–3216 и 3250–3259 м), В.-Черендейская (сералахская свита 3764–3766 и 3785 м), Усть-Молбинская (бюкская свита 2372–2399 и

Система	Свита	T_{max}	TOC	S_1	S_2	S_1+S_2	HI	OI	PI	β^{S1}
		°C	%	мг УВ/г породы			мг УВ/г TOC	мгCO_2/г TOC		%
$Є_1$	Толбачанская	438	0,51	0,14	1,25	1,39	244	44	0,14	3,02
	Билирская	436	0,24	0,04	0,13	0,17	54	65	0,28	1,67
	Юряхская	439	0,28	0,08	0,28	0,36	88	179	0,25	2,86
V	Кудулахская	443	0,52	0,18	0,64	0,82	116	89	0,24	3,46
	Бюкская	441	0,68	0,19	0,72	0,91	109	61	0,18	2,79
	Сералахская	449	1,8	0,6	2,1	2,7	111	10	0,26	3,33
	Торгинская	449	0,54	0,11	0,63	0,74	116	13	0,22	2,04
R	Алексеевская	-	0,3	0,01	0,03	0,04	13	60	0,25	0,33

Табл. 1. Нефтегазоматеринские параметры рифей-нижнекембрийских отложений Березовской впадины, обогащенных ОВ

2407–2417 м). Таким образом породы венда с относительно повышенным нефтегазоматеринским потенциалом распространены практически на всех изученных площадях (в основном на севере и частично в центре впадины), что позволяет рассматривать вендские отложения как основную углеводородную систему Березовской впадины. Ее масштабы определяются толщиной и площадью развития нефтегазоматеринских пород. Этот вывод относится также к торгинской и юряхской свитам.

В изученных отложениях рифея, представленных доломитизированными аргиллитами, остаточное содержание ОВ невысокое (TOC 0,08–0,47, медиана 0,21%), ОВ обладает очень низким потенциалом как для всей выборки образцов (HI 12–225, медиана 37 мг УВ/г TOC), так и в относительно обогащенных ОВ породах алексеевской свиты (табл. 1), что не позволяет рассматривать их как нефтематеринские. Красноцветные породы чекурдахской свиты резко обеднены ОВ (TOC 0,14%). Однако судя по истории развития (Никишин и др., 2010), в среднем-позднем рифее существовали условия, благоприятные для накопления терригенных и карбонатно-терригенных осадков с повышенным содержанием ОВ (Frolov et al., 2015).

Формирование венд-раннекембрийских осадков протекало в морском бассейне, разной глубоководности (от лагунных до глубоководных), в условиях аноксии, существовавшей в бассейне седиментации в отдельные этапы формировании карбонатных и терригенных осадков (однако масштабы ее неизвестны) (рис. 4). Наиболее благоприятные обстановки существовали в сералахское, бюкское и толбачанское времена, связанные с максимумом развития трансгрессии. Это обусловило близкий тип исходного ОВ, образованного планктонными водорослями (кероген типа II), на что указывают данные пиролиза и распределение алкановых, стерановых и тритерпановых УВ и легкий изотопный состав насыщенных и ароматических УВ: δ^{13}нас-δ^{13}аром= -33,5÷40 – -34÷41‰ (рис. 5–8).

Возможно, что уже в рифее появились донные водоросли, на это может указывать присутствие стерана C_{29}, отмечаемого в рифей-раннекембрийском ОВ, и тяжелый изотопный состав рифейских УВ δ^{13}нас-δ^{13}аром= -29÷28 – -27,6÷27,1‰ (рис. 7). Вероятно, их участие, помимо диагенетического и катагенетического преобразования, явилось причиной низкого значения водородного индекса, соответствующего керогену III типа; оно встречается на востоке впадины.

По соотношению низко- и высокомолекулярных хейлантанов [2×(t19+t20)/Σ(t23-t26)]<1 и [Σ(t23-t26)/S (t28-t29]>1 как планктонные, так и прибрежные относятся к зеленым водорослям рода *Tasmanites* (Volkman et al., 1989), хотя встречаются и другие водоросли, вероятно, сине-зеленые (максимум на C_{17}).

Участие морского фитопланктона и, вероятно, мелководно-морских водорослей (возможно, бентосных) подтверждается и распределением алканов, которое обнаружило преобладание относительно низко- и средне молекулярных алканов (рис. 9). Последние встречаются в породах алексеевской, торгинской и толбачинской свит.

Принципиально выделяются 2 группы пород, в УВ которых максимум приходится на среднемолекулярную область (C_{15}-C_{19}) и более высокомолекулярную (C_{21}-C_{22}). К первой относятся большинство пород олекминской свиты, ботуобинского горизонта бюкской свиты и сералахской свиты венда, а также алексеевской свиты рифея, к второй – толбачанская свита, телегеспитская пачка бюкской свиты и торгинская свита венда (рис. 10). Для всех свит венда характерно присутствие в ОВ 12-,13-монометилалканов, которые являются таксономическими маркерами докембрийского ОВ, преимущественно венда. Впервые они были обнаружены в вендских нефтях Восточной Сибири (Арефьев и др.,1980), а затем - в некоторых докембрийских и нижнекембрийских бассейнах мира.

Особенностью ОВ всех свит (кроме толбачанской) является соотношение суммы гопанов и стеранов >1 (1,06–4,47). Такие значения обычно связывают с бактериальной переработкой ОВ. Наиболее интенсивно этот процесс протекал в торгинской, сералахской и алексеевской свитах севера Березовской впадины (Σгоп/Σстер=1,74–4,47).

Учитывая отсутствие высшей растительности в древних отложениях и близкую катагенетическую преобразованность изучаемых отложений, на нефтематеринский потенциал ОВ и пород, вероятно, оказал влияние окислительный режим на стадии седименто- и диагенеза. Практически в ОВ всех отложений отмечается очень высокий кислородный индекс (OI до 300–460 мг CO_2/г TOC) (рис. 5–7, график HI-OI) и сравнительно невысокие концентрации ОВ в большинстве изучаемых пород Березовской впадины. Для изученных пород независимо от типа ОВ (фитопланктонного или смешанного) отмечается закономерное снижение HI и TOC при повышении кислородного индекса, что свидетельствует об истощении генерационного потенциала ОВ и пород в процессе окисления (рис. 11).

Остаточный потенциал пород по данным пиролиза (S_1+S_2) распределяется в соответствии с концентрациями

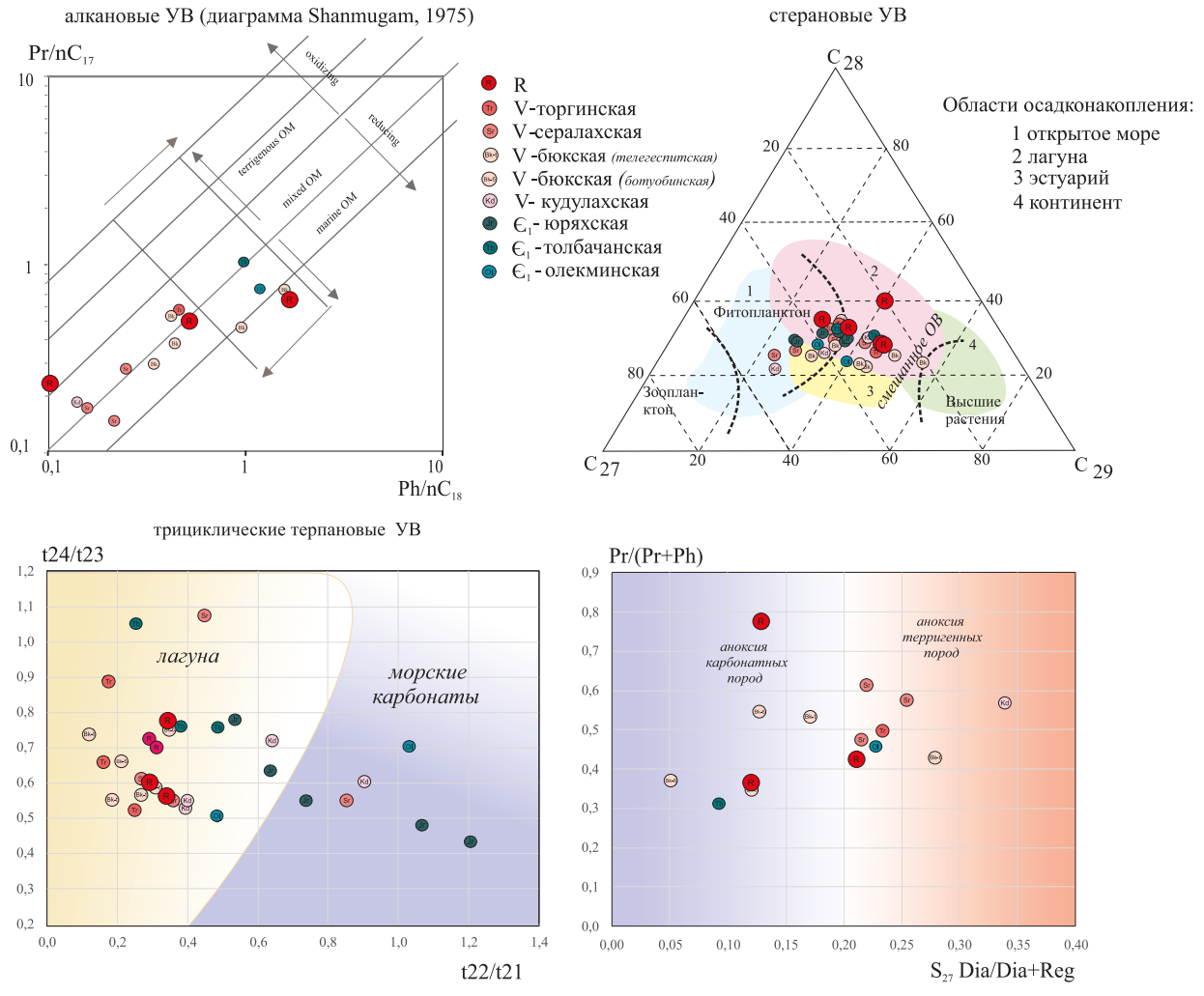


Рис. 4. Условия осадконакопления рифей-раннекембрийских отложений Березовской впадины по данным хромато-масс-спектрометрии (интерпретация обстановок по Peters et al., 1993)

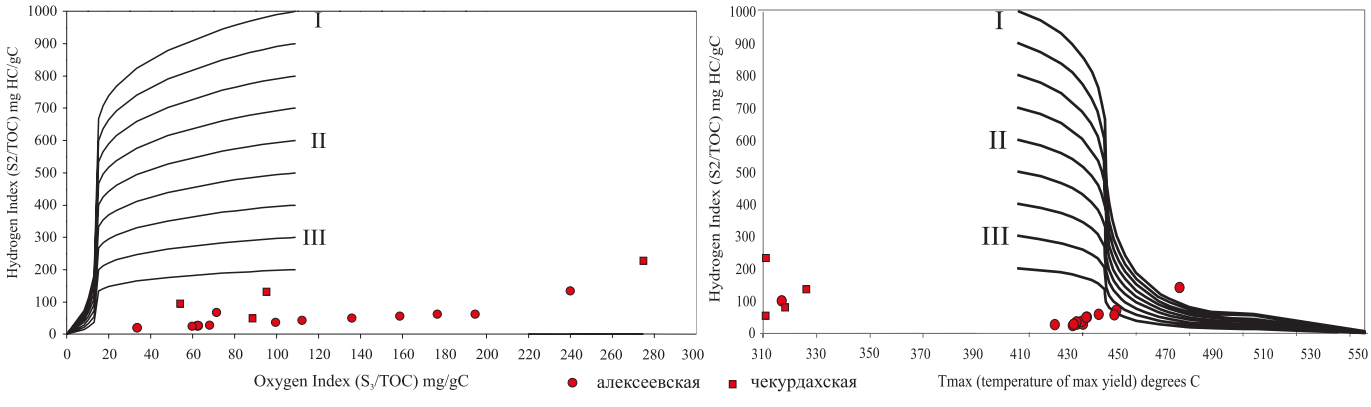


Рис. 5. Типы керогена в отложениях рифея

и типами ОВ (рис. 12). Самым высоким остаточным нефтегазоматеринским потенциалом обладают породы сералахской и бюкской свит венда (1–3 кг УВ/т породы) и толбачанской свиты нижнего кембрия (1,4 кг УВ/т породы). Большинство изученных свит рифея-нижнего кембрия характеризуются низкими значениями (S_1+S_2) – менее 1 кг УВ/т породы и вряд ли могут участвовать в формировании нефтяных и газовых месторождений.

Катагенетическая зрелость пород

Породы венд-кембрийского комплекса, судя по наиболее достоверным данным пиролиза (S_2>0,5, Tmax 436-450/443°C, R^o=0,71–0,9% рассчитан по Tmax) и углеводородным коэффициентам стерановым [Кзр^1=α20S/(α20S+α20R)=0,35–0,48/0,43], терпановым [Ts/(Ts+Tm)=0,21–0,73/0,55], достигли градаций катагенеза $МК_2$-$МК_3$ (рис. 13), т.е. они находились в условиях максимального развития главной фазы нефтеобразования (ГФН). По коэффициенту Ts/Tm катагенез несколько выше, чем по стерановым коэффициентам, что, по-видимому, обусловлено более глинистым составом нефтематеринских пород. По площади Березовской впадины отмечается усиление катагенеза пород и ОВ в западном направлении.

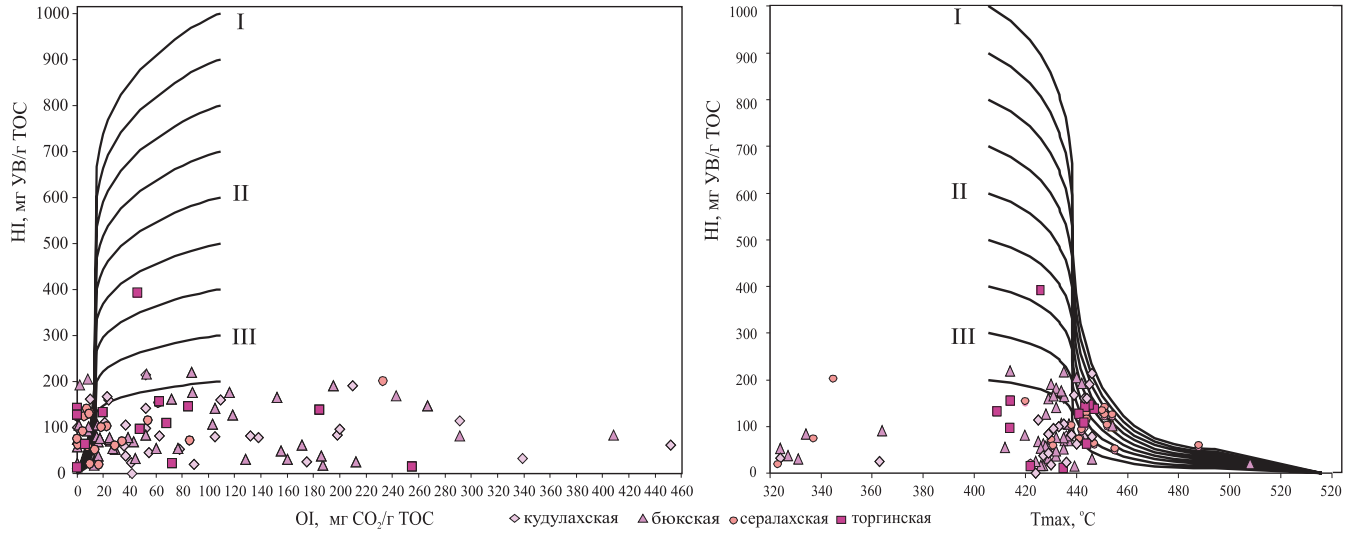


Рис. 6. Типы керогена в отложениях венда

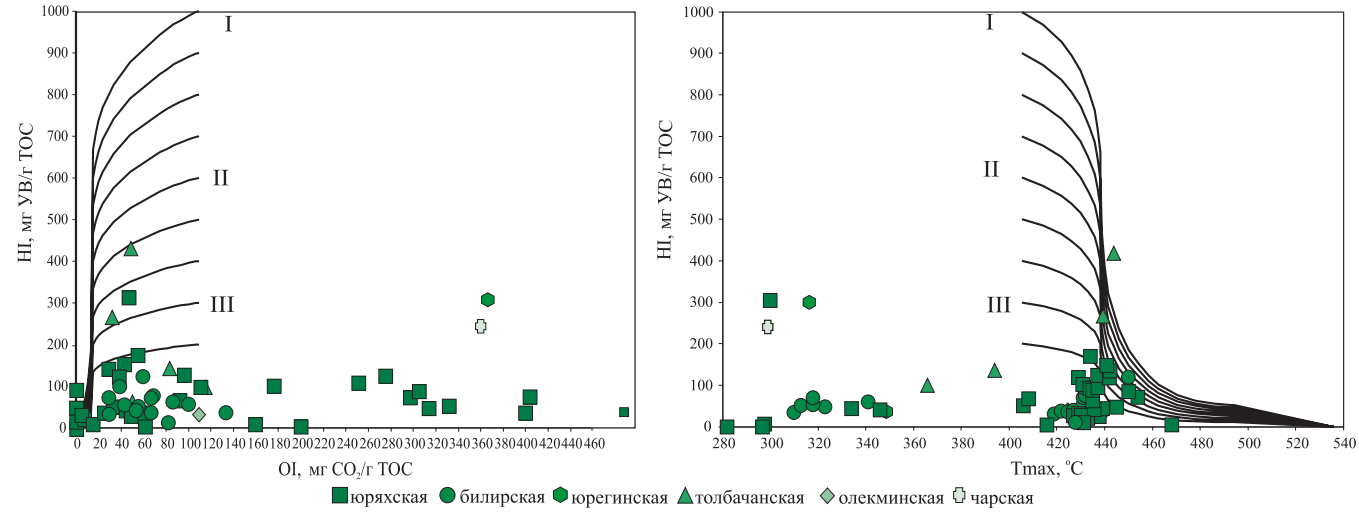


Рис. 7. Типы керогена в отложениях нижнего кембрия

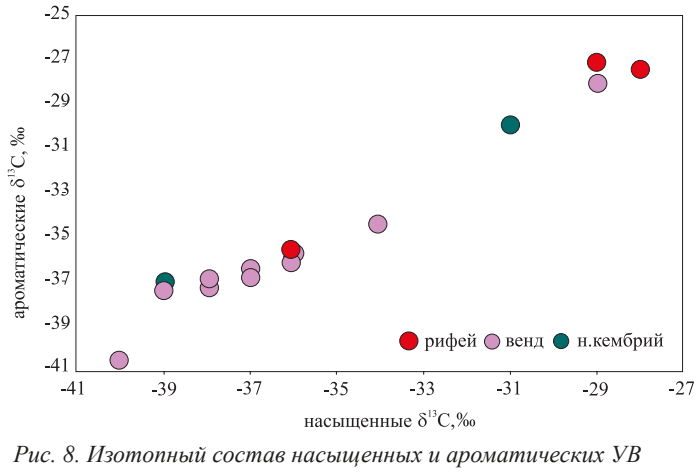


Рис. 8. Изотопный состав насыщенных и ароматических УВ

В рифейских отложениях встречается в основном миграционное ОВ, практически лишенное потенциала, – S_2 в среднем не выше 0,15 кг УВ/т породы; вследствие чего установить катагенетическую преобразованность практически не удается ни по данным пиролиза, ни по УВ, хотя она заведомо выше, чем в породах венда.

Содержание хлороформного битумоида (ХБ) в породах в среднем 0,036%, диапазон 0,01–0,094%, а в расчете на ОВ ($\beta^{ХБ}$=ХБ×100/ТОС) – от 2,4 до 18, среднее

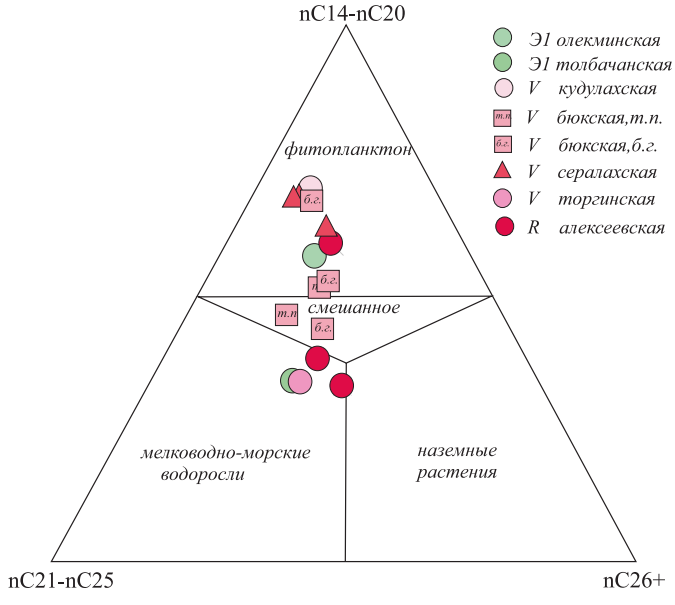


Рис. 9. Распределение алкановых УВ в Березовской впадине

7%, что характерно для пород, находящихся в условиях ГФН. В групповом составе ХБ доминируют мальтены (60%), что также присуще ГФН. Обратная связь между содержанием ТОС и битумоидным и углеводородным

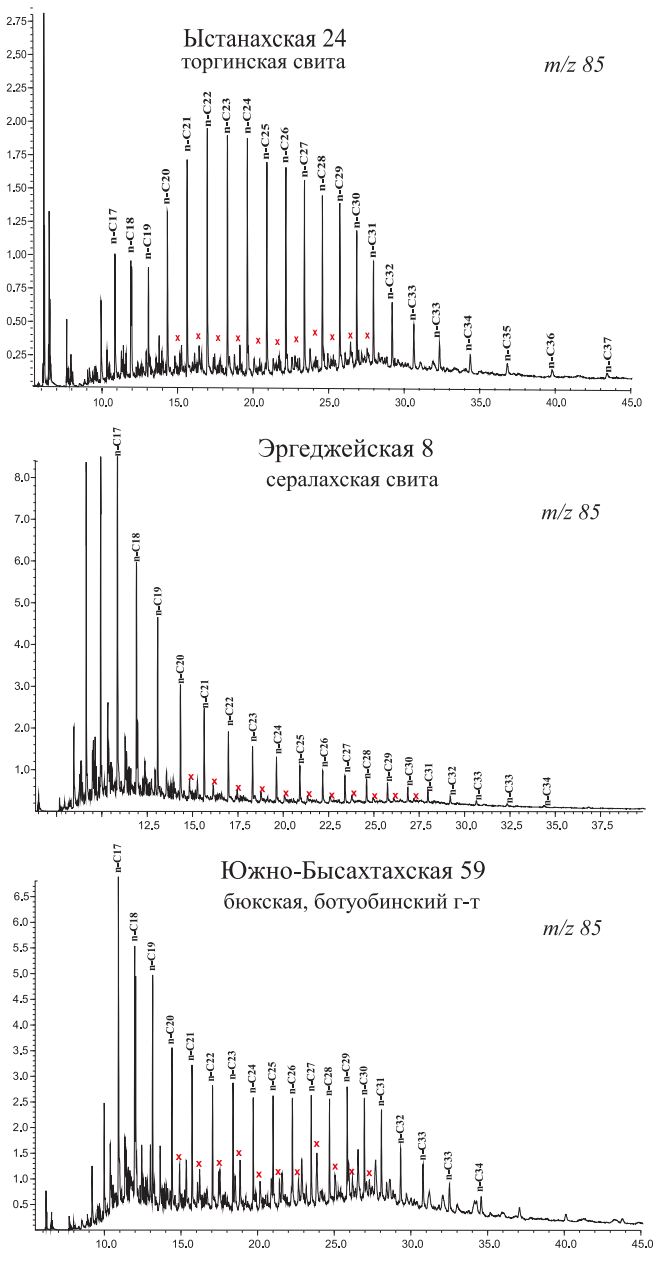


Рис. 10. Хроматограммы алкановых УВ вендских образцов. 1 группа –бюкская и сералахская свиты, 2 группа – торгинская свита, X-, 12-,13-метилалканы

(β^{S1}=S_1×10/TOC) коэффициентами (закономерность Успенского-Вассоевича) позволяет разделить битумоиды и УВ на 2 группы: сингенетичные и паравтохтонные (рис. 14). При близких содержаниях ТОС (0,6–0,7%) первые характеризуются более низкими значениями $\beta^{ХБ}$ (5%), β^{S1} (2,5%), в групповом составе выше содержание асфальтенов (40%) (средние).

Аналогичные параметры для паравтохтонных флюидов – $\beta^{ХБ}$ (12%), β^{S1} (4%), содержание асфальтенов – 35%.

Битуминологические показатели хорошо согласуются с пиролитическими данными: при одинаковых значениях индекса продуктивности (PI=S_1/S_1+S_2) миграционные УВ характеризуются низкими по сравнению с фоном величинами Тмах и они встречены в отложениях всего изученного рифей-кембрийского комплекса (рис. 15).

Состав УВ нефтематеринских пород

Биомаркерный анализ УВ (алкановых, стерановых и терпановых) показал особенности состава, характерные для

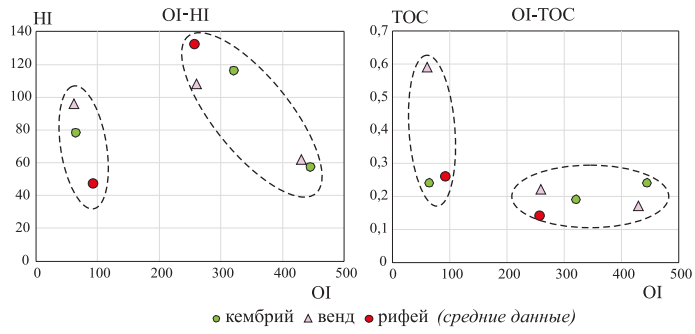


Рис. 11. Влияние диагенетического окисления на свойства ОВ (TOC и HI)

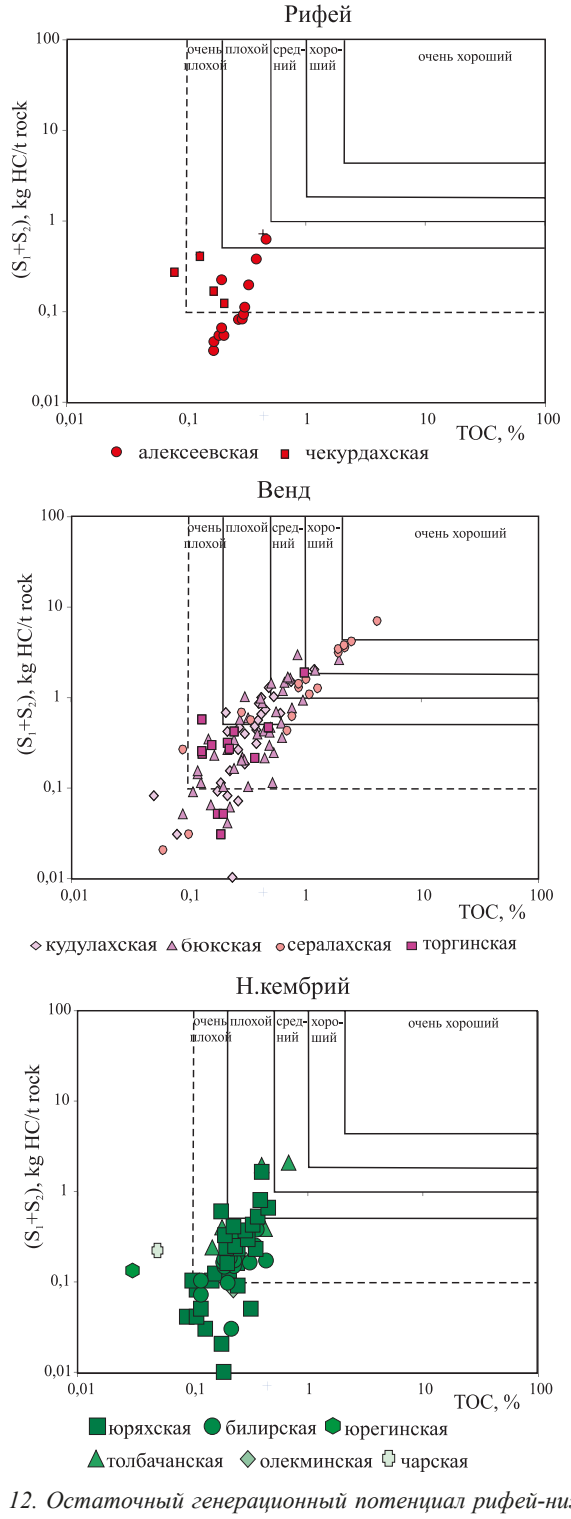


Рис. 12. Остаточный генерационный потенциал рифей-нижнекембрийских пород Березовской впадины

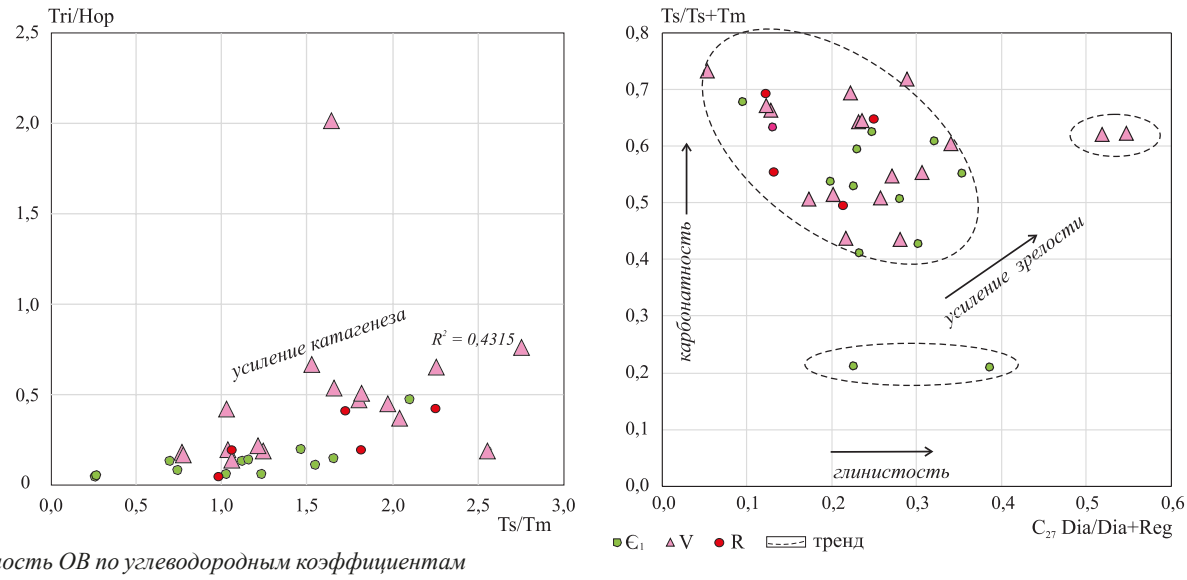


Рис. 13. Зрелость ОВ по углеводородным коэффициентам

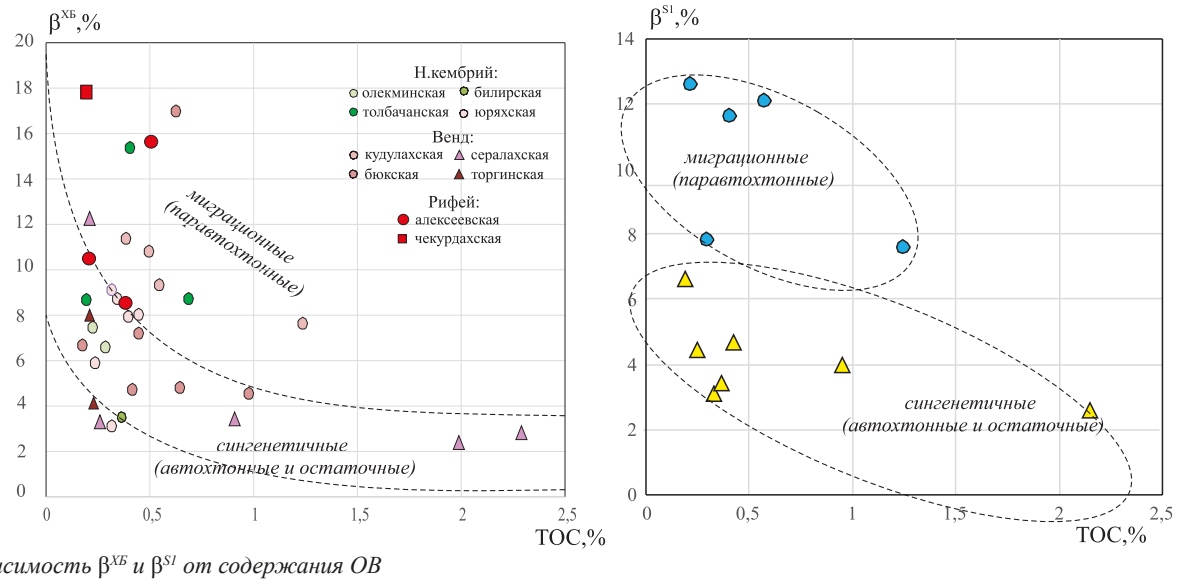


Рис. 14. Зависимость $\beta^{ХБ}$ и β^{S1} от содержания ОВ

выделенных нефтематеринских свит Березовской впадины.

Как было отмечено выше, к наиболее эффективным нефтематеринским породам относятся отложения торгинской, сералахской, бюкской, кудулахской свит венда и толбачинская свита нижнего кембрия. На рис. 16 приведены типовые хроматограммы алкановых УВ.

В отложениях *торгинской свиты* (рис. 10) наблюдается бимодальное распределение алкановых УВ – первый максимум на C_{17}-C_{19} отвечает морским водорослям (тасманиты, сине-зеленые); доминирует второй, более высокомолекулярный максимум (C_{22}-C_{24}). Высокое значение отношения алканов C_{27}/C_{17} 1,22 указывает на участие мелководно-морских, возможно, бентосных водорослей. Последнее согласуется с тяжелым изотопным составом углерода метановой и ароматической фракций: δ^{13}нас-δ^{13}аром= -29 – -28,1‰. По соотношению изо- и н-алканов, стеранов, тритерпанов ОВ рассматривается как смешанное, формировавшееся в лагунных обстановках с повышенной соленостью, на что указывает гамацерановый коэффициент (G/H30 1,4). Отношения гопановых коэффициентов (Ts/Tm 1,82, Ts/Ts+Tm 0,64) соответствуют градации катагенеза $МК_3$.

Особенностью УВ состава *сералахской свиты* является пологое нефтяное распределение н-алканов с максимумом на C_{17} (рис. 16), соотношение нечетных к четным УВ по всему ряду <1, $CPI_{C22-C32}$=0,86–0,92, преобладают легкие УВ (S C_{13}-C_{17}/S C_{25}-C_{29}=5–11, nC_{27}/nC_{17}=0,08–0,16), что в совокупности с низким изопреноидным коэффициентом ($Ki=Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$=0,16–0,26) и стерановыми и гопановыми коэффициентами говорит о достаточно высокой преобразованности ОВ сералахской свиты (градации катагенеза – не ниже второй половины $МК_2$-$МК_3$). Литологический состав преимущественно терригенный, но возможно с карбонатной примесью, на что указывает незначительный 2-ой максимум в области C_{30} (рис. 4, 16).

В *бюкской свите* выделяются 2 нефтематеринские пачки, приуроченные к верхней телегеспитской и нижней ботуобинской частям разреза. В *ботуобинском горизонте* н-алканы имеют такое же пологое распределение, как и в сералахской свите, но максимум приходится на н-алкан C_{19}. (рис. 16). Судя по соотношению алкановых групп, ОВ ботуобинского горизонта представлено чисто фитопланктонным и смешанным (рис. 9), формирование которого протекало как в окислительных, так и восстановительных обстановках (Pr/Ph=0,53–0,58 и 1,2); дополнительные максимумы в области C_{24}, C_{26} могут указывать на восстановительный режим в диагенезе. Соленость вод ботуобинского

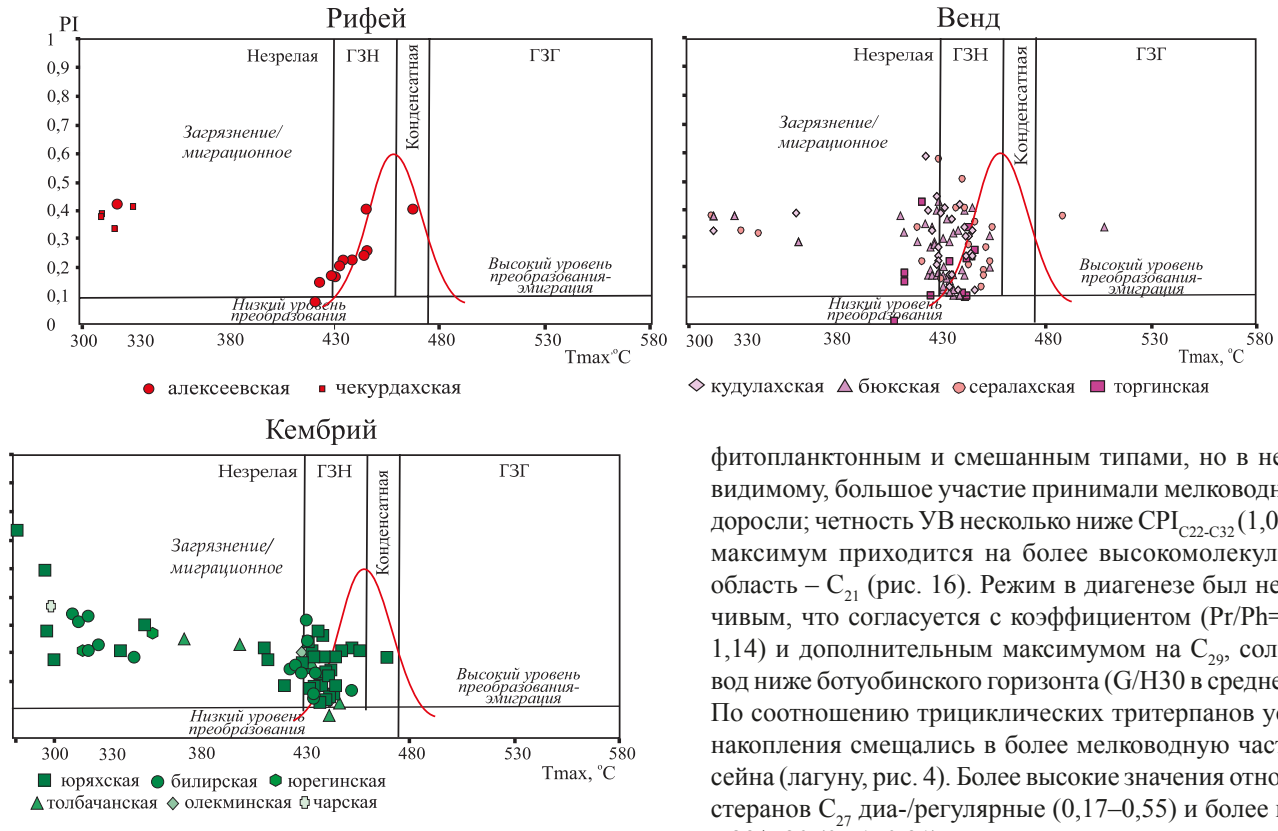


Рис. 15. Связь PI-Tmax в рифей-кембрийском комплексе Березовской впадины

горизонта была выше, чем в сералахском бассейне (отношение гаммацерана к гопану G/H30 3,5 и 1,1, соответственно). ОВ содержат повышенное количество легких УВ (ΣC_{13}-$C_{17}/\Sigma C_{25}$-C_{29}=1,9–9,3, nC_{27}/nC_{17}=0,09–0,4), $CPI_{C22-C32}$ около 1. Соотношения стеранов C_{27} диа-/регулярные (0,05–0,13) и Pr/Pr+Ph (0,35–0,55), повышенные отношения адиантана к гопану (H29/H30 0,77–1,12) указывают на более карбонатный состав нефтематеринских отложений ботуобинского горизонта. Вероятно, ОВ этих отложений формировалось в иных обстановках по сравнению с отложениями сералахской свиты и за счет других водорослей.

ОВ *телегеспитской пачки* по распределению н-алканов также, как и ботуобинское, представлено фитопланктонным и смешанным типами, но в нем, по-видимому, большое участие принимали мелководные водоросли; четность УВ несколько ниже $CPI_{C22-C32}$ (1,06–1,8); максимум приходится на более высокомолекулярную область – C_{21} (рис. 16). Режим в диагенезе был неустойчивым, что согласуется с коэффициентом (Pr/Ph=0,75 и 1,14) и дополнительным максимумом на C_{29}, соленость вод ниже ботуобинского горизонта (G/H30 в среднем 1,1). По соотношению трициклических тритерпанов условия накопления смещались в более мелководную часть бассейна (лагуну, рис. 4). Более высокие значения отношение стеранов C_{27} диа-/регулярные (0,17–0,55) и более низкие H29/H30 (0,71–0,91) говорят о терригенном составе этих отложений. В составе алканов преобладают легкие фракции ΣC_{13}-$C_{17}/\Sigma C_{25}$-C_{29}=1,5–1,8, nC_{27}/nC_{17}=0,5).

ОВ *кудулахской свиты* характеризуется чисто фитопланктонным составом, максимум приходится на относительно низкомолекулярную область C_{17}-C_{19} (рис. 16), довольно значительный дополнительный максимум C_{26} может указывать на восстановительный режим в диагенезе и, возможно, карбонатный состав; большинство отложений формировалось в основном в мелководных, лагунных обстановках, соленость вод в которых была несколько выше, чем в бюкском бассейне (G/H30 =0,9–2,5) (рис. 4). Преобразованность УВ кудулахской свиты (глубина 1,9–3,2 км) оказалась довольно высокой (T_{max} 435–447, среднее 442°C, очень низкий изопреноидный коэффициент Ki=0,16), вероятно, это связано с большей

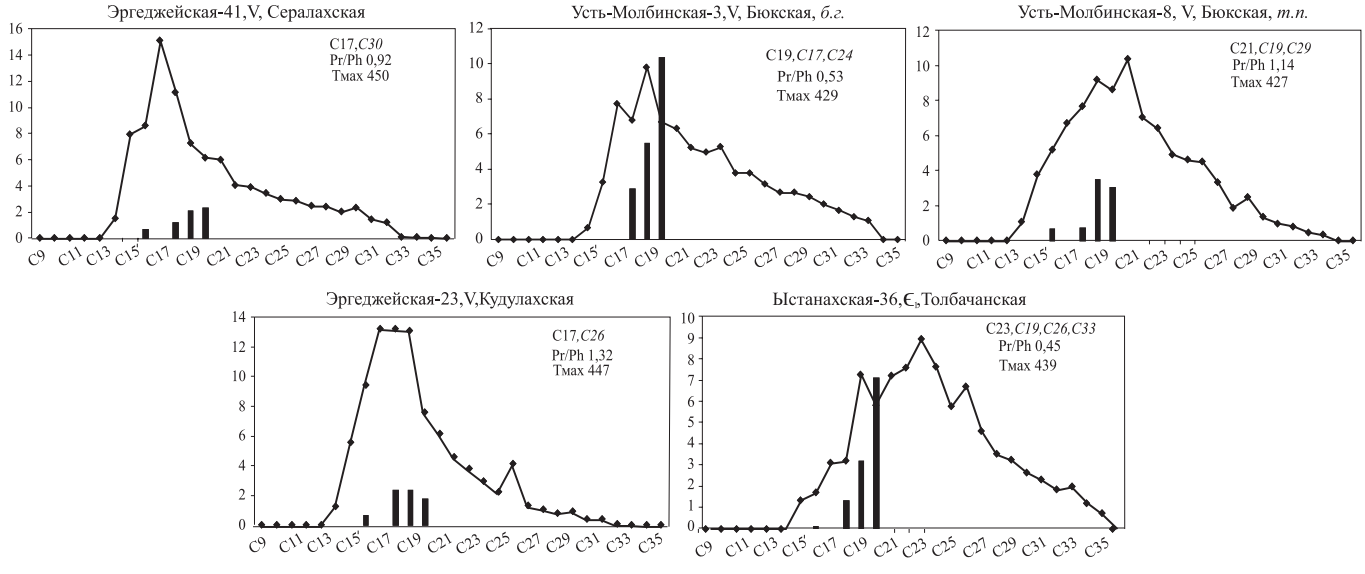


Рис. 16. Типовые хроматограммы алкановых УВ НМП Березовской впадины

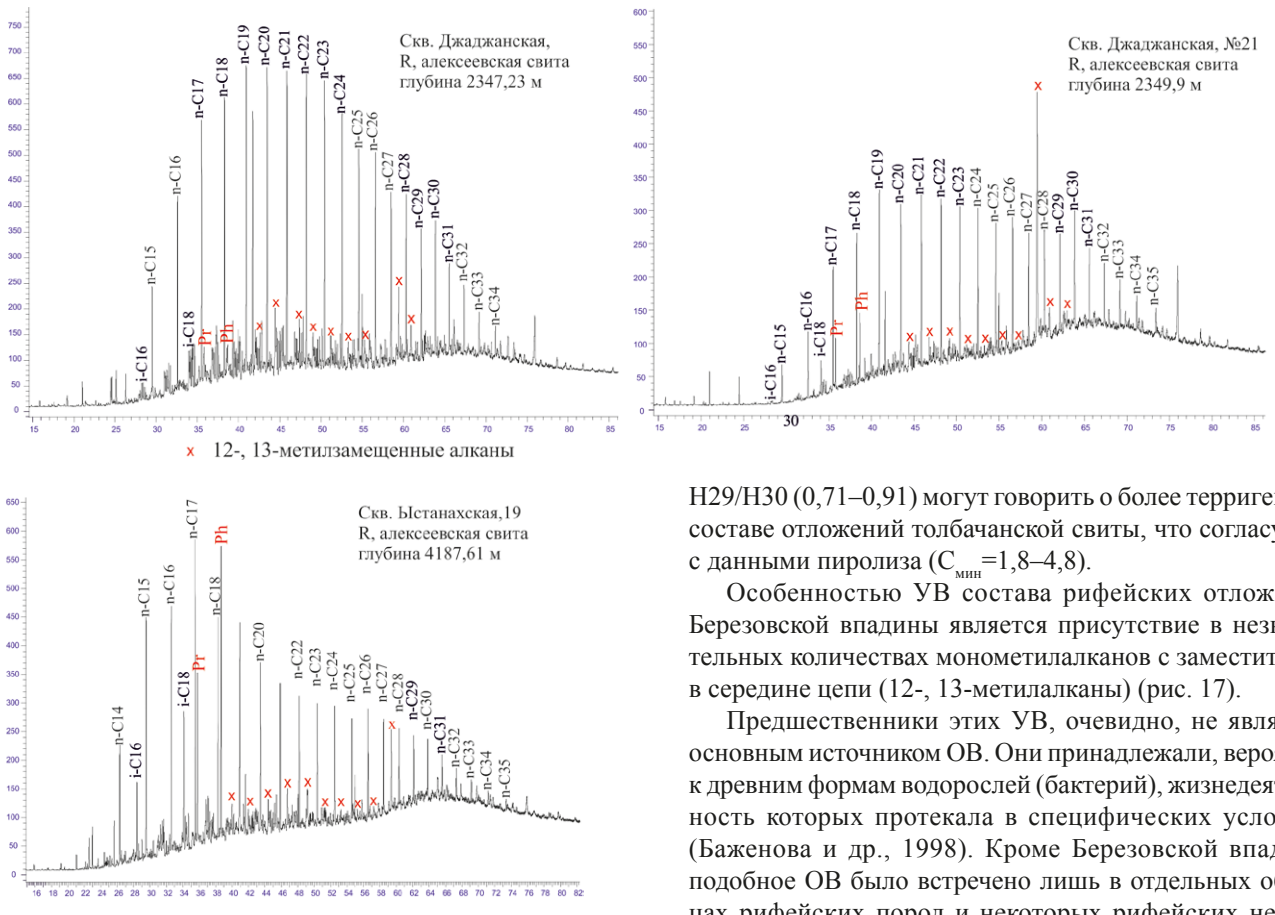


Рис. 17. Хроматограммы алкановых УВ образцов рифея

прогретостью недр в западной части Березовской впадины (скважины Бысахатская, Ю-Бысахатская, Эргджейская). По соотношению алканов и изоалканов (рис. 4) УВ занимают нижнюю часть диаграммы, отвечающую наиболее преобразованному ОВ.

УВ состав *толбачанской свиты* нижнего кембрия отличается от УВ вендских отложений. Распределении н-алканов носит пилообразный характер, что свойственно малопреобразованному ОВ, максимум приходится на C_{22} (рис. 16). Источником ОВ служили мелководно-морские водоросли, что хорошо видно на диаграмме группового состава алканов (рис. 9), в котором преобладают более тяжелые фракции (ΣC_{13}-$C_{17}/\Sigma C_{25}$-C_{29}=0,8, nC_{27}/nC_{17}=1,1); среди алканов преобладают нечетные УВ ($CPI_{C22-C32}$=1,05). Обстановки накопления, судя по соотношению алкановых УВ, трициклических терпанов и стеранов характеризовались мелководностью, в которых могло формироваться ОВ смешанного типа (рис. 4); соленость вод (G/H30) менялась от 0,7 до 2,8. Относительно низкие значения H29/H30 (0,71–0,91) могут говорить о более терригенном составе отложений толбачанской свиты, что согласуется с данными пиролиза ($C_{мин}$=1,8–4,8).

Особенностью УВ состава рифейских отложений Березовской впадины является присутствие в незначительных количествах монометилалканов с заместителем в середине цепи (12-, 13-метилалканы) (рис. 17).

Предшественники этих УВ, очевидно, не являлись основным источником ОВ. Они принадлежали, вероятно, к древним формам водорослей (бактерий), жизнедеятельность которых протекала в специфических условиях (Баженова и др., 1998). Кроме Березовской впадины подобное ОВ было встречено лишь в отдельных образцах рифейских пород и некоторых рифейских нефтях Куюмбинской площади (Баженова и др., 2006). В рифейских отложениях восточной части Сибирской платформы эти УВ не обнаружены (Дахнова и др., 2014).

Заключение

Геохимическое изучение рифей-нижнекембрийских отложений показало, что основной углеводородной системой Березовской впадины являются породы венда и преимущественно глинистые отложения сералахской свиты как наиболее обогащенная ОВ. Восстановление исходного содержания ОВ по методике (Peters et al., 1993) показало, что практически все изученные отложения от рифея до нижнего кембрия включительно содержали достаточно высокие концентрации ОВ (рис. 18). В соответствии с классификацией (Систематика..., 1998), глинистые и карбонатные породы с сапропелевым ОВ, находящиеся в начале мезокатагенеза, могут рассматриваться как нефтегазоматеринские с концентрацией ОВ более 0,1–0,2%.

Условия накопления отложений всего комплекса были достаточно близкими – это морской бассейн;

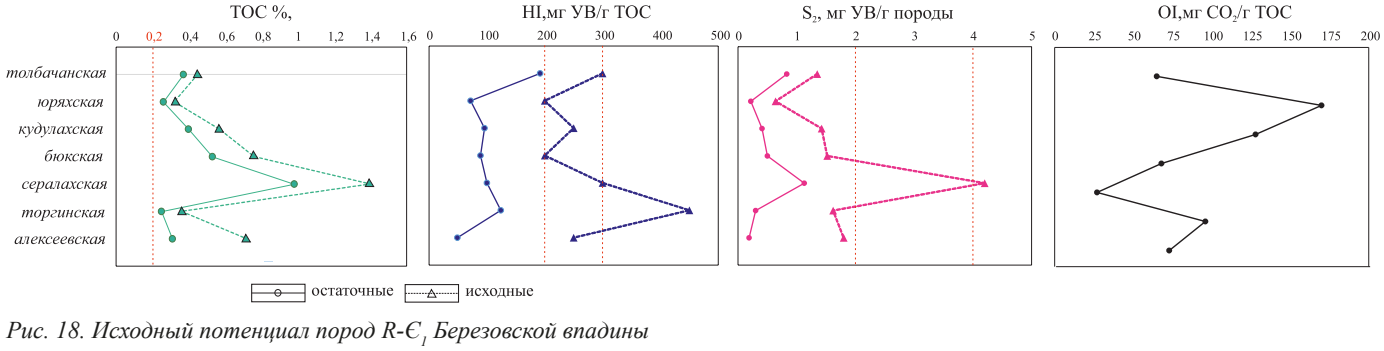


Рис. 18. Исходный потенциал пород R-$Є_1$ Березовской впадины

окислительно-восстановительный режим в диагенезе был нестабильным, иногда возникали аноксичные обстановки. Вместе с тем, вероятно, еще на стадии седиментации, ОВ было окислено, что в целом могло привести к снижению потенциала пород (по химическому строению исходный кероген II/III типа, низкие концентрации ОВ). Это обстоятельство (окисленность), возможно, послужило главной причиной относительно невысокого исходного генерационного потенциала: S_2 только в сералахской свите достигает в среднем более 4 кг УВ/т породы, что по классификации (Peters et al., 1994) отвечает категории «удовлетворительные» НМ породы. Остальные породы рассматриваются как «бедные» НМ породы (исходные значения S_2 1–2 кг УВ/т породы), неспособные к генерации значительных объемов УВ.

Источником ОВ послужили как фитопланктонные, так и мелководно-морские (возможно, бентосные) водоросли, что отразилось на углеводородном составе ОВ, вариации которого могут быть обусловлены участием разных водорослей – присутствие бентосных водорослей снижает генерационный потенциал ОВ.

Весь комплекс изученных отложений достиг условий главной зоны нефтеобразования, что подтверждается данными пиролиза и углеводородными коэффициентами. В породах достаточно широко развиты миграционные битумоиды и УВ, сходство которых с сингенетичным ОВ (по углеводородному составу они имеют близкие характеристики) может свидетельствовать о первичной миграции УВ. Наиболее интенсивное их проявление наблюдается в западных районах Березовской впадины, где породы изучаемого комплекса в полном объеме находились в условиях ГЗН.

Оценить роль рифейского комплекса по имеющимся у нас данным не представляется возможным, т.к. в породах алексеевской и чекурдахской свит встречено в основном миграционное ОВ – битумоиды и УВ, вплоть до нефтенасыщения в Джаджанской скв.10 (глубина 2433 м, чекурдахская свита). Несмотря на близость углеводородного состава отложений рифея и венда (максимумы н-алканов на C_{17} и C_{19}, преобладание среди циклических терпановых УВ, а в их составе – пентациклических), тяжелый изотопный состав говорит об ином исходном органическом материале в рифейских отложениях и, следовательно, собственном очаге нефтеобразования.

Таким образом, геохимическое изучение рифей-нижнекембрийских отложений показало, что при повышенных исходных содержаниях органического вещества во всем разрезе и близких условиях осадконакопления основным фактором, влияющим на потенциал отложений, являлся тип исходного ОВ и окислительно-восстановительный режим в диагенезе. Основной нефтепроизводящей толщей Березовской впадины являются породы венда (отложения сералахской свиты), при относительно «бедном» нефтегазоматеринском потенциале остальной части разреза.

Литература

Арефьев О.А., Забродина М.Н., Макушина В.М., Петров А.А. (1980). Реликтовые тетро-пентациклические углеводороды в древних нефтях Сибирской платформы. *Известия АН СССР*, *серия геол.*, 2, с. 135–140.

Баженова О.К., Арефьев О.А. (1998). Особенности состава биомаркеров докембрийского органического вещества Восточно-Европейской платформы. *Геохимия*, 3, с. 287–294.

Баженова О.К., Фадеева Н.П. (2006). Докембрийские нафтиды и тяжелые нефти древних платформ России. Сб.: Природные битумы и тяжелые нефти. *Межд. научно-практическая конф. к 100-летию со дня рождения профессора В.А.Успенского*. С.-Петербург, с. 33–39

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. (2011). Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности её домезозойского мегабассейна. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 6(2). http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf

Вассоевич Н.Б. (1982). О нефтематеринском потенциале.1982. Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов. М.: Наука, с. 5–9

Вотяков Р.В. (2013). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Березовской впадины (восточной части Предпатомской нефтегазоносной области). *Геология нефти и газа.* 2, с. 15–21.

Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В., Мялкина Ю.А., Назарова Е.С., Нечитайло Г.Е. (2010). Роль рифейских и вендских нефтематеринских толщ как поставщиков углеводородов в зоны нефтенакопления на юге Сибирской платформы. *Успехи органической геохимии: сб. матер. Всерос. науч. конф. ИНГГ им. А.А. Трофимука*. Новосибирск: ИНГГ, с. 129–132.

Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В. (2014). Генерационные характеристики ОВ и распределение биомаркеров в битумоидах нефтематеринских пород рифея, венда и кембрия Сибирской платформы. *Геология и геофизика,* 55(5-6), с. 953–962.

Иванова И.А. (2015). Геохимия органического вещества отложений Березовской впадины (Восточная Сибирь). *Нефтегазовая геология и практика*, 10, 3, с. 1–13. https://doi.org/10.17353/2070-5379/27_2015

Москвитин И.Е., Ситников В.С., Токин В.В. (1982). О перспективах нефтегазоносности Березовского прогиба. *Нефтегазоносные отложения Западной Якутии: сб. науч. тр.* Якутск: Я, с. АН СССР, с. 40–54.

Никишин А.М., Соборнов К.О., Прокопьев А.В., Фролов С.В. (2010). Тектоническая история района Сибирской платформы в венд-фанерозое. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология,* 1.

Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов (1998). Под ред. Шванова В.Н. СПб.: Недра, 352 с.

Тектоника, геодинамика и металлогения Республики Саха (Якутия) (2001). М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 571 с.

Frolov S.V. Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. (2015). Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*, 259, pp. 95–113. https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The Biomarker Guide, Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice Hall, 363 p.

Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. Ed. Magoon I.B., Dow W.G. *The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir 60,* pp. 93–120. https://doi.org/10.1306/M60585C5

Volkman J.K., Banks M.R., Denwer K., Aquino Neto F.R. (1989). Biomarker composition and depositional setting of Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia. *The 14th Int. Meet. on Organic Geochemistry*, Paris.

Сведения об авторах

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

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

Никита Владимирович Морозов – Эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. р. Мойки, 75-79, лит. Д

Елена Андреевна Бакай – 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, д. 1

Сергей Владимирович Фролов – кандидат геол.-мин. наук, доцент, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;
Принята к публикации 26.04.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geochemical background of Berezovsky depression oil and gas potential (Eastern Siberia)

N.P. Fadeeva[1], N.V. Morozov[2], E.A. Bakai[1], S.V. Frolov[1]*
[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[2]*Gazpromneft NTTs LLC, St. Petersburg, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Natalia P. Fadeeva, e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru*

Abstract. Berezovsky depression, located on the north-east of the Pre-Patom foredeep, is a promising target for hydrocarbon prospecting, as evidenced by oil and gas shows established while drilling, the presence of structures and natural reservoirs. However, this area has not yet been adequately explored due to the low drilling density. Geochemical study of organic matter (OM) of the Riphean, Vendian and Lower Cambrian sediments showed that the main oil and gas source rock is represented by terrigenous-carbonate Vendian deposits. Rocks of the Seralakh Formation possess highest initial and residual potential, as well as interlayers of rocks with heightened content of algal OM in the Vendian and Lower Cambrian sections. The oxidation of OM during sedimentation and the presence of bottom algae could have a negative impact on the generation potential of these deposits, which led to a decrease in OM concentrations and deterioration of kerogen; most likely, these factors determine the smaller resources of the Berezovsky depression. Probably, the study of the Riphean complex deserves attention, because there are oil-source rocks highly enriched in OM in the Middle and Upper Riphean of the south-west of the Baikal-Patom fold zone, the transformation of which is corresponded to peak of «oil window» – «gas window».

Key words: Berezovsky depression, oil source rocks, generation potential of organic matter, hydrocarbons

Recommended citation: Fadeeva N.P., Morozov N.V., Bakai E.A., Frolov S.V. (2021). Geochemical background of Berezovsky depression oil and gas potential (Eastern Siberia). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 44–55. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.4

References

Arefiev O.A., Zabrodina M.N., Makushina V.M., Petrov A.A. (1980). Relict tetra-pentacyclic hydrocarbons in ancient oils of the Siberian platform. *Izvestiya AN SSSR, seriya geol.*, 2, pp. 135–140. (In Russ.)

Bazhenova O.K., Arefiev O.A. (1998). Compositions of Biomarkers of Precambrian Organic Matter in the East European Platform. *Geochemistry International*, 3, p. 242.

Bazhenova O.K., Fadeeva N.P. (2006). Precambrian naphthides and heavy oils of ancient platforms of Russia. *Proc. Int. Sci.-Pract. Conf.: Natural bitumens and heavy oils.* St. Petersburg, pp. 33–39. (In Russ.)

Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. (2011). The Upper Proterozoic of the Siberian Platform is the main source of oil and gas content in its pre-Mesozoic megabasin. *Neftegazovaya Geologiya. Theoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 6(2). (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf

Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Mozhegova S.V. (2014). Generation characteristics of organic matter and distribution of biomarkers in bitumens of the Riphean, Vendian, and Cambrian source rocks of the Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5–6), pp. 953–962. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.018

Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Mozhegova S.V., Myalkina Yu.A., Nazarova E.S., Nechitailo G.E. (2010). Role of Riphean and Vendian oil source strata as suppliers of hydrocarbons to oil accumulation zones in the south of the Siberian platform. *Proc. AllRuss. Sci. Conf.: Advances in organic geochemistry*. Novosibirsk: INGG, pp. 129–132. (In Russ.)

Frolov S.V. Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. (2015). Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*, 259, pp. 95–113. https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018

Ivanova I.A. (2015). Geochemistry of organic matter in the sediments of the Berezovskaya depression (Eastern Siberia). *Neftegazovaya Geologiya. Theoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 10(3), pp. 1–13. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/27_2015

Moskvitin I.E., Sitnikov V.S., Tokin V.V. (1982). Prospects of oil and gas content of the Berezovsky trough. *Coll. papers: Oil and gas deposits of Western Yakutia*. Yakutsk: YaP SB AS USSR, pp. 40–54. (In Russ.)

Nikishin A.M., Sobornov K.O., Prokopyev A.V., Frolov S.V. (2013). Tectonic evolution of the Siberian Platform during the Vendian and Phanerozoic. *Moscow Univ. Geol. Bull*., 65, pp. 1–16. https://doi.org/10.3103/S0145875210010011

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The Biomarker Guide, Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice Hall, 363 p.

Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. Ed. Magoon I.B., Dow W.G. *The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir 60,* pp. 93–120. https://doi.org/10.1306/M60585C5

Taxonomy and classification of sedimentary rocks and their analogues (1998). Ed. Shvanova V.N., St. Petersburg: Nedra, 352 p. (In Russ.)

Tectonics, Geodynamics and Metallogeny of the Republic of Sakha (Yakutia) (2001). Moscow: MAIK " Nauka / Interperiodica", 571 p. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1982). On the oil source potential. Methods for assessing the oil and gas potential of sedimentites. Moscow: Nauka, pp. 5–9. (In Russ.)

Volkman J.K., Banks M.R., Denwer K., Aquino Neto F.R. (1989). Biomarker composition and depositional setting of Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia. *The 14th International Meeting on Organic Geochemistry*, Paris.

Votyakov R.V. (2013). Geological structure and oil and gas potential of the Berezovskaya depression (the eastern part of the Predatomskaya oil and gas region). *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 2, pp. 15–21. (In Russ.)

About the Authors

Natalia P. Fadeeva – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nikita V. Morozov – Expert, Gazpromneft NTTs LLC

75-79, lit. D, Moyka riv. bank., St.Petersburg, 190000, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Sergey V. Frolov – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 26 April 2021; Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.5

УДК 553.982

Верификация пиролитических данных при оценке потенциала и катагенетической преобразованности протерозойских низкоуглеродистых формаций Восточной Сибири

Е.Д. Сивкова[*]*, А.В. Ступакова, А.Г. Калмыков, Р.С. Сауткин, М.А. Большакова*

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

Древние докембрийские образования Восточной Сибири включают нефтегазоматеринские прослои, однако в большинстве случаев их нельзя отнести к высокоуглеродистым, т.к. фактическое содержание органического углерода в данных толщах невысоко и редко превышает 10%. Данный факт влияет на подход к интерпретации имеющихся геохимических результатов и способ отбора представительных образцов. Целью работы стало определение способов верификации пиролитических данных и оценка качества нефтегазоматеринских прослоев нижнего венда по результатам геохимических исследований. Выявлено, что перед анализом катагенетической преобразованности пород по параметру Tmax и определением типа органического вещества из выборки следует исключить пробы с низким генерационным потенциалом или с наличием вторичных эпигенетичных битумоидов, присутствие в разрезе которых подтверждено, и свидетельствует о наличии активной миграции УВ-флюидов в пределах бассейна. После проведения верификации данных произведена оценка нефтегазоматеринских свойств, согласно которой нефтегазоматеринские прослои нижневендского комплекса имеют удовлетворительный и высокий генерационный потенциал с преимущественно вторым типом органического вещества и низкой зрелостью в большей части территории бассейна. Зоны нефтяного и газового окон расположены в пределах крупных впадин и прогибов. Отмечается локальный прогрев в областях активного развития разломов, за счет внедрения интрузий и действия гидротерм.

Ключевые слова: верификация пиролитических данных, пиролиз, Лено-Тунгусский бассейн, генерационный потенциал, катагенетическая преобразованность, нижний венд, докембрийские толщи

Для цитирования: 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: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.5

Введение

Нефтегазоносность терригенной части вендских отложений установлена еще в начале 1950-х годов в результате геологоразведочных работ на территории Ангаро-Ленской ступени и Присаяно-Енисейской синеклизы. В процессе дальнейшего изучения территорий Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, Катангской седловины и Ангаро-Ленской ступени открыт ряд месторождений, которые подтверждают промышленную значимость терригенной части вендского комплекса Сибирской платформы. Однако дискуссии об источниках углеводородных флюидов, заполняющих вендский резервуар, ведутся и по сей день.

Долгое время считалось, что единственным источником, генерировавшим углеводороды Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна (НГБ) Сибирской платформы, являются породы рифейского нефтегазоносного комплекса (НГК), главным образом карбонатные: глинистые доломиты, аргиллиты, строматолитовые известняки (Конторович и др., 1996).

Однако ряд последних исследований, включающих биомаркерный анализ нефтей, доказал вклад вышележащих вендских отложений, обогащенных органическим веществом, в формирование нефтегазоносности Лено-Тунгусского НГБ (Баженова и др., 2014). Объектом исследования статьи выступают терригенные отложения нижнего венда, оценка нефтегазоматеринских качеств и генерационного потенциала которого проведена на основе анализа собранных результатов геохимических исследований.

Для анализа нефтегазоматеринского потенциала пород вендского нефтегазоносного комплекса Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна использовалась геохимическая информация различных источников: данные диссертаций (Филиппцов, 2015; Тимошина, 2005), данные отчетов (СНИИГГиМС), результаты работа коллектива кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ и др. Для проведения исследования из всего объема собранных и систематизированных данных отобраны результаты 241 пробы нижневендских отложений из скважин преимущественно центральной части Сибирской платформы (рис. 1).

Способы оценки качества и свойств нефтегазоматеринских прослоев

Один из наиболее эффективных методов количественной оценки величины нефте- и газообразования при эволюции органического вещества разработан В.А. Успенским и О.А. Радченко (1947) и использован в работе аппарата Rock-Eval, где при постепенном нагревании происходит термическое разложение образца, в ходе которого

[*] Ответственный автор: Екатерина Дмитриевна Сивкова
e-mail: e.sivkova@oilmsu.ru

© 2021 Коллектив авторов

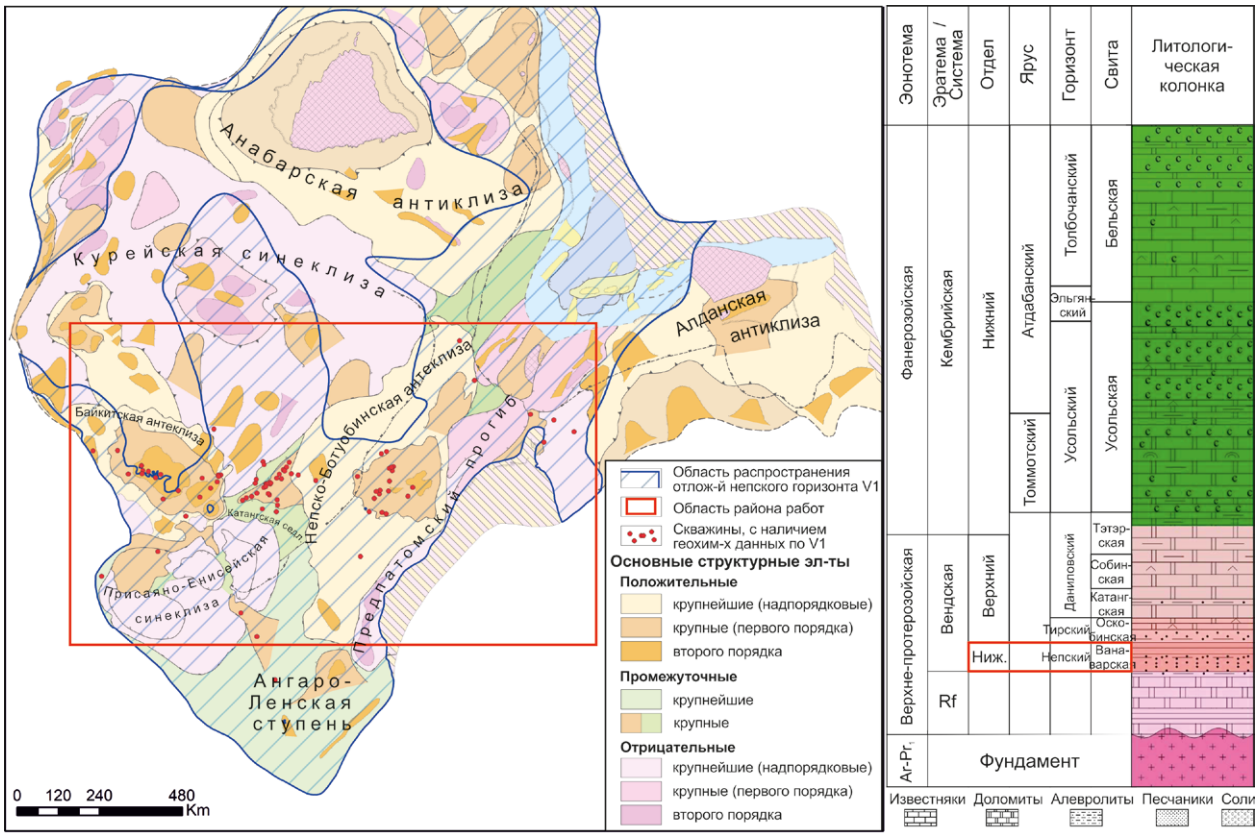


Рис. 1. Структурно-тектоническая карта (Старосельцев и др., 2015, с изменениями) и сводная лито-стратиграфическая колонка с выделением области и интервала исследования

происходит испарение несколько групп компонентов, маркируемое появлением на пирограмме пиков: S_1, S_2 и S_3 (Espitalie, 1985).

Пик $\mathbf{S_1}$ соответствует выходу свободных и сорбированных углеводородов (УВ), составляющих нефти и растворенные в них газы, и характеризует объем уже сгенерированных УВ, находящихся в поровом пространстве породы. Параметр $\mathbf{S_2}$ отражает остаточный генерационный потенциал породы и характеризует объем УВ, который может быть сгенерирован в будущем в ходе дальнейшей естественной эволюции при полной реализации нефтематеринского потенциала ОВ породы. По сумме показателей S_1 и S_2 определяется общий генетический потенциал, которые способна реализовать изучаемая нефтегазоматеринская порода.

Температура, при которой отмечается наибольшая интенсивность выхода УВ при термолизе, обозначается как **Tmax** и характеризует степень катагенетической преобразованности ОВ породы.

Пик $\mathbf{S_3}$ фиксирует количество выделившихся углекислого и угарного газов (CO и CO_2). По количеству образовавшихся углеродсодержащих соединений CO, CO_2 и УВ рассчитывается общее содержание органического углерода в породе **Сорг** (TOC), которое крайне важно при определении качества изучаемой нефтегазоматеринской толщи (НГМТ). Помимо этого, дополнительно рассчитываются водородный индекс HI и кислородный индекс OI (Тиссо, Вельте, 1981).

Для проведения пиролиза (термолиза) применяют пиролизаторы и пироприставки нескольких научных марок: наиболее распространены Rock Eval 6 (Vinci Technologies, Франция) и HAWK (Wildcat Technology, США), также используют SR Analyser (Weatherford Laboratories, США), EGA/PY-3030D (Frontier Lab, Япония), ТМС (Ярославль, Россия), Масс-спектрометрический аналитический комплекс «Литотерм-1000» (Винэкс, Беларусь) и др. Перед началом исследования для контроля точности измерений производят стандартную процедуру калибровки прибора на эталонном образце, после чего процедуру пиролиза проводят согласно аттестованной методике в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений».

Верификация имеющихся пиролитических данных

Ввиду использования данных различных источников, к их интерпретации стоит подходить с особым вниманием и анализировать значения, не вызывающие сомнений в их корректности получения и дальнейшего применения. Поэтому перед началом аналитической части работы к имеющимся данным были применены определенные фильтры, исключающие значения, которые могут некорректно повлиять на общий объем анализированных данных.

В первую очередь стоит учесть первичный фильтр использования результатов пиролиза, указанный разработчиками прибора Rock-Eval. При содержании TOC в породе менее 0,3 % и выходе УВ в пике S_2 менее 0,09 мг УВ/г породы возрастает разброс измеряемых значений, а значит полученные результаты следует считать непригодными для оценки нефтегазогенерационных свойств пород (Тиссо, Вельте, 1981; Лопатин, Емец, 1987). Таким образом, для оценки генерационного потенциала, типа и зрелости ОВ используются только результаты пиролиза по

образцам с содержанием органического углерода (TOC) превышающим 0,3% и значением S_2 свыше 0,09 мг УВ/г породы.

Однако для использования значений параметра Tmax применяются более жесткие критерии отбора. В некоторых случаях при низком остаточном генерационном потенциале и небольших значениях содержания Сорг пирограмма в пределах зоны определения параметра S_2 не имеет ярко выраженного пика – более пологий или раздвоенный пик (рис. 2). Тогда время замера Tmax может быть определено с ошибкой, а его численное значение иметь искаженную величину (Филипцов, 2015). В таких случаях, когда величина пика S_2 не превышает 1 мг УВ/г породы и содержание органического углерода не превышает 1%, использование численного значения параметра Tmax некорректно и может привести к искаженной оценке степени катагенетической преобразованности породы.

Необычно низкие значения Tmax для изучаемых проб могут быть связаны с наличием вторичных битумов. Часто они имеют низкую степень катагенетической преобразованности и совместно с углеводородными флюидами могут при пиролизе сформировать смещенный или раздвоенный S_2 пик с необычно низкими Tmax (Филипцов, 2015). Появление второго пика S_2' обуславливается вкладом смолистых компонентов аллохтонных битумоидов (Басалаева, 2015). При сравнении пирограмм до и после экстракции (рис. 2б) выявлено, что после экстракции пик S_2' практически исчезает, а конфигурация пика S_2 уменьшается и смещается в правую сторону (Козлова и др., 2015). Образцы с присутствием аллохтонных битумоидов и наличием второго пика S_2' на пирограмме в большинстве случаев характеризуются пониженными значениями Tmax. Поэтому при анализе необходимо использовать экстрагированные пробы пород.

Наличие аллохтонных битумоидов в исследуемом интервале пород можно определить по рассогласованию между показаниями параметров HI и Tmax. Показания HI связаны со степенью реализации нефтегазогенерационного потенциала – при возрастании катагенетической преобразованности органическое вещество претерпевает карбонизацию, а его водородный индекс HI и показатель S_2 стремятся к нулю (Филипцов, 2015). Показания Tmax при этом должны иметь повышенные значения, характерные для зрелого ОВ. В противном случае высокие значения водородного индекса HI и, напротив, заниженные значения температуры максимального выхода углеводородов при крекинге керогена Tmax свидетельствуют об аллохтонном происхождении битумоидов этих образцов (Басалаева, 2015).

Подобная зависимость отмечается и при «эффекте Эспиталье», когда пониженные значения Tmax отмечаются при высоких показаниях S_1, что говорит о присутствии свободных УВ в незрелой (по показаниям Tmax) нефтегазоматеринской породе, что также является достоверным критерием присутствия эпигенетичных жидких углеводородов (Лопатин, Емец, 1988).

Присутствие в породе мигрировавших битуминозных компонентов можно выявить на основе распределения концентраций хлороформенных битумоидов среди образцов. Битумоиды представляют собой компоненты органического вещества, извлекаемые из него и породы органическими растворителями (хлороформом, бензолом, петролейным эфиром, ацетоном, спирто-бензолом и др). В практике геохимических исследований обычно используется хлороформ, экстрагирующий наиболее нейтральные, близкие к нефти по составу фракции ОВ – хлороформенные битумоиды (ХБ). В.А. Успенским в 1958 г. была установлена закономерность, что «с увеличением доли битуминозных компонентов в ОВ пород уменьшается его содержание» или с увеличением дисперсности ОВ доля битумоидов в нем растет. Позднее Н.Б. Вассоевич установил подобную обратную зависимость для ОВ современных осадков (рис. 3). Соблюдение этой закономерности является основой для выделения автохтонных или сингенетичных битумоидов, а зависимость между битумоидным коэффициентом (β) и содержанием Сорг называется зависимостью Успенского-Вассоевича. (Успенский и др., 1966; Вассоевич, 1958; Вассоевич и др., 1984):

$$\beta = (ХБ/Сорг) \cdot 100\ \%.$$

В случаях, когда закономерность соблюдается, и с ростом содержания Сорг уменьшается доля битумоидного коэффициента, битумоиды относят к ***автохтонным***, т.е находящимся на месте своего возникновения в адсорбированном состоянии. При этом коэффициент битуминозности автохтонных битумоидов не должен превышать 20–25%.

В случаях, когда закономерность Успенского-Вассоевича не соблюдается, а битумоидный коэффициент

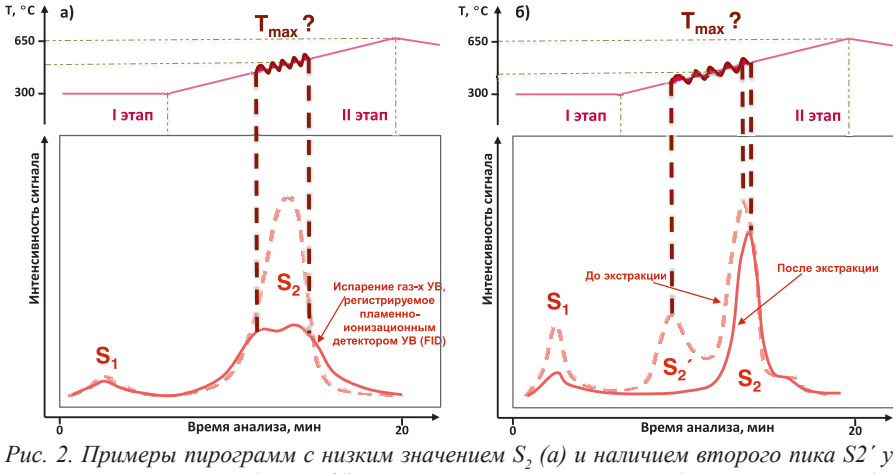


Рис. 2. Примеры пирограмм с низким значением S_2 (а) и наличием второго пика $S2'$ у неэкстрагированного образца (б), отражающие сложность выделения пика выхода УВ и определения времени замера температуры

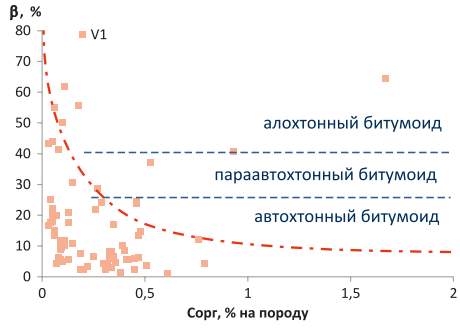


Рис. 3. Зависимость битумоидного коэффициента (β) от содержания органического углерода в отложениях нижнего венда из скважин и обнажений Восточно-Сибирского НГБ

превышает 25%, битумоиды относят к паравтохтонному или аллохтонному типам. ***Парааавтохтонные*** битумоиды претерпели незначительные перемещения внутри толщи, т. е. уже утратили связь с исходным ОВ, однако находятся в непосредственной близости от места образования и не покинули толщу в целом. Объем парааавтохтонных битумоидов включает в себя автохтонные битумоиды и миграционную часть битумоидов соседнего участка. Их битумоидный коэффициент составляет 25–45%. ***Аллохтонные*** битумоиды не имеют генетической связи с вмещающей толщей, а высокие значения битумоидного коэффициента β > 40–50% являются надежным показателем эпигенетичности битумоидов (Баженова и др., 2000).

С использованием данной зависимости рассмотрено содержание эпигенетичных битумоидов в породах нижневендского комплекса для изучения путей и возможности миграции аллохтонных битумоидов в нижневендский резервуар. Часть образцов вписывается в зависимость Успенского-Вассоевича (рис. 3) и имеет пониженное значение битумоидного коэффициента β. Однако также присутствуют и образцы, не удовлетворяющие этим критериям, что свидетельствует об их эпигенетичности и, вероятно, связано с накоплением битуминозных компонентов, мигрировавших из смежных более обогащенных органическим веществом осадков (Успенский и др., 1966) рифейского и ранневендского возраста. Помимо этого, у проб нижневендского комплекса выявлена зависимость увеличения содержания битумоидных компонентов с увеличением глубины (рис. 4), и это говорит о том, что изучаемые формации «набирали преобразованность» при постепенном погружении бассейна на фоне редких менее значительных (по сравнению с позднерифейским аплифтом) воздыманий.

Возвращаясь к верификации пиролитических параметров, величина Tmax в значительной степени зависит от присутствия мигрировавших битумоидов. Поэтому при интерпретации результатов пиролиза и анализа полученных значений параметра Tmax стоит учитывать возможность наличия в образцах некоторого количества вторичных битумов, являющихся эпигенетичными с ОВ, и при наличии подтверждающих это битуминологических исследований исключать такие образцы из выборки.

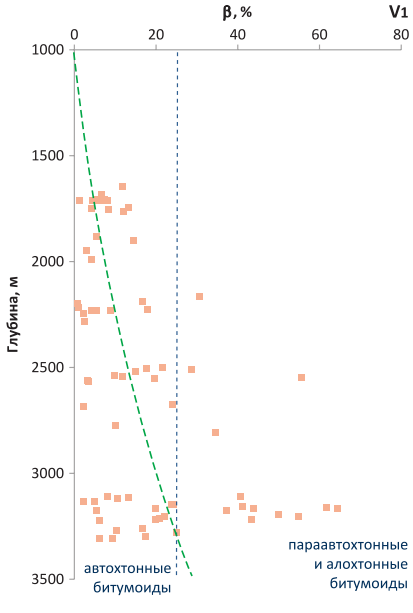


Рис. 4. Зависимость изменения битумоидного коэффициента с глубиной проб нижнего венда

Таким образом, перед началом анализа генерационного потенциала ОВ пород из общего объема данных исключены пробы с содержанием ТОС ниже 0,3% и S_2 ниже 0,09 мг УВ на г породы. А перед началом анализа катагенетической преобразованности пород по параметру Tmax и определением типа ОВ исследуемых интервалов были исключены пробы, имеющие:

- содержание ТОС<1%;
- величину S_2<1 мг УВ/г породы;
- пробы с высокими значениями HI и S_1 при нехарактерно низких Tmax;
- пробы с присутствием эпигенетичных битумоидов, при несоблюдении зависимости Успенского-Вассоевича и значениях битумоидного коэффициента β>40–50%.

Для наглядного представления значимости применения данных фильтров на рис. 5 представлено сравнение двух графиков до и после исключения из исследования вышеописанных групп.

Анализ пиролитических параметров, оценка качества и преобразованности НГМТ

Нельзя отрицать тот факт, что основной вклад в нефтегазоносность венд-кембрийского комплекса Лено-Тунгусского НГБ несут рифейские нефтегазоматеринские толщи. Однако толщи, способные генерировать углеводороды, присутствуют также в вышележащих породах нижнего венда, в основном в интервалах непского и тирского горизонтов (Баженова и др., 2011). Рассмотрим генерационные возможности нижневендских преимущественно терригенных отложений и их вклад в нефтегазоносность бассейна в качестве нефтегазоматеринской толщи.

Нефтегазоматеринские формации нижнего венда представлены темноцветными глинистыми и глинисто-карбонатными отложениями. Улучшенными нефтегазоматеринскими свойствами обладают: ванаварская свита, распространенная в пределах Байкитской антеклизы и Катангской седловины, непская и нижнемотская свиты – в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, торгинская и сералахская свиты, расположенные в области северного окончания Предпатомского прогиба (рис. 1).

Для оценки генерационного потенциала отложений используются значения общего содержания органического углерода (ТОС, total organic carbon) и суммы пиков S_1 и S_2, определяющей общий объем углеводородов, сгенерированных при полной реализации нефтематеринского потенциала ОВ в процессе эволюции НГБ. Для наглядности связь двух параметров представляют в виде графика, с помощью которого можно классифицировать нефтегазоматеринские породы по величине генерационного потенциала как: удовлетворительный или потенциальный, высокий и очень высокий потенциал исследуемой материнской формации.

Породы непского горизонта имеют относительно низкие значения содержания ТОС (рис. 6). Содержание органического углерода не превышает 1% в 85% проанализированных образцов. Пробы с повышенным содержанием ТОС тяготеют к районам Катангской седловины, восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы и северного окончания Предпатомского краевого прогиба. Однако даже при рассмотрении проб с преобладающим содержанием ТОС, его содержание колеблется в пределах

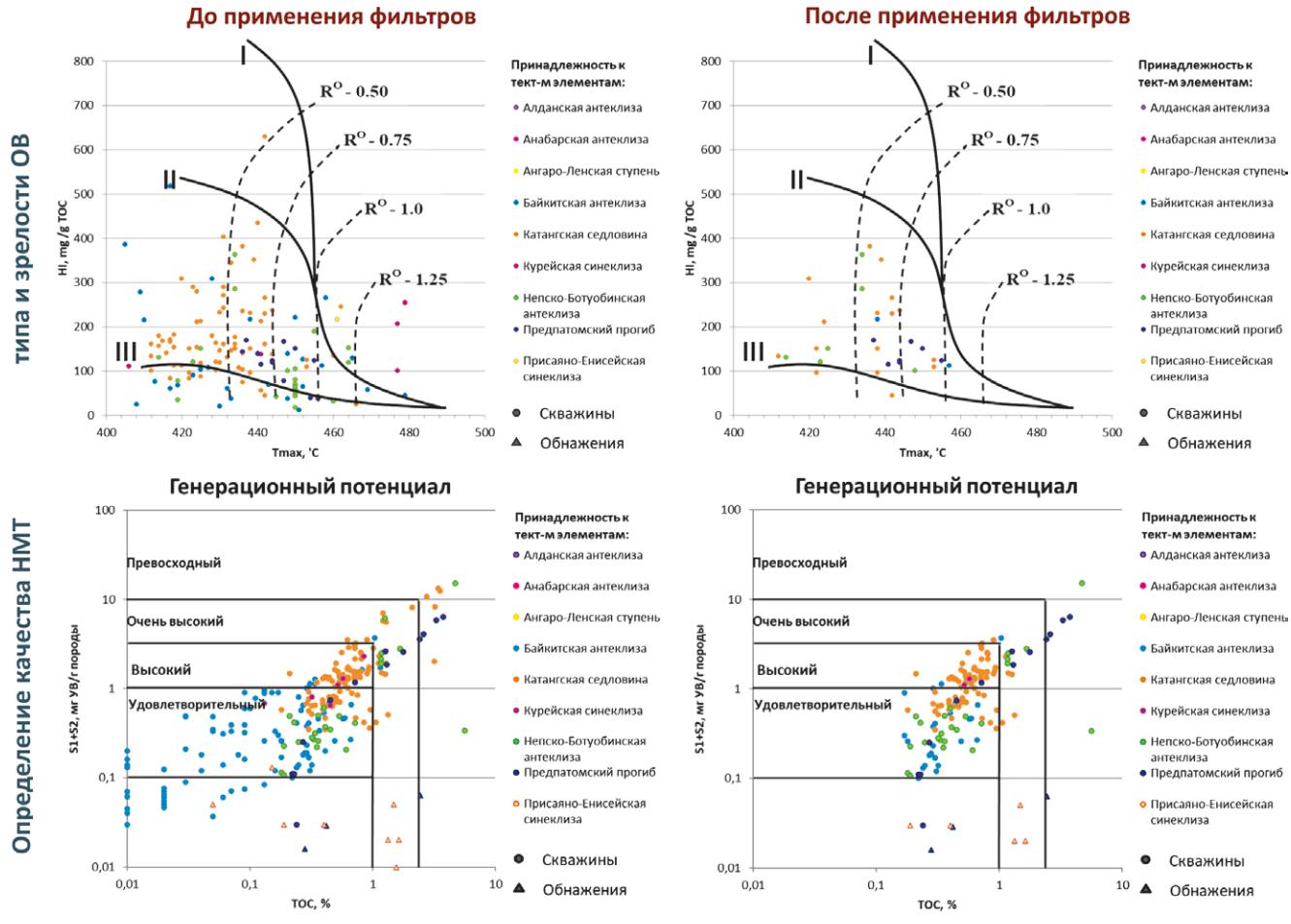


Рис. 5. Сравнение модифицированных диаграмм Ван-Кревелена и графиков оценки генерационного потенциала до и после применения фильтров

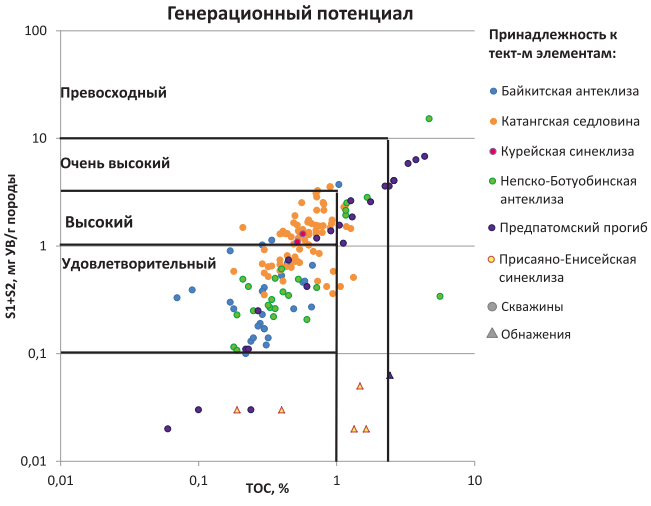


Рис. 6. Генерационный потенциал нижневендских отложений

от 1 до 3,5% и лишь в единичных случаях достигает 4,5–5,5%. Данное распределение связано с разнообразием обстановок накопления отложений непского горизонта.

Процентное соотношение меняется при анализе параметра S_1+S_2. Значением равным или превышающим 1 мг УВ на г породы здесь обладает 41% проб, тем самым определяя генерационный потенциал непского горизонта как удовлетворительный и высокий.

Ya графике с определением генерационного потенциала пород (рис. 6) можно отметить боковой тренд, представленный главным образцом пробами из обнажений Предпатомской и Присаяно-Енисейской областей. Такое положение проб объясняется тем, что данные образцы отобраны достаточно близко к поверхности, ввиду чего были в значительной степени подвержены процессам выветривания. Летучие УВ ушли из пород обнажений, тем самым снизив значения пика S_1, характеризующего содержание свободных УВ. При высоких значениях ТОС низкие значения суммы пиков S_1 и S_2 смещают график в правую сторону относительно общего тренда.

Замеры содержания ТОС, показанные на графике (рис. 6), также вынесены на схему (рис. 7), согласно которой пробы с повышенным содержанием органического вещества отнесены главным образом к двум зонам: зона Катангской седловины и восточный склон Непско-Ботуобинской антеклизы в зоне сочленения с Предпатомским прогибом. Перспективность Предпатомского прогиба с точки зрения источника УВ-флюидов также описана в работах Ларичева А.И. с соавторами (1987) и Баженовой Т.К. с соавторами (2014). Повышенные содержания ТОС связывают с соответствующими обстановками осадконакопления, в которых могли накапливаться материнские прослои. Зоны с повышенными значениями ТОС также могут быть расширены в прилегающие районы с аналогичными палеофациальными условиями, где также предполагается накопление ОВ в повышенных концентрациях, что однако не всегда подтверждено фактическим материалом из-за большой глубины залегания нижневендских интервалов. Например, повышенное содержание ТОС также

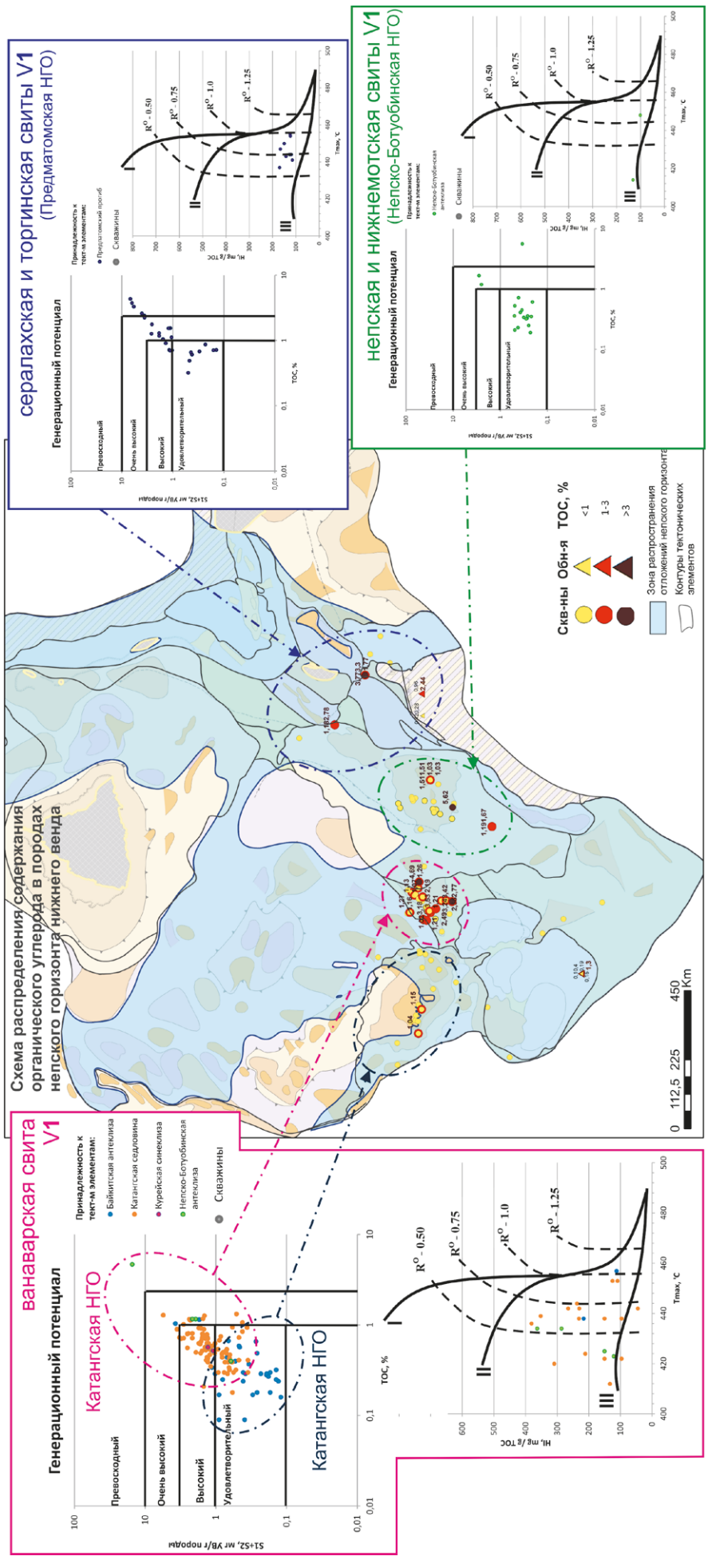


Рис. 7. Схема с распространением точек замеров ТОС пород непского нижневендского горизонта из скважин и обнажений

предполагается в районе Курейской синеклизы и Предпатомского прогиба. Однако скважинные данные в этих районах отсутствуют, и мы можем полагаться только на палеофациальные карты, построенные по картам изопахит (Сивкова и др., 2018; Ларичев, Чеканов, 1987) с использованием метода мощностей и экстраполированных данных сверхглубоких скважин.

Для определения типа ОВ использовалась диаграмма с применением пиролитических параметров HI, Tmax. Однако тип ОВ вендских НМТ в большинстве случаев определить достаточно сложно. Древние вендские формации имеют длинную геологическую историю и вследствие этого высокую степень преобразованности, которая отражается в низких современных значениях параметра HI. Пониженные значения водородного индекса HI смещают вниз точки проб на диаграмме (рис. 8). Однако исходный водородный индекс НГМТ непского горизонта был значительно выше (около 350–400 мг на г Сорг), что позволяет отнести ОВ нижневендских формаций к сапропелевому II типу. Смещение в зону III типа также может быть связано с влиянием процессов окисления на ранних стадиях диагенеза. Данное заключение удачно демонстрируется на диаграмме с отношением параметров HI и OI, где влияние Tmax исключено. Пробы, находящиеся в зоне III типа, имеют повышенные значения кислородного индекса, что свидетельствует о наличии окисления (рис. 9).

Важно упомянуть, что истинный (гумусовый) третий тип ОВ в НГМТ вендского возраста абсолютно невозможен, т. к. в додевонское время высшая растительность еще не существовала, а значит и не происходило накопление ОВ гумусового третьего типа. По этой же причине вендский интервал лишен прослоев углей, а следовательно, и витринита, определение отражательной способности которого является ключевым и наиболее точным методом оценки катагенетической преобразованности пород (Соболева, Гусева, 2010).

При отсутствии значений показателя отражения витринита Ro оценка катагенетической

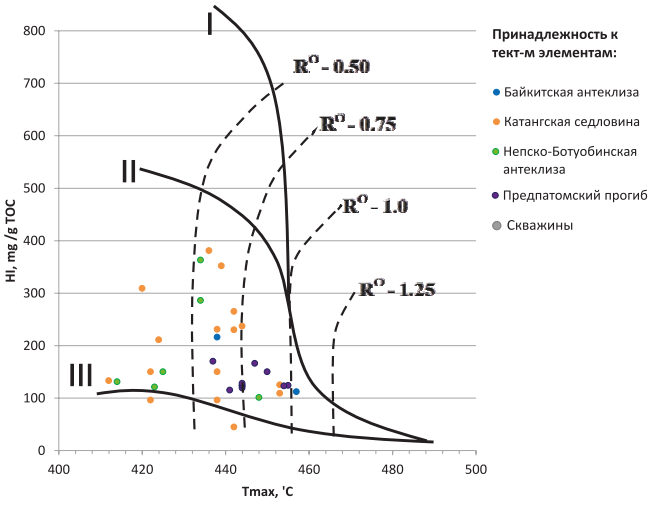


Рис. 8. Диаграмма с соотношением параметров HI-Tmax образцов нижневендских НГМТ

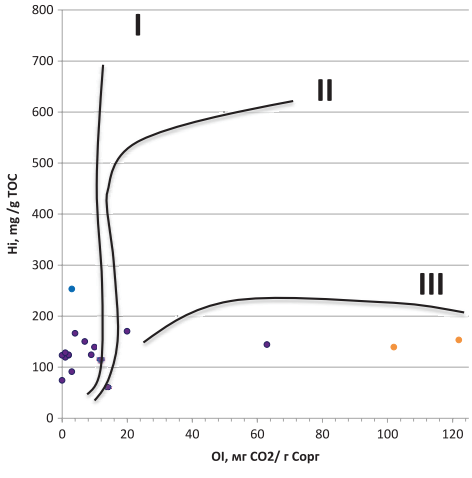


Рис. 9. Диаграмма с соотношением параметров HI-OI образцов нижневендских НГМТ

преобразованности возможна на основе значений пиролитического параметра Tmax, а также по данным анализа элементного состава керогена.

Важно еще раз упомянуть, что при оценке показаний Tmax использовались значения с применением фильтров, описанных в части верификации геохимических данных, для исключения некорректных значений из объема анализируемых проб.

Около 60% анализируемых проб имеют низкие значения Tmax (менее 440°C), определяя степень зрелости органического вещества преобладающего объёма проб как низкую. На большей части территории бассейна вендские НГМТ еще не достигли «нефтяного окна». Однако в общем объеме анализируемых проб присутствуют и те, что характеризуют прослои нижнего венда с повышенным содержанием ОВ как зрелые или попадающие в зону нефтяного окна. Согласно диаграмме HI-Tmax (рис. 8) такие точки образцы присутствуют в районах Катангской седловины, Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского прогиба.

Для подкрепления пиролитических данных в определении степени зрелости ОВ нижневендских формаций, а также определения градации катагенеза по Конторовичу (1964) использованы результаты элементного состава керогена, а именно соотношение содержаний в органическом веществе углерода ($C^{ОВ}$), водорода ($H^{ОВ}$) и общей доли азота ($N^{ОВ}$), кислорода ($O^{ОВ}$) и серы ($S^{ОВ}$). Для этого была использована тригонограмма, основанная на модели эволюции элементного состава керогена основных генетических типов в катагенезе (Конторович, 1964; Богородская и др., 2005). Однако определение генетических типов по данной тригонограмме некорректно для протерозойских пород, т.к. разделение ОВ венда на аквагенное и терраген-ное невозможно, ввиду отсутствия последнего и наличия единого аквагенного источника ОВ для вендких толщ. Поэтому поля эволюции элементного состава керогена на тригонограмме нанесены пунктиром и не учитываются в анализе (рис. 10). Важно упомянуть, что согласно мнению авторов модели (Богородская и др., 2005) ее применение наиболее эффективно для высококонцентрированных разностей с содержанием органического вещества выше 0,4–0,5%. Породы с низким содержанием ОВ, представленного главным образом, окисленными сорбированными формами, часто имеют пониженные концентрации водорода, смещая маркеры данных проб. Поэтому при анализе из общего объема исключены образцы с низкими значениями Сорг на породу.

Согласно тригонограмме (рис. 10) преобладающая часть исследуемых образцов (70% от общего объема), принадлежащих к разрезам непского горизонта в пределах Катангской седловины и Непско-Ботуобинской антеклизы, вмещает ОВ, находящееся в начальной зоне нефтеобразования, попадая в область $МК_1$ по градации Конторовича. Меньшая часть проб соответствует стадии $МК_2$ и по степени преобразованности должна находиться в зоне нефтяного окна.

Принцип определения зрелости по элементному составу керогена в этой тригонограмме основан на том, что при трансформации ОВ активно расходуется водородная составляющая, а концентрация водорода при этом увеличивается. Поэтому при построении схемы катагенетической преобразованности вендских отложений использованы значения доли углерода в органическом веществе, а образцы со значением $C^{ОВ}$, превышающим 77%, отнесены к достаточно преобразованным для генерации жидких УВ.

С учетом содержания углерода в органическом веществе ($C^{ОВ}$), а также значений Tmax и анализа структурных карт положения поверхностей рифейского и вендского комплексов построена схема катагенетической

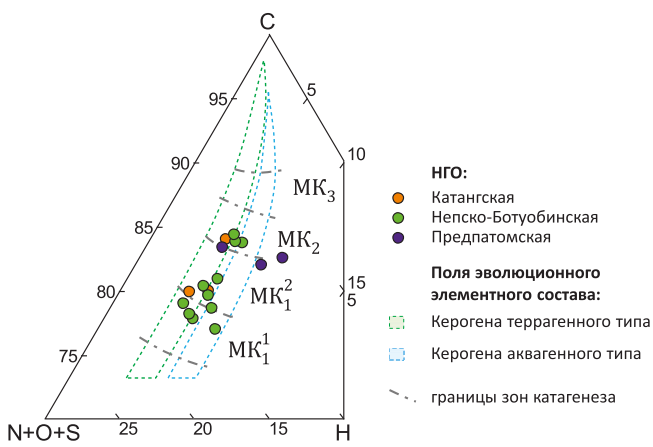


Рис. 10 Тригонограмма элементного состава керогена образцов нижнего венда в %, основанная на модели эволюции элементного состава керогена в катагенезе (Конторович, 1964; Богородская и др., 2005).

преобразованности пород вендского комплекса (рис. 11). На схему вынесены параметры, используемые при определении зрелости ОВ нефтегазопроизводящих пород: значения Tmax по результатам пиролиза и содержание углерода в ОВ, полученное по результатам определения элементного состава. В таблице 1 приведены параметры, использованные при построении схемы и соответствующие основным границам. Значения показателя отражения витринита при построении не использовались (ввиду отсутствия таковых), однако приведены в таблице для удобства типизации и указаны согласно шкале Н.Б. Вассоевича (1984) (Неручев и др., 1976).

В большей части территории бассейна НГМТ еще не достигли «нефтяного окна». На схеме зоны с низкой зрелостью ОВ выделены серым оттенком и относятся к областям крупных поднятий районов Байкитской, Непско-Ботуобинской, Ангарской и Алданской антеклиз. Желтым цветом обозначены области начала нефтяного окна, где генерация жидких УВ возможна лишь в небольшом объеме. Зоны нефтяного и газового окон расположены в наиболее погруженных районах Курейской и Присаяно-Енисейской синеклиз, а также Предпатомского и Лено-Вилюйского прогибов, где отложения погружены на глубину более 3,5 км. Область выделения нефтяного окна в зоне Березовской впадины (значения Tmax – 441, 444°C) дополнительно подтверждена результатами новых исследований, проведенных авторами в 2020 г.

В этих областях степень зрелости ОВ вещества (по

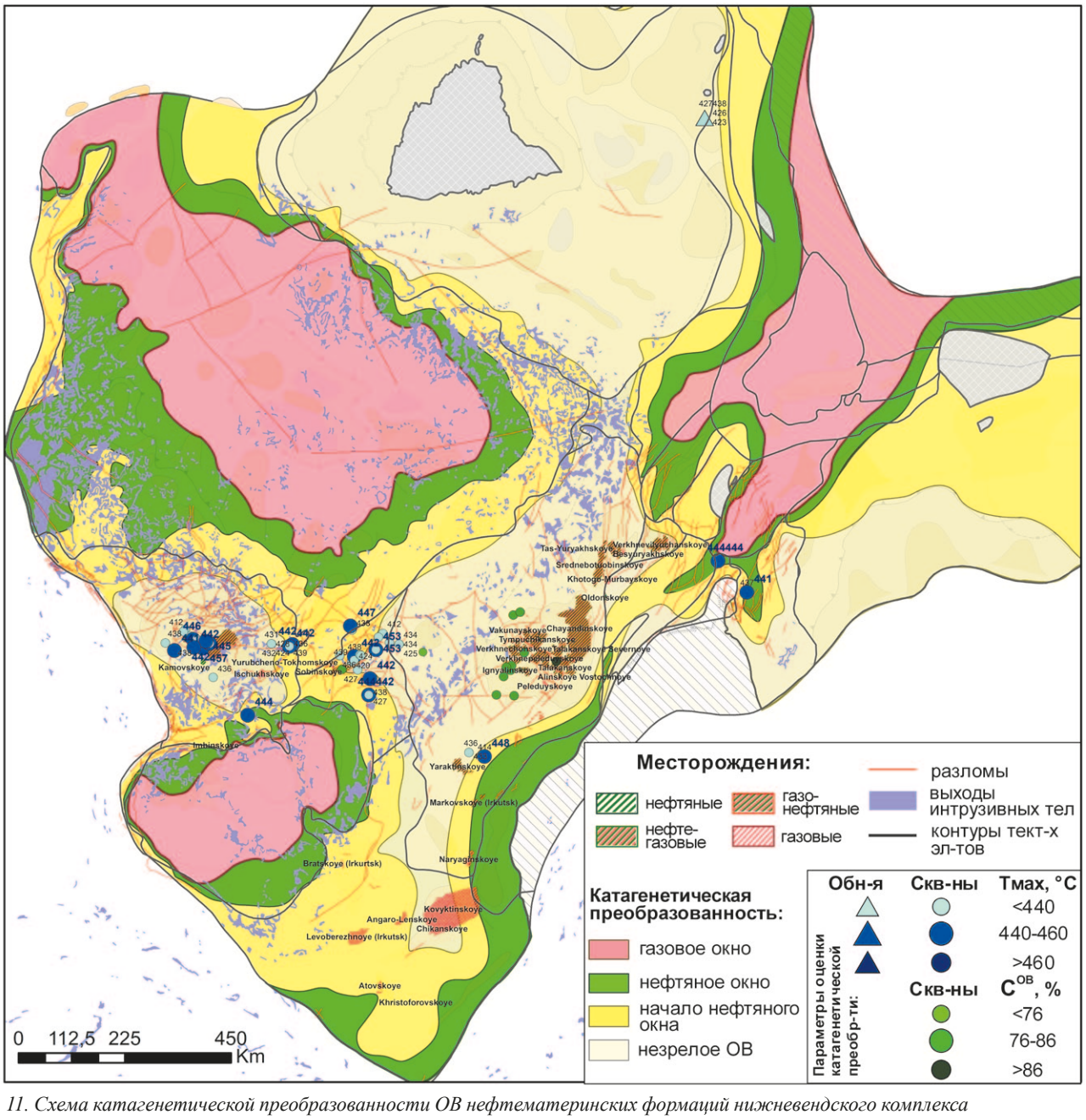


Рис. 11. Схема катагенетической преобразованности ОВ нефтематеринских формаций нижневендского комплекса

Параметры	Глубина	Tmax, ºC	$C^{ОВ}$, %	Rº, %	Градации катагенеза
Нефтяное окно	(2500)3500-4500	(435)440-460	77-86	0.65-1.15	$МК_1^2$-$МК_3$
Газовое окно	>4500	>460	>86	>1.15	$МК_4$-$АК_1$

Табл. 1. Граничные значения параметров, используемые для выделения зон катагенетической преобразованности ОВ вендских НГМТ

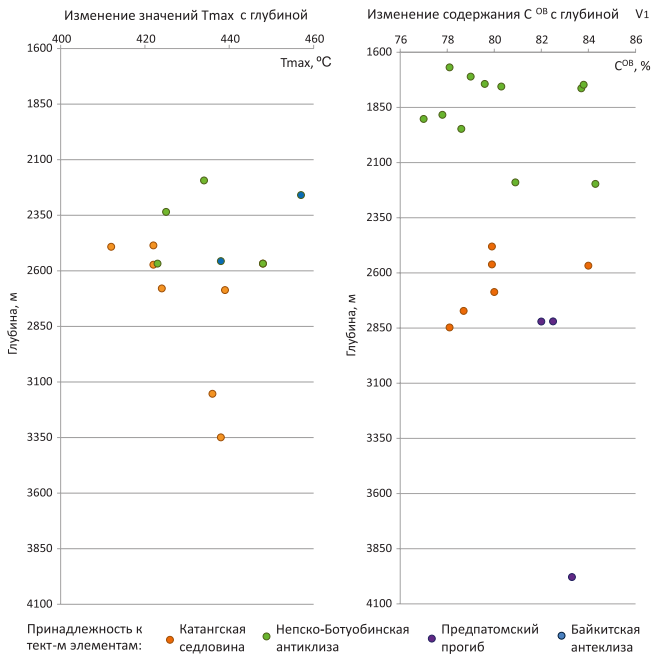


Рис. 12. Изменение показателей C^{OB} (в процентах по оси абсцисс на графике слева) и Tmax (в м по оси абсцисс на графике справа) с глубиной (в м по оси ординат) образцов НГМТ отложений нижнего венда

увеличению значений параметров Tmax и C^{OB}) связана с увеличением глубины погружения отложений вендского комплекса. Но есть зоны, где эта связь отсутствует, и степень катагенетической преобразованности ОВ (согласно вышеуказанным параметрам) не зависит от степени погруженности исследуемой толщи, а значит, находится под воздействием других факторов.

Для выявления этих зон построены графики изменения содержания углерода в ОВ НГМТ и параметра Tmax с глубиной (рис. 12), по результатам которых можно отметить, что тренд увеличения показателей при возрастании глубины в целом отсутствует. Однако выявлены некоторые закономерности. Повышенные значения Tmax и C^{OB} в пределах Катангской седловины и Предпатомского прогиба в большинстве случаев характерны для повышенных глубин, в то время как изменения параметров в пределах Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз от глубины зависит слабо.

На схеме (рис. 11) в пределах данных областей в зонах с низкой катагенетической преобразованностью (отмечены серым цветом) вендского комплекса можно отметить наличие проб с величиной Tmax превышающей 440°C и C^{OB} выше 77%. Данное рассогласование можно объяснить воздействием гидротерм и интрузий, влияющих на прогрев окружающей их области при внедрении (Самсонов и др., 2010). Так, скважины с повышенными значениями катагенетической зрелости расположены в областях развития разломов, где процессы внедрения интрузий и проявления гидротерм происходили наиболее интенсивно, а высокая преобразованность проб обусловлена контактовым тепловым прогревом, вызванным внедрением силлов долеритов в пермско-триасовое время, вскрытых во многих скважинах Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз (Филипцов, 2015). Глубокий прогрев пород в областях развития интрузий также подтверждается по результатам работ (Симанович, Япаскурт, 2003) присутствием кристаллов графита, образованного при трансформации углерода ОВ в глинистых разностях непского горизонта нижнего вендав пределах Непско-Ботуобинской антеклизы.

Заключение

Оценка перспектив непского горизонта в качестве нефтегазоматеринской формации по результатам пиролитических данных в первую очередь должна начинаться с применения фильтров к исследуемым значениям. Для оценки генерационного потенциала используются значения с содержанием ТОС выше 0,3%. А перед началом анализа катагенетической преобразованности пород по параметру Tmax и определением типа ОВ важно использовать пробы, имеющие содержание ТОС >1%; S_2 >1 мг УВ/г породы. Из расчетов исключают пробы с высокими значениями HI и S_1 при нехарактерно низких Tmax и пробы с повышенными значениями битумоидного коэффициента β > 40–50%, свидетельствующие о наличии аллохтонных битумоидов в исследуемой породе. Проведение пиролиза необходимо проводить на экстрагированных образцах, поэтому в развитие данной работы планируется отбор дополнительных проб и проведение анализа с экстрагированным керогеном для уточнения границ выделенных зон.

Присутствие эпигенетичных битумоидов в изученной части разреза подтверждено и свидетельствует о том, что в осадочном чехле Лено-Тунгусского НГБ активно протекали процессы миграции УВ. Часть рифейских и вендских УВ покинула материнские прослои и мигрировала в вышележащие толщи.

Нефтегазоматеринские прослои нижнего венда имеют удовлетворительный и высокий генерационный потенциал с преимущественно вторым типом ОВ. Их катагенетическая преобразованность на большей части бассейна низкая, а области нефтяного и газового окон отмечаются в наиболее погруженных районах синеклиз. Локальный прогрев отмечается в зонах развития интрузивных тел, влияющих на значительную преобразованность ОВ в зонах развития интрузий.

Наиболее перспективными для генерации углеводородов в интервале непского горизонта являются осевые зоны Курейской синеклизы и западного борта Предпатомского прогиба, где прогнозируются улучшенные качества НМТ нижнего венда и достаточная зрелость для генерации УВ.

Благодарности

Авторы выражают искреннюю благодарность рецензенту за уделенное время, точные и конструктивные замечания, которые позволили улучшить содержание и общее восприятие статьи.

Литература

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

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. (2014). Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. Под ред. А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова. М.: ВНИГНИ, 128 с.

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. (2011). Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности её домезозойского мегабассейна. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 6(2). http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf

Басалаева А.Ш. (2015). Геохимические исследования мезозойских

отложений восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Сборник трудов 69-й международной молодежной конференции*. Москва: РГУ им Губкина, с. 28–34 с.

Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. (2005). Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 254 с.

Вассоевич Н.Б. и др. (1984). Справочник по геологии нефти и газа. М.: Недра, 480 с.

Вассоевич Н.Б. (1958). Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба). *Вопросы образования нефти. Тр. ВНИГРИ*, вып. 128. Л.: Гостоптехиздат, с. 9–220.

Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А, Балушкина Н.С., Пронина Н.В., Полудетскина Е.Н. и др. (2015). Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогенонасыщенных отложений (на примере баженовской свиты, западная сибирь). *Вестн. Моск. Ун-та. Сер. 4. Геология*, 5, с. 44–53.

Конторович А.Э. (1964). Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью. *Автореф. дис. канд. геол.-мин. н.* Новосибирск: СНИИГГиМС, 20 с.

Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К. и др. (1996). Глобальные закономерности докембрия Земли. *Геология и геофизика*, 37(8), с. 6–42.

Ларичев А.И., Чеканов В.И. (1987). Нефтегазогенерационный потенциал венд-кембрийских резервуаров Непско-Ботуобинской антеклизы и прилегающих территорий. *Геология и геофизика*, 10, с. 26–33.

Лопатин Н. В., Емец Т.П. (1987). Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М.: Наука, 144 с.

Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. (1976). О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием. *Тр. XV сессии МГК. Доклады советских геологов. Горючие ископаемые*. М.: Наука, с. 47–62.

Самсонов В.В., Ларичев А.И., Чеканов В.И., Соловьев В.В. (2010). Особенности геологического строения нефтегазовых комплексов и оценка перспектив нефтегазоносности южной части Сибирской платформы. *Геология и геофизика*, 51(11), с. 1545–1564

Сивкова Е.Д. Коробова Н.И., Сауткин Р.С., Ступакова А.В. (2018) Выявление зависимостей изменения мощностей и свойств отложений ванаварской свиты в зоне сочленения Байкитской антеклизы и Катангской седловины. *Ученые записки Крымского федерального университета им. В.И. Вернадского. География. Геология*, 4(1), с. 175–180.

Симанович И.М., Япаскурт О.В. (2003). Стадии и зоны постседиментационного литогенеза осадочных формаций. Генетический формационный анализ осадочных комплексов фанерозоя и докембрия. *Материалы 3-го Всероссийского литологического совещания*. М.: МГУ, с. 27–29.

Соболева Е.В., Гусева А.Н. (2010). Химия горючих ископаемых. М.: Изд-во Мос. ун-та, с. 249–251.

Старосельцев В.С. (2015). Структурно-тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. Новосибирск: СИНИИГГиМС.

Тимошина И.Д. (2005). Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 166 с.

Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. Москва: Мир, 501 с.

Успенский В.А. , Радченко О.А. (1947). К вопросу генезиса типов нефтей. *Труды ЦНИГРИ*, вып. 19. Л.-М.

Успенский В.А., Родионова К.Ф., Горская А.И., Шишкова А.П. (1966). Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород (для лабораторий геологоразведочных организаций). Л.: Недра, 316 с.

Филипцов Ю.А. (2015). Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы. диссертация на соискание доктора геолого-минералогических наук. Красноярск: ИНГГ СО РАН, с. 171–172.

Espitalie J., Deroo G., Marquis F. (1985). La pyrolyse Rock-Eval et ses applications (Premiere partie). *Rev. Inst. frans. petrole*, 40(5), pp. 563–579. https://doi.org/10.2516/ogst:1985035

Сведения об авторах

Екатерина Дмитриевна Сивкова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Антонина Васильевна Ступакова –доктор геол.-мин. наук, заведующая кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Мария Александровна Большакова – 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, д. 1

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;
Принята к публикации 26.04.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Pyrolytic data verification in potential assessment and catagenetic transformation of the Proterozoic low-carbon formations of Eastern Siberia

E.D. Sivkova, A.V. Stoupakova, A.G. Kalmykov, R.S. Sautkin, M.A. Bolshakova*
Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
**Corresponding author: Ekaterina D. Sivkova, e-mail: e.sivkova@oilmsu.ru*

Abstract. The ancient Precambrian formations of Eastern Siberia include oil and gas source rock (SR) interlayers, but in most cases, they can't be classified as high-carbon ones, because the actual organic carbon content in these strata is low and rarely exceeds 10%. This point effect the approach to the available geochemical data interpretation and the method of quality samples selection. The aim of the work was to determine methods for pyrolytic data verification and the oil and gas Lower Vendian SR quality assess, that based on the results of geochemical researches. It was identified, that before SR catagenetic transformation analyzation by the Tmax parameter and determining the OM type, samples with a low generation potential or with the migrated bitumen presence should be excluded from the consideration. The presence of secondary epigenetic bitumen also indicates the active HC fluids migration within the basin. After data verification, the

SR properties were assessed. So lower Vendian SRs have OM with a satisfactory and high generation potential, second type and low maturity in most cases. The oil and gas window zones are located within large depressions and troughs. In addition, the local heating was noted in zones with a large number of faults, where the heating was conducted due to the intrusions introduction and the hydrothermal fluids action.

Key words: pyrolytic data verification, pyrolysis, Lena-Tunguska basin, generation potential, catagenetic transformation, Lower Vendian, Precambrian strata

Recommended citation: 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. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.5

Acknowledgments

The authors are grateful to the reviewer for time and accurate and constructive comments, which improved the content and overall perception of the article.

References

Basalaeva A.Sh. (2015). Geochemical studies of Mesozoic sediments in the eastern part of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Proc. 69th International Youth Conference*. Moscow: Gubkin Russian State University, pp. 28–34. (In Russ.)

Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2000). Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Moscow University Publ., 381 p. (In Russ.)

Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. (2011). The Upper Proterozoic of the Siberian Platform is the main source of oil and gas content in its pre-Mesozoic megabasin. *Neftegazovaya Geologiya. Theoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 6(2). (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf

Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. (2014). Oil source formations, oils and gases of the Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian platform. Ed. A.I. Varlamov, A.P. Afanasenkov. Moscow: VNIGNI, 128 p. (In Russ.)

Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. (2005). Kerogen. Methods of study, geochemical interpretation. Novosibirsk: SB RAS, 254 p. (In Russ.)

Espitalie J., Deroo G., Marquis F. (1985). La pyrolyse Rock-Eval et ses applications (Premiere partie). *Rev. Inst. frans. petrole*, 40(5), pp. 563–579. https://doi.org/10.2516/ogst:1985035

Filiptsov Yu.A. (2015). Oil and gas content of the upper Proterozoic of the western part of the Siberian platform. Geol. and Min. Dr. Sci. Diss. Krasnoyarsk: INGG SB RAS, pp. 171–172. (In Russ.)

Kontorovich A.E. (1964). Geochemistry of Jurassic and Lower Cretaceous sediments of the West Siberian Lowland in connection with their oil and gas content. *Abstract Cand. geol. and min. sci. diss*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 20 p. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Trofimuk A.A., Basharin A.K. et al. (1996). Global regularities of the Precambrian Earth. *Russian Geology and Geophysics,* 37(8), pp. 6–42. (In Russ.)

Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Pronina N.V., Poludetkina E.N. et al. (2015). Geochemical technique of organic matter research in deposits enrich in kerogene (the Bazhenov Formation, West Siberia). *Moscow Univ. Geol. Bull.,* 70, pp. 409–418. https://doi.org/10.3103/S0145875215050075

Larichev A.I., Chekanov V.I. (1987). Oil and gas generation potential of the Vendian-Cambrian reservoirs of the Nepa-Botuobinskaya anteclise and adjacent territories. *Russian Geology and Geophysics*, 10, pp. 26–33. (In Russ.)

Lopatin N.P., Emets T.P. (1987). Pyrolysis in petroleum geology. Moscow: Nauka, 144 p. (In Russ.)

Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V. (1976). On the scale of catagenesis in connection with oil and gas formation. *Proc. XXV session of the Int. Geological Congress*. Moscow, pp. 47–62. (In Russ.)

Samsonov V.V., Larichev A.I., Chekanov V.I., Soloviev V.V. (2010). Geological structure of the oil-and-gas plays and oil-and-gas potential of the southern Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*, 51(11), pp. 1204–1218. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2010.10.006

Simanovich I.M., Yapaskurt O.V. (2003). Stages and zones of postsedimentary lithogenesis of sedimentary formations. *Genetic Formation Analysis of Phanerozoic and Precambrian Sedimentary Complexes. Proc. 3rd All-Russian lithological meeting*. Moscow: MSU, pp. 27–29. (In Russ.)

Sivkova E.D. Korobova N.I., Sautkin R.S., Stupakova A.V. (2018) Investigation of Vanavara formation thickness and property variation in Baikit anteclise and Katangskaya saddle conjunction zone. *Uchenye zapiski Krymskogo federal'nogo universiteta imeni V. I. Vernadskogo. Geografiya. Geologiya*, 4(1), pp. 175–180. (In Russ.)

Soboleva E.V., Guseva A.N. (2010). Chemistry of fossil fuels. Moscow: Moscow University Publ., pp. 249–251 p. (In Russ.)

Staroseltsev V.S. (2015). Structural and tectonic map of oil and gas provinces of the Siberian platform. Novosibirsk: SINIIGGiMS. (In Russ.)

Timoshina, I.D. (2005). Geochemistry of organic matter of oil-producing rocks and oils of the Upper Precambrian of southern Eastern Siberia. Novosibirsk: SB RAS, GEO, 166 p. (In Russ.)

Tissot B., Welte D. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Springer, Berlin, Heidelberg, 702 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8

Uspenskii V.A. , Radchenko O.A. (1947). On the question of the genesis of types of oils. *Trudy TsNIGRI*, 19. Leningrad-Moscow. (In Russ.)

Uspenskii V.A., Rodionova K.F., Gorskaya A.I., Shishkova A.P. (1966). Guidelines for the analysis of bitumen and dispersed organic matter in rocks (for laboratories of geological prospecting organizations). Leningrad: Nedra, 316 p. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1958). Oil formation in terrigenous sediments (on the example of the Chokrak-Karagan layers of the Tersk foredeep). *Oil education issues. Tr. VNIGRI,* vol. 128. Leningrad: Gostoptekhizdat, pp. 9–220. (In Russ.)

Vassoevich N.B. et al. (1984). Handbook of the geology of oil and gas. Moscow: Nedra, 480 p. (In Russ.)

About the Authors

Ekaterina D. Sivkova – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: e.sivkova@oilmsu.ru

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 26 April 2021;
Published 25 May 2021

ДИСКУССИОННАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.6

УДК 553.2.624.131

Визейские палеоврезы – очаги флюидогенерации в Камском угольном бассейне

И.Ф. Юсупова[1,2], Н.П.Фадеева[1], Л.А. Абукова[2]*
[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*
[2]*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*

В статье рассматриваются палеоврезы в турнейских известняках Волго-Уральского бассейна, выполненные аллювиально-делювиальными отложениями визейского возраста и содержащие прослои углей. Процессы, протекающие в этих отложениях (катагенное сокращение мощности угольных пластов и углистых аргиллитов, агрессивное воздействие продуктов дефлюидизации угольного органического вещества на вмещающие породы и др.), усиливают флюидодинамическую неоднородность внутриврезовых отложений и способствуют эмиграции углеводородов (УВ). К основным нефтегазогенерирующим толщам в каменноугольном разрезе относятся породы турнейского яруса и бобриковского горизонта визейского яруса. Палеоврезы, наряду с площадным распространением визейских углей, могут рассматриваться как очаги флюидогенерации, в том числе жидких и газовых УВ.

Ключевые слова: палеоврезы, нижний карбон, визейский ярус, угли, углистые аргиллиты, органическое вещество, флюидогенерация

Для цитирования: Юсупова И.Ф, Фадеева Н.П., Абукова Л.А. (2021). Визейские палеоврезы – очаги флюидогенерации в Камском угольном бассейне. *Георесурсы*, 23(2), с. 67–72. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.6

Введение. На территории Камского угольного бассейна, находящегося в пределах Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ), на разных стратиграфических уровнях и глубинах установлены угольные залежи (D, C_1, P, N). Максимум угленосности зафиксирован в визейских отложениях карбона (C_1); одновременно они являются и нефтегазоносными.

Совместное сосуществование горючих ископаемых различного агрегатного состояния в пределах одной толщи (структуры) установлено во многих НГБ (Западно-Сибирском, Лено-Вилюйском, Ордосском, Сан-Хуан и другие). Так, например, в Донецком бассейне (Восточно-Европейская платформа) к настоящему времени открыто свыше 200 месторождений нефти, газоконденсата и газа (Фадеева и др., 2017). В Волго-Уральском НГБ угольные пласты толщиной 10–30 м вскрыты при бурении нефтеразведочных скважин. Существует несколько моделей контакта углей с вмещающими породами (Ларочкина,1993). Установлено, что угли радаевско-бобриковского горизонтов терригенного нефтеносного комплекса сопровождают одновозрастные залежи нефти при самом близком контакте на десятках месторождений (Гафуров, 2000; Угольная база России, 2000).

Одной из основных структурных форм, к которым приурочены визейские угольные залежи, являются эрозионно-карстовые погребенные палеоврезы в турнейских известняках (рис. 1); другая форма – площадное распространение.

Картирование таких врезов связано с определенными трудностями, их фиксация носит фрагментарный характер, уверенно выделяются палеоврезы лишь глубиной 20 м и более, а пониженная крепость (по сравнению с вмещающими породами) делает угли уязвимыми при бурении и сказывается на информативности последнего (Угольная база России, 2000). Отложения врезов считаются резервом восполнения запасов нефти, а визейские угли – альтернативным источником углеводородного сырья в регионе (Мухаметшин, 2006; Хасанов и др., 2013а), в связи с чем необходимо изучение угленосности палеоврезов.

Целью данной статьи является установление роли угольного органического вещества (ОВ) и тех факторов, которые могут способствовать формированию нефтегазоносности Волго-Уральского НГБ.

Результаты. Палеоврезы – вместилища аллювиально-дельтовых песчано-глинистых отложений, нередко с прослоями углей и углистых сланцев. Глубина залегания врезов 900–1400 м и более, амплитуда денудации до 60 м (иногда до 100 м). Мощность угольных пластов изменчива; на угольно-нефтяном месторождении Арлан она составляет 5,0–32,4 м на глубинах 1291–1398 м. Объемы углей и углистых сланцев в эрозионных врезах значительны, соизмеримы с объемом нефтенасыщенных пород и даже превосходят последние (Мухаметшин, 2006).

Угли раннего карбона Камского бассейна гумусовые, иногда гумусово-сапропелевые или сапропелево-гумусовые с полосчато-штриховатой структурой; по петрографическому составу они неоднородны. Все исследователи отмечали в качестве общего характерного признака высокое содержание микрокомпонентов группы липтинита. В визейских углях они представлены споринитом, кутинитом, резинитом, альгинитом. Присутствие многочисленных оболочек макроспор отражается на структуре углей, иногда делая ее однородной с зернистым строением (Марковский, 1965; Угольная база России, 2000).

Визейские угли Камского бассейна среднезольные, высокосернистые, с высоким выходом летучих веществ.

* Ответственный автор: Наталья Петровна Фадеева
e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

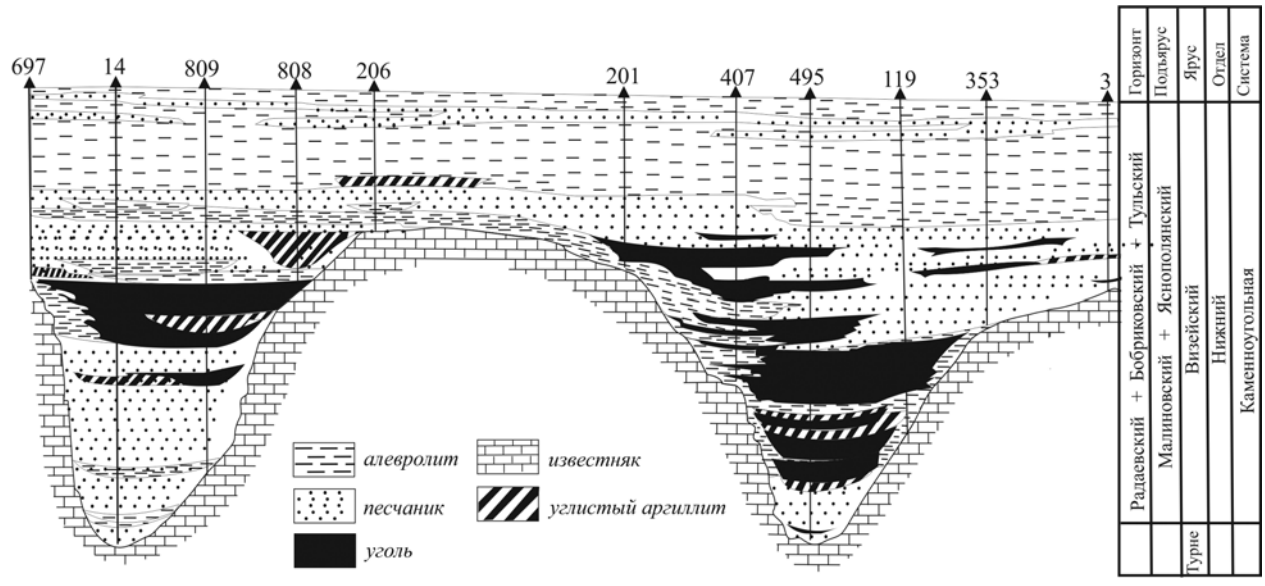


Рис. 1. Палеоврезы в турнейских известняках – вместилище визейских угольных залежей. Угольно-нефтяное месторождение Арлан (Угольная база России, 2000)

Угли находятся в первой половине мезокатагенеза (марки $Б_3$-Д-Г). Отмечена сильная загазованность и обводненность угленосной толщи (Угольная база России, 2000). Многочисленные и разносторонние исследования угленосных толщ показали, что угольное ОВ является значимым флюидогенерирующим компонентом осадочных отложений. Генерация и отторжение флюидов (H_2O, CO_2, H_2S, NH_3, H_2, CH_4 и другие УВ) сопутствуют практически всем стадиями углефикации – образованию угольного ОВ, начиная с накопления и превращения торфа в бурый, затем в каменный уголь. Скопление газов в недрах торфяника иногда сопровождается взрывной дегазацией, выбросом жидкого торфа и даже самовоспламенением газов. Дефлюидизация, самонагревание (и подземное горение) торфяников, последующее появление битумов, высокотемпературных соединений во многом предопределяют неоднородность состава будущих углей (Фриш, 1981).

На ранних этапах катагенеза доминирующим продуктом углефикационного флюидообразования считается метан (а вместе с ним этан, пропан, иногда жидкие углеводороды, углекислота и др.). Формируются метаноугольные коллекторы, специфику которых определяют особенности нахождения в них газов (свободное, сорбированное, твердый углегазовый раствор (Айруни, 2005)) и условия их высвобождения. Для исследований по извлечению газов из таких коллекторов интересны и угли дельтово-аллювиального генезиса (Zou et al., 2013).

В угленосных толщах возможно формирование еще одного типа коллекторов. Уничтожение больших масс твердого ОВ в очагах экзотермического самонагревания углей может приводить не только к образованию дополнительных флюидов (CO_2, CH_4, битумов и др., высокотемпературных минералов), но и к высвобождению значительного пустотного пространства; его неполное сохранение возможно длительное время. Пирометаморфические коллекторы былых эпох рассматривались нами на примере Канско-Ачинского угольного бассейна (Абукова и др., 2019). Что касается визейских угленосных отложений изучение и картирование палеоочагов самонагревания в Камском бассейне не проводилось.

С генерацией и отделением флюидов масса твердого угольного ОВ уменьшается, сокращается и толщина угольных пластов. Усадка углей от торфяной стадии до каменноугольной оценивается минимум в 3–5 раз (Волков, 1993). Изменчивость мощности и состава (зольность, наличие породных прослоев и т.д.) угольной массы делают усадку угольных пластов и проседание перекрывающих отложений неравномерными; породные прослои деформируются (вплоть до потери целостности).

В угольном пласте выделяют различные группы трещин (эндогенные, экзогенные, кливаж (Аммосов и др., 1960)). Наличие трещин разного генезиса может оказывать разное воздействие на фильтрационную способность углей. Часть трещин обусловлена потерей массы ОВ в процессе углефикации – это так называемая эндогенная (катагенная) трещиноватость. Сокращение мощности пластов в результате уменьшения содержания ОВ рассматривалось и ранее, в том числе нами на примере горючих сланцев, теряющих свое ОВ в условиях подземного карста (Юсупова, 1994; Абукова и др., 2014; Юсупова и др., 2019).

В палеоврезах Камского бассейна в визейских углях встречаются разные типы трещин. По плоскостям наслоения формируются горизонтальные трещины, они образуют широко распространенную пластинчатую отдельность. Вертикальные трещины обычно выполнены кальцитом (реже галитом, сульфидами); фиксируются косорасположенные к наслоению зеркала скольжения (Угольная база России, 2000). Частичная разгрузка пластов от сжимающих напряжений во врезах благоприятствует более заметному проявлению катагенной трещиноватости (по сравнению с тектонической), раскрытию вертикальных трещин, а возможно и частичной их сохранности от последующего смыкания (Мухаметшин, 2006). Усадку претерпевают все визейские угленосные отложения района – площадные и во врезах. Однако в последних они более заметны и контрастны из-за прерывисто-дискретного (мозаичного) характера распространения.

Катагенная трещиноватость угленосных отложений и их неравномерная усадка внесли определенный вклад в проседание (и образование трещин) перекрывающих

отложений, а также в вертикальную и латеральную миграцию флюидов в пределах палеоврезов, ослабляя гидродинамическую обособленность пластов, создавая возможность межпластовых перетоков. Геолого-промысловые и палинологические данные свидетельствуют о преимущественно восходящих перетоках (Мухаметшин, 2006), а также и о возможности нисходящей миграции флюидов (Лобов и др., 1968).

Для рассматриваемых углей характерны значительные колебания зольности (Угольная база России, 2000). Так, например, на Ульяновском угольно-нефтяном месторождении она изменяется от 14,7 до 53,4%, а на Ташлияре-1 – от 7,32 до 41,49% (зольность, превышающая 35–40%, позволяет считать эти образования углистыми породами). Такая разница в содержании минеральных частиц, являющихся центрами локальных механических напряжений (Кизильштейн, 1998), делает визейские пласты углей разнопрочными, неоднородными по флюдогенерационным потерям, образованию катагенной трещиноватости и, соответственно, фильтрационным свойствам.

Визейские палеоврезы в Камском бассейне – арена разновременных и разнонаправленных процессов; например, наряду с образованием трещин местами происходило их последующее залечивание эпигенетическими минералами. Так, в пределах Ивинской площади по всему разрезу угольной залежи (мощность 6,6 м) отмечается галит, в кровельной части он образует соляную корку. Угольный пласт в данном случае выступает в качестве экранирующего горизонта (Хасанов и др., 2013b). Такие изменения трещинной проницаемости вызывают очаговую дестабилизацию гидродинамического режима, в том числе переформирование структуры и элементов фильтрационного потока (изменение направления и скорости фильтрации флюидов, перераспределение пластовых давлений и др.).

Повышению флюидопроводимости в палеоврезах способствовала децементация песчаников и образование суперколлекторов (Мухаметшин, 2006). По нашему мнению, они обязаны своим появлением продуктам трансформации угольного ОВ: органическим кислотам, CO_2, H_2S, NH_3 и др., которые, как известно, повышают агрессивность среды, усиливают коррозию некоторых минеральных компонентов, формируют подугленосные зоны кислотного выщелачивания, инициируют процессы подземного карста (Михайлов, 1986). В нашем случае роль децементации песчаников в палеоврезах неоднозначна: наряду с улучшением коллекторских свойств в отдельных случаях она проявляется неустойчивостью стенок скважин и уменьшением дебитов при эксплуатации (Мухаметшин, 2006).

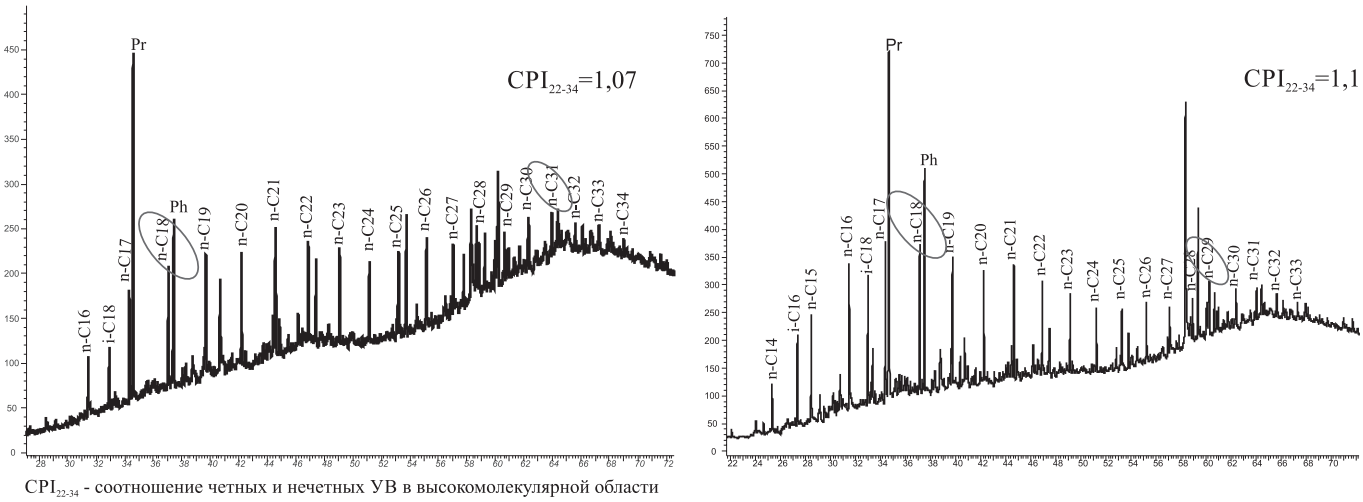
Относительно генерации углеводородов углями, в том числе и визейскими, существуют разные представления. Это предмет самостоятельных исследований. Отметим следующее.

По данным Е.С. Ларской, смена литофаций и типов ОВ в палеозойских отложениях бассейнов Восточно-Европейской платформы происходит закономерно в направлении с северо-запада на восток и юго-восток в связи с изменением климата: преимущественно аридного и семиаридного в среднем девоне вплоть до среднего франа на семиаридный-гумидный (поздний девон-ранний карбон) и гумидный в раннем-позднем карбоне (Ларская, 1983). В соответствии с климатической зональностью в среднем-позднем девоне фоссилизировалось преимущественно водорослевое сапропелевое ОВ, в турнейских известняках гораздо выше роль экзинитового материала, достигающая максимума в ранневизейских отложениях, где наряду с экзинитовым материалом появляется гумусовый детрит высших растений.

Роль липтинитовых компонентов (преимущественно восков) в генерации жидких УВ проявляется в углеводородном составе некоторых нефтей, начиная с отложений доманикового горизонта (D_3fr^2) и фаменского яруса восточного склона Южно-Татарского свода. Она выражается в бимодальном распределении алканов, где наряду с низкомолекулярным максимумом, отмечается высокомолекулярный – на C_{29}-C_{31} (рис. 2), повышенном содержании стерана C_{29} и др.

Источником таких УВ могли служить бентосные водоросли, а также экзинитовый материал, что согласуется с представлениями Е.С. Ларской. По химическому составу эти водоросли близки к высшей растительности.

Исследование распределения ОВ в шлифах и аншлифах в породах франского и фаменского ярусов Южно-Татарского свода (проведены Н.В. Прониной, Т.А. Шардановой) показало наличие, в основном, бесструктурной аморфной массы, в качестве детритной



CPI_{22-34} - соотношение четных и нечетных УВ в высокомолекулярной области

Рис. 2. Хроматограммы алкановых УВ доманикового горизонта (слева – Верхне-Гарейская площадь, известковая глина, справа – Сулинская площадь, микритовый известняк)

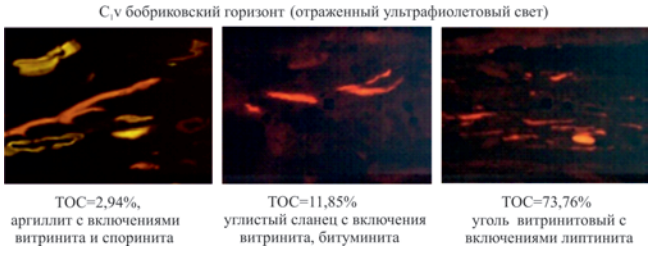


Рис. 3. Распределение ОВ в породах бобриковского горизонта Бузулукской впадины (аншлифы пород, отраженный ультрафиолетовый свет)

примеси присутствуют редкие водоросли и липтинитовый материал (рис. 3).

Усиливающаяся роль гумусового материала в виде переотложенного почвенного гумуса, осаждавшегося из растворов (детритное и детритно-колломорфное ОВ, Ларская, 1983), подтверждается инфракрасными спектрами метаново-нафтеновой фракции битумоидов пород, углей и нефтей визейского возраста (Родионова и др., 1968) (рис. 4).

Изучение жидких УВ карбона методом инфракрасной спектроскопии выявило сходство сингенетичного и миграционного битуминозного вещества пород, углей и нефтей. Они представлены нафтеновыми УВ, степень циклизации которых увеличивается от вторичных битумоидов к сингенетичным, особенно в углях; в последних появляются также ароматические и кислородсодержащие структуры, свойственные гумусовому ОВ, заметно снижается роль парафиновых структур. По мнению К.Ф. Родионовой, между сингенетичным и вторичным битумоидом (нефтями) в пределах одной системы бóльше сходства, чем между нефтями разных геологических систем (девон, карбон). Этот факт можно рассматривать как подтверждение самостоятельных нефтегазоматеринских (нефтегазопроизводивших) отложений в каменноугольном разрезе. Изученные нами методами пиролиза, хромато-масс-спектрометрии, углепетрографии ОВ и нефти из отложений нижнего-верхнего карбона в Бузулукской впадине показали, что в его разрезе к нефтегазопроизводящим отложениям (здесь

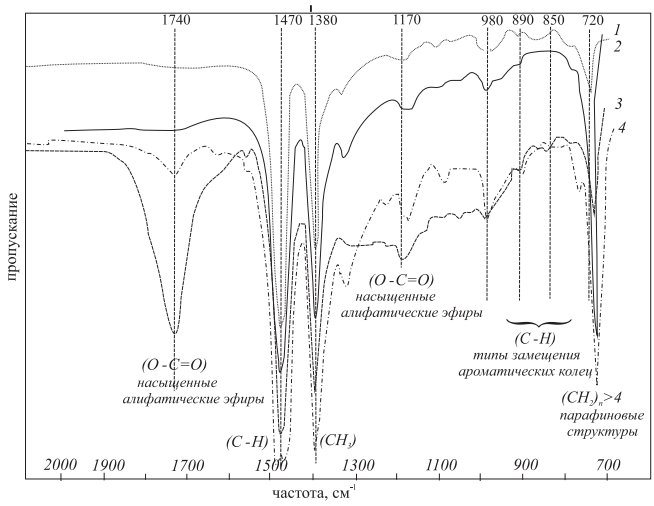


Рис. 4. ИК-спектры метаново-нафтеновой фракции жидких УВ битумоидов пород, углей и нефтей карбона Урало-Поволжья (Родионова и др., 1968): 1 – вторичные битумы песчаников, 2 – сингенетичный битумоид глин, 3 – уголь, 4 – нефть

они достигли условий главной зоны нефтеобразования $R^o vt$ = 0,5–0,87%) относятся известковистые аргиллиты и глинистые известняки турнейского яруса и аргиллиты бобриковского и тульского горизонтов визейского яруса, содержащие наряду с сапропелевым гумусовое ОВ (особенно в визе). По пиролизу остаточный водородный индекс составляет HI=62–404, медиана – 210 мг УВ/г ТОС, а исходный –280 мг УВ/г ТОС – они соответствуют керогену II/III типа; более сапропелевое ОВ с преобладанием фитопланктона отмечается в породах турнейского яруса. Самым высоким исходным потенциалом обладали породы турнейского яруса и бобриковского горизонта (S_2=13–15 кг УВ/т породы) – именно они являются источником газовых и жидких УВ в вышележащих отложениях. Углеводородные составы ОВ нижнего карбона и нефтей из пород башкирского яруса (C_2) сходны между собой, что говорит о ведущей роли турнейско-визейского комплекса в формировании нефтегазоносности каменноугольных отложений. Очаг нефтегазообразования располагался на большей части Бузулукской впадины, а по данным Е.С. Ларской (1983), также и в Верхнекамской впадине в направлении к Предуральскому прогибу.

По нашему мнению, угольное ОВ визейских отложений, обладая значительным флюидогенерационными свойствами, могло внести вклад в нефтегазоносность разреза. Свидетельством этого может служить сходство ИК-спектров жидких (и твердых) УВ пород, углей и нефтей карбона и углеводородного состава ОВ и нефтей Бузулукской впадины. Это говорит о самостоятельном раннекарбоновом очаге нефтеобразования, отличном от девонского, и подтверждает предположение, ранее высказанное К.Ф. Родионовой (1968).

Заключение. Таким образом, дискретное распространение палеоврезов, в том числе угленосных, могло влиять на характер циркуляции пластовых флюидов в визейских отложениях Камского угольного бассейна и одновременно Волго-Уральского НГБ. Катагенное сокращение мощности угольных пластов и углистых аргиллитов, агрессивное воздействие продуктов дефлюидизации угольного ОВ на вмещающие породы, а также геохимические, геомеханические особенности самих угольных масс усиливают флюидодинамическую неоднородность внутриврезовых отложений и способствуют эмиграции УВ. Палеоврезы, наряду с площадным распространением визейских углей, могут рассматриваться как очаги флюидогенерации, в том числе жидких и газовых УВ, вносящих определенный вклад в нефтегазоносность изучаемого региона.

Финансирование

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

Литература

Абукова Л.А., Юсупова И.Ф., Абрамова О.П. (2014). Роль органического вещества сланцевой залежи в формировании ее проницаемости на раннекатагенном этапе. *Химия твердого топлива*, 2, с. 19–24. https://doi.org/10.3103/S0361521914020025

Абукова Л.А., Юсупова И.Ф. (2019). Коллекторы пирогенной природы как фактор геофлюидодинамической неоднородности. *ДАН*, 489(3),

с. 57–60. https://doi.org/10.31857/S0869-56524893277-280

Абукова Л.А., Юсупова И.Ф. (2020). Угольные залежи карстово-эрозионных врезов Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна как фактор геофлюидодинамической неоднородности. *ДАН*, 494(1), с. 25–28. ttps://doi.org/10.1134/S1028334X20090032

Айруни А. (2005). Разработка высокоэффективного физико-химического способа комплексной – предварительно передовой дегазации метаноносных угольных пластов. *Материалы международной научной конфенеции, посвященной 100-летию со дня рождения ак. Г.В. Богомолова*. Минск, т. 2, с. 213–215

Аммосов И.И., Еремин И.В. (1960). Трещиноватость углей. М.: Изд-во АН СССР, 111 с.

Волков В.Н. (1993). Основы геологии горючих ископаемых. С-Пб.: Изд. С-Пб. ун-та, 237 с.

Кизильштейн Л.Я., Шпицглуз А.Л. (1998). Атлас микрокомпонентов и петрогенетических типов антрацитов. Ростов на Дону: Изд-во Северо-Кавказского научного центра, 254 с.

Ларская Е.С. (1983). Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. М.: Недра, 200 с.

Лобов В.А., Гроссгейм Д.А. (1968). Прямые доказательства вертикальной миграции нефти и газа в осадочной толще востока Русской платформы. *Генезис нефти и газа*. М.: Наука, с. 185–193.

Марковский Н.И. (1965). Палеогеографические условия размещения крупных залежей нефти. М.: Недра, 399 с.

Михайлов Б.М. (1986). Рудоносные коры выветривания. Л.: Недра, 239 с.

Мухаметшин Р.З. (2006). Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. М.: ООО «Геоинформмарк», 80 с.

Родионова К.Ф., Ильинская В.В., Проскурякова Е.Б. (1968). Метаново-нафтеновые углеводороды органического вещества пород палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной области. *Генезис нефти и газа.* М.: Наука, с. 65–71.

Угольная база России (2000). Т.1. Угольные бассейны и месторождения европейской части России. М.: ЗАО «Геоинформмарк», 483 с.

Фадеева Н.П., Полудеткина Е.Н., Натитник И.М., Ахуньянов И.Х. (2017). Углеводородный потенциал девон-каменноугольных отложений Днепрово-Донецкой впадины. *Георесурсы*, Спецвыпуск, ч. 2, с. 240–248. http://doi.org/10.18599/grs.19.23

Фриш В.А. (1981). Ландшафтный и структурно-геологический анализ развития болот. *Известия Всесоюзного географического общества*, 113(2), с. 122–129. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2013.08.006

Хасанов Р.Р., Ларочкина И.А. (2013a). Условия залегания и способы освоения нефтяных и угольных пластов в предвизейских депрессиях Волго-Уральской провинции. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 36–39.

Хасанов Р.Р., Исламов А.Ф., Богомолов А.Х. (2013b). Сравнительная характеристика ультрадисперсной минеральной составляющей ископаемых углей Камского и Донецкого бассейнов. *Вестник МГУ*. Сер. 4. Геология, 4, с. 18–23. https://doi.org/10.3103/S0145875213040030

Юсупова И.Ф. (1994). Флюидогенерация в осадочных толщах и их дислоцированность. *ДАН*, 335(3), с. 352–355.

Юсупова И.Ф, Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. (2019). Влияние повышенных концентраций органического вещества на свойства пород. *Георесурсы*, 21(2), с. 183–189. https://doi.org/10.18599/ grs.2019.2.183–189

Zou C.N., Yang Z., Tao S.Z., Yuan X.J., Zhu R.K. (2013). Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: The Ordos Basin, North-Central China. *Earth-Science Reviews*, 126, pp. 358–369.

Сведения об авторах

Искра Фаиковна Юсупова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

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

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

e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru

Лейла Азретовна Абукова – доктор геол.-мин. наук, директор Института проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;
Принята к публикации 15.05.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

DISCUSSION ARTICLE

Visean palaeoincisions as centers of fluid-generation in the Kama coal basin

I.F. Yusupova[1,2], N.P. Fadeeva[1], L.A. Abukova[2]*

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

[2] Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

[*]Corresponding author: Natalia P. Fadeeva, e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru

Abstract. The paper considers palaeoincisions in the Turnean limestones of the Volga-Ural basin, made by alluvial-deluvial sediments of the Visean age and containing interlayers of coals. Processes occurring in these sediments (catagenic reduction of thickness of coal beds and coal-bearing mudstones, aggressive influence of products of defluidization of coal organic matter on the host rocks, etc.) strengthen the fluid dynamic heterogeneity of intracrustal deposits and contribute to emigration of hydrocarbons (HC). The main oil-and-gas-generating strata in the Carboniferous section include rocks of the Tournaisian stage and the Bobrikovsky horizon of the Viseian stage. Palaeoincisions, along with the area distribution of Viseian coals, can be considered as centers of fluid generation, including liquid and gas HC.

Key words: palaeoincisions, Lower Carboniferous, Visean Stage, coals, carbonaceous argillites, organic matter, fluid-generation

Recommended citation: Yusupova I.F., Fadeeva N.P., Abukova L.A. (2021). Visean palaeoincisions as centers of fluid-generation in the Kama coal basin. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 67–72. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.6

Funding

The article was written within the framework of the state assignment No. AAAA-A19-119022890063-9 «Development of scientific and methodological fundamentals for the search of large hydrocarbon accumulations in non-structural traps of a combined type within platform oil and gas basins».

References

Abukova L.A., Yusupova I.F. (2019). Reservoirs of pyrogenic nature as a factor of geofluidodynamic heterogeneity. *Doklady Akademii nauk*, 489(3), pp. 57–60. (In Russ.) https://doi.org/10.31857/S0869-56524893277-280

Abukova L.A., Yusupova I.F. (2020). Coal deposits of karst-erosion

cuts in the Volga-Ural oil and gas basin as a factor of geofluidodynamic heterogeneity. *Doklady Akademii nauk*, 494(1), pp. 25–28. (In Russ.) https://doi.org/10.1134/S1028334X20090032

Abukova L.A., Yusupova I.F., Abramova O.P. (2014). Role of the organic matter of a shale layer in the formation of its permeability at the early catagenic stage. *Khimiya tverdogo topliva = Chemistry of solid fuel*, 2, pp. 19–24. (In Russ.) https://doi.org/10.3103/S0361521914020025

Airuni A. (2005). Development of a highly efficient physicochemical method for complex-preliminary advanced degassing of methane-bearing coal seams. *Proc. Int. Sci. Conf. dedicated to the 100th anniversary of the birth of Ac. G.V. Bogomolov*. Minsk, v.2, pp. 213–215. (In Russ.)

Ammosov I.I., Eremin I.V. (1960). Fracturing of coals. Moscow: Academy of Sciences of the USSR, 111 p. (In Russ.)

Coal base of Russia (2000). V.1. Coal basins and deposits of the European part of Russia. Moscow: Geoinformmark, 483 p. (In Russ.)

Fadeeva N.P., Poludetkina E.N., Natitnik I.M., Akhunyanov I.Kh. (2017). Hydrocarbon potential of the Devonian coal formations of the Dnepr-Donetsk trough. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 240–248. http://doi.org/10.18599/grs.19.23

Frish V.A. (1981). Landscape and structural-geological analysis of the development of bogs. *Izvestiya Vsesoyuznogo geograficheskogo obshchestva*, 113(2), pp. 122–129. (In Russ.)

Khasanov R.R., Islamov A.F., Bogomolov A.Kh. (2013b). Comparative characteristics of the ultrafine mineral component of the fossil coals of the Kama and Donetsk basins. *Moscow State University Bulletin. Ser. 4. Geology,* 4, pp. 18–23. (In Russ.) https://doi.org/10.3103/S0145875213040030

Khasanov R.R., Larochkina I.A. (2013a). The conditions of occurrence and methods of development of oil and coal seams in the pre-Visean depressions of the Volga-Ural province. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 36–39. (In Russ.)

Kizilshtein L.Ya., Shpitsgluz A.L. (1998). Atlas of microcomponents and petrogenetic types of anthracites. Rostov-on-Don: North Caucasus Scientific Center, 254 p. (In Russ.)

Larskaya E.S. (1983). Diagnostics and methods of studying oil and gas source strata. Moscow: Nedra, 200 p. (In Russ.)

Lobov V.A., Grossheim D.A. (1968). Direct evidence of vertical migration of oil and gas in the sedimentary strata of the eastern Russian platform. *Genesis of oil and gas.* Moscow: Nauka, pp. 185–193. (In Russ.)

Markovsky N.I. (1965). Paleogeographic conditions for the placement of large oil deposits. Moscow: Nedra, 399 p. (In Russ.)

Mikhailov B.M. (1986). Ore-bearing weathering crust. Leningrad: Nedra, 239 p. (In Russ.)

Mukhametshin R.Z. (2006). Palaeoincisions and their role in the development of hard-to-recover oil reserves. Moscow: Geoinformmark, 80 p. (In Russ.)

Rodionova K.F., Ilinskaya V.V., Proskuryakova E.B. (1968). Methane-naphthenic hydrocarbons of organic matter of the Paleozoic rocks of the Volga-Ural oil and gas region. *Genesis of oil and gas*. Moscow: Nauka, pp. 65–71. (In Russ.)

Volkov V.N. (1993). Fundamentals of the geology of fossil fuels. St.Petersburg, 237 p. (In Russ.)

Yusupova I.F, Fadeeva N.P., Shardanova T.A. (2019). The effect of increased concentration of organic matter on the rock properties. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 183–189. https:// doi.org/10.18599/grs.2019.2.183-189

Yusupova I.F. (1994). Fluid generation in sedimentary strata and their dislocation. *Doklady Akademii Nauk*, 335(3), pp. 352–355. (In Russ.)

Zou C.N., Yang Z., Tao S.Z., Yuan X.J., Zhu R.K. (2013). Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: The Ordos Basin, North-Central China. *Earth-Science Reviews*, 126, pp. 358–369. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2013.08.006

About the Authors

Iskra F. Yusupova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Natalia P. Fadeeva – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Leyla A. Abukova – DSc (Geology and Mineralogy), Director of the Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 15 May 2021;
Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7

УДК 553.98(470.4/.5)

Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

Д.Д. Кожанов[1], М.А. Большакова[1], И.С. Хопта[2], А.В. Мордасова[1], А.В. Ступакова[1], Я.А. Заглядин[1], М.С. Борисова[1], А.П. Завьялова[1], В.В. Чупахина[1], Т.Р. Сахабов[1]*

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

[2]*Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия*

Проведен сбор и систематизация информации (фондовые данные, диссертации, научные публикации и др.) о рифейских и вендских отложениях северной части Камско-Бельского авлакогена. По скважинным данным (стратиграфическим разбивкам скважин) и региональным геологическим и сейсмическим профилям проанализированы и уточнены границы распространения отложений рифейского и вендского комплексов этой части Волго-Уральского региона и построены карты их тектонического строения. Обобщены данные о стратиграфии осадочных толщ верхнепротерозойского комплекса.

Выделены и описаны основные элементы рифей-вендской углеводородной системы. Выделены предполагаемые коллекторские интервалы в протерозойском комплексе, оценены фильтрационно-емкостные свойства пород. На базе геохимической информации ($С_{орг}$; $Б_{ХЛ}$; $Б_{СПБ}$; $Б_{ПЭ}$; н.о.; коэффициент $\beta=(Б_{ХЛ}/С_{орг})\cdot100$; коэффициент нейтральности ($К_н$)= $Б_{ХЛ}/Б_{СПБ}$; пиролиза (S_1, S_2, PI, HI, OI, TOC)), газовой хроматографии проведен анализ основных нефтематеринских толщ рифей-вендского комплекса.

Ключевые слова: Камско-Бельский авлакоген, рифей, венд, нефтематеринские толщи, нефтегазоносность, нефтяная система, Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн

Для цитирования: 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: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7

Введение

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн (ВУ НГБ) является одним из наиболее древних и изученных геологических объектов, исследование нефтегазоносности его толщ ведется уже более 100 лет. В пределах данного бассейна открыты уникальные и крупные месторождения углеводородного (УВ) сырья, при этом наблюдается рост выработанности запасов нефти и газа, за счет чего ресурсная база региона резко снижается. В связи с этим выявление новых перспективных объектов, которые могут быть обнаружены в глубокопогруженных отложениях рифей-вендского (RF-V) комплекса – очень актуальная задача для данного региона.

В мире известны примеры успешного освоения древних нефтегазоносных отложений. Месторождения в докембрии были открыты в бассейнах Австралии, Китая и Омана (McKirdy, 1974; Конторович и др., 1996). В нашей стране также известны открытия протерозойской нефти в Восточной Сибири (Марковское месторождение, Куюмбо-Юрубчено-Тайгинский ареал нефтегазоносности и др.) (Баженова, 2016; Конторович и др., 1996). Для Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) вопрос нефтегазоносности протерозойских толщ в полной мере пока не изучен.

Древние рифей-вендские осадочные отложения распространены в пределах Камско-Бельского авлакогена. С позиций нефтегазоносности эти породы изучены крайне слабо: нет полного представления об их геологическом строении и особенностях залегания, отсутствует универсальное понимание их литолого-стратиграфической приуроченности и условий образования.

В пределах Камско-Бельского авлакогена зафиксировано около 60 нефте- и газопроявлений (Башкова, 2009) которые в основном приурочены к породам базальной и терминальной частей вендских отложений (бородулинская и кудымкарская серии соответственно) (Никитина, 2014; Башкова и др., 2017). Стоит отметить, что в вендских отложениях на территории платформенной части юга Пермского края и востока Удмуртской Республики были открыты месторождения тяжелых нефтей (Соколовское, Сивинское и Верещагинское), кроме того, на основании анализа изотопного состава углерода нефтей палеозойских продуктивных отложений месторождений (Галимов, 1972; Максимов, Панкина, 1978; Панкина и др., 1976) Чубойское и Поломское предыдущими исследователями (Коблова и др., 1984; Проворов и др., 2007) был сделан вывод о том, что эти нефти генерированы древними (позднепротерозойскими) нефтематеринскими толщами (НМТ).

Цель и объект исследования

Объектом исследования в рамках данной работы являются породы рифей-вендского нефтегазоносного

* Ответственный автор: Дмитрий Дмитриевич Кожанов
e-mail: dimitriykozz@gmail.com

© 2021 Коллектив авторов

комплекса (НГК) северной части Камско-Бельского авлакогена, с которой многие исследователи связывают перспективы нефтегазоностности (Башкова, 2009; Башкова и др., 2017; Гиниятова и др., 2017; Козлова и др., 2013; Никитина, 2014; Проворов и др., 2007).

Цель исследования – обозначить в рифей-вендских отложениях Камско-Бельского авлакогена элементы, необходимые для существования углеводородной системы, и дать их геолого-геохимическую характеристику.

Выбор объекта исследований связан, во-первых, с относительно хорошей геолого-геохимической изученностью рифей-вендских отложений северной части Камско-Бельского авлакогена по сравнению с южными районами, а, во-вторых, с его уникальным положением (охватывает одновременно зону максимального развития НМТ, а также прибортовую зону Камско-Бельского авлакогена – область максимального распространения коллекторских толщ).

Для характеристики геолого-геохимических и петрографических особенностей указанных отложений использовались данные, полученные как в результате собственных исследований, так и информация из фондовых источников, научных статей и монографий. Помимо прочего при написании статьи использовалось большое количество скважинных данных (стратиграфические разбивки скважин) и региональных геологических и сейсмических профилей (рис. 1).

Стратиграфия рифей-вендской части разреза Камско-Бельского авлакогена Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

Стратиграфически рифейские отложения, слагающие авлакогеновый комплекс Волго-Уральского НГБ, представлены тремя сериями: кырпинской (RF_1), серафимовской (RF_2) и абдулинской (RF_3) (Стратиграфическая схема..., 2000) (рис. 2).

Рифейские отложения образованы в результате многостадийного рифтогенеза, за счет чего прослеживается цикличность осадочных пород. Каждый из циклов начинается с накопления песчаников и конгломератов, сменяющихся вверх по разрезу либо карбонатными – терригенно-карбонатными породами, либо переслаивающимися между собой песчаниками, алевролитами и аргиллитами (Хопта, 2019). Стоит отметить, что в последнее время в составе авлакогенового комплекса выделяются также осадочно-вулканогенные отложения кипачской свиты (RF_4), относящейся к терминальному рифею (Сергеева и др., 2015).

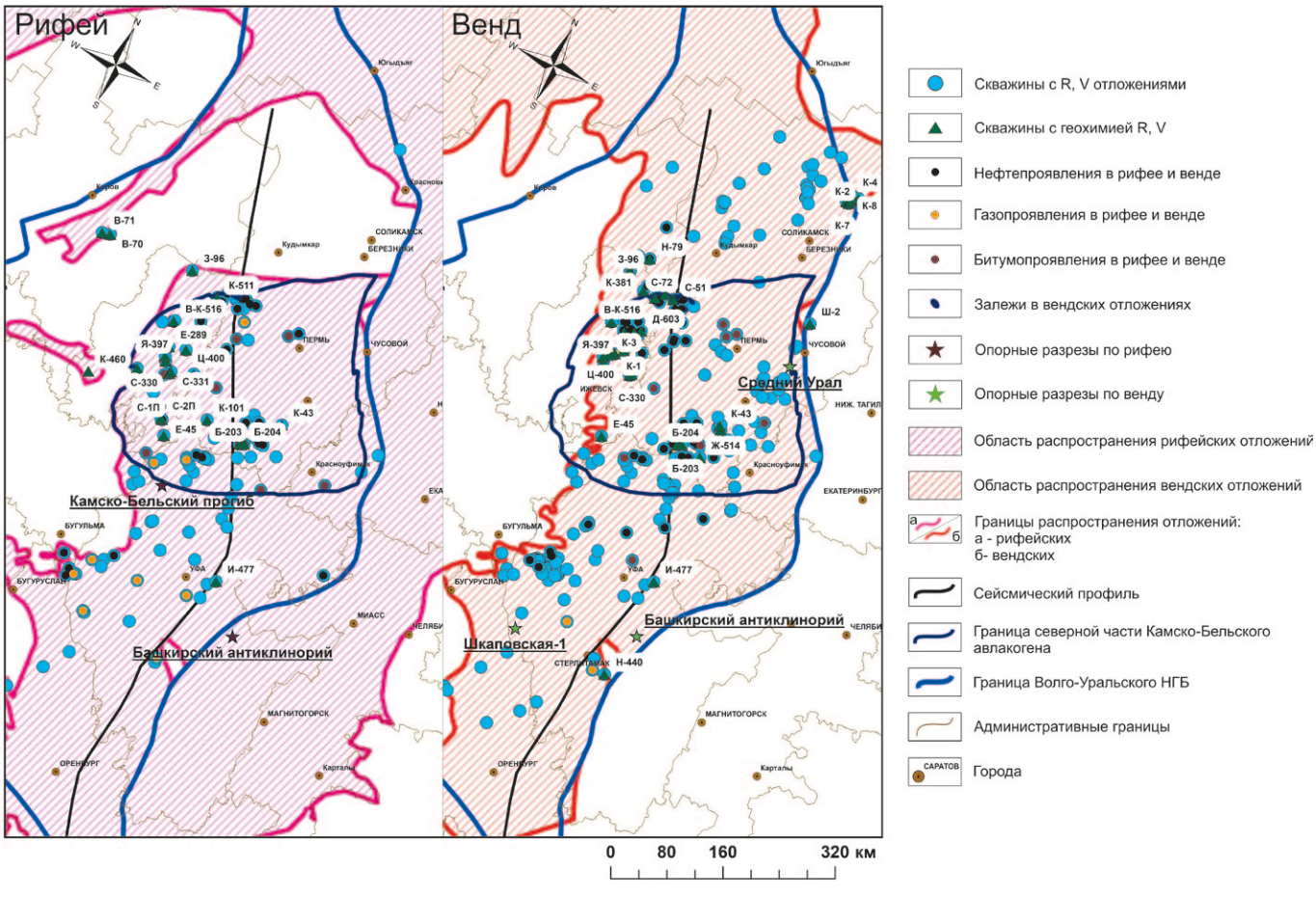


Рис. 1. Карта фактического материала, использованного в исследованиях. Прим.: Азино-Пальниковская 133 – (А-3-133), Бедряжская 203 (Б-203), Бедряжская 204 (Б-204), Дебесская 603 (Д-603), Дебесская 646 (Д-646), Ельниковская 45 (Е-45), Игринская 477 (И-477), Карсовайская 381 (К-381), Киенгопская 1 (К-1), Киенгопская 3 (К-3), Кирилловская 101 (К-101), Косинская 460 (К-460), Красносельская 187 (К-187), Красновишерская 2 (К-2), Красновишерская 4 (К-4), Красновишерская 7 (К-7), Красновишерская 8 (К-8), Кулигинская 43 (К-43), Кулигинская 511 (К-511), Лозолюкская 501 (Л-501), Люкская 325 (Л-325), Мишкинская 185 (М-185), Мишкинская 222 (М-222), Нарядовская 440 (Н-440), Ниримская 79 (Н-79), Ниримская 83 (Н-83), Остяцкий профиль 517 (О-517), Сарапульская 1П (С-1П), Сарапульская 2П (С-2П), Сергеевская 72 (С-72), Широковская 2 (Ш-2), Соколовская 51 (С-51), Сушинская 330 (С-330), Сушинская 331 (С-331), Центральная 400 (Ц-400), Восточно-Красногорская 516 (В-К-516), Вожгальская 70 (В-70), Вожгальская 71 (В-71), Ягульская 397 (Я-397), Есенейская 289 (Е-289), Южно-Киенгопская 341 (Ю-К-341), Жуковская 514 (Ж-514), Золотаревская 96 (З-96)

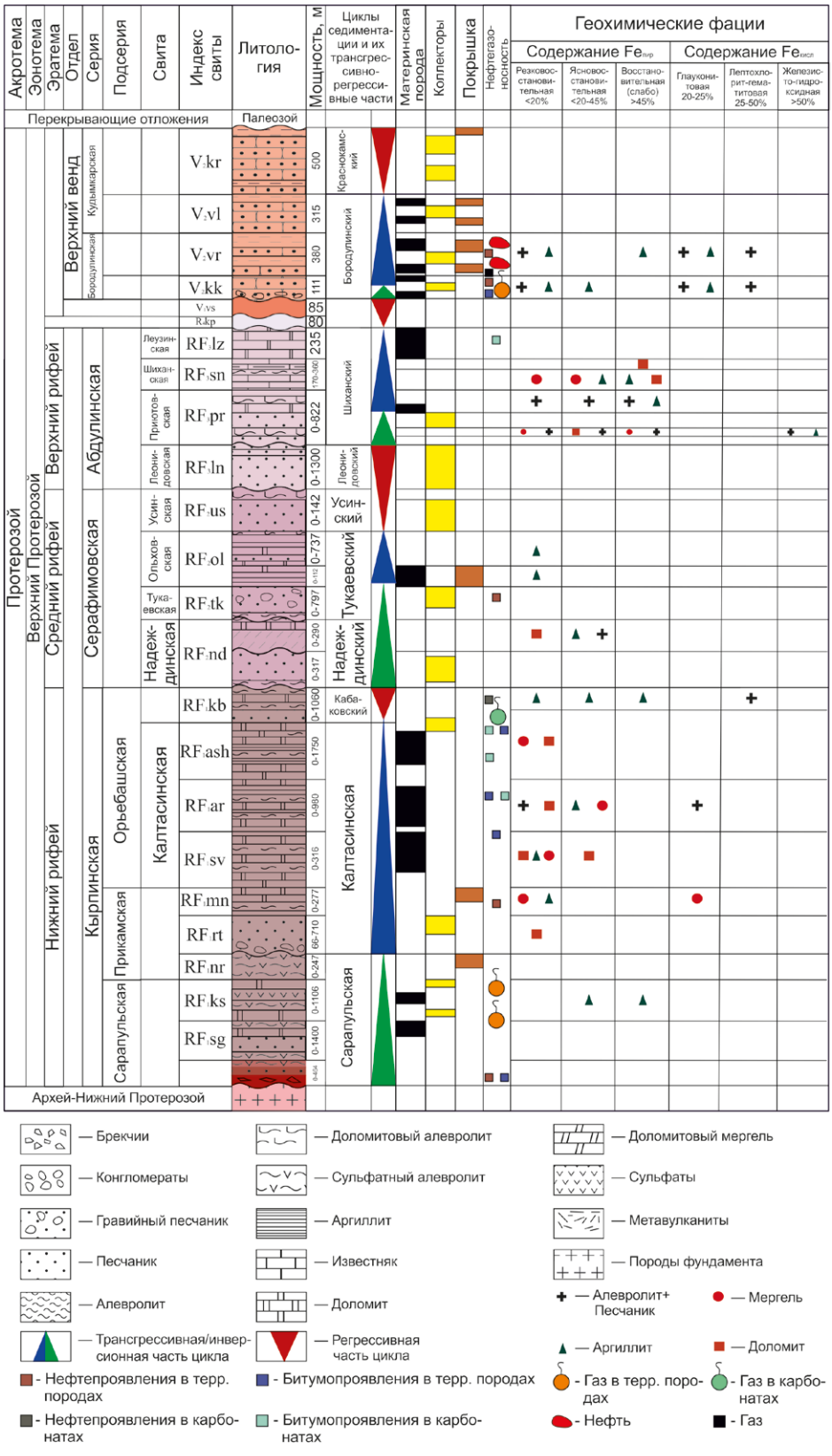


Рис. 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез рифей-вендских отложений северной части Камско-Бельского авлакогена (на основании данных С.Е. Башковой, О.Б. Дьяконовой, И.С. Хопта). Прим.: названия свит RF_1sg – сигаевская; RF_1ks – костинская; RF_1nr – норкинская; RF_1rt – ротковская; RF_1mn – минаевская; RF_1kb – кабаковская; RF_2nd – надеждинская; RF_2tk – тукаевская; RF_2ol – ольховская; RF_2us – усинская; RF_3ln – леонидовская; RF_3pr – притовская; RF_3sn – шиханская; RF_3lz – леузинская; RF_4kp – кипчакская; V_1vs – веслянская; V_2kk – кыквинская; V_2vr – верещагинская; V_2vl – велвинская; V_2kr – краснокамская. Подсвит калтасинской свиты (RF_1kl): RF_1sv – саузовская; RF_1ar – арланская; RF_1ash– ашитская.

Базальная часть плитного комплекса осадочного чехла Волго-Уральского НГБ представлена верхневендскими отложениями (V_2), сложенными в основном алевролито-псамитовыми и песчано-гравелитовыми разностями с подчиненными глинистыми прослоями (Стратиграфическая схема..., 2000).

Трансгрессивно-регрессивные условия накопления органического вещества (ОВ) отложений рифея-венда, а также благоприятный диа-катагенетический режим их преобразования способствовали формированию всех элементов, необходимых для существования УВ системы (рис. 2). Так, основными НМТ в рифее являются глинисто-карбонатные отложения калтасинской свиты (RF_1kl). Основные коллектора приурочены к псаммитовым и алевро-псаммитовым прослоям среднего-верхнего рифея и верхнего венда. Флюидоупорами могут служить прослои аргиллитов рифея, а также плотные глинистые прослои верещагинской и велвинской свит венда (V_2vr, V_2vl). Типы залежей: стратиграфически-экранированные, приуроченные к останцам рифейского палеорельефа (в т.ч. к выступам фундамента), а также антиклинальные пластово-сводовые (Башкова и др., 2017; Никитина, 2014).

Тектоника и история геологического развития северной части Камско-Бельского авлакогена Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

В раннерифейскую эру на Восточно-Европейской платформе (ВЕП) происходит формирование авлакогенов. Наибольшее погружение на территории формирующегося Волго-Уральского НГБ испытывал ориентированный в северо-западном направлении Камско-Бельский грабенообразный прогиб, который впоследствии разделила Орьебаш-Татышлинско-Чернушинская приподнятая зона фундамента. В юго-восточном направлении он продолжается до Башкирского мегантиклинория, погружаясь под складчатый Урал (Наливкин и др., 1964).

В среднем рифее Волго-Камский мегаблок был опущен; на востоке его существовал морской бассейн (Камско-Бельский грабенообразный прогиб), в который впадали реки, поставлявшие со стороны Восточно-Европейской платформы по глубоковрезанным речным долинам (приуроченным к разломным зонам) грубообломочный материал. В пределах характеризуемой территории Осинцевско-Красноуфимский выступ фундамента с конца раннего рифея постоянно сохранял положение приподнятого блока (рис. 3). Палеогеографические реконструкции (Оловянишников, 2000) позволяют считать, что в перикратонной области осадконакопление происходило в условиях внешней шельфовой зоны.

В начале позднерифейской эры, после кратковременного перерыва в осадконакоплении, в результате наступившей трансгрессии в восточной части района исследования накапливались морские и прибрежно-морские карбонатно-терригенные осадки зоны шельфа, перекрываемые песчано-алевритовыми отложениями (Дьяконова, 2009).

Во второй половине позднего рифея в осевой зоне формирующегося Тимано-Уральского подвижного пояса (на территории современного складчатого Урала) в результате процессов континентального рифтогенеза заложилась система субмеридиональных грабенообразных структур, выполненных существенно терригенными породами с подчиненными пластами и покровами базальтов и андезито-базальтов повышенной щелочности (Светлакова, 2008; Пучков, 2000).

В раннем венде, на фоне начавшегося общего подъема территории, рифтовые структуры, заложившиеся в рифее, по-видимому, продолжали развиваться с формированием унаследованных Верхнекамской и Шкапово-Шиханской впадин (Пучков и др., 2014).

Большая часть вендских отложений представлена породами верхнего венда, формирование которых приходится на вступление Урало-Тиманской системы в орогенную стадию (Пучков, 2010). В это время произошел подъем территории; образовавшиеся обширные области сноса чередовались с сохранившимися рифтовыми зонами и межгорными и краевыми прогибами, в которых аккумулировались отложения терригенной и вулканогенной молассы (Пактовский, 2019; Пучков и др., 2005).

Байкальский тектономагматический этап развития региона завершился на рубеже венда и кембрия, возможно, – в раннем-среднем кембрии. В дальнейшем, в течение палеозоя Волго-Уральский субрегион испытывает несколько крупных периодов воздымания (средний девон, поздняя пермь). В позднем девоне-раннем карбоне происходит унаследованное прогибание территории с образованием Камско-Кинельской системы прогибов (D_3fr-C_1t). В целом, в позднем палеозое формирование структурно-осадочных комплексов (рис. 4) подчиняется процессам развития проградирующего складчатого форланда Урала, а также развитию карбонатных платформ. В мезозое происходит пенепленизация Уральского горноскладчатого сооружения. В настоящее время Уральское складчатое сооружение испытывает посторогенетическую активизацию под воздействием «альпийских» источников.

Унаследованное формирование протерозойских и палеозойских структур отдельных частей платформы,

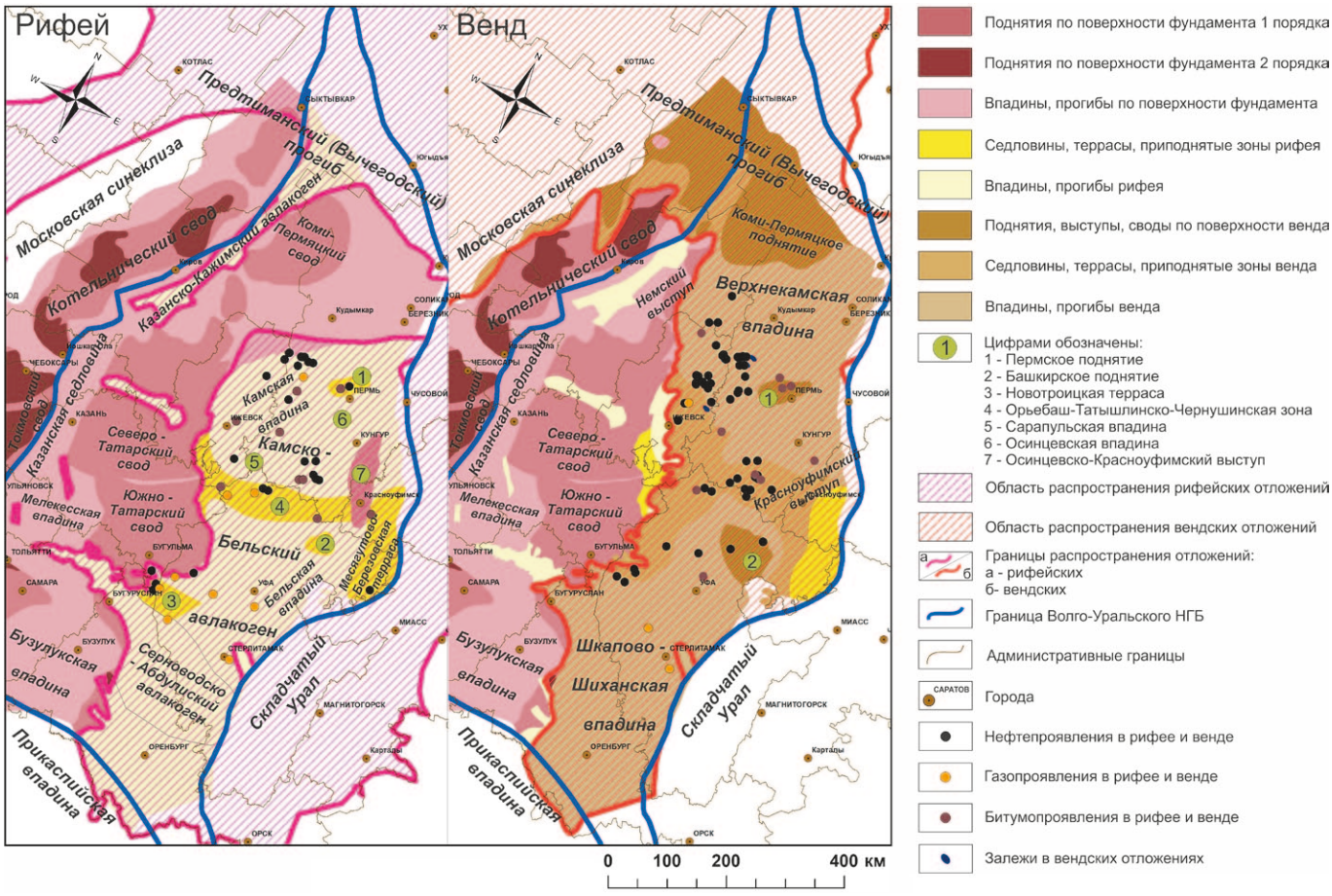


Рис. 3. Тектонические карты рифейских и вендских отложений с положением нефте-, газопроявлений

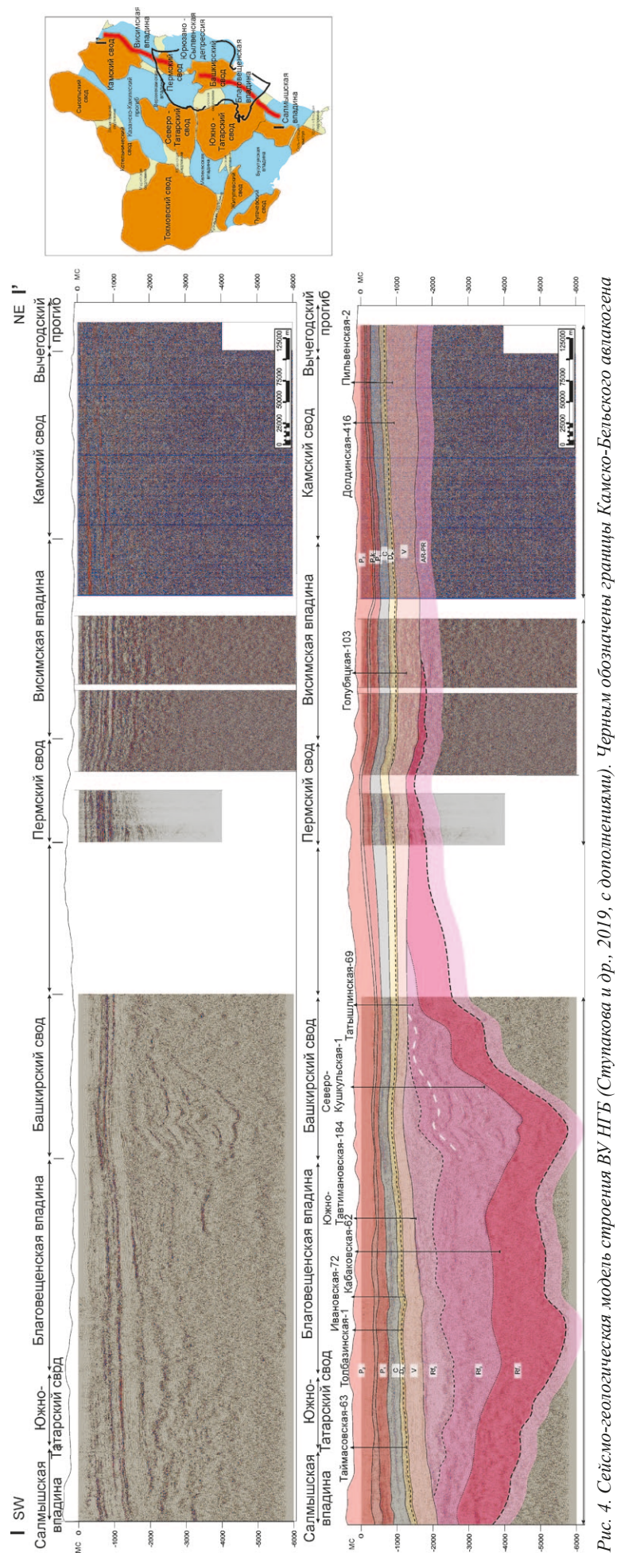


Рис. 4. Сейсмо-геологическая модель строения ВУ НТБ (Ступакова и др., 2019, с дополнениями). Черным обозначены границы Камско-Бельского авлакогена

вероятно, определило существенное влияние историко-геологических факторов на формирование нефтегазоносности.

В целом тектонические особенности развития региона позволяют ряду авторов предполагать наличие двух периодов генерации УВ протерозойскими толщами северной части Камско-Бельского авлакогена, первый из которых приходится на поздний протерозой, второй на поздний палеозой, что определялось общим прогибанием восточной части Восточно-Европейской платформы (Карасева и др., 2014).

Обогащенные органическим веществом рифей-вендские отложения северной части Камско-Бельского авлакогена Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

В данном разделе приводится анализ фондовых данных за 1963–2016 гг.

Основной нефтематеринской толщей рифея являются нижнерифейские отложения калтасинской свиты, представленные глинисто-карбонатным комплексом (нерастворимы остаток (н.о.) – 1,17–90,47%) пород мощностью более 2 км (Карасева, 2006). В геохимическом отношении (табл. 1) они характеризуются невысоким содержанием органического углерода (до 0,8%) и выходом хлороформенного битумоида $Б_{ХЛ}$ – до 0,156%, что говорит о развитии процессов генерации УВ этими толщами. Выявленные количества содержания петролейно-эфирного (Бпэ), спиртобензольного (Бспб) битумоидов, а также гуминовых кислот свидетельствуют о значительной выработанности потенциала НМТ и частичной окисленности органического вещества (ОВ) и продуктов генерации. Невысокие содержания органического углерода компенсируются значительной мощностью этих отложений. Высокая степень катагенетической преобразованности (до $МК_5$) позволяет предполагать высокие исходные (на градации ПК) концентрации органического углерода $С_{орг}$ (до 1,5–2%).

На основании распределения н-алканов (по результатам газовой хроматографии битумоидов), можно говорить о том, что диагенетические условия преобразования ОВ были разнообразными. Осадконакопление происходило в морских преимущественно глубоководных условиях с образованием глинисто-карбонатного комплекса RF_1kl (рис. 5).

Тип органического вещества I/II преимущественно сапропелевый – на это указывают палеогеографические реконструкции и результаты исследования других авторов. При этом исходное ОВ было сформировано кислородгенерирующими организмами (Сергеев и др., 2018), и кероген изначально содержал много атомов кислорода, в связи с чем, определение генетического типа ОВ по диаграмме Ван-Кревелена (рис. 6), зачастую является непоказательным.

Определение исходных характеристик ОВ осложняется также значительной катагенетической зрелостью отложений (рис. 7).

Геохимический показатель	Значение*	Скважины
	RF_1kl	
Сорг, %	0,01-0,08 (0,162)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Н.О., %	1,17-90,47 (41,5)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
β, %	0,11-100 (12,52)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бхл, %	0-0,156 (0,022)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Кн, %	0,0-2 (0,65)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бспб, %	0,0003-0,156 (0,022)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бпэ, %	0,0-0,1 (0,00059)	min – >> max – (Бедряжская, 203)
Гуминовые кислоты, %	0,0-0,0025 (0,00008)	min – >> max – (Дебесская, 603)

* - min-max (среднее)

Табл. 1. Геохимическая характеристика отложений калтасинской свиты

По распределению нормальных алканов битумоиды калтасинской свиты могут быть условно разделены на пять групп.

Различия в распределении н-алканов, вероятно, контролируются генетической характеристикой битумоида (так как в отложениях калтасинской свиты встречаются прослои, обедненные ОВ) и катагенетической преобразованностью исходного для битумоида ОВ древнего докембрийского фитопланктона (рис. 8).

Битумоиды группы А (рис. 8А). Аллохтонно-паравтохтонные (β – до 30%) битумоиды получены практически из самых глубокопогруженных частей калтасинской свиты скважины Бедряжская 204 (инт. 3051,1–3693,0 – ашитская и арланская подсвиты), что, по-видимому, объясняет преобладание в общей структуре низко-среднемолекулярных членов гомологического ряда ($n\text{-}C_{17}$-$n\text{-}C_{25}$). При этом, распределение характеризуется бимодальностью со вторым максимумом в области ($n\text{-}C_{27}$-$n\text{-}C_{30}$), что может указывать на наличие в толще нефти ранней генерации, образованной в карбонатных породах. Тем не менее, тип исходного органического вещества определяется как сапропелевый, образованный в восстановительных условиях (НЧ/Ч<1). Отношение пристана к фитану (Pr/Ph) низкое, что подтверждает сапропелевый тип ОВ и восстановительные обстановки диагенеза.

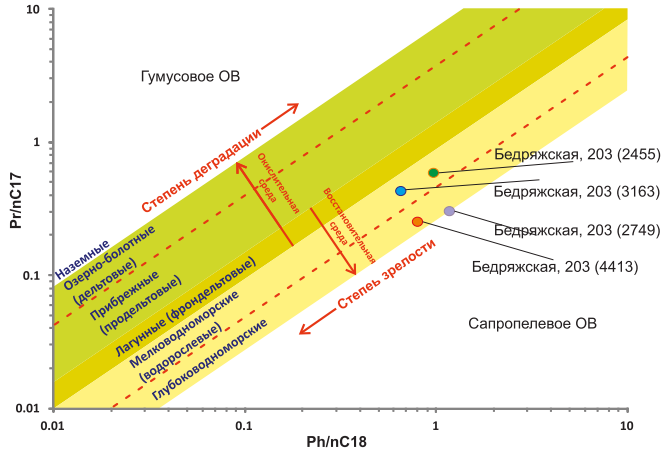


Рис. 5. Диаграмма Кеннона-Кессоу для образцов калтасинской свиты

Группа В (рис. 8В) паравтохтонно-автохтонных битумоидов (β = 8,33–20,34%) по глубинной привязке соответствует достаточно широкому диапазону глубин (от 2447,7 до 4282,5 м). Экстракты характеризуются бимодальным распределением н-алканов (максимумы на $n\text{-}C_{23\text{-}25}$; $n\text{-}C_{27\text{-}29}$). Преобладают высокомолекулярные гомологи, при этом отношение Pr/Ph преимущественно <1, лишь в одном образце этот коэффициент равен 1,1 (интересно, что β в этом образце отличается от остальных членов ряда, его значение равняется 100).

Битумоиды группы С – экстракты из пород ашитской подсвиты (рис. 8С) – автохтонные (β = 8,7%), в них присутствуют легкие н-алканы – с мономодальным распределением. Исходное ОВ здесь определяется как сапропелевое, катагенетически зрелое. При этом в образце (203, гл. 4293,9 м) отношение пристана к фитану равно 1,23, если учитывать глубины отложений, а также литологию пород (мергель), данное соотношение можно объяснить

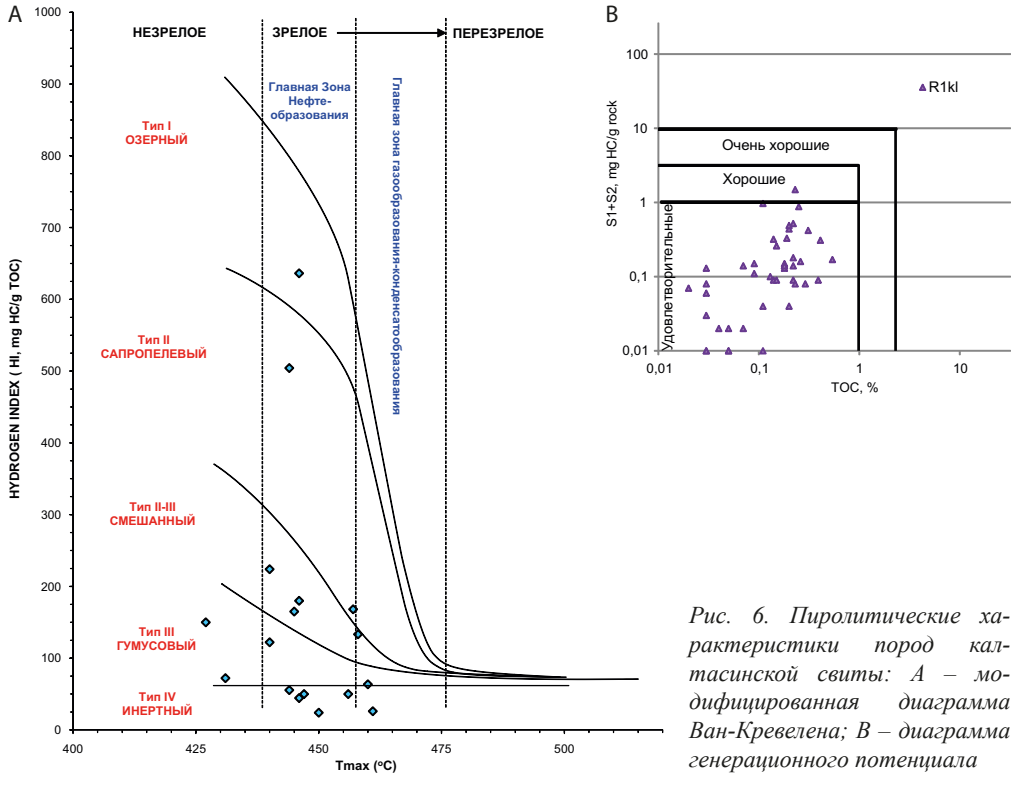


Рис. 6. Пиролитические характеристики пород калтасинской свиты: А – модифицированная диаграмма Ван-Кревелена; В – диаграмма генерационного потенциала

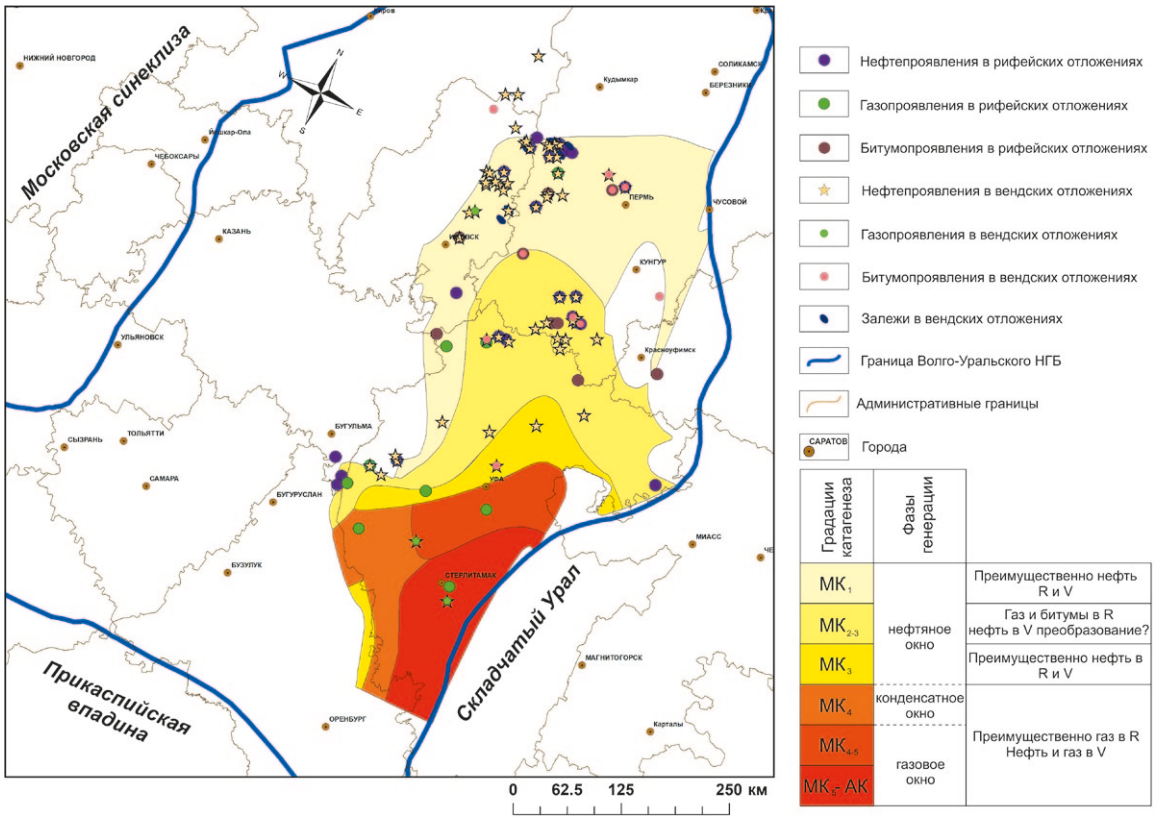


Рис. 7. Карта катагенетической зрелости отложений калтасинской свиты (по данным Карасевой Т.В.)

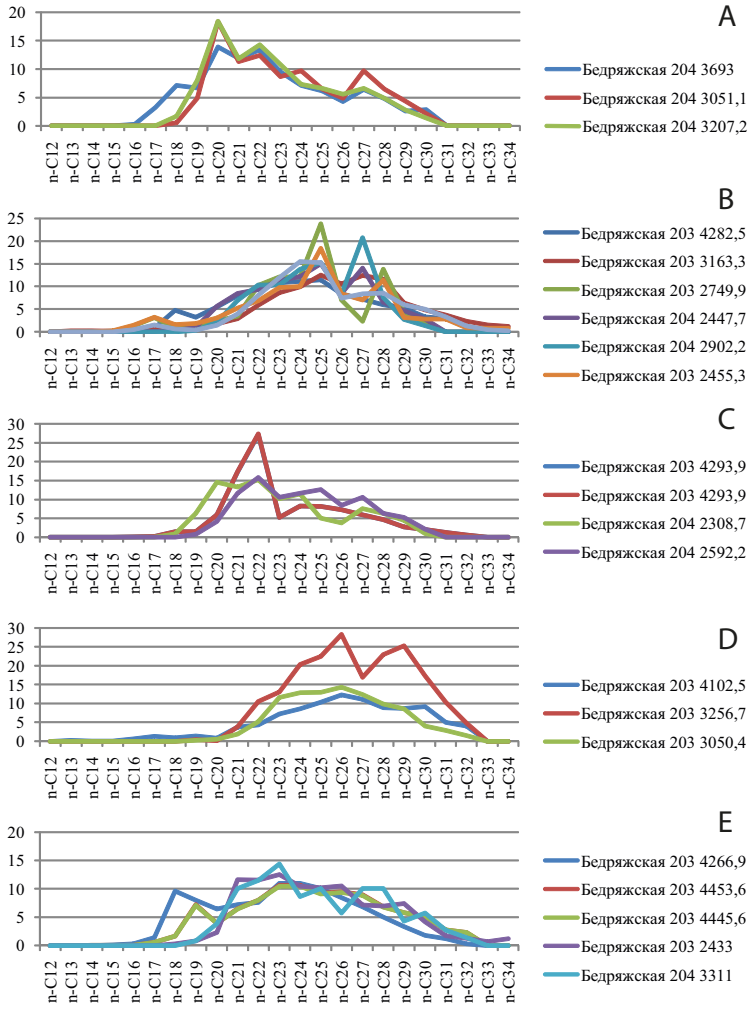


Рис. 8. Графики распределения членов гомологического ряда н-алканов

лишь наличием слабовосстановительных и восстановительных обстановок осадконакопления.

Паравтохтонно-аллохтонные битумоиды группы D (β = 22–100%) (рис. 8D) также получены из пород ашитской подсвиты, отобранных в широком интервале глубин (3050,4–4102,5 м), при этом так же как в группе B, здесь преобладают тяжелые гомологи н-алканов и нечетные члены этого гомологического ряда (по всей видимости за счет специфики исходного ОВ). Отношение пристана к фитану немногим больше 1.

Паравтохтонно-аллохтонные битумоиды группы E (β = 28,57–40%) (рис. 8E). Здесь для алканов нормального строения характерно мономодальное распределение с максимумом в области n-C_{23}-n-C_{25}, отношение Pr/Ph в целом меньше 1, что говорит о сапропелевом типе исходного ОВ, а также восстановительных условиях его преобразования в диагенезе. Интересно, что отношение нечетных гомологов н-алканов к четным примерно равно 1 или немного превышает 1.

Согласно данным С.Е. Башковой и Т.В. Белоконь (Башкова и др., 2008), степень преобразованности ОВ рифейских отложений варьирует в пределах $МК_2$-$МК_5$ (рис. 7).

В качестве наиболее благоприятных областей для поиска нефти и газа могут рассматриваться прибортовые части Орьебаш-Татышлинско-Чернушинской приподнятой зоны, а также северные прибортовые части Камско-Бельского авлакогена (рис. 4, 13). Интересно, что в этой же части находится очаг генерации – Сарапульская палеовпадина. Из-за общего регионального погружения

платформенного комплекса в юго-восточном направлении территория современного платформенного Башкортостана характеризуется значительной катагенетической преобразованностью пород рифея и венда. Нефтегазообразование здесь связано лишь с локальными участками развития нефтематеринских пород среднего-верхнего рифея, роль которых в формировании нефтегазоносности бассейна в целом значительно ниже, чем в северных районах Камско-Бельского авлакогена.

В целом, опираясь на знания о геологическом развитии территории, а также на положение о том, что рифей-вендские нефтематеринские толщи генерировали УВ в два этапа (Башкова и др., 2008), можно предположить, что основная генерация пришлась на границу позднего протерозоя (венда)-раннего палеозоя. Тем не менее, общий региональный подъем территории, происходивший в раннем-среднем палеозое, вероятно, способствовал разрушению сформировавшихся к этому времени залежей УВ. Об этом косвенно свидетельствуют находки тяжелых, вязких нефтей в вендских отложениях (Карасева и др., 2014). Такие нефти часто формируются в результате разрушения древних залежей при попадании их в зону гипергенеза, в данном случае – из-за инверсии тектонических движений в додевонское время и активной инфильтрации атмосферных вод. Запасы нефти второго этапа генерации до сих пор не оценены, тем не менее, некоторые исследователи предполагают, что именно в позднем палеозое происходили события, послужившие основной генерации жидких и газообразных углеводородов. На данный момент следы их зафиксированы в виде зон микроаккумуляции легких маслянистых и смолистых битумоидов в породах рифейского комплекса (Карасева, 2014).

Характеристика вендских пород, обогащенных ОВ

Вендские нефтематеринские толщи распространены практически повсеместно на территории Волго-Уральского НГБ (Станекзай, 2009), однако мощность их значительно меньше, чем у рифейских (до 1000 м). Стратиграфически НМТ вендского комплекса приурочены к интервалам развития аргиллитов кыквинской и верещагинской свит, объединенных в бородулинскую серию, а также к велвинской и краснокамской свитам кудымкарской серии верхнего венда (табл. 2).

Породы кыквинской свиты наиболее обогащены $С_{орг}$ (до 3,95 %) и $Б_{хл}$ (до 0,625 %), что говорит о высоком нефтематеринском потенциале этих отложений, а также о том, что генерационные процессы уже идут (табл. 2). Тогда как породы верещагинской свиты и нерасчлененной бородулинской серии имеют геохимическую характеристику ($С_{орг}$, $\beta_{хл}$), указывающую на наличие миграционных процессов, происходящих в этих толщах. Данная особенность говорит о генерационно-аккумуляционных процессах, происходящих в вендских отложениях и об образовании нефтей на градациях катагенеза $МК_1$-$МК_2$.

Интересно, что наличие «мертвого/инертинитового» пиролитического типа ОВ (рис. 9) обусловлено для данных толщ нарастающей ароматизацией ОВ во время диагенеза осадка с последующей его полимеризацией при метаморфизме (катагенезе) образующегося керогена (McKirdy, 1974).

Геохимический показатель		
Геохимический показатель	Значение*	Скважины
	V_2br	
Сорг, %	0,1-0,7 (0,27)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Н.О., %	80,16-92,67 (87,24)	min – (Бедряжская, 204) max – (Бедряжская, 204)
βхл, %	0,93-16,86 (6,16)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бхл, %	0,0002-0,118 (0,014)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Кн, %	0,12-2 (0,39)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бспб, %	0,0006-0,08 (0,029)	min – (Бедряжская, 203) max – (Бедряжская, 203)
Бп, %	0,0-0,1 (0,00074)	min – >> max – (Бедряжская, 203)
Гуминовые кислоты, %	0,0-0,0019 (0,00008)	min – >> max – (Бедряжская, 203)
	V_2kk	
Сорг, %	0,02-3,95 (0,49)	min – (Дебесская, 603) max – (Дебесская, 603)
Н.О. , %	6,7-98,1 (82)	min – (Глазовская) max – (Золотаревская, 96)
βхл, %	0,04-74,07 (7,29)	min – (Золотаревская, 96) max – (Мишкинская, 185)
Бхл, %	0,0-0,625 (0,013)	min – (Глазовская, Дебесская, 603) max – (Золотаревская, 96)
Кн, %	0,03-2 (0,33)	min – (Центральная, 400) max – (Золотаревская, 96)
Бспб, %	0,0003-0,313 (0,027)	min – (Дебесская, 603) max – (Золотаревская, 96)
Бп, %	0,0-0,04 (0,0004)	min – >> max – (Золотаревская, 96)
	V_2vr	
Сорг, %	0,03-1,83 (0,27)	min – (Ельниковская, 45) max – (Ниримская, 83)
Н.О. , %	29,38-93,34 (81,39)	min – (Дебесская, 603) max – (Ельниковская, 45)
βхл, %	0,04-100 (13,89)	min – (Дебесская, 603; Ельниковская, 45) max – (Дебесская, 603)
Бхл, %	0,0003-0,156 (0,016)	min – (Дебесская, 603) max – (Ельниковская, 45)
Кн, %	0,05-0,075 (0,683)	min – (Дебесская, 603) max – (Дебесская, 603)
Бспб, %	0,0006-0,118 (0,034)	min – >> max – (Дебесская, 603)

* - min-max (среднее)

Табл. 2. Геохимическая характеристика отложений бородулинской серии, кыквенской и верещагинской свит

Тип ОВ (V_2br), согласно диаграмме Кеннона-Кессоу (рис. 10), определяется как сапропелевый, накопление которого происходило в восстановительных и резковосстановительных условиях относительно глубоководного морского бассейна. Указанная особенность подтверждается также и характером распределения н-алканов (рис. 11).

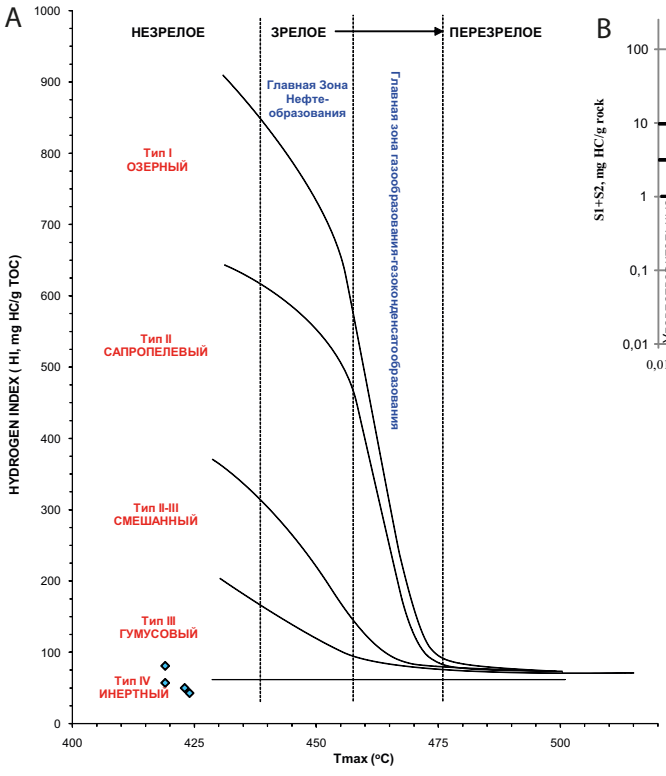


Рис. 9. Пиролитические характеристики пород бородулинской серии: А – модифицированная диаграмма Ван-Кревелена; В – диаграмма генерационного потенциала

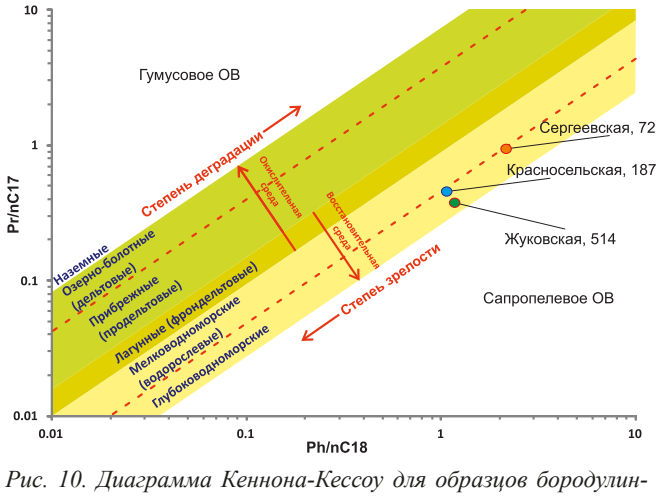


Рис. 10. Диаграмма Кеннона-Кессоу для образцов бородулинской серии

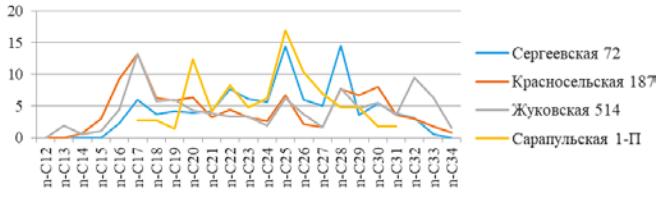


Рис. 11. Графики распределения членов гомологического ряда н-алканов битумоидов верещагинской свиты

Характеристика коллекторов и покрышек рифея-венда Камско-Бельского авлакогена

Нефтегазопроявления, связанные с рифейско-вендскими отложениями характерны в основном для Верхнекамской впадины Камско-Бельского авлакогена. Они сконцентрированы главным образом в верхней части рифея на контакте с вендом и в нижней части ласьвинской серии венда – на трёх стратиграфических уровнях (рис. 2).

Скопления нефти и газа в рифейских отложениях можно ожидать как в поверхностной зоне трещиноватых песчаников и кавернозных доломитов, связанной с предвендским перерывом, так и внутри рифейского разреза. В первом случае зона аккумуляции в поверхностных слоях рифея и прилегающих слоях венда является единой с перекрывающими кыквинской и верещагинской глинистыми покрышками. Примером такого скопления является Сивинская нефтяная залежь.

По разрезу рифея зоны аккумуляции нефти и газа могут быть связаны с терригенными толщами арланской подсвиты нижнего рифея, тукаевской свиты среднего рифея и леонидовской свиты верхнего рифея. В песчаниках названных свит отмечены многочисленные нефтепроявления (Клевцова и др., 1982). Эти толщи развиты в центральной и юго-восточной малоизученных частях Камско-Бельского авлакогена, в зоне их погружения до глубин 5000 м и более.

Качество природных резервуаров нефти и газа будет определяться коллекторскими свойствами песчаников, которые обычно ухудшаются с глубиной. Наиболее перспективными являются песчаники леонидовской свиты, которые на глубинах 2200–2600 м обладают хорошими коллекторскими свойствами – их пористость достигает 15–25%, а проницаемость – 420 мД.

Различия в характере зон нефтегазонакопления в пределах вендских впадин обусловлены различными палеотектонической и палеогеографической обстановками вендского осадконакопления в Бирско-Шкаповском и Верхнекамском осадочных бассейнах.

В вендских породах интенсивные нефтегазопроявления приурочены к песчанистым пластам кыквинской и верещагинской свит бородулинской подсерии и установлены в ряде скважин (рис. 4). В отдельных разрезах нефтенасыщены базальные слои венда и подстилающие их трещиноватые песчаники рифея.

Впервые на Восточно-Европейской платформе (на территории Верхнекамской впадины, Пермский край) были открыты залежи нефти в вендских отложениях – Ларионовская и Сивинская. Залежи связаны со структурными ловушками, сформированными породами рифея и венда над горстовидными поднятиями.

Нефтепроявления в кыквинской свите приурочены к мелко-, средне- и разнозернистым полимиктовым песчаным коллекторам с включениями гравийных зерен. Их пористость изменяется от 6 до 14 %, проницаемость может достигать 170 мД. Общая мощность базальных песчаников кыквинкской свиты достигает 36 м. Над базальными песчаниками залегает пачка аргиллитов, выше – терригенно-глинистые толщи верещагинской, велвинской и краснокамской свит. Общая мощность вендских отложений на Сивинском поднятии составляет более 600 м.

В соответствии с приведёнными данными территория западной и юго-восточной частей Верхнекамской впадины, где развиты отложения бородулинской серии (базальные толщи кыквинской и верещагинской свит), рассматривается как перспективная в отношении поисков вендских залежей нефти, которые могут быть связаны с локальными поднятиями и ловушками структурно-литологического типа, обусловленными выклиниванием пластов-коллекторов к сводам локальных поднятий. Например, на склонах Коми-Пермяцкого свода, где установлено региональное выклинивание пластов-коллекторов кыквинской и верещагинской свит, перекрытых глинистой покрышкой мощностью 100–80 м (Клевцова и др., 1982).

Восточная (Приуральская) часть Верхнекамской впадины рассматривается рядом авторов (Клевцова и др., 1982) как возможно перспективная в отношении нефтеносности, но малоизученная. Учитывая благоприятные палеотектонические условия преобразования органического вещества, в наиболее прогнутой зоне Верхнекамской впадины, в вендских отложениях, можно ожидать скопления углеводородных соединений.

Отложения нижнего венда Бирско-Шкаповской и Верхнекамской впадин, не содержащие глинистых покрышек, отнесены к разряду малоперспективных. Не исключается, что при более детальных исследованиях здесь могут быть обнаружены локальные флюидоупоры, которые могли способствовать формированию мелких скоплений УВ в ловушках за счет различий в их строении.

Критерии прогноза нефтегазоносности рифей-вендского комплекса

Несмотря на довольно фрагментарную изученность пород рифея и венда Камско-Бельского авлакогена, рядом авторов сформулированы критерии для оценки его перспективности.

Согласно И.А. Козловой и М.А. Шадриной (Козлова, Шадрина, 2013), для рифей-вендского комплекса выделяются следующие критерии, определяющие его нефтегазоносность:

- Мощность нефтематеринских прослоев;
- $C_{орг}$ – показатель производительности толщи;
- $S_1 + S_2$ – показывающий полный нефтяной потенциал НМТ.

По представлениям авторов основная нефтегазоносность рифей-вендского комплекса на территории северной части Камско-Бельского авлакогена приурочена к современным очертаниям обрамляющих положительных структур Верхнекамской впадины, унаследованной от Сарапульской палеовпадины.

К подобным выводам приходит также Л.Ф. Гиниятова с соавторами (2017), они приводят следующие положения:

- Зональность развития нефтегазобитумопроявлений в рифейских отложениях совпадает с зонами развития в них материнских пород, что свидетельствует об их генетической связи (рис. 3, рис. 7);

- Зоны развития нефтегазобитумопроявлений в вендских отложениях тяготеют к районам Камско-Бельского авлакогена, в котором преобладают рифейские материнские породы. Области развития только вендских отложений на севере Верхнекамской впадины, несмотря на выявление материнских пород, не содержат нефтегазобитумопроявлений;

Полученные ими выводы свидетельствуют о важности рифейских материнских пород в генерации УВ в протерозое и указывают на возможную вертикальную миграцию нефти в вендские образования;

- Преобладание выявленных залежей нефти в северной и северо-западной бортовых зонах Камско-Бельского рифейского авлакогена, возможно, связано с первоначальной миграцией из его внутренних зон (рис. 3).

Карасева Т.В. с соавторами (2014) пишет, что «… распределение жидких и газообразных УВ может быть объяснено вступлением нижележащих рифей-вендских НМТ в зону ГЗН и ГЗГ. При этом в случае вертикальных (восходящих) движений, сменяющих устойчивое погружение осадочного комплекса, происходит выравнивание пластового давления и давления насыщения газа. В этом случае может наступить этап струйного выделения УВ газа из пластовых вод и миграция газа в свободной фазе. При газообразовании или выделении газов из пластовых вод в свободное состояние (вследствие изменения термобарических условий или тектонической активности), может происходить переформирование нефтяных залежей по принципу дифференциального улавливания, в том числе и рассеивание нефти. Увеличение давления и температуры с глубиной приводит к уплотнению пород, сокращению порового пространства, и вместе с тем – к возникновению дополнительной трещиноватости, как возможных путей миграции УВ». В связи с этим можно предположить, что процессы катагенетического превращения ОВ и миграции УВ происходили в основном в условиях гидростатических давлений (Яковлев, Башкова, 2018).

По всей видимости, латеральная миграция для нефти ограничивалась первыми десятками километров, вертикальная во многих районах достигала вендских отложений и в единичных случаях (Поломское, Чубойское месторождения) палеозойских комплексов. Миграция на более значительные расстояния возможна, по всей видимости, лишь для газов.

В дополнение к обозначенным выше критериям прогноза нефтегазоносности рифей-вендского комплекса мы считаем важными учесть следующие факторы, контролирующие ее формирование:

Стадия катагенетического преобразования ОВ пород – не выше $МК_5$;

Наличие сопряженных с очагом коллекторских толщ и ловушек – в прибортовых частях Камско-Бельского авлакогена;

Наличие флюидодинамической связи между НМТ и коллекторами (рис. 12).

На основании обобщения и дополнения имеющихся данных (Башкова и др., 2009), нами построены карты перспектив нефтегазоносности для рифейских и вендских отложений (рис. 13).

Проведенные исследования показали, что наиболее благоприятными зонами для обнаружения углеводородных соединений, сгенерированных рифей-вендскими НМТ, являются внутренние прибортовые зоны Сарапульской палеовпадины, а также зоны развития коллекторов в пределах Орьебаш-Татышлинско-Чернушинской приподнятой зоны фундамента Камско-Бельского авлакогена (рис. 13).

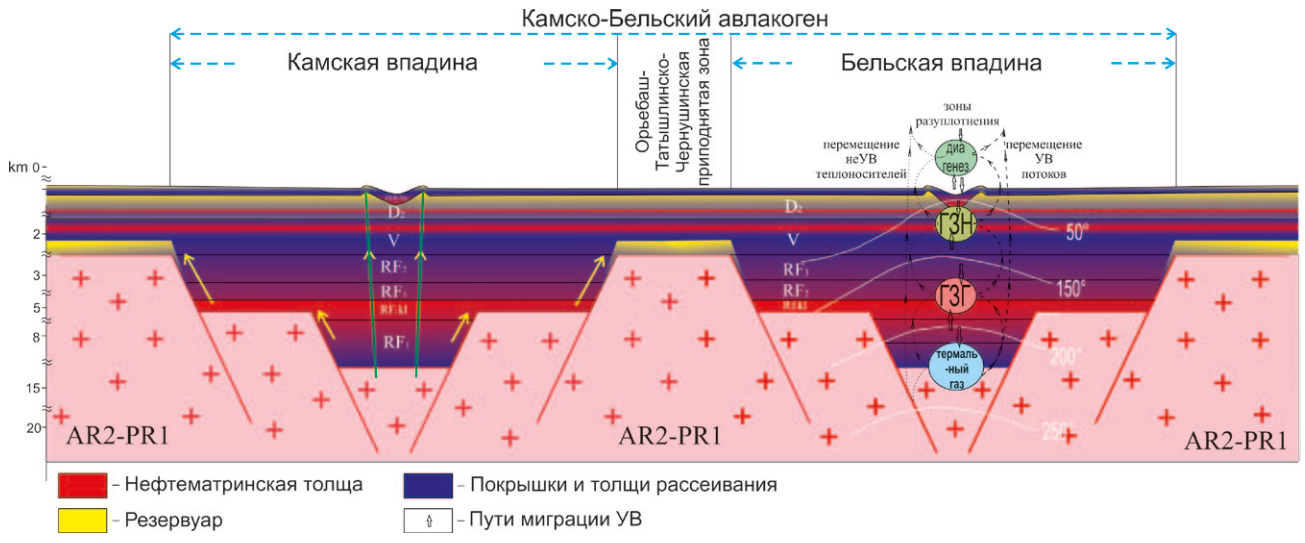


Рис. 12. Схематическое распределение элементов рифей-вендской УВ системы в разрезе Камско-Бельского авлакогена (на основе флюидодинамической модели нефтеобразования Соколова и др., 1999)

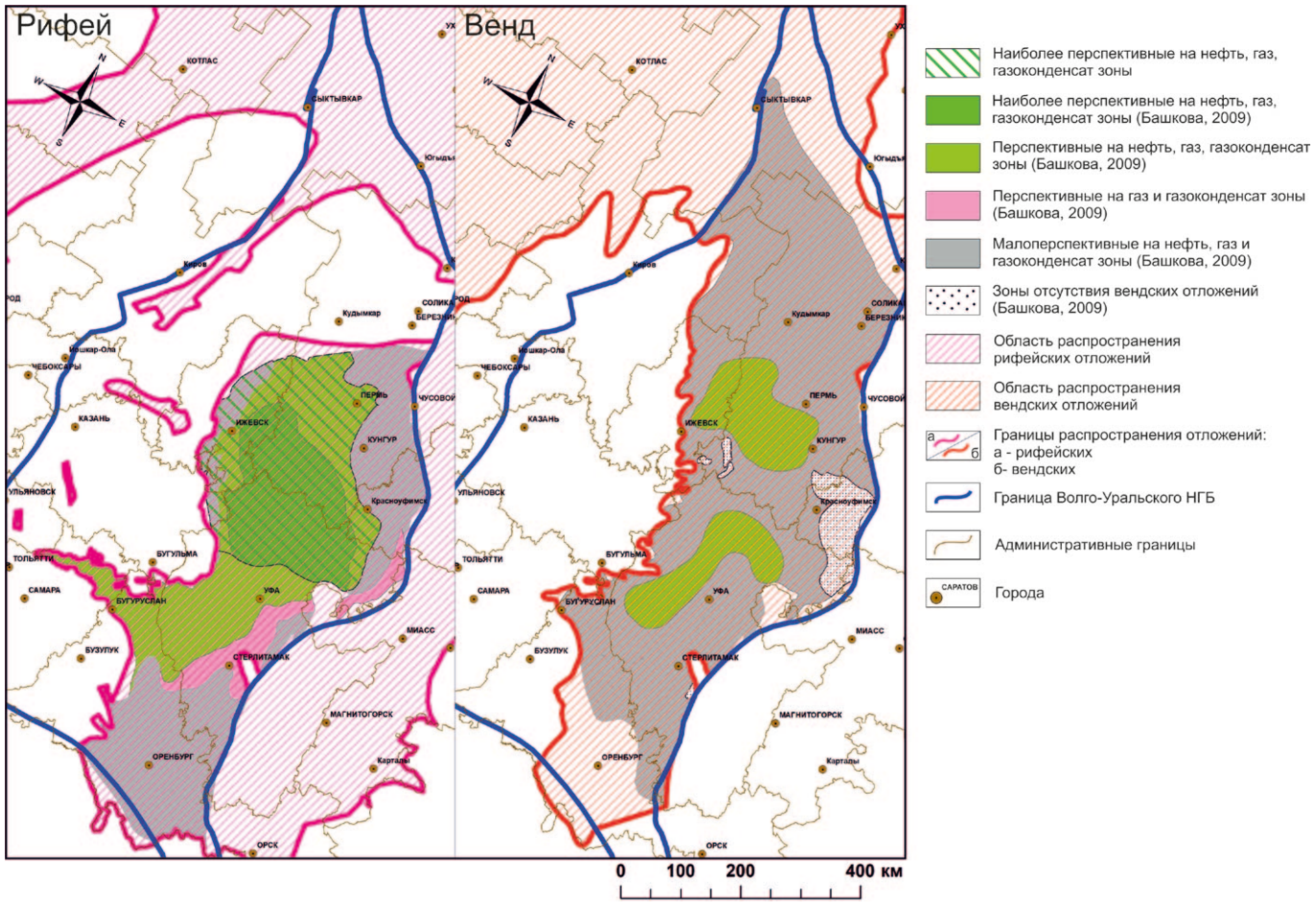


Рис. 13. Карта перспектив нефтегазоносности рифей-вендского НГК (на основе данных Башковой, 2009)

Хочется заметить, что до сих пор остаются нерешенными ряд вопросов, связанных с нефтегазоносностью северной части Камско-Бельского авлакогена:

- Рифей-вендский комплекс недостаточно полно охарактеризован с геолого-геохимической точки зрения – в связи с недостаточностью его изученности бурением;

- Пока не обнаружены геохимические характеристики, позволяющие однозначно соотнести нефти палеозоя с НМТ рифея-венда, даже аналитические исследования (биомаркерного состава нефтей и ОВ и изотопного состава углерода нефтей и ОВ) проведены лишь точечно.

В связи с этим, авторам представляется очевидной необходимость проведения дальнейших исследований отложений протерозоя и палеозоя Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, так как с древними отложениями (как с НМТ и как с резервуарами) вероятно связаны новые перспективные на нефть объекты этого старейшего НГБ.

Среди рекомендаций для более обоснованного прогноза нефтегазоносности рифей-вендской нефтяной системы можно обозначить современные комплексные

геохимические аналитические исследования имеющегося каменного материала и флюидов, а также численное геолого-геохимическое моделирование нефтяных систем этой части Волго-Уральского НГБ.

Благодарности

Коллектив авторов выражает большую благодарность рецензентам за обширный и всеобъемлющий разбор нашей публикации и внесенные правки.

Литература

Баженова Т.К. (2016). Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 11(4). https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016

Башкова С.Е. (2009). Комплексный анализ критериев и показателей прогноза нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Дисс. канд. геол.-мин. наук.* Пермь, 198 с.

Башкова С.Е., Белоконь Т.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. 11–21.

Башкова С.Е., Карасева Т.В., Гиниятова Л.Ф. (2017). О перспективах нефтегазоносности отложений ниже освоенных промышленностью глубин в Волго-Уральской НГП. *Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: Сб. ст.* Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, с. 6–15.

Галимов Э.М., Винниковский С.А., Пьянков Н.А., Кузнецова Н.Г. (1972). Генетические типы нефтей Пермского Прикамья по изотопному составу углерода. *Геология нефти и газа*, 1.

Гиниятова Л.Ф., Башкова С.Е., Карасёва Т.В. (2017). Анализ развития рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП в связи с их нефтегазоносностью. *Вестник Пермского университета. Геология*, 16(3), с. 275–282.

Дьяконова О.Б. (2009). Эволюция литогенеза рифейских отложений юга Камско-Бельского авлакогена. *Дисс. канд. геол.-мин. наук.* Уфа, 159 с.

Карасева Т.В. (2006). Разработать комплекс критериев количественной оценки прогнозных ресурсов и осуществить прогноз нефтегазоносности рифей-вендского комплекса европейской части России. Отчет по гос. контракту № АТ-03-28/829. Ярославль: Недра, 821 с.

Карасева Т.В., Щербинина Н.Е., Быков В.Н., Белоконь А.В., Башкова С.Е. (2014). О дальнейшем развитии геологоразведочных работ на нефть и газ в протерозойских отложениях европейской части России. *Нефтегазовое дело*, 3, с. 1–16. https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-3-1-16

Клевцова А.А., Флоренская Т.В., Калистова Е.А. (1982). Выявление зон, наиболее благоприятных для скопления нефти в рифейско-вендских отложениях восточных и центральных областей Русской платформы. Отчет. Москва: ВНИГНИ, 164 с.

Коблова А.З., Фрик М.Г., Белоконь Т.В., Проворов В.М. (1984). Применение изотопного состава углерода, для генетической идентификации нефти. *X Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии. Тезисы докладов*. Москва, с. 173.

Козлова И.А., Шадрина М.А. (2013). Геолого-геохимическая оценка возможности нефтегазообразования в верхнепротерозойских отложениях на территории Пермского края. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело,* 12(8), с. 18–27. https://doi.org/10.15593/2224-9923/2013.8.2

Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Фрадкин Г.С. (1996). Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли. *Геология и геофизика*, 37(8), с. 6–42.

Максимов С.П., Панкина Р.Г. (1978). Изотопный состав серы, углерода и водорода протерозойских нефтей Советского Союза и некоторые вопросы их генезиса. *Тез. докл. VII Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии*. Москва.

Наливкин В.Д., Куликов Ф.С., Морозов С.Г., Слепов Ю.Н. (1964). Новый крупный авлакоген на востоке Урало-Поволжья. *Геология нефти и газа*, 3, с. 14–17.

Никитина М.В. (2014). Особенности геологического строения и пространственного размещения промышленной нефтегазоносности основных продуктивных комплексов рифей-вендского возраста на территории Пермского края. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело*, 10, с. 18–30. https://doi.org/10.15593/2224-9923/2014.10.2

Оловянишников В.Г. (2000). Условия формирования верхнедокембрийского комплекса северо-востока Европейской платформы. 4 региональное Уральское совещание «Осадочные бассейны: закономерности строения и эволюции, минералогия». Екатеринбург, с. 27–31.

Пактовский Ю.Г. (2019). Стадийность геологического развития территории Южного Притиманья в позднем протерозое. *Вестник Пермского университета. Геология*, 18(2), с. 108–124.

Панкина Р.Г., Максимов С.П., Гуриева С.А. (1976). Изотопный состав углерода и серы, содержащихся в древнейших нефтях на территории Советского Союза. *Нефтегазовая геология и геофизика*, 2.

Проворов В.М., Неганов В.М., Передреева Г.Л., Медведева Н.В., Ехлаков Ю.А., Соснин Н.Е., Мягкова Л.В., Фрик М.Г., Серкин М.Ф., Ищеева Т.Н. (2007). Перспективы нефтегазоносности рифей-вендских отложений Бедряжской площади и сопредельных районов Калтасинского авлакогена. *Вестник Пермского Университета. Геология*, 4(9), с. 32–45.

Пучков В.Н. (2000). Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. Уфа: ГИЛЕМ, 146 с.

Пучков В.Н. (2010). Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 280 с.

Пучков В.Н., Козлов В.И. (2005). Особенности тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области. *Георесурсы*, 1(16), с. 24–27.

Пучков В.Н., Сергеева Н.Д., Ратов А.А. (2014). Отложения нижнего венда на Южном Урале: особенности состава и строения. Геологический сборник № 11, с. 22–36.

Светлакова А.Н. (2008). Строение вендско-рифейских отложений и фундамента на востоке Восточно-Европейской платформы по региональным сейсмическим профилям №3 и №7. *Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий*, 7, с. 81–85.

Сергеев В.Н., Сергеева Н.Д., Сперлинг Э.А., Шарма Мукунд, Воробьева Н.Г. (2018). Микробиота калтасинской свиты нижнего рифея Волго-Уральской области в свете новой концепции оксигенизации протерозойского океана. *Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана: сб. науч. ст.* Уфа: РИО ИГ УФИЦ РАН, с. 147–156.

Сергеева Н.Д. Пучков В.И., Ратов А.А. (2015). Аналоги аршинских вулканитов завершающего рифея в Волго-Уральской области (скважина 1 Кипчакская) и их стратиграфическое значение. *Вестник АНРБ*, 20, 2(78), с. 25–33.

Соколов Б.А., Абля Э.А. (1999). Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. Москва: ГЕОС. 76 с.

Станекзай Н.М. (2009). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности вендских отложений платформенного Башкортостана: *Автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук.* Уфа: с. 154.

Стратиграфическая схема рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области (2000). Объяснительная записка. Под ред.: Мемихатова М.А., Шик С.М. Уфа, 81 с.

Стратиграфический кодекс России (2019). Сост. А.И. Жамойда и др. 3-е изд., испр. и доп. Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 92 с.

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.

Хопта И.С. (2019). Формации и изменение седиментации нижнего и среднего рифея северной части Камско-Бельского авлакогена. *Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: Сб. ст*. С. 357–363.

Яковлев Ю.А., Башкова С.Е. (2018). Гидрогеологические условия додевонских отложений в северо-восточных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и сопредельных территориях. *Экспозиция Нефть Газ*, 2(62), с. 11–16.

McKirdy D.M. (1974). Organic geochemistry in precambrian research. *Precambrian Research*, 1. pp. 75–137. https://doi.org/10.1016/0301-9268(74)90019-9

Сведения об авторах

Дмитрий Дмитриевич Кожанов – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

e-mail: dimitriykozz@gmail.com

Мария Александровна Большакова – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Иван Сергеевич Хопта – старший преподаватель кафедры региональной и нефтегазовой геологии, Пермский государственный национальный исследовательский университет
Россия, 614990, Пермь, Букирева, 15

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, д. 1

Антонина Васильевна Ступакова –доктор геол.-мин. наук, профессор, директор Института перспективных исследований нефти и газа, заведующая кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Ярослав Александрович Заглядин – студент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Мария Сергеевна Борисова – студент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Анна Петровна Завьялова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Виталия Валерьевна Чупахина – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Тимур Рустамович Сахабов – студент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;
Принята к публикации 12.05.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geology and geochemistry of Riphean-Vendian petroleum system (the Northern part of the Volga-Ural Basin)

D.D. Kozhanov[1], M.A. Bolshakova[1], I.S. Khopta[2], A.V. Mordasova[1], A.V. Stoupakova[1], Ya.A. Zaglyadin[1], M.S. Borisova[1], T.R. Sakhabov[1], A.P. Zavyalova[1], V.V. Chupakhina[1]*

[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[2]*Perm State University, Perm, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Dmitrii D. Kozhanov, e-mail: dimitriykozz@gmail.com*

Abstract. Riphean-Vendian Petroleum system of Volga-Ural Basin (Northern part, Kama-Belsky aulakogen) main elements are described. Reservoirs and properties of them (porosity and permeability), source rocks are characterized geochemically by results of pyrolysis, extraction, gas chromatography.

To understand the conditions of Volga-Ural Proterozoic petroleum system formation were analyzed lots of publications and collected huge dataset (regional geological data, seismic, well data, geochemical data and so on). Were made maps of Riphean-Vendian tectonics and location in North part of Volga-Ural Basin. The main characteristics important for petroleum system formation and oil and gas prospects estimation were indicated.

Keywords: Kama-Belsky aulacogen, Riphean, Vendian, Source Rock, oil and gas, Petroleum system, Volga-Ural Basin.

Recommended citation: Kozhanov D.D., Bolshakova M.A., Khopta I.S., Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Zaglyadin Ya.A., Borisova M.S., Sakhabov T.R., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V. (2021). Geology and geochemistry of Riphean-Vendian petroleum system (the Northern part of the Volga-Ural Basin). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 73–86. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7

Acknowledgments

The authors would like to thank the reviewers for their extensive and comprehensive review of our publication and the corrections they made.

References

Bashkova S.E. (2009). Comprehensive analysis of the criteria and indicators for predicting the oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas province. *Cand. geol.-min. sci. diss.* Perm, 198 p. (In Russ.)

Bashkova S.E., Belokon T.V. (2008). Forecast of the oil and gas content of the Riphean and Vendian of the Volga-Ural oil and gas province based on the general model of the hydrocarbon fields formation. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 9, pp. 11–21. (In Russ.)

Bashkova S.E., Karaseva T.V., Giniyatova L.F. (2017). Prospects for the oil and gas content of sediments below the industrialized depths in the Volga-Ural oil and gas province. *New directions of oil and gas geology and geochemistry: Coll. papers*. Perm: Perm State University, pp. 6–15. (In Russ.)

Bazhenova T.K. (2016). Oil and gas source formations of ancient platforms of Russia and oil and gas potential. *Neftegazovaya Geologiya. Theoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 11(4). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016

Dyakonova O.B. (2009). Evolution of lithogenesis of the Riphean deposits in the south of the Kama-Belsk aulacogen. *Cand. geol.-min. sci. diss.* Ufa, 159 p. (In Russ.)

Galimov E.M., Vinnikovsky S.A., Pyankov N.A., Kuznetsova N.G. (1972). Genetic types of oils in the Perm Kama region by carbon isotopic composition. *Geologiya Nefti i Gaza= Russian Oil And Gas Geology*, 1. (In Russ.)

Giniyatova L.F., Bashkova S.E., Karaseva T.V. (2017). Analysis of the development of the Riphean-Vendian deposits of the northeastern part of the Volga-Ural oil and gas field in connection with their oil and gas content. *Vestnik Permskogo Universiteta: Seria Geologia = Perm University Bulletin. Geology*, 16(3), pp. 275–282. (In Russ.)

Karaseva T.V. (2006). To develop a set of criteria for the quantitative assessment of predicted resources and to forecast the oil and gas content of the Riphean-Vendian complex of the European part of Russia. Report. Yaroslavl: Nedra, 821 p. (In Russ.)

Karaseva T.V., Shcherbinina N.E., Bykov V.N., Belokon A.V., Bashkova S.E. (2014). On the further development of geological exploration for oil and gas in the Proterozoic deposits of the European part of Russia. *Neftegazovoe delo*, 3, pp. 1–16. (In Russ.) https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-3-1-16

Khopta I.S. (2019). Formations and changes in sedimentation of the Lower and Middle Riphean of the northern part of the Kama-Belsk aulacogen. *New directions of oil and gas geology and geochemistry: Coll. papers*. Perm: Perm State University, pp. 357–363. (In Russ.)

Klevtsova A.A., Florenskaya T.V., Kalistova E.A. (1982). Identification of the zones most favorable for the accumulation of oil in the Riphean-Vendian deposits of the eastern and central regions of the Russian platform. Report. Moscow: VNIGNI, 164 p. (In Russ.)

Koblova A.Z., Frick M.G., Belokon T.V., Provorov V.M. (1984). Application of the isotopic composition of carbon for the genetic identification of oil. *X All-Union Symposium on Stable Isotopes in Geochemistry*: *Abstracts*. Moscow, p. 173. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Trofimuk A.A., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Fradkin G.S. (1996). Global regularities of oil and gas content of the Earth's Precambrian. *Russian Geology and Geophysics*, 37(8), pp. 6–42. (In Russ.)

Kozlova I.A., Shadrina M.A. (2013). Geological and geochemical assessment of the possibility of oil and gas formation in the Upper Proterozoic sediments in the Perm Territory. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya, neftegazovoe i gornoe delo*, 12(8), pp. 18–27. (In Russ.) https://doi.org/10.15593/2224-9923/2013.8.2

Maksimov S.P., Pankina R.G. (1978). Isotopic composition of sulfur, carbon and hydrogen of Proterozoic oils of the Soviet Union and some questions of their genesis. *VII All-Union Symposium on Stable Isotopes in Geochemistry: Abstracts*. Moscow. (In Russ.)

McKirdy D.M. (1974). Organic geochemistry in precambrian research. *Precambrian Research*, 1. pp. 75–137. https://doi.org/10.1016/0301-9268(74)90019-9

Nalivkin V.D., Kulikov F.S., Morozov S.G., Slepov Yu.N. (1964). New large aulacogen in the east of the Ural-Volga region. *Geologiya Nefti i Gaza= Russian Oil And Gas Geology*, 3, pp. 14–17. (In Russ.)

Nikitina M.V. (2014). Features of the geological structure and spatial distribution of industrial oil and gas content of the main productive complexes of the Riphean-Vendian on the Perm Territory. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya, neftegazovoe i gornoe delo*, 10, pp. 18–30. (In Russ.) https://doi.org/10.15593/2224-9923/2014.10.2

Olovyanishnikov V.G. (2000). Conditions for the formation of the Upper Precambrian complex in the northeast of the European Platform. *4th Regional Ural meeting: Sedimentary basins: patterns of structure and evolution, mineralogy.* Yekaterinburg, pp. 27–31. (In Russ.)

Paktovsky Yu.G. (2019). Stages of geological development of the territory of the South Pritiman'e in the Late Proterozoic. *Vestnik Permskogo Universiteta: Seria Geologia = Perm University Bulletin. Geology*, 18(2), pp. 108–124. (In Russ.)

Pankina R.G., Maksimov S.P., Gurieva S.A. (1976). Isotopic composition of carbon and sulfur contained in the oldest oils on the territory of the Soviet Union. *Neftegazovaya geologiya i geofizika*, 2. (In Russ.)

Provorov V.M., Neganov V.M., Peredreeva G.L., Medvedeva N.V., Ekhlakov Yu.A., Sosnin N.E., Myagkova L.V., Frick M.G., Serkin M .F., Isheeva T.N. (2007). Prospects for the oil and gas potential of the Riphean-Vendian sediments of the Bedryazhskaya area and adjacent regions of the Kaltasa aulacogen. *Vestnik Permskogo Universiteta: Seria Geologia = Perm University Bulletin. Geology*, 4(9), pp. 32–45. (In Russ.)

Puchkov V.N. (2000). Paleogeodynamics of the Southern and Middle Urals. Ufa: GILEM, 146 p. (In Russ.)

Puchkov V.N. (2010). Geology of the Urals and the Cis-Urals (stratigraphy, tectonics, geodynamics and metallogeny). Ufa: DesignPoligrafService, 280 p. (In Russ.)

Puchkov V.N., Kozlov V.I. (2005). Peculiarities of tectonics of the Volga-Ural oil and gas region. *Georesursy = Georesources*, 1(16), pp. 24–27. (In Russ.)

Puchkov V.N., Sergeeva N.D., Ratov A.A. (2014). Lower Vendian deposits in the Southern Urals: compositional and structural features. *Geologichesky sbornik,* 11, pp. 22–36. (In Russ.)

Sergeev V.N., Sergeeva N.D., Sperling E.A., Sharma Mukund, Vorobieva N.G. (2018). Microbiota of the Kaltasin Formation of the Lower Riphean of the Volga-Ural Region in the Light of the New Concept of Oxygenization of the Proterozoic Ocean. *Geology, minerals and problems of geoecology of Bashkortostan: Coll. papers*. Ufa: RIO IG UFITS RAS, pp. 147–156. (In Russ.)

Sergeeva N.D. Puchkov V.I., Ratov A.A. (2015). Analogs of the Arsha volcanics of the final Riphean in the Volga-Ural region (well 1 Kipchakskaya) and their stratigraphic significance. *Vestnik ANRB*, 2(78), pp. 25–33. (In Russ.)

Sokolov B.A., Ablya E.A. (1999). Fluid-dynamic model of oil and gas formation. Moscow: GEOS, 76 p. (In Russ.)

Stanekzay N.M. (2009). Geological structure and oil and gas potential of Vendian deposits of the Bashkortostan platform. A*bstract. cand. geol.-min. sci. diss*. Ufa: 154 p. (In Russ.)

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. https://doi. org/10.18599/grs.2019.2.4-12

Stratigraphic Code of Russia (2019). Compiled by A.I. Zhamoyda et al. 3rd ed. St. Petersburg: VSEGEI, 92 p. (In Russ.)

Stratigraphic diagram of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural region (2000). Explanatory letter. Edited by M.A.Memikhatova, S.M. Shik. Ufa, 81 p. (In Russ.)

Svetlakova A.N. (2008). The structure of the Vendian-Riphean deposits and basement in the east of the East European platform according to regional seismic profiles No. 3 and No. 7. *Geology, minerals and problems of geoecology of Bashkortostan, the Urals and adjacent territories*, 7, pp. 81–85. (In Russ.)

Yakovlev Yu.A., Bashkova S.E. (2018). Hydrogeological conditions of pre-Devonian sediments in the northeastern regions of the Volga-Ural oil and gas province and adjacent territories. *Expozitsiya, Neft, Gas*, 2(62), pp. 11–16. (In Russ.)

About the Authors

Dmitrii D. Kozhanov – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ivan S. Khopta – Senior lector, Regional and Petroleum Geology Department, Perm State University
15, Bukirev st., Perm, 614990, Russian Federation

Alina V. Mordasova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

Yaroslav A. Zaglyadin – Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria S. Borisova – Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna P. Zavyalova – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vitaliya V. Chupakhina – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Timur R. Sakhabov – Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 12 May 2021; Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.8

УДК 553.98(470.4/.5)

Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода

А.Ю. Орлова[1], Р.С. Хисамов[2], В.Г. Базаревская[2], Е.Н. Полудеткина[1], Н.П. Фадеева[1], Т.А. Шарданова[1]*

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

[2]ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В статье рассматривается литология и геохимия органического вещества отложений верхнего девона-нижнего карбона (карбонатный девон) восточной части Южно-Татарского свода. Породы этого возраста обладают высоким генерационным потенциалом, обусловленным повышенными концентрациями органического вещества (ОВ) и его фитогенным и зоофитогенным составом. Они относятся к нетрадиционным источникам углеводородов. Генерационный потенциал зависит от фациальной обстановки и преобразованности ОВ – наиболее высоким потенциалом обладают карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные ритмиты доманикового горизонта.

Ключевые слова: Южно-Татарский свод, доманиковая формация, породы смешанного состава (ритмиты), известняки, органическое вещество, генерационный потенциал – содержание, тип органического вещества, катагенетическая преобразованность, углеводороды

Для цитирования: Орлова А.Ю., Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Полудеткина Е.Н., Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. (2021). Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода. *Георесурсы*, 23(2), с. 87–98. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.8

Введение. Южно-Татарский свод является центральной структурой Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) – старейшего нефтедобывающего региона нашей страны. В настоящее время большинство крупных месторождений практически выработаны, а прирост запасов осуществляется за счет разработки и ввода в эксплуатацию мелких месторождений. Вместе с тем в осадочном разрезе Волго-Уральского НГБ присутствуют породы, обогащенные органическим веществом (ОВ) сапропелевого типа или с незначительной примесью гумусового и/или зоогенного материала, которые можно рассматривать как нетрадиционные источники углеводородов (УВ) – «синтетическая нефть» и «трудноизвлекаемые запасы» (ТРИЗ), объединенные понятием «сланцевая нефть». К нефти, которая может быть получена из керогена искусственным путем, применим термин «*синтетическая нефть*» (*shale oil*, *black shale*), его можно сопоставить с «нереализованным потенциалом» ОВ. К ТРИЗ относятся УВ, содержащиеся в низкопористых и низкопроницаемых коллекторах, нефтегазоматеринских породах, обогащенных ОВ, горючих сланцах, углях, битуминозных песках, газогидратах, высоковязкой нефти и природном битуме именно с этими УВ («*tight oil, gas*») связана сланцевая революция.

Такие породы могут являться источником УВ в процессе всего катагенеза. Положительным фактором в генерации УВ может служить тип керогена. Известно, что сапропелевое ОВ (тип II) и с повышенным содержанием серы (тип керогена II-S) обладает высоким генерационным потенциалом, причем его реализация наступает раньше в доглавнофазовский этап на градациях катагенеза ПК-ПК/МК$_1$ и заканчивается практически в апокатагенезе (Органическая геохимия..., 2008). Повышенная липидность исходного материала обусловливает высокую битуминозность пород на ранних этапах литогенеза. Негативными факторами, особенно влияющими на десорбцию и эмиграцию УВ, являются значительное содержание ОВ, обладающее высокой сорбцией (наподобие углей), низкое содержание битумоида и УВ в расчете на ОВ (битумоидный – $\beta_{Corg}^{ХБ}$ и углеводородный β_{TOC}^{S1} коэффициенты) и тяжелый, смолисто-асфальтеновый состав битумоида.

Геологическое строение и нефтегазоносность. В пределах Волго-Уральского НГБ к нетрадиционным источникам УВ относятся отложения верхнего девона-нижнего карбона (D_3f_2-C_1t): саргаевский, доманиковый или семилукский (средний фран), мендымский (верхний фран) горизонты, фаменский ярус и турнейский ярус нижнего карбона (Хисамов и др., 2010). Эти отложения, рассматриваемые как доманиковая формация (Королюк и др., 1984), по литологии и обогащенности пород ОВ подразделяются на собственно доманиковую формацию, развитую в пределах некомпенсированной семилукской впадины и доманикоидную, присущую Камско-Кинельским прогибам и их склонам. Первая выполнена глинисто-кремнисто-карбонатными породами, обогащенными ОВ, вторая содержит прослои светлых известняков с низким содержанием ОВ, что безусловно отражается на генерационных свойствах пород.

В породах карбонатного девона отмечаются многочисленные нефтепроявления, однако месторождений немного – это связано в первую очередь с отсутствием коллекторов. Залежи, как правило, приурочены к зонам трещиноватости внутри этих отложений, характеризующихся низкой пористостью и проницаемостью. Почти две

[*] Ответственный автор: Наталья Петровна Фадеева
e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

трети образовавшихся УВ остаются в породах доманиковой формации, образуя «матричную» нефть (паравтохтонная битуминозность), и только треть УВ могла насыщать традиционные коллектора (Зайдельсон и др., 1990).

В связи с особенностями этих формаций **целью** данной статьи послужила необходимость изучить геохимию ОВ для оценки генерационной способности верхнедевонских отложений на территории Южно-Татарского свода, в основном его северного и восточного склонов (рис. 1). Поэтому в **задачи** исследования входило определение содержания и типа ОВ, изотопного и углеводородного состава, катагенетической превращенности. К сожалению, у нас отсутствовал керн турнейских пород.

Изученная территория представляет собой восточную часть семилукской впадины, на которую с позднего франа до конца турнейского века наложилась Камско-Кинельская система прогибов. На севере Южно-Татарского свода к ней относится Нижне-Камский, на востоке – Актаныш-Чишминский прогибы. Породы карбонатного девона изучены в интервале глубин 1550–1880 м, катагенетическая преобразованность не превышает градаций катагенеза ПК и $МК_1$, т.е. эти породы еще не полностью реализовали свой потенциал, что позволяет оценить его исходные значения.

Методика исследований. Изучение литологического состава и условий формирования отложений карбонатного девона было проведено Т.А. Шардановой (Шарданова и др., 2017а). Геохимические исследования ОВ и нефтей включали пиролиз пород по методу Rock-Eval, экстракцию хлороформного битумоида и определение группового состава; углеводороды ОВ изучались методами изотопии и хромато-масс-спектрометрии. Интерпретация результатов базировалась на известных представлениях о биомаркерах, широко освещенных в литературе.

При интерпретации данных необходимо учитывать, что тонкое переслаивание пород разного состава (ритмиты), столь характерное для доманиковой формации, приводит к осреднению характеристик УВ, что отмечено также при литологическом и пиролитическом анализах пород.

Литологические исследования. Доманиковая толща неоднородна, она имеет слоистое строение и включает в себя нефтематеринские породы и низкопроницаемые коллектора (рис. 2).

На кривых ГИС породы доманиковой формации выделяются по высоким показаниям гамма-каротажа и бокового каротажа (БК) сопротивления и низкими значениями нейтронного гамма-каротажа (НГК), причем наиболее отчетливо это выражено для высокообогащённых ОВ пород доманикового горизонта. Ниже и выше этого горизонта залегают плотные карбонаты, характеризующиеся низкой радиоактивностью и высокими показаниями БК и НГК.

Высокие концентрации урана (0,2–50 г/т) и молибдена (0,01–112 г/т) в высокоуглеродистых доманикитах, положительная корреляция с содержанием ОВ и отрицательная с торием (коэффициенты корреляции 0,98–0,99) позволяют использовать эти элементы для определения границ доманикитных фаций (рис. 3).

В результате проведенного литолого-фациального анализа на основе изучения вещественного состава, текстурно-структурных особенностей пород, анализа органогенных остатков выделены обстановки осадконакопления изученных отложений (рис. 4).

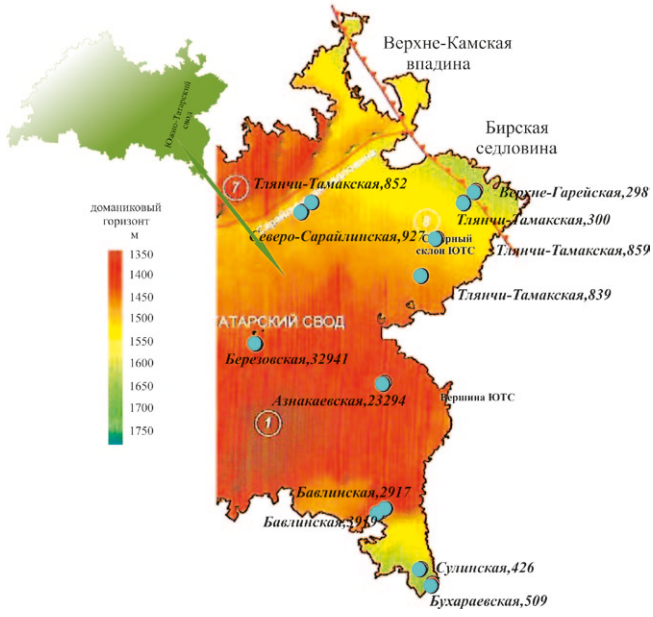


Рис. 1. Положение изученных скважин (структурная карта по кровле доманикового горизонта, Тектоническое и нефтегеологическое районирование.., 2006)

Осадки саргаевского горизонта на изученной части Татарстана накапливались в мелководно-морских условиях (фации тиховодного залива) и представлены в основном глинами песчано-алевритовыми известковыми с прослоями лито-биокластовых и микритовых известняков с маломощным прослоем высоко битуминозных пород.

Породы карбонатной платформы вскрыты изученными скважинами в пределах северного и южного склонов Южно-Татарского свода, они подстилают и перекрывают высоко углеродистую доманиковую толщу. Отложения представлены серыми доломитами, органогенно-обломочными и биоморфными известняками, расслоенные миллиметровыми слойками темно-серой известково-глинистой породы; в шлифах отмечаются строматолитовые известняки; условия накопления – мелководные прибрежно-морские.

Разрезы семилукско-фаменских отложений имеют трансгрессивно-регрессивный характер. В трансгрессивный этап, особенно в максимуме ее развития (семилукское время), накапливался наиболее тонкий карбонатно-кремнистый – кремнисто-карбонатный материал, обогащенный ОВ. Породы представлены темноцветными тонкослоистыми ритмитами, с очень тонкими слойками и линзами шламовых известняков, колломорфного ОВ (рис. 4). Они насыщены многочисленными остатками тентакулит (доманиковый горизонт) и радиолярий (фаменский ярус), полости которых выполнены ОВ, а также прослоями трещиноватых силицитов. Суммарные толщины пород с максимально высоким содержанием ОВ обычно не превышают 20–40 м, изредка увеличиваясь до 60–80 м. Этому этапу отвечают области некомпенсированного прогибания с обстановками иловых впадин, преимущественно восстановительным режимом, где развивались депрессионные фации. В начале трансгрессии (средний фран) и в регрессивный этап (поздний фран-фамен) существовали менее благоприятные условия накопления ОВ, что связано с активной гидродинамикой, штормовыми, гравитационно-оползневыми явлениями, окислительным режимом.

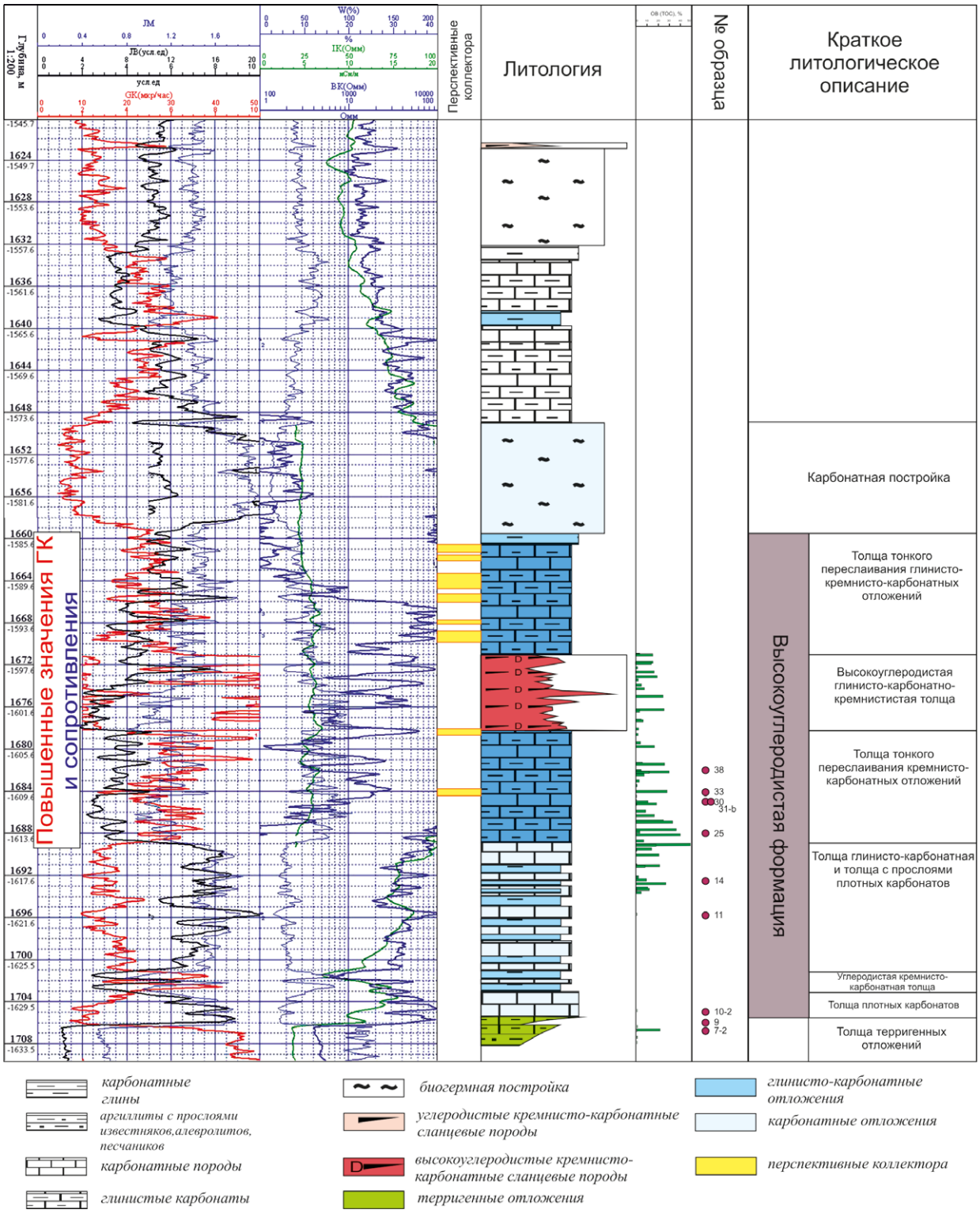


Рис. 2. Принципиальное строение разреза высокоуглеродистой формации Волго-Уральского бассейна (скв. Тлянчи-Тамакская, 300)

Эти условия характерны для бортовых склонов впадин, куда осадочный материал поступал с внутришельфовых поднятий и карбонатной платформы. Склоновые фации сложены теми же тонкослоистыми кремнисто-карбонатными ритмитами с включениями линз и прослоев биокластовых, шламово-биокластовых, микритовых известняков, толщиной до 20 см. Области накопления депрессионных фаций уменьшились и сместились в наиболее погруженные участки Камско-Кинельских прогибов; по бортам прогибов развивались рифогенные отложения.

Нефтегазоматеринский потенциал карбонатного девона. Основными критериями оценки нефтегазоматеринского потенциала являются содержание ОВ, тип керогена и степень катагенетической преобразованности.

Содержание ОВ. Количественной характеристикой формации является содержание сапропелевого ОВ (типы керогена I-II, II/III). По критерию концентрации ОВ нами используется следующая классификация пород, отражающаяся в их названии: $C_{орг}$ или TOC (*total organic carbon*) 5–25 мас.% – доманикиты или высокоуглеродистые породы, 0,5–5 мас.% – доманикоиды или углеродистые

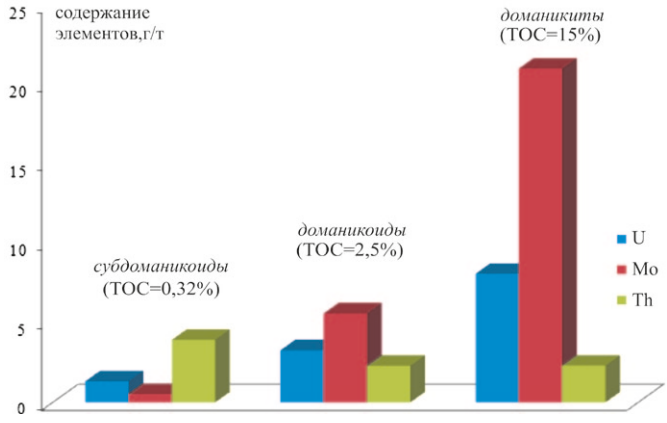


Рис. 3. Связь содержания TOC, радиоактивных элементов и молибдена в доманиковой формации

породы. В породах с концентрацией $C_{орг}$ меньше 0,5% (субдоманикоиды) присутствие ОВ в породах в названии не отражается (Шарданова и др., 2017б).

Содержание ОВ в породах доманиковой формации Южно-Татарского свода изменяется в очень широких пределах – от десятых долей процента до 50 мас.%. Первичное распределение концентраций ОВ зависит от биопродуктивности бассейна и условий их сохранности в диагенезе. Катагенетическое преобразование заметно снижает содержание ОВ в породах, но в пределах Южно-Татарского свода, как было сказано выше, они не столь существенны.

Причинами повышенной биопродуктивности в позднедевонскую эпоху, по мнению ряда исследователей (С.В. Максимова, А.Б. Ронов, С.Г. Неручев и др.), является значительный приток по глубинным разломам питательных веществ, в том числе урана и микроэлементов, CO_2, кремнекислоты, поступающих в бассейн седиментации в результате активизации тектонических процессов, сопровождающихся вулканической и гидротермальной деятельностью. Ответная реакция биосферы на эти события выражается в повышенной биопродуктивности фитопланктона, исчезновением одних видов морской фауны и возникновению новых. Отложения позднего девона соответствуют одному из мировых максимумов нефтегазообразования в истории Земли, что обязано высокому содержанию ОВ: в кремнисто-карбонатных порода концентрации ОВ почти в 8 раз превышают типичные для девона содержания ОВ (Амосов и др., 1980).

В каждом горизонте доманиковой формации присутствуют породы как с низким (TOC <0,5 мас.%), так и очень высоким содержанием ОВ (TOC до 30–50 мас.%), что отражает разные фациальные окислительно-восстановительные условия в седименто- и диагенезе (рис. 5).

Самые высокие значения средневзвешенной концентрации TOC характерны для доманикового горизонта (9 мас.%), причем свыше 60% разреза содержат доманикитные концентрации (15,8%); самые низкие (2,3 мас.%) установлены в саргаевском горизонте, доминирующие значения 1,21%; в мендымском горизонте и в фаменском ярусе средневзвешенные концентрации снижаются до 4,3 и 3,6%, соответственно.

В фациальном аспекте низкое содержание ОВ (TOC 0,2–0,3%) свойственно алевритистым глинам, светлым известковистым, мелкозернистым доломитам, биокластовым, микритовым, шламовым известнякам, накопление которых протекало в условиях мелководного шельфа с неустойчивым окислительно-восстановительным режимом и активной гидродинамикой. Они приурочены к нижней части доманиковой формации (низы саргаевского горизонта) и к отдельным прослоям в обогащенных ОВ породах доманикового, мендымского горизонтов и фаменского яруса Южно-Татарского свода. Большинство пород

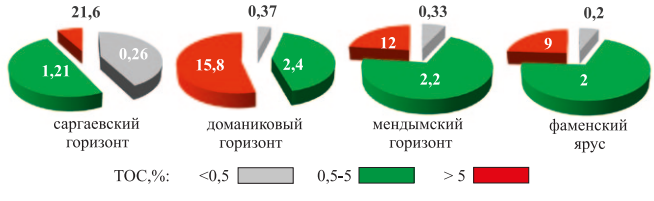


Рис. 5. Среднее содержание $C_{орг}$(TOC),% в породах доманиковой формации

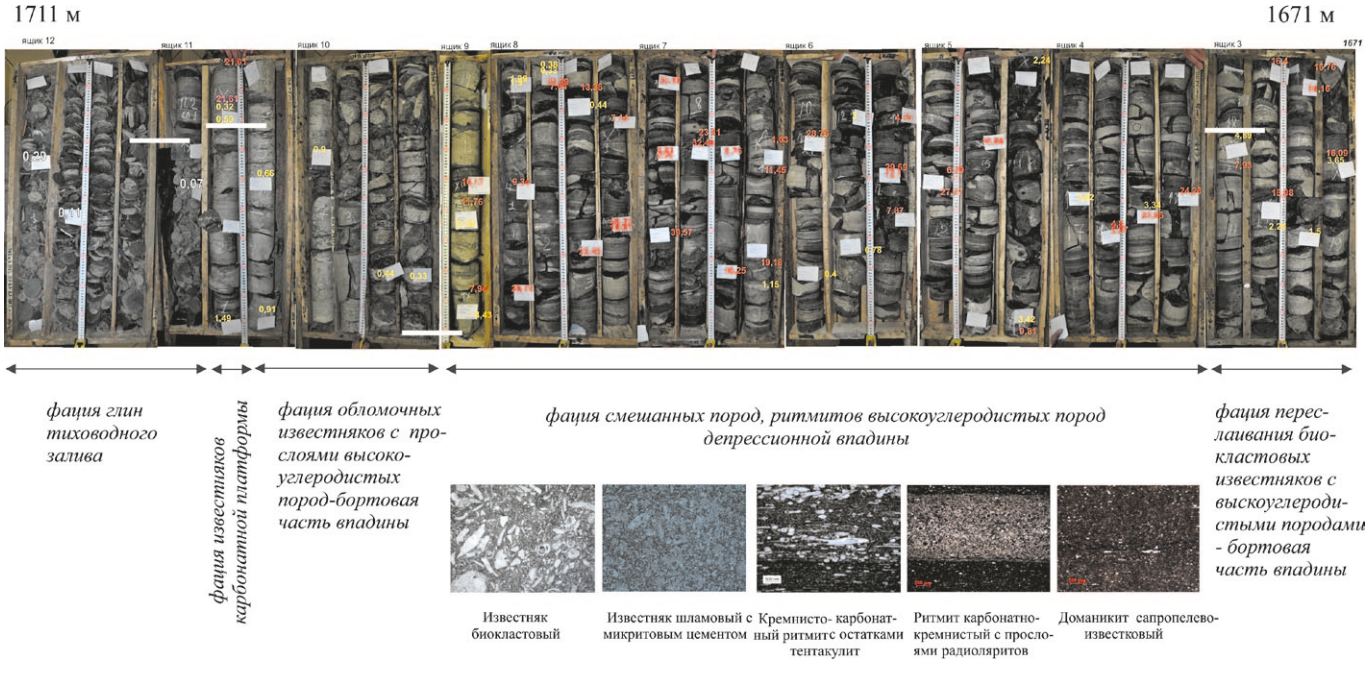


Рис. 4. Керн скв.Тлянчи-Тамакская, 300 и основные типы пород доманиковой формации

доманиковой формации обогащены ОВ (доманикоиды и доманикиты).

Показателем окислительных условий может служить пиролитический кислородный индекс (OI); обычно повышенные его значения связываются с высшей органикой. Однако в случае доманиковой формации ни макро-, ни микроскопическое изучение не обнаружило признаков высшей растительности, за исключением саргаевского и в редких случаях семилукского и мендымского горизонтов. Диапазон значений OI чрезвычайно велик: от 0,1 до 100 мг CO_2/г TOC (в саргаевском горизонте – до 400 мг CO_2/г TOC и более), что подтверждает формирование осадков как в восстановительных, так и в окислительных условиях; последнее согласуется с многочисленными находками тентакулит, радиолярий, раковин брахиопод. Между содержанием ОВ (TOC) и его водородным индексом (показателем типа ОВ) и кислородным индексом обнаруживается тенденция снижения TOC и HI при возрастании OI (рис. 6).

Эта корреляции показывает, что в аэробной среде (в водном столбе и в осадке) происходит окисление ОВ, причем в первую очередь окисляются наиболее полярные компоненты (протеины, углеводы), а остаточное ОВ обогащается липидами, происходит алифатизация керогена, и нефтематеринский потенциал ОВ относительно повышается. Окисление ОВ в седименто- и диагенезе заметно снижает его концентрации, но в меньшей степени изменяет химический тип керогена – значения HI почти всегда выше 200 мг УВ/г TOC; следовательно, даже низконцентрированное ОВ (TOC <2%) может генерировать не только газовые, но и жидкие УВ, хотя их вклад в нефтегазообразование будет незначительным.

Другим фактором, который может влиять на сохранность ОВ, является адсорбция его минералами породы. Высокой сорбционной способностью обладают глинистые и кремнистые минералы, в то время как у карбонатных она отсутствует или очень низкая. Наши данные показали, что наиболее отчетливо проявляется положительная корреляция между OI и карбонатами, и отрицательная – с кварцем; с глинистыми минералами она проявляется только в отдельных скважинах (рис. 6). Очевидно, сорбция на глинистых и кремнистых минералах предотвращает ОВ от микробиального разрушения.

К собственно нефтематематеринским породам, способным обеспечить промышленную нефтегазоносность, относится группа пород, содержание ОВ в которых превышает 2–2,5%. Уточнение нижней концентрационной границы $C_{орг}$ в 2–2,5 мас. % показало, что именно с этого уровня обогащения значения водородного индекса находятся примерно в одном диапазоне: 400–600 мг УВ/г TOC и не зависят от содержания ОВ (рис. 7).

Типы органического вещества (керогена). Палеогеографические реконструкции (Тектоническое и нефтегеологическое районирование.., 2006; Хисамов и др., 2010), пиролиз, углеводородный состав показали, что в породах доманиковой формации Южно-Татарского свода содержится сапропелевое ОВ: типы керогена II и II/III, и только в случаях более окисленных его разностей – кероген III, IV типа (рис. 7).

На особенность состава исходного ОВ доманиковой формации обращали внимание многие исследователи, т.к. в его формировании принимал участие не только морской фитопланктон, но и морская фауна (Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа, 1986). Основным поставщиком служили простейшие водоросли – зеленые тасманиты, акритархи, а также бактериальная масса. Морская фауна, представленная многочисленными тентакулитами и радиоляриями, имела свои особенности. Хитин (полисахарид, обогащенный азотом), входящий в состав органогенных пленок в раковинах тентакулитов, придает гумоидный облик ОВ и снижает его потенциал. С другой стороны, зоопланктон по сравнению с фитопланктоном

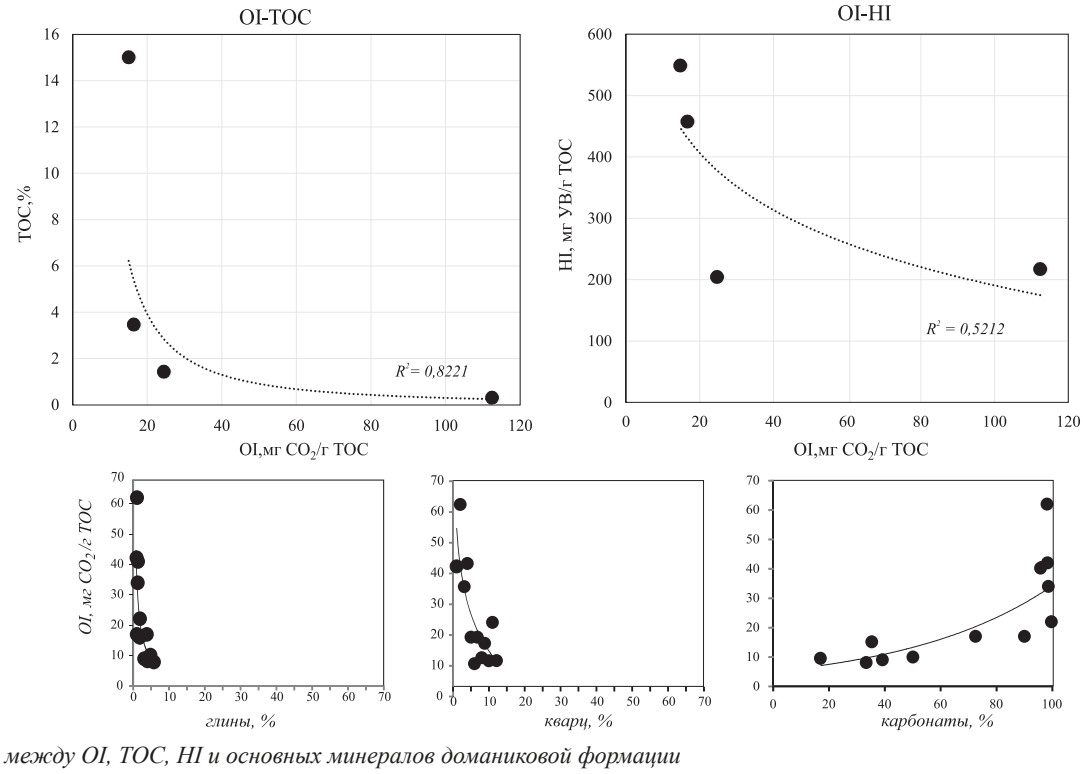


Рис. 6. Связь между OI, TOC, HI и основных минералов доманиковой формации

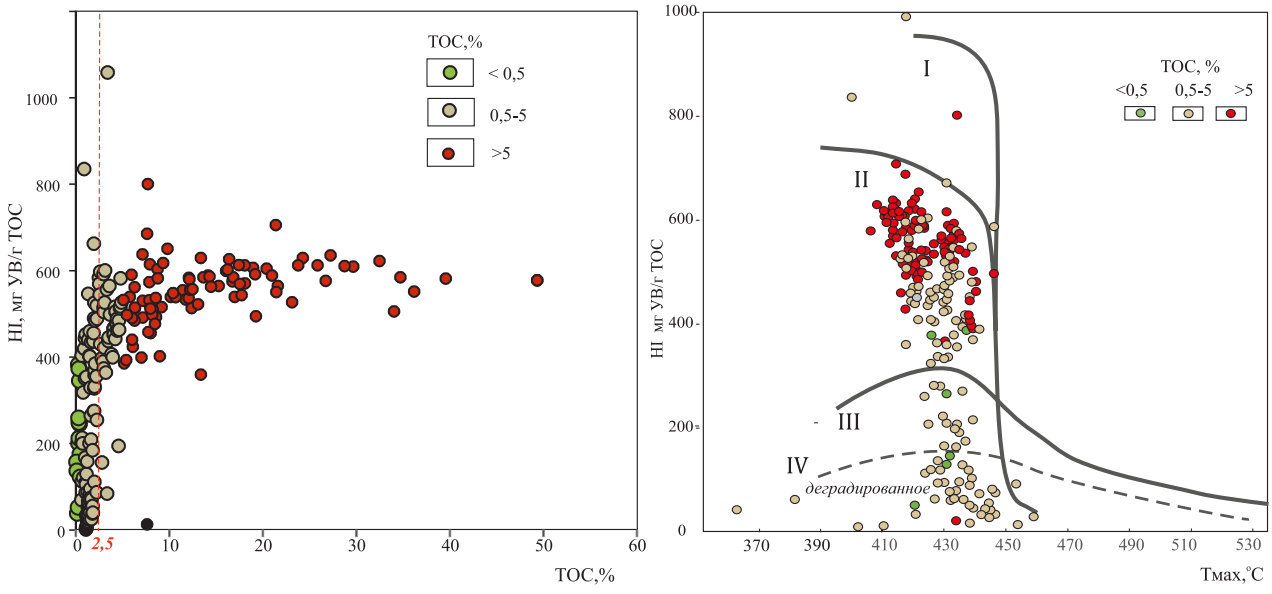


Рис. 7. Связь концентрации TOC,HI и Tmax в породах доманиковой формации

обогащен липидами, содержание которых составляет свыше 80% (Романкевич, 1977), и его участие привело к алифатизации ОВ и повышенному содержанию битумоидов уже на ранних этапах литогенеза, что характерно для доманикового вещества Русской платформы.

ОВ, изученное в проходящем, отраженном и ультрафиолетовом отраженном свете в шлифах и аншлифах пород типичной депрессионной фации Южно-Татарского свода, представлено однообразной массой, которая в виде слойков, линз насыщает породу, выполняет раковины тентакулитов и радиоляритов. Кероген так равномерно распределен среди минерального вещества, что создается впечатление единой органоминеральной массы, которая даже при большом увеличении не обнаруживает ее составляющих. В единичных случаях обнаружены водоросли и редкие липтинитовые мацералы (обрывки споринита, кутинита). В простом проходящем свете основная масса имеет темно-коричневый цвет, в отраженном свете отмечается фоновое неяркое коричневатое свечение, в ультрафиолетовом свете ярко-желтым свечением отличаются битумы и липтиниты (рис. 8).

Согласно данным Г.М. Парпаровой (Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа, 1986) ОВ доманика Тимано-Печорского бассейна, сходного по условиям образования и составу с ОВ Волго-Урала, имеет нетипичный для сапропелитов красновато-коричневый оттенок в проходящем свете, что характерно для гелифицированного углистого вещества, в элементном составе керогена повышено содержание азота (более 2%); такой состав близок к составу хитина, слагающего оболочки тентакулит. Авторами сделан вывод об участии зоопланктона в формировании ОВ доманика. Более поздние исследования ОВ доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна подтвердили роль зоогенной составляющей, отразившейся на составе битумоидов, в которых много ароматических (особенно моноароматических) УВ. На основе расчетного балансового моделирования показано, что в сравнении с чисто альгинитовым (водорослевым) ОВ, потенциал доманикового керогена ниже (Органическая геохимия..., 2008).

По данным пиролиза на изученных нами площадях Волго-Уральского бассейна более высоким исходным потенциалом обладало ОВ из отложений фаменского яруса, мендымского и саргаевского горизонтов по сравнению с доманиковым: HI в среднем составляет 650 мг УВ/г ТОС, а в доманиковом горизонте − 570 мг УВ/г ТОС. Более низкие значения HI доманикового вещества обусловлены участием зоопланктона (тентакулиты), хитиновые элементы которых снижают его нефтематеринский потенциал и формируют альгозоогенное ОВ, в то время как саргаевское и верхнефранско-фаменское ОВ образовано в основном планктонными водорослями (альгогенное ОВ) (Нефтегазообразование.., 1986).

Для выявления генетических особенностей ОВ (исходный органический материал, условия образования) используются данные по составу и распределению УВ.

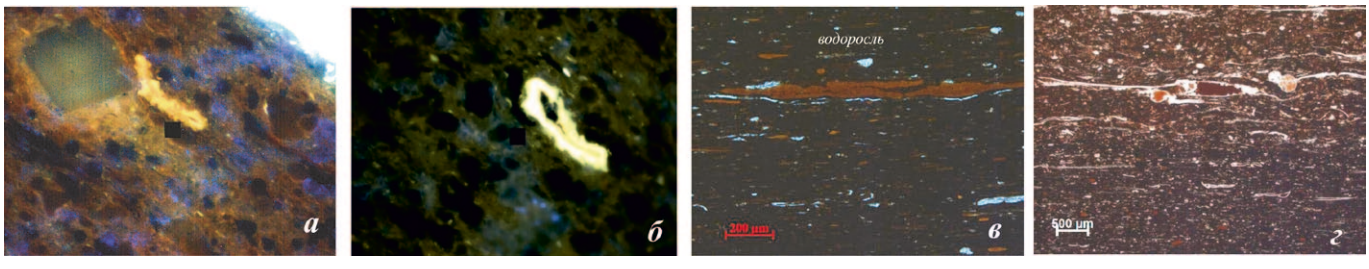


Рис. 8. Углепетрографический состав ОВ доманиковой формации (аншлифы пород). Оболочки спор, ультрафиолетовый свет: а) саргаевский горизонт, б) доманиковый горизонт. Депрессионная фация мендымский горизонт: в) черный глинисто-керогеново-карбонатный ритмит с включениями серых органогенно-обломочных известняков. Вытянутое включение красновато-коричневого цвета – водоросль, г) ритмит с раковинами тентакулит, выполненные керогеном.

Изотопный состав насыщенных и ароматических УВ из пород доманиковой формации варьирует в сравнительно узком диапазоне: $\delta^{13}C$= -29,8÷-30,7 ‰ (насыщенные) и $\delta^{13}C$= -28,3÷-29,4 ‰ (ароматические). Такой состав отвечает морскому ОВ, которое встречается в большинстве пород доманиковой формации (рис. 9).

По распределению алкановых УВ в большинстве пород доманиковой формации максимум приходится на относительно низко-, среднемолекулярную область C_{15}-C_{23}, что ассоциируется с ОВ типично морского фитопланктонного (водорослевого) генезиса, возможно бактериально переработанного (рис. 10). Последнее подтверждается преобладанием гопанов над стеранами в группе циклоалкановых УВ: отношение гопана (C_{30}) к стеранам (C_{29}) – от 0,55 до 7,5, в среднем – 3,4. Источником гопанов служат в основном прокариоты (бактерии), в восстановительных условиях некрома которых может сохраняться и пополнять массу ОВ.

Более надежным индикатором типа ОВ считается распределение стеранов C_{27}, C_{28}, C_{29}, т.к. относительное содержание этих гомологов не зависит от зрелости ОВ. Особенностью УВ доманиковой формации является преобладание стерана C_{29}, обычно ассоциирующегося с наземным ОВ. Однако некоторые водоросли (бурые, красные, золотистые) также содержат стеран C_{29}. Согласно (Тиссо, Вельте, 1981) стероиды C_{29} с одинаковым числом атомов углерода после их трансформации в насыщенные стераны практически не различимы. Поэтому трудно предполагать значительно участие высшей растительности в ОВ доманиковой формации, что было отмечено еще при макро- и микроизучении пород.

Еще одним индикатором ОВ является распределение трициклических терпанов t19-t31. Преобладание терпанов t23-t26 обычно связывается с морскими планктонными водорослями рода *Tasmanites* – для них характерно следующее сочетание коэффициентов $2\times(C_{19}+C_{20})/\Sigma(C_{23}-C_{26})$ <1 и $\Sigma(C_{23}-C_{26})/\Sigma(C_{28}-C_{31})$ >1, в то время как для континентальных водорослей они имеют обратные значения (Volkman et al., 1989). В ОВ доманиковой формации эти коэффициенты имеют следующие значения: 0,11–0,65, среднее 0,21 и 0,7–6,1, среднее 2,75 (соответственно), что свидетельствует об участии морских *Tasmanites* в их формировании.

Области накопления менялись от относительно глубоководных до мелководных, лагунных, эстуариев, о чем свидетельствуют следующие отношения изоалканов (пристан, фитан) и н-алканов: Pr/nC_{17}=0,17–9, Ph/nC_{18}=0,61–9,3, и что хорошо видно на комплексной диаграмме типов ОВ и условий их накопления и подтверждается распределением стеранов C_{27}-C_{29} и моноароматических стероидов (рис. 9).

Окислительно-восстановительный режим был также непостоянным, о чем свидетельствует довольно широкий диапазон отношения Pr/Ph=0,05–2,24, однако преобладали восстановительные условия (модальное значение 0,5), благоприятные для сохранения ОВ. На это указывают также высокомолекулярные максимумы четных н-алканов (C_{26}, C_{30}), отмеченные практически во всех подразделениях доманиковой формации (рис. 10).

Иногда возникало сероводородное заражение фотического слоя. В составе ароматической фракции некоторых

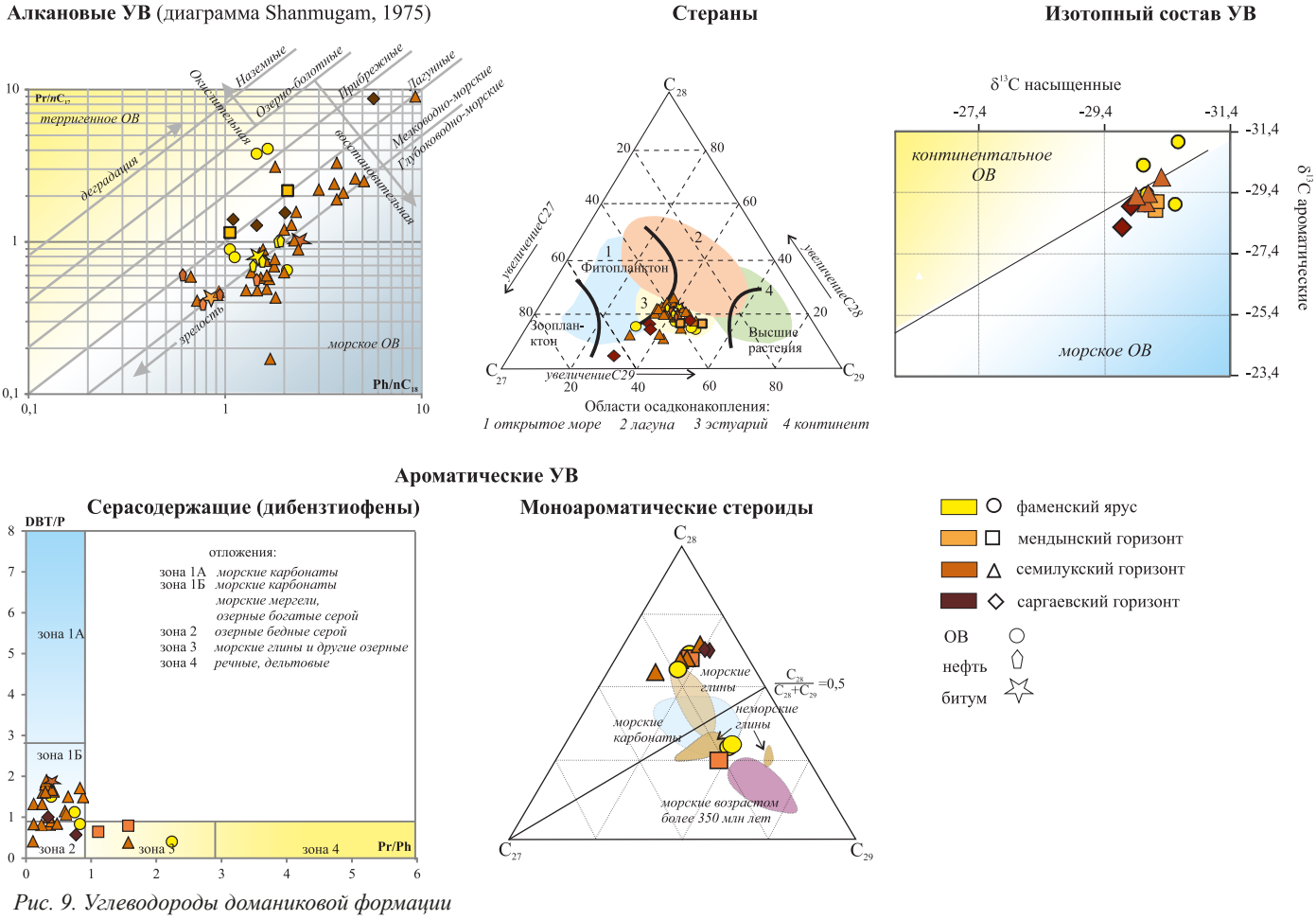


Рис. 9. Углеводороды доманиковой формации

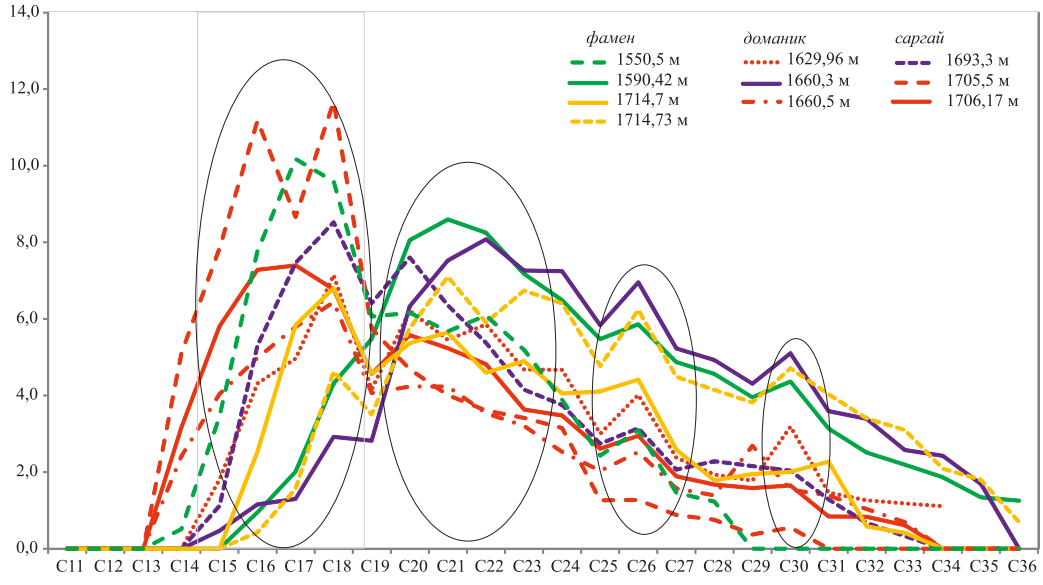


Рис. 10. Хроматограммы алкановых УВ доманиковой формации

образцов обнаружены диагенетические производные *изорениератена* – каротиноида, синтезируемого зелеными серными фотоавтотрофными бактериями рода *Chlorobiaceae*, необходимым условием существования которых являются свет и растворенный в воде сероводород; этот каротиноид является показателем сероводородного заражения фотического слоя бассейна. В условиях сероводородного заражения, характерного как для вод, так и для осадков морских бассейнов, при высоком поступлении исходного ОВ и низком содержании реакционноспособного железа, реализуются процессы осернения органических соединений. В дальнейшем они могут привести к формированию структуры сернистого керогена (тип «II-S») – по нашим данным содержание серы в элементном составе доманикового керогена достигает 3–8,7%; особенность такого керогена – ранняя генерация битумоидов, в том числе и УВ, и образование «доглавнофазовских» нефтей. Эти нефти тяжелые по составу (смолисто-асфальтеновые) и обогащены серой. По-видимому, некоторые нефти Татарии образованы из сернистого керогена. Подтверждением этого служит состав нефтей из доманиковых залежей Муслюмовского, Шуганского месторождений, залежи 444 Березовской площади Ромашкинского месторождения – нефти тяжелые (средняя плотность 0,897 г/см^3), высокосмолистые (30%), высокосернистые (3,82%).

В осадках, в которых обнаружен изорениератен, наблюдаются очень низкие значения Pr/Ph (до 0,11–0,39), что характерно для резко восстановительных условий накопления ОВ; в составе ароматической фракции ряда образцов обнаруживаются повышенные концентрации серасодержащих ароматических УВ – дибензотиофена (DBT) и его монометилзамещенных гомологов (рис. 9). Флуктуации в концентрации DBT и производных изорениератена могут быть вызваны либо периодическим исчезновением сероводорода в водной толще бассейна седиментации, что приводит к снижению аноксической биопродукции, а также к разрушению остаточных каротиноидов, либо изменением глубины сероводородного хемоклина (Полудеткина и др., 2017).

Таким образом, результаты комплексного изучения типов ОВ доманиковой формации показали, что оно относится к водорослевому и смешанному – зоогенно-водорослевому ОВ (типы керогена II-II/III); последнее преобладает в породах доманикового горизонта. Породы, концентрация TOC в которых меньше 1,8%, содержат преимущественно окисленное ОВ (тип керогена III, IV).

Катагенез ОВ и пород. Генерационные свойства ОВ и пород определяются не только условиями их формирования, но и катагенезом, в результате которого происходит их истощение. С этой точки зрения, отложения карбонатного комплекса в пределах восточной части Южно-Татарского свода, находящиеся на глубинах 1,6–1,8 км, обладают практически полным, еще не израсходованным потенциалом, т.к. находятся в начале мезокатагенеза. Витринит в породах карбонатного девона отсутствует, поэтому, мы, помимо геологической истории бассейна, опирались на пиролитические показатели преобразованности – Tmax и индекс превращения керогена PI (S_1/S_1+S_2), а также на некоторых углеводородных коэффициентах. Значения Tmax изменяются в диапазоне 303–445°C, среднее и медианное значения близки – 426 и 430°C (*n* 230). PI меняется от следовых значений до 0,7, но также как и Tmax, имеет одинаковые среднее и медианное значения – 0,10, 0,12. Эти параметры свидетельствуют о низкой степени превращенности керогена (градации катагенеза ПК-МК$_1$, МК$_1$), т.е. весь комплекс находится в начале главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Вариации в катагенезе, отмеченные нами для пород некоторых близлежащих площадей, вероятно, обусловлены дополнительным поступлением тепла, как например, в скважинах Северо-Сарайлинской и Тлянчи-Тамакской, 852, расположенных вблизи Нижнекамского разлома, активизация которого происходила в карбоне и в альпийское время (Тектоническое и нефтегеологическое районирование.., 2006).

О невысокой степени трансформации ОВ доманиковой формации можно судить по алкановым и циклическим УВ. Кривая распределения алкановых УВ имеет зубчатый характер, что свойственно малопреобразованному ОВ (рис. 10); с усилением катагенеза происходит выполаживание кривой, а максимум н-алканов смещается в низкомолекулярную область. Изопреноиды, среди

которых доминируют пристан и фитан, превышают смежные с ними пики н-алканов, что также характерно для малопреобразованного ОВ – это фиксируется высокими значениями изопреноидного коэффициента К*i* (Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18})=0,6–9, доминируют 1–4. Менее всего преобразовано ОВ на северо-востоке Южно-Татарского свода, где К*i* в среднем составляет 3,4.

Более надежными индикаторами преобразования ОВ считаются циклические УВ (стераны, гопаны и ароматические с радикалами, представленными алкильными цепями разной длины). Еще в диагенезе начинает происходить ароматизация стероидов с образованием моноароматических стероидов C_{27}-C_{29}, максимум приходится на C_{28}, что говорит о том, что ОВ доманиковой формации не подвергалось влиянию высоких температур. Усиление преобразования ОВ приводит к преобразованию моноароматических стероидов (МА) в триароматические стероиды (ТА) и уменьшению количества стероидов с длинными радикалами. Для УВ доманиковой формации типичные значения коэффициентов, показывающих соотношение коротко- и длинноцепочечных УВ, – ТА(I)/ТА(I+II)=0,02–0,25, среднее 0,1, TA_{20}/TA_{28}=0,02–0,41, среднее 0,12, что отвечает концу прото- началу мезокатагенеза.

Среди терпановых УВ наибольшее значение для оценки термической зрелости имеют два эпимера трисноргопана C_{27}: Ts (18αH) и Tm (17αH); первый из них термически более стабильный, чем второй. Отношение Ts/Tm возрастает от очень низких величин в незрелых битумоидах и нефтях до 1 в ГЗН и 5–10 на поздних стадиях катагенеза. Этот параметр зависит также и от литологии вмещающих пород – он ниже для карбонатных осадков по сравнению с глинистыми. В ОВ доманиковой формации значения Ts/Tm изменяются от 0,09 до 0,65, мода 0,1–0,2; они несколько выше в глинистых известняках, которые встречаются в отложениях всех возрастов доманиковой формации. Эти данные указывают на низкую степень преобразования ОВ.

В процессе катагенеза происходит также перегруппировка метильных групп в серасодержащих ароматических УВ (дибензтиофены) – от менее устойчивого 1-метилизомера к более устойчивому 4-метилизомеру, поэтому их отношение 4/1-MDBT является индикатором катагенеза и коррелируется с показателем отражения витринита R^o,% и Tmax пиролиза. По нашим данным диапазон 4/1-MDBT=0,31–1,5, в основном 0,6–1, рассчитанные значения R_o^c=0,56–0,59% и Tmax=426–428°С, что отвечает концу прото- началу мезокатагенеза.

Другие углеводородные коэффициенты зрелости во многом зависят от литологии вмещающих отложений (в первую очередь, от карбонатности). Так, стерановый показатель, отражающий переход менее стабильных R-конфигураций в более стабильную S-конфигурацию, K^1зр [α20S/(α20S+α20R)]=0,42 (*lim* 0.55 максимум ГЗН) высокий; изомеризация стеранов в карбонатах происходит относительно рано. Метилфенантреновый индекс – MPI-1=1,5×(2MP+3MP)/(PHEN+1MP+9MP), основанный на переходе менее термодинамически устойчивых изомеров 1- и 9- в более устойчивые 2- и 3-метилизомеры, в ОВ доманиковой формации имеет значения 0,2–2,9 (среднее 0,72), характерные для ГЗН. Влияние карбонатности пород на этот процесс установлен F. Cassani (Cassani et al., 1988); вероятно, высокие значения MPI-1 в породах доманиковой формации обусловлены именно карбонатным составом пород.

Таким образом, анализ состава УВ в отложениях доманиковой формации изученной части Южно-Татарского свода показал близкий состав исходного ОВ, образованного морским планктонным зоогенно-водорослевым сообществом, накопление которого происходило в условиях сравнительно мелководного бассейна в восстановительной геохимической среде и преимущественно карбонатной седиментации. В таких условиях был сформирован кероген типа II (вероятно и тип II-S), обладающий высоким нефтематеринским потенциалом, отличительной особенностью которого является возможность ранней генерации УВ.

Преобразованность керогена по углеводородным показателям отвечает в большинстве случаев концу протокатагенеза – началу мезокатагенеза и согласуется с данными пиролиза – индекс продуктивности керогена PI в среднем 0,12, т.е. потенциал пород еще практически не реализован.

Изначально высокая алифатичность ОВ обусловила высокое содержание битумоидов в породах комплекса даже на начальных этапах литогенеза, а низкая пористость явилась препятствием масштабной эмиграции, в связи с чем породы оказались насыщенными битумоидами, образуя так называемую «матричную» нефть. Присутствующие в породах паравтохтонные битумоиды приурочены главным образом к мелким трещинам, кавернам и связанным порам в карбонатных и кремнистых разностях.

Генерационный потенциал доманиковой формации. Анализ распределения генерационных свойств пород доманиковой формации на изученной территории Южно-Татарского свода показал, что наиболее высокий потенциал приурочен к области, протягивающейся с северо-востока в юго-западном направлении. С востока и вдоль всего восточного склона вплоть до его южного окончания эта область ограничивается полосой пород с более низким потенциалом (рис. 11).

Такое распределение обусловлено рядом причин – обстановками накопления осадков, окислительно-восстановительным режимом, возможной сменой типов ОВ и катагенетической преобразованностью.

В саргаевское время существовал мелководный бассейн с активными течениями, преимущественно окислительными обстановками; это привело к повышенному накоплению глинистого материала (40–60%) и, вероятно, наземного органического материала. Потенциал этой части доманиковой формации не превышает в среднем 4 кг УВ на тонну породы, причем минимальные значения отмечаются в глинах – меньше 1 кг УВ/т породы.

Наиболее благоприятное сочетание факторов (относительно глубоководный шельфовый бассейн, высокая биопродуктивность, близкий состав зоогенно-фитогенного ОВ, одинаковый литологический состав – карбонатно-кремнистые/кремнисто-карбонатные ритмиты с минимальной примесью глин – в среднем не более 6%, преимущественно восстановительный режим вплоть до аноксии) обусловило высокий генерационный потенциал пород доманикового горизонта, особенно в иловых впадинах с застойным режимом, как например, в районе Тлянчи-Тамакской площади (скв.300, 859), нефтематеринский потенциал семилукского комплекса в которой в

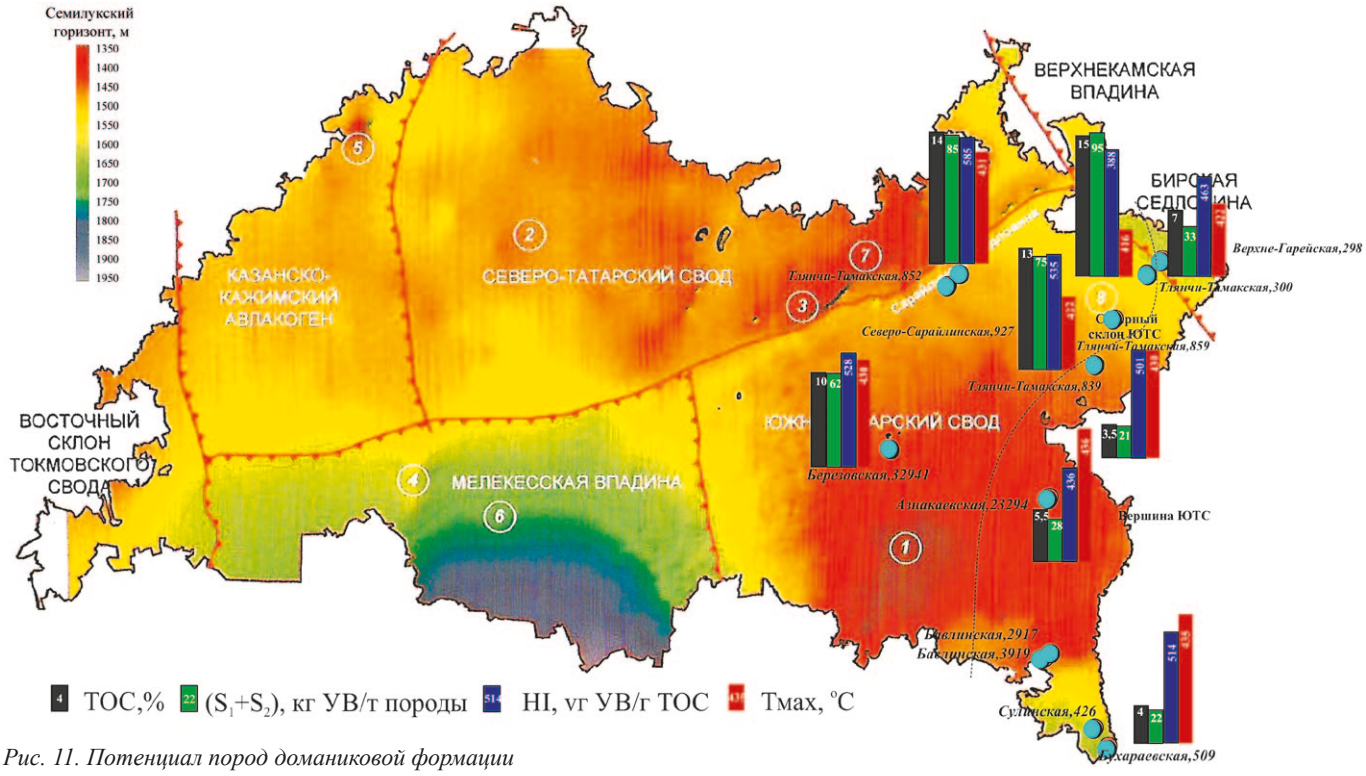


*Рис. 11. Потенциал пород домаников*ой формации

среднем составляет 86 кг УВ/т породы, а максимальный достигает 300 кг УВ/т породы. Но даже в этих впадинах в черных ритмитах всегда обнаруживаются тонкие слойки, линзочки светлых известняков с низким содержанием ОВ, снесенных в результате штормовых процессов с отмельных участков внутрибассейновых поднятий.

Области накопления черных ритмитов с высоким нефтегенерационным потенциалом в позднефранское и фаменское время сужаются до центральных участков Нижне-Камского и Актаныш-Чишминского прогибов. На севере и северо-востоке Южно-Татарского свода в мендымских отложениях генерационный потенциал достигает 85 кг УВ/т породы (Тлянчи-Тамакская, 852), в фаменских – среднее 33, максимум 125 кг УВ/т породы (Верхне-Гарейская площадь).

В южной половине Южно-Татарского свода в фаменском веке существовал мелководный бассейн, где в условиях нормального газового режима накапливались светлые известняки с органогенными постройками. Потенциал известняков низкий – чаще всего 1 кг УВ/т породы, поэтому эти породы не являются нефтематеринскими.

Снижение генерационного потенциала (S_1+S_2) на восточном склоне Южно-Татарского свода обязано большей преобразованности ОВ – практически на всех площадях (Тлянчи-Тамакская, 839, Азнакаевская, Сулинская, Бавлинская) по данным пиролиза фиксируется начало главной зоны нефтеобразования, отвечающее градации катагенеза МК$_1$. При сходных глубинах залегания восточной (1,6–1,8 км) и северо-восточной (1,6–1,7 км) частей свода более высокий катагенез на востоке, возможно, объясняется близким соседством с Камско-Бельским и Серноводско-Абдулинским авлакогенами.

Несмотря на то, что домаников*ый комплекс находится еще в самом начале катагенетического преобразования, процессы не только генерации, но и эмиграции уже отмечаются. Они проявляются в высокой битуминозности нефтематеринских отложений (ХБ=0,25–1,8%, max – 4,2%), – это отмечалось при изучении пород в ультрафиолетовом свете в образцах керна и в аншлифах, в повышенных значениях битумоидного и углеводородного коэффициентов, индекса продуктивности по сравнению с фоновыми значениями (рис. 12). Некоторые битумоиды и УВ явно имеют зрелый состав, свойственный ОВ главной зоны нефтеобразования, а часть из них является миграционными (паравтохтонными).

Автохтонные битумоиды смолисто-асфальтенового состава (отношение мальтены/асфальтены <1, а чаще всего 0,5), смолистая фракция преобладает, плотность флюида более 1 г/см^3 (тяжелые битумы), индекс продуктивности PI <0,1. Количество новообразованных УВ в расчете на ОВ обычно не более 25%, и его оказалось, по-видимому, недостаточно для создания сети флюидоразрывов, обеспечивающих высокую проницаемость пород. Эти УВ

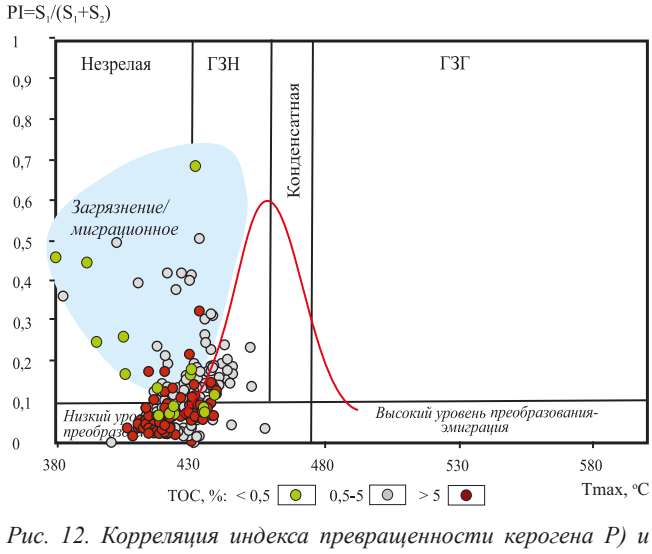


*Рис. 12. Корреляция индекса превращенности керогена P) и Tmax в породах домаников*ой формации

находятся или в порах породы в свободном состоянии, или в сорбированном на поверхности минералов, или в керогене и создают так называемую «матричную нефть».

Однако в некоторых битумоидах, находящихся на одном уровне преобразования с автохтонными, увеличивается доля мальтенов (отношение мальтены/асфальтены в среднем составляет 2,2), и они характеризуются высокими значениями битумоидного (10–70%) и углеводородного (12–22%) коэффициентов, индекса продуктивности (PI 0,2–0,67, среднее 0,25), не свойственными начальному катагенезу – именно эти битумоиды и УВ мы относим к паравтохтонным. В породах, содержащих эти битумоиды, одновременно происходит снижение концентрации ОВ, генерационного потенциала породы (пик S_2) и ОВ (HI).

Предварительные исследования флюидных включений (проведенные профессором А.Ю. Бычковым) в двусторонне полированных пластинах кальцита некоторых образцов из Азнакаевской скважины показали, что они содержат воду и УВ, образование которых протекало при низких температурах (не выше 47°С) и высоком давлении (Шарданова и др., 2017б). Они представлены жидкими УВ, иногда с газовыми пузырьками, и локализуются по трещинам (рис. 13).

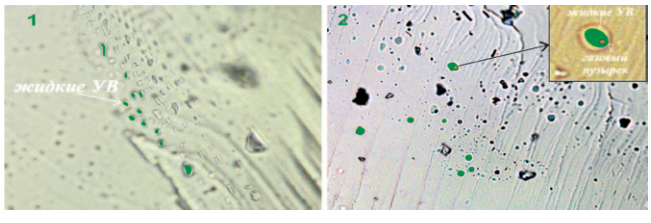


Рис. 13. Включения УВ в кристаллах кальцита (жидкие УВ окрашены в зеленый цвет). Азнакаевская площадь, глубина 1685–1685,6 м, доманиковый горизонт

Можно предположить, что эти УВ могли образоваться еще в протокатагенезе и, вероятно, вызывать флюидоразрыв в точечном очаге, по которому происходит эмиграция УВ, хотя эти породы в Азнакаевской скважине достигли градации $МК_1$ (Tmax 437°С).

Заключение. Таким образом, геохимия ОВ показала, что породы доманиковой формации на Южно-Татарском своде обладают высоким нефтегенерационным потенциалом, обусловленным как содержанием ОВ, преимущественно фитогенным и зоофитогенным его составом и близкими условиями формирования. Расчет потенциальных ресурсов, учитывающий объем генерированных УВ, возможной эмиграции УВ, а также высокая сорбция УВ в основном ОВ, тормозящая эмиграцию УВ, показал, что они могут составлять около 120 тыс. т/км^2. Это удельная величина, т.к. доманиковая формация представляет «единую неструктурную залежь углеводородов» (Кирюхина и др., 2013, с. 86). От традиционных скоплений УВ в коллекторах она отличается отсутствием структурного и стратиграфического контроля их распространения, четких водонефтяных контактов и локализации их в отдельные скопления и др.

Присутствие в породах доманиковой формации паравтохтонных битумоидов (нефтепроявления), говорит о том, что даже в условиях незрелого ОВ-начала ГЗН, происходит нефтеобразование, и некоторые интервалы в разрезе разных скважин при соответствующей разработке могут представлять интерес как объекты трудноизвлекаемой нефти (*Tight oil*), так и для получения сланцевой нефти (*Shale oil*). Наиболее перспективными могут являться участки склонов впадины, где одновременно существуют нефтематеринские отложения и возможные коллектора, в таком случае миграция УВ может осуществляться как в вертикальном (из кровли и подошвы нефтематеринского пласта), так и в латеральном направлениях.

Благодарности

Авторы статьи благодарны рецензенту за внимательное прочтение нашей статьи и сделанные замечания.

Литература

Амосов Г.А., Мелехова К.Л., Добрякова Н.Е. (1980). Кларки органического углерода и битумоидов осадочных отложений. *Изв. АН СССР, сер. геол.*, 7, с. 120–132.

Зайдельсон М.И., Суровиков Е.Я., Казьмин Л.Л., Вайнбаум С.Я., Семенова Е.Г. (1990). Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманиковой формации. *Геология нефти и газа*., 6, 78 с.

Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. (2013). Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. *Геология нефти и газа*, 3, с. 76–87.

Королюк И.К., Летавин А.И., Мкртчян О.М., Хачатрян Р.О. (1984). Структурно-формационные критерии прогноза нефтегазоносности. Теоретические основы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Москва: Наука, с. 47–63.

Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа, 1986. Л.: Недра, 247 с.

Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна (2008). Баженова Т.К., Шиманский В.К. и др. СПб.: ВНИГРИ, 164 с.

Полудеткина Е.Н., Смирнов М.Б., Фадеева Н.П., Козлова Е.В. (2017). Доказательство формирования органического вещества карбонатных и карбонатно-кремнистых отложений верхнего девона Южно-Татарского свода в условиях постоянной аноксии в фотическом слое. *Геохимия*, 8, с. 730–740. https://doi.org/10.1134/S0016702917080079

Романкевич Е.А. (1977). Геохимия органического вещества в океане. М.: Наука, 203 с.

Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана (2006). Казань: Фэн, 327 с.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти и газа. М.: Мир. 501 с. https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8

Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. (2010). Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: Фэн, 283 с.

Шарданова Т.А., Фадеева Н.П., Хомяк А.Н., Косоруков В.Л. (2017*а*). Особенности строения и формирования высокоуглеродистых комплексов. *Отечественная геология,* 3, с. 74–84.

Шарданова Т.А., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Хомяк А.Н. (2017). Емкостное пространство пород высокоуглеродистой формации (на примере доманиковой толщи Южно-Татарского свода). *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 125–132. http://doi.org/10.18599/grs.19.13

Cassani F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C. and Ehrman U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 13, pp. 73–80. https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7

Volkman J.K., Banks M.R., Denwer K. and Aquino Neto F.R. (1989). Biomarker composition and depositional setting of Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia. *The 14th Int. Meet. on Organic Geochemistry*. Paris.

Сведения об авторах

Александра Юрьевна Орлова – аспирант, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Раис Салихович Хисамов – доктор геол.-мин. наук, заместитель генерального директора – главный геолог, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Венера Гильмиахметовна Базаревская – кандидат геол.-мин. наук, заместитель директора по научной работе в области геологии трудноизвлекаемых запасов Института «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Елена Николаевна Полудеткина – 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, д. 1

Наталья Петровна Фадеева – 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, д. 1

Татьяна Анатольевна Шарданова – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;
Принята к публикации 25.04.2021;
Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geochemistry of organic matter in carbonate Devonian sediments of the South Tatar arch

A.Yu. Orlova[1], R.S. Khisamov[2], V.G. Bazarevskaya[2], E.N. Poludetkina[1], N.P. Fadeeva[1], T.A. Shardanova[1]*
[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[2]*Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Natalia P. Fadeeva, e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru*

Abstract. The article deals with the lithology and geochemistry of organic matter of Upper Devonian-Lower Carboniferous deposits (Carbonate Devonian) of the eastern part of the South Tatar arch. Rocks of this age have a high generative potential due to increased concentrations of organic matter (OM) and its phytogenic and zoophytogenic composition. They refer to non-traditional sources of hydrocarbons. The generative potential depends on the facial environment and the transformation of OM. The highest potential have carbonate-siliceous and siliceous-carbonate rhythmites domannic horizon.

Key words: South Tatar arch, domanic formation, rocks of mixed composition (rhythmites), limestones, organic matter, potential, type of organic matter, catagenetic transformation, hydrocarbons

Recommended citation: Orlova A.Yu., Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Poludetkina E.N., Fadeeva N.P., Shardanova T.A. (2021). Geochemistry of organic matter in carbonate Devonian sediments of the South Tatar arch. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 87–98. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.8

References

Amosov G.A., Melekhova K.L., Dobryakova N.E. (1980). Clarke of organic carbon and bitumen of sedimentary deposits. *Izv. AN SSSR, ser. geol*., 7, pp. 120–132. (In Russ.)

Cassani F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C. and Ehrman U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 13, pp. 73–80. https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7

Khisamov R.S., Gubaidullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudintsev E.A. (2010). Geology of complex carbonate reservoirs of the Devonian and the Carboniferous of Tatarstan. Kazan: Fen, 283 p. (In Russ.)

Kiryukhina T.A., Fadeeva N.P., Stupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. (2013). Domanik deposits of the Timan-Pechora and Volga-Ural basins. *Geologiya Nefti i Gaza= Russian Oil And Gas Geology*, 3, pp. 76–87. (In Russ.)

Korolyuk I.K., Letavin A.I., Mkrtchyan O.M., Khachatryan R.O. (1984). Structural and Formation Criteria for Forecasting Oil and Gas Potential. *Theoretical foundations of prospecting, exploration and development of oil and gas fields*. Moscow: Nauka, pp. 47–63. (In Russ.)

Oil and gas formation in sediments of the Domanik type (1986). Leningrad: Nedra. 247 p. (In Russ.)

Organic Geochemistry of the Timan-Pechora Basin (2008). Bazhenova T.K., Shimansky V.K., Vasiliev V.F., Shapiro A.I., Yakovleva (Gembitskaya) L.A., Klimova L.I. St. Petersburg: VNIGRI, 164 p. (In Russ.)

Poludetkina E.N., Smirnov M.B., Fadeeva N.P., Kozlova E.V. (2017). Evidence of the formation of organic matter in carbonate and carbonate-siliceous sediments of the Upper Devonian of the South Tatar arch under conditions of constant anoxia in the photic layer. *Geochemistry*, 8, pp. 730–740. (In Russ.) https://doi.org/10.1134/S0016702917080079

Romankevich E.A. (1977). Geochemistry of organic matter in the ocean. Moscow: Nauka 203 p. (In Russ.)

Shardanova T.A., Fadeeva N.P., Khamidullin R.A., Khomyak A.N. (2017). The pore space of carbon-enriched rocks (at the example of Domanik formation of the South Tatar arch). *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 125–132. http://doi.org/10.18599/grs.19.13

Shardanova T.A., Fadeeva N.P., Khomyak A.N., Kosorukov V.L. (2017a). Features of the structure and formation of high-carbon complexes. *Domestic geology*, 3, pp. 74–84. (In Russ.)

Tectonic and oil-geological zoning of the territory of Tatarstan (2006). Kazan: Fen, 327 p. (In Russ.)

Tissot B., Welte D. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Springer, Berlin, Heidelberg, 702 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8

Volkman J.K., Banks M.R., Denwer K. and Aquino Neto F.R. (1989). Biomarker composition and depositional setting of Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia. *The 14th International Meeting on Organic Geochemistry*. Paris.

Zaidelson M.I., Surovikov E.Ya., Kazmin L.L., Vainbaum S.Ya., Semenova E.G. (1990). Features of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the Domanik formation. *Geologiya Nefti i Gaza= Russian Oil And Gas Geology*, 6, 78 p. (In Russ.)

About the Authors

Aleksandra Yu. Orlova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Rais S. Khisamov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Deputy Director General and Chief Geologist, Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almetyevsk, 423400, Russian Federation

Venera G. Bazarevskaya – PhD (Geology and Mineralogy), Deputy director for science in the field of geology of hard-to-recover reserves, Institute TatNIPIneft, Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almetyevsk, 423400, Russian Federation

Elena N. Poludetkina – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia P. Fadeeva – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatiana A. Shardanova – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 25 April 2021;
Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.9

УДК 553.982

Геологическое строение и палеогеографическая зональность хадумского горизонта Предкавказского региона

Е.А. Краснова[1,2], А.В. Ступакова[1], А.Н. Стафеев[1], Н.П. Фадеева[1], Н.Ш. Яндарбиев[1], А.А. Суслова[1], Р.С. Сауткин[1], М.Е. Воронин[1], П.Б. Степанов[1], А.А. Книппер[1], Я.А. Шитова[1]*

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

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

Исследования перспектив нетрадиционных источников углеводородов являются одним из основных современных направлений. На территории Предкавказья к высокоуглеродистой формации относится хадумская свита, которая рассматривается в качестве нетрадиционного источника, и в которой выявлены газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения. Строение, перспективы и закономерности распределения месторождений в олигоцен-раннемиоценовых отложениях являются одними из наиболее актуальных вопросов геологии.

Рассмотрены основные этапы формирования позднеэоценовых и раннеолигоценовых отложений и палеогеографическая зональность хадумского горизонта майкопской серии в пределах Предкавказья. На основании комплексного анализа результатов сейсмических и литолого-палеогеографических исследований выделены перспективные зоны для поисков новых скоплений углеводородов в хадумском горизонте.

Ключевые слова: Предкавказский регион, хадумский горизонт, конуса выноса, стоковое течение, контурные течения, углеводородные системы, природные резервуары, нефтегазоматеринские породы, высокоглеродистые формации

Для цитирования: Краснова Е.А., Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Фадеева Н.П., Яндарбиев Н.Ш., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Степанов П.Б., Книппер А.А., Шитова Я.А. (2021). Геологическое строение и палеогеографическая зональность хадумского горизонта Предкавказского региона. *Георесурсы*, 23(2), с. 99–109. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.9

Введение

Майкопская серия (олигоцен – нижний миоцен) обрамляет с юга Восточно-Европейскую платформу (ВЕП) и участвует в геологическом строении основных региональных структур Предкавказья. На протяжении всей истории ее изучения она рассматривается как региональная нефтепроизводящая и нефтесодержащая толща и является одним из основных объектов изучения с точки зрения перспектив нетрадиционных источников углеводородов Предкавказья, в которых особое внимание исследователей привлекает хадумский горизонт.

Несмотря на значительный объём ранее проведенных исследований, методики прогнозирования и поиска зон развития сложнопостроенных коллекторов в глинистых толщах, подобных хадумской, все еще остаются недостаточно разработанными и апробированными.

В геологическом отношении бассейн изучен очень неравномерно. Строение, литологический состав, геохимические и геофизические характеристики палеогенового разреза Восточно-Предкавказского нефтегазоносного бассейна представлены в литературе наиболее полно в работах (Шарафутдинов, 2003; Яндарбиев и др., 2017 и др.). Однако комплексного анализа геологического строения, фациальной изменчивости и литоло-геохимических характеристик хадумского горизонта всего Предкавказского бассейна в полном объеме не проводилось. Остаются открытыми важные вопросы перспектив нефтегазоносности хадумского горизонта и возможности открытия в нем промышленных залежей.

Для анализа углеводородных систем и условий формирования хадумского горизонта предприняты попытки создания единой палеогеографической модели позднеолигоценового времени с учетом литологических характеристик изучаемого района и его палеоструктурного плана.

Тектоническое строение

В тектоническом отношении Предкавказский бассейн приурочен к южной окраине Скифской молодой эпигерцинской плиты и ограничен с юга Кавказским складчатым сооружением, с севера – кряжем Карпинского, с северо-запада – Украинским щитом, а на востоке соединяется с Южно-Мангыщлакским бассейном Туранской плиты. В строении Предкавказского осадочного бассейна выделяются два структурных этажа – доюрское складчатое основание и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

Все области развития крупных возрастных подразделений фундамента ограничены в основном зонами глубинных разломов, а в ряде случаев и краевыми швами, отделяющими, например, область палеозойской складчатости от архейско-раннепротерозойской складчатости фундамента ВЕП, область альпийской складчатости и т.д. Среди элементов первого порядка выделяются продольно вытянутые вдоль Крымско-Кавказской орогенной системы зона Манычских прогибов, Азово-Ставропольско-Прикумская система поднятий, Кавказский передовой прогиб (с севера на юг) (рис. 1). В пределах этих крупных

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

© 2021 Коллектив авторов

структурно-тектонических элементов выделяются впадины и поднятия более мелкого порядка.

Зона Манычских прогибов отделяет Азовский выступ и ряд структурных элементов Скифской плиты от кряжа Карпинского и имеет сложное строение. Наиболее глубокой является восточная часть прогиба, где глубины залегания фундамента превышают -3000 м, а к западу, прогиб постепенно выклинивается до -1000 м и менее.

Азово-Ставропольско-Прикумская система поднятий протягивается с северо-запада на юго-восток и, по всей видимости, является продолжением постепенно погружающегося в юго-восточном направлении Украинского щита. По сейсмическим данным отмечается резкое сокращение мощности палеозойских комплексов по сравнению с Кавказским передовым прогибом, Предкавказским прогибом на юге и зоной Манычских прогибов на севере. Азово-Ставропольско-Прикумская система поднятий представляет собой цепочку наиболее приподнятых блоков, таких как: Азовский выступ, Ставропольский свод, Прикумская зона поднятий, которые в свою очередь разделены впадинами, хорошо прослеживаемыми по верхним комплексам.

В пределах **Кавказского передового прогиба** выделяется две системы прогибов: западная – Индоло-Кубанская, в которую включены Индольский и Западно-Кубанский передовой прогибы, и восточная – Терско-Каспийская, которая открывается в акваторию Среднего Каспия. Оба прогиба по поверхности фундамента являются глубокими депрессиями (свыше -10000 м), выполненные в основном мезозойскими и третичными отложениями.

При анализе условий развития углеводородных систем необходимо учитывать первичный структурный план бассейна. Различная степень преобразованности пород и разные условия формирования углеводородов, характерные для зон крупных прогибов первого порядка и относительно поднятых выступов фундамента, обуславливают разработку и использование различных методических подходов для прогноза нефтегазоносности хадумских отложений.

История развития бассейна

В хадумском бассейне выделяются следующие морфологические элементы:

- шельф, окаймленный с внешней стороны линейно-дугообразной системой подводных поднятий, часть которых выступала в виде низких островов;
- шельфовый склон;
- впадины в пределах шельфа с компенсированным и некомпенсированным осадконакоплением со значительными для платформенных областей глубинами, порядка сотни метров.

Хадумский бассейн развивался в условиях трансгрессии морского Предкавказского бассейна. В основные этапы формирования отложений (пшехско-Цимлянское, соленовское, виргулиневое время) (рис. 2) наблюдается общая юго-восточная направленность фациальных изменений – от обстановок мелководно-морского шельфа до относительно глубоководных впадин внешнего шельфа. Разные источники сноса посредством придонных

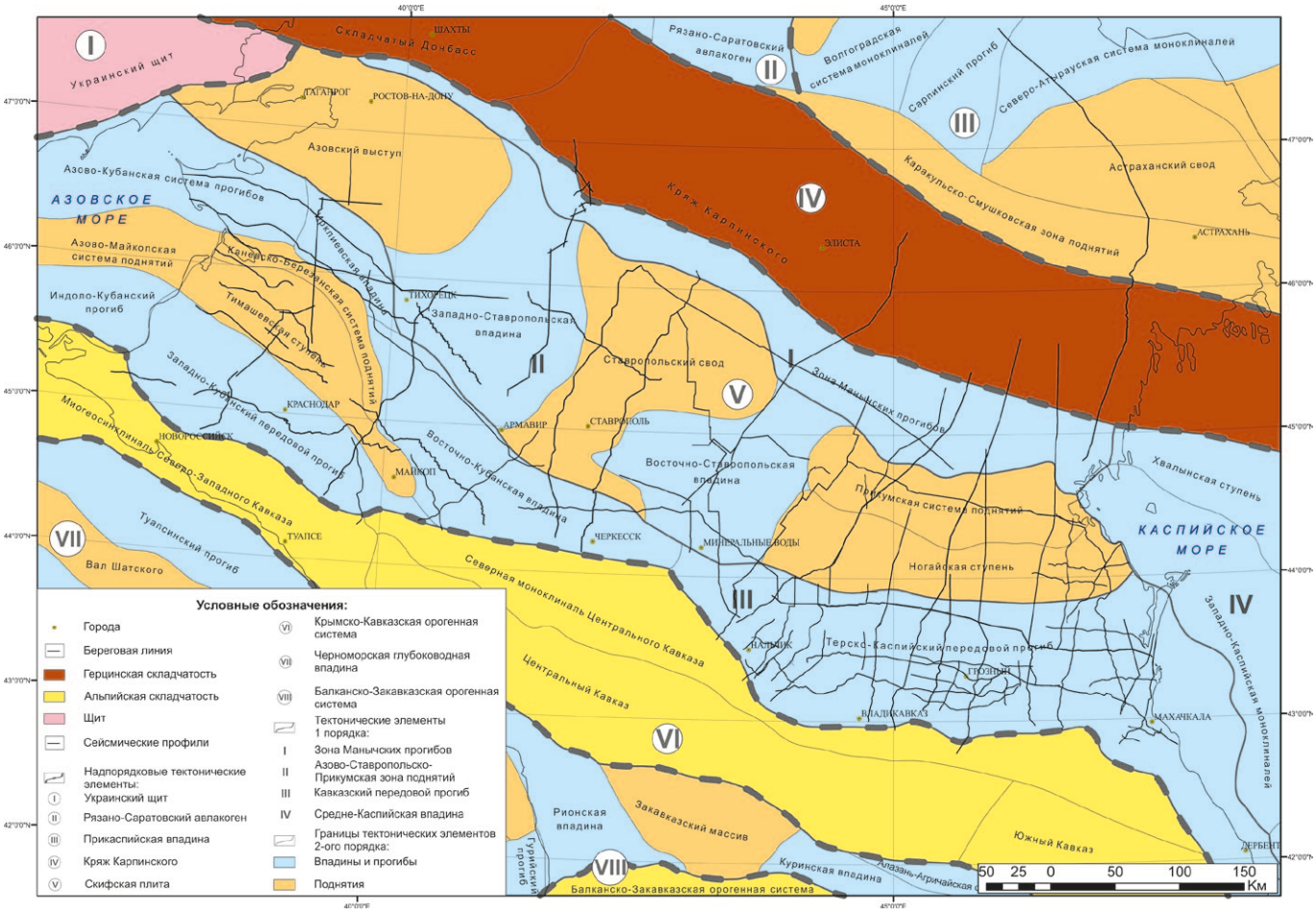


Рис. 1. Схема структурно-тектонического районирования (с использованием данных Летавина А.И. (1987), Леонова Ю.Г., Воложа Ю.А. (2010), Глумова И.Ф. (2014), и др. с дополнениями)

<table>
<tr><th>Система</th><th>Отдел</th><th>Ярус</th><th>Серия</th><th>Центральное Предкавказье</th><th colspan="4">Восточное Предкавказье</th><th colspan="2">Временные интервалы по А.С. Столярову</th><th>Литологическая характеристика</th></tr>
<tr><td rowspan="6">Палеогеновая</td><td rowspan="4">Олигоцен</td><td rowspan="2">Хатский</td><td rowspan="4">Майкопская</td><td>Баталпашинская</td><td colspan="4">Баталпашинская</td><td colspan="2">Баталпашинское</td><td>глины темные некарбонатные, мергели зеленовато-серые</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Хадумский горизонт</td><td rowspan="2">Хадумский горизонт</td><td rowspan="2">Морозкиной балки</td><td>Верхнемороз-скинская</td><td colspan="2">Виргулиневое</td><td>известковистые темно-серые глины</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Рюпельский</td><td>Нижнемороз-сковская</td><td rowspan="2">Соленовское</td><td>Позднесоленовское (Ики-бурульское)</td><td>темно-серые микрослоистые глины с песчано-алевритовыми разностями</td></tr>
<tr><td colspan="2">Полбинская «остракодовый пласт»</td><td>Раннесоленовское</td><td>глины слабоизвестковистые, мергели с высокой концентрацией остракод</td></tr>
<tr><td colspan="3">Пшехская</td><td colspan="2">Пшехско-цимлянское</td><td>чередование известковистых и неизвестковистых глин с примесью песчано-алевритового материала</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Эоцен</td><td>Приабон</td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2">Белоглинская</td><td colspan="4" rowspan="2">Белоглинская</td><td colspan="2" rowspan="2">Белоглинское</td><td rowspan="2">мергели и глины известковистые и неизвестковистые</td></tr>
<tr><td>Бартон</td></tr>
</table>

Рис. 2. Сводная литолого-стратиграфическая схема строения хадумского горизонта Предкавказья с использованием материалов работ (Яндарбиев Н.Ш. и др., 2017, Шарафутдинов, 2003, Столяров, 1999))

течений поставляли со стороны ВЕП преимущественно глинистый осадочный материал, выполнявший каналы врезов и формировавший конусы выноса и зоны развития контуритов на уровне пикноклина. Это приводило к частичной дифференциации терригенного материала и локализации более грубых фаций, например, каналовых и шнурковых тел, которые могут служить коллекторами для углеводородов (УВ).

История палеогеографического развития Хадумского бассейна

В позднем *эоцене (белоглинское время)* осадконакопление происходило в условиях мелководно-морского шельфа и было наиболее интенсивным на территории Западного Предкавказья, что подтверждается распределением мощностей и характерных литофаций (рис. 3.1). В глинисто-кремнисто-карбонатных толщах отмечаются примеси песчано-алевритового материала в северной части. Выделяются локальные участки интенсивного карбонатонакопления в Индоло-Кубанском прогибе Западного Предкавказья, и в отдельных локальных прогибах Центрального Предкавказья. Восточно-Предкавказская зона вместе с южной частью центрального и западного Предкавказья, являлась наиболее погруженной и глубоководной зоной в Восточном Предкавказье (Столяров, 1991). К востоку карбонатность отложений нарастала, а в наиболее глубоководных частях появлялись прослои мергелей.

Общая палеогеографическая обстановка *пшехского бассейна* была унаследована от позднеэоценового этапа развития (рис. 3.2). Однако изменения характера тектонических движений на рубеже эоцена и олигоцена вызвали существенные преобразования, сказавшиеся на некоторых особенностях палеогеографии и динамики осадконакопления. В раннем олигоцене происходит значительное углубление шельфовых котловин – до 1000 м и более. Северо-западная часть Предкавказья представляла собой обширную мелководно-морскую шельфовую область, где происходило накопление глинисто-алевритового материала. В Восточно-Предкавказской зоне глубоководная обстановка оставалась достаточно стабильной с зонами компенсированного в участках конусов выноса и некомпенсированного осадконакопления. При интерпретации сейсмического материала были построены композитные профили, выровненные на начало Хадумского времени (пшехско-Цимлянское), охватывающие зоны влияния различных временных отрезков осадконакопления и изменение мощностей хадумской свиты по площади (рис. 1). Большие мощности и продуктивность хадумских отложений на западе Предкавказского региона приурочены к пшехско-цимлянскому времени, на востоке – к ики-бурульскому, виргулиневому и раннебаталпашинскому временами.

В раннесоленовское (полбинский горизон, остракодовый пласт) время на большей части бассейна произошла резкая смена терригенного (бескарбонатного или слабо карбонатного) осадконакопления существенно карбонатным (рис. 3.3). В западной части Предкавказья установился мелководный режим осадконакопления, где на обширной площади происходило накопление слабоизвестковистых глин с включениями остракод и слабой примесью алевритового материала (особенно в его северной части).

В обширном глубоководном некомпенсированном прогибе Восточного Предкавказья седиментация была чрезвычайно слабой. Здесь был сформирован маломощный (до 1–2 м) пласт мергелисто-известнякового состава с высокой концентрацией остракод. Глубоководные зоны восточного Предкавказья отличаются уменьшением разностей мергелисто-известнякового состава и увеличением содержания известковистых глин.

В *позднесоленовском бассейне (ики-бурульское время)* произошла кардинальная смена характера осадконакопления с полным прекращением осаждения карбонатов (рис. 3.4). Происходило накопление глинистого материала с локальным привносом песчано-алевритовых разностей в краевых частях бассейна. На больших пространствах западного Предкавказья в глинистых отложениях повсеместно прослеживается примесь алевритового материала, что в целом указывает на мелководную обстановку осадконакопления. В центральных частях Предкавказья, фациальная зональность в позднесоленовское время была связана главным образом с периодическим колебанием уровня моря в бассейне, что определяло образование в глинистых осадках прослоев либо с ходами илоедов, либо с рыбными остатками (Столяров, 1999). Распределение фаций показывает, что большая часть рыбных остатков выносилась по системе меридиональных врезов-ложбин (между относительными поднятиями) и проливов из

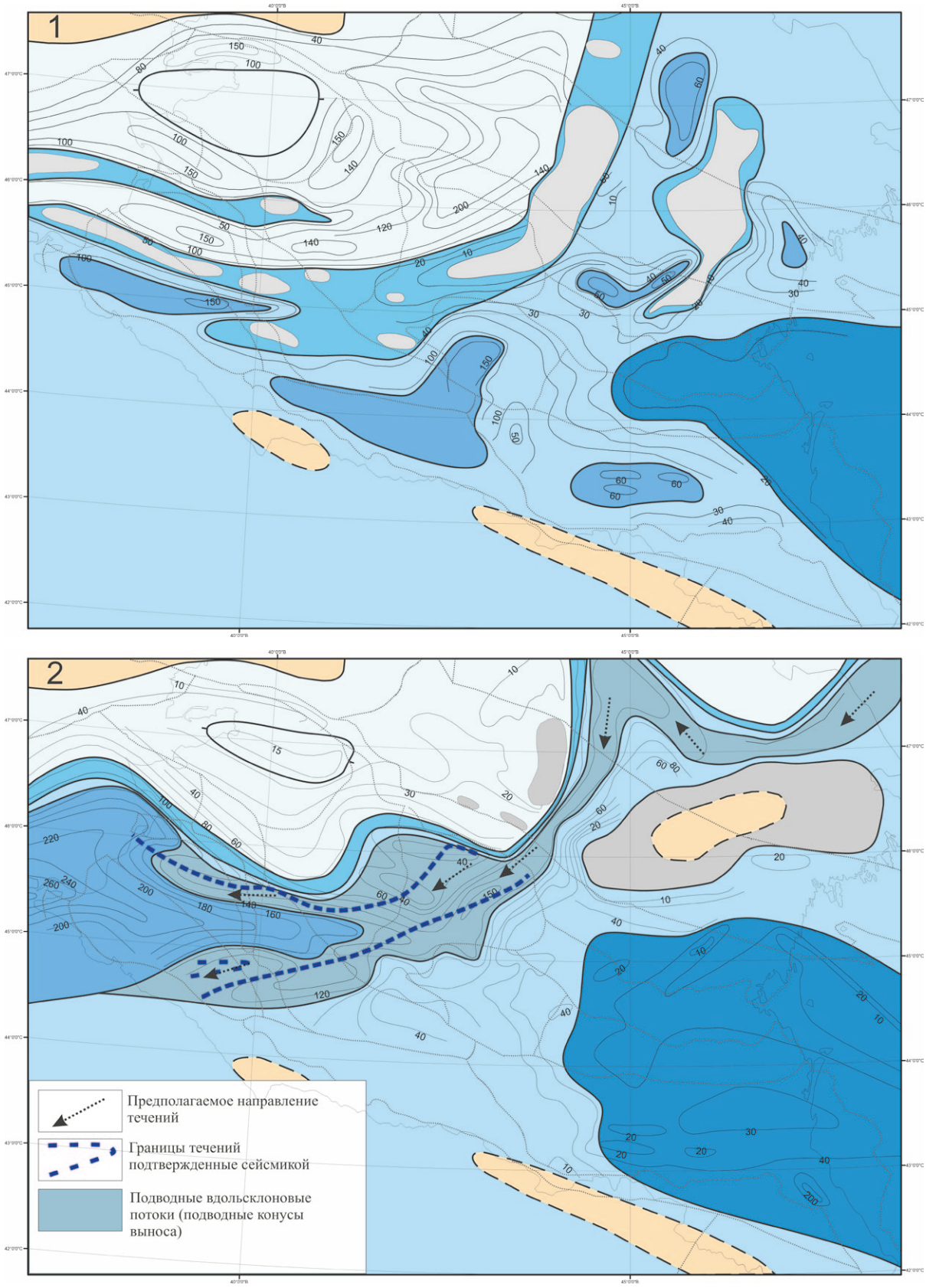


Рис. 3. Палеофациальная карта Предкавказья. 1 – белоглинское время, 2 – пшехско-цимлянское время, 3 – раннесолёновское-остракодовое время, 4 – ики-бурульское время, 5 – виргулинелловое время. С использованием материалов работ (Столяров, 1991; Столяров, 1999; Столяров и др., 2004). Условные обозначения для рисунков 3.1–3.5 указаны на рисунке 3.5.

расположенного севернее Волго-Донского субширотного бассейна, в котором периодически происходили заморы. Периодический сток зараженных сероводородом вод мог приводить к колебанию уровня сероводородного заражения в Предкавказском бассейне и определять чередование в разрезе слоев с илоедами, либо с рыбными остатками в краевых частях бассейна. Такой механизм образования слоистости представляется более простым и более вероятным, чем частые периодические колебания уровня моря. Эта относительно глубоководная фациальная область с

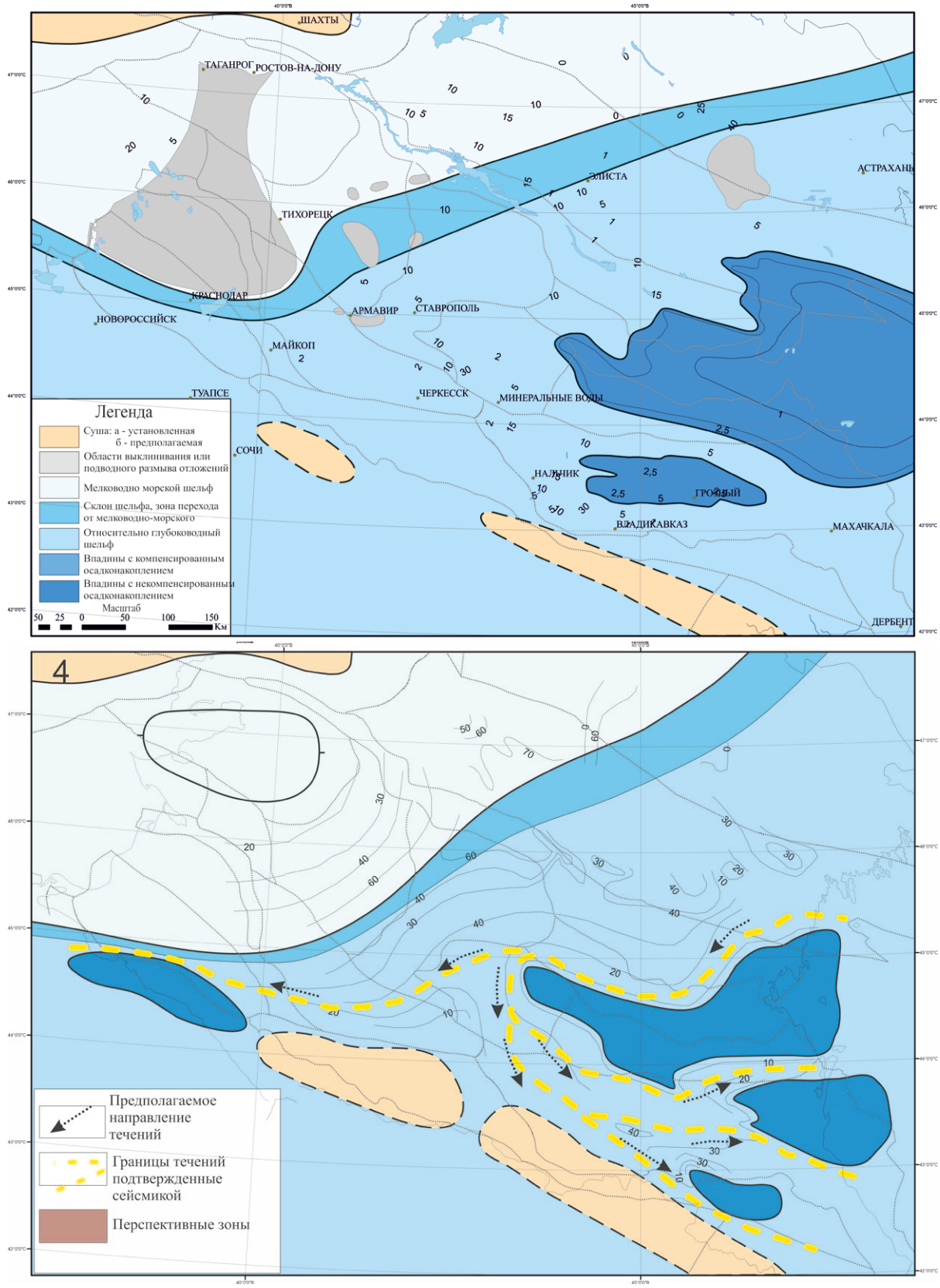


Рис. 3. Продолжение

неустойчивым гидрологическим режимом, т.е. изменением условий аэрации и колебанием уровня сероводородного заражения, имела в Центрально-Предкавказском регионе значительную ширину, а на юге охватывала центральную и западную части моноклинали Северного Кавказа. В наиболее глубоководных прогибах Восточного Предкавказья накапливались сравнительно маломощные (10–30 м) однообразные темно-серые микрослоистые глины с остатками рыб (Столяров, 1991).

Виргулинелловый бассейн (виргулинелловые слои) развивался в течение позднехадумского времени в восточном и центральном Предкавказье (Столяров, 1999, рис. 3.5). В Западном Предкавказье виргулинелловые слои представляют собой самый верхний карбонатный горизонт

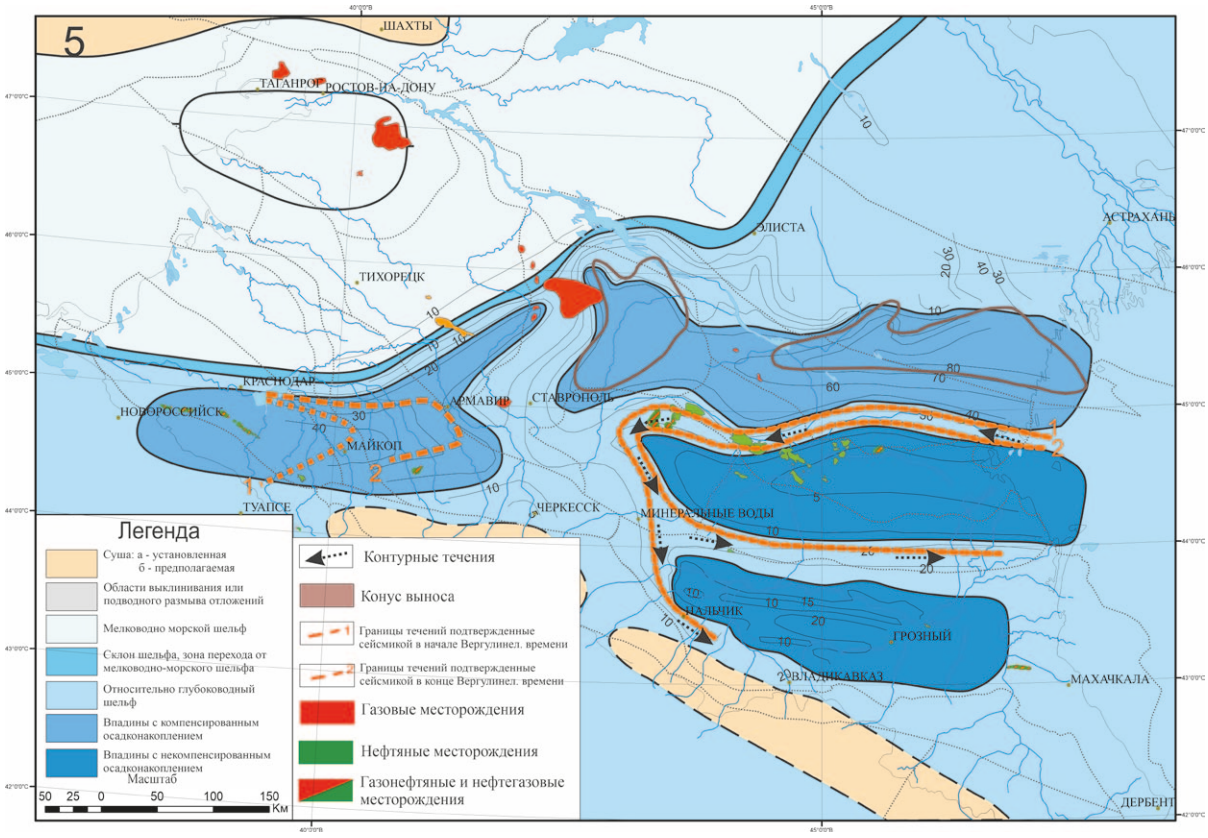


Рис. 3. Продолжение

хадумской свиты и представлены известковистыми глинами мощностью от первых метров. Осадконакопление унаследовано происходило в мелководных обстановках. В наиболее глубоководной части некомпенсированно накапливались глинисто-известковистые отложения мощностью от 0,1 до 30 метров с характерными фораминиферами рода Virgullinella, определяющими название слоев. В районе центрального Предкавказья вдоль Кавказа мощность виргулинелловых слоев достигает 20–25 м. Здесь в верхней их части прослеживается характерный пласт крепкого доломита мощностью до 0,5 м (Столяров, 1991). Таким образом, виргулинелловые слои характеризуют вторую после остракодовой, фазу кратковременного регионального карбонатообразования в майкопских отложениях.

Литолого-стратиграфическая характеристика

Литологическая характеристика отложений хадумского горизонта на изучаемой территории не однородна и изменчива. Необходимо различать понятия хадумского горизонта и хадумской свиты, которые выделены в Предкавказском бассейне с разной степенью детальности в различных структурно-фациальных зонах. В данной работе интервал исследований не ограничен только хадумской свитой, в которой практически везде в ней выделяются пшехский и соленовский подъярусы (регионярусы) (Поронина, Попов, 1993; Крашенников и др, 1996; Шарафутдинов, 2003). По площади хадумская свита изменяется по названию и расчленению (рис. 2). Суммарное разнообразие свит на площади объединяются в хадумский горизонт в объеме рюпельского яруса, нижнего олигоцена. Виргулинелловые слои относятся к хаттскому ярусу и являются переходными между хадумским горизонтом и клиноформным комплексом майкопа (Шарафутдинов, 2003).

В пределах Ставропольского свода в разрезе хадумского горизонта выделяются в зависимости от литологических особенностей четыре пачки (рис. 2). В нижней части разреза отложения представлены глинами темно-серыми, слоистыми, слабопесчанистыми (IV пачка). Выше, в глинистых отложениях, появляются прослои песка (III пачка). Вышележащая толща (II пачка) характеризуется наличием песка, местами глинистого, содержащего прослои темно-серой глины, реже прослои песчаника. Разрез хадумского горизонта заканчивается переслаиванием слабопесчанистых глин темно- и светло-серого оттенков (I пачка). Также в разрезе присутствуют прослои алевритов и алевролитов. Общая мощность хадумского горизонта колеблется в пределах 20–145 м и сокращается в северо-западном направлении.

На территории Восточного Предкавказья разрез хадумского горизонта подразделяется на три свиты: нижнюю – пшехскую, среднюю полбинскую (остракодовый пласт) и верхнюю – Морозкиной балки и начинается с чередования известковистых и неизвестковистых глин, иногда алевритистых с редкими прослоями алевролитов и мергелей (рис. 2). Выше залегают серые неизвестковистые глины с прослоями алевролитов, которые содержат комплекс фораминифер. Мощность отложений изменяется от 60 до 150 м и увеличивается в юго-восточном Предкавказье.

Трехчленное строение хадумских отложений хорошо наблюдается на схеме корреляции, который проходит с юго-запада на северо-восток по Восточно-Ставропольской впадине. Подошва хадумских отложений в этой части хорошо фиксируется каротажными

кривыми КС и ПС по смене преимущественно карбонатного разреза на более глинистый. В нижней части хадумского трансгрессивного цикла отмечается небольшой пласт мергелей (2–5 метров), который выше по разрезу сменяется более глинистым разрезом. Подобная смена характера осадконакопления на рубеже эоцена-олигоцена свидетельствует о некотором углублении бассейна и изменении обстановок осадконакопления от мелководно-шельфовых более глубоководными. В хадумской толще наблюдается резко контрастный остракодовый пласт (рис. 4). Корреляционная схема выровнена на кровлю остракодового пласта. По всей видимости в соленовское время бассейн достиг своей максимальной глубины, что могло привести к массовой гибели остракод и формированию остракодового горизонта с высокими значениями Сорг (Яндарбиев и др., 2017). В верхней части хадумского горизонта выделяются алевролитовые прослои. Мощность верхней пачки уменьшается в центральной части, где прослоев алевролитов не отмечается.

Таким образом можно выделить два основных типа разрезов: песчано-алевритисто-глинистый на Ставропольском своде и карбонатно-глинистый на Восточно-Ставропольской впадине. Первый тип разреза распространен на Западном и Центральном Предкавказье, а также в северных районах Восточного Предкавказья. Второй тип разреза характерен для Восточного Предкавказья и Терско-Каспийского прогиба.

Выявленная нефтегазоносность

Территория Предкавказья с позиций бассейнового принципа нефтегазогеологического районирования включает два нефтегазоносных бассейна – Азово-Кубанский (западная часть) и Терско-Каспийский (восточная часть). Преимущественно нефтяные залежи установлены в Восточном Предкавказье (Восточно-Ставропольская впадина, Прикумская зона поднятий и Терско-Каспийский прогиб). Промышленная газоносность приурочена к Ставропольскому своду и Южному Дагестану (Восточная антиклинальная зона Терско-Каспийского прогиба).

Диапазон промышленной нефтегазоносности охватывает весь комплекс отложений осадочного чехла – от триаса до неогена включительно, при этом скопления нефти и газа распределены неравномерно как по площади, так и по разрезу.

На территории Предкавказья выделяется шесть нефтегазоносных и газонефтеносных областей (НГО, ГНО) и самостоятельный потенциальный нефтегазоносный район (ПНГР) Северо-Кавказского краевого массива. Нефтегазоносные области и районы Предкавказья неравноценны по масштабам установленной нефтегазоносности. Среди платформенных областей региона наибольшей концентрацией углеводородов характеризуются Западно- и Восточно-Предкавказская, при этом первая преимущественно газоносная, а вторая в основном нефтеносная. Другой почти полностью газоносной областью региона является Центрально-Предкавказская. На нефтегазоносной территории кряжа Карпинского выделяется единственный Промысловско-Камышанский нефтегазоносный район, расположенный преимущественно на юго-востоке территории, включающий юрский, нижнемеловой и палеогеновый НГК.

Районирование Предкавказского региона России по перспективам газоносности хадумского горизонта

Результаты исследований комплексного анализа сейсмических, палеогеографических и стратиграфических материалов позволяют проследить общую унаследовательность фациальных обстановок на каждом геологическом этапе формирования позднеэоцен-олигоценовых отложений. По результатам проведенных работ выделено восемь перспективных зон на поиски новых УВ в хадумских отложениях (рис. 5).

В пшехско-цимлянское время снос терригенного материала происходил с северных частей Восточно-Европейской платформы вдоль системы Ергинско-Ставропольско-Тимашевской зоны поднятий, ограниченной субмеридиональными прогибами, которые служили каналами поступления терригенного материала. В данной области можно выделить перспективную зону на поиск новых газовых скоплений УВ. В зоне 1 открыты крупные газовые месторождения Тахта-Кугультинское и Сенгилеевское, резервуар которых представлен тонким чередованием песчаников, алевропесчаников и аргиллитов и характеризуется типичным литологическим строением для потоковых течений.

Мелководная обстановка способствовала в раннехадумское время накоплению терригенного обломочного материала в виде песчаных линз, заполняющих наиболее погруженные части. Глубина залегания продуктивных горизонтов до 1000 м. Скопления УВ предположительно приурочены к традиционному пластово-сводовому типу ловушек. Подобные области могут рассматриваться в качестве перспективной зоны на поиски новых УВ, в аналогичных отложениях палеогенового времени наблюдаются газопроявления в пределах Бейсугского месторождения.

В ики-бурульское и виргулиневое время наблюдалась схожая палеогеографическая обстановка с возобновлением осадконакопления в областях отсутствия седиментации остракодовых отложений. Позднесоленовские осадки перекрыли почти все участки внутрибассейновой раннесоленовской нулевой седиментации. Более интенсивное осадконакопление выявлено в относительно глубоководном шельфе вдоль впадин с некомпенсированным осадконакоплением в восточном и юго-западном Предкавказье. Увеличение мощности осадконакопления может быть связано с контурными течениями и сопутствующими процессами образования галоклина и пикноклина. В подобных области выделяются перспективные зоны, продуктивность которых приурочена к аргилитоподобным глинам листоватого строения.

В этих зонах открыты месторождения на площадях Воробьевское, Журавское, Ачикулак, Лесное, Прасковейское, Советское и др., а также установлены газо- и нефтепроявления. Нефтегазогенерационный потенциал в этих зонах высокий, Сорг достигают 8% при II типе вещества. Мощности хадумских отложений в среднем 20–40 м и резко увеличиваются до 100 м в пределах Журавско-Воробьевского месторождения. Наиболее южная перспективная зона характеризуется осадочным материалом контурных течений и сноса материала с горных массивов Кавказа. Материал накапливался в относительно глубоководных условиях, и ОВ приурочено к смешанному II-III типу.

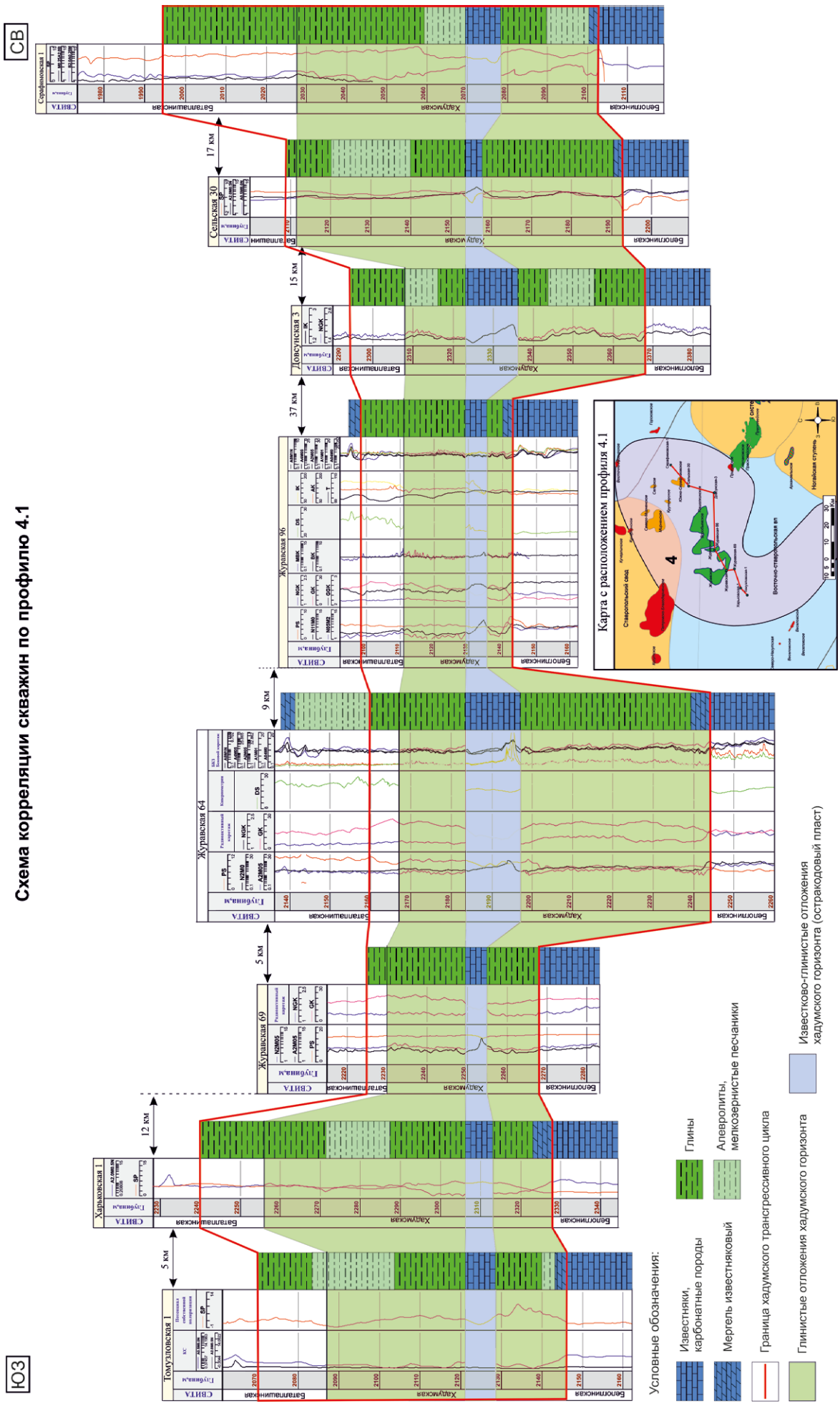


Рис. 4. Схема корреляции по профилю Восточно-Ставропольской впадины (По материалам СевКавНИПИнефть, 1985, ПО Ставропольнефтегеофизика, 1988, ООО «НПФ «Югеофизика, 2015».

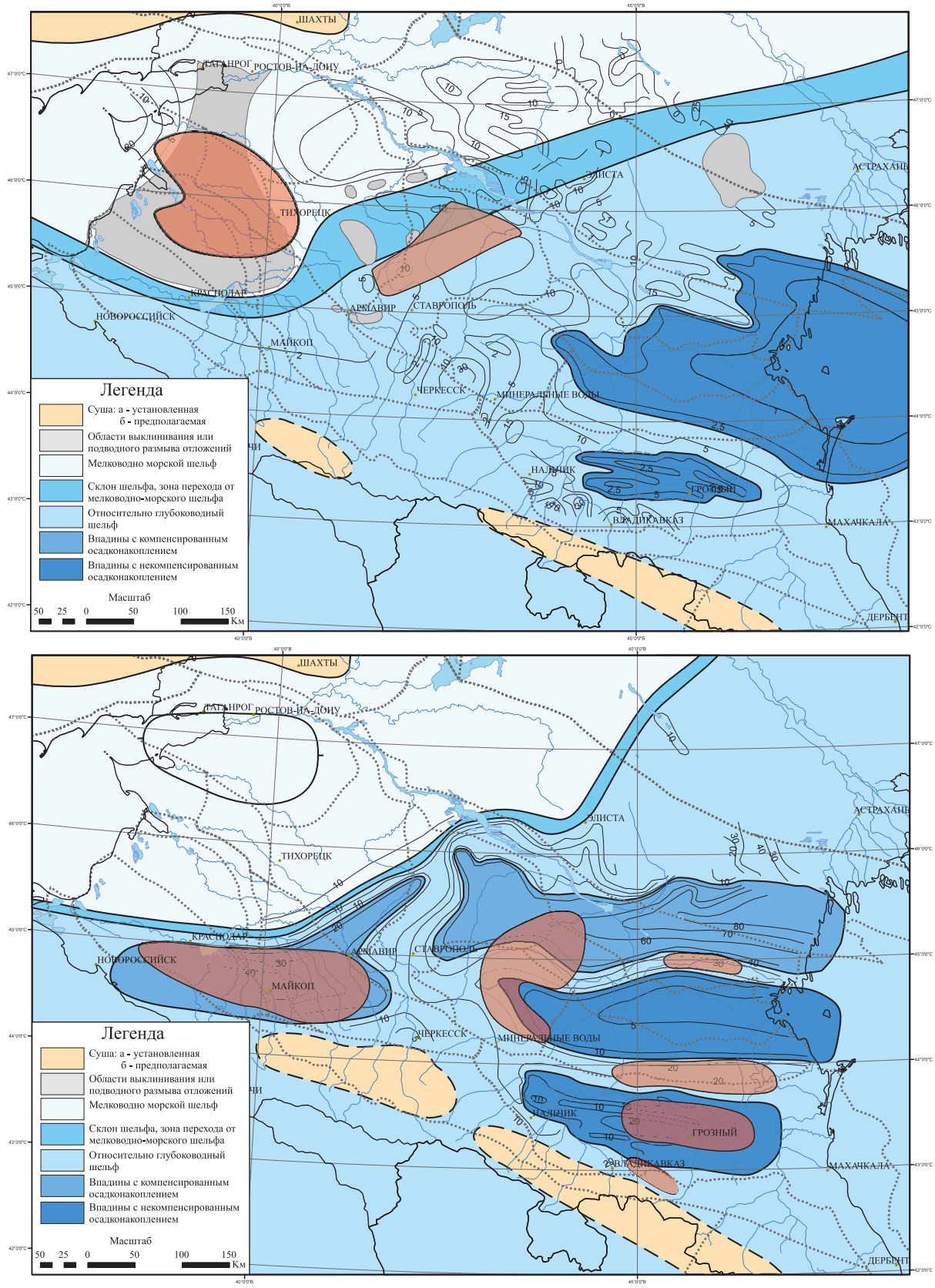


Рис. 5. Перспективные зоны на поиск новых месторождений УВ (1) – пшехско-цимлянское время, (2) – виргулинелловое время. Карты предложены и модифицированы с использованием материалов работ (Столяров, 1991; Столяров, 1999; Столяров и др., 2004).

Выводы

Установлены новые важные особенности палеогеографических обстановок в хадумское время, свидетельствующие о нескольких этапах формирования врезов протяженностью до 100 и более км, шириной от сотен метров до 20–30 км и глубиной до десятков метров. Они выполнены относительно более грубым песчано-алевритовым материалом, в прошлом могли служить путями миграции УВ, а в настоящее время могут содержать газовые и газоконденсатные залежи УВ. Такие протяженные фации каналов в дистальных участках формировали конусы выноса. Положение склоновых фаций конусов выноса, вероятно,

контролировалось уровнем галоклина (+ термоклина). Вслед за поступлением осадочного материала к уровню галоклина, внутрибассейновый твердый сток осуществлялся контурными течениями, которые формировали валообразные протяженные тела, окаймляющие котловины шельфа. Указанные тела могут обладать некоторыми перспективами, однако этот вопрос требует детальной разработки.

Все залежи нефти, открытые в нетрадиционных глинистых коллекторах хадума Предкавказья формировались в отложениях, которые накапливались ниже глубин галоклина, причем, главным образом, вдоль его кромки на значительно больших глубинах условия осаждения ОВ были все менее благоприятными.

Высокие перспективы Журавского района, подтвержденные большим количеством открытых залежей, а также более высоким этажом нефтегазоносности (в верхней части он включает низы баталпашинской (калмыцкой) свиты) являются не случайными. В направлении Журавского района, особенно ярко в Виргулинелловое время, следовал поверхностный сток из Волго-Донского бассейна, расположенного севернее и отделенного от Предкавказского бассейна цепочкой островов широтного простирания. Меридиональный поверхностный сток, периодически сопровождался придонным стоком, об этом свидетельствуют непротяженные и неглубокие эрозионные врезы и маломощные шнурковые песчаные тела. Иными словами, Журавский район расположен на «перекрестке» придонных контурных и субмеридиональных, преимущественно поверхностных течений. Такая обстановка обеспечивала более высокую первичную биопродуктивность, за счет нескольких источников биофильных элементов. Условия осаждения и захоронения здесь также могли быть более благоприятными из-за периодического появления конусовидного в плане сероводородного облака (картируется по распределению рыбных остатков, чешуи рыб), за счет стока вод из Волго-Донского бассейна, вдоль южной кромки которого формировались «рыбные слои» в условиях периодических заморов (Столяров, 1991).

На основе комплексного изучения палеогеографических условий осадконакопления хадумских отложений, сейсмических, палеогеографических и стратиграфических материалов проведен фациальный анализ для каждого стратиграфического этапа формирования позднеэоцен-олигоценовых отложений. Определены источники сноса, характер привносимого материала и его вклад в формировании месторождений углеводородов, а также оценены перспективы открытия новых месторождений. Предлагаемая палеогеографическая и структурно-фациальная зональность позволила наметить восемь перспективных зон на поиск новых месторождений углеводородов хадумского горизонта: две перспективные зоны на поиск новых газовых скоплений углеводородов, остальные перспективные зоны – на поиск новых нефтяных и газовых скоплений углеводородов.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за интересные и полезные комментарии.

Литература

Воронина А.А., Попов С.В. (1987). Основные этапы развития Восточного Паратетиса в олигоцене – раннем миоцене. *Историческая геология. Итоги и перспективы*. Под ред. Е.Е. Милановского и И.А. Добрускиной. М.: Изд-во МГУ, с. 263–270.

Глумов И.Ф., Гулев В.Л., Сенин Б.В., Карнаухов С.М. (2014). Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон. Под ред. Б.В. Сенина. Часть 1. М.: Недра.

Крашенников В.А., Ахметьев М.А. (1996). Геологические и биотические события позднего эоцена-раннего олигоцена на территории бывшего СССР. Часть I. Москва: ГЕОС, 313 с.

Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Хераскова Т.Н. (2010). Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования. М.: ГЕОС, 64 с.

Летавин А. И., Орел В. Е., Чернышев С. М. Жорина З.И. (1987). Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа. М.: Наука.

Рыжков В.И. (2016). Сейсморазведочные работы на худумскую свиту Северо-Кавказской НГП. Гос.к онтракт. Москва.

Столяров А.С. (1991). Палеогеография Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака. *Бюл. Моск. об-ва испытателей природы,* 4, с. 64–78.

Столяров А.С. (1999). Соленовские отложения Нижнего Олигоцена Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака. *Литология и полезные ископаемые*, 4, с. 420–431.

Столяров А.С., Ивлеева Е.И. (2004). Верхнеолигоценовые отложения Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака в позднем Эоцене и раннем Олигоцене. *Литология и полезные ископаемые,* 3, с. 359–368.

Шарафутдинов В.Ф. (2003). Геологическое строение и закономерности развития майкопских отложений Северо-Восточного Кавказа в связи с нефтегазоносностью. *Дисс. доктора геол.-мин. наук*. Москва, 366 с.

Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. (2017). Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов. *Георесурсы*, Спец. вып., с. 208–226.

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 Института геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН

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

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

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

Александр Николаевич Стафеев – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры динамической геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Наталья Петровна Фадеева– 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, д. 1

Нурдин Шамаевич Яндарбиев – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Михаил Евгеньевич Воронин – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Петр Борисович Степанов – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова;
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Андрей Александрович Книппер – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Яна Айратовна Шитова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;
Принята к публикации 28.04.2021;
Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geological structure and paleogeographic zoning of the Khadum formation in Pre-Caucasus

E.A. Krasnova[1,2], A.V. Stoupakova[1], A.N. Stafeev[1], N.P. Fadeeva[1], N.Sh. Yandarbiev[1], A.A. Suslova[1], R.S. Sautkin[1], M.E. Voronin[1], P.B. Stepanov[1], A.A. Knipper[1], Ya.A. Shitova[1]*

[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia*
[2]*Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*
[*]*Corresponding author: Elizaveta A. Krasnova, e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru*

Abstract. Unconventional oil and gas resource development and exploration is the one of the most prospective concept in petroleum geology. High carbon Khadum facies are investigated as unconventional resources in the Precaucas basin and contain gas, gas condensate and oil accumulations. Oligocene and Lower Miocene structure, prospectivity and fields distribution are the one of the most relevant subjects nowadays.

This study is focused on the main stages Late Eocene and Early Oligocene deposits formation and the paleogeography of the Khadum formation in the Precaucas oil and gas basin. The new prospective zones are developed in Khadum formation based on the complex analysis of seismic, paleogeography and lithofacies analysis.

Keywords: Pre-Caucasian region, Khadum horizon, submarine fans, discharge current, contour currents, hydrocarbon system, oil and gas reservoirs, source rocks, high carbon formations

Recommended citation: Krasnova E.A., Stoupakova A.V., Stafeev A.N., Fadeeva N.P., Yandarbiev N.Sh., Suslova A.A., Sautkin R.S., Voronin M.E., Stepanov P.B., Knipper A.A., Shitova Ya.A. (2021). Geological structure and paleogeographic zoning of the Khadum formation in Pre-Caucasus. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 99–109. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.9

References

Glumov I.F., Gulev V.L., Senin B.V., Karnaukhov S.M. (2014). Regional geology and prospects of oil and gas potential of the Black Sea deep-water basin and adjacent shelf zones. Ed. B.V. Senin. Part 1. Moscow: Nedra. (In Russ.)

Krashennikov V.A., Akhmetyev M.A. (1996). Geological and biotic events of the Late Eocene-Early Oligocene in the territory of the former USSR. Part I. Moscow: GEOS, 313 p. (In Russ.)

Leonov Yu.G., Volozh Yu.A., Antipov M.P., Bykadorov V.A., Kheraskova T.N. (2010). Consolidated crust of the Caspian region: experience of regionalization. Moscow: GEOS, 64 p. (In Russ.)

Letavin A.I., Orel V.E., Chernyshev S.M., Zhorina Z.I. (1987) Tectonics and oil and gas potential of the North Caucasus. Moscow: Nauka (In Russ.)

Ryzhkov V.I. (2016). Seismic exploration work on the Khadum suite of the North Caucasian oil and gas field. State contract. Moscow. (In Russ.)

Sharafutdinov V.F. (2003). Geological structure and patterns of development of the Maikop deposits of the North-Eastern Caucasus in connection with oil and gas content. *Geol. and Min. Dr. Sci. Diss.* Moscow, 366 p. (In Russ.)

Stolyarov A.S. (1991). Paleogeography of Ciscaucasia, Volga-Don and Mangyshlak. *Byul. Mosk. ob-va ispytateley prirody*, 4, pp. 64–78. (In Russ.)

Stolyarov A.S. (1999). Solenovskie deposits of the Lower Oligocene of the Ciscaucasia, Volga-Don and Mangyshlak. *Lithology and mineral resources*, 4, pp. 420–431. (In Russ.)

Stolyarov A.S., Ivleeva E.I. (2004). Upper Oligocene deposits of the Ciscaucasia, Volga-Don and Mangyshlak in the late Eocene and early Oligocene. *Lithology and mineral resources*, 3, pp. 359–368. (In Russ.)

Voronina A.A., Popov S.V. (1987). The main stages of the development of Eastern Paratethys in the Oligocene-Early Miocene. *Historical geology. Results and prospects*. Ed. E.E.Milanovskii and I.A. Dobruskina. Moscow: MSU, pp. 263–270. (In Russ.)

Yandarbiev N.Sh., Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Naumchev Yu.V. Khadum (2017). Formation of Pre-Caucasus region as potential source of oil shales: geology and geochemistry. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 208–226. http://doi.org/10.18599/grs.19.21

About the Authors

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

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

Aleksander N. Stafeev – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Dynamic Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (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

Petr B. Stepanov – Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Andrey A. Knipper – Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Yana A. Shitova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 28 April 2021; Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.10 УДК 553.982

Геолого-геохимические условия формирования состава нефтей залежей пермского и юрского нефтегазоносных комплексов впадины Фукан (бассейн Джунгария)

Х. Ян[*]*, Е.В. Соболева*

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

В пределах восточной части впадины Фукан основные продуктивные горизонты приурочены к пермскому и юрскому нефтегазоносным комплексам (НГК), в которых выделяются среднепермские (вордский-кептенский ярусы) и нижне-среднеюрские (геттангский-батский ярусы) нефтегазоматеринские породы (НГМП). В статье рассматриваются нефтегазоматеринские свойства среднепермских и нижне-среднеюрских пород, молекулярный состав битумоидов НГМП и нефтей, а также интерпретируются особенности состава биомаркеров в них с позиций осадочно-миграционной теории генерации нефти. Объяснены причины различия свойств и состава нефтей разных НГК. Показано, что состав углеводородных флюидов залежей определяется не только геолого-геохимическими условиями седиментации нефтегазоматеринских отложений, но также связан с процессами миграции и последующими вторичными изменениями в скоплении. По составу и свойствам выделены три группы нефтей: пермские и юрские тяжелые нефти с легким изотопным составом углерода и наличием β-каротана и гаммацерана, они подверглись биодеградации разной степени, что зависело от геологических условий существования залежей; пермские средние по плотности (0,84 и 0,87 г/см^3) нефти, состав биомаркеров которых очень близок к аналогичному составу первой группы и юрские легкие нефти с высоким содержанием твердых парафинов и более тяжелым изотопным составом углерода, почти не содержат β-каротана и концентрации гаммацерана низкие.

Ключевые слова: пиролиз Rock-Eval, генерационный потенциал, углеводородные флюиды, условия седиментации, геолого-геохимические условия, нефтегазоматеринские породы, формирование залежей, молекулярный состав, биомаркеры, впадина Фукан, Джунгарский нефтегазоносный бассейн.

Для цитирования: Ян Х., Соболева Е.В. (2021). Геолого-геохимические условия формирования состава нефтей залежей пермского и юрского нефтегазоносных комплексов впадины Фукан (бассейн Джунгария). *Георесурсы*, 23(2), с. 110–119. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.10

Введение

Джунгарский нефтегазоносный бассейн (НГБ) является одним из крупнейших в Китае. Впадина Фукан находится в его центральной части. Ее восточный борт – основной поисково-разведочный район Синьцзянского нефтяного филиала компании «PetroChina». Здесь были открыты нефтяные месторождения – Шабей, Шанань, Бейсантай, Саньтай, Сицюань и Ганхэ, на которых пробурено большое количество эксплуатационных скважин с высокими дебитами нефти (рис. 1). Хотя продуктивные нефтяные пласты были обнаружены в отложениях от карбона до палеогена, основные залежи находятся в пермской и юрской системах (рис. 2). Пермские залежи расположены в основном в сводовой части выступа Бейсаньтай, а юрские распределены в южном и северном обрамлении восточной части впадины Фукан.

Состав углеводородных флюидов залежей определяется не только геолого-геохимическими условиями седиментации нефтегазоматеринских отложений, но также связан с процессами генерации, первичной и вторичной миграции, аккумуляции в ловушке и последующими вторичными изменениями в скоплении. Влияние перечисленных факторов отражаются на групповом и молекулярном составе нефти и ее свойствах. В Джунгарском НГБ геолого-геохимические условия в процессе накопления осадочного чехла не статичны. В чехле сформировалось несколько различных НГК: каменноугольный, пермский, триасовый, юрский и меловой-палеогеновый (Chen et al., 2016; Liu et al., 2019). Это дает возможность реконструировать геолого-геохимические условия накопления будущих НГМП и формирования залежей путем геолого-геохимической интерпретации особенностей молекулярного состава органического вещества НГМП и углеводородных флюидов.

Материалы и методы исследований

Было исследовано 28 образцов аргиллитов среднепермской свиты Пиндицюань (P_2p), 86 образцов аргиллитов свит Бадаовань (J_1b), Саньгунхэ (J_1s) и Сишаньяо (J_2x) юрской системы, 3 пробы нефти из пермских и 3 из юрских залежей. Образцы были предоставлены Научно-исследовательским институтом по разведке и разработке (Синьцзянский нефтяной филиал компании «PetroChina»). В исследованиях использовались методы газожидкостной хроматографии, хромато-масс-спектрометрии и пиролиза Rock-Eval.

Результаты исследований и их обсуждение

В становлении и формировании Джунгарского осадочно-породного бассейна, начиная с каменноугольного периода, выделяется несколько этапов (Wu Qingfu, 1986;

[*] Ответственный автор: Ян Хоуцян
e-mail: yanghouqiang@qq.com

© 2021 Коллектив авторов



Рис. 1. Тектонические элементы восточной части впадины Фукан с расположением скважин отбора образцов пород и нефтей. 1 – выступы, 2 – впадины, 3 – границы тектонических элементов второго порядка, 4 – пермские залежи, 5 – юрские залежи, 6 – эксплуатационные скважины, 7 – скважины отбора образцов аргиллитов, 8 – скважины отбора проб нефтей, 9 – месторождения, 10 – линия профиля

Zhao Bai, 1992; He Dengfa, 2018 и др.). До каменноугольного периода Джунгарский срединный массив был расположен в древнем Азиатском океане и отделялся глубокими трогами от Сибирской, Казахской и Таримской платформ, что может быть связано с распадом на их месте древнего континента.

В среднекаменноугольную ($\mathbf{C_2}$-$\mathbf{P_1}$) эпоху троги закрылись в результате столкновения древних континентов – на северо-западе (ныне гора Западный Джунгар) и северо-востоке (ныне Алтайские горы), поскольку в их пределах произошла инверсия – начало орогенеза – формирование обрамления бассейна. В это время трог на южной окраине (ныне гора Богда) еще был связан с открытым морем, он постепенно закрывался и был отделен от него в конце раннепермской эпохи.

Северным обрамлением бассейна, как уже упоминалось, являлся позднепалеозойский орогенный пояс, перед которым сформировался краевой прогиб (P_2p-P_3wt), где отлагались среднепермские терригенные осадки. Хотя южный трог позже тоже был закрыт, в его пределах не сразу произошел подъем территории, на него, возможно, еще влияла периодичность изменения морской береговой линии. Во время трансгрессий глубокие части прогиба покрывались морскими водами, формировались озера. В это время на южной окраине бассейна – современная территория впадины Фукан – находилось соленое прибрежное озеро, где накопилось около 1000 м среднепермских отложений (Wang et al., 2018). Климат был умеренным, минеральных питательных веществ в водах было достаточно для водорослей, бактерий и других водных организмов, отмечалась высокая биопродуктивность фитопланктона. В спокойных благоприятных условиях в глинистых отложениях осаждалось и сохранялось большое количество органического вещества (ОВ) преимущественно фитогенного сапропелевого состава.

Для выделения НГМП и оценки их качества, количества в них ОВ и их катагенетической зрелости было исследовано методом пиролиза Rock-Eval 28 образцов аргиллитов среднепермской свиты Пиндицюань (P_2p). Содержание органического вещества (**TOC**) в аргиллитах изменяется в широком диапазоне от 0,11 до 6,72% (в среднем – 2,05%). Значение $\mathbf{S_1+S_2}$, характеризующее величину полного генерационного потенциала свиты, составляет 5,31 мг УВ/г породы. Для определения типа ОВ (керогена) и степени его зрелости используется диаграмма Эспиталье и др. (1985 г.), где по оси ординат откладывается значение водородного индекса (**HI**), по оси абсцисс – $\mathbf{T_{max}}$. Значения HI для пород пиндицюаньской свиты варьируют от 43,59 до 422,75 мг УВ/г TOC, что характеризует нефтегазоматеринское ОВ смешанного преимущественно сапропелевого типа керогена $\mathbf{II_1}$-$\mathbf{II_2}$ (рис. 3А). Значения максимальной температуры (T_{max}), определяющие зрелость ОВ, для большинства аргиллитов варьирует от 435 до 457°C (R^o=0,6–1,1%), что соответствует градациям мезокатагенеза $МК_1$ – середина $МК_3$, т.е. они находятся в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) и уже генерировали углеводородные флюиды.

На зрелость ОВ, формирование генерационного потенциала среднепермских НГМП и образование ловушек углеводородных флюидов оказал влияние герцинский тектогенез, когда восточная часть впадины Фукан поднялась, и на месте трога началось горообразование (ныне гора Богда), кровля среднепермских отложений подвергалась денудации и эрозии, о чем свидетельствует несогласие между свитами Пиндицюань (P_2p) и Вутунгоу (P_3wt). Бассейн вступил в стадию внутриконтинентальной эволюции. В конце позднепермской эпохи внутриконтинентальный бассейн опускался, площадь седиментации расширялась, во впадинах среднепермские НГМП были перекрыты верхнепермскими терригенными отложениями (рис. 2). Верхняя часть свиты Вутунгоу сложена в основном аргиллитами с постоянной мощностью и представляет собой региональную покрышку. В процессе седиментации, диагенетического и катагенетического преобразования в пермских отложениях формировались конседиментационные структурные и стратиграфические ловушки.

В начале триасового периода произошла тектоническая активизация, в условиях сжатия территория бассейна поднялась, что привело к образованию разломов, это, вероятно, повторялось неоднократно, поскольку на выступе Бейсаньтай и в Зоне разломов дизъюнктивные нарушения отмечаются и в пермской, и во всех отделах триасовой

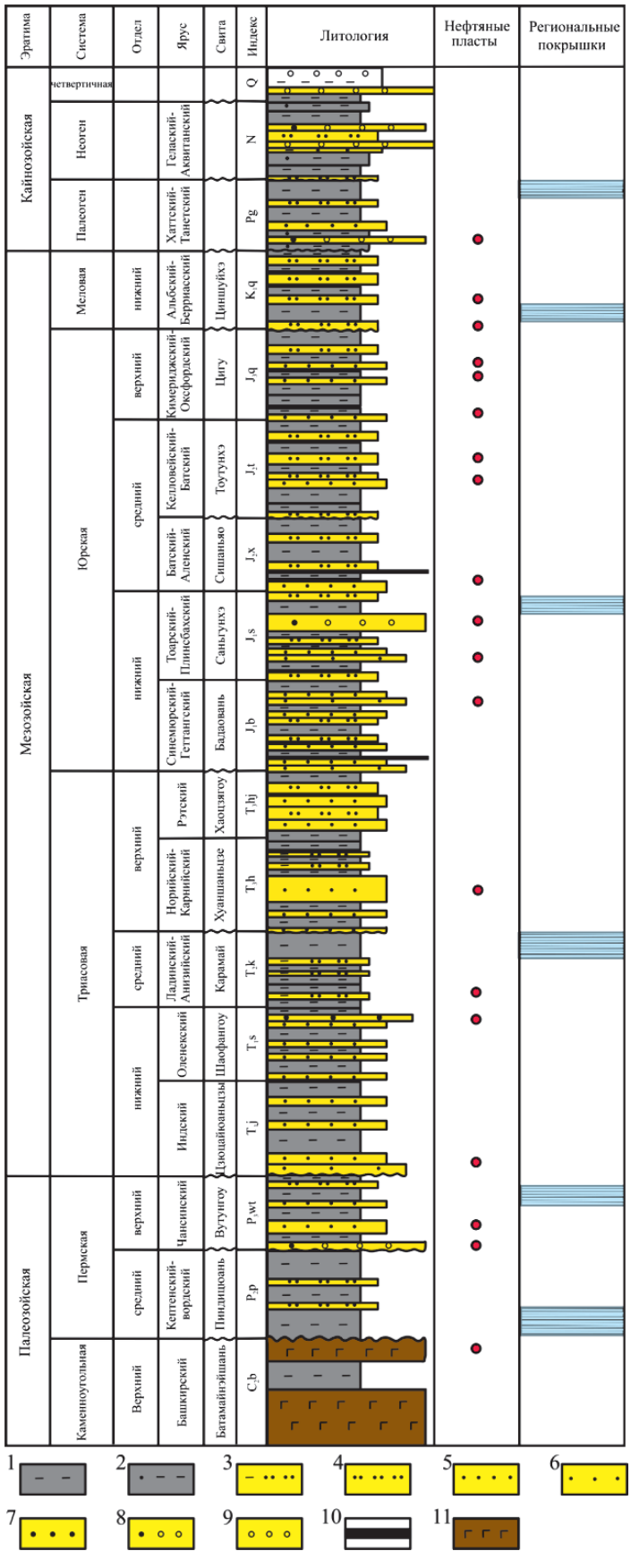


Рис. 2. Литолого-стратиграфическая характеристика пород восточной части впадины Фукан с элементами нефтегазоносности. 1 – глинистые аргиллиты, 2 – песчанистые аргиллиты, 3 – глинистые алевролиты, 4 – алевролиты, 5 – мелкозернистые песчаники, 6 –среднезернистые песчаники, 7 – грубозернистые песчаники, 8 – песчанистые конгломераты, 9 – конгломераты, 10 – угли, 11 – базальты

системы. Верхняя часть пермских отложений была размыта – несогласное залегание чансинского и индского ярусов, но многие озера сохранялись. Впадина испытывала относительно кратковременные трансгрессии и регрессии, отмечается несогласное залегание ладинского и карнийского ярусов триасовой системы (рис. 2). В водоемах накапливалась толща чередования разнозернистых песков, алевритов и глин. Песчаные разности обладали пустотным пространством, из которых впоследствии сформировались коллекторы, а из глин – фдюидоупоры.

В конце рэтского века среднепермские НГМП в центральной части впадины Фукан находились в ГЗН, где происходила генерация углеводородных флюидов, которые мигрировали в Зону разломов, сводовые части выступа Бейсаньтай и другие положительные структуры в уже существовавшие структурные, тектонические и стратиграфические ловушки в верхнепермских и триасовых отложениях восточной части впадины.

В раннюю и среднеюрскую эпохи на территории Джунгарского бассейна были широко распространены неглубокие озера и болота, где накапливались разной мощности пласты глин, алевритов, обогащенных ОВ, разнозернистых песков и торфа.

Для выделения НГМП в восточной части впадины Фукан методом пиролиза было исследовано 86 образцов аргиллитов из юрских свит Бадаовань (J_1b), Саньгунхэ (J_1s) и Сишаньяо (J_2x) (рис. 1, 2). Количество ТОС в бадаованьских отложениях варьирует в пределах 0,38–3,7% (среднее значение – 1,35%), в саньгунхэских – 0,51–4,35% (1,38%). В сишаньяоских углистых аргиллитах распределение ТОС неравномерное: некоторые образцы имеют очень высокое содержание – 13,68–66,88 (32,37%), а остальные – относительно низкое 0,43–5,03 (1,51%).

Средние значения генерационного потенциала (S_1+S_2) для аргиллитов бадаованьской свиты – 3,31, для сангунхэской – 3,43, для сишаньяоских глинистых аргиллитов – 1,74, а для углистых аргиллитов – 33,02 мг УВ/г породы. В целом, значение S_1+S_2 положительно коррелируется с содержанием ТОС, из чего следует что, чем выше содержание ОВ в породе, тем выше ее генерационный потенциал. Образование нефти и/или газа зависит от типа исходного ОВ. Так углистые аргиллиты с высоким генерационным потенциалом, но преобладанием гумусовой составляющей в ОВ, генерировали больше углеводородного газа.

На диаграмме Дж. Эспиталье и др. (рис. 3) значения HI отложений бадаованьской свиты (J_1b) – от 11,11 до 399,14 мг УВ/г ТОС, что характерно для керогена **II_2–III** типа, саньгунхэской свиты (J_1s) − в пределах 24,67–672,64 мг УВ/г ТОС, большинство образцов пород содержат кероген **II_2-III** типа, два образца из Зоны разломов на диаграмме располагаются в областях керогена **I и II_1** типов, для сишаньяоской свиты (J_2x) HI варьирует от 30,77 до 194,50 мг УВ/г ТОС, что определяет тип керогена **II_2-III** (рис. 3Б, В, Г). Из этих данных следует, что большинство аргиллитов юрских свит содержат смешанное ОВ с преобладанием гумусовой составляющей и генерировали как жидкие, так и газовые углеводородные флюиды.

Значения максимальной температуры (T_{max}), определяющие зрелость ОВ, для изученных юрских свит изменяются от 428 до 454°С, большинство до 450°С, что соответствует градациям катагенеза – конец $ПК_3$ – $МК_2$ (R^o = 0,50–0,75%), т.е. они находятся в ГЗН, но менее преобразованы, чем среднепермские НГМП свиты Пиндицюань (P_2p) (рис. 3).

Изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$) является важным показателем для определения типов керогена. Согласно исследованиям Huang и др. (1984), сапропелевое ОВ (кероген I типа) харатирезуется более легким изотопным составом ($\delta^{13}C$ менее −28,00‰), а гумусовое ОВ (кероген III типа) более тяжелым (−24,5‰). В целом ОВ юрских НГМП имеет относительно тяжелый изотопный состав углерода ($\delta^{13}C$ от −22,44 до −26,22‰), а ОВ пермских НГМП более легкий ($\delta^{13}C$ от −27,13 до −28,19‰) (рис. 4). Это свидетельствует о повышенном содержании сапропелевой составляющей в составе ОВ среднепермских НГМП, кероген аргиллитов которых **II_1-II_2** типа, а в юрских больше гумусового ОВ – кероген II_2-III типа (рис. 3, 4). Эти данные хорошо согласуются с выводами по пиролитическим параметрам среднепермских и юрских НГМП.

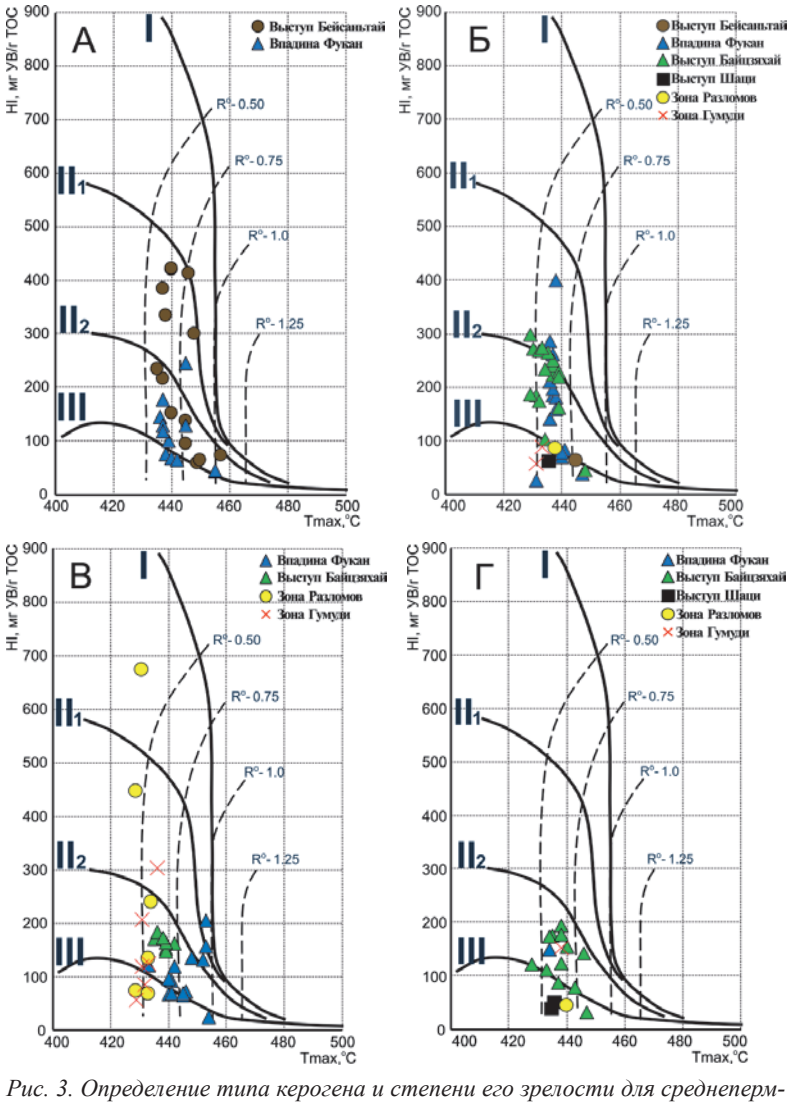


Рис. 3. Определение типа керогена и степени его зрелости для среднепермских и нижне-среднеюрских отложений восточной части впадины Фукан с использованием пиролитических параметров: А) свита Пиндицюань (P_2p); Б) свита Бадаовань (J_1b); В) свита Саньгунхэ (J_1s); Г) свита Сишаньяо (J_2x) (диаграмма Дж. Эспиталье и др., 1985 г.)

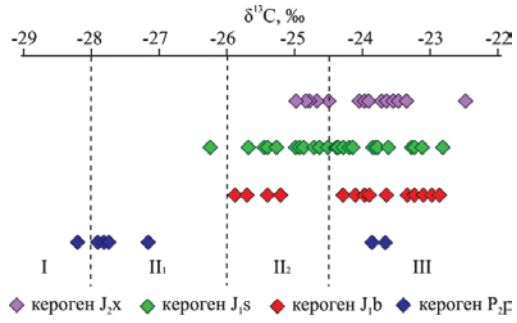


Рис. 4. Изотопный состав углерода керогена I, II, III типа среднепермских и нижне-среднеюрских нефтегазоматеринских пород восточной части впадины Фукан

Дополнительными доводами в пользу сделанных предположений и выводов являются результаты биомаркерного анализа битумоидов ОВ аргиллитов и нефтей впадины Фукан.

В двух образцах битумоидов из аргиллитов среднего отдела перми распределение н-алканов и изопреноидов в средней фракции различное (рис. 5). Пробы отобраны в разных частях впадины и с разной глубины (скв. F10 глубина 4293,10 и скв. B56 – 2530,13 м), поэтому на состав алканов повлияло как состав исходного ОВ, так и вторичное преобразование в зоне катагенеза под действием повышенных пластовых температур.

Для битумоидов среднепермских аргиллитов с глубины 4293,10 м из скв. F10, пробуренной в северо-восточной части впадины близко к выступу Шаци, распределение н-алканов носит одномодальный характер с максимумом н-C_{15} (рис. 5). Среди н-алканов преобладают относительно низкомолекулярные гомологи, соотношение $\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+} = 10,1$. Коэффициент OEP близок к единице и равен 0,93. Среди изопреноидов выше концентрации более низкомолекулярных iC_{13}-iC_{16}, чем iC_{18}-iC_{19} (Pr)-iC_{20} (Ph). Распределение алканов и коэффициенты характеризуют более высокую относительную степень зрелости ОВ с преобладанием сапропелевой составляющей битумоида из скв. F10. На диаграмме Кеннона-Кессоу для обоих образцов близкие прибрежные, лагунные и/или озерно-дельтовые обстановки осадконакопления в умеренно восстановительных придонных условиях (рис. 6). Это подтверждает также коэффициент Pr/Ph = 1,87 (табл. 1).

Для битумоидов аргиллитов, отобранных в своде выступа Бейсаньтай (скв. B56), в распределении н-алканов отмечается два максимума н-C_{23} и н-C_{16} – смешанный тип исходного ОВ. Среди н-C_{23} – н-C_{31} преобладают нечетные гомологи.

Нечетность среди высокомолекулярных н-алканов и повышенная их концентрация типичный признак истинных хемофоссилий восков высшей растительности, поскольку воски содержат нечетные высокомолекулярные н-алканы и четные высокомолекулярные жирные кислоты, из которых при декарбоксилировании образуются нечетные н-алканы. Обстановки

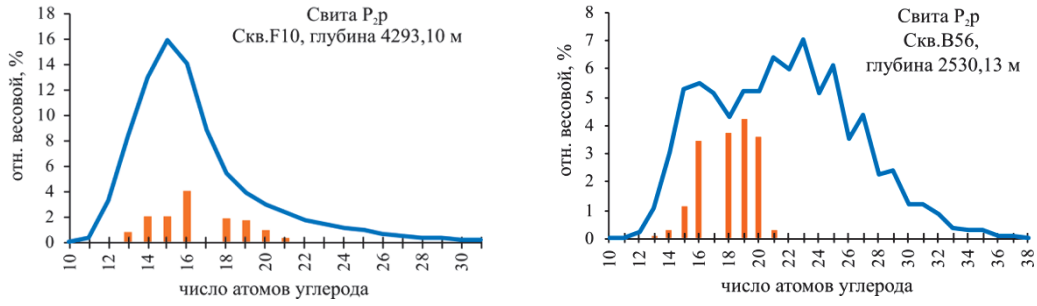


Рис. 5. Распределение н-алканов и изопреноидов в составе битумоидов среднепермских нефтегазоматеринских пород (свита Пиндицюань) впадины Фукан

Район	Выступ Байцзяхай	Зона Гумуди	Выступ Бейсаньтай	Выступ Бейсаньтай	Выступ Бейсаньтай	Впадина Фукан
Скважина	F2	M7	FD8	B82	B56	F10
Глубина, м	3685–3690	4430–4432	2752	3399	2530,13	4293,10
Свита	J_2x		J_1s	J_1b	P_2p	
∑i-C / ∑n-C	0,28	0,19	0,10	0,24	0,20	0,16
∑нечет./∑чет.	1,16	0,99	1,04	1,48	1,20	1,01
OEP	1,52	1,07	1,02	2,14	1,36	0,93
$\sum n\text{-}C_{21-}/\sum n\text{-}C_{22+}$	1,08	2,43	1,00	0,41	1,00	10,06
Pr/Ph	6,29	0,83	2,47	5,81	1,16	1,87
$Pr/n\text{-}C_{17}$	2,43	0,49	0,58	4,03	0,82	0,21
$Ph/n\text{-}C_{18}$	0,37	0,56	0,20	0,68	0,85	0,18

Табл. 1. Геохимические коэффициенты, рассчитанные по составу алканов в битумоидах нефтегазоматеринских пород. Коэффициент OEP = $(C_i+6C_{i+2}+C_{i+4})/(4C_{i+1}+4C_{i+3})$, – преобладание нечетных н-алканов над четными, i+2 – число атомов углерода максимума н-алканов

и условия седиментации совпадают с образцом из скв. F10 (Pr/nC_{17} = 0,21 и Ph/nC_{18} = 0,18), но в относительной концентрации изопреноидов – меньше низкомолекулярных гомологов, чем iC_{18}, Pr, Ph, а также меньше значение соотношения $\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+}$, что указывает на относительно более низкую степень преобразования ОВ, это также видно на диаграммах (рис. 5, 6).

В образцах битумоидов из нижне-среднеюрских аргиллитов, отобранных в разных частях впадины и с разной глубины, распределение н-алканов и изопреноидов в средней фракции очень отличается (рис. 7). К сожалению, по имеющимся данным невозможно определить к какому типу битумоидов они относятся – автохтонному, парааутохтонному или остаточному. Определенно, тип исходного ОВ был смешанный с разной долей сапропелевой и гумусовой составляющей.

Наибольшее значение отношения Pr/Ph = 6,25 отмечается в битумоидах сишаньяоских аргиллитов для образца выступа Байцзяхай (скв. F2, глубина 3685–3690 м), что свидетельствует об относительно окислительных условиях осадконакопления и большем привносе терригенного гумусового ОВ, что подтверждается тонким угольным слоем над образцом в разрезе. Наименьшее значение Pr/Ph = 0,82 для битумоида зоны Гумуди (скв. M7, глубина 4430–4432 м), т.е. исходное ОВ отлагалось в восстановительных условиях (Peters et al., 2005), а также возможна миграция аллохтонных углеводородных флюидов из нижележащих НГМП. На диаграмме Кеннона-Кессоу видно, что осадки с ОВ накапливались в лагунных и/или озерных условиях, куда сносились фрагменты целлюлозно-лигниновых тканей высшей растительности (рис. 6).

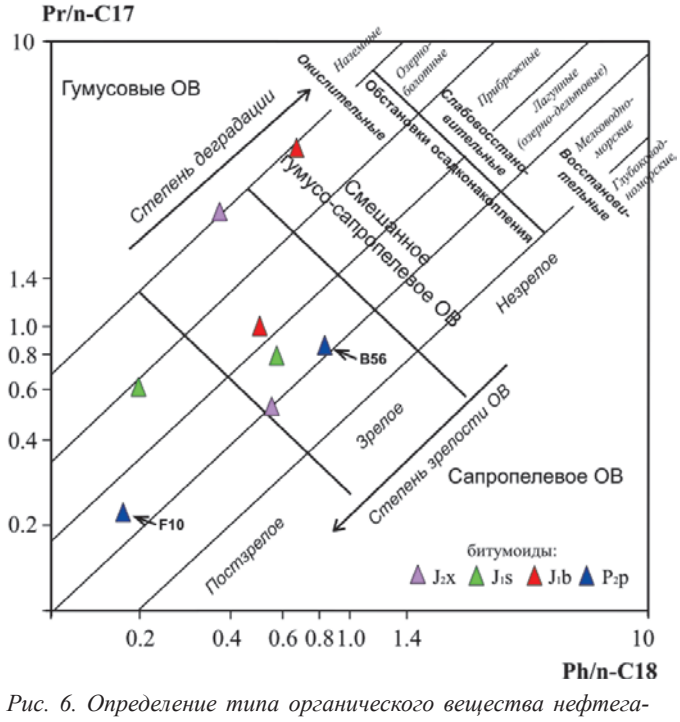


Рис. 6. Определение типа органического вещества нефтегазоматеринских отложений, фациальных условий седиментации и степени его зрелости ($Pr/n\text{-}C_{17}$, $Ph/n\text{-}C_{18}$ в lg масштабе) (диаграмма Кеннона-Кессоу)

Распределение регулярных стеранов C_{27}, C_{28} и C_{29} является еще одним из наиболее значимых показателей, позволяющее устанавливать генетическое родство ОВ, вид биопродуцентов, условия седиментации ОВ и его относительную зрелость (Peters et al., 2005). Стеролы с

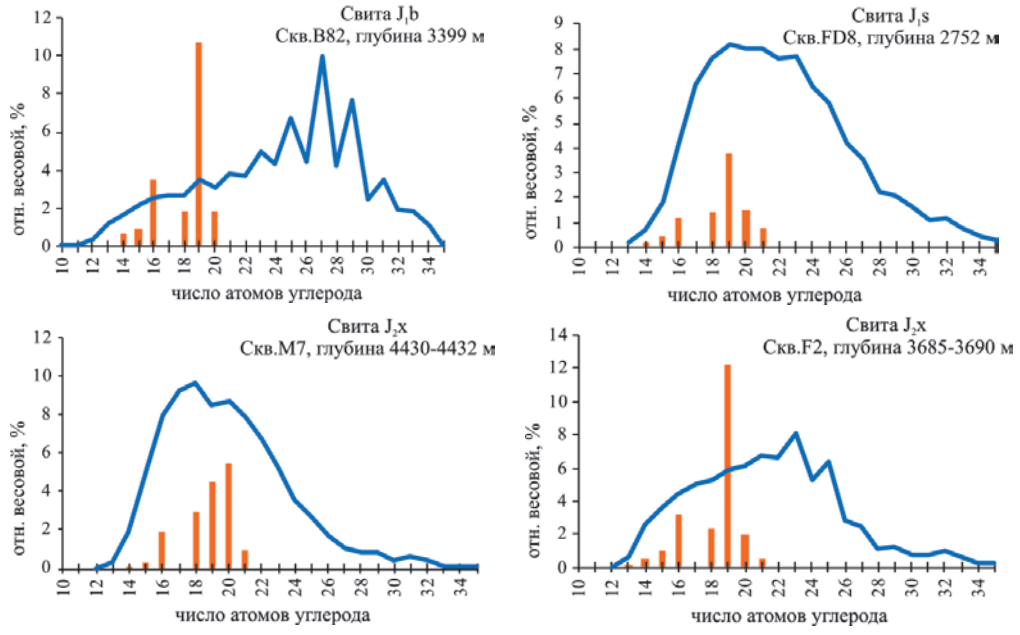


Рис. 7. Распределение алканов в составе битумоидов аргиллитов нижне-среднеюрских нефтегазоматеринских пород впадины Фукан

разной величиной углеродного скелета присущи живому веществу разных организмов: C_{27} – животным, C_{28} – простейшим водорослям и C_{29} – высшей растительности.

Источником исходного ОВ для среднепермских НГМП, которые накапливались в мелководной лагуне или соленом озере, являлся фитопланктон, вклад высшей растительности невелик, а для юрских НГМП – водоросли и высшая растительность, и они в основном отлагались в эстуарии или мелководном внутри континентальном озере, где накапливалось больше некромы высших растений – гумусового ОВ (рис. 8).

Формирование и разрушение залежей в восточной части впадины Фукан тесно связаны с активизацией тектонических процессов. Начиная со времени накопления

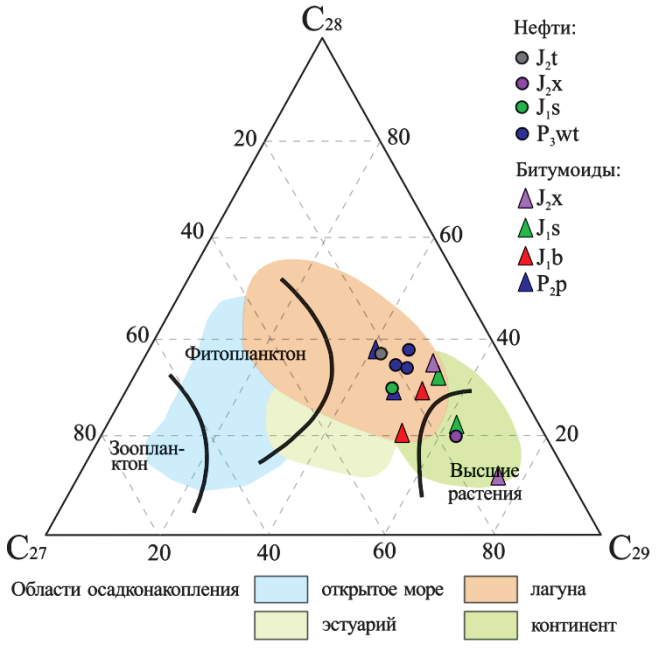


Рис. 8. Определение фациальных условий седиментации и вида биопродуцентов органического вещества по соотношениям регулярных стеранов $C_{27}H_{48}$, $C_{28}H_{50}$ и $C_{29}H_{52}$, относительные % (Huang, Meinschein, 1979)

свиты Тоутунхэ (J_2t) до позднеюрской эпохи, впадина Фукан была приподнята под влиянием Яньшаньского тектогенеза (I и II фазы мезозойской складчатости). При этом породы выступа Бейсантай претерпели значительную денудацию и эрозию, юрские и частично триасовые отложение были размыты, за исключением относительно пониженных участков (рис. 9). Нефтяные залежи, образовавшиеся в позднетриасовую эпоху в пермских ловушках, вероятно, были частично или полностью разрушены в процессе тектонической активизации.

В раннемеловую эпоху Джунгарский бассейн и прилегающие к нему районы погружались, площадь осадконакопления расширилась. С мелового периода до конца палеогена в южной части впадины Фукан было накоплено около 3000 метров отложений, что позволило юрским НГМП войти в «нефтяное окно». В позднемеловое время под влиянием III фазы Яньшаньского орогенеза выступ Бейсантай и Зона разломов снова поднялись, мощность меловых отложений на них уменьшилась. Вероятно, в Зоне разломов углеводородные флюиды, находившиеся в доюрских залежах, могли мигрировать по разломам, нарушивших консервацию залежей, к юрским и меловым литологическим, стратиграфическим и тектоническим ловушкам. Можно предположить, что юрские НГМП во впадине Фукан генерировали нефти, мигрировавшие по разломам в уже существовавшие ловушки в пределах выступов, ограничивающих её восточную часть.

Разломы и несогласия, сформировавшиеся под воздействием тектонических движений, с одной стороны, создавали трещиноватые зоны для латеральной и вертикальной миграции углеводородных флюидов, с другой – нарушали консервацию флюидов в уже сформированных ранее залежах. В этих условиях нефти испытывали воздействие вторичных процессов в зоне гипергенеза, таких как испарение легких фракций, вымывание водами и биодеградацию (Соболева, Гусева, 2010). Воздействие этих процессов отразилось на физических свойствах и молекулярном составе нефтей залежей в сводовой части выступа Бейсаньтай и в Зоне разломов (Wang, 1991; Lu et al., 2010).

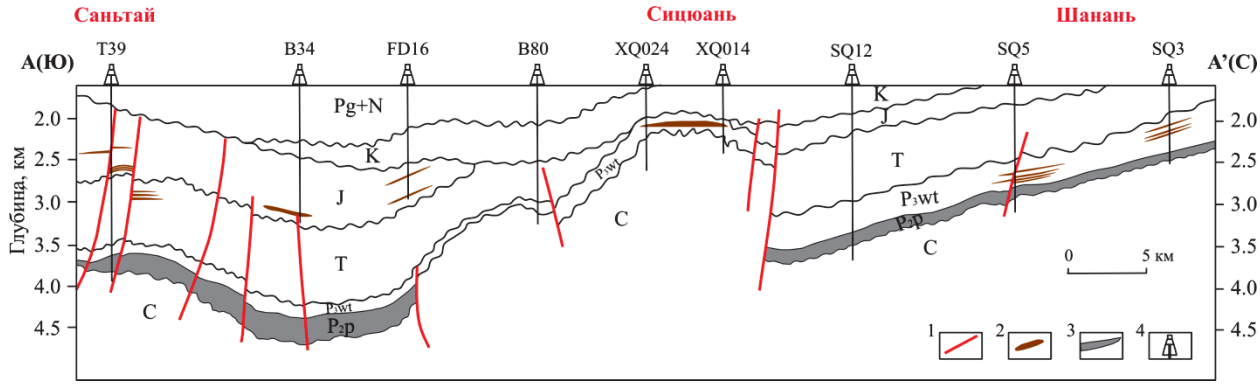


Рис. 9. Схематический разрез по линии А–А' (линия профиля на рис. 1). 1 – разломы, 2 – залежи, 3 – нефтегазоматеринские породы, 4 – скважины

Для выяснения особенностей состава нефтей залежей рассмотрены физико-химические параметры, групповой углеводородной состав нефти, характеристики распределения алканов C_9-C_{35} и биомаркеров в них.

Пермские залежи. Образцы нефти отбирались из продуктивного горизонта Вутунгоу (P_3wt) выступа Бейсаньтай на месторождениях Шанань, Сицюань и Бейсаньтай (рис. 1).

Нефти в верхнепермских залежах (P_3wt) на месторождениях Шанань (скв. SQ3) и Сицюань (скв. XQ1), находящихся на склонах выступа, имеют среднюю плотность (0,84 и 0,87 г/см^3, соответственно) и среднее содержание твердых парафинов (7,76 и 5,18%) (табл. 2, рис. 10). Твердые парафины – «отпечатки пальцев» восков высшей растительности, что связано с составом терригенного гумусового ОВ пермских НГМП.

По групповому углеводородному составу нефти залежей этих двух месторождений очень близкие: насыщенных УВ – 78,23 и 71,98%, ароматических – 9,62 и 7,07%, кислых смол – 3,16 и 4,40%, асфальтенов – 2,44 и 1,68%, но они отличаются по распределению, как нормальных алканов, так и изопреноидов (рис. 10). Нефть залежи месторождения Шанань (скв. SQ3) характеризуется одномодальным распределением н-алканов C_9–C_{35} с максимумом н-C_{17}, среди них преобладают низкомолекулярные н-алканы ($\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+}$ = 1,69). Для нефти залежи месторождения Сицюань (скв. SQ3) максимум приходится на н-C_{15}, концентрация низкомолекулярных н-алканов выше ($\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+}$ = 2,78), возможно, это свидетельствует о подтоке легких УВ из нижележащих залежей. Для нефти месторождения Шанань выше концентрация изопреноидов $iC_{18–21}$, чем $iC_{13–16}$, а для нефти

Скважина		SQ3	XQ1	DQ3	F5	S19	T62
Свита (индекс)		P_3wt	P_3wt	P_3wt	J_1s	J_2x	J_2t
Глубина, м		2015–2027	1888–1893	1534–1538	3454–3460	1473–1475,5	2454–2465
Плотность, г/см^3		0,84	0,85	0,94	0,81	0,80	0,94
$\sum$n-C_{16+}, %		7,76	5,18	1,02	9,20	10,15	1,92
Состав нефтей, %	Насыщенные УВ	78,23	71,98	43,79	80,57	81,96	56,1
	Ароматические УВ	9,62	7,07	25,71	9,93	6,30	20,94
	Смолы	3,16	4,40	16,38	7,73	3,30	15,29
	Асфальтены	2,44	1,68	0,85	1,10	1,24	1,84
OEP		1,03	1,05	-	1,04	0,99	1,11
$\sum$n-C_{21-} / $\sum$n-C_{22+}		1,69	2,78	-	1,54	1,75	1,06
Pr/Ph		1,65	1,51	-	1,77	2,91	1,18
Pr/n-C_{17}		0,46	0,55	-	0,34	0,27	0,96
Ph/n-C_{18}		0,29	0,43	-	0,19	0,09	0,80
$\sum$i-C /$\sum$n-C		0,08	0,21	-	0,09	0,08	0,21
δ^{13}C, ‰		–30,01	–30,38	–32,06	–27,81	–26,25	–31,52

Табл. 2. Физико-химические параметры свойств и состава и углеводородные коэффициенты нефтей пермских и юрских залежей

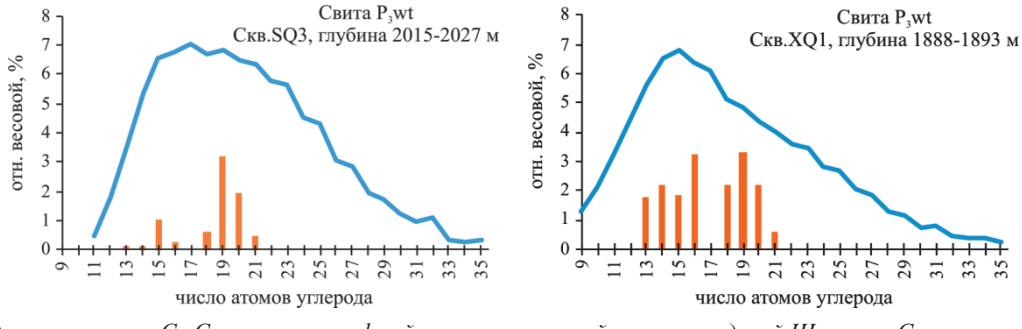


Рис. 10. Распределение алканов C_{11}-C_{35} в составе нефтей пермских залежей месторождений Шанань и Сицюань

месторождения Сицюань эти изопреноиды находятся почти в равных концентрациях. Таким образом, следов биодеградации не наблюдается.

В отличие от вышеописанных, нефть пермской залежи месторождения Бейсаньтай (скв.DQ3), находящегося на своде выступа, имеет высокую плотность – 0,94 г/см^3, наименьшее содержание твердых парафинов – 1,02% и наибольшее содержание кислых смол – 16,38%. Концентрация алканов очень низкая, на хроматограмме средней части нефти не отмечаются пики н-алканов и изопреноидов, т.е. почти все насыщенные УВ являются нафтеновыми, что может свидетельствовать процесс биодеградации нефти, поскольку углеводородокисляющие бактерии в первую очередь уничтожают алканы (Peters, Moldowan, 1993).

Из-за влияния биодеградации подобные пермские нефти демонстрируют различия в физико-химических параметрах и содержании алканов, но по изотопному составу углерода они имеют хорошее сродство со всеми нефтями пермских залежей – обогащены легким изотопом ($\delta^{13}C$ от −30,63 до −34,12‰), что свидетельствует о гумусово-сапропелевом типе исходного ОВ НГМП (Галимов, 1986).

Юрские залежи. Хотя образцы нефти юрских залежей отобраны из разных регионов впадины Фукан, из разных продуктивных горизонтов, большинство нефтей легкие – плотность 0,80–0,84 г/см^3, характеризуются низким содержанием ароматических УВ (6,30–9,94 %), кислых смол (3,06–7,73%) и асфальтенов (1,10–2,16 %).

Отмечается повышенное содержание твердых парафинов (9,21–10,15%) в двух образцах, которые отобраны на месторождении Шабей и в погруженной части впадины Фукан (3454–3460 м), что означает увеличение вклада гумусовых компонентов в состав исходного ОВ. Они также отличаются от других юрских нефтей своим высоким содержанием насыщенных УВ – 80,57–81,59% и имеют похожее распределение н-алканов C_{11-35} (рис. 11).

Выделяется нефть месторождения Саньтай (скв. Т62, глубина 2454–2465 м) из Зоны разломов, которая имеет повышенную плотность – 0,94 г/см^3 и высокое содержание смол – 15,29%. Нефть юрской залежи (J_2t) из скв. Т62 по физико-химическим параметрам и изотопному составу углерода $\delta^{13}C$ похожа на нефть пермской залежи (P_3wt) из скв. DQ3. По сравнению с другими нефтями юрских продуктивных пластов она характеризуется более низким содержанием насыщенных УВ и среди них н-алканов, повышенными концентрациями изопреноидов (табл. 2). Поэтому есть основания полагать, что нефть испытала аналогичные вторичные изменения – начальная стадия биодеградации, когда затронуты только низкомолекулярные н-алканы и произошло остаточное накопление изопреноидов и смол, что привело к повышению аддитивной величины плотности, но у них близкий состав исходного ОВ (Ян, Соболева, 2020).

За исключением нефти из залежи месторождения Бейсантай (P_3wt), в других тяжелых нефтях отмечается полный ряд н-алканов, хотя их концентрация низкая, это указывает на то, что степень их биохимического окисления невелика (Peters, Moldowan, 1993). В этом случае значения коэффициента Pr/Ph в основном близкие, что позволяет использовать его для оценки среды осадконакопления исходного ОВ НГМП (Bao et al., 2007). Для

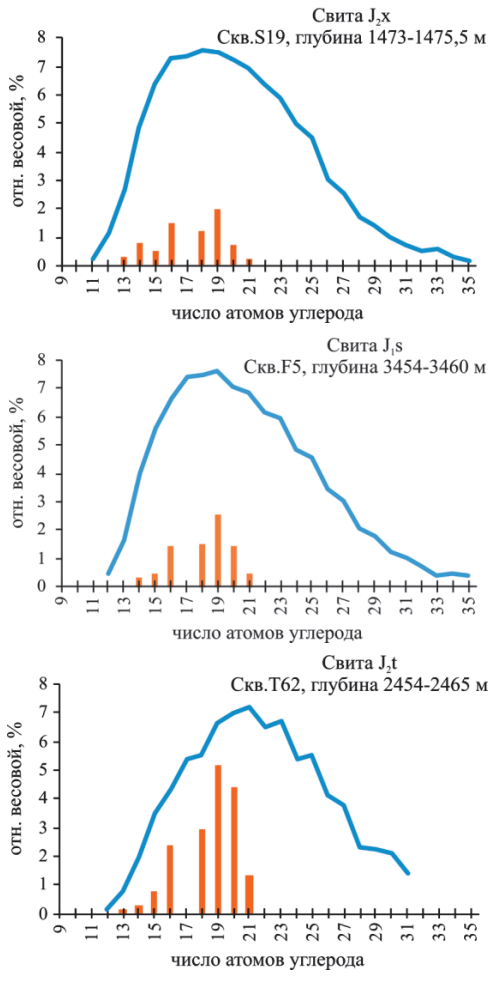


Рис. 11. Распределение алканов C_{11} – C_{35} в составе нефтей юрских залежей

нефтей из пермских залежей месторождений Шанань и Сицюань и нефти юрской залежи месторождения Саньтай из Зоны разломов значение Pr/Ph – от 1,18 до 1,65 (табл. 2), что указывает на относительно восстановительные условия преобразования ОВ в седиментогенезе и раннем диагенезе.

Геохимические условия осадконакопления исходного ОВ для нефтей из юрских залежей месторождения Шаци и погруженной части впадины Фукан, судя по высоким значениям отношения Pr/Ph (1,77–2,91), отсутствию β-каротана и низкой концетрации гаммацерана (гамацеран/C30αβ гопан от 0,06 до 0,14), характеризуется более окислительными условиями в водоеме с пресными водами (Ян, Соболева, 2020).

Соотношение регулярных стеранов C_{27}, C_{28}, C_{29} для пермских нефтей, нефти юрской залежи месторождения Саньтай из Зоны разломов и битумоидов пермских НГМП близко – исходное ОВ этих углеводородных флюидов накапливалось в одинаковых условиях седиментации – лагуна или озеро, что не противоречит выводам по графику Кеннона-Кессоу (рис. 6, 8)

Таким образом, по условиям накопления и составу исходного ОВ, а также вторичным изменениям в залежи, изученные нефти по составу биомаркеров можно объединить в три группы.

Нефти пермских залежей месторождений Сицюань и Шанань относятся к первой группе – средней плотности, со средним содержанием твердых парафинов, высоким

содержанием насыщенных УВ, значениями отношения Pr/Ph близкими к единице и легким изотопным составом углерода, в них присутствует β-каротан и гаммацеран.

Нефти пермских залежей месторождения Бейсаньтай и юрской залежи месторождения Саньтай из Зоны разломов – ко второй группе – тяжелые, содержащие наименьшие концентрации насыщенных УВ, включая твердые парафины, нормальные алканы среди них частично или полностью отсутствуют, концентрации ароматических УВ и кислых смол относительно высокие. Состав нафтеновых биомаркеров очень близок к аналогичному составу первой группы. Они подверглись биодеградации разной степени, что зависело от геологических условий существования залежей.

Нефти из юрских залежей месторождения Шабей и погруженной части впадины Фукан – к третьей группе – легкие, имеющие высокое содержание насыщенных УВ и среди них твердых парафинов, значения коэффициента Pr/Ph значительно выше единицы, характеризуются более тяжелым изотопным составом углерода, почти не содержат β-каротана и низкие концентрации гаммацерана.

Заключение

Геохимические исследования состава и свойств битумоидов органического вещества пермских и юрских нефтегазоматеринских пород и нефтей позволили сделать заключения об условиях генерации, аккумуляции углеводородных флюидов и консервации залежей в восточной части впадины Фукан.

Нефтематеринские свойства (количество и качество ОВ) среднепермских отложений (P_2p) начали формироваться в лагуне и/или соленом озере, где накапливалось гумусово-сапропелевое ОВ в относительно восстановительных условиях седиментации, тип керогена **II_1-II_2**, породы имеют по пиролитическим показателям хороший нефтегенерационный потенциал. В дальнейшей истории они находились в условиях главной зоны нефтегенерации (зрелость ОВ, **$МК_1$-середина $МК_3$**) и продуцировали углеводородные флюиды. Параллельно в верхнепермских и триасовых отложениях формировались конседиментационные ловушки, куда эти флюиды мигрировали. Тектонические условия во впадине и во всем Джунгарском бассейне в мезозое были не стабильные, поэтому происходило частичное разрушение залежей, но на этом фоне шло формирование стратиграфических и тектонических ловушек.

Юрские НГМП (J_1b, J_1s, J_2x) во впадине Фукан накапливались также в континентальных условиях, но в пресных озерах, где осаждалось сапропелево-гумусовое ОВ, тип керогена **II_2-III** (доля сапропелевой составляющей в разных частях впадины и в разное время седиментации менялась), в относительно окислительных условиях. Они также находятся в главной зоне нефтеобразования **(конец $ПК_3$-$МК_2$)**, генерировали микронефть, которая мигрировала в ловушки разного генезиса в более приподнятую восточную часть впадины. Нефти в залежах подвергались вторичным процессам преобразования, но процессы окисления (незначительная биодеградация) отмечаются только в южной части впадины в Зоне разломов.

Литература

Галимов Э.М. (1986). Изотопный метод выявления нефтематеринских отложений на примере месторождений ряда регионов СССР. *Изв. АН СССР. Сер. геол.*, 4, с. 3–21.

Соболева Е.В., Гусева А.Н. (2010). Химия горючих ископаемых. Москва: Изд. Московский университет, 312 с.

Ян Хоуцян, Соболева Е.В. (2020). Юрские нефтегазоматеринские породы углеводородных залежей в восточной части впадины Фукан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн). *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 5, с. 55–63.

Bao Jianping, Zhu Junzhang, Zhu Cuishan et al. (2007). A biodegradation experiment of crude oils in laboratory. *Petroleum Exploration and Development*, 34(1), pp. 43–47.

Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping et al. (2016). Oil and gas source, occurrence and petroleum system in the Junggar Basin, Northwest China. *Acta Geologica Sinica*, 90(3), pp. 421–450.

He Dengfa, Zhang Lei, Wu Songtao et al. (2018). Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(5), pp. 845–861. https://doi.org/10.11743/ogg20180501

Huang Difan, Li Jinchao, Zhang Dajiang. (1984). Kerogen types and study on effectiveness, limitation and interrelation of their identification parameters. *Acta Sedimentologica Sinca*, 2(3), pp. 18–33.

Huang W.Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), pp. 739–745. https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6

Liu Gang, Wei Yanzhao, Chen Gang et al. (2019). Genetic mechanism and distribution characteristics of Jurassic-Cretaceous secondary reservoirs in the hinterland of Junggar Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 40(8), pp. 914–927. https://doi.org/10.7623/syxb201908003

Lu Jungang, Chen Shijia, Wang Xulong et al. (2010). Maturity study of the strong biodegradation viscous oil: taking the Santai-Beisantai area of Junggar Basin as an example. *Petroleum Geology & Experiment,* 32(4), pp. 373–376.

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. US: Prentice Hall, 363 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan, J.M. (2005). The Biomarker Guide, Volume 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. New York: Cambridge University Press, 700 p.

Wang J, Cao Yc, Wang Xt et al. (2018). Sedimentological constraints on the initial uplift of the West Bogda Mountains in Mid-Permian. *Sci Rep* 8, 1453. https://doi.org/10.1038/s41598-018-19856-3

Wang Yutao (1991). Petroleum accumulation predicted from biodegradation of the crude oil. *Petroleum Exploration and Development*, 5, pp. 31–37.

Wu Qingfu (1986). Growth stage, classification of structural units and cause of partial tectonic of Junggar Basin. *Xingjiang Petroleum Geology*, 7(1), pp. 29–37.

Zhao Bai (1992). The formation and evolution of Junggar Basin. *Xingjiang Petroleum Geology*, 13(2), pp. 191–196.

Сведения об авторах

Хоуцян Ян – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

e-mail: yanghouqiang@qq.com

Елена Всеволодовна Соболева – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;
Принята к публикации 26.04.2021;
Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geological and geochemical conditions for the formation of the oil composition in the deposits of the Permian and Jurassic oil and gas complexes in the Fukang depression (Junggar basin)

H. Yang, E.V. Soboleva*
Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
**Corresponding author: Yang Houqiang, e-mail: yanghouqiang@qq.com*

Abstract. Within the eastern part of the Fukang depression, the main productive series are confined to the Permian and Jurassic oil and gas complexes (OGC), in which the Middle Permian and Lower-Middle Jurassic oil and gas source rocks (OGSRs) are distinguished. The article discusses in detail the oil and gas source characteristics of the Middle Permian and Lower-Middle Jurassic rocks, the molecular composition of oils and bitumoids from the OGSRs, and also interprets the characteristics of the biomarkers in them from the standpoint of the sedimentary-migration theory of oil generation. An attempt is made to explain the reasons for the difference in the properties and composition of oils from different OGCs. It is shown that the composition of hydrocarbon fluids of deposits is determined not only by the geological and geochemical conditions of sedimentation of oil and gas source deposits, but also associated with migration processes and subsequent secondary changes in the accumulation. In terms of composition, three groups of oils were identified: Permian and Jurassic heavy oils with a light carbon isotopic composition and the presence of β-carotene and gammacerane, they underwent different degrees of biodegradation, which depended on the geological conditions of the deposits; Permian medium oils in density (0.84 and 0.87 g/cm^3), the composition of biomarkers of which is very close to that of the first group, and Jurassic light oils with a high content of solid paraffins and a heavier carbon isotopic composition, almost do not contain β-carotene and gammacerane concentrations are low.

Keywords: Rock-Eval pyrolysis, generation potential, hydrocarbon fluids, sedimentation conditions, geological and geochemical conditions, source rocks, deposits formation, molecular composition, biomarkers, Fukang depression, Junggar oil and gas basin

Recommended citation: Yang H., Soboleva E.V. (2021). Geological and geochemical conditions for the formation of the oil composition in the deposits of the Permian and Jurassic oil and gas complexes in the Fukang depression (Junggar basin). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 110–119. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.10

References

Bao Jianping, Zhu Junzhang, Zhu Cuishan et al. (2007). A biodegradation experiment of crude oils in laboratory. *Petroleum Exploration and Development*, 34(1), pp. 43–47.

Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping et al. (2016). Oil and gas source, occurrence and petroleum system in the Junggar Basin, Northwest China. *Acta Geologica Sinica*, 90(3), pp. 421–450.

Galimov, E.M. (1986). The isotopic method of identifying oil-source beds applied to several regions of the USSR. *Izv. Akad. Nauk SSSR, Ser. Geol.*, 4, pp. 3–21. (In Russ.)

He Dengfa, Zhang Lei, Wu Songtao et al. (2018). Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(5), pp. 845–861. https://doi.org/10.11743/ogg20180501

Huang Difan, Li Jinchao, Zhang Dajiang. (1984). Kerogen types and study on effectiveness, limitation and interrelation of their identification parameters. *Acta Sedimentologica Sinca*, 2(3), pp. 18–33.

Huang W.Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), pp. 739–745. https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6

Liu Gang, Wei Yanzhao, Chen Gang et al. (2019). Genetic mechanism and distribution characteristics of Jurassic-Cretaceous secondary reservoirs in the hinterland of Junggar Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 40(8), pp. 914–927. https://doi.org/10.7623/syxb201908003

Lu Jungang, Chen Shijia, Wang Xulong et al. (2010). Maturity study of the strong biodegradation viscous oil: taking the Santai-Beisantai area of Junggar Basin as an example. *Petroleum Geology & Experiment,* 32(4), pp. 373–376.

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. US: Prentice Hall, 363 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan, J.M. (2005). The Biomarker Guide, Volume 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. New York: Cambridge University Press, 700 p.

Soboleva E.V., Guseva A.N. (2010). Chemistry of combustible minerals. Moscow: Moscow University Publ., 312 p. (In Russ.)

Wang J, Cao Yc, Wang Xt et al. (2018). Sedimentological constraints on the initial uplift of the West Bogda Mountains in Mid-Permian. *Sci Rep* 8, 1453. https://doi.org/10.1038/s41598-018-19856-3

Wang Yutao (1991). Petroleum accumulation predicted from biodegradation of the crude oil. *Petroleum Exploration and Development*, 5, pp. 31–37.

Wu Qingfu (1986). Growth stage, classification of structural units and cause of partial tectonic of Junggar Basin. *Xingjiang Petroleum Geology*, 7(1), pp. 29–37.

Yang Houqiang, Soboleva E.V. (2020). The Jurassic Oil and Gas Source Rocks of Hydrocarbon Deposits in the Eastern Part of the Fukang Depression (Junggar Oil and Gas Basin). *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 75, pp. 600–608. https://doi.org/10.3103/S0145875220060071)

Zhao Bai (1992). The formation and evolution of Junggar Basin. *Xingjiang Petroleum Geology*, 13(2), pp. 191–196.

About the Authors

Houqiang Yang – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: yanghouqiang@qq.com

Elena Vsevolodovna Soboleva – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 26 April 2021;
Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.11 УДК 553.982

Модели седиментации баженовской высокоуглеродистой формации в зоне развития тутлеимской и баженовской свит

О.В. Хотылев[1], Ю.А. Гатовский[2], Н.С. Балушкина[2], Ю.А. Коточкова[2], Н.И. Коробова[2], М.М. Фомина[1], Е.В. Карпова[2], Г.А. Калмыков[2]*

[1]Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», Москва, Россия

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

Баженовская высокоуглеродистая формация (БВУФ) представляет собой нетрадиционный высокоуглеродистый резервуар, границы которого в разрезе и на площади выделяются по величине концентрации аквагенного органического вещества в породах. Приведено строение обобщенного разреза БВУФ в зоне развития баженовской и тутлеимской свит, в котором выделены шесть коррелируемых пачек, стратиграфический объем которых сопоставим в разных частях бассейна. Для каждой пачки дана литолого-стратиграфическая характеристика, минерально-компонентный состав и латеральная изменчивость. Описаны индикаторы условий формирования, позволяющие уточнить геологическую историю бассейна: мощность и выдержанность пачек, фосфориты, туфовые и костеносные горизонты, альгинитовые прослои, радиоляритовые слои, спикуловые известняки и известняки с текстурой «con-in-con», интенсивно пиритизированные породы. Описаны особенности строения и латеральной выдержанности пластов радиоляритов исходя из модели их формирования в зоне действия течения. Сформированы и описаны два типа моделей седиментации: островного типа и внутрибассейновых поднятий в различных гидродинамических обстановках относительно течения. Полученные результаты позволяют анализировать литологическое строение БВУФ в разных частях бассейна и прогнозировать выдержанность и свойства основных литологических пластов, в том числе тех, с которыми часто связана промышленная нефтеносность БВУФ.

Ключевые слова: Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, баженовская свита, тутлеимская свита, баженовская высокоуглеродистая формация, модель седиментации, типы разрезов, радиоляриты, течения

Для цитирования: Хотылев О.В., Гатовский Ю.А., Балушкина Н.С., Коточкова Ю.А., Коробова Н.И., Фомина М.М., Карпова Е.В., Калмыков Г.А. (2021). Модели седиментации баженовской высокоуглеродистой формации в зоне развития тутлеимской и баженовской свит. *Георесурсы*, 23(2), с. 120–131 DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.11

Введение

В работе рассмотрено строение обобщенного разреза баженовской высокоуглеродистой формации (БВУФ), объединяющей различные морские отложения в единый комплекс с общим признаком – современной концентрацией аквагенного органического вещества (ОВ), превышающей 2,5%. Величина граничной концентрации ОВ 2,5% отвечает переходу от рассеянного ОВ к концентрированному (Баженова и др., 2000).

Латеральные и вертикальные границы БВУФ выделяются не как стратиграфические уровни, а как поверхности фациальных замещений, выраженные постепенным снижением концентрации ОВ до кларкового для осадочных пород уровня, что на диаграммах радиоактивного каротажа выражается падением естественной радиоактивности от величин, превышающих 16 мкР/ч до 12–14 мкР/ч, стандартных для обычной глинистой толщи. В БВУФ, равно как и в других высокоуглеродистых отложениях, для расчета содержания ОВ по всему разрезу успешно используется радиоактивный метод каротажа в интегральной и спектральной модификации. Это обусловлено общеизвестными тесными генетическими связями урана и органического вещества в высокоуглеродистых отложениях, которые хорошо отражаются на корреляционных графиках (Хабаров и др., 1980, Калмыков и др., 2017).

Баженовская и тутлеимская свиты наиболее обогащены ОВ и входят в состав БВУФ в полном объеме, к ним приурочены все основные залежи нефти, открытые в высокоуглеродистых морских отложениях на территории Западной Сибири (рис. 1).

БВУФ является региональным резервуаром стратегически важного для нефтяной промышленности значения, поскольку содержит углеводороды во всем объеме и может стать основным источником сланцевой нефти в России (Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013). При этом разработка БВУФ ведется только на нескольких месторождениях, приуроченных к бортовым зонам Фроловской мегавпадины, а суммарная накопленная добыча на 2019 год едва превышает 18 млн тонн (Шпильман, Шубина, 2019). Поэтому изучение и прогнозирование нефтегеологических свойств БВУФ на всей территории распространения является залогом его успешного освоения.

Среди исследователей закрепилось мнение, что залежи нефти в высокоуглеродистых отложениях баженовской и тутлеимской свит имеют литологический контроль и приурочены к пластам фосфоритов, радиоляритов, карбонатов, имеющих определенное положение в разрезе (Белкин

* Ответственный автор: Балушкина Наталья Сергеевна
e-mail: nataliabalushkina@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

и др., 1983; Грабовская и др., 2018, Алексеев, 2014; и др.). Однако закономерности площадного распространения этих потенциально продуктивных элементов разреза, равно как и представления об общей латеральной и вертикальной изменчивости БВУФ, необходимые для литологического прогноза, пока однозначно не сформулированы.

Цель данной работы – представить закономерности вертикальной и латеральной изменчивости отложений БВУФ в зоне развития баженовской и тутлеимской свит.

Одной из первых работ, в которой обобщены характеристики строения высокоуглеродистых (битуминозных) пород баженовской и тутлеимской свит Западной Сибири, является монография Ю.В. Брадучана с соавторами (Брадучан и др., 1986). В ней в результате изучения литологического состава и биоты баженовского моря предложена модель экосистемы, принципы стратиграфического расчленения и сопоставления разрезов и районирование территории бассейна по типам разреза, реконструированы основные этапы осадконакопления.

В настоящее время палеоэкология и модель формирования высокоуглеродистых отложений продолжают уточняться и детализироваться (Захаров, 2006; Панченко, Немова, 2017; Сухарев и др., 2006; Эдер и др., 2021; и др.).

Работами тюменских геологов (Авраменко и др., 2019) на основании керновых исследований в совокупности с анализом геохимических индикаторов, реконструированы условия формирования абалакско-баженовских отложений на Ем-Еговском участке Красноленинского месторождения.

В.Г. Эдер с соавторами (Эдер и др., 2021) показали важную роль вторичных преобразований в формировании современного литологического облика пород, что необходимо учитывать при анализе латеральной неоднородности толщи и реконструкции седиментации в разные периоды существования бассейна.

В попытке свести воедино все закономерности строения и стратиграфии БВУФ предлагаются все новые типы разрезов отложений на основе изменчивости геолого-геофизических характеристик и литологических особенностей. В частности, Е.А. Предтеченская и соавторы (Предтеченская и др., 2006) выделили 8 типов разрезов на основании данных минерального состава и комплекса ГИС и показали, что в верхнеюрско-нижнемеловое время рельеф унаследовал основные структуры, сформированные ранее. В недавней обобщающей работе М.Б. Скворцова (Скворцов и др., 2018) по комплексу параметров геологического строения и нефтепродуктивности выделены уже 24 типа разрезов, что существенно затрудняет региональное сопоставление данных. Таким образом, пытаясь учесть все новые и новые особенности как литологического, так и геофизического строения разрезов, исследователи приходят к ситуации, когда по факту каждая новая скважина дает новый тип разреза.

Мы попытались отойти от такого подхода и предлагаем в качестве метода сопоставления разрезов БВУФ использовать сравнительную характеристику всех вскрываемых отложений по хорошо коррелируемым литологическим пачкам, для каждой из которых определен стратиграфический объем. При таком подходе в разрезах фиксируются отличия в литологической и стратиграфической полноте разрезов и местные особенности, которые отражают изменения в условиях осадконакопления.

Реализация такого подхода стала возможной благодаря адаптации и практическому применению разработанной Панченко с соавторами (Панченко и др., 2015) схемы расчленения баженовской (БС) и тутлеимской свит (ТС) на макроаунистические комплексы и пачки по комплексу литологии, минералогии и палеонтологии.

Предложенное разделение было применено авторами настоящей статьи при изучении БВУФ в разных частях бассейна и позволило выявить некоторые новые закономерности латеральной и вертикальной изменчивости отложений формации в зоне развития баженовской и тутлеимской свит. Эти закономерности обобщены в моделях седиментации для различных участков рельефа морского дна и различных гидродинамических обстановок.

Изложенные в работе результаты получены в рамках выполнения целевого регионального инновационного проекта по разработке системного подхода и комплексированию методов при исследовании и прогнозировании свойств БВУФ (Балушкина и др., 2021).

Фактическим материалом в работе послужили колонки керна из отложений БВУФ по более чем 100 скважинам и материалы ГИС по 300 скважинам, а также результаты испытаний по 250 скважинам. Комплекс методов включал литологическое макроописание колонок керна, палеонтологический анализ, определение полного минерально-компонентного состава пород по методике, предложенной Калмыковым (Калмыков, 2017), петрографическое описание пород в шлифах и измерение фильтрационно-емкостных свойств пород газоволюметрическим методом. Территория исследования охватывает серию месторождений Красноленинского свода, Фроловской мегавпадины, Салымского, Сургутского, Нижневартовского сводов и Демьянского мегавала (рис. 1).

Общая схема строения разреза БВУФ

На сегодняшний день обобщенный разрез БВУФ состоит из двух частей, которые, согласно Стратиграфическому кодексу (Стратиграфический кодекс России, 2005), соответствуют подсвитам, отличающимся друг от друга содержанием ОВ, видовым составом радиолярий, морфологическими и генетическими типами карбонатов и различным отражением на кривых ГИС (Калмыков, Балушкина, 2017) (рис. 2).

В нижнем и в верхнем разделах выделяется по три пачки, отличающиеся по литологическому составу и составу фауны.

Пачки обычно хорошо распознаются при литологическом описании керна и на минерально-компонентных моделях (МКМ), хотя четких границ между ними не наблюдается. Для ТС такое разделение на пачки также выдерживается, однако в этом случае 1–5 пачки относятся к нижнетутлеймской подсвите, 6 пачка – к верхнетутлеймской подсвите. В качестве основы биостратиграфического расчленения предложены пять радиоляриевых биогоризонтов, которые хорошо сопоставляются с литологическими пачками (Вишневская и др., 2020) и подтверждены: (1) зона *Parvicingula antoshkinae–P. blowi* (нижний титон–низы среднего титона) – соответствует породам первой и второй пачек; (2) зона *Parvicingula jonesi–P. excelsa*, (средний титон–низы верхнего титона) – установлена в породах

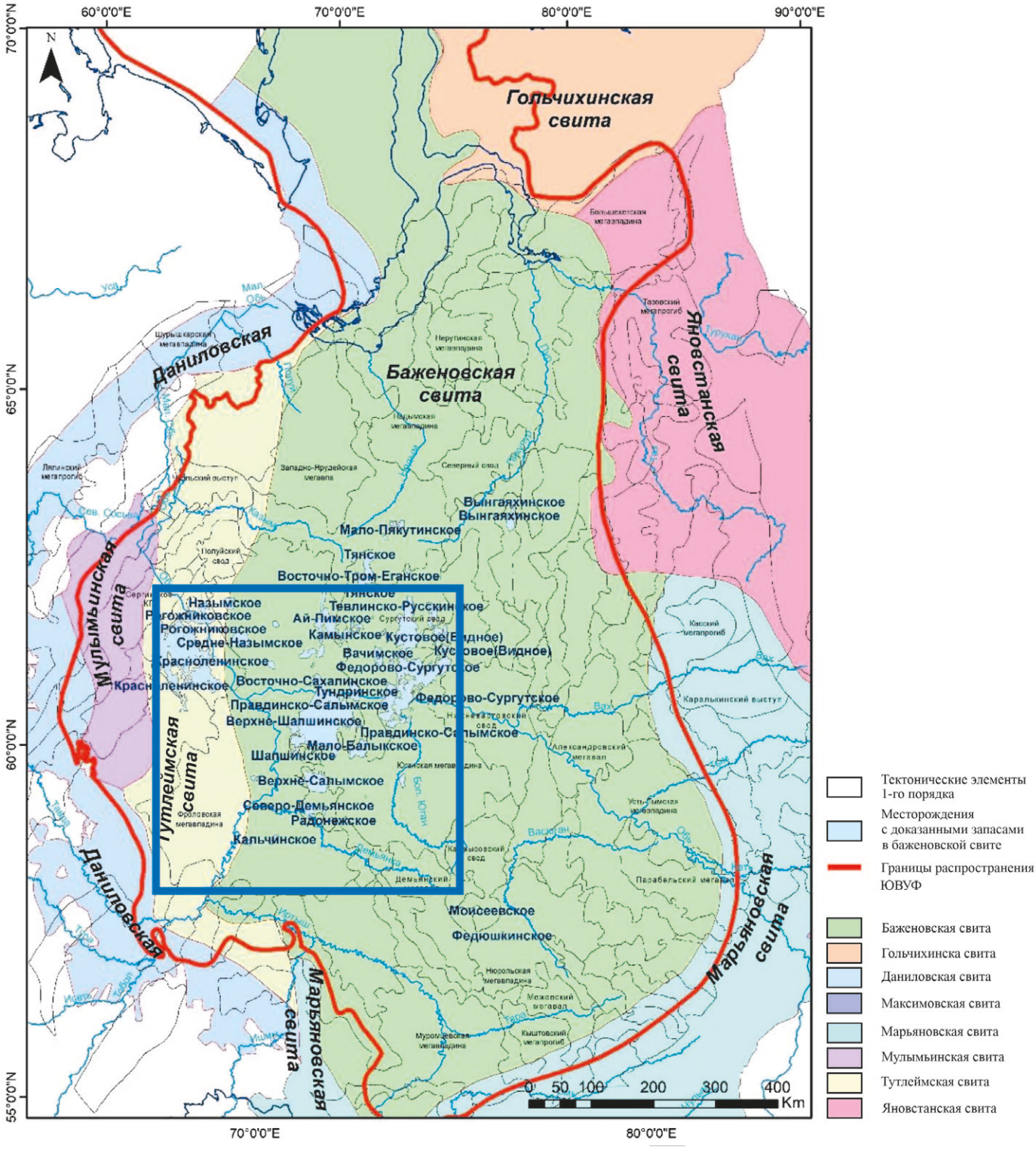


Рис. 1. Территория исследования и распространение БВУФ и свит, входящих в ее состав, на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (по материалам (Брадучан и др., 1986). Контуры месторождений в БВУФ по материалам ИГиРГИ (Карта размещения…, 2009)), с дополнениями.

третьей пачки; (3) зона *Parvicingula rotunda–P. Alata* (верхи верхнего титона, возможно включая низы берриаса) – выделяется в четвертой пачке; (4) зона *Parvicingula khabakovi–Williriedellum salymicum*, (верхи верхнего подъяруса волжского яруса–рязанский ярус (берриас)) – проходит в пятой пачке, и (5) слои с *Williriedellum*, верхняя часть рязанского яруса–валанжин (берриас–валанжин) – соответствуют шестой пачке. Возраст всех зон подтвержден находками аммонитов. Стратиграфическая позиция основания биостратона *Parvicingula antoshkinae–P. blowi* и кровли слоев с *Williriedellum* еще требуют уточнения и дополнительного обоснования.

В работе Калмыкова Г.А. и соавторов (Калмыков и др, 2017) границы радиоляриевых биогоризонтов сопоставлены с макрофаунистическими комплексами, охарактеризованы этапы осадконакопления, и показано, что высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) обладают доломитизированные радиоляриты, образованные скелетами вида *Parvicingula jonesi Pessagno*, (средний титон-низы верхнего титона) которые характеризуются

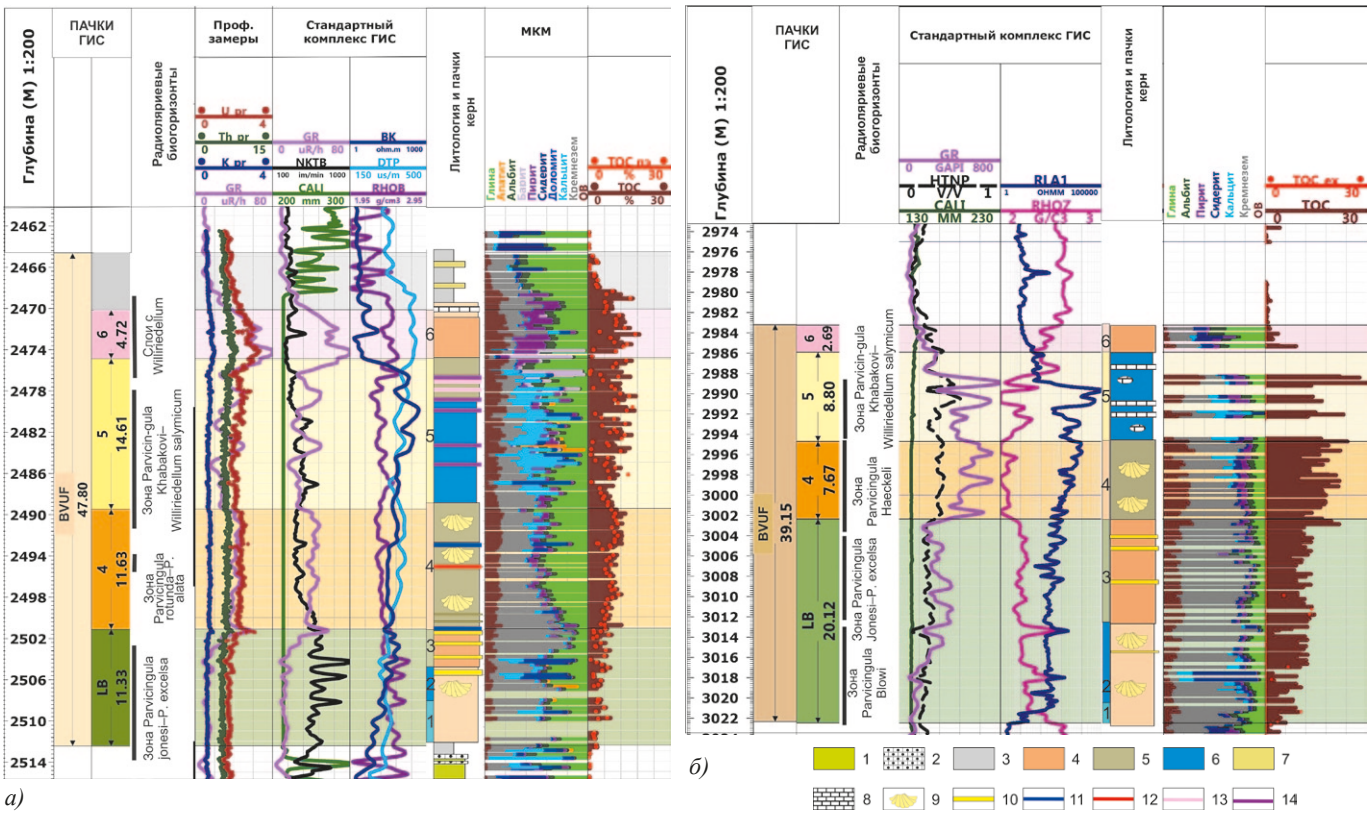


Рис. 2. Строение обобщенного разреза БВУФ, биостратиграфическая и геофизическая характеристика пачек в зоне развития: а) тутлеимской свиты и б) баженовской свиты. 1 – глауконитово-глинистые породы; 2 – водорослевые известняки; 3 – глинистые породы; 4 – глинисто-кремнистые породы; 5 – керогеново-глинисто-кремнистые породы; 6 – керогеново-глинисто-кремнисто-карбонатные породы с конкрециями и прослоями известняков; 7 – кремнисто-глинистые породы; 8 – прослои известняков; 9 – прослои раковинного детрита; 10 – радиоляритовые слои; 11 – костеносные («конденсированные») горизонты; 12 – туфовый прослой; 13 – баритовые прослои; 14 – фосфоритовые прослои и конкреции. LB – «lower bazhen».

многочисленностью камер и их крупным размером.

Первая (нижняя) пачка представлена однородными темно-серыми глинисто-кремнистыми породами (рис. 3а, б). В целом по бассейну состав варьируется от глинисто-кремнистого до кремнисто-глинистого. Одной из особенностей пачки является наличие в нижней ее части коричневатых фосфоритовых конкреций (рис. 3в). В некоторых разрезах в пределах пачки могут присутствовать маломощные радиоляритовые слои (РС), которые приурочены к ее кровле, но в целом для пачки они не характерны. Из органических остатков в составе пород отмечаются онихиты, редкие остатки ростров белемнитов, рыб, и раковины лингулид. Присутствие в составе пачки комплекса радиолярий с *Parvicingula blowi* датирует ее возраст как ранневолжский (Вишневская и др., 2020). Нижневолжский возраст подтверждается находками аммонитов *Virgatosphinctoides* cf. *laticostatus* (Рогов М.А., неопубликованные данные).

Пачка 2 по нормативному минеральному составу от первой не отличается: состоит из темно-серых с буроватым оттенком углеродистых глинисто-кремнистых пород, обычно с прослойками детрита двустворок, аммонитами и многочисленными остатками радиолярий, рыб и теутид. Породы пачки могут содержать значимые количества рассеянного кальцита и маломощные прослои радиоляритов. Наиболее контрастное (по литологии) выражение пачка имеет на палеоподнятиях, где она несколько более глинистая по составу и содержит комплекс двустворок *Liostrea –Inoceramus–Buchia* с аммонитами *Dorsoplanites* (Панченко и др., 2015). При отсутствии двустворок пачка как таковая не выделяется и, соответственно, по латерали может фациально замещаться отложениями первой пачки. Возраст пачки по аммонитам (Рогов М.А., неопубликованные данные) установлен как верхи нижневолжского (*Paravirgatites* sp.) – средневолжский подъярус (*Dorsoplanites ovalis*, *Epivirgatites bipliciformis*, *Laugeites* sp.).

Третья пачка сложена высококремнистыми породами и радиоляритами, чаще всего вторично кальцитизированными либо доломитизированными. Это хорошо видно на МКМ, где количество кремнистой составляющей значительно превышает долю глинистой компоненты. Остатки макрофауны редки и не характерны, за исключением аллохтонных скоплений остатков нектона (рыб и теутид). На ряде месторождений доказано, что именно эта пачка является приточным интервалом (Калмыков, Балушкина, 2017).

Разрез пачки отличается на различных участках и зависит от особенностей палеорельефа. На поднятиях в разрезе присутствует существенно большее количество радиоляритовых слоев, и они имеют значительную (до метра и более) толщину. В пределах впадин ситуация обратная – количество РС мало, или РС отсутствуют вовсе. В породах пачки установлен радиоляриевый комплекс с *Parvicingula jonesi,* и возраст пачки определяется как средняя–верхняя волга (Панченко и др., 2013, 2015; Вишневская и др., 2020). Находки аммонитов *Laugeites* aff. *groenlandicus*, *Epilaugeites vogulicus*, *Praechetaites* ex gr. *exoticus*, *Craspedites* sp. подтверждают

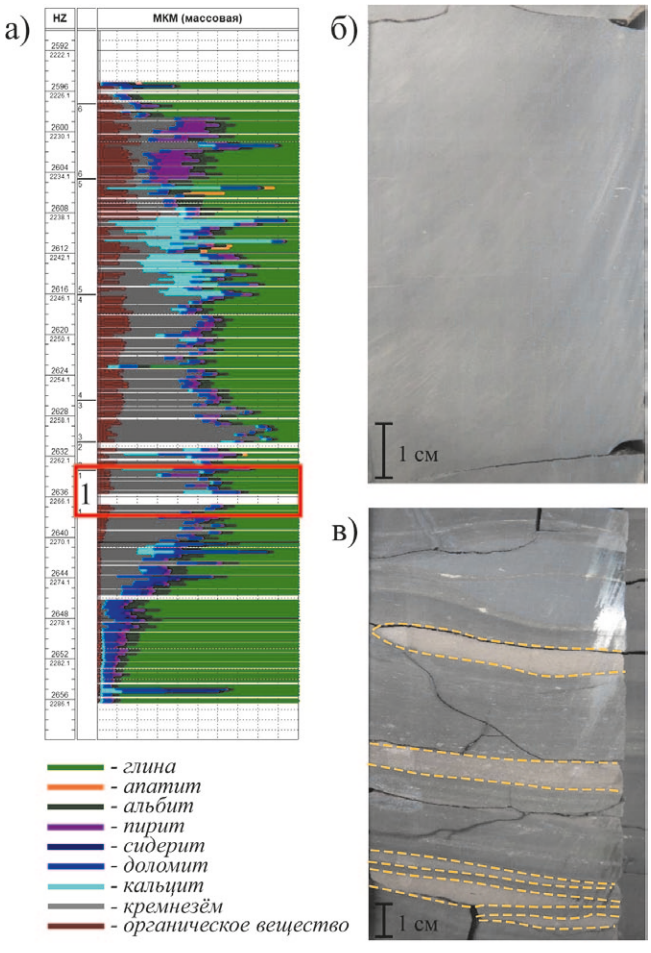


Рис. 3. Облик первой пачки. а) Минерально-компонентная модель (МКМ) по скважине (красным выделена первая пачка); б), в) фотографии колонок керна в дневном свете, соответствующие породам первой пачки: б) однородные темно-серые глинисто-кремнистые породы; в) фосфоритовые конкреции (выделены жёлтым пунктиром).

средне–верхневолжский возраст отложений (Рогов М.А., неопубликованные данные).

Кровля пачки является одновременно кровлей нижней части БС и ТС.

Из-за близкого литологического состава пачки 1–3 практически не разделимы по комплексу ГИС, поэтому на каротажных диаграммах при расчленении разрезов БВУФ они объединяются в единую пачку («lower bazhen» – LB на рисунке 2).

Верхний раздел начинается с четвертой пачки, которая характеризуется аномально высокими содержаниями ОВ и высокой радиоактивностью. По высоким показаниям ГК пачка надежно выделяется по каротажу. Верхи пачки могут быть вторично кальцитизированы. Сложена темно-коричневато-серыми керогеново-глинисто-кремнистыми породами, обычно с биокластами двустворок исключительно двух родов *Buchia* и *Inoceramus;* с многочисленными аммонитами. Из органических остатков присутствуют также фрагменты костного детрита рыб и онихиты. Пачка весьма ярко выражена в керне и легко опознается, поскольку её маркируют крупные прослои двустворок, вплоть до ракушняков. Однако в некоторых случаях двустворки в породах пачки могут отсутствовать (аналогично пачке 2) или присутствовать только в верхней ее половине. Характерно повсеместное наличие бурого прослоя (до 1 см) пелитизированных туфов (Панченко и др., 2015), хорошо опознающегося в ультрафиолетовом свете за счет своего яркого желтого свечения. Он присутствует во всех скважинах и БС и ТС и, вероятно, образовался одномоментно на весьма обширной территории. Кроме того, в центральной части бассейна в пачке могут присутствовать альгинитовые слои (Булатов и др., 2019) – своеобразные образования с градационной слоистостью, имеющие яркое свечение в УФ, но хорошо различимые и в обычном свете. Характерны также прослои битума толщиной до 0,5 см в количестве 1–2 на пачку. В породах пачки нами установлены кокколитофориды. От третьей пачки четвертая может отделяться костеносными «конденсированными горизонтами» – одним или несколькими прослоями с повышенным количеством органических остатков (фрагментов костей рыб и онихитов).

Согласно данным биостратиграфического анализа, отложения нижней части четвертой пачки формировались в конце средневолжского времени, в то время как завершение разреза пришлось на основание берриаса (Панченко и др., 2013). Новые данные по радиоляриям позволяют выделить в четвертой пачке радиоляриевую зону *Parvicingula rotunda–P. alata* (верхи верхнего титона, возможно включая низы берриаса). По заключению М.А. Рогова, находки аммонитов *Craspedites taimyrensis*, *Chetaites chetae* и *Chetaites sibiricus* в этой пачке также указывают на возраст отложений как верхи волжского–низы рязанского яруса.

Пятая пачка слагается керогеново-глинисто-карбонатно-кремнистыми породами (рис. 4а). Подошва пачки отбивается по появлению слоев, насыщенных биогенным карбонатом (множественными остатками кокколитофорид), и общей рассеянной карбонатностью. Здесь же, обычно, присутствует большое количество карбонатных конкреций (рис. 4б), пластовых и линзовидно-пластовых вторичных известняков и доломитов. В разных частях бассейна состав разреза пятой пачки может несколько варьировать: изменяются как размер карбонатных конкреций, так и общая обогащенность интервала ими. Наибольшее их количество фиксируется на участках, расположенных в апикальных частях палеоподнятий, в то время как ниже по склонам и в котловинах карбонатные стяжения будут единичны, или могут отсутствовать совсем, сменяясь рассеянным карбонатом. Породы обогащены кокколитофоридами, скопления скелетов которых могут формировать своеобразный кокколитовый коллектор, пористость которого, по нашим данным, достигает 8%. Кроме того, в пределах внутрибассейновых поднятий в разрезе пачки фиксируются спикуловые известняки (рис. 4в). Эти своеобразные формирования разбиты трещинами, заполненными кальцитом белым или коричневым. Генезис этих известняков полностью не ясен. В пачке могут присутствовать также фосфориты. В отличие от фосфоритов нижней части, они являются обломочными и переотложенными.

За счет повышенного содержания карбонатов, пачка 5 на диаграммах стандартного каротажа фиксируется по повышенным значениям бокового и нейтронного каротажа (рис. 2).

Возраст отложений по радиоляриям определяется как зона *Parvicingula khabakovi–Williriedellum salymicum*, (верхи верхнего подъяруса волжского яруса–рязанский ярус

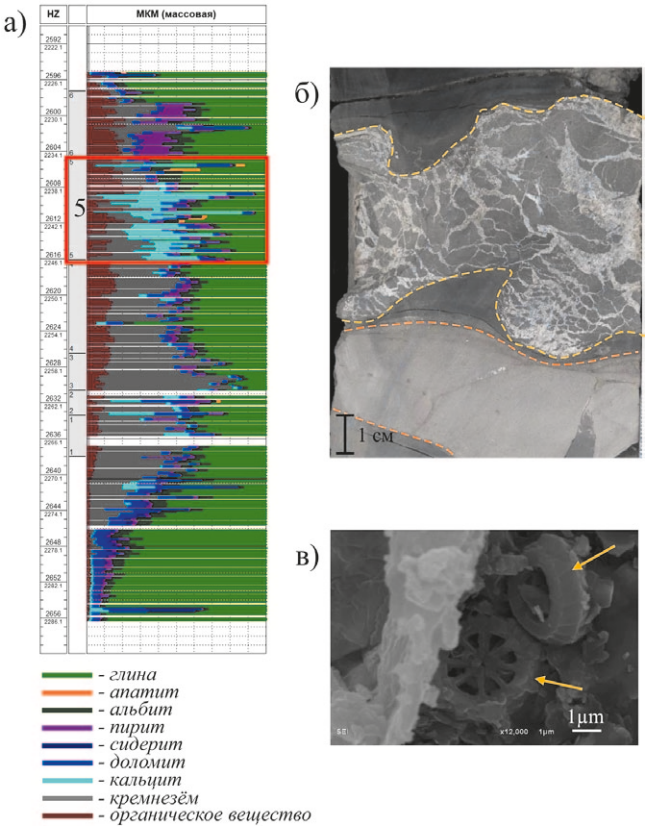


Рис. 4. а) Минерально-компонентная модель по скважине (красным выделена пятая пачка); б) спикуловые известняки (выделено жёлтым пунктиром) и карбонатная конкреция (выделено оранжевым пунктиром); в) кокколитофориды (указаны жёлтыми стрелками) – фотография, снятая под растровым электронным микроскопом, увеличение x12000.

(берриас)). Обнаруженные аммониты *Surites* sp., *Bojarkia* cf. *bodylevskii* и *Tollia* cf. *tolli* датируют отложения как рязанский ярус (Рогов М.А., неопубликованные данные).

По резкому увеличению в составе пород количества пирита (до 20–25%) фиксируется переход пятой пачки в шестую. В зоне развития тутлеимской свиты породы пачки 6 имеют мощность до 10 и слагают верхнетутлеимскую подсвиту. В центральной части бассейна, в БС, пиритизация проявлена слабо или не проявлена совсем, и шестая пачка представляет собой переходную зону от высокоуглеродистых отложений к вмещающим терригенным следующего этапа осадконакопления и имеет мощность в среднем 1–2 м. В кровле пачки могут отмечаться пиритизированные следы биотурбации *Chondrites* sp., *Pilichnus* sp., местами достаточно многочисленные (Панченко и др., 2013). Породы выдержаны по составу. Максимальные количества пирита также приурочены к поднятиям и подводным плоскогорьям. В котловинах количество пирита резко уменьшается, что, вероятно, связано с наличием течений в более глубоководных участках бассейна. Любопытной особенностью пачки являются появляющиеся на палеоподнятиях известняки со структурой «con-in-con», количество которых варьирует от одного до трех прослоев. Исследования аналогичных образований в разрезах Шпицбергена и Тимана (Тугарова, 2014; Шумилов, 2018) определяют их как очень мелководные образования, что предполагает формирование пиритовых пород при низком стоянии уровня моря.

Литологические индикаторы условий формирования

Приступая к реконструкции обстановок осадконакопления в морском бассейне, перечислим ряд литологических особенностей, которые могут быть использованы в решении этой задачи:

- состав, количество и мощность пачек;
- фосфоритовые конкреции и прослои;
- туфовые горизонты;
- наличие слоев с большим количеством двустворок;
- радиоляритовые слои с различными толщинами и текстурами;
- присутствие конденсированных горизонтов;
- присутствие альгинитовых слоев;
- наличие интенсивно пиритизированных слоев;
- присутствие карбонатных слоев спикуловых известняков и известняков с текстурой «con-in-con».

Количество пачек, слагающих разрезы БВУФ, и их толщина определяются положением изучаемого разреза относительно палеорельефа и несколько меняется по территории. В пределах впадин разрезы имеют обычно полный набор пачек и максимальную мощность. Иногда вторая пачка, вследствие особенностей ее формирования (см. выше) по латерали, замещается первой. На склоновых участках палеоподнятий при полном наборе пачек (6 пачек) толщина их обычно сокращена. Апикальные части поднятий, представлявшие собой острова в определенный период осадконакопления (например Урненский участок, Каменная вершина Красноленинского свода), несут стратиграфически и литологически неполные разрезы, в которых отсутствуют нижние 2–3 пачки (обычно – первая и вторая, но местами и третья).

Фосфоритовые стяжения могут присутствовать в кровле подстилающих отложений абалакской и георгиевской свит или в основании разреза БВУФ – вне зависимости от пачки, с которой разрез начинается, а также в верхах разреза БВУФ на уровне 4–5 пачек. Соответственно, в первом случае это будут перемещённые фосфориты, во втором и третьем – обычно образованные in situ. Вероятнее всего, механизмом формирования фосфоритов на склонах поднятий будет апвеллинг, то есть поднятие по склону вверх из глубоководных зон холодных вод, обогащенных питательными веществами, которые будут давать вспышку жизни на соответствующих глубинах и формирование фосфоритов за счет этого. Такой механизм формирования фосфоритов в черных сланцах известен и описан в литературе (Батурин, 1988). Фосфориты фиксируются только на склонах поднятий, в частности, они наблюдаются на Каменной вершине на Пальяновской площади (Грабовская и др., 2018).

Конденсированные (костеносные) горизонты (КГ) систематически фиксируются в разрезах пачек или на их границах и представляют собой маломощные (0,5÷3 см, редко до 12÷15 см) горизонты, на 50–80% состоящие из фрагментов костных остатков рыб с примесью онихитов (Onychites sp.). Они имеют характерную неровную нижнюю границу, сформированную в процессе размыва. Наблюдается следующая закономерность в распределении КГ: чем ближе к поднятию расположена скважина, тем количество их меньше, и они толще. Чем глубже в бассейн, тем они тоньше, и количество их больше. На весь

разрез количество костеносных горизонтов составляет обычно от 3 до 7.

КГ могут возникать благодаря действию четырех механизмов:

Замедленная седиментация – когда накопление терригенного материала мало и поэтому фактически слой формируется из остатков организмов.

Волновой процесс – когда накопившаяся толща осадков перемывается волнением (рис. 5а) с образованием темпеститов. Этот вариант возможен, если существуют редкие, но достаточно интенсивные волнения, которые промывают осадок через большую толщу воды (Aigner, 1982). Вариант формирования КГ по этому механизму рассматривался И.В. Панченко (Панченко и др., 2015; Щепетова и др., 2015).

Концентрация материала течениями за счет размыва осадка (рис. 5б) (Stow et al., 2002).

Накопление ОВ в волноприбойной зоне за счет концентрации волновой деятельности (Rogers et al., 2007).

РС являются характерной особенностью изучаемых отложений. Они делятся на несколько типов и отличаются, прежде всего, текстурными особенностями. На рисунке 6 приведены: 1) брекчированные радиоляриты, которые представлены округлыми карбонатизированными обломками в матриксе (рис. 6.*6*), 2) неконтрастные, без четких внутренних границ и границ с вмещающими породами (рис. 6.*4*), 3) радиоляриты с косой слоистостью (рис. 6.*3*), которые встречаются достаточно редко, 4) радиоляриты с волнистой и линзовидной слоистостью (рис. 6.*2*), встречающиеся чаще всего.

Радиолярии в породе часто длинными осями ориентированы по слоистости, местами отмечается свал скелетных

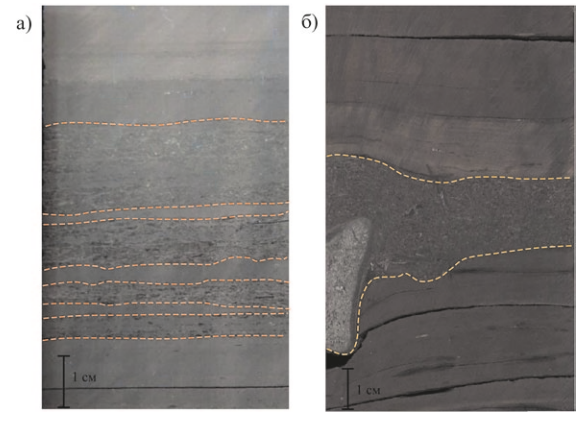


Рис. 5. Вид костеносных горизонтов БВУФ. Оранжевым пунктиром выделены границы конденсированных горизонтов: а) скопление нескольких горизонтов, б) единичный костеносный горизонт. Слева хорошо заметен фрагмент позвонка ихтиозавра.

остатков и игл радиолярий, ориентированных в одном направлении, вероятно – по течению. Морфологические особенности и распределение пластов радиоляритов в разрезах и по площади бассейна позволили предположить единую модель их формирования в «тени» подводного течения на перепаде скоростей (Хотылев и др., 2019). Механизм формирования РС отличается от процессов, описанных D.A.V Stow, R. G. Walker и другими, тем, что образует слои, состоящие только из скелетов радиолярий с очень небольшим количеством каких-либо минеральных примесей и хорошо иллюстрируется поведением тополиного пуха летом: при равномерном выпадении пуха на поверхность земли, его минимальные скопления наблюдаются там, где есть ветер, а максимальные там, где ветра нет.

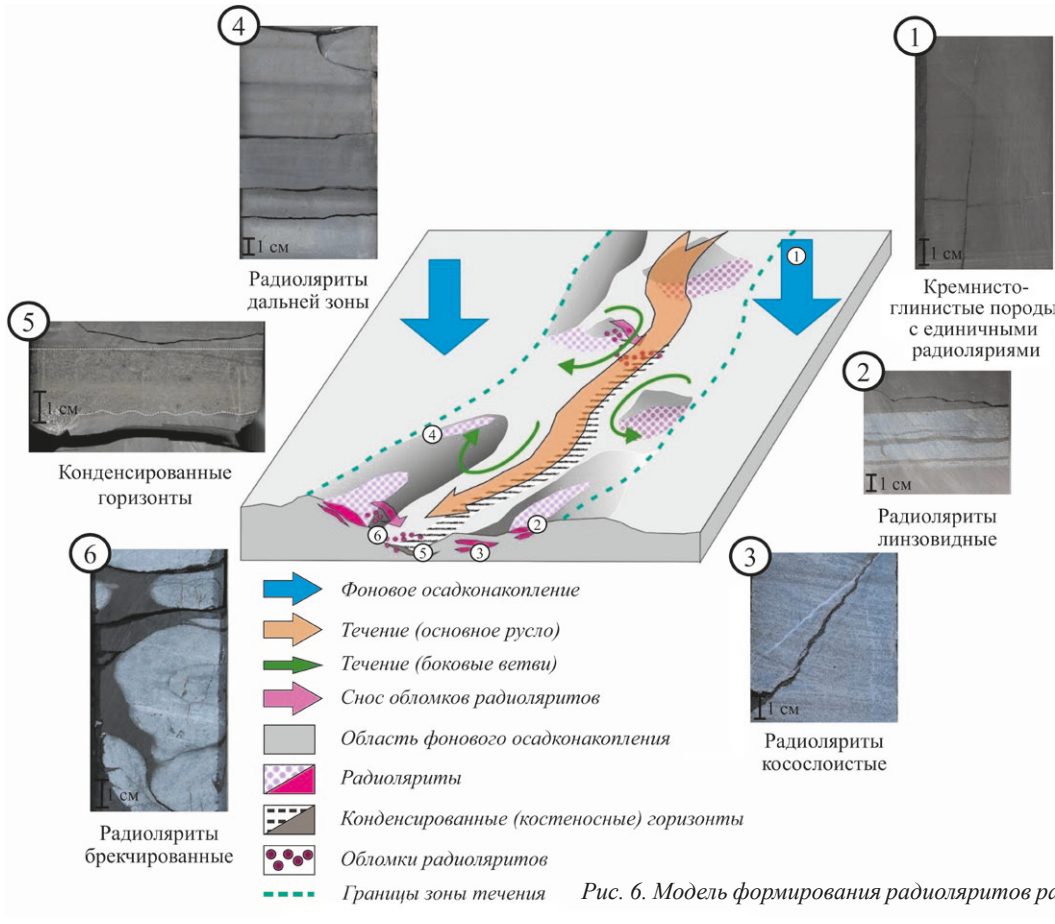


Рис. 6. Модель формирования радиоляритов различных типов

На схеме (рис. 6) оранжевым цветом показано основное направление течения, в стрежне которого идет размыв осадков с формированием КГ, а на периферии возникают скопления радиолярий, формирующие впоследствии слои. По мере удаления от оси течения, текстуры радиоляритов будут меняться с косослоистых на линзовидные, далее – на волнистые, и, наконец, на дистальные радиоляриты (рис. 6.*4*, 6.*1*) с неконтрастными границами. При смещении оси течения в случае перемыва уже образовавшихся скоплений радиоляритов, появляются их брекчированные разности (рис. 6.*6*). Предположительная *схема* течений в баженовском море отражена в работе Захарова (Захаров, 2006 и др.). Аналогом такого течения может служить современный Гольфстрим, параметры которого сопоставимы с параметрами течения в баженовском море. Аналогичные процессы обнаружены в его краевых частях – в районе плато Блейк (восточное побережье США), где Dr. Anton Oleinik (Florida Atlantic University, устное сообщение) при глубинном погружении на подводном аппарате зафиксировал слои, располагающиеся на границе изменения скоростей течения на склоне подводного холма, имеющие достаточно большие мощности при протяженности в десятки метров и полностью состоящие только из остатков птеропод и раковинного планктона. Эти наблюдения являются подтверждением возможности формирования скоплений радиоляритовых остатков как результата деятельности течения в баженовском морском бассейне.

Альгинитовые слои (Булатов и др., 2019) (рис. 7) распространены преимущественно в центральных частях бассейна и имеют общую мощность не более 40 см. Их наличие систематически отмечается только в пределах четвертой пачки разреза. Некоторые исследователи (И.В. Панченко, М.В. Шалдыбин, Е.С. Кондрашева и др.) относят их к туфам или туффитам, однако, альгинитовые слои, хотя в них и присутствуют включения кварца и халцедона, состоят на 30–35% из альгинита (группа микрокомпонентов ископаемых углей, образовавшихся в результате преобразования низших растений и планктона). Параметры пиролиза ОВ слоев отличается высокими значениями водородного индекса, низкой преобразованностью и высоким отношением пиролизируемого углерода к остаточному (Bulatov et al., 2021). В отличие от ОВ всей толщи БВУФ, они представлены только единственным типом органического вещества. Учитывая их градационную текстуру, предложена модель их формирования в процессе кратковременных вспышек цветения фитопланктона (Булатов и др., 2019; Bulatov et al., 2021). В момент максимального развития фитопланктона формируется основание альгинитового слоя. По мере потребления питательных веществ количество фитопланктона убывает, и его уменьшающееся количество в осадке формирует градационную слоистость. После чего происходит новый вброс питательных веществ, и возникает следующая вспышка.

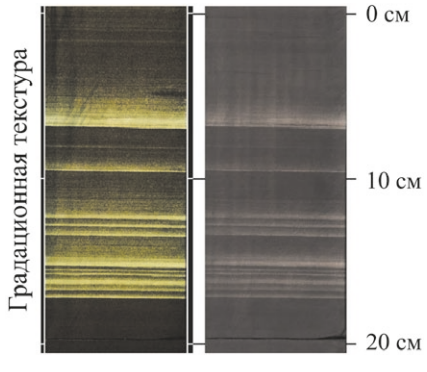


Рис. 7. Альгинитовые слои (Булатов, 2019; Bulatov et al., 2021) с характерной градационной слоистостью (Фотографии колонок керна под: слева – ультрафиолетовым светом, справа – дневным светом)

Вброс питательных веществ можно объяснить присутствием в слоях обломочных кварцевых зерен (Bulatov at al., 2021*)*. Их наличие можно связать с выносом материала пылевыми бурями из пустынь южного побережья бассейна (Гольберт, 1986). В настоящее время аналогичные процессы наблюдаются в Атлантическом океане: во время песчаных бурь пыль из Сахары переносится на несколько тысяч километров и выпадает в Южной Америке, проходя путь более 2000 км. В то же время в баженовском бассейне перенос должен был составлять не более 500 км.

Модели седиментации БВУФ

В настоящий момент основные разбуриваемые месторождения как в БС, так и в ТС находятся на палеоподнятиях и их склонах. Поэтому, мы можем сформировать два типа моделей осадконакопления: в зоне островов (островной тип) и в зоне подводных поднятий (рис. 8).

На рисунке приведены геоморфологические профили через отложения БВУФ на разных месторождениях. На каждом профиле проведена корреляция шести основных

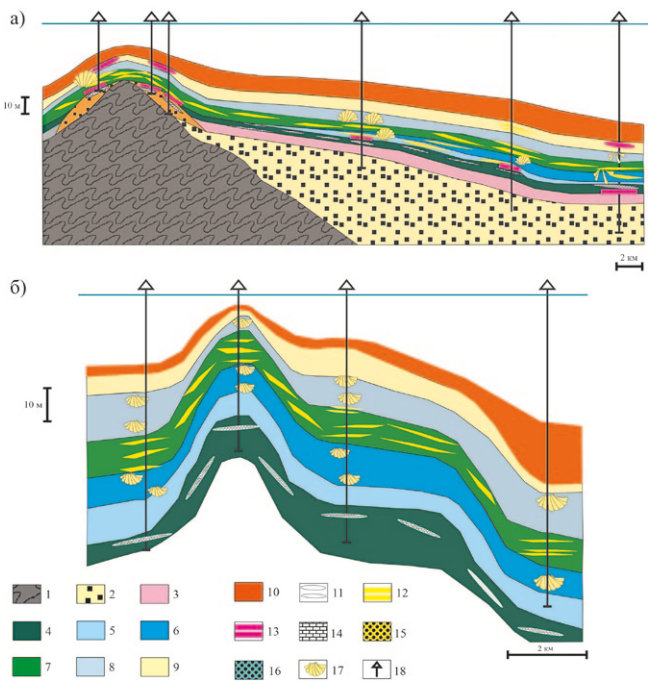


Рис. 8. Профили через отложения БВУФ, демонстрирующие особенности условий осадконакопления: а) на приостровных участках, б) на внутрибассейновых поднятиях. 1 – породы фундамента, 2 – терригенные юрские отложения, 3 – нижняя часть абалакской свиты, 4 – верхняя часть абалакской свиты, 5 – первая пачка БВУФ, 6 – вторая пачка БВУФ, 7 – третья пачка БВУФ, 8 – четвертая пачка БВУФ, 9 – пятая пачка БВУФ, 10 – шестая пачка БВУФ, 11 – карбонатные конкреции и стяжения абалакской свиты, 12 – прослои радиоляритов, 13 – прослои и конкреции фосфоритов, 14 – желваковые известняки васюганской и георгиевской свит, 15 – песчаники и гравелиты васюганской и георгиевской свит, 16 – глинисто-глауконитовые породы георгиевской свиты, 17 – раковинный детрит, 18 – скважина.

литологических пачек пород. Внутри каждой пачки выделены слагающие ее основные литотипы пород. Эти профили отражают латеральную и вертикальную изменчивость строения БВУФ на разных элементах структур.

Для островного типа (рис. 8а) характерно уменьшение количества пачек в разрезе по направлению к поднятию. На самом поднятии может отсутствовать почти вся нижняя часть в объеме одной, двух или трех пачек – за счет существования на вершинах поднятия аэральных обстановок в момент формирования этой части разреза. Осадконакопление БВУФ, в таком случае, будет начинаться с накопления третьей или четвертой пачки. При движении от приподнятых участков в глубину разрез будет наращивать толщину за счет отсутствовавших пачек, и будет увеличиваться их мощность. На островных разрезах шестая пиритовая или переходная глинистая пачка будут сохраняться в своем обычном облике. Мощность шестой пачки, соответствующей верхнетутлеимской подсвите, в целом выше, чем шестой пачки, соответствующей верхней переходной зоне в баженовской свите.

Для *внутрибассейновых поднятий* (рис. 8б) сокращение разрезов за счет отсутствия пачек не происходит. Внутрибассейновые поднятия будут слагаться всеми шестью пачками и будут выдержаны по мощности, или их толщина будет несколько увеличиваться в сторону впадин. В силу отсутствия благоприятных условий для существования бентоса могут отсутствовать отложения с двустворками, которые замещаются отложениями вышеили нижележащих пачек. Также для внутрибассейновых поднятий в их апикальных областях будет характерно развитие карбонатных включений в пятой пачке. Количество карбонатов в разрезе по направлению к погруженным участкам палеобассейна снижается.

В целом, можно определить следующие закономерности в палеогеографии баженовского моря:

- на островных участках пачки 1÷3 могут отсутствовать в разрезе по причине аэральной экспозиции территории на момент осадконакопления;
- пачки с большим количеством двустворок (2 и 4 пачки) будут присутствовать только на внутрибассейновых поднятиях и фиксируют глубину и условия, благоприятные для развития этих моллюсков;
- пачка 5 обогащена карбонатными стяжениями только в пределах внутрибассейновых поднятий;
- пачка 6 в пределах внутрибассейновых впадин будет представлена существенно глинистыми разностями с малым количеством пирита;
- наибольшие мощности радиоляритов будут наблюдаться на внутрибассейновых поднятиях, как участках с наличием «теневых зон» на пути течения;
- наличие фосфоритов будет отмечаться только на склонах внутрибассейновых поднятий.

Важно отметить, что распределение и морфология пластов радиоляритов в третьей пачке независимо от рельефа морского дна, будет контролироваться положением относительно оси палеотечения. Наибольшей мощностью и выдержанностью состава характеризуются прослои радиоляритов в проксимальной зоне течения. Примером такой зоны может служить Усть-Тегусский участок Демьянского мегавала, где прослои радиоляритов имеют четкие границы, практически не содержат глинистой компоненты, а их мощности достигают 3 м. По мере удаления от оси течения, в его дистальных частях, радиоляриты глинизируются, их мощности уменьшаются, литологические границы становятся нечеткими. Такие пласты многочисленны на Нижневартовском своде, изредка встречаются на Правдинской и других площадях. Радиоляриты будут отсутствовать в оси течения и за пределами зоны его влияния. Такую картину мы наблюдали на некоторых участках Средне-Шапшиской, Каменной, Урненской и других площадей.

Выводы

Высокоуглеродистые отложения, сформированные в морском баженовском бассейне, характеризующиеся повышенными (выше 2,5%) концентрациями аквагенного ОВ, рассмотрены как единый комплекс отложений БВУФ. Границы БВУФ выделяются не на биостратиграфической основе, а по повышенной концентрации ОВ, что на диаграммах радиоактивного каротажа выражается значениями естественной радиоактивности, превышающими 16 мкР/ч. БВУФ слагается нефтематеринскими породами и является нетрадиционным высокоуглеродистым резервуаром, притоки нефти в котором чаще всего приурочены к пластам кремнистого, карбонатного и фосфатного состава.

В строении БВУФ как в баженовской, так и в тутлеимской свитах выделяются шесть пачек, нижние пять из которых имеют близкий стратиграфический диапазон, а верхняя шестая пачка, соответствующая верхнетутлеимской подсвите тутлеимской свиты и верхней переходной пачке баженовской свиты отличается по возрасту. Методами ГИС нижние три пачки неразделимы, так как имеют схожий литологический состав. Четвертая, пятая и шестая пачки выделяются достаточно надежно, поскольку характеризуются индивидуальными отличиями состава слагающих их пород.

В БВУФ как в баженовской, так и в тутлеимской свитах пласты фосфоритов встречаются в основании разрезов и в пятой пачке, преимущественно на склонах внутрибассейновых поднятий. Их образование, вероятно, связано с процессами апвеллинга. На погруженных участках рельефа фосфоритов не выявлено.

Биогенные карбонаты могут присутствовать во всех пачках, кроме первой. В породах второй и четвертой пачек они образованы скоплениями двустворчатых моллюсков, которые приурочены к ракушняковым банкам. В пятой пачке источником карбоната являются скопления кокколитофорид, максимальные количества которых отмечаются над внутрибассейновыми поднятиями. На этих же участках в пятой пачке присутствуют прослои спикуловых известняков. И в кокколитовых породах, и в спикуловых известняках могут формироваться коллекторы с повышенной пористостью (до 8%). В шестой пачке биогенные карбонаты имеют структуру «con-in-con» и также приурочены к вершинам палеоподнятий.

Разнообразие биогенных карбонатных образований в верхней части разрезов обусловлено мелководностью обстановок седиментации на возвышенных участках рельефа морского дна. Количество карбонатов в разрезе по направлению к погруженным участкам палеобассейна снижается.

Пласты кремнистого состава, образованные скоплением скелетов радиолярий, встречаются в первой и третьей пачках и имеют ограниченное площадное распространение. Их распределение и морфология в третьей пачке будет контролироваться положением относительно оси палеотечения. Наибольшей мощностью и выдержанностью состава характеризуются прослои радиоляритов в проксимальной зоне течения. Радиоляриты отсутствуют в разрезах в осевой части течения и за пределами зоны его влияния.

На основании выявленных закономерностей сформированы две модели седиментации отложений БВУФ – островная и подводных поднятий.

Модели седиментации отражают вертикальную и латеральную изменчивость каждой из шести пачек, слагающих БВУФ, выраженную в полноте их разреза и наличии в составе пачек соответствующих литотипов.

Выявленные закономерности вертикальной и латеральной изменчивости отложений БВУФ в зоне развития баженовской и тутлеимской свит позволяют прогнозировать выдержанность и свойства основных литологических пластов, в том числе тех, с которыми часто связана промышленная нефтеносность нетрадиционного резервуара.

Литература

Авраменко Э.Б., Грищенко М.А., Ахмадищшин А.Т., Кудаманов А.И., Смышляева М.Д., Кузьмина С.С., Маринов В.А., Потапова А.С. (2019). Практическое применение геохимических индикаторов для уточнения обстановок осадконакопления в отложениях бажено-абалакского комплекса Красноленинского района. *Российская нефтегазовая техническая конференция SPE-2019*. Москва.

Алексеев А.Д. (2014). Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на верхнем Салыме. *Роктех*, 35, с. 14–27.

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

Балушкина Н.С. (2012). Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. Москва, 187 с.

Балушкина Н.С., Волянская В.В., Осипов С.В., Хотылев О.В., Калмыков Г.А. (2021). Системный подход и комплексирование исследований при моделировании свойств и прогнозе нефтегазоносности баженовской высокоуглеродистой формации в Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 34–39.

Батурин Г.Н. (1988). Фосфоритоносность окраин океанов. *Литология и полезные ископаемые*, 2, с. 25–36.

Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. (1983). Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 27–31.

Брадучан Ю. В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. (1986). Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Новосибирск: Наука, 216 с.

Булатов Т.Д., Козлова Е.В., Спасенных М.Ю., Леушина Е.А., Морозов Н.В. (2019). Сапропелитовые прослои в отложениях баженовской свиты. *Мат. 21-й конф. по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2019»*. Геленджик.

Вишневская В.С., Гатовский Ю.А., Козлова В.А. (2018). Радиоляриевый биогоризонт Parvicingula khabakovi–Williriedellum salymicum баженовской свиты Западной Сибири (берриас). Современная микропалеонтология – проблемы и перспективы. Ред. Афанасьева М.С., Алексеев А.С. Москва: ПИН РАН, с. 209–212.

Вишневская В.С. (2019). Ревизия и новое описание вида Williriedellum salymicum Kozlova, 1983 (Radiolaria, ранний мел, берриас). *Палеонтол. журн*., 4, с. 14–19.

Вишневская В.С., Амон Э.О., Гатовский Ю.А. (2020a). Радиоляриевая биостратиграфия баженовского горизонта (верхняя юра-нижний мел) Западной Сибири. *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, 28(6), с. 105–124.

Вишневская В.С., Гатовский Ю.А., Рогов М.А. (2020b). Кимеридж-ранневолжская биота Ямала (Арктическая Сибирь) – относительно тепловодная или эпизод потепления? *Тез. докладов конф.: ПАЛЕОСТРАТ-2020*. Ред. Алексеев А.С., Назарова В.М. Москва: Палеонтол. ин-т им. А.А. Борисяка РАН, с. 11–12.

Гольберт А.В. (1986). Региональная палеоклиматология Сибири. (Юра-палеоген. Методы, результаты). *Дисс. доктора геол.-мин. наук*. Новосибирск: СНИИГГиМС, 396 с.

Грабовская Ф.Р., Жуков В.В., Заграновская Д.Е. (2018). Строение и условия формирования баженовского горизонта Пальяновской площади Западной Сибири. *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 195–206.

Захаров В.А. (2006). Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии. Эволюция биосферы и биоразнообразия: к 70-летию А.Ю. Розанова. Москва: Товарищ науч. Изданий. К.М.К., с. 552–568.

Захаров В.А., Шурыгин Б.Н. (1983). Географическая дифференциация морских двустворчатых моллюсков в юре и раннем мелу Арктической зоогеографической области. Мезозой Советской Арктики. Новосибирск: Наука, вып. 555, с. 72–94.

Захаров В.А., Шурыгин Б.Н., Курушин Н.И., Меледина С.В., Никитенко Б.Л. (2002). Мезозойский океан в Арктике: палеонтологические свидетельств. *Геология и геофизика*, 43(2), с. 155–181.

Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. Москва: ГЕОС, 246 с.

Карта размещения скоплений нефти в баженовской свите на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. (2009). Под ред. ИгиРГИ. М 1:100000.

Кругликова С.Б. (1988). Радиолярии (Polycystina) из донных осадков Арктики. *Известия Академии наук СССР. Сер.,* 1, с. 92–101.

Панченко И.В., Вишневская В.С., Калмыков Г.А., Барабошкин Е.Ю. (2013). Новые данные по биостратиграфии абалакской и баженовской свит Широтного Приобья, полученные на основе комплексного изучения макро- и микрофаунистических остатков. *Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: VII Всероссийское Совещание*, с. 162–165.

Панченко И.В., Казмолкин В.А., Латышев А.В., Соболев И.Д. (2015). Туфы и туффиты в баженовском горизонте (Западная Сибирь). *Мат. VIII Всеросс. литологического совещания «Эволюция осадочных процессов в истории Земли»*. Москва: РГУ нефти и газа им. Губкина, т. I, 492 с.

Панченко И.В., Немова В.Д. (2017). Контуриты в баженовских отложениях Западной Сибири: формирование, распространение и практическое значение. Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. *VII Всероссийское Совещание*, с. 153–157.

Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Гурари Ф.Г., Сапьяник В.В., Перозио Г.Н., Малюшко Л.Д. (2006). О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты. *Литосфера*, 4, с. 131–148.

Рогов М.А., Бизиков В.А., Мироненко А.А., Ипполитов А.П., Панченко И.В. (2017). Мегаонихиты (Coleoidea, Cephalopoda) в поздней юре и раннем мелу Северного полушария. Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. *VII Всероссийское совещание*. Москва: ГИН РАН, с. 192–196.

Скворцов М.Б., Кузнецов Г.В., Сурова Н.Д., Копилевич Е.А. (2018). Новые данные о размещении нефтегазопродуктивных зон баженовских отложений Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, 2, с. 89–96.

Стратиграфический кодекс России. (2006). С-Петербург: ВСЕГЕИ, 95 с.

Сухарев А.И., Шурыгин Б.Н., Гордин А.И. (2006). Исследование кернового материала и пластовых флюидов по Хальмерпаютинской поисково-оценочной скважине №2099 «ТПП «Ямалнефтегаз». Когалым: ООО «КогалымНИПИнефть», 3 кн., 767 с.

Тугарова М.А. (2014). Микробиолиты триаса архипелага Шпицберген. *Труды ВНИИ Океангеология*, т. 227, 198 с.

Хабаров В.В., Нелепченко О.М., Волков Е.Н., Барташевич О.В. (1980). Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири. *Советская геология*, 10, с. 94–105.

Хотылев О.В., Балушкина Н.С., Вишневская В.С., Коробова Н.И., Калмыков Г.А., Рослякова А.С. (2019). Модель формирования радиоляритовых слоев в баженовской свите Западной Сибири. *Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология*, 1, с. 89–95.

Шпильман А.В., Шубина А.В. (2019). Итоги применения ВМР по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и подготовка новой редакции. *Российская техническая нефтегазовая конференция SPE-2019*. Москва.

Шумилов И.Х. (2018). Экзотические отложения в девонской толще среднего Тимана. *Известия Коми научного центра УрО РАН*, 1(33), с. 60–67.

Щепетова Е.В, Панченко И.В., Барабошкин Е.Ю., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Зуйкова М.В. (2015). Штормогенные отложения в баженовской свите Фроловской мегавпадины. *Материалы VIII Всероссийского литологического совещания*, с. 312–314.

Эдер В.Г., Балушкина Н.С., Замирайлова А.Г., Фомин А.Н. (2021). Литолого-геохимические свидетельства катагенетических преобразований чёрных сланцев на примере баженовской свиты Западной Сибири. *Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология*, 1, с. 58–70.

Aigner T. (1982). Calcareous tempestites: Storm-dominated stratification in upper muschelkalk limestones (middle Trias, SW-Germany). G. Einsele and A. Seilacher (Eds.). *Cyclic and Event Stratification*. Berlin: Springer, pp. 180–198.

Bulatov T., Kozlova E., Leushina E., Panchenko I., Pronina N., Voropaev A., Morozov N., Spasennykh M. (2021). Alginite-rich layers in the Bazhenov deposits of the Western Siberia Geosciences. (in press)

Rogers R., Eberth A., Fiorillo R. (2007). Bonebeds: Genesis, analysis, and paleobiological significance. Chicago: University of Chicago Press, 499 p.

Stow D.A.V., Faugères, J.-C., Gonthier E., Cremer M., Llave E., Hernandez-Molina F.J.; Somoza L., Díaz-del-Río V. (2002). Faro-Albufeira drift complex, northern Gulf of Cadiz. *Deep-water contourite systems: Modern drifts and ancient series, seismic and sedimentary characteristics*. Stow, D.A.V. et al. (Ed.). *Geological Society Memoir*, 22, pp. 137–154.

Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/

Сведения об авторах

Олег Владимирович Хотылев – кандидат геол.-мин. наук, ведущий геолог, Фонд «Национальное Интеллектуальное развитие»

Россия, 119192, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к. 1

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

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

Наталья Сергеевна Балушкина – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

e-mail: nataliabalushkina@mail.ru

Юлия Александровна Коточкова – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

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

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

Мария Михайловна Фомина – старший геолог, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1

Евгения Владимировна Карпова– кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры нефтегазовой седиментологии и морской геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;
Принята к публикации 13.05.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Models of sedimentation of the Bazhenov High-Carboniferous Formation in the zone of the Tuttleim and Bazhenov Formations

O.V. Khotylev[1], Yu.A. Gatovsky[2], N.S. Balushkina[2], Yu.A. Kotochkova[2], N.I. Korobova[2], M.M. Fomina[1], E.V. Karpova[2], G.A. Kalmykov[2]*

[1]*National Intellectual Development Foundation, Moscow, Russian Federation*
[2]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Natalia S. Balushkina, e-mail: nataliabalushkina@mail.ru*

Abstract. A different approach to the typing of the section of the Bazhenov Formation is presented – the identification of the reference section of the Bazhenov high-carbon formation (BHCF). Six packs were distinguished according to lithological and paleontological features, and their general characteristics were given. Also, indicators of the formation conditions are described, that allow to reconstruct the history and evolution of the basin, e. g. tuff and bone-bed horizons, alginate-rich layers, radiolarite layers, spicular limestones and limestones with a «con-in-con» texture, intensely pyritized layers, packs with an abundance of bivalves. Two types of sedimentation models are formed and described: island and intra-basin upland. On the basis of new data and identified features of the paleogeography of the Bazhenov Sea, a general model of the formation of BHCF deposits in the development zone of the Bazhenov and Tutleim formations is proposed.

Keywords: West Siberian basin, Bazhenov formation, Tutleim formation, sedimentation model, types of sections

Recommended citation: Khotylev O.V., Gatovsky Yu.A., Balushkina N.S., Kotochkova Yu.A., Korobova N.I., Fomina M.M., Karpova E.V., Kalmykov G.A. (2021). Models of sedimentation of the Bazhenov High-Carboniferous Formation in the zone of the Tuttleim and Bazhenov Formations. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 120–131. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.11

References

Aigner T. (1982). Calcareous tempestites: Storm-dominated stratification in upper muschelkalk limestones (middle Trias, SW-Germany). G. Einsele and A. Seilacher (Editors). *Cyclic and Event Stratification*. Berlin: Springer, pp. 180–198.

Alekseev A.D. (2014). Bazhenov Formation: In Search of Large Shale Oil in the Upper Salym. Rocktech, 35, pp. 14–27. (In Russ.)

Avramenko E.B., Grishchenko M.A., Akhmadishshin A.T., Kudamanov A.I., Smyshlyaeva M.D., Kuzmina S.S., Marinov V.A., Potapova A.S. (2019). Practical application of geochemical indicators to clarify the conditions of sedimentation in the Bazheno-Abalak complex of the Krasnoleninsky region. *Russian Petroleum Technology Conference SPE-2019*. Moscow. (In Russ.)

Balushkina N.S. (2012). Lithophysical typification and oil content of rocks of the Bazhenov horizon in the junction zone of the Surgut and Krasnoleninsky arches. *Cand. geol.-min. sci. diss*. Moscow, 187 p. (In Russ.)

Balushkina N.S., Volyanskaya V.V., Osipov S.V., Khotylev O.V., Kalmykov G.A. (2021). A systematic approach and integration of studies in modeling the properties and forecasting the oil and gas potential of the Bazhenov high-carbon formation in Western Siberia. *Neftyanoe Khozyaistvo=Oil Industry*, 4, pp. 34–39. (In Russ.)

Baturin G.N. (1988). The phosphorite content of the ocean margins. *Lithology and Mineral Resources*, 2, pp. 25–36. (In Russ.)

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

Belkin V.I., Efremov E.P., Kaptelinin N.D. (1983). Model of oil reservoirs

of the Bazhenov formation of the Salym field. *Neftyanoe Khozyaistvo=Oil Industry*, 10, pp. 27–31. (In Russ.)

Braduchan Yu.V., Gurari F.G., Zakharov V.A. et al. (1986). Bazhenov horizon of Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil-bearing capacity). Novosibirsk: Nauka, 216 p. (In Russ.)

Bulatov T., Kozlova E., Leushina E., Panchenko I., Pronina N., Voropaev A., Morozov N., Spasennykh M. (2021). Alginite-rich layers in the Bazhenov deposits of the Western Siberia Geosciences. (in press)

Bulatov T.D., Kozlova E.V., Spasnykh M.Yu., Leushina E.A., Morozov N.V. (2019). Sapropelite interlayers in the sediments of the Bazhenov Formation. *Proc. 21st Conf. on geological exploration and development of oil and gas fields "Geomodel 2019"*. Gelendzhik. (In Russ.)

Eder V.G., Balushkina N.S., Zamirailova A.G., Fomin A.N. (2021). Lithological and geochemical evidence of catagenetic transformations of black shales on the example of the Bazhenov Formation in Western Siberia. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, 1, pp. 58–70. (In Russ.)

Golbert A.V. (1986). Regional paleoclimatology of Siberia. (Jurassic-Paleogene. Methods, results). *Dr. geol.-min. sci. diss*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 396 p. (In Russ.)

Grabovskaya F.R., Zhukov V.V., Zagranovskaya D.E. (2018). Structure and Formation Conditions of the Bazhenovo Horizon in the Pal'yanovo Area, West Siberia. *Lithology and Mineral Resources*, 53, pp. 179–189. https://doi.org/10.1134/S0024490218030021

Kalmykov G.A., Balushkina N.S. (2017). A model of oil saturation in the pore space of the rocks of the Bazhenov formation in Western Siberia and its use for assessing the resource potential. Moscow: GEOS, 246 p. (In Russ.)

Khabarov V.V., Nelepchenko O.M., Volkov E.N., Bartashevich O.V. (1980). Uranium, potassium and thorium in bituminous rocks of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Sovetskaya Geologiya*, 10, pp. 94–105. (In Russ.)

Khotylev O.V., Balushkina N.S., Vishnevskaya V.S., Korobova N.I., Kalmykov G.A., Roslyakova A.S. (2019). A Model of the Accumulation of Radiolarite Layers in the Bazhenov Formation of West Siberia. *Moscow University Geology Bulletin*, 74, pp. 206–211. https://doi.org/10.3103/S0145875219020054

Kruglikova S.B. (1988). Radiolarians (Polycystina) from Arctic bottom sediments. *Bulletin of the USSR Academy of Sciences*, 1, pp. 92–101. (In Russ.)

Map of the location of oil accumulations in the Bazhenov Formation in the West Siberian oil and gas province. (2009). Ed. IGIRGI. Scale 1: 100000. (In Russ.)

Panchenko I.V., Kazmolkin V.A., Latyshev A.V., Sobolev I.D. (2015). Tuffs and tuffites in the Bazhenov horizon (Western Siberia). *Proc. VIII All-Russ. lithological meeting: Evolution of sedimentary processes in the history of the Earth*. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, vol. I, 492 p. (In Russ.)

Panchenko I.V., Nemova V.D. (2017). Contours in the Bazhenov deposits of Western Siberia: formation, distribution and practical significance. *Jurassic system of Russia: problems of stratigraphy and paleogeography: VII All-Russian Meeting*, pp. 153–157. (In Russ.)

Panchenko I.V., Vishnevskaya V.S., Kalmykov G.A., Baraboshkin E.Yu. (2013). New data on biostratigraphy of the Abalak and Bazhenov formations of the Shirotny Ob region, obtained on the basis of a comprehensive study of macro- and microfaunistic remains. *Jurassic system of Russia: problems of stratigraphy and paleogeography: VII All-Russ. Meet.*, pp. 162–165. (In Russ.)

Predtechenskaya E.A., Krol L.A., Gurari F.G., Sapyanik V.V., Perosio G.N., Malyushko L.D. (2006). On the genesis of carbonates in the Bazhenov formation in the central and southeastern regions of the West Siberian plate. *Litosphera=Lithosphere*, 4, pp. 131–148. (In Russ.)

Rogers R., Eberth A., Fiorillo R. (2007). Bonebeds: Genesis, analysis, and paleobiological significance. Chicago: University of Chicago Press, 499 p.

Rogov M.A., Bizikov V.A., Mironenko A.A., Ippolitov A.P., Panchenko I.V. (2017). Megaonichites (Coleoidea, Cephalopoda) in the Late Jurassic and Early Cretaceous of the Northern Hemisphere. *Jurassic system of Russia: problems of stratigraphy and paleogeography: VII All-Russian meeting*. Moscow: GIN RAN, pp. 192–196. (In Russ.)

Shchepetova E.V., Panchenko I.V., Baraboshkin E.Yu., Nemova V.D., Smirnova M.E., Zuikova M.V. (2015). Storm deposits in the Bazhenov Formation of the Frolov megadepression. *Proc. of the VIII All-Russian Lithological Meeting*, pp. 312–314. (In Russ.)

Shpilman A.V., Shubina A.V. (2019). Results of the application of SMR for calculating oil reserves in fractured and fractured-porous reservoirs in the sediments of the Bazhenov strata of the West Siberian oil and gas province and preparation of a new edition. *Russian Technical Oil and Gas Conference SPE-2019*. Moscow. (In Russ.)

Shumilov I.Kh. (2018). Exotic deposits in the Devonian strata of the middle Timan. *Izvestiya Komi nauchnogo tsentra UrO RAN*, 1(33), pp. 60–67. (In Russ.)

Skvortsov M.B., Kuznetsov G.V., Surova N.D., Kopilevich E.A. (2018). New data on the location of oil and gas producing zones of the Bazhenov deposits in Western Siberia. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 2, pp. 89–96. (In Russ.)

Stow D.A.V., Faugères, J.-C., Gonthier E., Cremer M., Llave E., Hernandez-Molina F.J.; Somoza L., Díaz-del-Río V. (2002). Faro-Albufeira drift complex, northern Gulf of Cadiz. *Deep-water contourite systems: Modern drifts and ancient series, seismic and sedimentary characteristics*. Stow, D.A.V. et al. (Ed.). *Geological Society Memoir*, 22, pp. 137–154.

Stratigraphic Code of Russia. (2006). St. Petersburg: VSEGEI, 95 p. (In Russ.)

Sukharev A.I., Shurygin B.N., Gordin A.I. (2006). Study of core material and reservoir fluids in the Khalmerpayutinskaya prospecting and appraisal well No. 2099 "TPP" Yamalneftegaz ". Kogalym: KogalymNIPIneft, 3 books, 767 p. (In Russ.)

Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/

Tugarova M.A. (2014). Microbioliths of the Triassic archipelago of Svalbard. *Proc. All-Russian Research Institute of Oceanology*, v. 227, 198 p. (In Russ.)

Vishnevskaya V.S. (2019). Revision of the Early Cretaceous Radiolarian Species Williriedellum salymicum Kozlova. *Paleontological journal*, 53, pp. 334–340. https://doi.org/10.1134/S0031030119040142

Vishnevskaya V.S., Amon E.O., Gatovsky Yu.A. (2020a). Radiolarian Biostratigraphy of the Bazhenovo Regional Substage (Upper Jurassic–Lower Cretaceous) of Western Siberia. *Stratigraphy. Stratigraphy and Geological Correlation,* 28(6), pp. 665–683. https://doi.org/10.1134/S0869593820060106

Vishnevskaya V.S., Gatovsky Yu.A., Kozlova V.A. (2018). Radiolarian biohorizon Parvicingula khabakovi – Williriedellum salymicum of the Bazhenov Formation in Western Siberia (Berriasian). *Modern micropaleontology – problems and prospects*. Ed. Afanasyeva M.S., Alekseev A.S. Moscow: PIN RAS, pp. 209–212. (In Russ.)

Vishnevskaya V.S., Gatovsky Yu.A., Rogov M.A. (2020b). Kimmeridgian-early Volga biota of Yamal (Arctic Siberia) – relatively warm water or an episode of warming? *Abstracts: PALEOSTRAT-2020*. Ed. Alekseev A.S., Nazarova V.M. Moscow: Borisyak Paleontol. Institute, pp. 11–12. (In Russ.)

Zakharov V.A. (2006). Formation conditions of the Volga-Berriasian high-carbon Bazhenov formation in Western Siberia according to paleoecological data. *Evolution of the biosphere and biodiversity: to the 70th anniversary of A.Yu. Rozanov*. Moscow, pp. 552–568. (In Russ.)

Zakharov V.A., Shurygin B.N. (1983). Geographic differentiation of marine shells in the Jurassic and Early Cretaceous of the Arctic zoogeographic area. Mesozoic Soviet Arctic. Novosibirsk: Nauka, no. 555, pp. 72–94. (In Russ.)

Zakharov V.A., Shurygin B.N., Kurushin N.I., Meledina S.V., Nikitenko B.L. (2002). Mesozoic Ocean in the Arctic: Paleontological Evidence. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 43(2), pp. 155–181. (In Russ.)

About the Authors

Oleg V. Khotylev – PhD (Geology and Mineralogy), Leading geologist, National Intellectual Development Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

Yury A. Gatovsky – PhD (Geology and Mineralogy,) Senior Researcher of the Paleontology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia S. Balushkina – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University.

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Yulia A. Kotochkova – Graduaet student, Petroleum Geology Department, 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

Maria M. Fomina – Senior Geologist, National Intellectual Development Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

Evgenia V. Karpova– PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Petroleum Sedimentology and Marine Geology, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgy A. Kalmykov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Petroleum Sedimentology and Marine Geology, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 13 May 2021; Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.13 УДК 553.982

Выделение потенциально-продуктивных интервалов тутлеймской свиты центральной части Красноленинского свода

М.М. Фомина[1], Н.С. Балушкина[2], О.В. Хотылев[1], А.Г. Калмыков[2], И.Я. Богатырева[1], Г.А. Калмыков[2], И.О. Реуцкая[2], С.А. Романенко[1], М.С. Топчий[1], А.А. Алехин[2]*

[1]*Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», Москва, Россия*

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

В работе представлены результаты комплексных исследований керна тутлеймской свиты 16 скважин, пробуренных на площади 900 км^2 в районе Каменной вершины Красноленинского свода. Площадь характеризуется изменчивостью структурного плана, сохранившегося со времени накопления отложений свиты и повлиявшего на строения её разрезов. При описании разных типов разреза используются регионально прослеживаемые литологические пачки, которые четко фиксируются по керну и на диаграммах каротажа. В статье приведены результаты корреляции разрезов, показывающие изменчивость тутлеймской свиты по площади, выделены типовые разрезы для погруженной, склоновой и сводовой части исследуемого участка. Установлено, что в разрезе могут присутствовать два разных по типу коллекторских интервала: радиоляритовый и кремнисто-фосфатный со значениями средней пористости 7% и 15%, соответственно. Слои радиоляритов формируют основной потенциально-продуктивный интервал, выявлены во всех типах разреза на одном или двух стратиграфических уровнях: в разрезах сводового типа только в третьей пачке, в склоновых и погруженных разрезах – в первой, второй и третьей пачках. Кремнисто-фосфатный пласт в пятой пачке тутлеймской свиты является характерной чертой только разрезов сводового типа. Полученные результаты исследований позволяют с большой точностью прогнозировать распространение потенциально-продуктивных интервалов тутлеймской свиты и её стратиграфических аналогов на разных площадях.

Ключевые слова: Тутлеймская свита, потенциально-продуктивные интервалы, радиоляритовые слои, фосфорит, палеорельеф, течения, апвеллинг

Для цитирования: Фомина М.М., Балушкина Н.С., Хотылев О.В., Калмыков А.Г., Богатырева И.Я., Калмыков Г.А., Реуцкая И.О., Романенко С.А., Топчий М.С., Алехин А.А. (2021). Выделение потенциально-продуктивных интервалов тутлеймской свиты центральной части Красноленинского свода. *Георесурсы*, 23(2), с. 132–141. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.13

Введение

Высокоуглеродистые «сланцевые» толщи относят к одним из самых перспективных источников пополнения ресурсной базы углеводородного сырья России, среди которых особенно выделяют наиболее битуминозные отложения баженовского горизонта (БГ), стратиграфический объем которого соответствует волжскому ярусу-низам берриаса. БГ широко представлен на территории Западной Сибири (ЗС). В его составе выделяются баженовская свита (БС), распространённая на наибольшей площади на этом возрастном уровне, а также, в неполном объеме – тутлеймская, мулымьинская, федоровская и др. свиты (Бочкарев и др., 2004).

Отправной точкой в изучении нефтегазоносности БГ стали события 1969 года, когда из БС разведочной скважины 24-Р Салымского месторождения был получен фонтан в 300-400 тонн нефти в сутки (также многие исследователи ссылаются на события 1968 года, когда был получен первый, но случайный промышленный приток из разведочной скважины 12-Р, достигавший по визуальным оценкам 700 тонн в сутки). После этого на месторождениях ЗС начали активно отбирать керн и испытывать скважины с отложениями БС. Однако, несмотря на 50 летний опыт её изучения и эксплуатации, у геологов-нефтяников остается проблема слабой предсказуемости ожидаемого дебита при испытаниях и разработке БГ. По статистике лишь каждая четвертая пробуренная скважина дает промышленный (более 1 т/сут при испытании в колонне и 5 т/сут при проведении в скважине гидроразрыва пласта (ГРП)) приток нефти (Временное методическое руководство…, 2017).

Уникальность пород БС (и ее стратиграфических аналогов) описана в большом количестве публикаций. Все авторы подчеркивают сложность строения этого объекта, огромный нефтяной потенциал и проблематичность его реализации, обусловленной трудностями выделения и прогнозирования коллекторов в разрезах скважин.

В настоящей работе рассматривается вопрос прогнозирования коллекторов тутлеймской свиты (ТС), нижняя подсвита которой является полным возрастным аналогом БС, на примере Каменной вершины Красноленинского свода. Территория выбрана по причине доказанной нефтеносности ТС на ней. Данные по притокам отличаются высокой изменчивостью от более 100 тонн/сутки до их полного отсутствия. Важным обстоятельством является

* Ответственный автор: Мария Михайловна Фомина
e-mail: fomina-msu@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

наличие кернового материала, отобранного из 16 скважин с площади в 900 км^2. Наличие такого количества кернового материала для небольшой площади можно назвать уникальным, что дает дополнительные возможности при изучении разрезов ТС.

В статье приведена новая информация по литологическому составу и типизации разрезов ТС, их расчленению и корреляции. На основе комплексного изучения кернового материала по схеме, предложенной Калмыковым Г.А (Калмыков, Балушкина, 2017), интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) и анализа промысловых данных проведено выделение в разрезах пластов коллекторов и их картирование по площади.

Объект исследования

Согласно Решению 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Бочкарев и др., 2004) ***нижняя подсвита ТС*** (нижнетутлеймская подсвита) является латеральным аналогом ***БС***, входит в состав БГ и индексируется как пласт Ю0.

Верхнетутлеймская подсвита ТС, датируемая валанжином, не входит в состав баженовского горизонта. Однако она также является высокобитуминозной и продуктивной на некоторых территориях Красноленинского нефтегазоносного района. Это говорит о необходимости рассмотрения всего стратиграфического диапазона битуминозных отложений ***ТС*** как нефтегазоносного объекта.

В основе работы лежит геолого-геофизическая характеристика разрезов ТС 16 скважин, пробуренных на площади центрального участка Красноленинского свода, а именно Каменной вершины, Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) (рис. 1)

На момент накопления ТС данная территория представляла собой участок с расчлененным палеорелефом, где палеоподнятиями являлись выступы фундамента (Сурков, Жеро,1981), которые продолжали воздыматься в течение всего юрского периода.

Пять исследованных скважин относятся к сводовой части (рис. 2, темно-оранжевый цвета и оранжевые цвета), шесть скважин относятся к склоновой части (бежевый цвет), пять скважин из погруженной части (желтые и зеленые цвета). Относительный перепад высот поднятия составляет 300 м.

Представленный керном стратиграфический интервал помимо ТС (общий объем исследованного керна составил 304 м) включает фроловскую, абалакскую, тюменскую свиты, а также породы доюрского основания.

Методы и методики

Для выделения коллекторов и прослеживания их распространения по площади проведены исследования керна. Наличие углеводородных соединений (УВС) в системе поровых каналов определено по результатам пиролитических исследований, объём порового пространства и проницаемость пород определялись газоволюметрическим методом. Морфология пор изучалась путём анализа пород в шлифах и под растровым электронным микроскопом (РЭМ).

По данным пиролитических исследований пород нефтенасыщенные интервалы выделялись по высоким значениям индекса продуктивности PI=S1/(S1+S2) (более 0,3 по результатам исследования нефтенасыщенных коллекторов в породах баженовской свиты и её аналогов, находящихся на разных стадиях катагенеза), отношения параметров S1/S2 (Ларская, Горюнова, 1992) и с помощью «кроссовер эффекта» (отношение параметров S1 и ТОС), предложенного Н.В. Лопатиным в 2003 году (Lopatin, Zubairaev, 2003). Нефтенасыщенные интервалы характеризуются высокими значения параметра S1 (отражает количество легких УВС и может достигать 20 мг УВ/г), величина которого определяется как концентрацией подвижных УВС, так и физически связанных соединений. Высокие значения перечисленных параметров свидетельствуют о наличии подвижных УВС, которые зачастую располагаются в открытых порах. Для оценки ёмкости этих пор выполнялись исследования цилиндрических образцов до экстракции газоволюметрическим методом.



Рис. 1. Положение изучаемого объекта на общей территории России (цветом помечены наиболее крупные нефтегазаносные бассейны)

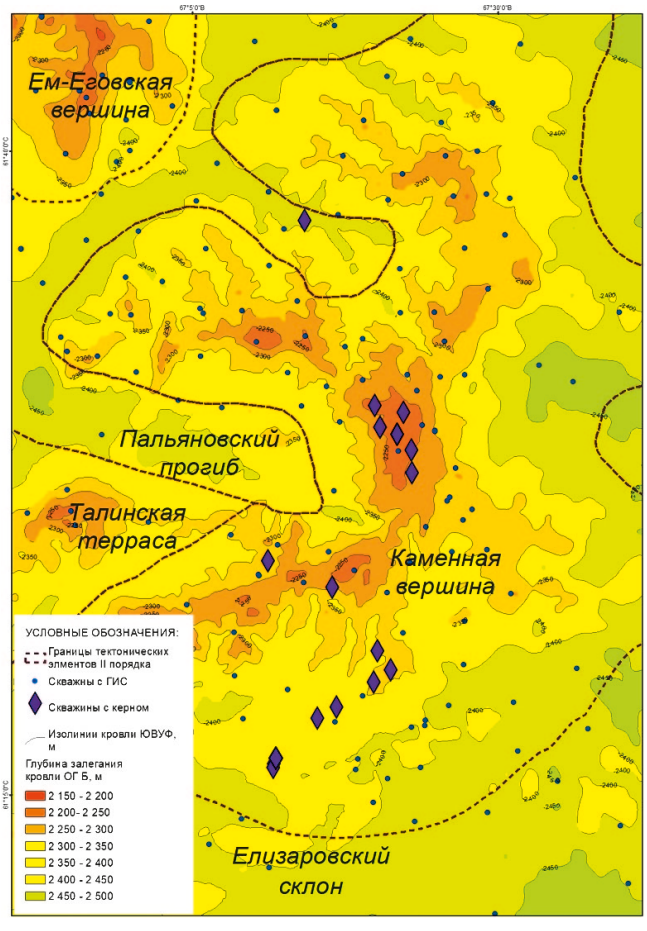


Рис. 2. Структурная карта по кровле тутлеймской свиты с вынесенным положением скважин: опорных, с результатами исследованиями керна и с комплексом ГИС

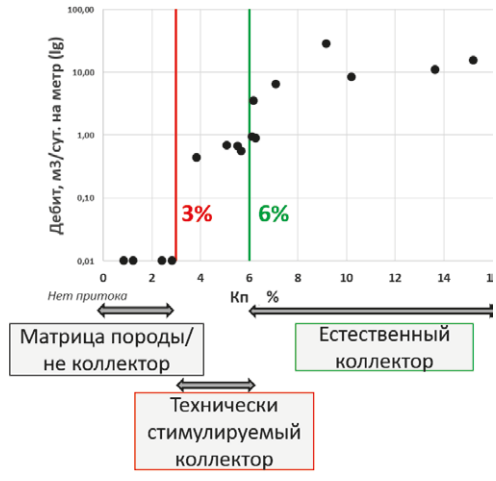


Рис. 3. Соотношение удельного дебита нефти из битуминозных пород БГ и коэффициента подвижной пористости (Калмыков и др., 2017)

В целом породы ТС характеризуются низкой динамической пористостью (Кп=0,5÷1,5%), но некоторые интервалы разреза могут иметь более высокие значения. Коллекторские интервалы выделялись по превышению Кп над граничным значением 6%. Данный критерий был получен путем соотнесения удельного дебита нефти из баженовской свиты и её аналогов, и Кп, полученного на образцах керна. На рисунке 3 приведен график, полученный Калмыковым Г.А. (Калмыков и др., 2017), демонстрирующий, что промышленные притоки нефти из битуминозных пород БГ можно ожидать только при Кп>6%.

Для характеристики коллекторов и понимания их генезиса, необходимо изучить состав и структуру пустотного пространства. Для этого при описании шлифов определялся тип пустот, морфометрические параметры их распределения, сообщаемость, особенности заполнения пор, а также взаимоотношения с вмещающей минеральной матрицей. При исследовании в шлифах не могут быть описаны объекты размером менее 0,005 мм, поэтому для более детального изучения структуры порового пространства и состава пород, выделения отдельных минералов в объеме выполнялось изучение пород методом РЭМ. Для определения минерально-компонентного состава (МКС) пород использовался комплекс аналитических методов, включающий изучение петрографических шлифов, рентгенофлуорисцентный и рентгено-фазовый анализ.

На следующем этапе стояла задача распространения коллекторских интервалов по площади изучаемого объекта. Для этого использовались данные комплекса ГИС по 150 скважинам. В большинстве скважин комплекс ГИС включал следующие виды каротажа: гамма (GR), нейтронный (NGR), плотностной (GGR)), методы электрометрии (кажущееся сопротивление (GZ, PZ), боковой (BK) и индукционный (IK), метод самопроизвольной поляризации (PS), каверномер (DS), реже акустический (AK). Часто в изучаемых скважинах комплекс был ограничен следующими методами: GR, NGR и методами сопротивления. Основная сложность при работе с данными ГИС в высокоуглеродистых отложениях – это невозможность прямого выделения пластов коллекторов в скважинах по комплексу ГИС (Калмыков, Балушкина, 2017). Фактически рассчитать пористость по данным имеющегося комплекса ГИС невозможно из-за существенного количества керогена в составе пород, который напрямую влияет на показания методов, традиционно использующихся с целью оценки пористости, малой мощности коллекторских интервалов и низких значений пористости. Поэтому при анализе геофизических данных выделяются не коллекторы, а «потенциально-продуктивные интервалы» (ППИ) (Зорина, 2015). Под ППИ понимают литотип (иногда группу литотипов) определенного состава, имеющий фиксированное положение в разрезе, в котором возможно наличие коллектора, подтверждаемого исследованиями керна в опорных скважинах и/или результатами опробований опытно-промышленной эксплуатации скважин. ППИ надежно выделяются по кривым каротажа. Количество ППИ и их положение в разрезе определяется **типом разреза** конкретной скважины. Результаты исследования нескольких скважин и установление связей «керн-ГИС» позволяют распространить классификационные характеристики по площади исследуемого объекта и выявить наиболее перспективные участки с точки зрения поиска и добычи нефти.

Результаты исследований

Типы разреза тутлеймской свиты Каменной вершины

Во всех опорных скважинах (16 скважин с керном) проводились литолого-палеонтологические исследования с выделением и описанием литологических слоев и фаунистических остатков, объединение их в пачки с определением их возраста и геофизических характеристик.

Это позволило сопоставить разрезы и охарактеризовать по керну, ГИС и стратиграфической полноте разные участки палеорельефа (рис. 2).

В целом ТС является высокоуглеродистой карбонатно-глинисто-кремневой толщей, но разрез нельзя назвать литологически однородным. Описанные разрезы ТС можно разделить на две категории: полные и сокращенные. Полные разрезы, в которых присутствуют шесть пачек (Панченко, 2016), вскрыты скважинами на наиболее погруженных участках территории, мощности отложений здесь составляют 35–60 м (**погруженный тип**). Скважины, приуроченные к самым приподнятым участкам территории, характеризуются наименьшими мощностями отложений (от 10 до 25 м) и отсутствием части нижних пачек ТС – сокращенные разрезы (**сводовый тип**). На наиболее возвышенных участках нижняя часть разреза отсутствует вовсе (рис. 4). Такое строение связано с расположением скважин в привершинной части поднятия, которая на ранних этапах осадконакопления представляла собой островные участки и была затоплена позже остальной территории. Соответственно, осадконакопление на островах не происходило. О существовании многочисленных островов в районе Красноленинского свода перед началом баженовского осадконакопления говорится в палеогеографических работах разных лет (Корж, 1978), а выводы о продолжении существования части остров и к концу титонского времени получены на основе исследований авторов данной статьи по новым скважинам, пробуренным в этом районе.

На основании интерпретации комплекса ГИС, расчета общих мощностей ТС, наличия и изменения мощности отдельных литологических пачек на керне, проведена типизация разрезов ТС по всей территории исследований.

По данным ГИС однозначно выделяются пачки, имеющие контрастный литологический состав. Шестая пачка (6) из-за высокого содержания пирита (до 30%) характеризуется низкими значениями сопротивления (ВК), вплоть до 0,1 Омм, пятая пачка (5) часто обладает высокой карбонатной составляющей (повышенные значения ВК, NGR), четвертая пачка (4) обладает повышенным содержанием органического вещества (высокие значениям GR). Пачки 1–3 преимущественно глинисто-кремнистого и кремнисто-глинистого состава, отличаются только комплексами палеобиоты, поэтому по данным ГИС они неразделимы, объединяются в одну нижнюю пачку (LB-low bazhen) (рис. 5а). Относительно верхней части характеризуется более низкими значениям GR, ВК и более высокими значениями NGR. Именно, в них содержатся кремнистые, радиоляритовые породы, которые могут являться хорошими коллекторами нефти.

В результате выделения и корреляции пачек по площади обосновано, что категорию полных разрезов, выделенных по керну, по данным ГИС можно подразделить на две, добавив переходный тип, к которому относятся разрезы склоновых участков территории с наличием всех пачек, но при этом мощности этих пачек несколько меньше (**склоновый тип,** рис. 5б,5в).

Коллекторы ТС

В результате анализа распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по разрезам опорных скважин выявлено 2 интервала, которые характеризуются повышенными значениями коэффициентов динамической пористости (Кп>6). Первый интервал приурочен к нижней части разреза (пачки 1–3), а второй – к верхней (пачка 5).

Нижний интервал связан со слоями радиоляритов, в которых прошло растворение скелетов радиолярий и сформировалось поровое пространство, заполнившееся углеводородами. Верхний интервал приурочен к кремнисто-фосфатным слоям, которые подверглись растворению кислыми флюидами с формированием пустот (рис. 6).

Выявлено, что радиоляритовые слои (РС) распространены в пределах рассматриваемой территории не повсеместно. Во-первых, РС отсутствуют в северо-западной части территории (скв. 1, рис. 7), что можно объяснить моделью формирования, предложенной Хотылевым О.В. (Хотылев и др., 2019). Согласно этой модели, формирование пластов радиоляритов является результатом действий палеотечений. Наибольшие мощности РС связаны с «подветренной» стороной островов и поднятий, а также с их вершинами, где интенсивность потока течений резко падала. С «наветренной» стороны – в условиях интенсивного течения, РС формироваться не будут, либо их образование будет носить крайне локальный характер.

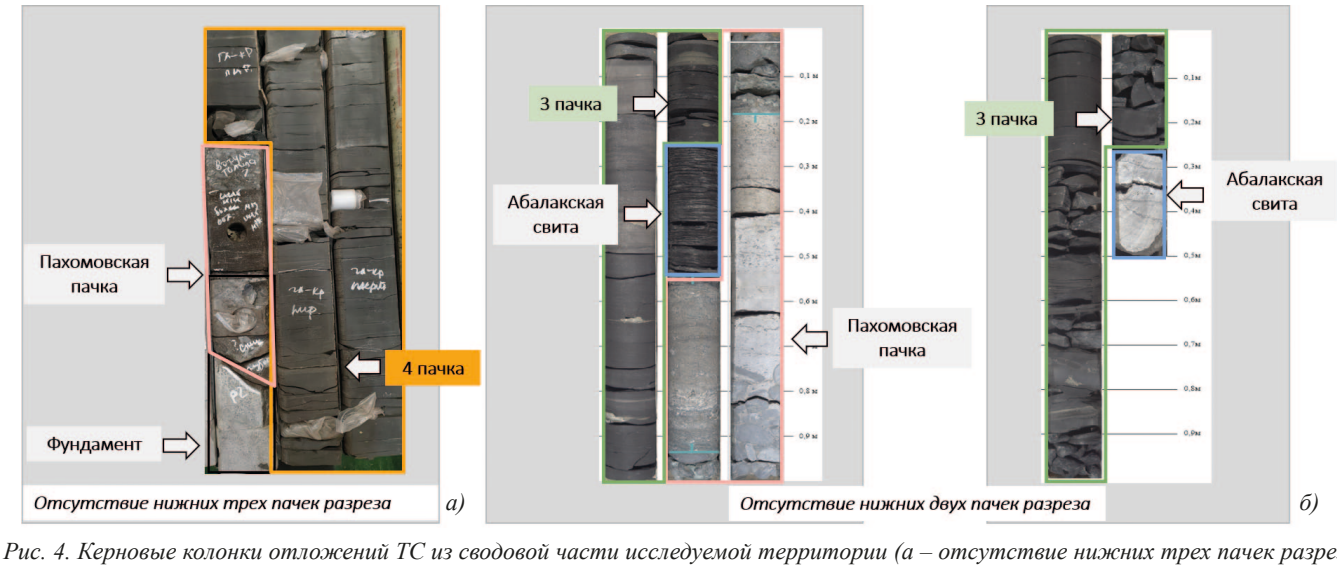


Рис. 4. Керновые колонки отложений ТС из сводовой части исследуемой территории (а – отсутствие нижних трех пачек разреза; б – отсутствие нижних двух пачек ТС)

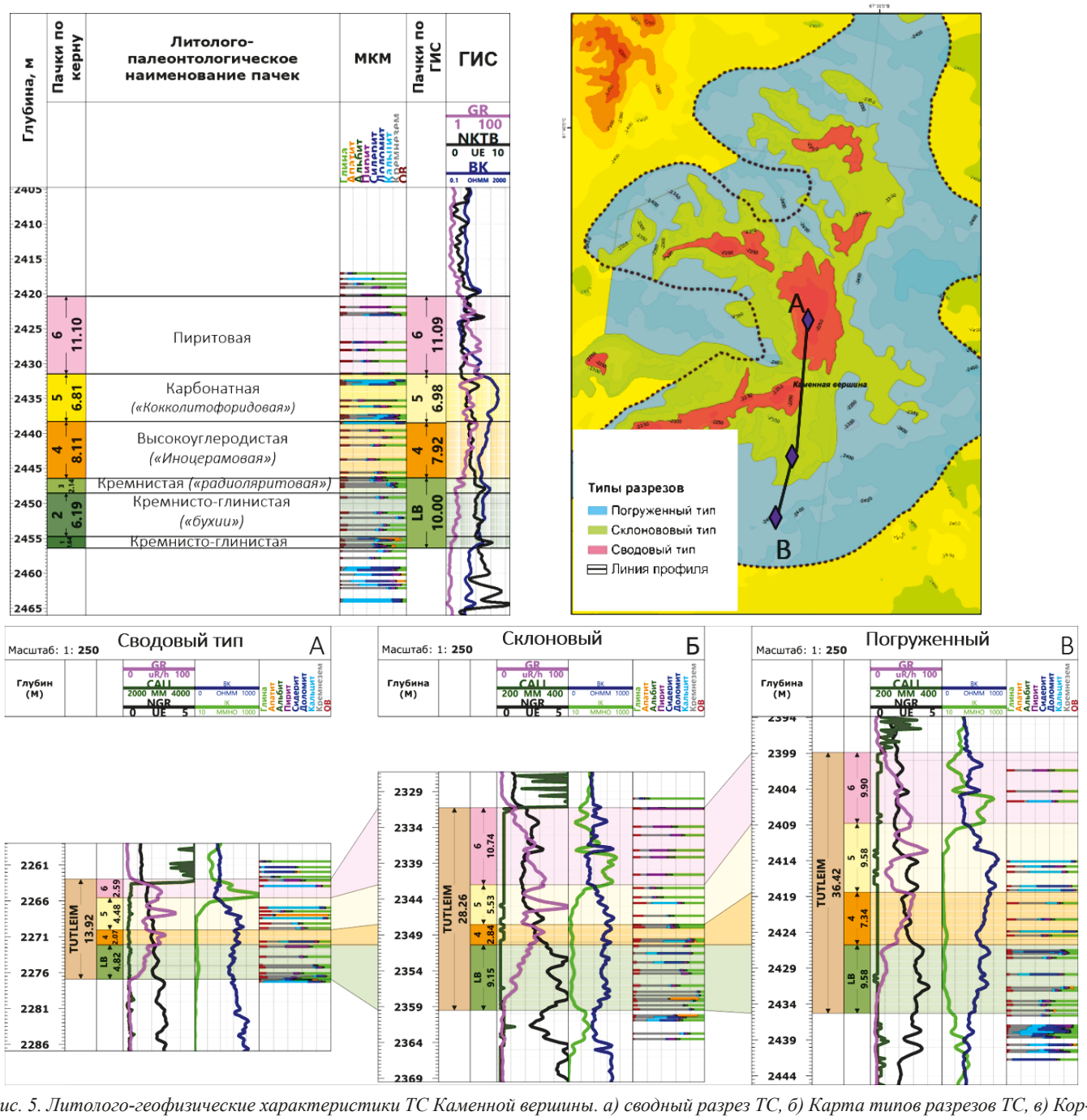


Рис. 5. Литолого-геофизические характеристики ТС Каменной вершины. а) сводный разрез ТС, б) Карта типов разрезов ТС, в) Корреляция скважин по линии профиля А-В

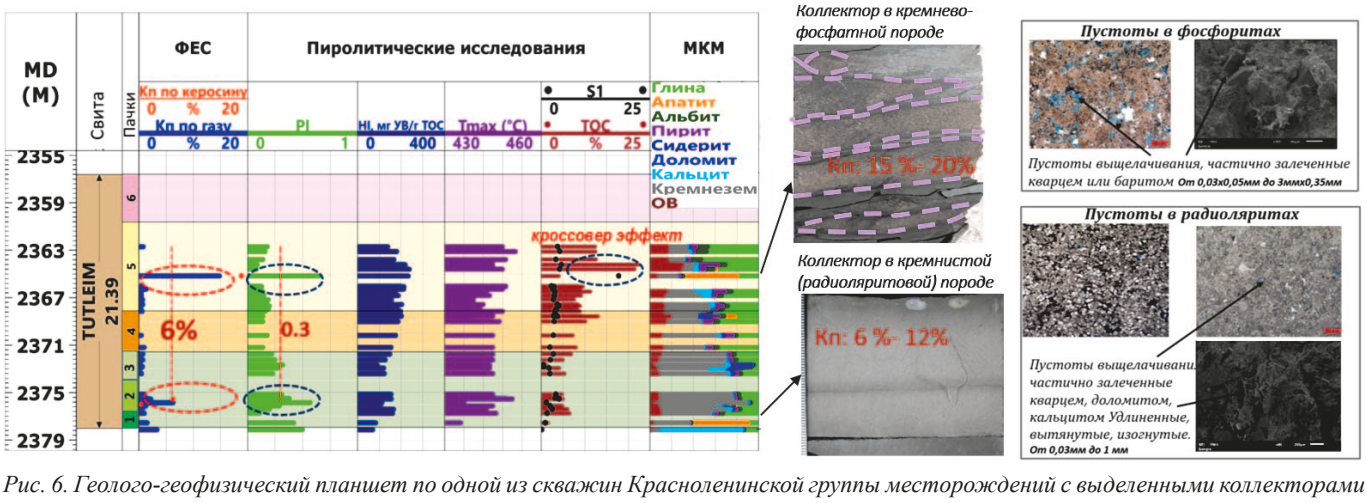


Рис. 6. Геолого-геофизический планшет по одной из скважин Красноленинской группы месторождений с выделенными коллекторами (очерчены красным пунктирным контуром)

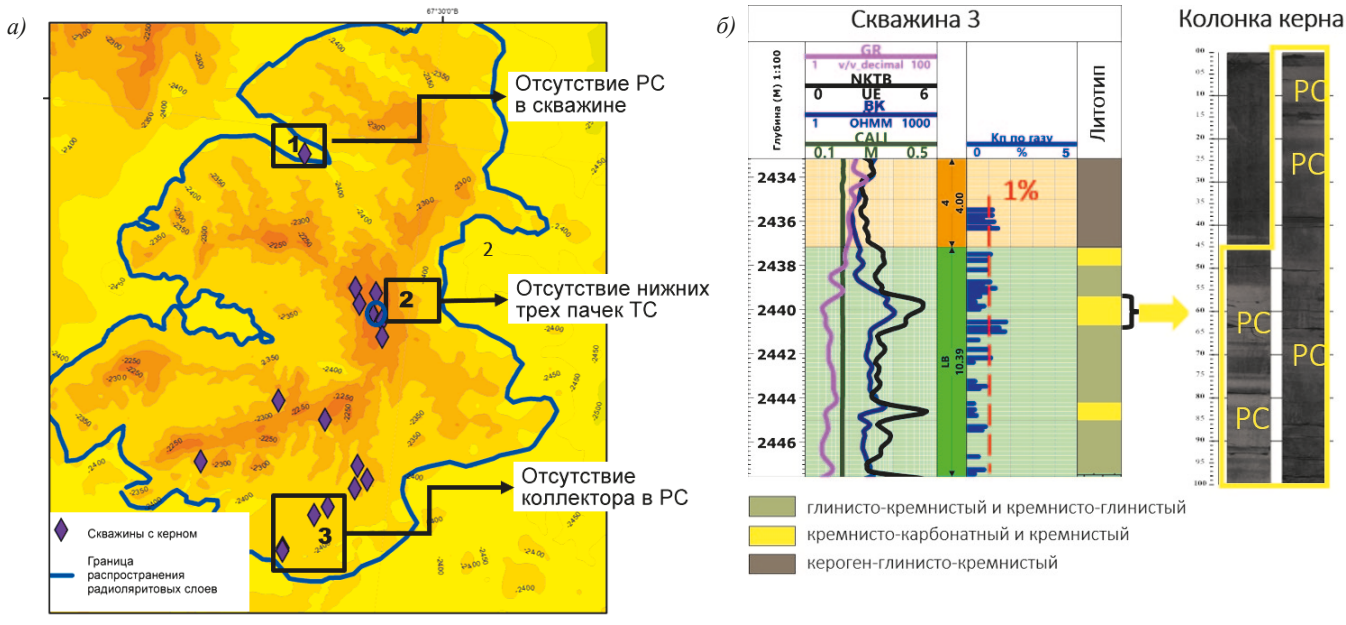


Рис. 7. а) Контур распространения РС с вынесенными опорными скважинами, б) Скважина 3 с наличием РС

Скважина-1 располагается в зоне не затронутой течением, оно шло с другой стороны от острова и через него остатки радиолярий в массовом количестве не доносились. Также РС отсутствуют в неполных разрезах наиболее возвышенной части территории, где нижние три пачки не накопились (скв. 2, рис. 4, 7).

В разрезах ТС остатки радиолярий являются породообразующим компонентом, при этом они не всегда образуют РС, а часто рассеяны в основной массе породы.

Приуроченность коллекторов к РС описывали многие авторы: Дорофеева Т.В. (1983), Немова В.Д. (2012), Алексеев А.Д. (2014). Однако не акцентировалось внимание, что РС не везде являются коллекторами, и их пористость может составляет доли процента. Геолого-геофизический планшет скважины с низкопористыми радиоляритами и положение скважины на карте показано на рисунке 7. РС четко выделяются на колонках керна, а интервалы с наличием РС на каротажных диаграммах – в виде повышенных значениях нейтронного каротажа (NKTB) и сопротивления (ВК), при этом значения Кп в них не достигают и 2%.

На описываемом в работе объекте интервалы с повышенными значениями пористости в РС были выделены только в скважинах, приуроченных к сводовой и склоновой части территории, при переходе в более погруженные части – радиоляритовые породы перестают быть пористыми.

Многокомпонентная кероген-кремнисто-фосфатная порода (содержание апатита меняется от 50 до 73%, кремнезема – от 3% до 20%, и керогена – от 8 до 15%), являющаяся коллектором верхней части разреза, описана в пяти опорных скважинах в сводовой части территории. В остальных 11 скважинах фосфоритовый слой отсутствует. Его распределение по площади, вероятно, связано с развитием такого явления, как апвеллинг, который контролируется наличием глубинного течения, направленного к береговой линии. Положение зоны фосфатонакопления отвечает мелководной области, располагающейся по соседству с глубоководной (Еганов, 1974).

Во всех пяти скважинах фосфоритовый слой характеризуется повышенными ФЕС: пористость достигает 15%. Мощность фосфоритового слоя варьируется от 0,1 до 0,3 м. Породы имеют повышенные геохимические характеристики по сравнению с близлежащими в разрезе породами: значения PI превышают фоновые значения (0,2) в 2 раза. Состав пород несколько варьируется, при этом в породе всегда сохраняется повышенное содержание ОВ (>8 масс.%). Характеристика коллекторских пород с линзами фосфоритов приводится в статьях Зубкова М.Ю (2019), в работах Грабовской Ф.Р (2018), Калмыкова А.Г (2016), где у авторов также подчеркиваются высокие ФЕС пород.

Анализ описаний шлифов, изучение порового пространства на естественных сколах под РЭМ с использованием микрозонда показали, что поровое пространство и в радиоляритах, и в фосфоритах связано с растворением минеральной матрицы пород (рис. 6). При этом появляются минералы, которые являются индикаторами гидротермальной деятельности (доломит нескольких генераций, анкерит, сидерит, родохрозит, магнезит, смитсонит ($ZnCO_3$), кутнагорит ($Ca, Mn, Mg(CO_3)_2$)). Наиболее интенсивно процессы гидротермального выщелачивания должны протекать вблизи разломов и зон вертикального разуплотнения, которые могут служить каналами для фильтрации гидротермальных растворов. Для формирования структур растворения первично кремневой минеральной матрицы необходимо воздействие раствора щелочного состава, для выщелачивания вещества в первично фосфатных породах требуется кислый флюид.

Площадное распространение коллекторов в радиоляритах и фосфоритах, с одной стороны, определяется наличием или отсутствием указанных пластов в каждом типе разреза и их латеральной протяженностью, а с другой – процессами формирования порового пространства в этих породах.

Проанализировав весь объем данных ГИС по изучаемой территории, авторы предлагают следующий подход к оконтуриванию распространения коллекторов по площади: по результатам керновых исследований выделяются коллекторы, определяется их геофизический облик и положение в разрезе. Далее на основании условий формирования пород и генезиса образования пустотного

пространства проводится оконтуривание возможной зоны распространения коллектора в конкретном пласте с ожидаемым минерально-компонентным составом.

По данным комплекса ГИС проводится расчленение разрезов скважин на пачки и на литофизические типы (ЛФТ) с характерным для них геофизическим обликом. На рисунках 7 и 8 ЛФТ, соответствующие РС, выделены желтым цветом, выделяются по повышенным значениям нейтронного каротажа (NKTB) и сопротивления (ВК). По геофизическим данным кремнисто-фосфатный литотип приурочен к максимальному пику гамма-каротажа в пятой пачке.

В контуре возможного образования порового пространства в радиоляритовых и кремнисто-фосфоритовых слоях интервалы коллекторов выделяются как ППИ.

Радиоляритовый ППИ на Каменной вершине будет выделяться в сводовых и склоновых типах разреза. Средняя пористость в породах-коллекторах 7%, средняя мощность пород 1 м (рис. 8).

Исходя из обоснованной модели формирования, кремнисто-фосфатные ППИ картировались только в районе сводов поднятий. Наличие коллектора в скважине без керна, подтверждается полученными в ней притоком нефти дебитом 3,5 т/сут из 5 пачки (рис. 9, скв. №5)

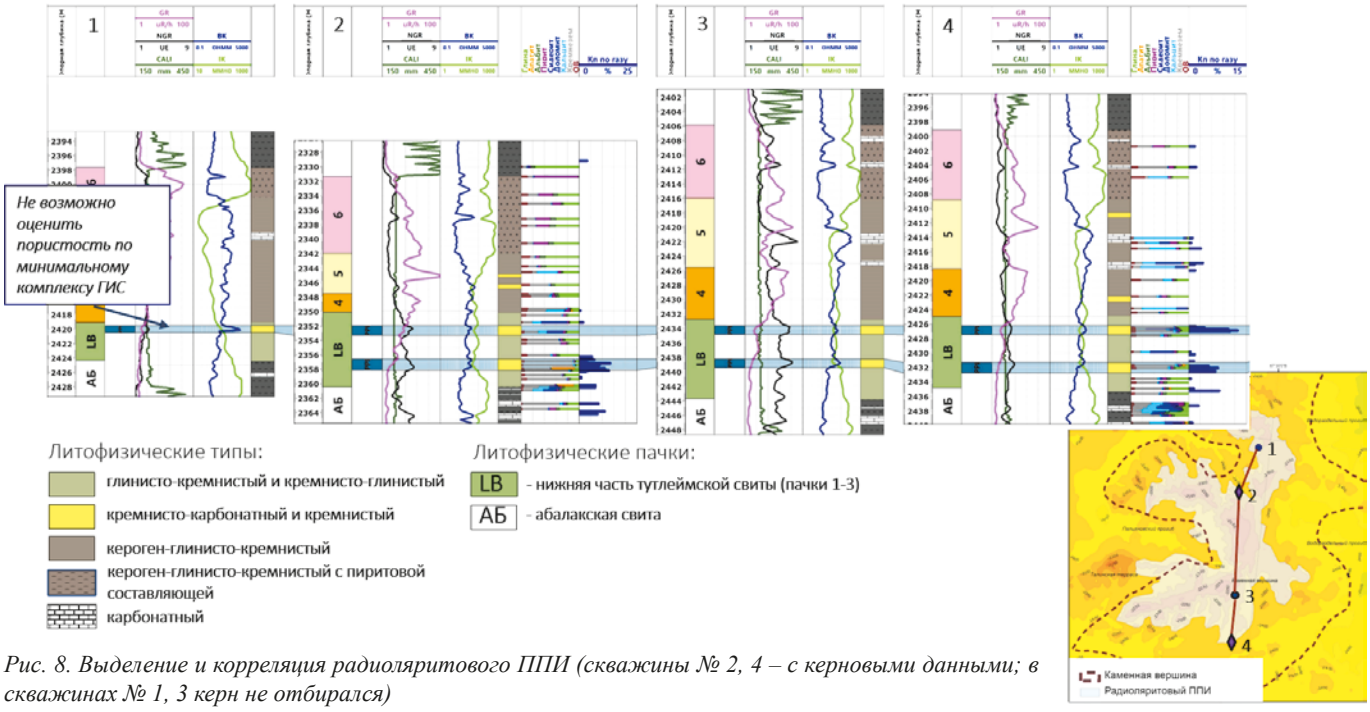


Рис. 8. Выделение и корреляция радиоляритового ППИ (скважины № 2, 4 – с керновыми данными; в скважинах № 1, 3 керн не отбирался)

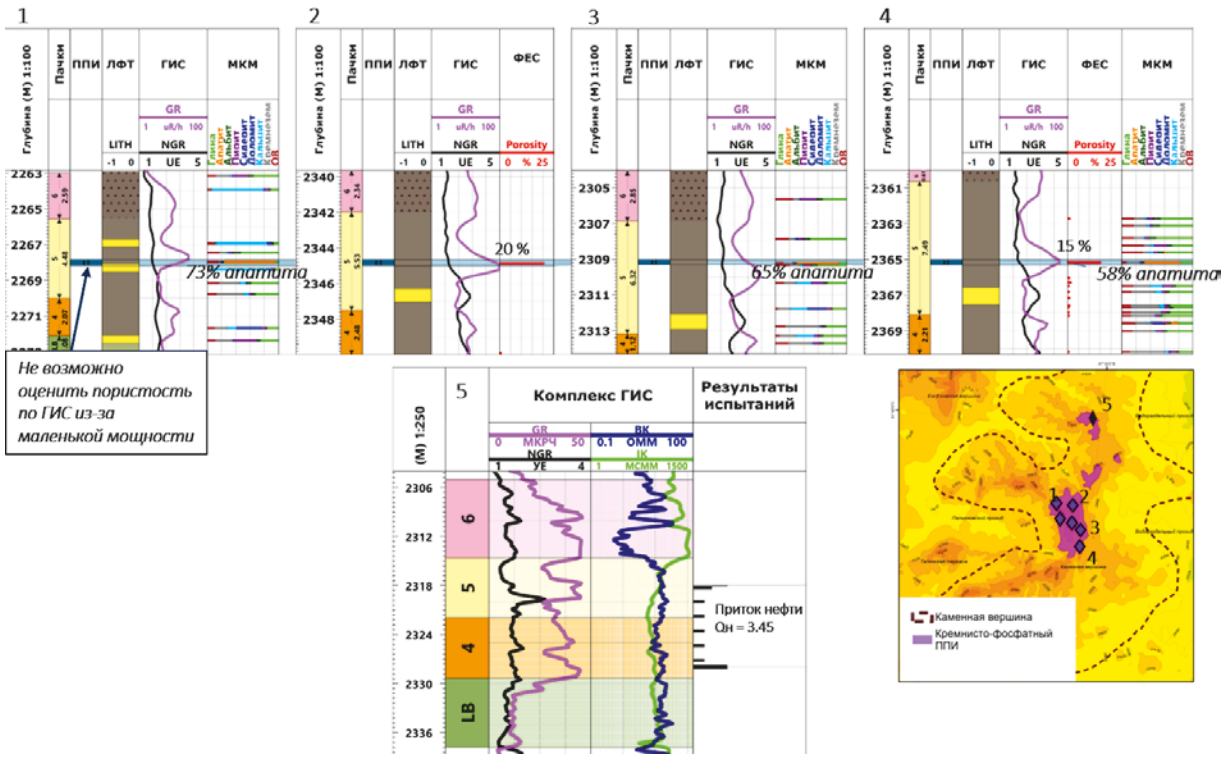


Рис. 9. Выделение и корреляция кремнисто-фосфатного ППИ

Выводы

В результате выполненных исследований установлено, что на территории Каменной вершины палеорельеф, существовавший на момент формирования отложений тутлеймской свиты, оказывает значительное влияние на строение разрезов, определяет стратиграфическую полноту, мощность свиты, а также мощность основных литологических пачек.

В разрезе ТС выделено два типа коллектора, приуроченных к разным литологическим разностям и частям разреза.

Характерной чертой сводовых разрезов является наличие пласта, представленного фосфоритами, в пятой пачке ТС, который повсеместно характеризуется улучшенными ФЕС и формирует кремнисто-фосфатный ППИ. В разрезах он приурочен к максимуму пика на кривой гамма-каротажа. Площадное распространение фосфоритов контролируется палеогеоморфологическим фактором: на склонах структуры и в погруженных участках слои фосфоритов отсутствуют. Средняя пористость кремнисто-фосфатного ППИ – 15%, средняя мощность – 0,3 метра.

Слои радиоляритов выявлены во всех типах разрезов на одном или двух стратиграфических уровнях: в разрезах сводового типа только в третьей пачке, в склоновых и погруженных разрезах – в первой и третьей пачках. Площадное распространение радиоляритов контролируется предполагаемой зоной действия палеотечений и не распространяется на запад участка, за гребень подводного поднятия, сформированного выступом фундамента. Средняя пористость радиоляритового ППИ – 7%, средняя мощность – 1 м.

На рассматриваемой территории наиболее перспективными типами разреза ТС являются сводовый и переходный, в которых присутствуют и радиоляритовые и кремнисто-фосфатные потенциально-продуктивные интервалы.

Определение условий формирования пласта и выявление вторичных процессов его преобразований, которые привели к формированию ФЕС в нем, позволяет спрогнозировать зоны развития коллекторских пластов разных генетических типов в конкретной геологической обстановке.

Благодарности

Выражаем благодарность всему преподавательскому составу кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ им. Ломоносова.

Литература

Алексеев А.Д. (2014). Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме. *Rogtec Magazine*, 34, с. 15–39.

Бочкарев В.С., Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Дзюба О.С.,Ильина В.И., Кулахметов Н.Х., Шурыгин Б.Н. (2004). Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.). Региональные стратиграфические схемы триасовых и юрских отложений Западной Сибири. Новосибирск.

Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (2017). *Недропользование XXI век*, 4, с. 68–101.

Грабовская Ф.Р., Жуков В.В., Заграновская Д.Е. (2018). Строение и условия формирования баженовского горизонта Пальяновской площади Западной Сибири. *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 195–206.

Дорофеева Т.В., Краснов С.Г., Лебедев Б. А., Петрова Г. В., Позиненко Б. В. (1983). Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. Ленинград: Недра, 131.

Еганов Э.А. (1974). Проблемы образования и размещения пластовых фосфоритов. Ред. Занин Ю.Н. *Труды института геологии и геофизики,* Вып. 102.

Зорина С.В. (2015). Баженовские вызовы: «Газпром Нефть» реализует технологическую стратегию разработки нетрадиционных запасов. *Сибирская нефть*, 4, с. 36.

Зубков М.Ю. (2019). Типы коллекторов в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и их генезис. *Геология нефти и газа*, 4, с. 59–78.

Калмыков А.Г., Мануилова Е.А., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Коробова Н.И., Макарова О.М., Иванова А.Г. (2016). Фосфатсодержащие прослои баженовской свиты как возможный коллектор. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология,* 5, с. 60–66. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2016-5-60-66

Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. Москва: ГЕОС, 247 с.

Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Белохин В.С., Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Исакова, Т.Г. (2015). Пустотное пространство пород баженовской свиты и насыщающие его флюиды. *Недропользование XXI век*, 1, с. 64–71.

Калмыков Г.А., Киселева Н.Л., Балушкина Н.С., Цветков Л.Д. (2017). Нефтегазоносные высокоуглеродистые толщи на границе юры и мела. Ярославль: АверсПлюс.

Корж М.В. (1978). Палеогеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири. Москва: Наука.

Ларская Е.С., Горюнова Е.А. (1992). Корреляция пиролитических и битуминологических параметров эпигенетического ОВ Непско-Ботуобинской антеклизы. *Геол. нефти и газа*, 11.

Немова В.Д. (2012).Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 7(2). http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2012.pdf

Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С. (2016). Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС. *Геология нефти и газа*, 6, с. 22–34.

Сурков В.С., Жеро О.Г. (1981). Фундамент и развитие чехла Западно-Сибирской плиты. Москва: Недра, 143 с.

Хотылев О.В., Балушкина Н.А., Вишневская В.С., Коробова Н.И., Калмыков Г.А., Рослякова А.С. (2019). Модель накопления радиоляритовых слоев в баженовской свите Западной Сибири. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология,* 1. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-1-92-97

Lopatin N.V., Zubairaev S.L., Kos I.M, Emets T.P, Romanov E.A., Malchikhina O.V. (2003). Unconventional oil accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: a self-sourced reservoir system. *Journal of Petroleum Geology,* 26(2), pp. 225–244.

Сведения об авторах

Мария Михайловна Фомина – старший геолог, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1

e-mail:fomina-msu@mail.ru

Наталья Сергеевна Балушкина – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Олег Владимирович Хотылев – кандидат геол.-мин. наук, ведущий геолог, Фонд «Национальное Интеллектуальное развитие»

Россия, 119192, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к. 1

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

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

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Инна Олеговна Реуцкая – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Стефания Александровна Романенко – геолог, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»
Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1

Мария Сергеевна Топчий – старший геолог
Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»
Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1

Ирина Ярославовна Богатырева – эксперт в области геологического моделирования
Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»
Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1

Александр Александрович Алехин – аспирант кафедры сейсмометрии и геоакустики
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;
Принята к публикации 14.05.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Potential-productive intervals determination of the Tutleim formation in the central part of the Krasnoleninsky arch

M.M. Fomina[1], N.S. Balushkina[2], O.V. Khotylev[1], A.G. Kalmykov[2], I.Ya. Bogatyreva[1], G.A. Kalmykov[2], I.O. Reutskaya[2], S.A. Romanenko[1], M.S. Topchy[1], A.A. Alekhin[2]*
[1]*National Intellectual Development Foundation, Moscow, Russian Federation*
[2]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Maria M. Fomina, e-mail: e-mail:fomina-msu@mail.ru*

Abstract. The article presents the results of the Tutleim formation complex studies of core from 16 wells drilled on an area of 900 km^2 near the Kamennaya crest of the Krasnoleninsky arch. The area is characterized by the variability of the structural plan, preserved from the time of deposits sedimentation, that might affect the structure of formation. Regionally traceable lithological units were used to describe different types of sections, which were firmly recorded on the core and on the logs. The article presents the results of the sections correlation, that shows the variability of the Tutleim formation through the area, identifies typical sections for the submerged, slope and crestal parts of the investigated field. The section may contain two reservoir intervals of different types: radiolarite and siliceous-phosphate layers with average porosity values of 7% and 15%, respectively. The radiolarite layers form the main potential-productive intervals, that are found in all types of sections on one or two stratigraphic levels: in the crestal sections only in the third unit, in the slope and submerged sections – in the first, second and third units. The phosphorite layer in the fifth unit is a characteristic singularity only of the crestal sections. The obtained results allow predicting the distribution of the potential-productive intervals of the Tutleim formation and its stratigraphic analogues in different areas with higher accuracy.

Keyworlds: Tutleim Formation, potential-productive intervals, radiolarite reservoirs, phosphorite, paleorelief, streams, upwelling

Recommended citation: Fomina M.M., Balushkina N.S., Khotylev O.V., Kalmykov A.G., Bogatyreva I.Ya., Kalmykov G.A., Reutskaya I.O., Romanenko S.A., Topchy M.S., Alekhin A.A. (2021). Potential-productive intervals determination of the Tutleim formation in the central part of the Krasnoleninsky arch. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 132–141. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.13

References

Alekseev A.D. (2014). The Bazhenov Formation: In Search of Large Shale Oil in the Upper Salym. *Rogtec Magazine*, 34, pp. 15–39. (In Russ.)

Bochkarev V.S., Braduchan Yu.V., Gurari F.G., Dzyuba O.S., Ilyina V.I., Kulakhmetov N.Kh., Shurygin B.N. (2004). Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting to Review and Adopt Refined Stratigraphic Schemes of the Mesozoic Deposits of Western Siberia (Novosibirsk, 2003). Regional stratigraphic schemes of Triassic and Jurassic deposits of Western Siberia. Novosibirsk. (In Russ.)

Dorofeeva T.V., Krasnov S.G., Lebedev B.A., Petrova G.V., Pozinenko B.V. (1983). Oil reservoirs of the Bazhenov Formation in Western Siberia. Leningrad: Nedra, 131 p. (In Russ.)

Eganov E.A.(1974). Problems of formation and placement of stratal phosphorites. Ed. Zanin Yu.N. *Trudy instituta geologii i geofiziki*, vol. 102. (In Russ.)

Grabovskaya F.R., Zhukov V.V., Zagranovskaya D.E. (2018). Structure and Formation Conditions of the Bazhenovo Horizon in the Pal'yanovo Area, West Siberia. *Lithology and Mineral Resources*, 53, pp. 179–189. https://doi.org/10.1134/S0024490218030021

Temporary Guidelines for the Calculation of Oil Reserves in Fractured and Fractured-Pore Reservoirs in the Bazhenov Formation of the West Siberian Oil and Gas Province (2017). *Nedropol'zovanie XXI vek*, 4, pp. 68–101. (In Russ.)

Kalmykov A.G., Manuilova E.A., Kalmykov G.A., Belokhin V.S., Korobova N.I., Makarova O.M., Kozlova E.V., Khamidullin R.A., Shishkov V.A., Ivanova A.G. (2016). The phosphate-containing interlayers of the Bazhenov Formation as potential reservoirs. *Moscow Univ. Geol. Bull*., 71, pp. 429–435. https://doi.org/10.3103/S0145875216060089

Kalmykov G.A., Balushkina N.S. (2017). A model of oil saturation in the pore space of the rocks of the Bazhenov formation in Western Siberia and its use for assessing the resource potential. Moscow: GEOS, 247 p. (In Russ.)

Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Belokhin V.S., Bilibin S.I., Dyakonova T.F., Isakova, T.G. (2015). The void space of the rocks of the Bazhenov Formation and the fluids saturating it. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 1, pp. 64–71. (In Russ.)

Kalmykov G.A., Kiseleva N.L., Balushkina N.S., Tsvetkov L.D. (2017). Oil and gas bearing high carbon strata on the Jurassic and Cretaceous boundary. Yaroslavl: AversPlus. (In Russ.)

Khotylev O.V., Balushkina N.A., Vishnevskaya V.S., Korobova N.I., Kalmykov G.A., Roslyakova A.S. (2019). A Model of the Accumulation of Radiolarite Layers in the Bazhenov Formation of West Siberia. *Moscow Univ. Geol. Bull.,* 74, pp. 206–211. https://doi.org/10.3103/S0145875219020054

Korzh M.V. (1978). Paleogeographic criteria for the oil and gas content of the Jurassic of Western Siberia. Moscow: Nauka. (In Russ.)

Larskaya E.S., Goryunova E.A. (1992). Pyrolysis and bitumen parameters correlation of epigenetic organic matter of the Nepsko-Botuobinsk anticlise. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology.* (In Russ.)

Lopatin N.V., Zubairaev S.L., Kos I.M, Emets T.P, Romanov E.A., Malchikhina O.V. (2003). Unconventional oil accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: a self-sourced reservoir system. *Journal of Petroleum Geology,* 26(2), pp. 225–244.

Nemova V.D. (2012) Reservoir formation conditions in the sediments of the Bazhenov horizon at the junction of the Krasnoleninsky arch and the Frolovskaya megadepression. *Neftegazovaya Geologiya. Theoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 7(2). (In Russ.). http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2012.pdf

Panchenko I.V., Nemova V.D., Smirnova M.E., Ilyina M.V., Baraboshkin E.Yu., Ilyin V.S. (2016). Stratification and detailed correlation of the Bazhenov horizon in the central part of Western Siberia according to lithological-paleontological study and GIS. *Geologiya Nefti i Gaza= Russian Oil And Gas Geology*, 6, pp. 22–34. (In Russ.)

Surkov V.S., Zheraud O.G. (1981). Foundation and development of the West Siberian Plate cover. Moscow: Nedra, 143 p. (In Russ.)

Zorina S.V. (2015). Bazhenov Challenges: Gazprom Neft is implementing a technological strategy for the development of unconventional reserves. *Sibirskaya neft = Siberian oil*, 4, p. 36. (In Russ.)

Zubkov M.Y. (2019). Reservoir types in the Bazhenov-Abalak complex of Western Siberia and their genesis. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 4, pp. 59–78. (In Russ.)

About the Authors

Maria M. Fomina – Senior Geologist, National Intellectual Development Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

Natalia S. Balushkina – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University.

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Oleg V. Khotylev – PhD (Geology and Mineralogy), Leading geologist, National Intellectual Development Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgy A. Kalmykov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Inna O. Reutskaya – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Stefaniya A. Romanenko – Geologist, National Intellectual Development Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

Mariya S. Topchy – Senior Geologist, National Intellectual Development Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

Alexander A. Alekhin – PhD student, Department of seismometry and geoacoustics, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 14 May 2021; Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.14 УДК 553.982

Гидротермально-метасоматические системы как важнейший фактор формирования элементов нефтегазоносного комплекса в баженовско-абалакских отложениях

Е.В. Карпова[1], А.О. Хотылев[1], Е.А. Мануилова[2], А.А. Майоров[1], Е.А. Краснова[1], О.В. Хотылев[1], Н.С. Балушкина[1], Г.А. Калмыков[1], А.Г. Калмыков[1]*

[1]*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, геологический факультет, Москва, Россия*

[2]*Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», Москва, Россия*

В работе на основании анализа большого объема традиционных исследований: измерения коэффициентов пористости, проницаемости, пиролитических измерений, совместно со специальными замерами: изотопного состава карбонатных пород, температуры гомогенизации газово-жидких включений, исследований состава пород под растровым электронным микроскопом совместно с описанием петрографических шлифов, авторами предложена модель деятельности гидротермально-метасоматических систем, приуроченных к тем или иным структурным элементам. Модель позволяет обобщить выявленные результаты воздействия гидротермально-метасоматических систем на фильтрационно-ёмкостные свойства пород баженовско-абалакского комплекса: конструктивной в плане процессов выщелачивания и повышения коллекторских свойств и деструктивной в плане массового минералообразования, закупоривающего поровое пространство, вплоть до образования вторичных флюидоупоров.

Ключевые слова: Западно-Сибирская плита, гидротермы, баженовско-абалакский комплекс, катагенез, метасоматоз, изотопные исследования, газово-жидкие включения

Для цитирования: Карпова Е.В., Хотылев А.О., Мануилова Е.А., Майоров А.А., Краснова Е.А., Хотылев О.В., Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Калмыков А.Г. (2021). Гидротермально-метасоматические системы как важнейший фактор формирования элементов нефтегазоносного комплекса в баженовско-абалакских отложениях. *Георесурсы*, 23(2), с. 142–151. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.14

За прошедшие 50 лет после получения первых ураганных (более 700 тонн/сутки) притоков нефти из отложений баженовской свиты, в самой свите и в её латеральных аналогах выявлено более 100 залежей нефти. При этом на площади 1 млн 200 тыс. км^2 эти залежи занимают территорию менее 10%. В основном, они сосредоточены вдоль бортов Фроловской мегавпадины в центральной части бассейна. Столь малое количество и неравномерное распределение залежей в крупнейшем нетрадиционном резервуаре мира является вызовом научному сообществу геологов-нефтяников.

Породы баженовской свиты и ее латеральные аналоги, обладающие общими характеристиками, специалисты кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова предложили объединить под названием баженовская высокоуглеродистая формация (БВУФ). Под БВУФ будем понимать осадочный комплекс, в котором повышена концентрация аквагенного органического вещества (ОВ) (в качестве граничного предлагается значение Сорг =2,5% массовых), и который отлагался в морском бассейне на территории современной Западно-Сибирской низменности на границе юрского и мелового периодов.

Повышенное содержание ОВ обусловлено отмиранием большого количества представителей флоры и фауны, выпадением их остатков на дно и сохранением в восстановительных условиях в осадке. При этом важной особенностью являлась низкая скорость осадконакопления на дне впадины эпиконтинентального морского бассейна (в результате всех процессов литогенеза 1 млн лет соответствует мощность пород, равная 3 метрам). Первичный осадок, содержащий большое количество остатков микроорганизмов, глинистых минералов и других частиц пелитовой размерности, при уплотнении преобразуется в аргиллитоподобную породу, в которой матричная пористость не является эффективной. Повышенное содержание ОВ в БВУФ характеризует её как нефтегазоматеринскую толщу (НГМТ), которая традиционно воспринимается как флюидоупор. Однако в БВУФ доказано наличие пластов, фильтрационно-емкостные свойства которых сопоставимы с таковыми для терригенных и карбонатных коллекторов (Khamidullin et al., 2012). Именно с ними связаны открытые залежи подвижной нефти пласта Ю0. Особенности этих коллекторов: сложная геометрия пустотного пространства, малый диаметр поровых каналов, преобладание изолированных пор, преимущественно низкая проницаемость или же, напротив, высокая проницаемость каверн и трещин при низкой матричной пористости, а также отсутствие корреляционной взаимосвязи проницаемости и пористости, – обусловлены формированием пор и поровых каналов в течение всей постдиагенетической истории толщи, когда происходит очаговое растворение и перераспределение минерального вещества (кремневого, карбонатного и/или фосфатного),

* Ответственный автор: Евгения Владимировна Карпова
e-mail: karpoff_2002@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

катагенетическое преобразование керогена (твёрдого ОВ, сформировавшегося в результате преобразования остатков флоры и фауны в диагенезе и нерастворимого в любых органических растворителях (Богородская и др., 2005)) с изменением его объема и структуры.

Анализ структуры порового пространства минеральной матрицы пород БВУФ показал, что формирование порового пространства происходит главным образом за счет растворения матрицы флюидами разного состава. Дополнительно пористость пород может быть сформирована в результате образования пор в керогене на поздних стадиях катагенеза $МК_3$-$МК_4$ (Васильев и др., 2015). Главным фактором формирования такого порового пространства является прогрев пород и наличие минеральной матрицы, способной сохранять форму керогена и препятствовать схлопыванию пор в керогене при литостатическом давлении. Высокие стадии катагенеза хорошо идентифицируются по результатам пиролитических исследований (низкие значения параметра HI и высокие температуры Tmax в образцах, из которых были удалены углеводородные соединения) и измерению отражательной способности битуминита, которая изменяется по зависимости, аналогичной изменению отражательной способности витринита и была сопоставлена в образцах, содержащих оба мацерала (Калмыков и др., 2019).

Водно-флюидный режим в бассейне породообразования принадлежит к числу важнейших факторов постседиментационного преобразования пород (Япаскурт, 2005; Бро, 1980). Флюидные системы в пределах всей земной коры и верхней мантии являются преимущественно открытыми, неравновесными и динамичными, т.е. обменивающимися с вмещающей минеральной матрицей веществом и энергией. Флюидный режим, безусловно, находится в определенной генетической связи с термальным режимом недр и с различными видами давления (литостатического, флюидного, стрессового).

Проводниками флюидов в литосфере служат зоны кливажирования, разломные системы, а также, как показано Ф.А. Летниковым (Летников, 1999), существует еще один механизм флюидного массопереноса через толщи литосферы. Это перенос флюидов вдоль плоскостей рассланцованных пород. Он заключается в скольжении пленок флюида вдоль плоскостей рассланцевания почти на субмолекулярном уровне. Как показано в работе (Летников, 1999), по массоемкости данный механизм на несколько порядков превосходит объемный флюидный перенос по зонам трещиноватости. В верхних частях, где пластические деформации сменяются хрупкими, происходит смена механизмов флюидопереноса: от пленочных к существенно объемным, мигрируя по системам пор и трещин. Таким образом осуществляется межформационный флюидообмен, включая и притоки из фундамента бассейна породообразования.

Обобщенные сведения о гигантских масштабах миграции флюидов разного генезиса (унаследованных бассейновых, элизионных (внутри- и межформационных), эндогенных) в осадочной оболочке приводились многими авторами (Летников, 2000; Соколов, 2001; Холодов, 1983).

Аспекты влияния бассейновых и элизионных вод на преобразование осадочных толщ достаточно полно изложены в статьях и монографиях, посвященных этим проблемам. Результаты воздействия эндогенных (гидротермальных) вод на осадочные породы слабо освещены в литературе. На сегодняшний день, помимо исследований Зубкова М.Ю. (Зубков и др., 1991; Зубков, 2017), существует мало работ, отражающих исследования гидротермальных процессов и их воздействия на формирование коллекторов нефти и газа Западной Сибири. Так, проводились исследования водных вытяжек из пород баженовской свиты, где были найдены признаки гидротермальной проработки горных пород (Киреева, 2017).

В представленной работе описаны признаки гидротермально-метасоматических систем в породах БВУФ и их влияние на формирование коллекторских и флюидоупорных свойств. При решении задач по выявлению зон гидротермального воздействия на породы были задействованы комплексные структурно-геологические, геофизические, геохимические, литолого-петрографические и изотопные данные, полученные при изучении фундамента территории и осадочного чехла.

На влияние гидротермальной проработки на породы БВУФ и подстилающих их на западе бассейна породы абалакской свиты указывает и тот факт, что ОВ БВУФ на территории нефтегазоносного бассейна характеризуется неравномерной катагенетической преобразованностью с отсутствием корреляции степени катагенеза горных пород с глубинами их залегания. Собственные исследования изменчивости фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и особенностей строения и структуры пустотного пространства радиоляритов на ряде месторождений центральной, южной, западной части бассейна позволили установить, что наиболее интенсивно процессы формирования вторичной пористости растворения радиоляритов проявились на территориях с повышенной катагенетической преобразованностью, где индекс трансформации ОВ (Ttransformation Ratio) не ниже 50% (Гончаров и др., 2005; Калмыков и др., 2017), тогда как при низких стадиях катагенеза растворение компонентов пласта, а также вторичное поровое пространство в радиоляритах не выявляется ни петрографическими методами, ни прямыми петрофизическими измерениями объема пустотного пространства.

По распределению стабильных изотопов углерода и кислорода в карбонатах баженовской, тутлеимской свит и подстилающих трещиноватых и кавернозных карбонатах абалакской свиты на ряде месторождений центральной и западной части бассейна фиксируются изотопные отношения кислорода, свидетельствующие об изотопном обмене с гидротермальным флюидом (Юрченко и др., 2015). Рассчитанные максимальные палеотемпературы кристаллизации кальцита в трещинах и жилах отвечают интервалу температур 110–210ºС и отличаются от средних палеотемператур для вмещающих известняков (40–80ºС), что подтверждает идею просачивания гидротермальных растворов вдоль разломов и микротрещин. Гидротермальные карбонаты, расчетная температура образования которых превышала температуры фонового катагенеза, выявлены на Нижневартовском своде, Северо-Салымском мегавале, Сугрутском своде, Красноленинском своде, Фроловской мегавпадине и др. Это позволяет предполагать, что процессы гидротермального воздействия на породы осадочной толщи с выносом вещества и формированием

вторичной емкости, а также с дополнительной температурной проработкой, имели широкое распространение.

Важным фактором существования гидротермально-метасоматических систем (ГТМСС) является наличие каналов поступления гидротермальных растворов (ГТР). Для их выявления изучаются жилы, заполняющие трещины, и оцениваются температуры кристаллизации жильных минералов. Дополнительно проводились детальные микроскопические исследования и изучение пород под растровым электронным микроскопом с целью выявления минерально-структурных ассоциаций – маркеров ГТМСС.

Признаки гидротермальных систем

Минеральное вещество, находящееся в гидротермальном растворе, может быть выделено остывающей магмой или мобилизовано из пород, сквозь которые фильтруются флюиды. Начальная температура этого процесса, по данным Смирнова (Смирнов, 1976), могла соответствовать 700–600ºС и, постепенно снижаясь, достигать 50–25ºС; наиболее обильное гидротермальное минералообразование происходит в интервале снижения температур от 400ºС до 100ºС. На высокотемпературном этапе вода существует как пар, который при постепенном охлаждении конденсируется и переходит в жидкое состояние.

Гидротермальные растворы являются истинными ионными растворами комплексных соединений различных элементов, выпадающих при изменении давления, температуры, кислотно-щелочной и окислительно-восстановительной характеристик. Их отложение происходит в открытых полостях и вследствие замещения пород, по которым протекали гидротермальные растворы: в первом случае возникают жильные новообразования, а во втором – метасоматические тела. В колонках керна, соответствующих отложениям БВУФ и абалакского комплекса (БАК) авторы статьи иногда фиксировали жильные образования (рис. 1). Обычно в карбонатной матрице формируются карбонатные жилы белого (желто-белого, как на рис. 1) цвета, секущие породы. На контакте жилы и вмещающей породы выделяется переходная зона. Иногда внутри таких жил присутствуют каверны с кристаллами кварца (рис. 2). Чаще всего такой тип минерализации проявлен в отложениях абалакского комплекса.

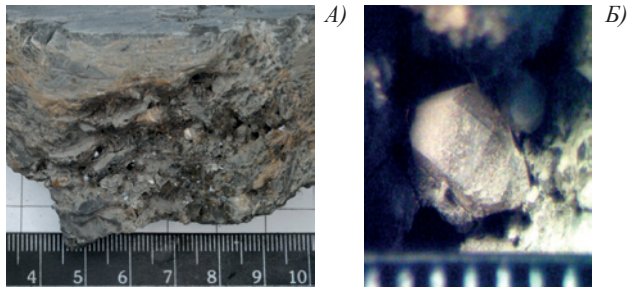
Специфическую желтую окраску кальциту (рис. 1) придает наличие углеводородных включений: из участка жилы, соседнего с приведенным на фотографии, при растворении соляной кислотой была получена капля нефти. Наличие в минеральных образованиях включений нефти навело авторов на мысль определить температуру их формирования по температуре гомогенизации газово-жидких включений (ГЖВ) (Юрченко и др., 2015). На рис. 3 приведена фотография ГЖВ в кристалле кварца из жилы в абалакском комплексе. ГЖВ из кристаллов кварца имеют двух фазное строение, и температура гомогенизации этих включений составила 260ºС.



Рис. 1. Фотография поперечного среза жилы в отложениях абалакского комплекса

Другим индикатором температуры образования кальцита является отношение стабильных изотопов кислорода ($\delta^{18}O$) и углерода ($\delta^{13}C$). Определение изотопного состава углерода и кислорода вторичных карбонатных минералов проводили на изотопном масс-спектрометре Delta V Advantage (Thermo Fisher Scientific), соединенным с линией пробоподготовки Gas Bench II (геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова).

По результатам изотопных исследований в породах БАК, среди вторичных карбонатов, помимо стадиальных катагенетических, были выделены две генетически разные группы (рис. 4) (Юрченко и др., 2015):



А) Б)

Рис. 2. Каверна, инкрустированная по стенкам кальцитом с жеодой кварца. А – общий вид каверны, инкрустированной по стенкам кальцитом с жеодой кварца; Б – отдельное зерно кварца



Рис. 3. Газово-жидкие включения в кристалле кварца из жилы в абалакском комплексе

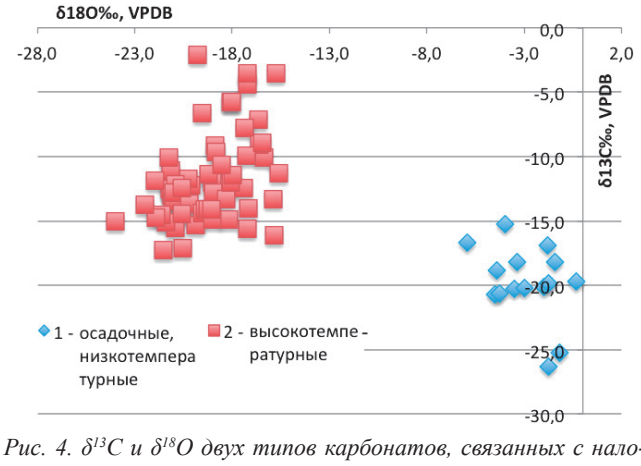


Рис. 4. $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ двух типов карбонатов, связанных с наложенными процессами

1. Седименто-диагенетические карбонаты, связанные с деятельностью микроорганизмов в осадках метановых сипов. Характеризуются обогащением $\delta^{12}C$ ($\delta^{13}C$ от -26,3 до -15,2‰ VPDB) при значениях $\delta^{18}O$, близких к осадочным органогенным карбонатам (в подавляющем большинстве образцов $\delta^{18}O$ изменяется от -4,5 до -0,3‰ VPDB) (на рис. 4 группа 1, нанесенная голубыми ромбиками, на рис. 1 верхняя часть образца темно-серого цвета) (Юрченко и др., 2015).

2. Высокотемпературные карбонатные разности, характеризующиеся обогащением легким изотопом кислорода ($\delta^{18}O$ изменяется от -24 до -15‰ VPDB, на рис. 4 группа 2, нанесенная розовыми квадратиками, на рис. 1 белая жила внизу, справа на фотографии образца). Подобное обогащение легким изотопом кислорода может быть связано с повышенными температурами во время кристаллизации карбонатных минералов.

Оба типа вторичных карбонатов связаны с миграцией флюидов по ослабленным зонам. В первом случае разгрузка флюида происходила во время накопления вмещающих карбонатные образования осадков; флюиды содержали легкие углеводороды (УВ), преимущественно метан, которые перерабатывались микроорганизмами в анаэробных условиях (Hinrichs et al., 2002; Peckmann et al., 2004); достигнув поверхности морского дна, разгружающийся флюид остывал до температур 11–38ºС. Активное участие в минералогенезе легких углеводородов при относительно низких температурах и привело к смещению фигуративных точек проб этой группы только в сторону отрицательных значений $\delta^{13}C$.

Во втором случае горячие (160–200ºС) флюиды (гидротермальные растворы) мигрировали сквозь осадочную толщу БАК из ниже залегающих горизонтов, когда эти толщи представляли уже консолидированные породы, в пустотном пространстве которых происходило осаждение минералов из гидротермальных растворов. Признаком более высокотемпературного минералогенеза в этом случае является смещение фигуративных точек проб только в сторону отрицательных значений $\delta^{18}O$.

Наряду с ростом температуры на диагенетическом и катагенетическом этапах за счет селективного разложения органического вещества происходит накопление легкого изотопа $\delta^{12}C$, что смещает фигуративные точки в сторону отрицательных значений по обеим осям, фиксируя влияние обоих факторов. Смещение каждой из групп преимущественно вдоль одной оси позволяет предполагать наибольшее влияние каждого фактора при вторичном преобразовании карбонатов. В результате проведенного исследования установлено, что гидротермальные флюиды, воздействуя на изначально различные минерально-структурные матрицы пород, являлись причиной разнообразных вторичных изменений. Эти изменения в одних случаях улучшали ФЕС пород и приводили к формированию позднекатагенетической вторичной пустотности, в других – создавали флюидоупоры. Нередко наблюдались многостадийные изменения пород, связанные сначала с процессами выщелачивания/разуплотнения, затем минерализации вторичного пустотного пространства и, в завершение, его повторного выщелачивания флюидом другого состава.

Воздействия гидротермального флюида определяются по структурно-минеральным ассоциациям, своеобразным как для существенно доломито-известкового состава абалакского комплекса, так и для существенно глинисто-кремневого состава пород баженовской свиты. Наиболее типичным признаком являются структуры катагенетического растворения и формирования вторичной пористости, независимо от состава исходной минеральной матрицы. Не менее часто встречаются метасоматические замещения пород (от единичных монокристаллических выделений до полного замещения) с развитием флюидной минерализации, представленной широким спектром новообразованных минералов. Относительно более редки структуры наложенной жильной минерализации с зональным выполнением пустот и трещин (рис. 1). Трещины приурочены к вторичным карбонатам замещения гидротермального генезиса и часто ассоциируют с ними, реже встречаются в глинисто-кремневых литотипах.

Процессы гидротермального флюидного воздействия и минералообразования проявляются в породах в неодинаковой мере: от неизмененных литотипов до существенно преобразованных разностей; в ряде случаев различные минерально-структурные ассоциации могут сочетаться друг с другом. Весь спектр выявленных флюидных минерально-структурных парагенезов наблюдается в отдельно взятой породе не полностью. Установлено преимущественно локальное проявление в разрезах структур растворения, зон метасоматоза и сопутствующей минерализации избыточных компонентов.

Флюидное гидротермальное выщелачивание

Структуры выщелачивания строго приурочены к определенным литологическим типам пород абалакской свиты и БВУФ. Гидротермально-выщелоченные литологические типы обнаруживают строгий структурный контроль: все они изначально генетически пористые, что обеспечивает движение катагенетического флюида. Первичная пористость рассматриваемых литотипов обусловлена механизмами и условиями их образования.

Среди пород абалакской свиты гидротермальному растворению подвержены пористые микробиально-водорослевые доломито-известняки, часто с признаками субаэральной экспозиции осадка и структурами карстования в отдельных скважинах. Обнаружены крупные пустоты выщелачивания изометричной, округлой, эллипсовидной и вытянутой линейной форм, с коррозионными структурами форменных компонентов. Размеры пустот варьируют в пределах от 0,01×0,01 мм, 0,03×0,03 мм до 0,1×0,1 мм, 0,3×0,05 мм, единичные до 3×2 мм, распределены неравномерно. Вторичная емкость пустая или частично выполнена сульфатами, карбонатами, кварцем (рис. 5, а, г, ж).

В породах БВУФ признаки гидротермального выщелачивания прослеживаются в радиоляритах, спонголитах и фосфоритах определенных механизмов образования. Радиоляриты, сложенные слабо окристаллизованными кремневыми минералами, и вторично халцедон-кварцевые, имеют флювиальный (течениевый) генезис, что обеспечивает изначальную аренитовость, т.е. промытость осадка от тонкого материала. Радиоляриты фонового осаждения, насыщенные глинистым материалом, а также продуктами раннедиагенетического растворения форменных компонентов, реже подвергаются гидротермальному

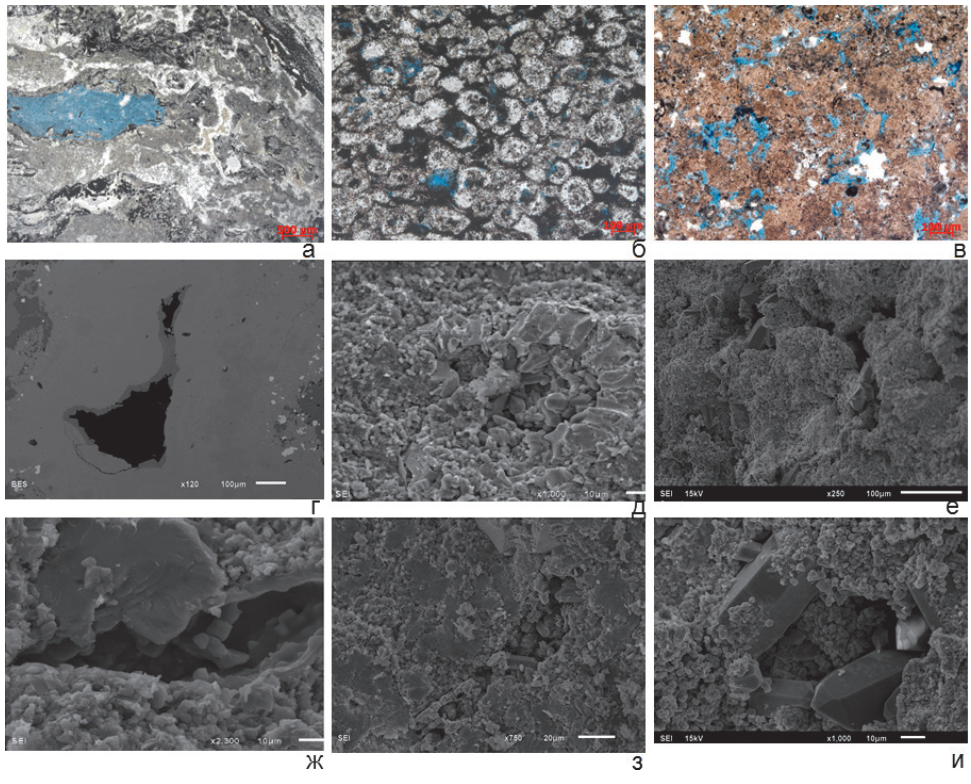


Рис. 5. Пустоты гидротермального выщелачивания в породах БАК. а, б, в – в шлифах; г-и – в образцах, исследованных методом растровой электронной микроскопии (РЭМ); а, г, ж – бактериально-водорослевые доломито-известняки; б, д, з – халцедон-кварцевые радиоляриты; в, е, и – сфероагрегатные коллофановые фосфориты

выщелачиванию за счет худших фильтрационных свойств и дольше сохраняющейся цитоплазмы, окутывающей внутренний скелет радиолярий. Пустоты выщелачивания в течениевых радиоляритах находятся как внутри скелетов, так и в межскелетном пространстве. Они имеют округлые, конические и причудливые формы в сочетании с коррозионными структурами стенок скелетов. Размеры пустот варьируют от 0,02×0,04 мм, 0,03×0,03 мм до 0,4×0,5 мм, в плоском срезе шлифа не сообщаются, распределены неравномерно, участками (рис. 5, б, д, з). Радиоляриты, карбонатизированные на раннедиагенетической стадии, фактически являющиеся известняками замещения, реже доломитами замещения, с реликтовой радиоляриевой структурой, также подвергаются гидротермальному выщелачиванию на стадии позднего катагенеза. Значения коэффициента пористости в радиоляритах течениевого генезиса достигают 15% (Khamidullin et al., 2012).

Прослои спонголитов встречаются в изученных разрезах в единичных слойках, все они отнесены к течениевому генетическому типу и обнаруживают структуры гидротермального выщелачивания, но с более поздней массовой карбонатной минерализацией. Прослои фосфоритов коллофанового состава, с радиоляриевой и сфероагрегатной (пеллетовой, (Зубков, 2014)) структурой, с признаками локальных перемывов, часто брекчированные, с интракластами, генетически являются горизонтами конденсации, что создает условия для формирования первичной пористости, необходимой для движения флюида. Вторичные пустоты позднекатагенетического выщелачивания в фосфоритах имеют причудливые формы со структурами коррозии фосфатных пеллет. Размеры пустот варьируют в пределах от 0,03×0,05 мм до 0,3×0,4 мм (единичные до 3×0,35 мм), распределены неравномерно (в, е, и). В отдельных образцах выщелоченные пустоты носят массовый характер и в плоском срезе шлифа часто сообщаются. Местами на стенках пустот присутствуют монокристаллы кальцита, кварца, апатита, гипса, барита. В отдельных образцах фосфоритов дополнительно прослеживается внутрискелетная пористость с диаметром пустот до 0,15 мм, часто с коррозионными структурами стенок скелетов радиолярий. Значения вторичной пористости, сформировавшейся в фосфоритах, достигают 20%.

Таким образом, гидротермальный флюид, двигаясь по пористым участкам, в ряде случаев являлся агрессивным агентом по отношению к вмещающей минеральной матрице, растворял те или иные компоненты, приводя к увеличению пустотного пространства. Для формирования структур растворения первично кремневой минеральной матрицы и первично фосфатной или карбонатной минеральной матрицы необходимо воздействие разных по химизму флюидов. В первом случае прослеживается действие щелочного гидротермального потока, во втором – кислотного. Это могли быть как разные флюиды, так и один флюид с закономерно меняющимся режимом кислотности и инверсией состава. Нередко пустотное пространство впоследствии залечивалось комплексом карбонатных, сульфатных, сульфидных минералов и кварцем, уменьшая емкость вплоть до формирования флюидоупоров. Также поровое пространство могло заполняться малоподвижными смолисто-асфальтеновыми компонентами ОВ. Флюидопроводящие, изначально пористые, участки разрезов, сложенные вышеописанными литолого-генетическими типами, имеют наибольшее развитие в трех пачках разреза: верхней пачке абалакской свиты (АБ2); первой и третьей пачках БВУФ (Б1, Б3) (подробнее в разделе Обобщенная модель гидротермальных систем).

Гидротермально-метасоматическое замещение пород

Гидротермальная метасоматическая минерализация позволила определить процессы привноса-выноса компонентов, их перераспределения и некоторые параметры флюидов.

Основным типом гидротермального метасоматического замещения исследуемых пород является позднекатагенетическая карбонатизация, как результат связывания привнесенной углекислоты в кальциево-железисто-магнезиальные, марганцевые, цинковые и бариевые карбонаты. Степень метасоматического замещения исходной минеральной матрицы различна:

от единичных монокристаллов, выделений зонального строения и до полного замещения породы без сохранения реликтов протолита. Для первично доломито-известковых литотипов абалакской свиты щелочной метасоматоз проявляется в широком развитии новообразованных минералов: доломита нескольких генераций, анкерита, сидерита, родохрозита, магнезита, смитсонита ($ZnCO_3$), кутнагорита $Ca(Mn,Mg,Fe)(CO_3)_2$. Замещается основная матрица породы в виде зерен идиоморфного облика от микрояснокристаллического до мелкозернистого размера, часто с сохранением теневых первичных структур. По краю выщелоченных пустот (фронт метасоматоза) размерность и идиоморфизм новообразованных минералов закономерно возрастают (рис. 6).

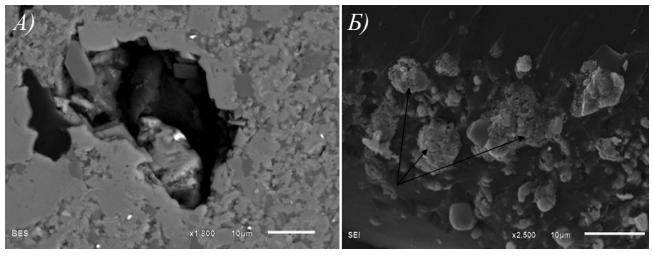


Рис. 6. Щелочные гидротермально-метасоматические минералы: А – кутнагорит (в основной массе и по краю пор) абалакской свиты; Б – смитсонит-сфалеритовые агрегаты баженовской свиты

В отдельных образцах прослеживается зональное распределение минералов в единой матрице породы в последовательности: родохрозит-сидерит-пирит. Щелочной метасоматоз для пород фосфатного, кремневого, глинисто-кремневого и сильно смешанного глинисто-кремнево-известкового состава БВУФ проявляется в ограниченном спектре новообразованных минералов: формируются позднекатагенетические тонко-мелко-среднекристаллические, разнокристаллические известняки и доломиты. Карбонатная минерализация часто сплошная с формированием флюидоупора, или избирательная в количестве от 10%, нередко проявленная по слойкам. В таких породах нередко выявляются вертикальные, субвертикальные микротрещины и их системы с раскрытием 0,02–0,1 мм, прямолинейного и извилистого облика, залеченные тонко-мелкокристаллическим кальцитом, кварцем, сульфатами. Трещины секут слоистость без «загибов» и других нарушений слойков, что свидетельствует об их происхождении в уже литифицированной породе на стадии позднего катагенеза.

Такие микротрещины могут быть разного генезиса, но независимо от их генетической сути, рассматриваются авторами как возможные каналы просачивания гидротермального флюида и поставки веществ в изначально слабопористых литотипах. Значения пористости пород с проявлениями щелочного метасоматоза закономерно низки: меньше 1–2%; с небольшим повышением в литотипах с более поздними выщелоченными пустотами. В изученных разрезах процессы карбонатизации связаны преимущественно с позднекатагенетическим флюидом, но присутствует и ранняя – сингенетично-диагенетическая кальцитизация. Последняя отличается микрокристаллической структурой и развивается, в основном, в смешанных литотипах глинисто-кремнево-известкового состава.

Критерием различия разностадийной карбонатизации являются данные изотопного анализа. Изотопные исследования состава углерода и кислорода показали, что в образцах (рис. 4) присутствует гидротермальный тип углекислоты, характеризующийся значениями $\delta^{13}C$: {-4; 4}, $\delta^{18}O$ <-15.

Массовая гидротермально-метасоматическая карбонатизация фиксирует участки перенасыщения раствора, достижения равновесия всех множественных параметров системы. Палеотемпературы кристаллизации карбонатных минералов гидротермального генезиса варьируют в достаточно широких пределах: от 80–85ºС до 195ºС. Такой диапазон относится к низкотемпературным растворам (50–200ºС). Разброс температур от 80–85ºС до 195ºС можно объяснить несколькими причинами. Во-первых, близкое расположение образца к флюидопроводящей системе или замер минерализованной трещины будет давать более высокие температуры, чем в ореолах рассеянного метасоматоза; во-вторых, парагенетические ассоциации гидротермального минералогенеза свидетельствуют о наличии нескольких флюидных растворов, разных по химизму (щелочных и кислотных). О том же говорят и структуры выщелачивания в минералогически различных породах (кремневых и карбонатных/фосфатных), требующих для растворения противоположных значений pH растворов. Об этом же свидетельствуют и многократно измененные образцы, такие как гидротермально-метасоматические карбонаты с более поздними пустотами выщелачивания. Возможно также, что речь идет об эволюции одного из таких растворов, выражающейся в закономерном изменении режима кислотности.

Свидетельством метасоматоза кислотного типа в изученных породах является ассоциация минералов классов сульфатов, сульфидов и гематита. Сульфаты представлены широкой группой минералов: гипс; ангидрит; натроярозит $Na,Fe(SO_4)_2(OH)_6$; ярозит $K,Fe_3(SO_4)_2(OH)_6$; мелантерит $Fe(SO_4)\cdot 7H_2O$; сольфатерит $NaAl(SO_4)_2$; барит BaSO4, развивающиеся как по существенно карбонатным литотипам, так и по глинисто-кремневым. Все они встречаются в виде монокристаллических выделений, небольших участков замещения и скоплений.

При достаточно длительном хранении керна баженовской свиты на его поверхности действительно появляются белые и желтоватые «высыпы», которые связаны с окислением пирита.

В результате исследования этих фрагментов породы под растровым электронным микроскопом (РЭМ) установлено, что в основной массе породы (помимо кремнезема, глинистых минералов, пирита) присутствует в преобладающем количестве минерал мелантерит (рис. 7), который согласно данным Берри Л., Дитрих Р., Мейсон Б. (Берри и др., 1987) может образовываться за счет окисления пирита, которым обогащены породы баженовской свиты. Образование гипса, натроярозита и других «водосодержащих» сульфатов с изменением пород в поверхностных условиях не связано.

Одним из маркеров гидротермального потока являются повышение содержания бария в отдельных пробах, а также кристаллизация барий-содержащих минералов. По данным Е.Г. Гурвича (Гурвич и др., 1978), кларк Ba в осадочных породах невелик: его содержание в карбонатных

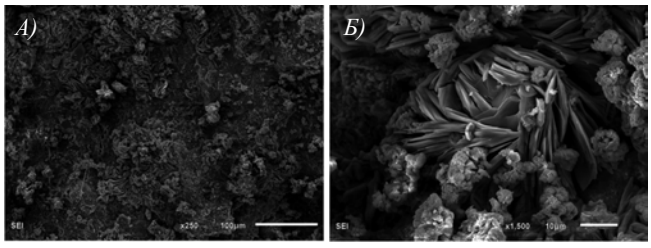


Рис. 7. Мелантерит, образованный за счет окисления пирита при длительном хранении керна: А – общий вид породы, х250; Б – укрупненный фрагмент снимка А с мелантеритом, х1500

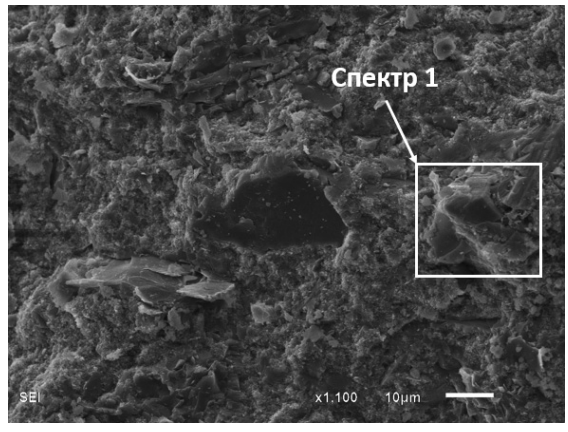
и кремневых осадках составляет около 0,096%; в глинистых – около 0,184%; поэтому для формирования Ba-содержащих минералов необходим дополнительный привнос вещества. Экспериментальное моделирование генерации барита в карбонатных породах с использованием смеси растворов Na_2SO_4 и $BaCl_2$ показало, что образование барита в ходе взаимодействия Ba- и SO_4- содержащих кислых хлоридных растворов с известняками происходит при t=150–300ºС. Метасоматическая колонка при 150ºС выглядит следующим образом: барит – барит+кварц – барит+кварц+кальцит – исходная карбонатная порода (Кунц, 2002). Очевидно, что обнаруженная ассоциация в исследуемых породах баженовско-абалакского комплекса относится к тыловой зоне колонки. Методом РЭМ был обнаружен относительно редкий минерал – баритокальцит $BaCa(CO_3)_2$, фиксирующий промежуточные члены метасоматических реакций. Он находился в ассоциации с кальцитом и баритом.

Сульфидная минерализация проявлена в образовании пирита, сфалерита, пирротина, халькопирита, миллерита, широко развитых как в породах баженовской, так и в породах абалакской свиты. Сульфиды формируют как монокристаллы и их скопления, так и сплошные сливные массы. Изучаемые породы богаты пиритом разностадийного образования. Диагенетический пирит формируется в осадке под влиянием биогенного сероводорода обычно в виде фрамбоидов – глобулярных образований правильной шаровидной формы диаметром 0,05–0,01 мм до 0,1 мм. Глобулы диагенетического пирита часто окружены тонкой органо-глинистой пленкой. Гидротермальная пиритная минерализация резко отличается от диагенетической. Гидротермальный пирит формирует крупные кубические (редко октаэдрические) монокристаллы размером 0,1 мм и до 1–2 мм, сливные массы и прожилки, его распространение сопутствует зонам наложенной жильной зональной минерализации, подчеркивая их по краям и внутри.

В отдельных скважинах методом РЭМ был установлен окисел – гематит, являющийся типичным гидротермальным минералом (рис. 8), для формирования которого необходим высокий окислительный потенциал раствора.

Обобщенная модель гидротермальных систем

Обобщение имеющихся материалов позволило создать модель деятельности ГТМСС (рис. 9), приуроченных к тем или иным структурным элементам (особенно к структурным выступам фундамента). Модель позволяет обобщить выявленные результаты воздействия ГТМСС на ФЕС пород БАК: конструктивной в плане процессов



Спектр	Состав породы	Элементный состав, вес.%			
		O	Mg	Fe	Total
Спектр 1	Гематит	25.73	5.64	68.63	100.00

Рис. 8. Фотография под РЭМ гематита в пачке АБ1 абалакской свиты

выщелачивания и повышения коллекторских свойств и деструктивной в плане массового минералообразования, закупоривающего поровое пространство, вплоть до образования вторичных флюидоупоров.

Гидротермальная система, развивающаяся на постседиментационном этапе, состоит из двух важных элементов (рис. 9):

– зоны подводящих каналов, по которым осуществляется вертикальная (или наклонная) миграция (инфильтрация) флюида из фундамента вверх по разрезу;

– флюидопроводящих горизонтов и участков, которые обеспечивают субгоризонтальную или пологонаклонную миграцию внутри пластов радиоляритов, фосфоритов и спонголитов. Существует мнение, что латеральная проницаемость внутри пластов формируется также благодаря самим тектоно-гидротермальным процессам (Зубков, 2014, 2019).

Каналы вертикальной миграции представляют собой разрывные нарушения и зоны тектонизации разной интенсивности и разной кинематики. Разрывы могут быть как сквозными, то есть проходящими из фундамента в чехол, так и развитыми только в чехле. При анализе структурных карт по фундаменту и БАК хорошо заметно, что они, в целом, совпадают друг с другом, наследуясь из фундамента в чехол. На сейсмических данных разного масштаба хорошо заметны многочисленные сбросовые нарушения, рассекающие осадочный чехол (рис. 10). Важно, что эти разрывные нарушения являются не только вертикальными, но и наклонными, а с учетом сильного увеличения вертикального масштаба, их углы падения составят не более 30–40º.

Именно поэтому в керне фиксируются узкие локальные зоны переработки, а температуры ниже по разрезу оказываются более низкими, чем в вышележащих зонах: вертикальной скважиной рассекаются на разных глубинах несколько наклонных зон миграции, по которым перемещались гидротермы разного характера и разных температур.

Ограничить сверху распространение гидротерм на данный момент сложно из-за плохой изученности гидротермальных явлений в верхней части осадочного чехла. На

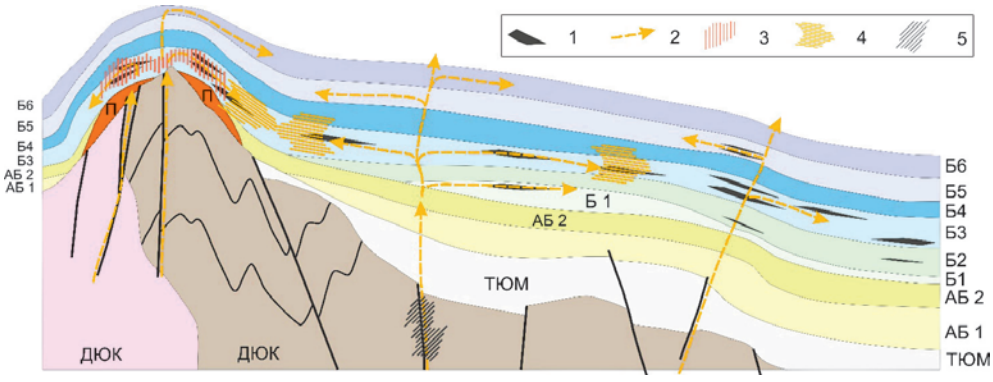


Рис. 9. Принципиальная модель функционирования гидротермальных систем на постседиментационном этапе развития. ДЮК – доюрский комплекс; П – пахомовская; ТЮМ – тюменская; АБ – абалакская; Б – БВУФ; номерами показаны пачки; 1 – первичные флюидопроницаемые зоны; 2 –гидротермальные потоки; 3 – поля гидротермального вторичного выщелачивания; 4 – поля интенсивного проявления метосоматоза; 5 – поля гидротермальной минерализации в фундаменте

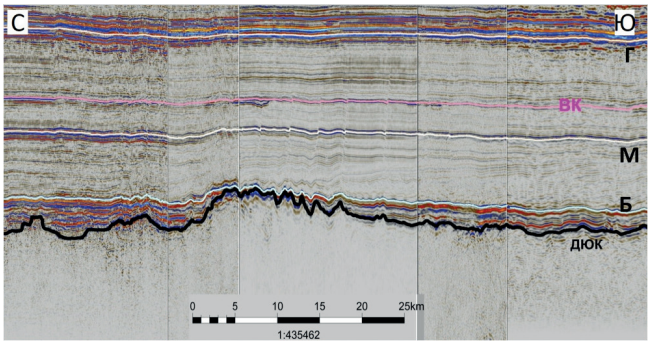


Рис. 10. Фрагмент субмеридионального сейсмического профиля через Красноленинское поднятие; ВК – кровля викуловских отложений , ДЮК – кровля доюрского комплекса

сегодняшний день нами выявлена гидротермальная карбонатная минерализация в породах до викуловской свиты включительно. Возможно, какие-то из них поднимались и в более высокие горизонты. Тектоногидротермальные процессы в меловых отложениях Западной Сибири описаны М.Ю. Зубковым (Зубков, 2019).

При снижении потенциала разрывных нарушений в чехле инфильтрация флюида отчасти сменялась на латеральный вектор и осуществлялась по системе флюдопроводящих пластов радиоляритов, фосфоритов, спонголитов. Эти пласты, вкупе с тектоногенной трещиноватостью, и представляют собой второй необходимый элемент гидротермальной системы – флюидопроводящие горизонты, обеспечивающие горизонтальную внутрипластовую миграцию флюида, поступившего в пласт по каналам вертикальной миграции (рис. 9).

Этот элемент системы строго контролируется литологическим составом пород: первично высокопроницаемые пачки радиоляритов, фосфоритов и спонголитов обеспечивают внутрипластовую миграцию. В какие стороны она происходила, была ли она восходящей или нисходящей, на данном этапе определить невозможно из-за катастрофично низкой сети скважин. Однако нельзя не отметить, что это один из принципиальных моментов, регулирующий предсказательную силу этой модели, и его изучение крайне важно для прогнозирования распределения по площади высоко- и низкопористых коллекторов.

Латеральная миграция флюидов по пластам приводит к неизбежному изменению минеральной матрицы, что полностью подтверждается наблюдениями в шлифах и данными параметров фильтрационно-емкостных свойств. Эти изменения могут сводиться к двум типам: растворение компонентов и/или минералообразование. Очевидно, что в той или иной степени в любой точке могут быть реализованы оба процесса в зависимости от влияния множества физико-химических параметров системы.

При комплексном анализе пиролитических данных и изучении структуры порового пространства фиксируется корреляция высокой степени преобразованности ОВ и обилия пустот выщелачивания вторичного генезиса. А так как латеральная миграция сосредоточена в первично проницаемых пластах радиоляритов, фосфоритов и спонголитов, то и проявления обоих процессов мы фиксируем именно в этих пластах, и в гораздо меньшей степени в прочих разностях осадочных пород.

Приведенные материалы доказывают гидротермальное воздействие на ФЕС пород БВУФ и её аутигенную нефтеносность. Связь зон с повышенными ФЕС с местами поступления гидротермальных флюидов в осадочный чехол позволяет разработать прогнозные критерии поиска залежей нефти в БВУФ.

Литература

Берри Л., Мейсон Б., Дитрих Р. (1987). Минералогия: Теоретические основы. Описание минералов. Диагностические таблицы: Пер. с англ. М.: Мир. 592 с.

Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. (2005). Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: СО РАН, 254 с.

Бро Е.Г. (1980). Влияние катагенеза на физические свойства терригенных пород и минерализацию подземных вод. Л.: Недра, 151 с.

Васильев А.Л., Пичкур Е.Б., Михуткин А.А., Спасенных М.Ю., Богданович Н.Н., Балушкина Н.С., Калмыков Г.А. (2015). Исследования морфологии пустотного пространства керогена баженовской свиты. *Нефтяное хоз-во*, 10, с. 28–31.

Гончаров И.В. (2005). Опыт моделирования генерации и вторичной миграции нефти на территории Западной Сибири. *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов. Мат. 8 межд. конф.* М.: ГЕОС, с. 113–114.

Гурвич Е.Г., Богданов Ю.А., Лисицын А.П. (1978). Поведение бария в современном осадконакоплении в Тихом океане. *Геохимия*, 3, с. 410–415.

Зубков М.Ю. (2014). Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза. *Геология нефти и газа*, 5, с. 58–72.

Зубков М.Ю. (2017). Тектоногидротермальные процессы в юрских отложениях Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, 1, с. 60–76. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-1-7-26

Зубков М.Ю. (2019). Тектоногидротермальные процессы в меловых отложениях Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, 1, с. 7–26.

Зубков М.Ю. (2019). Применение методов экспериментальной тектоники в нефтяной геологии на примере месторождений Западной Сибири. *Геотектоника*, 3, с. 92–109. https://doi.org/10.1134/S0016852119030105

Зубков М.Ю., Дворак С.В., Романов Е.А., Чухранцева В.Я. (1991). Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь). *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 122–132.

Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и её использование для оценки ресурсного потенциала. М.: ГЕОС, 247 с.

Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С., Фомина М.М., Мануилова Е.А., Шереметьева Е.В., Третьякова И.О., Пронина Н.В., Шишков В.А., Балушкина Н.С., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Калмыков Г.А. (2019). Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения. *Георесурсы*, 21(2), с. 159–171. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.159-171

Киреева Т.А., Казак Е.С. (2017). Поровые растворы пород баженовской свиты Западной Сибири и их изменение в результате гидротермальной проработки. *Геология нефти и газа*, 1, с. 83–92.

Кунц А.Ф. (2002). Гидротермально-метасоматическое рудообразование в карбонатных породах (экспериментальные модели и их приложения). Екатеринбург: УрО РАН, 344 с.

Кунц А.Ф. (2002). Гидротермально-метасоматическое рудообразование в карбонатных породах (экспериментальные модели и их приложения). Екатеринбург: УрО РАН, 344 с.

Летников Ф.А. (1999). Флюидные фазы континентальной литосферы и проблемы рудообразования. *Смирновский сборник*. М.: ВИНИТИ, с. 63–98.

Летников Ф.А. (2000). Синергетические аспекты изучения природных открытых неравновесных систем. *Докл. АН.,* 370(2), с. 212–215.

Смирнов В.И. (1976). Геология полезных ископаемых. М.: Недра, 688 с.

Соколов Б.А. (2001). Новые идеи в геологии нефти и газа: Избр. труды. М.: Изд-во МГУ, 480 с. https://doi.org/10.1023/A:1002833729744

Холодов В.Н. (1983). Постседиментационные преобразования в элизионных бассейнах. М.: Наука, 152 с.

Юрченко А.Ю., Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Шарданова Т.А., Бычков А.Ю., Прокофьев В.Ю. (2015). Условия образования жильного кальцита в карбонатных породах в кровле абалакской и георгиевской свит в центральной части Западно-Сибирского бассейна. *Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»*, 4, с. 22–26.

Япаскурт О.В. (2005). Основы учения о литогенезе. М.: Изд-во Моск. ун-та, 379 с.

Япаскурт О.В. (2005). Основы учения о литогенезе. М.: Изд-во Моск. ун-та, 379 с.

Hinrichs KU., Boetius A. (2002) The Anaerobic Oxidation of Methane: New Insights in Microbial Ecology and Biogeochemistry. In: Ocean Margin Systems. Wefer G., Billett D., Hebbeln D., Jørgensen B.B., Schlüter M., van Weering T.C.E. (eds). Springer, Berlin, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-662-05127-6_28

Khamidullin R.A., Kalmykov G.A., Korost D.V., Balushkina N.S., Bakay A.I. (2012). Reservoir properties of the bazhenov formation. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*. pp. 2739–2760. https://doi.org/10.2118/162094-RU

Peckmann J., Thiel V. (2004). Carbon cycling at ancient methane-seeps. *Chemical Geology*, pp. 443–467. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2003.12.025

Сведения об авторах

Евгения Владимировна Карпова – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры нефтегазовой седиментологии и морской геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

e-mail: karpoff_2002@mail.ru

Алексей Олегович Хотылев – кандидат геол.-мин. наук, ассистент кафедры региональной геологии и истории Земли, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Екатерина Алексеевна Мануилова – старший петрофизик, Фонд «Национальное Интеллектуальное развитие»

Россия, 119192, Москва, Ломоносовский проспект, д. 27, к. 1

Александр Александрович Майоров – магистрант кафедры региональной геологии и истории Земли, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

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

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

Олег Владимирович Хотылев – кандидат геол.-мин. наук, ведущий геолог, Фонд «Национальное Интеллектуальное развитие»

Россия, 119192, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к. 1

Наталья Сергеевна Балушкина – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;
Принята к публикации 22.04.2021;
Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Hydrothermal-metasomatic systems as the most important factor for the formation of elements of the oil and gas-bearing complex in the Bazhenov-Abalak sediments

E.V. Karpova[1], A.O. Khotylev[1], E.A. Manuilova[2], A.A. Mayorov[1], E.A. Krasnova[1], O.V. Khotylev[1], N.S. Balushkina[1], G.A. Kalmykov[1], A.G. Kalmykov[1]*

[1]Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
[2]National Intellectual Development Foundation, Moscow, Russian Federation
[*]Corresponding author: Evgenia V. Karpova, e-mail: karpoff_2002@mail.ru

Abstract. A model of the activity of hydrothermal-metasomatic systems confined to certain structural elements is proposed in the present article. The model is based on the analysis of a large volume of traditional studies: measurements of porosity coefficients, permeability, pyrolytic measurements - together with specific measurements: isotopic composition of carbonate rocks, temperature of homogenization of gas-liquid inclusions, studies of the composition of rocks with a scanning electron microscope,

a description of petrographic thin sections. The model allows to generalize the results of the impact of hydrothermal-metasomatic systems on the reservoir properties of the rocks of the Bazhenov-Abalak complex: constructive – leaching processes and increasing reservoir properties, and destructive – massive mineral formation that fills the pore space, up to the formation of secondary seals.

Key words: West Siberian plate, hydrothermal activity, Bazhenov-Abalak complex, catagenesis, metasomatism, isotope studies, gas-liquid inclusions

Recommended citation: Karpova E.V., Khotylev A.O., Manuilova E.A., Mayorov A.A., Krasnova E.A., Khotylev O.V., Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Kalmykov A.G. (2021). Hydrothermal-metasomatic systems as the most important factor for the formation of elements of the oil and gas-bearing complex in the Bazhenov-Abalak sediments. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 142–151. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.14

References

Berry L.G., Mason B., Dietrich R.V. (1983). Mineralogy: Concepts, descriptions, determinations. San Francisco: Freeman.

Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. (2005) Kerogen. Research methods, geochemical interpretation. Novosibirsk: SO RAN, 254 p. (In Russ.)

Bro E.G. (1980). Influence of catagenesis on the physical properties of terrigenous rocks and groundwater mineralization. Leningrad: Nedra, 151 p. (In Russ.)

Goncharov I.V. (2005). Experience in modeling the generation and secondary migration of oil in Western Siberia. *New ideas in geology and geochemistry of oil and gas. Oil and gas systems of sedimentary basins. Proc. VIII Int. Conf*. Moscow: GEOS, pp. 113–114. (In Russ.)

Gurvich E.G., Bogdanov Yu.A., Lisitsyn A.P. (1978). Behavior of Barium in Recent Sedimentation, *Geokhimiya*, 3, pp. 359–374. (In Russ.)

Hinrichs KU., Boetius A. (2002) The Anaerobic Oxidation of Methane: New Insights in Microbial Ecology and Biogeochemistry. In: Ocean Margin Systems. Wefer G., Billett D., Hebbeln D., Jørgensen B.B., Schlüter M., van Weering T.C.E. (eds). Springer, Berlin, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-662-05127-6_28

Kalmykov A.G., Karpov Yu.A., Topchiy M.S., Fomina M.M., Manuilova E.A., Sheremeteva E.V., Tretyakova I.O., Pronina N.V., Shishkov V.A., Balushkina N.S., Fadeeva N.P., Stoupakova A.V., Kalmykov G.A. (2019). The effect of catagenetic maturity on the formation of reservoirs with organic porosity in the Bazhenov formation and peculiarities of their extension. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 159–171. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.159-171

Kalmykov G.A., Balushkina N.S. (2017). Model of oil saturation of the pore space of the Bazhenov Formation in Western Siberia and its use for assessing the resource potential. Moscow: GEOS, 247 p. (In Russ.)

Khamidullin R.A., Kalmykov G.A., Korost D.V., Balushkina N.S., Bakay A.I. (2012). Reservoir properties of the Bazhenov Formation. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*. pp. 2739–2760. https://doi.org/10.2118/162094-RU

Kholodov V.N. (1983). Postsedimentary transformations in elision basins. Moscow: Nauka, 152 p. (In Russ.).

Kireeva T.A., Kazak E.S. (2017). Pore solutions of rocks of the Bazhenov Formation in Western Siberia and their changes as a result of hydrothermal development. *Geologiya Nefti i Gaza= Russian Oil And Gas Geology*, 1, pp. 83–92. (In Russ.)

Kunts A.F. (2002). Hydrothermal-metasomatic ore formation in carbonate rocks (experimental models and their applications). Yekaterinburg: UrO RAN, 344 p. (In Russ.)

Letnikov F.A. (1999). Fluid phases of the continental lithosphere and problems of ore formation. *Smirnovskiy sbornik*. Moscow: VINITI, pp. 63–98. (In Russ.)

Letnikov F.A. (2000). Synergetic Aspects of Study of Natural Open Nonequilibrium Systems. *Dokl. Akad. Nauk*, 370(2), pp. 212–215. (In Russ.)

Peckmann J., Thiel V. (2004). Carbon cycling at ancient methane-seeps. *Chemical Geology*, pp. 443–467. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2003.12.025

Sokolov B.A. (2001). New Ideas in Oil and Gas Geology: Selected Papers. Moscow: MSU, 480 p. (In Russ.) https://doi.org/10.1023/A:1002833729744

Vasiliev A.L., Pichkur E.B., Mikhutkin A.A., Spasennikh M.Ju., Bogdanovich N.N., Balushkina N.S., Kalmikov G.A. (2015). The study of pore space morphology in kerogen from Bazhenov Formation. *Neftyanoe Khozyaistvo=Oil Industry*, 10, pp. 28–31. (In Russ.)

Yapaskurt O.V. (2005). Fundamentals of lithogenesis. Moscow: MSU, 379 p. (In Russ.)

Yurchenko A.Yu., Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Shardanova T.A., Bychkov A.Yu., Prokof'ev V.Yu. (2015). Genesis Of Vein Calcite Within Limestones At The Top Of Abalak And Georgiev Formations In The Central Western Siberia. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "ROSNEFT"*, 4, pp. 22–26. (In Russ.)

Zubkov M.Yu. (2014) Reservoirs in the Bazheno-Abalaksky complex of Western Siberia and methods for their prediction. *Geologiya Nefti i Gaza= Russian Oil And Gas Geology*, 5, pp. 58–72. (In Russ.)

Zubkov M.Yu. (2017). Tectonic hydrothermal processes in the Cretaceous deposits of Western Siberia. *Geologiya Nefti i Gaza= Russian Oil And Gas Geology*, 1, pp. 7–26. (In Russ.) https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-1-7-26

Zubkov M.Yu. (2017). Tectonic hydrothermal processes in the Jurassic deposits of Western Siberia. *Geologiya Nefti i Gaza= Russian Oil And Gas Geology*, 1, pp. 60–76. (In Russ.)

Zubkov M.Yu. (2019). Application of Experimental Tectonic Methods in Petroleum Geology on the Examples of Deposits in Western Siberia. *Geotectonics*, 3, p. 383. https://doi.org/10.1134/S0016852119030105

Zubkov M.Yu., Dvorak S.V., Romanov E.A., Chukhrantseva V.Ya. (1991). Hydrothermal processes in the Sherkala member of the Talinskoye field (Western Siberia). *Lithology and Mineral Resources*, 3. pp. 122–132. (In Russ.)

About the Authors

Evgenia V. Karpova– PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Petroleum Sedimentology and Marine Geology, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: karpoff_2002@mail.ru

Aleksey O. Khotylev – PhD (Geology and Mineralogy), Assistant of the Department of Regional Geology and Earth History, Lomonosov Moscow State University.

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ekaterina A. Manuilova – Senior Perophysicist, National Intellectual Development Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

Aleksandr A. Mayorov – Graduate student of the Department of Regional Geology and Earth History, , Lomonosov Moscow State University.

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elizaveta A. Krasnova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Oleg V. Khotylev – PhD (Geology and Mineralogy), Leading geologist, National Intellectual Development Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

Natalia S. Balushkina – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University.

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgy A. Kalmykov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 22 April 2021; Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.15 УДК 553.982

Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты

Н.В. Пронина, А.П. Вайтехович*

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

В настоящее время широко используется термин «органическая петрология» для микроскопического изучения органического вещества (ОВ) пород.

В мире имеется большое количество статей по органическим мацералам на примере регионов, где добывается сланцевая нефть и газ. Неслучайно появился новый термин «органическая петрология» вместо «углепетрографии», так как были описаны и названы новые мацералы, встречающиеся в рассеянном ОВ. Так, наряду с альгинитами (ранее единственным термином, описывающим нефтематеринское ОВ сапропелевого типа) появился битуминит и битум. Битуминит неоднороден, поэтому выделяют его разновидности, такие как «постгенерационный битуминит» и «атипичный битуминит». Одним из типичных компонентов баженовской свиты наряду с вышеописанными являются остатки мягких тел радиолярий. Все эти органические мацералы имеют близкий показатель отражения, однако небольшие отличия все-таки присутствуют.

Многолетние исследования ОВ пород Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна позволили выявить признаки нефтеобразования, которые легко устанавливаются при стандартных микроскопических исследованиях.

К таким признакам относятся: изменение цвета мацералов, различное свечение нефтематеринских компонентов (все из группы липтинита), появление битумных оторочек, появление постгенерационного битуминита, возникновение вторичной пористости.

Ключевые слова: органическая петрология, микроскопические исследования, признаки нефтеобразования, битуминит, оценка степени преобразованности

Для цитирования: Пронина Н.В., Вайтехович А.П. (2021). Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты. *Георесурсы*, 23(2), с. 152–157. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.15

Углепетрографические методы исследования органического вещества (ОВ) уже давно вышли за пределы «угольных» и применяются для разных типов ОВ, и потому гораздо чаще сегодня используется термин *Органическая петрология* применительно к микроскопическим методам изучения пород, содержащим органические включения.

За последние 50 лет в мире накопился большой опыт микроскопических исследований ОВ, благодаря изучению нефтематеринских пород на разных стадиях преобразования пород, из которых добывается «сланцевый газ или сланцевая нефть», а также любых осадочных пород с углеродистыми остатками. Отметим лишь несколько обзорных обобщающих работ, в которых подводились своего рода итоги. Особенно много разнообразной информации по органическим мацералам в работах американских исследователей (Hackley, Cardott, 2016; Hackley et al., 2020; Mastalerz et al., 2018), изучавших на протяжении многих лет все бассейны, в которых сегодня ведется добыча сланцевой нефти и газа. В Европе центрами глубоких аналитических исследований углей и органического вещества нефтематеринских пород стали Германия, Дания, Испания и др. (Petersen et al., 2013; Sanei et al., 2015; Suarez-Ruiz et al., 2012a, 2012b). Опыт всех этих исследований был использован для изучения разнообразных объектов по всему миру и обсужден углепетрографами на международных конференциях. В ходе обсуждений на ежегодных совещаниях Международного Комитета по Углепетрографии (ICCP – International Committee of Coal Petrology) и открытого американского Общества по органической Петрологии (TSOP – the Society of Organic Petrology) выработан наиболее оптимальный комплекс изучения органического вещества осадочных пород, а что особенно важно, предложена новая терминология в названии отдельных мацералов (Pickel et al., 2017).

Последний аспект имеет очень важное значение. Ранее авторами была освещена история вопроса появления терминов и новых классификаций мацералов, а также современные тенденции в изучении органического вещества нефтематеринских отложений (Пронина, 2018). Органическая петрология, вошедшая в комплекс обязательных аналитических исследований совместно с геохимическими, собственно, и инициировала необходимость введения новых мацералов отличных от привычных для углепетрографов гумусовых ингредиентов.

Остановимся на этом чуть подробнее. Органическое вещество нефтематеринских пород формировалось в аквальных условиях, и его состав определялся не только видовым разнообразием населяющей водоем флоры и фауны, но также составом минерального осадка и геохимической средой бассейна, на которые влияли многие факторы. Другими словами, количество и качество органических остатков в осадочных породах является отражением фациальных обстановок накопления исходных пород.

Основными «нефтематеринскими мацералами» всегда считались остатки водорослей – альгиниты. Этот

* Ответственный автор: Пронина Наталия Владимировна
e-mail: nvproncl@geol.msu.ru

© 2021 Коллектив авторов

углепетрографический термин долгое время был единственным, используемым для описания сапропелевого типа ОВ. Известно, однако, что разнообразие водорослей (планктонные и бентосные; одиночные и колониальные; с одноклеточным и многоклеточным талломом и т.д.) столь велико, что они могут при отмирании оставаться в породе как в виде мелких разрозненных включений, так и линзовидных, послойных скоплений разной формы и размеров. Кроме того, видовые различия водорослей неизбежно отражаются в соотношении основных элементов (C, H, O и др.) и биомаркерном составе ОВ, которые оцениваются в комплексе геохимических исследований нефтематеринских пород. А если принять во внимание тот факт, что сегодня к исходному нефтематеринскому веществу относят не только водоросли, но и мягкие части некоторых представителей фауны (радиолярий, моллюсков, гидроидных и, возможно, других организмов), то пестрая картина различных геохимических показателей ОВ пород становится естественной и объяснимой. Неизбежным следствием разного химического состава ОВ, а точнее его молекулярной структуры, должны быть и разные физические свойства органических остатков, включая оптические, которые изучаются микроскопически как мацералы.

Итак, современные методы микроскопических исследований позволяют выявлять некоторые разновидности мацералов, образовавшихся из разных исходных органических остатков. Чтобы внести больший порядок в номенклатуру мацералов, при этом не перегружать ее терминами, плохо обоснованными и не отражающимися на общей геохимической характеристике породы, был предложен термин «битуминит». В 2017 г. он официально включен в перечень мацералов липтинитовой группы по классификации ICCP (Pickel et al., 2017).

По классификации Международного Комитета по Углепетрографии *«Битуминит – мацерал группы липтинита, встречающийся в виде мелкозернистой основной массы или тонких слойков, прожилков, линз, обрывков удлиненной, иногда скрученной или неправильной формы, может образовывать мелкие разрозненные вкрапления, видимые на сколах, перпендикулярных напластованию, а также однородные гомогенные образования с нечеткими границами, равномерно распространенные по напластованию в породах и углях».* Сам термин «битуминит», как подчеркивается в описании ICCP, «*использован с целью подчеркнуть высокий выход жидких – «растворимых битумов», и газообразных продуктов из мацерала».*

Наряду с битуминитом в перечне липтинитовых компонентов остаются альгиниты (ламальгиниты и таломоальгиниты), для обозначения тех мацералов, характеристики которых позволяют безошибочно отнести именно к остаткам водорослей.

Проанализировано более 150 образцов баженовской свиты на Ем-Еговском, Тортасинском, Новоендырском, Талинском, Каменном, Урненском, Хадырьяхинском, Северо-Итьяхском и Восточно-Унлорском и других месторождениях Западно-Сибирского НГБ петрографическими методами с целью оценки степени преобразованности ОВ (рис. 1).

Опыт изучения нефтематеринских отложений баженовской свиты из разных районов Западно-Сибирского НГБ позволил оценить разнообразие мацерального состава ОВ подобных пород, а также увидеть не всегда синхронное преобразование разнообразных битуминитов и других липтинитов.

Среди мацералов баженовских отложений самыми распространенными являются битуминит, остатки тел радиолярий, альгиниты и условно названные авторами «атипичные битуминиты» (рис. 1).

Альгинит – мацерал группы липтинита, образующийся из устойчивых, богатых жирами водорослей. В простом отраженном свете мацерал имеет темно-серый цвет, но в процессе катагенеза можно наблюдать, как он становится коричневым. Форма и размеры альгинитов различны. Альгиниты обладают интенсивной флуоресценцией, которая обнаруживается при изучении в УФ свете (рис. 1: А-А’). Часто остатки альгинитов обнаруживаются только в УФ свете по яркому свечению, в то время как в простом свете от альгинитов остался лишь «след» заметный по тонкой битумной пленке. В виде отдельных включений альгиниты встречаются почти повсюду в породах баженовской свиты, но иногда они образуют прослои, настолько сильно ими обогащенные, что их содержание визуально может быть оценено свыше 50%. Подобные прослои детально изучались в Инновационном центре «Сколково», и были установлены не только закономерности их распространения, но и особенности состава как минерального, так и органического вещества (Bulatov et al., 2019). Эти исследования представляют большой научный интерес, так как помогают прояснить фациальные обстановки формирования этих своеобразных объектов.

Ламальгинит является одной из разновидностей альгинита с отчетливыми текстурными особенностями (тонкие слоевища водорослей располагаются как нитевидные слойки), но теми же оптическими характеристиками.

Битуминит – это бесструктурный мацерал, который не несет прямых признаков исходного вещества. Он может быть образован из водорослей (планктонных или бентосных, одиночных или колониальных и т.д.) или остатков других организмов, чьи видовые признаки не сохранились. Лишь морфология включений, их размеры, взаимоотношения с вмещающими минеральными образованиями и другие незначительные черты могут помочь выявить различия внутри битуминитов и разделить их на условные разновидности. Существование разновидностей битуминитов подтверждается обычно либо различной флуоресценцией, либо структурными изменениями, обнаруживаемыми в породах разной степени преобразованности, как реакции на действие факторов катагенеза.

Битуминит, как и все мацералы липтинитовой группы, в простом отраженном свете имеет темно-серый цвет (соответственно самый низкий показатель отражения среди мацералов) и самые разнообразные морфологические формы: от мелких включений (менее 2–3 мкм) до линз и слойков самых причудливых конфигураций. В УФ свете битуминит демонстрирует люминесцентное свечение, чаще всего, слабое. Битуминит – первичный мацерал, в отличие от битума, поэтому его распределение в породе, отражает исходное взаимоотношение органических и минеральных составляющих (рис. 1: Б-Б’, Д-Е’, И-К’).

Битуминит используется для замеров показателей отражения в качестве «эквивалента витринита» (Jacob,

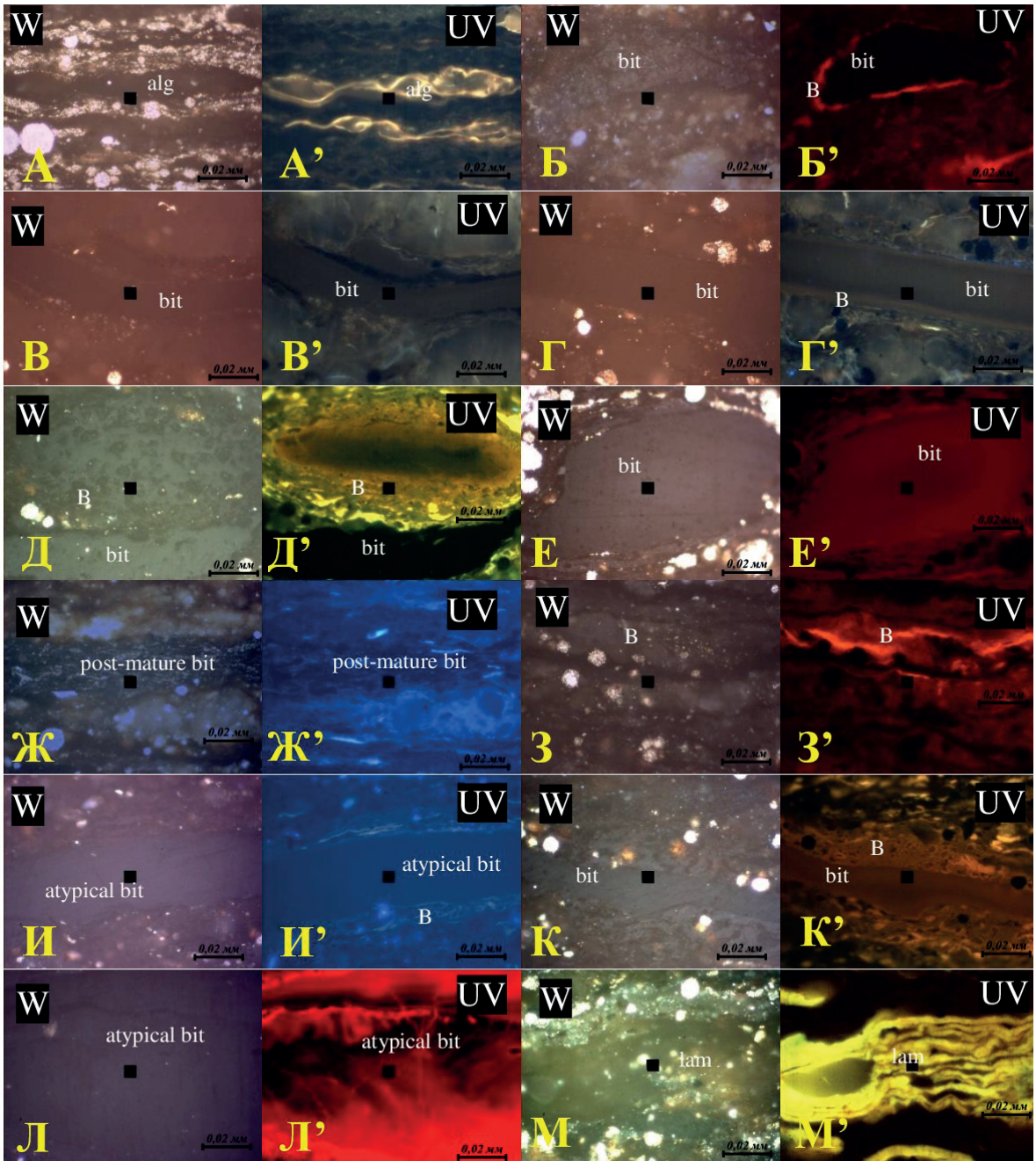


Рис. 1. Образцы пород баженовской свиты. W – простой белый свет, UV – ультрафиолетовый свет, B – «битум», bit – битуминит, alg – альгинит, lam – ламальгинит, post-maturebit–постгенерационный битуминит. А-А’: прослои альгинита с ярким свечением в УФ, Б-Б’: битуминит и окаймляющий его«битум», В-Д’, К-К’: битуминит в процессе трансформации, Е-Е’: типичный битуминит, Ж-З’: постгенерационный битуминит, И-И’, Л-Л’: «атипичный» битуминит, М-М’: ламальгинит.

1985; Lui, 1994 и др.). Эта методика получила признание и позволяет расширить возможности количественных оценок стадиальных преобразований ОВ для тех пород, которые не содержат нормальных включений витринита. Поскольку баженовская свита относится именно к таким объектам, долгое время определения по показателям отражения витринита/битуминита (RV/RB) вызывали непонимание или неоднозначные толкования. Основываясь на результатах многочисленных международных исследований (Hartkopf-Fröder et al., 2015) и собственном опыте, авторы рассматривают битуминит не только как наиболее распространенный в нефтематеринских отложениях, но и главный оптический показатель для замеров отражения. Поскольку другие мацералы (витринит в первую очередь) встречаются в баженовских породах реже, и сведения по ним не системны, разрозненны, трудно использовать их для непрерывных, выдержанных последовательностей изменения отслеживаемых параметров (RB,%). Битуминит встречается повсеместно и потому, даже без пересчетов на «показатель отражения эквивалента витринита», замеренные по битуминиту оригинальные показатели отражения RB,% могут быть информативны и, в качестве предварительных, исходных, использоваться для сопоставления с другими аналитическим параметрами (напр. геохимическими).

В процессе преобразования из битуминита выделяются жидкие продукты, условно называемые углепетрографами – битумами. Битуминит становится пористым, его края – неровными, он распадается на более мелкие фрагменты, теряя целостность включения (рис. 1: Д-Д’,

К-К'). При этом его относительно слабое свечение в УФ свете приобретает зональность, которая может быть обусловлена распределением битумов, имеющих самое яркое свечение. Цвет битуминита в простом отраженном свете также меняется, из темно-серого он становится коричневатым.

Твердые остатки битуминита после того, как из него ушли подвижные компоненты могут сохраняться в породе. Некоторые исследователи называют такой битуминит *post-mature bituminite – постгенерационным*, чтоб подчеркнуть их стадиальную принадлежность к более высоким стадиям катагенеза. У постгенерационного битуминита показатель отражения практически сравнивается с показателем отражения витринита.

Битумы – пленки, иногда сгустки относительно подвижных новообразованных продуктов, образовавшихся из битуминита. Их обилие отражается на цвете породы, которая может приобрести коричневый цвет. Если битумов немного, то их распределение связано с положением исходного ОВ или отмечает каналы миграции. Битумы, как правило, имеют интенсивное люминесцентное свечение, особенно толстые пленки между минеральными зернами. Тонкие пленки, как налеты, светятся слабее, через них может просвечивать минеральный матрикс. Битумные пленки обрамляют обычно исходные зерна битуминита, при этом более густая окраска и интенсивное свечение наблюдаются в непосредственной близости к мацералу (рис. 1: Б-Б', Д-Д', З-З').

«Атипичный битуминит» встречается в отложениях баженовской свиты очень часто, а иногда образует скопления. Эти ингредиенты имеют ряд признаков, отличающих их от нормальных, описанных выше битуминитов: большие размеры; зональное строение, которое обнаруживается часто только при исследовании в УФ свете (рис. 1: Л-Л'); более темный серый цвет. Исходным веществом для атипичных битуминитов могли быть какие-то организмы, от которых сохранились лишь описываемые фрагменты.

Размеры атипичных битуминитов могут превышать 0,5 мм, но в осколках бывают и меньше, края ровные, по текстуре – аморфные, однородные. Иногда по краям наблюдаются отслоения, обуглероживание (появляется каемка с высоким показателем отражения) или пиритизация. Атипичные битуминиты иногда слабо люминесцируют (рис. 1: И-И').

Атипичные битуминиты являются очень удобными объектами для замеров показателя отражения, так как имеют довольно крупные размеры и ровные поверхности. Опыт замеров показателей отражения атипичных битуминитов показал, что их показатели в одних и тех же образцах обладают заниженными значениями по сравнению с нормальными битуминитами. Некоторые количественные зависимости между RB-RB_{atyp}-RV авторами установлены, но они носят предварительный характер, и необходима лучшая статистическая представительность.

Остатки мягких тел радиолярий представляют довольно типичные компоненты баженовских отложений. Они встречаются очень часто, а в некоторых разрезах образуют обогащенные прослои. Эти аморфные остатки отличаются круглой формой с практически ровными краями, иногда их внешний скелет в преобразованном виде присутствует (часто пиритизированном), а иногда не сохранен. По своим оптическим признакам – темно-серый цвет, изотропия, радиолярии похожи на описанные выше битуминиты, но они полностью лишены флуоресценции. Если в других мацералах это свойство в процессе катагенеза изменяется (интенсивность люминесцентного свечения чаще уменьшается), то в остатках радиолярий свечения нет совсем.

Показатель отражения, замеренный по радиоляриям R_{rad},%, отличается от RB%, RB_{atyp}% и RV%, но он гораздо ближе к битуминиту, чем у других мацералов. Именно здесь уместно вспомнить важность точной терминологии и умение правильного определения мацерального состава органических составляющих. Замерять показатели отражения можно по разным мацералам, однако пересчет «эквивалента витринита» с верно подобранными коэффициентами (а именно они различны у мацералов) будет адекватным только с профессионально «узнанным» мацералом.

Таким образом, методика оценки степени преобразованности пород, содержащих органическое вещество по показателям отражения разных мацералов, доказала свою правомочность, но корреляционные зависимости RB-RB_{atyp}-RV-R_{rad} еще должны быть установлены на основании представительной выборки.

Многолетние исследования органического вещества пород Западно-Сибирского НГБ позволили авторам выявить признаки нефтеобразования, которые легко устанавливаются при стандартных микроскопических исследованиях.

Мацерал	**R,%**	**Изменение цвета в простом свете**	**Люминесцентное свечение**	**Наличие вторичиых битумов**	**Вторичная пористость**	**Наличие постгенерационного ОВ**
Битуминит	RB, % увеличивается	Цвет меняется с серого на коричневый	Слабое в исходном мацерале, но интенсивно в битумах	Есть	Есть	Присутствует
Атипичный битуминит	RB_{atyp},% < RB,%		Слабое, зональное. В битумных оторочках - интенсивное	есть	Есть	Выражено слабо
Радиолярии	RB_{rad},% ≤ RB,%		отсутствует	Нет	Нет	Редко
Альгиниты	R_{alg},% = RB,%		Очень интенсивное	Есть	Нет	Нет
Липтиниты гумусовых углей (споринит, кутинит, резинит)	RL,% ≤ RB, %		Очень интенсивное	Есть	Есть	Выражено слабо или нет

Табл. 1. Признаки нефтеобразования

К таким признакам относятся: изменение цвета мацералов, различное свечение нефтематеринских компонентов (все из группы липтинита), появление битумных оторочек, появление постгенерационного битуминита, возникновение вторичной пористости (рис. 1: A-M') (табл. 1).

К видно из таблицы, у нефтематеринских мацералов много общих свойств с липтинитами гумусовых углей, которые также считаются способными генерировать жидкие продукты. Набор оптических характеристик совместно с анализом взаимоотношений мацерал–порода позволяет достаточно точно определить исходное вещество мацерала и уровень его катагенетической преобразованности. А в комплексе с разнообразными геохимическими исследованиями – пиролизом, хроматографией, масс-спектрометрией и др., являются основой стадиального анализа осадочных пород и базовыми для компьютерного бассейнового моделирования.

Благодарности

Благодарим рецензента за детальный разбор статьи.

Литература

Пронина Н.В. (2018). Органическая петрология в нефтяной геологии. *Сб.: Литология и Я: от идеи до выводов.* Екатеринбург, с. 31–36.

Bulatov T., Kozlova E., Leushina E., Pronina N., Panchenko I., Kostina Y., Spasennykh M. (2019). Specific layers containing highly oil-prone organic matter in the Bazhenov formation. *The 29th International Meeting on Organic Geochemistry*. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902828

Hackley P.C., Cardott B.J. (2016) – Application of organic prtrography in North American shale petroleum systems: a review. *Int. Jour. of Coal Geol*., 163, pp. 8–51. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010

Hackley P.C., Araujo C.V., Borrego A. G., Bouzinos A., Cardotte B.J., et al. (2020). Testing reproducibility of vitrinite and solid bitumen reflectance measurements in North American unconventional source-rock reservoir petroleum systems. *Marine and Petr. Geol.*, 114, 104172. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104172

Hartkopf-Fröder Ch., Königshof P., Littke R., Schwarzbauer J. (2015). Optical thermal maturity parameters and organic geochemical alteration at low grade diagenesis to anchimetamorphism: A review. *Int. Jour.of Coal Geol.*, 150–151, pp. 74–119. https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.06.005

Lui D.H., Shi J.C. (1994). Evaluation of early Paleozoic carbonate source rocks. *Natural Gas Industry,* 14(6), pp. 32–36.

Mastalerz M., Drobniak A., Stankiewicz A.B. (2018). Origin, properties, and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: A review. *Int. Jour.of Coal Geol.,* 195, pp. 14–36. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.05.013

Petersen H.I., Schovsbo N.H., Nielsen A.T. (2013). Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in Lower Paleozoic shales, southern Scandinavia: Correlation to vitrinite reflectance. *Int. Jour. of Coal Geol*., 114, pp. 1–18. https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.03.013

Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S., Christanis K., Cardott B.J., Misz-Kennan M., Rodrigues S., Hentschel A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. (2017). Classification of liptinite – ICCP System 1994. *Int. Jour. of Coal Geol.*, 169, pp. 40–61. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004

Sanei H., Haeri-Ardakani O., Wood J.M., Curtis M.E. (2015). Effects of nanoporosity and surface imperfections on solid bitumen reflectance (BRo) measurements in unconventional reservoirs. *Int. Jou. of Coal Geol*., 138, pp. 95–102. https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.12.011

Suárez-Ruiz I., Flores D., Filho J.G.M., Hackley P.C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: part 1, geological applications. *Int. Jour.of Coal Geol*., 99, pp. 54–112. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.004

Suárez-Ruiz I., Flores D., Filho J. G.M., Hackley P. C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: part 2, geological and multidisciplinary applications. *Int. Jour.of Coal Geol*., 98, pp. 73–94. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.03.005

Jacob H. (1985). Disperse solid bitumens as an indicator for migration and maturity in prospecting for oil and gas. Germany: N.p.

Сведения об авторах

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, д. 1

e-mail: nvproncl@geol.msu.ru, nvproncl@mail.ru

Анастасия Петровна Вайтехович – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;
Принята к публикации 22.04.2021;
Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Direct signs of oil-generation in the rocks of Bazhenov Suite

N.V. Pronina, A.P. Vaitekhovich*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Natalia V. Pronina, e-mail: nvproncl@geol.msu.ru*

Abstract. Nowadays, the term "organic petrology" is widely used for the microscopic study of the organic matter (OM) of rocks.

In the world, there are a large number of articles describing organic macerals in regions where shale oil and gas are produced. It is no coincidence that the new term "organic petrology" appeared instead of "coal petrography" since new macerals were found and described in the dispersed organic matter. So, along with alginites (previously the only term describing the oil-source sapropel-type OM), bituminite and bitumen appeared. Bituminite is heterogeneous, so it has varieties as "post-mature bituminite" and "atypical bituminite". One of the typical components of the Bazhenov formation, along with described above, are the remains of soft radiolarians bodies. All of these organic macerals have a similar reflectance index with small differences.

Long-term studies of the OM rocks of the West Siberian basin have revealed indications of oil generation, which are easily established by standard microscopic studies.

These indications include a change in the colour of macerals, a different glow of oil-source components (all from the liptinite group), the appearance of bitumen films,

the appearance of post-mature bituminite, the appearance of secondary porosity.

Keywords: organic petrology, microscopic analyses, indications of oil generation, bituminite, evaluation of maturity level

Acknowledgements

The authors thank the reviewer for detailed review of the article.

Recommended citation: Pronina N.V., Vaitekhovich A.P. (2021). Direct signs of oil-generation in the rocks of Bazhenov Suite. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 152–157. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.15

References

Bulatov T., Kozlova E., Leushina E., Pronina N., Panchenko I., Kostina Y., Spasennykh M. (2019). Specific layers containing highly oil-prone organic matter in the Bazhenov formation. *The 29th International Meeting on Organic Geochemistry*. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902828

Hackley P.C., Cardott B.J. (2016) – Application of organic prtrography in North American shale petroleum systems: a review. *Int. Jour. of Coal Geol*., 163, pp. 8–51. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010

Hackley P.C., Araujo C.V., Borrego A. G., Bouzinos A., Cardotte B.J., et al. (2020). Testing reproducibility of vitrinite and solid bitumen reflectance measurements in North American unconventional source-rock reservoir petroleum systems. *Marine and Petr. Geol.*, 114, 104172. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104172

Hartkopf-Fröder Ch., Königshof P., Littke R., Schwarzbauer J. (2015). Optical thermal maturity parameters and organic geochemical alteration at low grade diagenesis to anchimetamorphism: A review. *Int. Jour.of Coal Geol.*, 150–151, pp. 74–119. https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.06.005

Lui D.H., Shi J.C. (1994). Evaluation of early Paleozoic carbonate source rocks. *Natural Gas Industry,* 14(6), pp. 32–36.

Mastalerz M., Drobniak A., Stankiewicz A.B. (2018). Origin, properties, and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: A review. *Int. Jour.of Coal Geol.,* 195, pp. 14–36. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.05.013

Petersen H.I., Schovsbo N.H., Nielsen A.T. (2013). Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in Lower Paleozoic shales, southern Scandinavia: Correlation to vitrinite reflectance. *Int. Jour. of Coal Geol*., 114, pp. 1–18. https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.03.013

Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S., Christanis K., Cardott B.J., Misz-Kennan M., Rodrigues S., Hentschel A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. (2017). Classification of liptinite – ICCP System 1994. *Int. Jour. of Coal Geol.*, 169, pp. 40–61. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004

Pronina N.V. (2018). Organic petrology in petroleum geology. *Coll. papers: Lithology and I: from the idea to conclusions*. Yekaterinburg, pp. 31–36. (In Russ.)

Sanei H., Haeri-Ardakani O., Wood J.M., Curtis M.E. (2015). Effects of nanoporosity and surface imperfections on solid bitumen reflectance (BRo) measurements in unconventional reservoirs. *Int. Jou. of Coal Geol*., 138, pp. 95–102. https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.12.011

Suárez-Ruiz I., Flores D., Filho J.G.M., Hackley P.C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: part 1, geological applications. *Int. Jour.of Coal Geol*., 99, pp. 54–112. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.004

Suárez-Ruiz I., Flores D., Filho J. G.M., Hackley P. C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: part 2, geological and multidisciplinary applications. *Int. Jour.of Coal Geol*., 98, pp. 73–94. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.03.005

Jacob H. (1985). Disperse solid bitumens as an indicator for migration and maturity in prospecting for oil and gas. Germany: N.p.

About the Authors

Natalia V. Pronina – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: nvproncl@geol.msu.ru

A. P. Vaitekhovich – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 22 April 2021;
Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.16 УДК 553.982

Изменчивость состава углеводородных соединений в юрских нефтегазоматеринских толщах Каменной вершины Красноленинского свода (Западная Сибирь)

М.С. Тихонова[1,2], А.Г. Калмыков[2], Д.А. Иванова[1,2], О.Н. Видищева[1], И.О. Хомячкова[2], М.А. Большакова[2], Т.А. Рязанова[3], Р.С. Сауткин[1], Г.А. Калмыков[1]*

[1]*Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», Москва, Россия, Москва, Россия*

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

[3]*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

В работе приведены результаты изучения углеводородных соединений из открытых и запечатанных смолисто-асфальтеновыми соединениями пор пород тутлеймской свиты (стратиграфический аналог баженовской свиты) и нижележащих юрских отложений на территории Каменной вершины Красноленинского свода. Целью работы было не только изучить возможную миграцию углеводородов по разрезу и площади, но и оценить изменчивость состава битумоидов пород относительно структурного плана изучаемого участка по разрезу, а также нетрадиционных коллекторах. Показано, что разные обстановки осадконакопления, связанные со структурным планом площади, и дополнительный прогрев пород приводят к изменениям состава углеводородов не только в открытых, но и в запечатанных порах, как по площади распространения тутлеймской свиты, так и в отдельных интервалах одной скважины. Установлено, что в отложениях может накапливаться органическое вещество, которое может несколько отличаться по природе в пределах толщи, что приводит к различиям в протекании процессов генерации, аккумуляции и миграции углеводородных соединений. Показано, что на состав битумоидов в породах тутлеймской свиты также влияют процессы миграции углеводородов из нижележащих отложений.

Ключевые слова: углеводородные соединения, тутлеймская свита, биомаркерный анализ, открытые поры, миграция

Для цитирования: Тихонова М.С., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Видищева О.Н., Хомячкова И.О., Большакова М.А., Рязанова Т.А., Сауткин Р.С., Калмыков Г.А. (2021). Изменчивость состава углеводородных соединений в юрских нефтегазоматеринских толщах Каменной вершины Красноленинского свода (Западная Сибирь). *Георесурсы*, 23(2), с. 158–169. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.16

Введение

Высокоуглеродистые формации (ВУФ) уже на протяжении десятилетий являются предметом пристального внимания исследователей, в первую очередь как нефтегазоматеринские толщи, характеристики которых необходимы для определения количества сгенерированных углеводородных соединений (УВС), мигрировавших в резервуары, и построения бассейновых моделей территорий. В последнее время их также изучают как нетрадиционный источник углеводородов, позволяющий получать дебиты нефти, но зачастую требующий дополнительных технологий, применения сложных и дорогостоящих методов разработки. Перспектива разработки ВУФ связана с наличием нетрадиционных коллекторов в породах на отдельных площадях, которые позволяют получать приток нефти, а в некоторых случаях практически не требуют дополнительного стимулирования пласта. В то же время отложения характеризуются сложным строением, изменчивостью по площади, в большинстве случаев обладают низкой пористостью и проницаемостью, а УВС представлены как лёгкими подвижными компонентами нефти, так и тяжёлыми малоподвижными смолисто-асфальтеновыми соединениями (Калмыков, Балушкина, 2017; Ступакова и др., 2015). При этом количество УВС, соотношения различных молекулярных соединений, а также объём порового пространства определяются не только исходными обстановками осадконакопления, первичными диагенетическими и катагенетическими процессами, но и результатом действия вторичных процессов, мощностью нижележащих отложений, отделяющих формацию от фундамента, и целым набором дополнительных факторов. В результате вторичных процессов могут образовываться коллекторы, дополнительное поровое пространство (Кирюхина и др., 2015; Хотылев и др., 2019), которое будет способствовать протеканию процессов миграции УВС, в первую очередь внутри пласта ВУФ.

На территории России наиболее обогащённой УВС и сланцевой нефтью ВУФ является юрско-меловая баженовская свита (БС) и её аналоги в Западной Сибири (U.S. Energy Information Administration – EIA). Площадь распространения свиты составляет 1,2 млн км^2, на которой зафиксирована изменчивость как зрелости органического вещества (ОВ), так и состава пород на разных площадях (Фомин, 2004). При этом породы обладают сложной структурой порового пространства, характеризуются наличием как открытых, так и закрытых пор заполненных различными УВС, тяжёлые компоненты которых могут блокировать отдельные каналы и поры (Билибин и др.,

* Ответственный автор: Маргарита Станиславовна Тихонова
E-mail: m.tikhonova@oilmsu.ru

© 2021 Коллектив авторов

2015). Теория о сложном строении порового пространства БС поднимает вопрос о генетическом единстве УВС в разных участках порового пространства.

Для изучения данного вопроса в качестве основной методики исследования применяется экстракция образцов различными растворителями. Эксперименты с использованием набора растворителей с различной полярностью или одного растворителя в течение разного по длительности периода для извлечения углеводородов изначально проводились зарубежными учёными как для нефтематеринских, так и для пород-коллекторов различных отложений (Sajgo et al., 1983; Spiro, 1984; Price, Clayton, 1992; Wilhelms, 1996; Schwark et al., 1997; Mohnhoff et al., 2016). Приведенные исследования показали наличие различий в составе углеводородных соединений, что может свидетельствовать о протекании ряда вторичных процессов во время и после генерации УВС, происходивших в породах, запечатыванию пор на определённых этапах геологической эволюции территории, потенциально разной скорости преобразования ОВ в разных участках порового пространства. Следовательно, возникает предположение, что традиционная одноступенчатая экстракция сильным полярным растворителем (хлороформ, спиртобензол или их аналоги) может приводить к извлечению УВС из разных частей порового пространства, отсутствию возможности дифференцировать битумоиды разной природы, различной зрелости, что может дать неточные или некорректные данные для дальнейшего геохимического анализа (Тихонова и др., 2019).

На образцах пород БС также проводились исследования битумоидов открытых, запечатанных и закрытых пор. Так, изучение пород без нарушения структуры порового пространства методом последовательной холодной экстракции гексаном и спиртобензолом выполнены Костенко О.В. (2014), а холодной и горячей экстракции хлороформом и спиртобензолом – Конторовичем А.Э. с соавторами (2018). В первом случае автором рассматривались соотношения мальтеновой фракции в открытых порах относительно блокированных смолисто-асфальтеновыми соединениями растворимых УВС запечатанных пор. Установлено, что значительная часть легких соединений может быть блокирована высокомолекулярными нерастворимыми соединениями, описана разница в молекулярных коэффициентах и зрелости битумоидов открытых и запечатанных пор по результатам газовой хроматографии. При этом автор рассматривает разные генотипы ОВ на одной стадии зрелости, однако не рассматривается влияние катагенетической преобразованности ОВ на состав УВС. Эксперименты проводились на двух образцах с одинаковым литологическим составом. В то же время возможно, что в породах другого состава результаты могут отличаться. Пористость и проницаемость пород в работе также не рассмотрены. Полученные О.В. Костенко результаты являются крайне важными для изучения состава УВС в породах ВУФ, однако необходимы следующие шаги в изучении влияния различных факторов на насыщение пород.

Конторович А.Э. с соавторами (2018), наоборот, получили схожие по молекулярным параметрам составы УВС, извлекаемые разными растворителями из открытых и закрытых пор пород, содержащих ОВ со степенью преобразованности от незрелого до главной зоны нефтеобразования. При этом отмечается, что в автохтонных (т.е. находящихся в нефтематеринских породах УВС в абсорбционном состоянии) битумоидах существенно выше доля смолисто-асфальтеновых соединений, чем в аллохтонных (существующих как самостоятельная фаза УВС, претерпевших существенную миграцию) битумоидах. Состав извлекаемых УВС по результатам исследования авторов варьируется, что позволяет устанавливать влияние зрелости на процессы генерации и миграции. В то же время необходимо отметить, что и хлороформ, и спиртобензол являются сильными полярными растворителями, которые могли извлекать неподвижные соединения и открывать запечатанные поры. В случае изучения пород, в которых активно протекала миграция, использование только сильных растворителей может не позволить разделить подвижные и запечатанные, фиксированные смолисто-асфальтеновыми соединениями УВС, что приведёт к получению неполной информации об отложениях.

То, что УВС могут различаться по составу в зависимости от положения в поровом пространстве, было также показано Тихоновой М.С. и соавторами (2019). Использование трех растворителей позволило выделить подвижную часть УВС в открытых порах, УВС, блокированных смолисто-асфальтеновыми соединениями, а также УВС закрытых пор. Установлено, что битумоиды отличаются по составу и характеристикам, в первую очередь это касается уровня термической зрелости. Исследование показало, что битумоиды из закрытых пор характеризуются преимущественно незрелыми УВС, тогда как зрелость в открытых порах может быть достаточно высокой. Полученные результаты позволяют предполагать сложный механизм сегрегации и эволюции углеводородов в поровом пространстве пород БС и её аналогов.

Таким образом, последовательная экстракция растворителями с разной полярностью сначала из открытых и запечатанных пор, а затем закрытых пор позволяет изучать различия в составе УВС и делать предположения о процессах заполнения порового пространства в ходе геологической эволюции пород, отслеживать механизмы генерации, миграции и аккумуляции различных соединений. Для этого необходимо уделить дополнительное внимание не только нефтематеринским породам, но и интервалам с повышенной пористостью в разрезах ВУФ, которые могут обеспечивать приток нефти (как происходит, например, в случае радиоляритов на Среднем Назыме). Важно также понять, происходит ли миграция соединений из нижележащих отложений, которые могли сформироваться в более раннее время, при насыщении коллекторов. Необходимо рассмотреть влияние состава пород на формируемые в них УВС. Кроме того, в литературе недостаточно освещена изменчивость состава УВС на одной площади, на которой могут различаться характеристики пород и ОВ.

Целью данной работы являлось изучение изменчивости состава УВС в открытых и запечатанных порах пород тутлеймской свиты (ТС, стратиграфический аналог БС) и сопоставить их с характеристиками пород и нефти нижележащей тюменской свиты, а также нефти вышележащего резервуара в викуловской свите на небольшой территории с различной зрелостью ОВ. В породах присутствуют нетрадиционные коллекторы, которые

также могут в последствии обеспечивать приток нефти из месторождения, поэтому стояла задача сопоставить характеристики УВС в нефтематеринской толще ВУФ и коллекторских интервалах. Полученные результаты дают информацию о процессах генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в зависимости от состава и строения пород, позволят установить источники нефти в уже открытых резервуарах и дают больше данных для оценки перспектив разработки ТС различными способами. Дополнительно эти данные важны для оценки возможности распространения результатов исследований пород отдельной скважины на всю территорию месторождения и прилегающие площади.

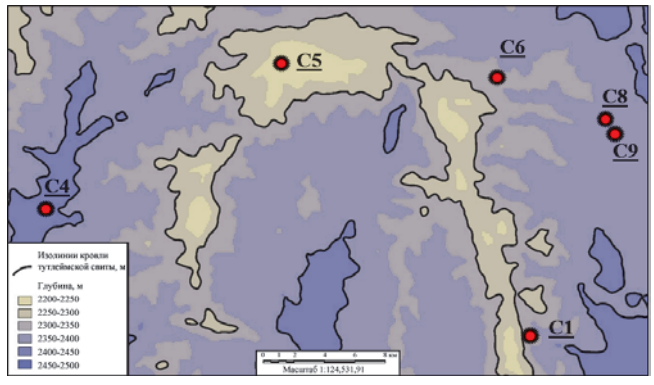


Рис. 1. Карта территории исследований с расположением скважин

Материалы и методы

Материалы. Для проведения исследований была подготовлена коллекция образцов пород ТС и нижележащих отложений. Образцы были отобраны из 6 скважин (С1, С4, С5, С6, С8 и С9), расположенных во Фроловской зоне, в районе Каменной вершины. Положение скважин на исследуемой территории приведено на рис. 1. Как видно из рисунка, скважины располагаются на небольшой площади, однако отличаются положением на структурном плане. В частности, скважина С5 находится на поднятии и имеет неполный разрез ТС, мощность которого не превышает 25 м, скважины С1 и С6 располагаются на склоне данного поднятия, а скважины С4, С8 и С9 пробурены в погруженных участках месторождения и имеют самую большую мощность отложений, достигающую 55–60 м. В них варьирует мощность тюменской свиты, которая в скважине С5 отсутствовала, в скважинах С1 и С6 представлена пластами Ю2-Ю4 мощностью 40–50 м, а скважины погруженной территории вскрывают пласты Ю2-Ю9 с мощностью до 150 м. Помимо мощности, породы ТС в скважинах отличается зрелость ОВ: в скважинах С8 и С9 стадия катагенеза характеризуется как $МК_2$, в скважинах С1 и С6 – $МК_3$, в скважинах С4 и С5 – $МК_4$. По результатам анализа сейсмических данных скважина С4 располагается внутри грабенообразной структуры, которая могла обеспечивать повышенные температуры в пласте, что объясняет высокую зрелость ОВ.

Коллекция образцов состояла из 10 цилиндров пород ТС, а также 3 цилиндров нижележащих отложений. Основные характеристики образцов приведены в таблице 1. Для исследований были выбраны как образцы из нефтематеринской толщи, так и нетрадиционные коллекторы. Коллекторы характеризуются значением пористости более 3% и высоким значением параметра S1, зачастую соизмеримым или превышающим параметр S2. В нефтематеринских породах параметр S2 преимущественно >25–30 мг УВ/г породы. Выделяются образцы с высокими значениями параметра S1, нередко превышающими общее содержание органического углерода, но при этом

Образец	Свита	Пористость, %	Проницаемость, мД	Литологический состав	S1, мг УВ/г породы	S2, мг УВ/г породы	TOC, мас.%
С1 образец 1	ТС	0,52	2,238	Керогенов-кремнисто-глинистая порода	6,43	36,05	11,62
С1 образец 2	ТС	1,16	0,020	Керогеново-кремнисто-глинистая порода	1,35	92,93	15,00
С4 образец 1	ТС	2,81	2,422	Глинистый силицит	5,23	6,01	3,81
С4 образец 2	ТС	4,56	0,033	Керогеново-глинисто-кремнистая порода	8,90	12,24	6,06
С5 образец 1	ТС	14,81	13,888	Глинисто-кремнистый фосфорит	17,84	9,45	4,06
С5 образец 2	ТС	0,42	0,973	Керогеново-глинисто-кремнистая порода	4,05	15,88	8,93
С6 образец 1	ТС	10,63	0,001	Глинистый радиолярит	10,52	12,55	5,03
С8 образец 1	ТС	2,26	0,054	Карбонатно-керогеново-кремнисто-глинистая порода	11,45	31,09	10,78
С8 образец 2	ТС	3,55	0,011	Керогеново-глинисто-кремнистая порода	13,89	27,77	8,81
С9 образец 1	ТС	0,55	0,044	Керогеново-глинисто-кремнистая порода	8,80	25,44	7,75
С4 образец Ю1	Ю	3,47	2,079	Аргилит углистый пиритизированный	3,73	26,33	28,23
С8 образец Ю1	Ю	18,04	2212,328	Песчанник битуминизированный	10,83	1,42	1,48
С9 образец Ю1	Ю	1,31	1,371	Аргилит углистый	4,24	27,73	20,68

Табл. 1. Основные характеристики исследуемых образцов

их пористость существенно ниже 3%. Такие образцы отнесены к нефтенасыщенным породам (параметр S1/Corг, по (Lopatin et al., 2003)). Большинство образцов имеют схожий состав и представлены керогеново-глинисто-кремнистыми породами, исключением являются радиоляритовый и фосфоритовый коллекторы. Образцы юрских отложений тюменской свиты (Ю) были взяты для сравнения, оценки возможности миграции УВС из нижележащих отложений в ТС, а также для определения их участия в процессах формирования и насыщения нефтью юрских отложений изучаемого региона.

Методики исследования. Для извлечения битумоидов из открытых и запечатанных пор использовалась методика ступенчатой экстракции, подробно описанная в статье М.Е. Тихоновой с соавторами (2019). Экстракция УВС из цилиндрических образцов размером 30×30 мм выполнялась в аппаратах Сокслета с помощью гексана и хлороформа согласно международному стандарту D5369-93. Экстракция оканчивалась при достижении в растворе охлажденного аппарата Сокслета концентрации битумоида в растворе менее 0,000625%. Полученные экстракты упаривали до постоянной массы, хлороформенные экстракты разделяли на мальтены и асфальтены с помощью н-гексана 99%. Затем мальтены разделяли на насыщенную и ароматическую фракции на силикагеле КСКГ 0,04–0,1 мм с использованием н-гексана 99% и толуола. Анализ состава высокомолекулярных углеводородных и гетероатомных соединений выполняли с помощью хромато-масс-спектрометрического анализа на базе газового хроматографа Agilent 6890B снабженного масс-спектрометром Agilent 5977A MSD. Условия хроматографического интерфейса: газ-носитель – гелий, расход газа-носителя – 1 см^3/мин. Использовалась капиллярная колонка HP-5MS с размерами 30 м × 0,25 мм × 25 мкм и неподвижной фазой DB-5. Скорость программирования температуры термостата колонок 8–4–3 ºС/мин, начальная температура – 60ºС, конечная – 300°С. Время программирования составляло 63 мин, выдержка при изотермическом режиме 300ºС – 10 мин. Обработка данных велась с помощью программного обеспечения MassHunter.

Результаты и обсуждение

Результаты исследований позволили установить как сходства, так и различия в количестве и составе УВС в открытых и запечатанных порах пород ТС на исследуемой территории. Установлено, что в образцах пород ТС с повышенной пористостью и проницаемостью количество экстракта, выделившегося из открытых пор, существенно превышает количество экстрактов из запечатанных пор (рис. 2). Исключение составляет образец 2 скважины С8, который является коллектором, но количество экстракта из открытых пор достигает всего 0,08 мг/г породы, тогда как количество экстракта из запечатанных пор в 11 раз больше (1,11 мг/г породы). Вероятно, это связано с низкой проницаемостью породы и возможностью смолисто-асфальтеновых соединений запечатывать малые поры (табл. 1). Однако проницаемость в образце 1 скважины 6 также низка, но количество выделившегося экстракта из открытых пор заметно выше. В будущем для интерпретации полученных данных необходимо будет более детально исследовать строение порового пространства отдельных пород и его влияние на насыщение и возможность извлечения УВС. В образцах тюменской свиты количество экстракта в открытых порах крайне мало и составляет 0,03–0,04 мг/г породы. Это может объясняться крайне высокой проницаемостью в коллекторе и малым количеством остаточной нефти. В запечатанных порах количество экстракта составляет 0,08–0,11 мг/г породы и сопоставимо с количеством экстракта в открытых порах.

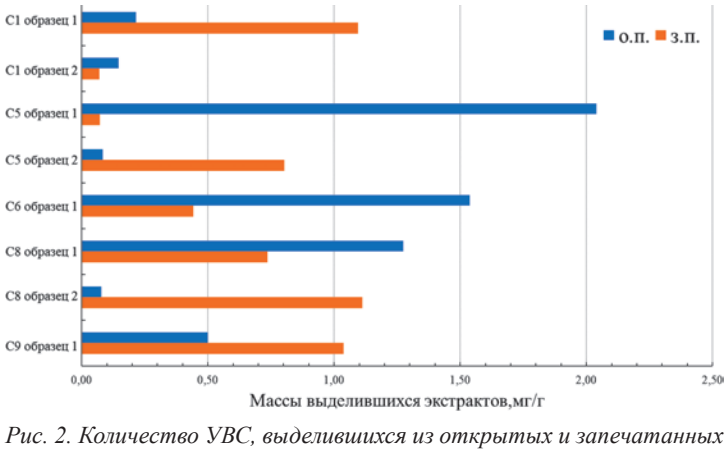


Рис. 2. Количество УВС, выделившихся из открытых и запечатанных пор в результате экстракции пород ТС

Количество выделившихся экстрактов позволяет предположить, что в запечатанных порах содержится большое количество смолисто-асфальтеновых соединений, блокирующих каналы миграции УВС. Разделение экстрактов на мальтены и асфальтены показало, что в породах ТС количество асфальтенов досигает 15–25% в образцах с повышенной пористостью и проницаемостью, а для остальных не достигает 10%. Фактически, количество асфальтенов относительно всего экстракта, извлекаемого гексаном и хлороформом, в образцах близко. Аналогичная картина наблюдалась и в образцах нижележащих отложений, где доля асфальтенов в запечатанных порах составила 25–35%.

Оценка возможной миграции должна учитывать вероятность миграционных процессов: а) внутри свиты; б) из нижележащих отложений; в) в вышележащие отложения. При одинаковой доле асфальтенов в образцах встаёт вопрос, одновременно ли происходило запечатывание поровых каналов, либо экстракт в породах не будет отличаться? Для ответа на данный вопрос на первом этапе исследовали распределение нормальных алканов, как самых легких и наиболее способных к миграции компонентов нефтей и битумоидов. При смешении или миграции их состав быстро меняется, что отражается на характере распределения.

При анализе распределений н-алканов выявлены заметные различия в распределении соединений между гексановым (открытые поры) и хлороформенным (запечатанные поры) экстрактами у большинства исследуемых образцов ТС (рис. 3, 4). При этом при сравнении распределений в одну группу были объединены коллекторы и насыщенные лёгкими УВС (высокий параметр S1) нефтематеринские породы, а ненасыщенные нефтематеринские породы –в другую. Так, в насыщенных нефтематеринских породах и коллекторах у гексановых экстрактов в составе выше относительное содержание легких (с короткой длиной цели) н-алканов,

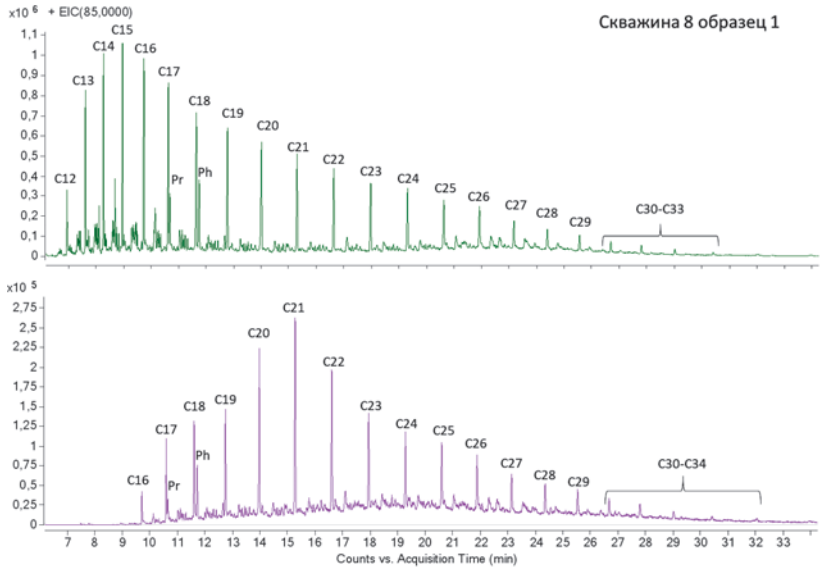


Рис. 3. Масс-фрагмент m/z 85 с указанием пиков н-алканов и изопреноидов

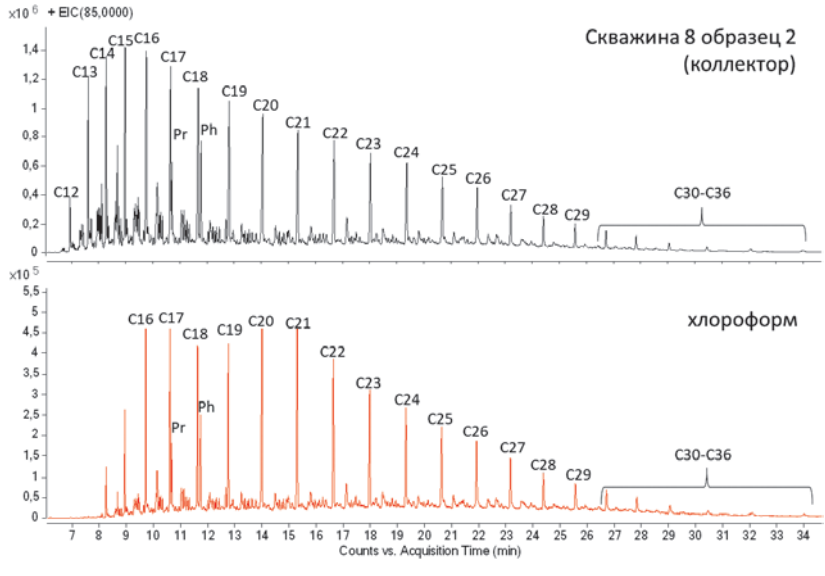


Рис. 4. Масс-фрагмент m/z 85 с указанием пиков н-алканов и изопреноидов

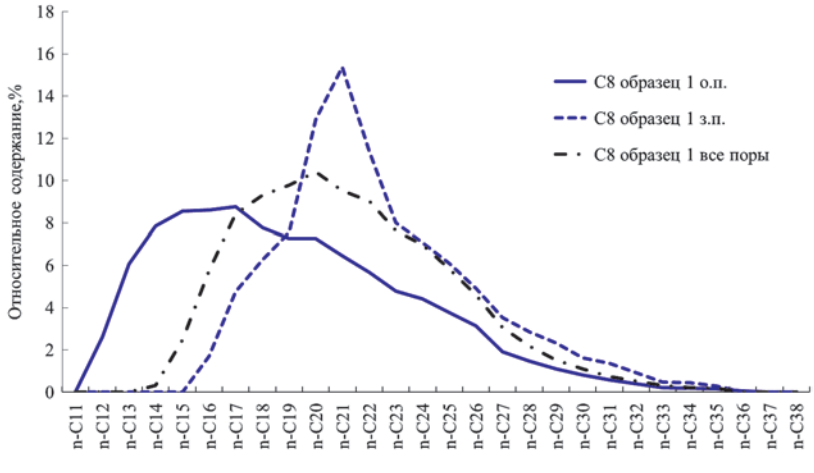


Рис. 5. Распределение н-алканов в открытых (о.п.) и запечатанных (з.п.) порах, а также общее распределение во всех порах, полученное в результате одноступенчатой экстракции хлороформом из порошкообразного образца 1 нефтенасыщенной породы скважины С8 н-аклканов в открытых (о.п.) и запечатанных (з.п.) порах в нефтематеринских породах и коллекторах ТС и сравнение с распределением н-алканов в нефти викуловской (ВС) и тюменской (Ю) свит

распределения не обладают ярко выраженным максимумом, в среднем максимум приходится на соединения с длиной цепи С15-С19 (рис. 3, 5). Распределения хлороформенных экстрактов в большинстве случаев смещены в более высокомолекулярную область, для многих экстрактов характерен выраженный максимум содержания н-алкана с длиной цепи С21. Данный тип распределения характерен практически для всех изученных пород ТС и зачастую не зависит от степени зрелости ОВ (рис. 3, 5). При этом в указанных образцах количество извлеченных УВС в открытых и запечатанных порах близко, в результате чего результирующее распределение н-алканов, полученное одноступенчатой экстракцией из порошкообразного образца, не коррелирует ни с гексановым, ни с хлороформенным экстрактами, а является усреднённым (рис. 5).

В случае образцов нефтематеринских пород установлено, что распределение н-алканов в гексановых экстрактах аналогично распределению в нефтенасыщенных породах и коллекторах (рис. 6). Идентичность распределения в гексановых экстрактах как в коллекторах, так и в нефтематеринских породах по всей территории исследования и глубине разреза может показывать, что в породах происходит миграция по глубине, и, вероятно, по латерали в интервалах нетрадиционных коллекторов. В то же время распределение н-алканов в запечатанных порах в нефтематеринских породах (хлороформенный экстракт) характеризуется широким максимумом, приходящимся на н-алканы с длиной цепи С16-С22. При сопоставлении экстрактов из нефтематеринских пород разных скважин установлено, что распределение н-алканов в гексановых и хлороформенных экстрактах достаточно близки, но между экстрактами одного образца они отличаются друг от друга (рис. 6).

Сопоставление всех гексановых и хлороформенных экстрактов всех образцов пород ТС, а также нефтей викуловской и тюменской свиты приведено на рис. 6. Полученные результаты показали, что нефть вышележащего резервуара (викуловская свита, ВС) идентична по распределению н-алканов с гексановым экстрактом из коллектора в скважине 6, и в целом похожа по распределению на экстракты из разных скважин пород ТС. Фактически, породы ТС являются нефтематеринскими для резервуара ВС. В то же время нефть нижележащих отложений (тюменская свита, Ю) имеет в своём составе более лёгкие компоненты и два максимума распределения, приходящихся на н-алканы С14 и С17, что позволяет предполагать, что ТС не была единственным источником УВС для коллекторов юрских отложений, либо же вообще не принимала участия в их формировании.

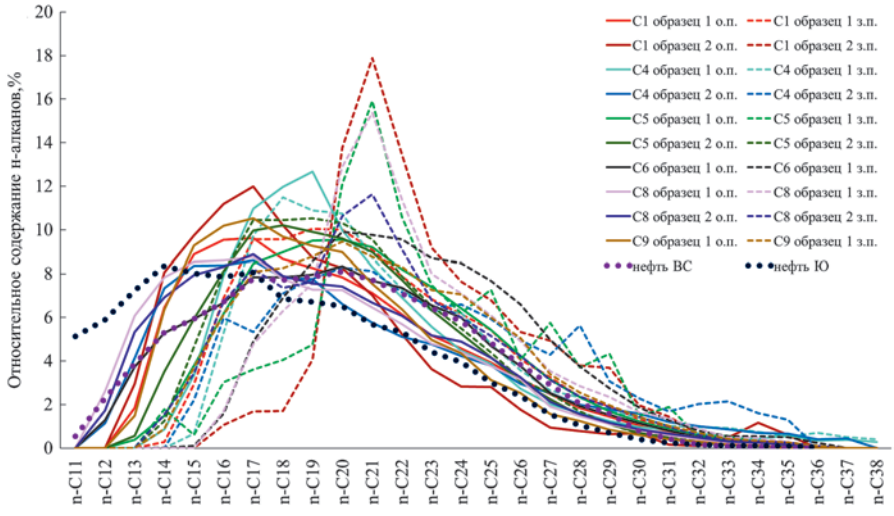


Рис. 6. Распределение н-алканов в открытых (о.п.) и запечатанных (з.п.) порах в нефтематеринских породах и коллекторах ТС и сравнение с распределением н-алканов в нефти викуловской (ВС) и тюменской (Ю) свит

Результаты сравнения распределения н-алканов в экстрактах из пород ТС и нефтях позволяют сделать следующие предварительные выводы. УВС, формируемые в ТС исследуемой площади, являются достаточно зрелыми, мигрировали вверх по разрезу и насыщали коллекторы ВС. Смолисто-асфальтеновые компоненты запечатывали УВС, при этом распределение н-алканов в запечатанных порах пород с повышенной пористостью близко между собой и отличается от распределения в аналогичных порах нефтематеринских толщ, а также в открытых порах всех пород. Возможно, отличие распределений объясняется миграцией УВС другого состава в породы-коллекторы или из них, а также запечатыванием битумоидов в другой момент геологической эволюции по сравнению с нефтематеринскими породами. Другим объяснением различия в результатах может быть разница в природе ОВ в отдельных интервалах. Фактически, тип ОВ в породах – II, однако его состав определяется флорой и фауной, жившей в конце юрского-начале мелового периода. Различие в соотношении видов организмов в отдельных прослоях потенциально может приводить к различию в составе формирующихся УВС. Однако данное предположение требует более детального рассмотрения, возможно, привлечения других методов исследования.

Пиролитические исследования показали, что образцы нефтематеринских пород тюменской свиты содержат ОВ смешанного II-III типа. Вероятно, такое ОВ может генерировать УВС другого состава, а нефти, насыщающие резервуары тюменской свиты, формировались в данных прослоях. В то же время вероятна миграция УВС вверх по разрезу, и тогда может происходить смешение УВС тюменской и тутлеймской свит. Для проверки данных предположений было выполнено сопоставление распределения н-алканов в экстрактах из нескольких образцов Ю (рис. 7). Как видно из рисунка, в большинстве случаев состав гексанового и хлороформенного экстракта по разрезу идентичен. Только в образце битуминизированного песчаника из подошвы Ю, являющегося коллектором (скважина С8 образец Ю1), присутствует ярко выраженный максимум распределения в хлороформенном экстракте, приходящийся на н-алканы с длиной цепи С21. В то же время во всех экстрактах отсутствуют лёгкие н-алканы с длиной цепи С12-С16, которые характерны для ОВ морского генезиса. В целом распределения в экстрактах Ю закономерно отличаются от распределения в нефтях ВС и Ю.

Отличие распределения н-алканов в гексановых экстрактах из пород Ю и нефти тех же отложений, предположительно, указывает на наличие смешения УВС двух источников, либо другой источник вещества для нефтей тюменской свиты. При этом наличие пика в хлороформенном экстракте образца Ю1 скважины С8 позволяет предполагать, что в процессе геологической эволюции могла проходить миграция УВС из нижележащих отложений, вплоть до частичного насыщения коллекторов в ТС, что выражено в наличии максимума в распределении н-алканов в экстрактах из запечатанных пор. Поскольку породы ТС достаточно зрелые (стадия катагенеза $МК_2$ и выше), можно предполагать, что после запечатывания части порового пространства, в которое попали и миграционные битумоиды, могла происходить более интенсивная генерация УВС из собственного ОВ ТС. Это может объяснять отсутствие схожести в распределениях н-алканов в открытых порах пород ТС и Ю, и отсутствие аналогичного распределения в запечатанных порах нефтематеринских пород пласта ТС.

Полученные результаты позволяют предполагать стадийность процессов формирования мальтенов и смолисто-асфальтеновых соединений в разных толщах, а также наличие миграции из нижележащих отложений только в определённый момент времени. Данные предположения не являются окончательными и требуют хорошей доказательной базы. Однако можно говорить, что на исследуемой территории стоит дополнительно рассмотреть процессы генерации и миграции УВС из разных нефтематеринских пород в различное время.

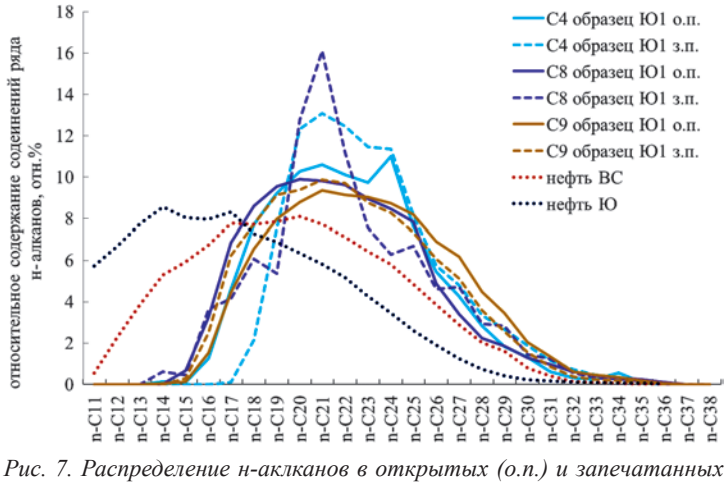


Рис. 7. Распределение н-акланов в открытых (о.п.) и запечатанных (з.п.) порах в нефтематеринских породах и коллекторе тюменской свиты и сравнение с распределением н-алканов в нефти викуловской (ВС) и тюменской (Ю) свит

Биомаркерный анализ. Исследование биомаркерных параметров также подтвердило некоторые сходства и различия между УВС в открытых и запечатанных порах пород ТС. При исследованиях анализировались как параметры зрелости, к которым относятся Ts/(Ts+Tm), dia/(dia+reg)C27 и MPI-1, так и параметры обстановок осадконакопления, в частности, Pr/Ph, DBT/Phen, t22/t21, T24/H30 и t23/H30. Важно отметить, что некоторые отличия наблюдались в обоих типах параметров и прослеживаются не только между скважинами, но и между экстрактами. В качестве примера на рисунке 8 приведены масс-фрагментограммы m/z 191 для УВС из открытых и запечатанных пор образца 1 скважины 8, на которых визуально отмечается разница в соотношении ключевых пиков для подсчета биомаркерных параметров. Различия в параметрах обстановок осадконакопления позволяют предполагать влияние ряда процессов на характеристики экстрактов, в том числе наличие миграции УВС, разные условия во время седиментации, природе ОВ.

Для проверки выдвинутых предположений, изучения различий в составе битумоидов по глубине разреза и по территории исследований были построены лепестковые диаграммы, на которые вынесены все перечисленные выше биомаркерные параметры, которые в совокупности образуют паттерн образца (рис. 9). Термическая преобразованность экстрактов из открытых и запечатанных пор варьирует в пределах главной зоны нефтеобразования, некоторые их них прошли пик нефтегенерации: параметр Ts/(Ts+Tm) варьирует от 0,55 до 0,80, параметр dia/(dia+reg)C27 находится в диапазоне 0,20–0,35, а параметр MPI-1 характеризуется значениями 0,5–0,7 (Peters et al., 2005). Стоит отметить, что для параметров зрелости это довольно широкий диапазон значений, что, в свою очередь, говорит о том, что полученные экстракты обладают некоторыми различиями в степени преобразованности. Как было упомянуто выше, УВС из открытых и запечатанных пор в первую очередь различаются по зрелости (Тихонова и др., 2019), при этом следует отметить в целом высокую степень преобразования ОВ, что способствует развитию миграционных процессов.

Параметры для оценки обстановок осадконакопления также могут заметно варьировать в экстрактах. В первую очередь необходимо отметить, что на рисунке 8 отсутствуют образцы скважины 4 для горизонта ТС. Это связано с тем, что в экстрактах данной скважины пики соединений групп терпанов и стеранов либо отсуствуют (не превыщают фоновых значений), либо находятся в очень низких концентрациях. Таким образом, рассчитать биомаркерные параметры не представляется возможным. В экстрактах пород из данной скважины был получен ограниченный набор параметров, не позволявший выполнять сравнение с другими экстрактами. Как уже было сказано выше, скважина находится в погруженной части территории (рис. 1), однако имеет высокую степень преобразованности ОВ (конец нефтяного окна) и располагается внутри грабенообразной структуры. Скорее всего, по разломам данной структуры проходил прогрев пород, что привело к резкому и существенному преобразованию всего ОВ в породах ТС; мог протекать вторичный крекинг. Таким образом, важно отметить, что в случае построения геологических и бассейновых моделей данной территории использовать данную скважину в качестве опорной нельзя, необходимо будет скорректировать получаемые модели с учётом протекания вторичных процессов и более высокой степени преобразованности ОВ.

Также можно выделить гексановые экстракты из открытых пор в образце 1 скважины 1, образцах 1 и 2 скважины 5, образце 2 скважины 8. Как видно из рисунка 9, в битумоидах образца 1 скважины 1 параметр t22/t21>0,35 при средних сначениях для изученных образцов 0,2. Данное значение не является реперным для характеристики смены обстановок, но позволяет предполагать миграцию УВС из нижележащих отложений. В экстрактах из образцов 1 и 2 скважины 5 установлено существенное отклонение от общих паттернов параметров T24/H30 и t23/H30, в экстракте из образца 2 скважины 8 – только параметра t23/H30. Эти параметры характеризуют фациальные различия накопления ОВ (Farrimond et al., 1999; Peters et al., 2005; Tao et al., 2015), таким образом, можно предполагать фациальную изменчивость пород

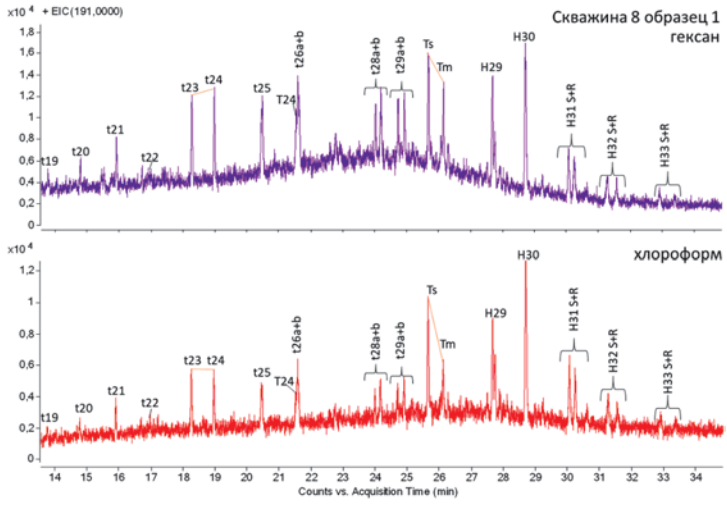


Рис. 8. Масс-фрагмент m/z 191 с указанием пиков тритерпанов и гопанов в экстрактах из открытых и запечатанных пор образца 1 скважины 8

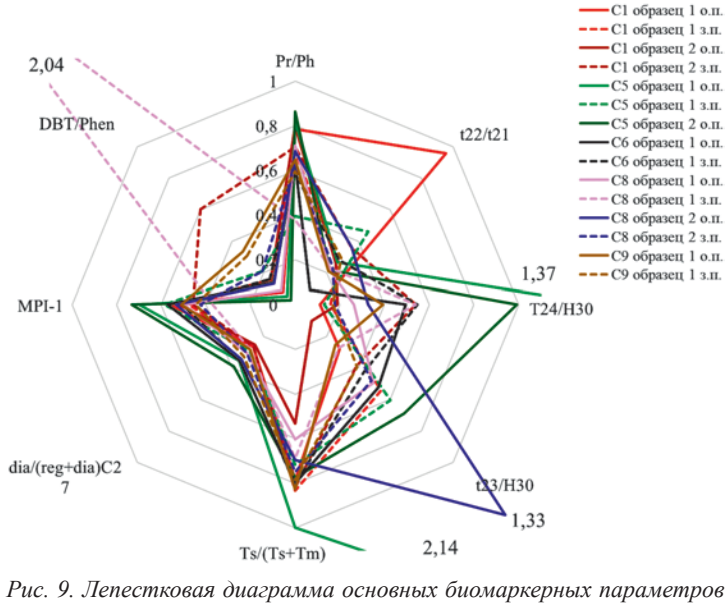


Рис. 9. Лепестковая диаграмма основных биомаркерных параметров УВС из открытых и запечатанных пор пород ТС изучаемой площади

ТС скважины 5 от пород остальной территории. Помимо фациальных различий экстракты из образцов данной скважины характеризуются наличием наиболее термически преобразованных битумоидов (Ts/(Ts+Tm) 0,7–1,0; dia/(dia+reg)C27 0,36–0,39, MPI-1 0,7–0,73). Важно отметить, что на структурном плане данная скважина находится на поднятии (рис. 1), характеризуется меньшей мощностью ТС, отсутствием нижней части разреза, и залегает непосредственно на фундаменте. Можно предполагать, что во время накопления ТС в первое время в районе скважины 5 был остров, который затем погрузился в море, однако малая глубина и возможное отсутствие сильных течений способствовали существованию отличающихся от глубоководных животных и растительных организмов. В то же время близость к фундаменту могла привести к формированию разломов, а также наличию тепловых потоков, большему прогреву отложений. Другим объяснением таких различий может служить миграция УВС в данные отложения. Миграция также может объяснять отличия в ОВ образца 2 скважины 8.

Показанные признаки наличия миграции УВС не только внутри пород ТС, но и, предположительно, из нижележащих отложений, не позволяют однозначно характеризовать породы по экстрактам из открытых пор. Поэтому на следующем этапе было выполнено сопоставление пород по экстрактам из запечатанных пор, чтобы постараться исключить влияние миграционной составляющей. Значения основных биомаркерных параметров для этих экстрактов вынесены на рисунке 10. Как видно из рисунка, практически во всех экстрактах паттерны по большинству биомаркерных параметров (Pr/Ph, t22/t21, t23/H30, DBT/Phen) экстрактов схожи между собой. Отличия наблюдаются в первую очередь для образца 1 скважины 5, который накапливался в отличающихся обстановках и представлен фосфоритами.

Отличие в параметре DBT/Phen в образце 2 скважины 1 и, особенно, образце 1 скважины 8 (нет на графике, значение DBT/Phen равно ~2,0), что с учетом отсутствия зависимости от степени термической зрелости может свидетельствовать о повышенном количестве активной серы и серосодержащих соединений (Hughes et al., 1995). Действительно, в образцах присутствует несколько большая доля пирита, достигающая 9 мас.%, тогда как в остальных образцах доля пирита не превышает 3–5 мас.% от общей массы при сравнительно схожем содержании общей серы в образце. Следовательно, данный параметр, чувствительный к наличию сернистых соединений, не является признаком другого типа органического вещества и будет характеризовать УВС, сформировавшиеся непосредственно в нефтематеринской ТС, а не мигрировавших из других отложений. При этом полученные результаты свидетельствуют о влиянии литологического состава пород на характеристики УВС. Дополнительно это подтверждается несколько повышенными величинами параметра DBT/Phen для экстрактов из открытых и запечатанных пор образца 1 скважины 9, который равен примерно ~0,3.

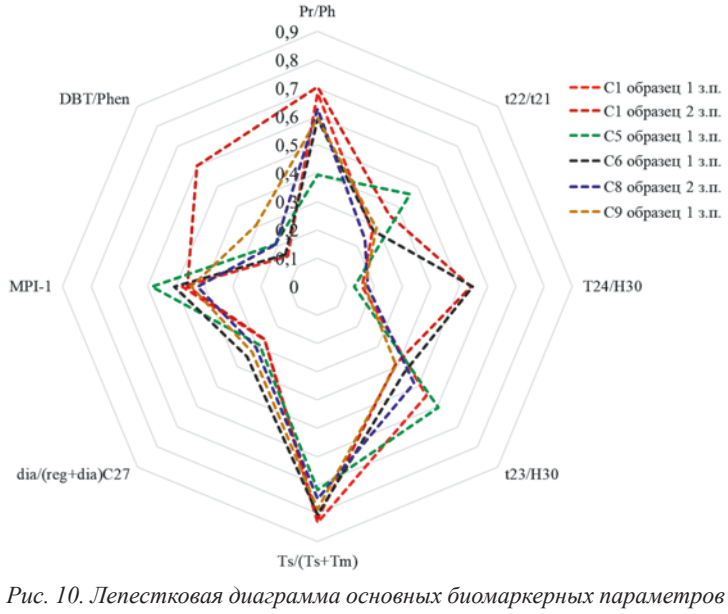


Рис. 10. Лепестковая диаграмма основных биомаркерных параметров УВС из запечатанных пор пород ТС изучаемой площади

Основное отличие между хлороформенными экстрактами заключается в значении параметра T24/H30, равного 0,15–0,20 для образцов скважин 5, 8, 9 и образца 1 скважины 1. Для образца 2 скважины 1 и образца породы-фосфоритового коллектора скважины 6 этот параметр более высокий и равен 0,55. Данный параметр может быть зависим от степени преобразованости ОВ (Peters et al., 2005), но в данном случае такой корреляции не наблюдается. Этот вывод можно сделать на основании градации параметров зрелости. Например, образцы из скважины 1, обладая схожим уровнем преобразованности по биомаркерным параметрам, попадают в разные группы по величине как T24/H30, так и t23/H30. Важно отметить, что в образце 2 скважины 1 ОВ несколько отличается от ОВ в общей массе пород ТС, предположительно, содержит больше сапропелевого вещества. В образце-коллекторе из скважин 6 кероген такой же, как в основной массе разреза, однако в соседнем тонком прослое ОВ также представлено преимущественно сапропелевой составляющей. Вероятно, это существенно повлияло на состав УВС, часть из которых была запечатана в порах исходной нефтематеринской породы (образец 2 скважины 1), а часть мигрировала и была запечатана в образце-коллекторе скважины 6. Стоит отметить, что такой интервал встречен только в скважинах на склоне структурного поднятия. Вероятно, при накоплении ТС на склонах сформировались особые условия для накопления ОВ, несколько отличающегося по природе от ОВ основной массы пород.

Для выявления источников нефти из ниже- и вышележащих отложений было выполнено сравнение биомаркерных параметров нефтей ВС и Ю с параметрами гексановых и хлороформенных экстрактов из скважин 6, 8 и 9. Выбор скважин обусловлен наличием нефтей из погруженной зоны как из викуловской, так и из тюменской свиты, а также отсутствием сильного влияния отличающихся обстановок осадконакопления, установленных в скважине 5. Лепестковая диаграмма со значениями основных биомаркерных параметров указанных нефтей и экстрактов приведена на рисунке 11. Как видно из рисунка, нефть ВС имеет идентичный паттерн с УВС из открытых пор образца 1 скважины 9 и близка к хлороформенному экстракту из коллектора скважины 6 и нефтенасыщенной породы

образца 2 скважины 1. Можно предполагать, что нефть ВС формировалась в породах ТС, которые являлись основной нефтематеринской породой, однако не вся толща участвовала в формировании нефти.

Сравнивая характеристики УВС и нефти пласта Ю, можно говорить о схожем паттерне изменения параметров с хлороформенными экстрактами образца 2 скважины 8 и образца 1 скважины 9, за исключением параметра t23/H30. Данный параметр в нефти Ю равен 0,8, тогда как в экстрактах значение меньше 0,6. Однако высокое значение данного параметра также наблюдается в УВС открытых пор образца 2 скважины 8. Фактически, с учётом результатов анализа распределения н-алканов можно говорить, что по ряду параметров (Pr/Ph, T24/H30) нефть Ю схожа с экстрактами из пород ТС, по другим (t22/t21, t23/H30) – отличается. Можно предполагать, что углеводороды нефти пласта Ю формировались в нескольких нефтематеринских породах, одной из которых являлась ТС. За счёт палеорельефа и наличия острова в центре изучаемой территории в районе современного поднятия тюменская свита не накапливалась, а ТС контактировала с породами доюрского комплекса, который в других участках находился в контакте с тюменской свитой. Данное предположение требует дополнительной проверки.

Для большинства образцов пород Ю характерен единый паттерн с высокими величинами параметра Pr/Ph (рис. 12). При этом в основном параметры для УВС из открытых и запечатанных пор схожи. С другой стороны, в открытых порах образца Ю1 скважины 8, который является коллектором в подошве Ю, встречены более высокие значения параметров t23/H30 и T24/H30. Аналогичный паттерн параметров наблюдается в образце Ю1 скважины 4, которая обладает очень высокой степенью преобразованности и находится внутри грабенообразной структуры. Можно предполагать, что в обоих случаях УВС содержит миграционную компоненту, вероятно, пришедшую из нижележащих отложений. Паттерны всех экстрактов отличаются от паттерна для нефти пласта ВС, но похожи по ряду параметров на нефть пласта Ю. Полученные результаты подтверждают выдвинутые ранее предположения, что нефть ВС формировалась только в нетфематеринской толще ТС, тогда как нефть Ю имеет более одного источника, не только породы ТС генерировали УВС, мигрировавших в нижележащие породы.

Для проверки природы УВС, насыщавших породы пластов ТС и Ю, значения процентного содержания стеранов С27, С28 и С29 были нанесены на треугольную диаграмму (рис. 13). Полученные результаты подтвердили, что УВС из тюменской свиты имеют несколько другую природу, в то время как УВС коллектора из основания пласта Ю скважины 8 практически идентично по природе к углеводородным соединениями тутлеймской свиты. Полученные результаты могут подтвердить предположение о миграции УВС по породам доюрского комплекса, но требуются более детальные исследования, чтобы этот вывод можно было считать полностью достоверным.

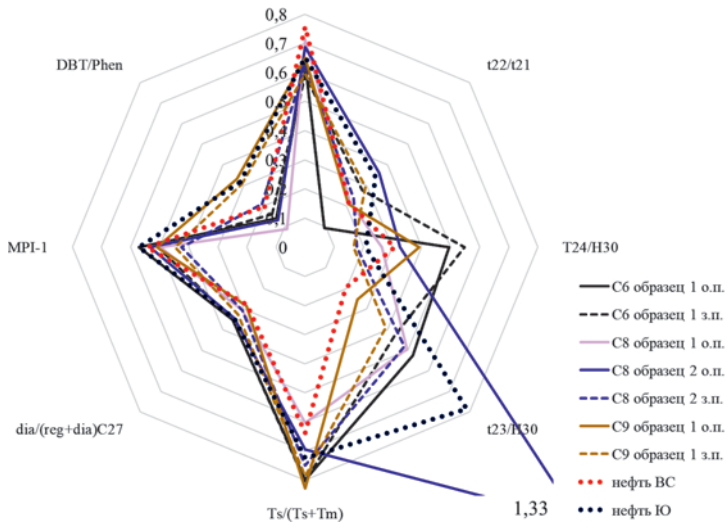


Рис. 11. Лепестковая диаграмма основных биомаркерных параметров УВС из открытых и запечатанных пор пород ТС скважин 6, 8 и 9, а также нефтей викуловской и тюменской свиты

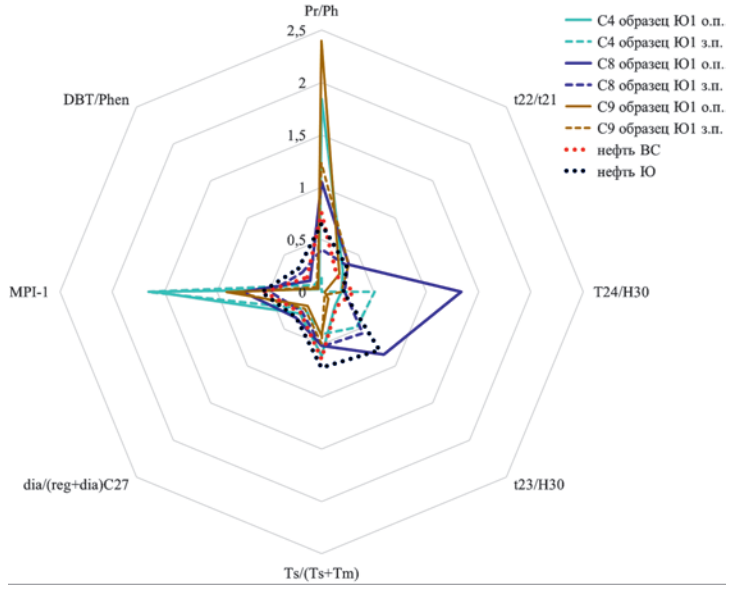


Рис. 12. Лепестковая диаграмма основных биомаркерных параметров УВС из открытых и запечатанных пор пород Ю и нефтей викуловской и тюменской свиты

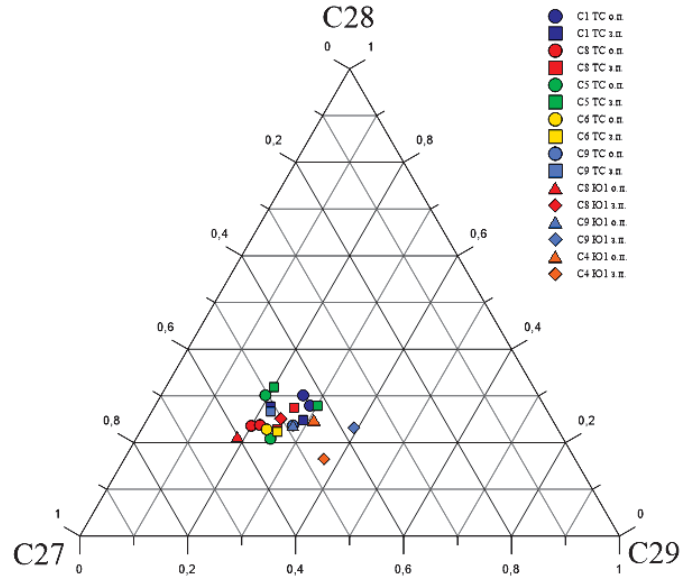


Рис. 13. Треугольная диаграмма распределения стеранов в исследуемых экстрактах

Выводы

В результате проделанной работы установлена изменчивость состава углеводородных соединений в породах тутлеймской свиты, расположенных на разных участках структурного плана, характеризующихся разной степенью катагенетической зрелости ОВ и содержащих породы с различными фильтрационно-емкостными характеристиками. Установлено, что состав экстрактов в открытых и запечатанных порах пород тутлеймской свиты различается, при этом самые заметные отличия наблюдаются между экстрактами в породах с повышенной пористостью. Незначительные отличия в составе УВС отражают различия в зрелости ОВ в породах и наличии отдельных минеральных компонентов, которые влияют на отдельные биомаркерные параметры. Различие в составе экстрактов по площади определяется разницей в палеогеографических обстановках при накоплении отложений. Так, поднятие, существовавшее в начале накопления тутлеймской свиты, способствовало отсутствию накопления нижележащих отложений, что также, как и наличие грабенообразной структуры в районе скважины 4, предположительно приводило к дополнительному прогреву отложений, в результате чего состав УВС как в открытых, так и в запечатанных порах скважин 4 и 5 существенно отличается от состава УВС в отложениях других скважин.

Породы тутлеймской свиты на исследованной площади генерировали УВС, которые мигрировали по разрезу, являлись источником нефти вышележащих отложений. В то же время полученные результаты позволяют предполагать, что породы ТС также могли отдавать УВС в нижележащие отложения путём миграции в местах контакта с доюрским комплексом, на территориях, где в конце юрского времени присутствовало поднятие и тюменская свита не накапливалась. В результате в тюменской свите состав нефти смешанный. При этом исследования нефтематеринских прослоев тюменской свиты на участке, где её мощность составляла 100–150 м, показали, что тюменская свита не только являлась одним из источников нефти для собственных резервуаров, но в то же время формируемые в них УВС мигрировали вверх по разрезу и могли частично заполнять поры пород в подошве тутлеймской свиты.

Таким образом, комплексирование результатов изучения состава УВС в открытых и запечатанных порах с данными других исследований (литологический состав, характеристики ОВ, пористость) позволяет получить больше информации о процессах генерации нефти, её миграции по разрезу и аккумуляции. В то же время результаты работы показали, что необходимо внимательно относиться к выбору опорных разрезов для характеристики пород баженовской свиты и её аналогов, нужно учитывать влияние структурно-тектонических факторов и не использовать для обобщения результаты, полученные по керну сильно изменённых пород. Необходимо дополнительное изучение большего количества образцов методом ступенчатой экстракции, которое позволит получить более подробную характеристику изменчивости состава битумоидов в основной нефтематеринской толще Западной Сибири.

Литература

Билибин С.И., Калмыков Г.А., Ганичев Д.И., Балушкина Н.С. (2015). Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты. *Геофизика*, 3, с. 5–14.

Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и её использование для оценки ресурсного потенциала. Москва: ГЕОС, 247 с.

Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В. и др. (2015). Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна. *Георесурсы*, 2(61), с. 87–100. https://doi.org/10.18599/grs.61.2.8

Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В. и др. (2018). Геохимия битумоидов баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, 2, с. 79–88. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-2-79-88

Костенко О.В. (2014). Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе баженовской свиты (Западно-Сибирский бассейн). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9 (1), с. 1–13. https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2014

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

Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г. и др. (2019) Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров. *Георесурсы*, 2(21), с. 172–182. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182

Фомин А.Н. (2004). Катагенетические условия нефтегазообразования в палеозойских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика*, 45(7), с. 833–842.

Хотылев О.В., Балушкина Н.А., Вишневская В.С., и др. (2019). Модель накопления радиоляритовых слоев в баженовской свите Западной Сибири. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 1, с. 89–94. https://doi.org/10.3103/S0145875219020054

Farrimond P., Bevan J.C., Bishop A.N. (1999). Tricyclic terpane maturity parameters: response to heating by an igneous intrusion. *Organic Geochemistry*, 30(8), pp. 1011–1019. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00091-1

Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), pp. 3581–3598. https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-O

Lopatin N.V., Zubairaev S.L., Kos I.M. et al. (2003) Unconventional oil accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: A selfsourced reservoir system. *J. Petrol. Geology*, 26(2), pp. 225–244. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2003.tb00027.x

Mohnhoff D., Littke R., Krooss B., Weniger P. (2016). Flow-through extraction of oil and gas shales under controlled stress using organic solvents: implications for organic matter-related porosity and permeability changes with thermal maturity. *International Journal of Coal Geology*, 157, pp. 84–99. https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.09.010

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan, J.M. (2005). The biomarker guide. *Cambridge University Press*, 1155 p. https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868

Price L.C., Clayton J.L. (1992). Extraction of whole versus ground source rocks: Fundamental petroleum geoche.mical implications including oil-source rock correlation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 56(3), pp. 1213–1222. https://doi.org/10.1016/0016-7037(92)90057-P

Sajgó C.S., Maxwell J.R., Mackenzie A.S. (1983). Evaluation of fractionation effects during the early stages of primary migration. *Organic Geochemistry*, 5(2), pp. 65–73. https://doi.org/10.1016/0146-6380(83)90004-9

Schwark L., Stoddart D., Keuser C. et al. (1997). A novel sequential extraction system for whole core plug extraction in a solvent flow-through cell-application to extraction of residual petroleum from an intact pore-system in secondary migration studies. *Organic Geochemistry*, 26, pp. 19–31. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00163-5

Spiro B. (1984). Effects of mineral matrix on the distribution of geochemical markers in thermally affected sedimentary sequences. *Organic Geochemistry*, 6, pp. 543–559. https://doi.org/10.1016/0146-6380(84)90077-9

Tao S., Wang C., Du J., et al. (2015). Geochemical application of tricyclic and tetracyclic terpanes biomarkers in crude oils of NW China. *Marine and Petroleum Geology*, 67, pp. 460–467. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.05.030

Wilhelms A., Horstad I., Karlsen D. (1996). Sequential extraction – a useful tool for reservoir geochemistry. *Organic Geochemistry*, 24, pp. 1157–1172. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00100-3

Сведения об авторах

Маргарита Станиславовна Тихонова – специалист- геохимик, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»; инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1

E-mail: mgtikhonova@gmail.com

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, д. 1

Дарья Андреевна Иванова – специалист-геохимик, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»; инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1

Олеся Николаевна Видищева – геолог, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1

Инна Олеговна Хомячкова – магистр кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Мария Александровна Большакова – 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, д. 1

Татьяна Алексеевна Рязанова – эксперт по геохимии отдела аналитики и систематизации лабораторных исследований керна и пластовых флюидов Центра исследований керна, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

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, д. 1

e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;
Принята к публикации 05.05.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Variability in the composition of hydrocarbon compounds in the Jurassic oil-and-gas-bearing strata of the Kamennaya crest of the Krasnoleninsky arch (Western Siberia)

M.S. Tikhonova[1,2], A.G. Kalmykov[2], D.A. Ivanova[1,2], O.N. Vidishcheva[1], I.O. Khomyachkova[2], M.A. Bolshakova[2], T.A. Ryazanova[3], R.S. Sautkin[1], G.A. Kalmykov[1]*

[1]*National Intellectual Development Foundation, Moscow, Russian Federation*

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

[3] *Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen, Russian Federation*

[*]*Corresponding author: Margarita S. Tikhonova, e-mail: m.tikhonova@oilmsu.ru*

Abstract. The article presents the results of hydrocarbon compounds extracted from open pores and blocked by resinous-asphaltene compounds pores in the Tutleim formation rocks (a stratigraphic analogue of the Bazhenov formation) and the underlying Jurassic deposits on the territory of the Kamennaya crest of the Krasnoleninsky arch investigation. The aim of the work was both to study the possible migration of hydrocarbons along the section and area and to assess the variability of the bitumen composition in rocks relative to the structural plan of the area of interest, along the section, as well as unconventional reservoirs. It is shown that the structural features and the assumed additional heating of the rocks lead to variety in the hydrocarbons composition not only in open, but also in blocked pores, both through the area of Tutleim formation distribution and in different intervals of one well. It was established that in the sediments organic matter, which may slightly differ in nature within the formation, can accumulate, and this leads to some differences in the generation, accumulation and migration of hydrocarbon compounds processes. It is shown that the process of migration of hydrocarbons from the underlying sediments also affects the bitumen composition in the rocks of the Tutleim formation.

Keywords: hydrocarbon compounds, tutleim formation, biomarker analisys, open pores, migration

Recommended citation: Tikhonova M.S., Kalmykov A.G., Ivanova D.A., Vidishcheva O.N., Khomyachkova I.O., Bolshakova M.A., Ryazanova T.A., Sautkin R.S., Kalmykov G.A. (2021). Variability in the composition of hydrocarbon compounds in the Jurassic oil-and-gas-bearing strata of the Kamennaya crest of the Krasnoleninsky arch (Western Siberia). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 158–169. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.16

References

Bilibin S.I., Kalmykov G.A., Ganichev D.I., Balushkina N.S. (2015). Model of the petroliferous rocks of the Bazhen Formation. *The Russian Geophysics Journal*, 3, pp. 5–14. (In Russ.)

Farrimond P., Bevan J.C., Bishop A.N. (1999). Tricyclic terpane maturity parameters: response to heating by an igneous intrusion. *Organic Geochemistry*, 30(8), pp. 1011–1019. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00091-1

Fomin A.N. (2004). Catagenetic conditions of oil and gas formation in the Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin. *Geology and Geophysics*, 45(7), pp. 833–842. (In Russ.)

Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), pp. 3581–3598. https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-O

Kalmykov G.A., Balushkina N.S. (2017). Model of oil saturation of the pore space of rocks of the Bazhenov Formation in Western Siberia and its use for assessing the resource potential. Moscow: GEOS, 247 p. (In Russ.)

Khotylev O.V., Balushkina N.S., Vishnevskaya V.S. et al. (2019). A Model of the Accumulation of Radiolarite Layers in the Bazhenov Formation of West Siberia. *Moscow University Geology Bulletin,* 74(2), pp. 206–211. https://doi.org/10.3103/S0145875219020054

Kiryukhina T.A., Bolshakova M.A., Stoupakova A.V. et al. (2015). Lithological and geochemical characteristics of Domanik deposits of the Timan-Pechora basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 87–100. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.61.2.8

Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Rodyakin S.V. et al. (2018). Geochemistry of bitumoids of the Bazhenov formation. Geologiya Nefti i Gaza= Russian Oil And Gas Geology, 2, pp. 79–88. (In Russ.) https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-2-79-88

Kostenko O.V. (2014). Blocking character of distribution of high-molecular compounds of bitumen in the pore system of the Bazhenov formation (West Siberian basin). *Neftegazovaya Geologiya. Theoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 9(1), pp. 1–13. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2014

Lopatin N.V., Zubairaev S.L., Kos I.M. et al. (2003) Unconventional oil accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: A selfsourced reservoir system. *J. Petrol. Geology*, 26(2), pp. 225–244. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2003.tb00027.x

Mohnhoff D., Littke R., Krooss B., Weniger P. (2016). Flow-through extraction of oil and gas shales under controlled stress using organic solvents: implications for organic matter-related porosity and permeability changes with thermal maturity. *International Journal of Coal Geology*, 157, pp. 84–99. https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.09.010

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan, J.M. (2005). The biomarker guide. *Cambridge University Press*, 1155 p. https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868

Price L.C., Clayton J.L. (1992). Extraction of whole versus ground source rocks: Fundamental petroleum geoche.mical implications including oil-source rock correlation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 56(3), pp. 1213–1222. https://doi.org/10.1016/0016-7037(92)90057-P

Sajgó C.S., Maxwell J.R., Mackenzie A.S. (1983). Evaluation of fractionation effects during the early stages of primary migration. *Organic Geochemistry*, 5(2), pp. 65–73. https://doi.org/10.1016/0146-6380(83)90004-9

Schwark L., Stoddart D., Keuser C. et al. (1997). A novel sequential extraction system for whole core plug extraction in a solvent flow-through cell-application to extraction of residual petroleum from an intact pore-system in secondary migration studies. *Organic Geochemistry*, 26, pp. 19–31. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00163-5

Spiro B. (1984). Effects of mineral matrix on the distribution of geochemical markers in thermally affected sedimentary sequences. *Organic Geochemistry*, 6, pp. 543–559. https://doi.org/10.1016/0146-6380(84)90077-9

Stoupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A. et al. (2015). Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61). pp. 77–86. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.61.2.7

Tao S., Wang C., Du J., et al. (2015). Geochemical application of tricyclic and tetracyclic terpanes biomarkers in crude oils of NW China. *Marine and Petroleum Geology*, 67, pp. 460–467. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.05.030

Tikhonova M.S., Ivanova D.A., Kalmykov A.G. et al. (2019). Methods of step extraction of rocks of high-carbon formations for the study of the component distribution of bitumen and variability of their basic geochemical parameters. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 2–10. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182

Wilhelms A., Horstad I., Karlsen D. (1996). Sequential extraction – a useful tool for reservoir geochemistry. *Organic Geochemistry*, 24, pp. 1157–1172. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00100-3

About the Authors

Margarita S. Tikhonova – Researcher in geochemistry, National Intellectual Development Foundation; Engineer of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

e-mail: m.tikhonova@oilmsu.ru

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Daria A. Ivanova– Researcher in geochemistry, National Intellectual Development Foundation; Engineer of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

Olesia N. Vidishcheva – Geologist, National Intellectual Development Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

Inna O. Khomyachkova – Master of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatiana A. Ryazanova – Expert in geochemistry of Department of Analytics and Systematization in Core and Reservoir Fluids Studying Laboratory, Tyumen Oil Research Center LLC

42, Maxim Gorky str., Tyumen, 625048, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgy A. Kalmykov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 3 May 2021; Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17 УДК 622.276

Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС

Т.Г. Исакова[1], Т.Ф. Дьяконова[2], А.Д. Носикова[2], Г.А. Калмыков[2], А.В. Акиньшин[3], В.М. Яценко[4]*

[1]*Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», Москва, Россия*

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

[3]*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

[4]*ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия*

Целью работы является прогноз фильтрационной способности коллекторов по данным керна и ГИС на стадии петрофизического исследования пород до начала активной разработки объекта.

Все результаты получены по данным порометрических характеристик пород на примере викуловских отложений Красноленинского свода. На образцах керна установлены закономерности изменения размеров пор и их вклад в суммарную фильтрацию в зависимости от литофизического типа породы. Предложена классификация пород по радиусам пор, разработана методика оценки фильтрационной способности коллекторов по данным ГИС с расчетом долевого участия каждого прослоя в планируемом интервале перфорации.

Ключевые слова: викуловская свита, фильтрационная способность, радиус пор, литофизический тип, вытеснение флюида

Для цитирования: Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Калмыков Г.А., Акиньшин А.В., Яценко В.М. (2021). Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС. *Георесурсы*, 23(2), с. 170–178. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17

Введение. Породы викуловской свиты нижнемелового возраста представлены алевро-песчаными, песчано-алевритовыми, глинисто-алевролитовыми разностями, неравномерно чередующимися и переслаивающимися по разрезу пластов викуловской свиты (ВК). Последними исследованиями установлено, что глинистая составляющая содержится в рассеянном виде в поровом пространстве и цементирующей части, а не в виде отдельных прослоев (Исакова и др., 2020). Принята модель коллектора – коллектор с микрослоистой текстурной неоднородностью и чередованием слойков алевролитов и песчаников с разной степенью зернистости. Отложения викуловской свиты формировались в мелководных прибрежно-морских, штормовых условиях (пласты $ВК_{1-3}$), осложнены развитием врезанных речных долин (пласт $ВК_{2-3}$врез) в разных частях Красноленинского месторождения (Исакова и др., 2020).

Значительная неоднородность пород по литологии, порометрическим характеристикам, наличие коллекторов с существенно разным по латерали и разрезу фильтрационным потенциалом приводит к неравномерной выработке запасов нефти викуловского объекта. Для наиболее полного вовлечения запасов в разработку предлагается на этапе петрофизических исследований керна производить выбор интервала перфорации, исходя из фильтрационной способности коллекторов с расчетом долевого участия каждого прослоя в общий приток по данным ГИС.

Методика исследований, полученные результаты и их обсуждение. Обычно в практике подсчета запасов углеводородов (УВ) петрофизическая основа для обоснования алгоритмов интерпретации материалов ГИС создается по подсчетным объектам (продуктивным пластам) или группам подсчетных объектов без детализации конкретного объекта по литолого-петрофизическим характеристикам. Это связано с тем, что, во-первых, зачастую, не удается выявить значимые различия во взаимосвязях петрофизических параметров по керну дифференцированно по литотипам пород, фациальным зонам единого пласта или по каким-либо другим геологическим особенностям рассматриваемых отложений. Во-вторых, наиболее распространенный случай, при выявленных закономерностях изменения свойств пород по керну с дифференциацией по определенным признакам, не удается найти их отражение в показаниях методов ГИС. В связи с этим часть информации об объекте, полученная при исследованиях на керне (микроуровень), теряется и обобщается (усредняется), что не всегда оправдано. В работе по созданию петрофизической модели викуловской свиты выполнена дифференциация единого объекта по лито-петро-геофизическим характеристикам, и анализ керновой информации проведен с учетом принадлежности к выявленным группам. Комплексирование литологических и петрофизических особенностей пород по керну и геофизическим характеристикам в разрезах скважин показало, что наиболее контрастными по ГИС являются группы петротипов – литофизические типы.

Анализ с привязкой керна к разрезу тестовых скважин показал, что в пачках $ВК_{1-3}$ и $ВК_{2-3}$врез викуловской свиты по данным ГИС могут быть выделены 6 литофизических типов (табл. 1).

* Ответственный автор: Татьяна Геннадиевна Исакова
E-mail: t.isakova@oilmsu.ru

© 2021 Коллектив авторов

№	$ВК_{1-3}$	$ВК_{2-3}$врез	Признак коллектора
1	–	алевро-песчаная порода	коллектор
2	песчано-алевролитовая порода	песчано-алевролитовая порода	коллектор
3	алевролит	–	коллектор
4	глинисто-алевролитовая порода	глинисто-алевролитовая порода	коллектор /неколлектор
5	алевро-глинистая порода	алевро-глинистая порода	неколлектор
6	терригенно-карбонатная порода	терригенно-карбонатная порода	неколлектор

Табл. 1. Основные литофизические типы пород в пластах викуловской свит

Анализ петрофизических параметров по литофизическим типам показал и подтвердил закономерное общеизвестное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по мере уменьшения зернистости пород при переходе от песчано-алевритовых и алевро-песчаных разностей к алевролитам глинистым (рис. 1).

Снижение фильтрационных свойств (Кпр) при близкой пористости в мелкозернистых породах по сравнению с более крупнозернистыми связано с уменьшением радиусов пор и поровых каналов, что вытекает из анализа капилляриметрических исследованиий керна. На рисунке 2 представлены примеры распределений радиусов пор и их вклада в фильтрацию для одного представительного образца керна каждого упомянутого литофизического типа.

Результаты анализа размеров пор по данным капилляриметрических исследований показали закономерное изменение радиусов пор по литофизическим типам, что предполагает их разную вовлекаемость в разработку. Процесс фильтрации (вытеснения) флюида в породе при создании перепада давления начинается с пор самого большого размера. Фильтрующая способность породы зависит от соотношения пор разного размера, и чем больше диапазон их изменения, тем позднее подключаются (или не подключаются) к фильтрации поры малого размера, содержащие нефть.

Обобщенные распределения пор по размерам и долевое участие их в фильтрации по литофизическим типам и пластам представлены на рисунке 3. *В породах $ВК_{1-3}$* интенсивная (нарастающая) фильтрация происходит по порам, начиная с самого большого размера 10–20 мкм до 1,25–2,5 мкм, которых содержится (рис. 3а): в песчано-алевролитовых породах – 26,2%, в алевролитах – 36,6%, в глинистых алевролитах – 29,6%. Именно эти поры обеспечивают основной вклад в фильтрацию (рис. 3б) – 68,1%, 73,1%, 72,8% по соответствующим литофизическим типам. Поры меньшего размера (менее 1,25 мкм) составляют основную часть в поровом пространстве

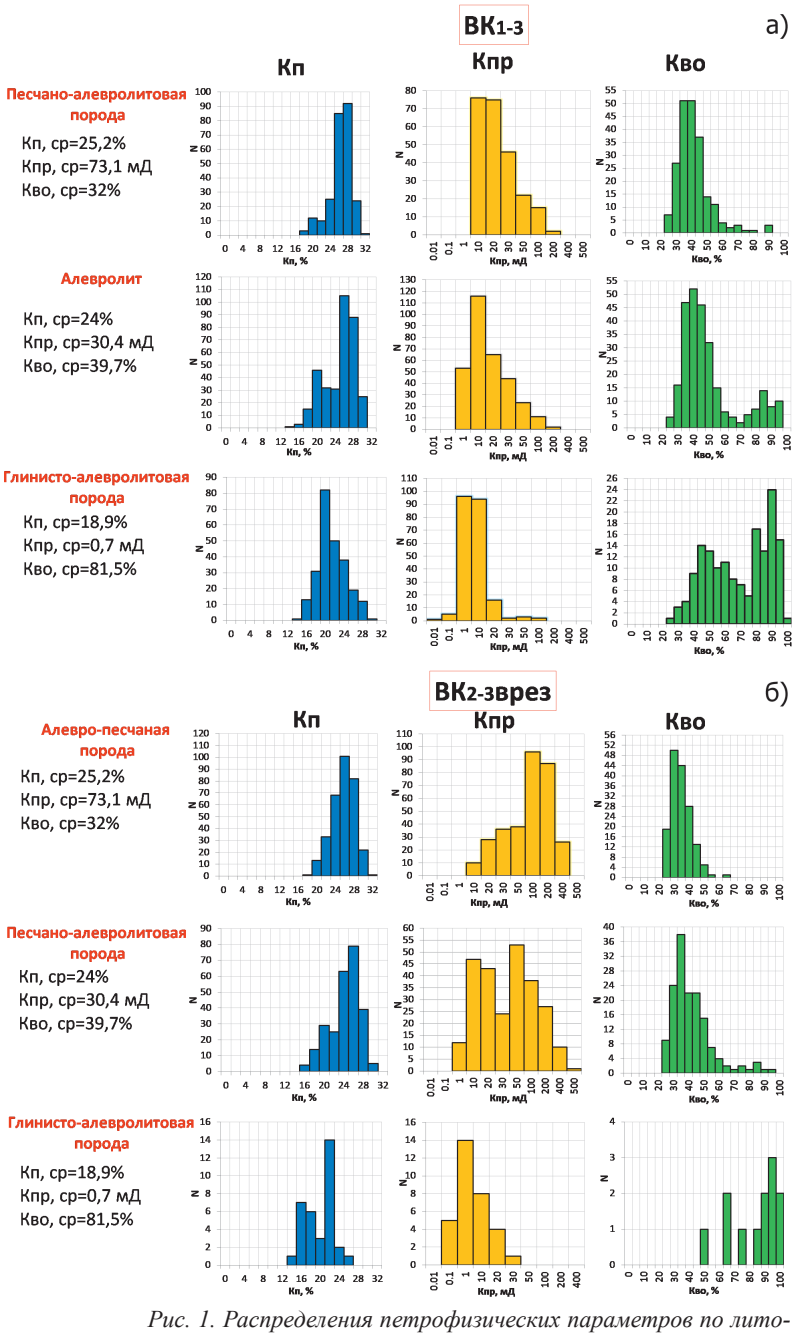


Рис. 1. Распределения петрофизических параметров по литофизическим типам пород пластов $ВК_{1-3}$ (а) и $ВК_{2-3}$врез (б)

пород $ВК_{1-3}$ – 73,8%, 63,4%, 70,4% по литотипам, но для вовлечения их в фильтрацию необходимо прилагать значительные перепады давления. Эксперименты на керне показали, что в фильтрацию вовлекаются поры размером не менее 0,3–0,6 мкм (в основном более 0,6–1,25 мкм).

В пласте $ВК_{2-3}$врез в алевро-песчаных и песчано-алевролитовых породах интенсивная и нарастающая фильтрация жидкости происходит по порам (рис. 3а) от самого большого размера до 5–10 мкм, которых в объеме породы содержится всего 23–25%, а их долевое участие в фильтрации (рис. 3б) составляет 59,8–64,4%. С уменьшением размера пор (менее 5 мкм) происходит резкое снижение интенсивности фильтрации. Основной объем фильтрации – 85–90% обеспечивают поры размером более 2,5 мкм, поры менее 2,5 мкм остаются практически не вовлеченными в фильтрацию (рис. 3б), несмотря на их значительную долю в объеме породы – 60% (рис. 3а).

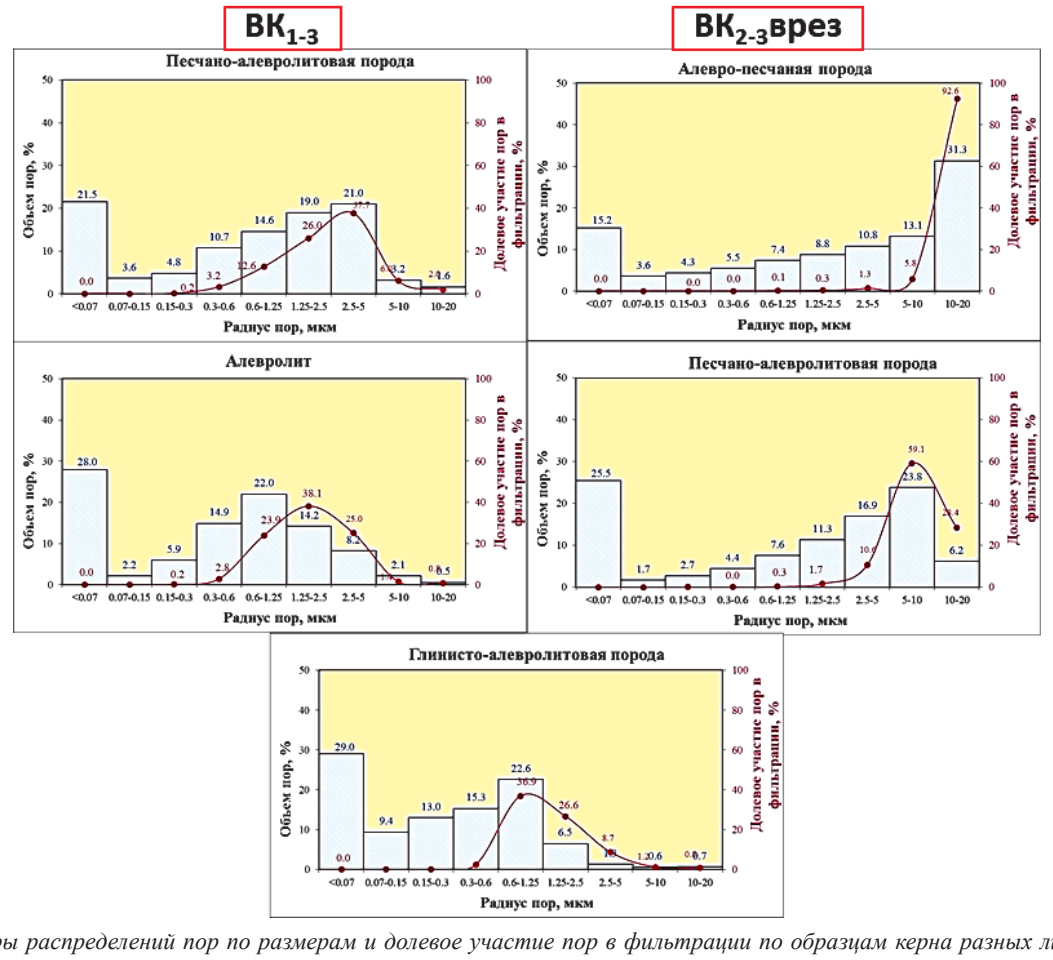


Рис. 2. Примеры распределений пор по размерам и долевое участие пор в фильтрации по образцам керна разных литофизических типов пластов $ВК_{1-3}$ и $ВК_{2-3}$врез

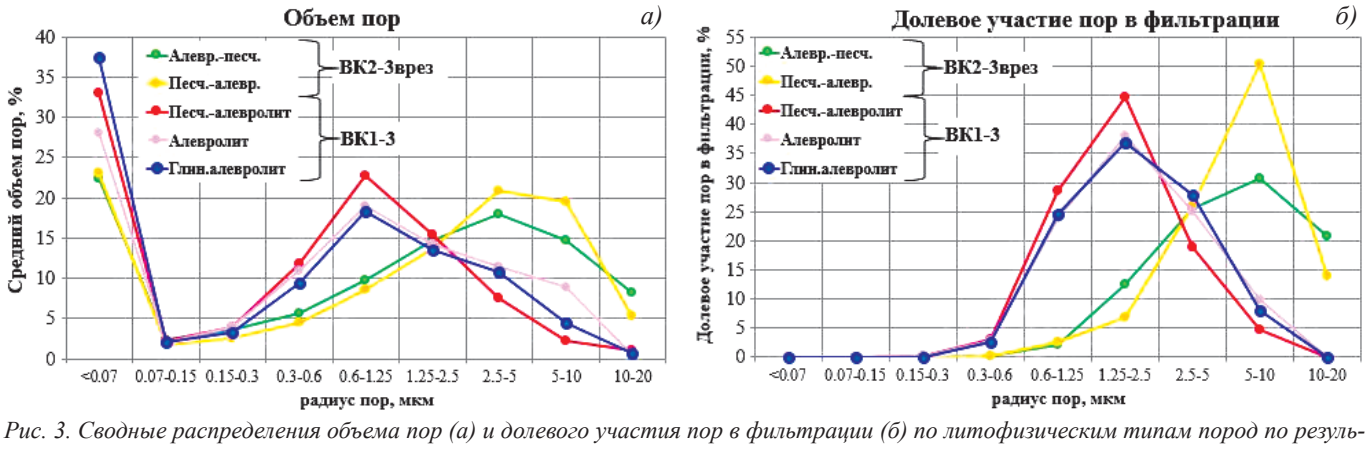


Рис. 3. Сводные распределения объема пор (а) и долевого участия пор в фильтрации (б) по литофизическим типам пород по результатам порометрических исследований керна

Таким образом, порометрические исследования керна свидетельствуют о существенной неоднородности пород викуловской свиты по размерам радиусов пор, что, как можно предположить, будет создавать неравномерную выработку запасов нефти: при наличии в породах пор большого размера фильтрация жидкости происходит именно по ним, более мелкие поры, как правило, не вовлекаются в фильтрацию, несмотря на их значительно больший объем, и запасы УВ в коллекторах с малыми радиусами пор содержатся практически в начальном состоянии. Для начала их работы нужны более высокие капиллярные давления, а для скважинных условий – более высокие депрессии, которые быстро приводят к выработке и обводнению коллекторов с лучшими ФЕС.

Из результатов обобщения экспериментов можно сделать предварительный теоретический вывод о том, что коллекторы $ВК_{1-3}$ с преимущественным объемом пор малого размера и равномерным распределением в породе должны иметь более полное вытеснение флюида из порового пространства. Следовательно, в процесс разработки вовлекается максимальный объем породы, несмотря на пониженные значения проницаемости по сравнению с коллекторами $ВК_{2-3}$врез.

Необходимо отметить, что установленные закономерности по результатам порометрических исследований керна присущи для однофазного типа фильтрации – начальный этап разработки залежей. При наличии двухфазного флюида (нефть+вода) процесс фильтрации значительно

усложняется, и в силу вступают законы изменения фазовых проницаемостей по нефти и воде в зависимости от порометрических характеристик породы, свойств пластовых флюидов, высоты залегания коллектора над уровнем зеркала чистой воды (Рк=0 МПа). В данной работе рассматривается способ оценки радиусов пор и вклада их в фильтрацию по методам ГИС на этапе петрофизических исследований керна до начала активной разработки, т.е. *для случая однофазного состава флюида.*

Для того, чтобы от керновых петрофизических и порометрических характеристик перейти к ГИС, было принято условие, что каждый интервал коллектора по ГИС со средними (интегральными) параметрами Кп, Кпр, Rпор тождественнен одному образцу керна, который характеризуется теми же интегральными параметрами.

Алгоритм предварительной обработки керновых исследований:

- рассчитан средневзвешенный по объему радиус фильтрующих пор (при Rпор>0,3–0,6 мкм) для каждого образца – Rпор,ср;

- рассчитан параметр индикатора гидравлической единицы потока (Flow zone indicator – FZI), который является уникальным для каждого гидравлического инервала и рассчитывается по измеренным значениям коэффициента пористости (Кп) и проницаемости (Кпр) (Amaefule et al., 1993):

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F}\cdot\tau\cdot S_{vgr}} = \frac{0{,}0314*\sqrt{\frac{Кпр}{Кп}}}{\frac{Кп}{(1-Кп)}},$$

где τ – гидравлическая извилистость, Svgr – удельная поверхность зерен скелета, F – коэффициент формы сечения поровых каналов.

Параметр FZI выведен из уравнения Козени-Кармана (Goda, Behrenbruch, 2011) и является соотношением между эффективным объемом порового пространства и его геометрией (Чувлиев, Шкирман, 2018):

$$Кпр = \frac{Кп^3}{(1-Кп)^2}\cdot\left(\frac{1}{F\tau^2 S_{vgr}^2}\right).$$

Важным является то, что образцы керна с близкими значениями FZI имеют близкие фильтрационные характеристики. Использование гидравлических единиц потока подразумевает, что каждый тип коллектора характеризуется индивидуальным средним значением FZI (Белозеров, 2011). Параметр FZI активно применяется для оценки проницаемости разных классов пород продуктивных отложений Западной Сибири (Кошовкин, Белозеров, 2007, Фролова, 2012, 2015). В данной работе этот параметр используется для нахождения корреляционной зависимости FZI и среднего радиуса фильтрующих пор Rпор,ср=f(FZI).

Согласно классификации пород по литофизическим типам и FZI, получены индивидуальные зависимости Кпр=f(Кп), с использованием которых оценена проницаемость по данным ГИС;

- по образцам керна получена зависимость среднего радиуса фильтрующих пор от параметра FZI – Rпор,ср=f(FZI) (рис. 4);

- выполнена нормировка радиусов пор (Rпор,норм) для того, чтобы перейти от абсолютных значений радиусов пор в мкм с широким диапазоном к безразмерному параметру от 0 до 1, для классификации пород

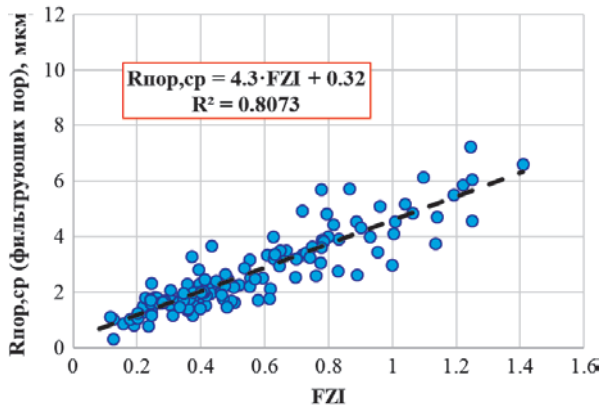


Рис. 4. Зависимость среднего радиуса фильтрующих пор от FZI по результатам исследований керна

по размерам пор. Нормировка выполняется аналогично расчетам двойного разностного параметра по СП, ГК, НК – с использованием минимального (Rпор,min) и максимального (Rпор,max) значений радиусов пор:

$$Rпор,норм = \frac{Rпор_i - Rпор_{min}}{Rпор_{max} - Rпор_{min}}.$$

В качестве максимальной величины радиуса пор принято значение Rпор,max=20 мкм – наиболее устойчивый максимальный радиус пор по всей выборке образцов (рис. 2). В качестве минимального значения Rпор,min=0,3 мкм – минимальная величина радиусов пор, участвующих в фильтрации;

- выделено шесть классов порового пространства по нормированным радиусам пор в соответствии с диапазонами измерения радиусов пор на образцах керна: от класса 1 – максимальные размеры пор, до класса 6 – минимальные размеры пор (рис. 5, табл. 2).

Диапазон радиусов пор		Класс порового пространства
Измеренный Rпор,мкм	Нормированный Rпор,норм	
10-20	0,49-1	1
5-10	0,24-0,49	2
2,5-5	0,11-0,24	3
1,25-2,5	0,05-0,11	4
0,6-1,25	0,02-0,05	5
0,3-0,6	0-0,02	6

Табл. 2. Классы порового пространства по нормированным радиусам пор



Рис. 5. Пример нормированных и реальных диапазонов радиусов фильтрующих пор и классов порового пространства

- получены зависимости долевого участия в фильтрации пор разного размера (Df) от их объема (Vп) в образце породы (рис. 6).

Из рисунка 6 видно, что фильтрующая способность образца породы определяется, помимо радиусов, объемом пор конкретного размера. Установлены индивидуальные зависимости для классов 1–3 и 4–6 порового пространства пластов $ВК_{1-3}$ и для классов 1–2 и 3–6 пласта $ВК_{2-3}$врез. Совершенно очевидно, что классы 1–3 для $ВК_{1-3}$ и $ВК_{1-2}$ для $ВК_{2-3}$врез определяют преимущественную фильтрационную способность породы, даже при малом объеме пор данного размера. Поры классов 4–6 ($ВК_{1-3}$) и 3–6 ($ВК_{2-3}$врез) начинают играть существенную роль в фильтрации только при объеме их в коллекторе более 20%.

Таким образом, имея пористость, проницаемость, FZI, класс порового пространства, объем пор каждого класса, можно рассчитать долевое участие пор (интервалов разреза) в фильтрации.

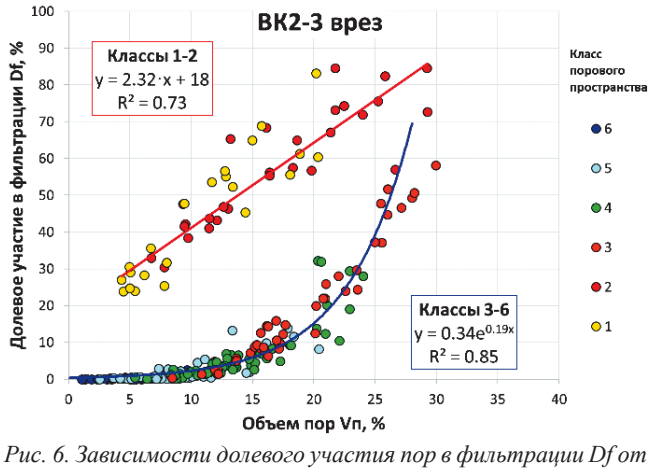


Рис. 6. Зависимости долевого участия пор в фильтрации Df от объема пор Vп по классам порового пространства

Алгоритм расчетов долевого участия пор в фильтрации по данным ГИС

В интервале разреза, включающего несколько прослоев коллекторов с разными свойствами (Нэф, Кп, Кпр), прогноз долевого участия каждого проницаемого слоя в суммарном притоке при заданном (планируемом) интервале перфорации производится по следующему алгоритму:

- расчет FZI по прослоям коллектора с известными величинами пористости и проницаемости;

- расчет среднего радиуса фильтрующих пор по прослоям с использованием зависимости «керн-керн» Rпор,ср=f(FZI): Rпор,ср= 4,69·FZI+0,3 (рис. 4);

- нормировка рассчитанных радиусов пор прослоев в заданном интервале разреза с определением минимального и максимального значений радиусов пор и расчет: Rпор,норм. Максимальный и минимальный радиусы фильтрующих пор Rпор_max и Rпор_min для нормировки не являются константами и будут меняться как от скважины к скважине (если брать полный разрез), так и в разрезе каждой скважины, если брать разные интервалы планируемой перфорации для получения доли коллекторов в суммарном притоке;

- присвоение класса порового пространства каждому прослою коллектора по величине нормированного радиуса фильтрующих пор (табл. 2);

- определение доли коллектора в суммарной эффективной толщине рассматриваемого интервала (Dh), что является аналогом объема пор определенного размера (Vпор) при порометрических исследованиях на керне:

$$\boldsymbol{Dh = \frac{H_i}{\sum H_i} \cdot 100\%},$$

где H_i – толщина i-го прослоя коллектора в рассматриваемом интервале $\sum H_i$;

- определение доли каждого коллектора в фильтрации (Df) по классу порового пространства и его объему (Dh) в интервале перфорации по следующим уравнениям (рис. 6, табл. 3);

Пласт	Класс порового пространства	Уравнение зависимостей $Df = f(Dh)$, %
$ВК_{1-3}$	1, 2, 3	$Dfi = 1{,}54 \cdot Dh + 27{,}65$
	4, 5, 6	$Dfi = 0{,}1 \cdot e^{0{,}21 \cdot Dh}$
$ВК_{2-3}$врез	1, 2	$Dfi = 2{,}32 \cdot Dh + 18$
	3, 4, 5, 6	$Dfi = 0{,}34 \cdot e^{0{,}19 \cdot Dh}$

Табл. 3. Уравнения расчета доли коллектора в фильтрации по классу порового пространства

- расчет вклада конкретного коллектора в фильтрацию в заданном интервале разреза производится путем деления каждой из полученных долей на сумму Df_i в интервале перфорации:

$$Df = \frac{Df_i}{\sum Dfi}.$$

Анализ полученных результатов

Для опробования описанной выше методики были использованы несколько скважин исследуемой территории. В скважинах проведен полный комплекс ГИС, выполнены литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов, определены коэффициенты пористости и проницаемости с дифференциацией по литофизическим типам. В данной статье описание методик интепретации ГИС не приводится, все полученные параметры считаются уже известными. Также, чтобы не перегружать иллюстрациями, на планшетах представлены только кривые СП, ИК, КВ.

На рисунке 7 и в таблице 4 показан пример определения вклада в фильтрацию прослоев коллекторов по одной из скважин при планировании различных интервалов перфорации.

Интервал перфорации 1 включает коллекторы двух пластов $ВК_1$ и $ВК_{2-3}$врез, существенно различающихся по ФЕС и порометрическим характеристикам: $ВК_1$ – по прослоям коллекторов проницаемость меняется в диапазоне 7,1–18,8 мД, радиус пор – от 1,9 до 2,2 мкм с Rпор,ср=2 мкм; $ВК_{2-3}$врез – диапазон Кпр=14,6–142 мД, радиус пор меняется от 2,9 мкм до 5,8 мкм с Rпор,ср=4 мкм. В соответствии с порометрической характеристикой коллекторы пласта $ВК_1$ относятся преимущественно к шестому и пятому (худшим) классам порового пространства – 71% от суммарной толщины коллектора $ВК_1$, коллекторы пласта $ВК_{2-3}$врез – к 1 и 2 классам – 84% от толщины коллектора $ВК_{2-3}$врез. Вполне закономерно, что основной вклад в приток будут обеспечивать коллекторы пласта $ВК_{2-3}$врез (97%) – 60% от эффективной толщины перфорируемого объекта, а коллекторы $ВК_1$ практически не вовлекаются в работу при совместной перфорации столь неоднородных

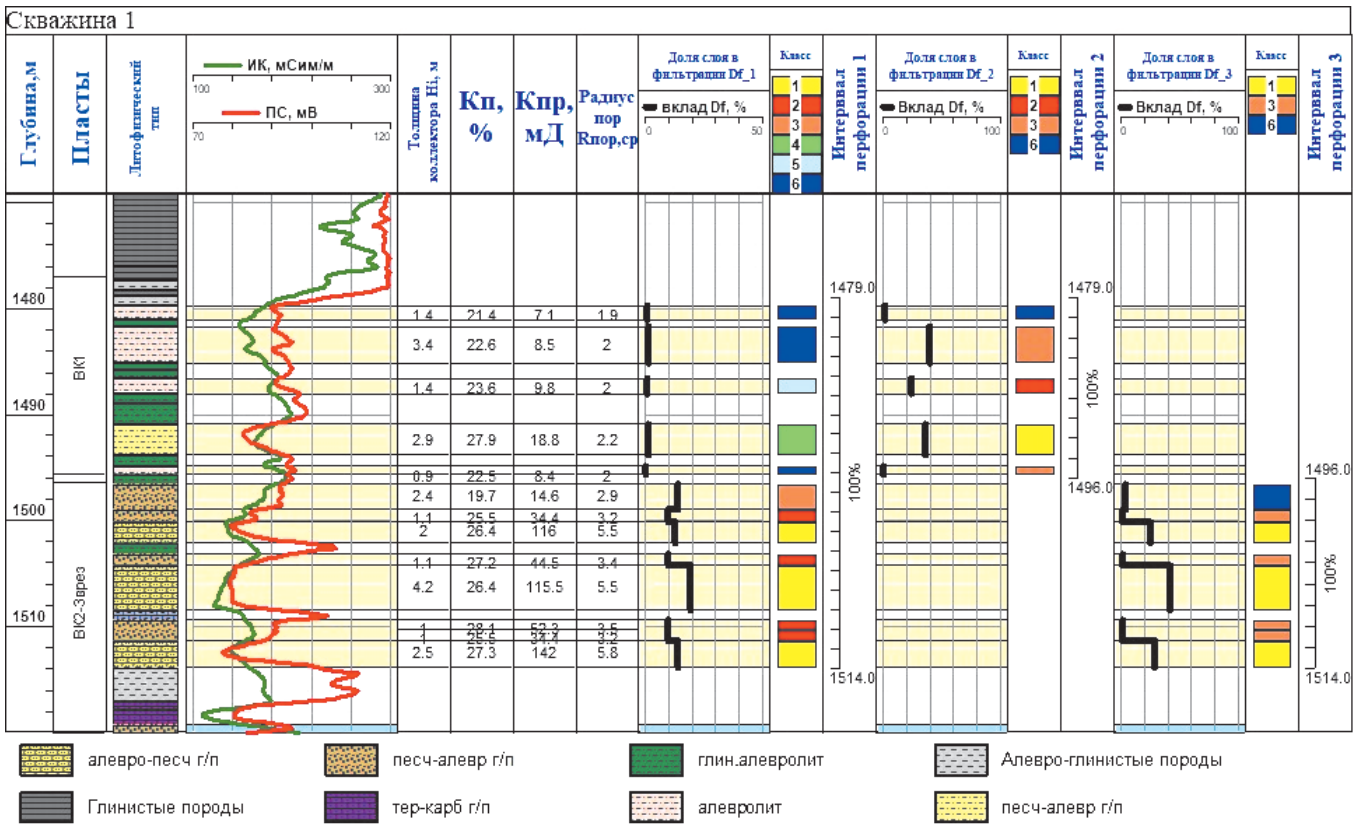


Рис. 7. Пример оценки фильтрационной способности коллекторов при различных интервалах планируемой перфорации

по поровой характеристике пластов (табл. 4).

Интервал перфорации 2 включает только коллекторы пласта $ВК_1$ с равномерно низкими ФЕС и малыми радиусами пор – по прослоям коллекторов проницаемость меняется в диапазоне 7,1-18,8 мД, радиус пор – от 1,9 до 2,2 мкм. Для вызова притока из пласта с ухудшенными свойствами, согласно приведенным выше капиллярным исследованиям на керне (рис. 3), требуются более высокие депрессии. Приток в скважину будут обеспечивать большие по толщине прослои, но в работу будет вовлечено 77% от суммарной эффективной толщины перфорируемого объекта, т.е. выработка нефти будет более полная, чем в предыдущем случае (∑Df_1=60%).

Интервал перфорации 3 включает коллекторы пласта $ВК_{2\text{-}3}$врез с высокими фильтрационными свойствами и радиусами пор: диапазон изменения проницаемости 14,6–142 мД, радиус пор меняется от 2,9 мкм до 5,8 мкм. В соответствии с классификацией по нормированным радиусам пор 60% толщины проперфорированных коллекторов относится к 1 классу и обеспечивают основной вклад в приток – 94%, остальные интервалы коллекторов слабо подключаются к фильтрации – 40% от проперфорированной толщины коллекторов.

Сопоставление расчетных и фактических результатов по промыслово-геофизическим исследованиям

Сравнение расчетных величин вклада в фильтрацию прослоев коллекторов по вышеизложенной методике с фактическими данными по работающим интервалам по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ) в двух скважинах, показано на рисунке 8. Результаты ПГИ взяты авторами из заключений по работе скважин.

В скважине 2 (рис. 8(а)) произведена перфорация объекта $ВК_1$ и после проведения ГРП получен приток нефти с водой дебитами Qн=61,9 т/сут, Qв=34 т/сут. По результатам ПГИ отмечается работа всех вскрытых перфорацией коллекторов в следующем соотношении сверху вниз – 15%, 20%, 65%. Также установлена заколонная циркуляция жидкости (ЗКЦ) из нижележащих неперфорированных участков разреза, что объясняет получение воды в притоке.

Расчет фильтрационной спобности коллекторов по их порометрической характеристике показал близкие результаты: вклад в суммарный приток составляет сверху вниз по разрезу – 14,7%, 25%, 60% (рис. 8(а)). В рассмотренном случае 100% проперфорированной эффективной толщины подключаются к работе.

В скважине 3 (рис. 8(б)) произведена совместная перфорация объектов $ВК_1$ и $ВК_{2\text{-}3}$врез. После проведения гидроразрыва пластов (ГРП) получен приток нефти с водой общим дебитом Qж=67 т/сут с обводненностью 27,2%. По результатам ПГИ отмечается работа всех вскрытых перфорацией коллекторов в следующем соотношении сверху вниз – 5%, 1%, 5%, 10%, 79%. Также установлена заколонная циркуляция жидкости из нижележащих неперфорированных участков разреза, что объясняет получение воды в притоке.

Расчет фильтрационной спобности коллекторов по их порометрической характеристике показал достаточно близкие результаты: вклад в суммарный приток сверху вниз по разрезу составляет – 11,5%, 1,7%, 5%, 15,3%, 66,5% (рис. 8(б)).

Необходимо отметить, что испытания и ввод скважин в эксплуатацию на изучаемом месторождении производятся в подавляющем большинстве скважин после проведения ГРП. В связи с пластичностью пород викуловской свиты соотношение долей фильтрации прослоев с разными ФЕС

Скв	Пласт	Интервал коллектора, м		Н, м	Литофизический тип*	Кп, %	Кпр, мД	FZI	Rпор, ср, мкм	Интервал перфорации 1						Интервал перфорации 2						Интервал перфорации 3					
		Кровля	Подошва							Dh, %	Rпор_норм	Класс	Вклад в фильтр. ВК1	Доля в фильтр. Df 1, %		Dh, %	Rпор_норм	Класс	Вклад в фильтр. ВК1	Доля в фильтр. Df 2, %		Dh, %	Rпор_норм	Класс	Вклад в фильтр. врез	Доля в фильтр. Df 3, %	
8656	ВК1	1479,7	1481,1	1,4	107	21,4	7,1	0,35	1,9	5,5	0,00	6	1,0	0,3		14	0,00	6	2,5	1,2							
8656	ВК1	1481,7	1485,1	3,4	107	22,6	8,5	0,36	2,0	13,4	0,01	6	4,4	1,5		34	0,14	3	80,0	39,1							
8656	ВК1	1486,6	1488	1,4	107	23,6	9,8	0,36	2,0	5,5	0,02	5	1,0	0,3		14	0,27	2	49,2	24,0							
8656	ВК1	1490,9	1493,8	2,9	108	27,9	18,8	0,41	2,2	11,5	0,08	4	3,0	1,0		29	1,00	1	72,3	35,3							
8656	ВК1	1494,8	1495,7	0,9	107	22,5	8,4	0,36	2,0	3,6	0,01	6	0,7	0,2		9	0,13	3	0,8	0,4							
8656	ВК2-3врез	1496,6	1499	2,4	101	19,7	14,6	0,55	2,9	9,5	0,24	3	40,0	13,6								15,7	0,00	6	6,7	3,4	
8656	ВК2-3врез	1499	1500,1	1,1	101	25,5	34,4	0,62	3,2	4,3	0,34	2	28,1	9,5								7,2	0,13	3	1,3	0,7	
8656	ВК2-3врез	1500,1	1502,1	2	100	26,4	116,0	1,10	5,5	7,9	0,91	1	36,3	12,3								13,1	0,89	1	48,3	24,5	
8656	ВК2-3врез	1503,1	1504,2	1,1	101	27,2	44,5	0,66	3,4	4,3	0,38	2	28,1	9,5								7,2	0,18	3	1,3	0,7	
8656	ВК2-3врез	1504,2	1508,4	4,2	100	26,4	115,5	1,10	5,4	16,6	0,91	1	56,5	19,2								27,5	0,89	1	81,7	41,3	
8656	ВК2-3врез	1509,3	1510,3	1	101	28,1	52,3	0,68	3,5	4,0	0,41	2	27,2	9,2								6,5	0,22	3	1,2	0,6	
8656	ВК2-3врез	1510,3	1511,3	1	101	25,5	34,4	0,62	3,2	4,0	0,34	2	27,2	9,2								6,5	0,13	3	1,2	0,6	
8656	ВК2-3врез	1511,3	1513,8	2,5	100	27,3	142,0	1,17	5,8	9,9	1,00	1	40,9	13,9								16,3	1,00	1	55,9	28,3	

Табл. 4. Результаты оценки фильтрационной способности коллекторов при различных интервалах планируемой перфорации. 100 – алевро-песчаные породы, 101 – песчано-алевролитовые породы, 107 – алевролит, 108 – песчано-алевролитовые породы

практически не нарушается по сравнению с хрупкими карбонатными породами (Уолкотт, 2001). Сравнение расчетных фильтрационных характеристик работающих интервалов и фактических результатов ПГИ свидетельствует о работоспособности предложенной методики.

Выводы

Детальное изучение керна показало значительную неоднородность викуловского объекта Красноленинского месторождения по порометрическим характеристикам. Неучет неоднородности разреза является одной из причин низкой нефтеотдачи, опережающего обводнения по высокопроницаемым прослоям, неполной выработки нефти из низкопроницаемых коллекторов при совместной перфорации с высокопроницаемыми интервалами (Гиматудинов, 1971).

Разработана методика оценки фильтрационной активности коллекторов по данным ГИС с учетом структуры порового пространства и радиусов пор каждого прослоя коллектора на этапе петрофизических исследований керна до начала активной разработки.

Методика включает расчет по ГИС относительных параметров: нормированный радиус фильтрующих пор (Rпор,норм), класс коллектора, доля коллектора в суммарной эффективной толщине (Dh) и вклад коллектора в фильтрацию (Df). Данные параметры нормируются в каждом планируемом интервале перфорации конкретной скважины для оценки вклада в приток и планирования выработки запасов по разрезу пласта. Сравнение нормированных показателей в разных скважинах возможно при аналогичной характеристике по свойствам и толщине коллектора в интервале перфорации.

Методика позволяет планировать интервалы перфорации с учетом вклада прослоя коллектора в приток и выбирать наиболее предпочтительные варианты для максимальной выработки нефти в каждом конкретном случае.

Методика может применяться для любых отложений с предварительной петрофизической настройкой на порометрические характеристики собственного керна.

Для оптимизации процесса разработки по данным керна и ГИС рекомендуется выполнять дифференцированный анализ фильтрационных характеристик коллекторов на раннем этапе изучения объекта.

Литература

Белозеров В.Б. (2011). Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов. Томск: ТПУ, 143 с.

Гиматудинов Ш.К. (1971). Физика нефтяного и газового пласта. 2 изд. Москва: Недра, 312 с.

Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Савченко Д.С., Коробова Н.И., Сауткин Р.С., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. (2020). Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Красноленинского месторождения (Западная Сибирь). *Вестник Московского университета,* 3, с. 66–74. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-66-74.

Кошовкин И.Н., Белозеров В.Б. (2007). Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 310(2), с. 26–32.

Уолкотт Д. (2001). Разработка и управление месторождениями при заводнении. Москва: Юкос, 144 с.

Фролова Е.В. (2012). Выделение гидравлических единиц потока – ключевое направление для классификации терригенных коллекторов (на примере одного из месторождений севера Западной Сибири). *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело*, 2, с. 25–31.

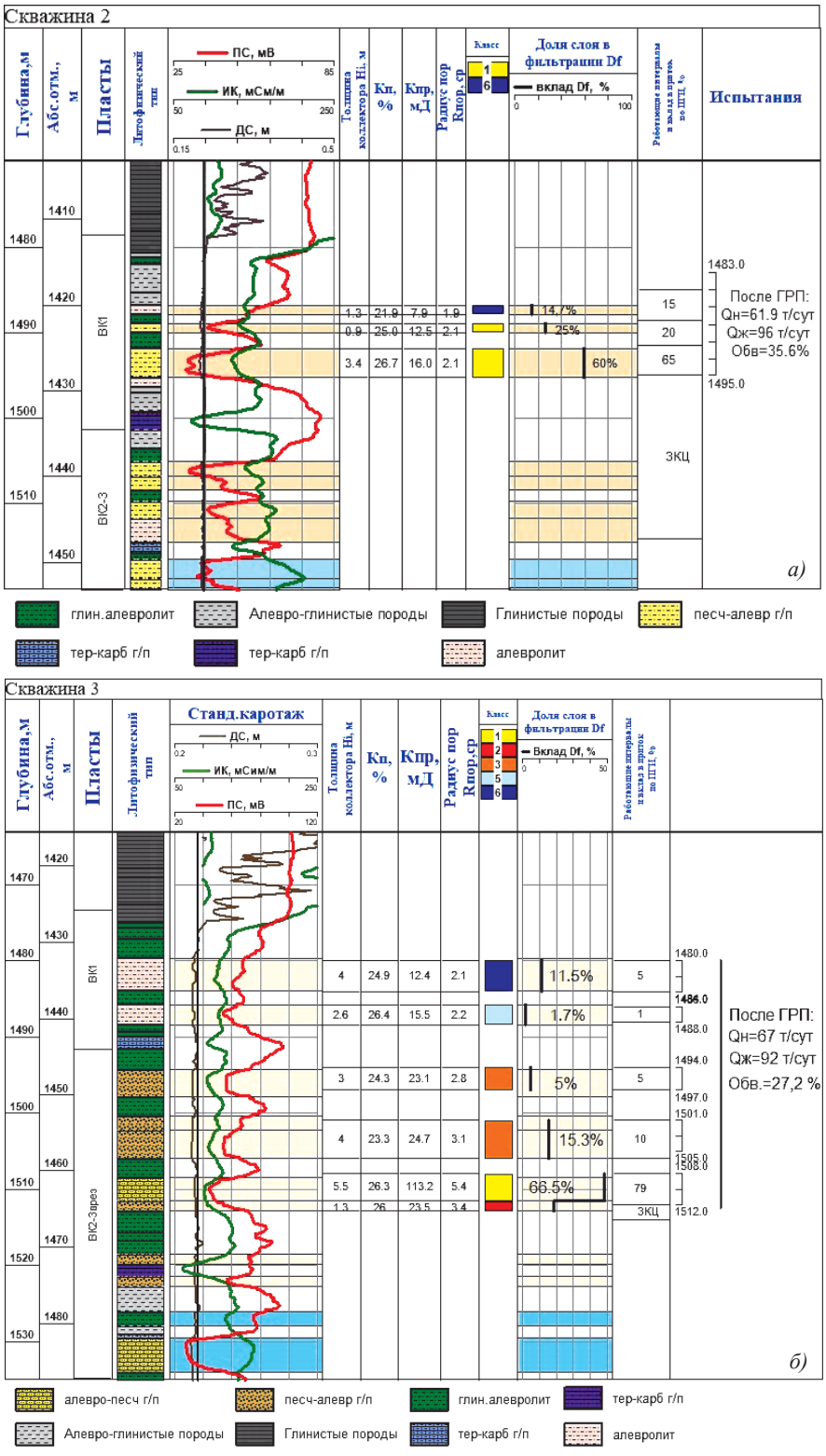


Рис. 8. Сопоставление расчетных и фактических результатов по ПГИ по скважине 2 (а) и скважине 3 (б)

Фролова Е.В. (2015). Пример методики построения геологической модели нефтяного коллектора. *Евразийский Союз Ученых*, 7(16), с. 104–107.

Чувилев В.О., Шкирман Н.П. (2018). Альтернативный анализ фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пачек чокракского возраста на примере месторождения песчаное. *Булатовские чтения,* Т. 1, с. 209–215.

Amaefule J.O. et al. (1993). Enhanced Reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition.* SPE 26436. https://doi.org/10.2118/26436-MS

Goda H., Behrenbruch P. (2011). A Universal Formulation for the Prediction of Capillary Pressure. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. https://doi.org/10.2118/147078-MS

Сведения об авторах

Татьяна Геннадиевна Исакова – эксперт Фонда «Национальное интеллектуальное развитие»

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1

e-mail: t.isakova@oilmsu.ru

Татьяна Фёдоровна Дьяконова – доктор геол.-мин. наук, чл. корр. РАЕН, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, д. 1

Алена Дмитриевна Носикова – аспирант кафедры сейсмометрии и геоакустики, Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, д. 1

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Александр Вадимович Акиньшин – кандидат геол.-мин. наук, эксперт по петрофизике, ООО "Тюменский нефтяной научный центр"

Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

Владислав Михайлович Яценко – заместитель начальника Управления геолого-гидродинамического моделирования и экспертизы, ПАО "НК "Роснефть"

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

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;
Принята к публикации 05.05.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Predictive assessment of the fluid loss properties of thin-layer reservoirs of Vikulovskaya series based on the results of core and well logs

T.G. Isakova[1], T.F. Dyakonova[2], A.D. Nosikova[2], G.A. Kalmykov[2], A.V. Akinshin[3], V.M. Yatsenko[4]*

[1]*National Intellectual Development Foundation, Moscow, Russian Federation*
[2]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[3]*Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen, Russian Federation*
[4]*Rosneft PJSC, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Tatyana G. Isakova, e-mail: t.isakova@oilmsu.ru*

Abstract. The aim of the work is to predict the filtration capacity of reservoirs based on core and well logs data at the stage of petrophysical study of rocks before the start of active development of the object.

All the results were obtained from the data of porometric characteristics of rocks on the example of the vikulovskaya series's deposits of the Krasnoleninsky arch. The patterns of changes in pore sizes and their contribution to the total filtration depending on the lithophysical type of the rock were established on the core plug. A classification of rocks by pore radii is proposed, and a method for assessing the filtration capacity of reservoirs based on well logs data is developed, with the calculation of the share of each layer in the planned perforation interval

Key words: Vikulovskaya series, fluid loss properties, pore radius, lithotype, fluid expulsion

Recommended citation: Isakova T.G., Dyakonova T.F., Nosikova A.D., Kalmykov G.A., Akinshin A.V., Yatsenko V.M. (2021). Predictive assessment of the fluid loss properties of thin-layer reservoirs of Vikulovskaya series based on the results of core and well logs. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 170–178. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17

References

Amaefule J.O. et al. (1993). Enhanced Reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition.* SPE 26436. https://doi.org/10.2118/26436-MS

Belozerov V.B. (2011). Oil and gas traps, hydrocarbon reservoir modeling. Tomsk: TPU, 143 p. (In Russ.)

Chuvilev V.O., Shkirman N.P. (2018). An alternative analysis of the reservoir properties of the productive units of the Chokrak age on the example of the sandy deposit. *Bulatov readings*, vol. 1, pp. 209–215. (In Russ.)

Frolova E.V. (2012). Definition of the hydraulic flow units -the leading purpose for the classification of terrigenous sedimentary reservoirs (according to the example of one oilfield, Western Siberia basin). *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University*. *Geology, oil and gas and mining*, 2, pp. 25–31. (In Russ.)

Frolova E.V. (2015). An example of a methodology for constructing a geological model of an oil reservoir. *Eurasian Union of Scientists*, 7(16), pp. 104–107. (In Russ.)

Gimatudinov Sh.K. (1971). Physics of oil and gas reservoir. II edition. Moscow: Nedra, 312 p. (In Russ.)

Goda H., Behrenbruch P. (2011). A Universal Formulation for the Prediction of Capillary Pressure. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. https://doi.org/10.2118/147078-MS

Isakova T.G., Diakonova T.F., Nosikova A.D., Savchenko D.S., Korobova N.I., Sautkin R.S., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A. (2020). New notions of Vikulovskaya series reservoir model in the area of Krasnoleninskoye field (Western Siberia). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology,* 3, pp. 66-74. (In Russ.) https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-66-74

Koshovkin I.N., Belozerov V.B. (2007). Display of heterogeneities of terrigenous reservoirs in the construction of geological models of oil fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources*, 310(2), pp. 26–32. (In Russ.)

Wolcott D. (2001). Waterflooding: Design, Performance and Surveillance methods to optimize rate and reserves. Moscow: Yukos, 144 p. (In Russ.)

About the Authors

Tatyana G. Isakova – Expert, National Intellectual Development Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

E-mail: t.isakova@oilmsu.ru

Tatyana F. Diakonova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alena D. Nosikova – PhD student of the Department of Seismometry and Geoacoustics, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgy A. Kalmykov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alexander V. Akinshin – PhD (Geology and Mineralogy), Expert in Petrophysics, Tyumen Oil Research Center LLC

42, Maxim Gorky str., Tyumen, 625048, Russian Federation

Vladislav M. Yatsenko – Deputy Head of the Department of Geological and Hydrodynamic Modeling and Expertise, Rosneft PJSC

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

Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 5 May 2021;
Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18

УДК 553.982

Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири

В.А. Жемчугова[1], В.В. Рыбальченко[2], Т.А. Шарданова[1]*

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

[2]ПАО Газпром, Москва, Россия

По-видимому, наиболее признанной в настоящее время в геологическом мире методологией прогноза строения осадочных толщ является концептуальная база стратиграфии секвенций (Sequence stratigraphy), в основе которой лежит комплексный анализ сейсмической, стратиграфической и седиментационной информации об осадочных образованиях, структура и фациальное наполнение которых регулируются изменениями относительного уровня моря. В этом отношении нижний мел Западно-Сибирского региона представляет собой уникальный объект, характеризующий весь спектр обстановок обломочной седиментации – от относительно глубоководных до континентальных, чутко реагирующих на смену условий их существования. Возможность использования результатов секвенс-стратигафического анализа для решения прагматических задач нефтяной геологии базируется на реконструкции процессов седиментогенеза прошлого, а понимание этих процессов – ключ к построению генерализованной осадочной модели, позволяющей разрабатывать модели, применимые к уникальным локальным объектам, встречающимся в нижнемеловом разрезе.

Ключевые слова: Западно-Сибирский регион, секвенс-стратиграфическая модель, секвенции, системные тракты, фации, природные резервуары

Для цитирования: Жемчугова В.А., Рыбальченко В.В., Шарданова Т.А. (2021). Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири. *Георесурсы*, 23(2), с. 179–191. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18

В объеме национальной добычи углеводородных флюидов доля газа, приходящегося на Западно-Сибирский регион (рис. 1), составляет 92%; нефти – 68%. Не менее впечатляющая и ресурсная база этой территории: в ее недрах сосредоточено около 58% общероссийских начальных ресурсов нефти и более 60% – газа. При этом свыше 90% нефти в Западной Сибири добыто из нижнемелового комплекса, а в структуре ресурсов ему принадлежит не менее 50% (Карагодин и др., 2000). Таким образом, нижний мел Западной Сибири – наиболее реальный объект прироста запасов углеводородов (УВ) и их добычи, по крайней мере, в первой четверти XXI века. Однако поиск таких объектов и прогноз их «внутреннего наполнения» сопряжен со значительными трудностями, поскольку продуктивность большей части приуроченных к нижнемеловым отложениям ловушек контролируется не столько структурными, сколько седиментационными факторами. Это означает, что одной из самых актуальных задач, решаемых для прогноза пространственного распределения песчаных тел в локальных объектах, контролирующих их углеводородную продуктивность, является создание геологических моделей, базирующихся на современных представлениях о процессах и механизмах накопления осадочных комплексов различного генезиса. И в этом отношении роль методологического подхода к комплексному анализу геолого-геофизической информации, реализованному в рамках методических приемов стратиграфии секвенций, трудно переоценить.

В нефтяной геологии применение секвенс-стратиграфического анализа позволяет решать две очень важные задачи: во-первых, прогнозировать распределение в структуре осадочно-породного бассейна коллекторов, покрышек и очагов генерации углеводородов (т.е. элементов углеводородных систем); во-вторых, этот анализ является основой для геологического моделирования структуры и свойств природных резервуаров, содержащих УВ флюиды.

В основе стратиграфии секвенций лежит комплексный анализ сейсмической, стратиграфической и седиментационной информации об осадочных комплексах, сложенных «относительно согласной последовательностью генетически взаимосвязанных слоев, ограниченных в кровле и подошве несогласными или коррелятивными им согласными поверхностями» (Mitchum, 1977).

Основным механизмом формирования секвенций являются изменения относительного уровня моря (ОУМ), представляющие собой производные колебаний уровня Мирового океана (эвстатика), скорости погружения или воздымания рассматриваемого участка земной коры (локальная тектоника), а также количество приносимого в приемный бассейн осадочного материала. Эти три фактора определяют объем и скорость изменения аккомодационного пространства, а значит, и стратиграфическую последовательность и особенности распределения полигенных осадков в осадочном комплексе.

На континенте пространство аккомодации, потенциально доступное для осадконакопления, определяется профилем равновесия и поверхностью земли – подводной или субаэральной; в морских обстановках – дном моря и его поверхностью (Jervey, 1988).

* Ответственный автор: Валентина Алексеевна Жемчугова
e-mail: zem@gds.ru

© 2021 Коллектив авторов

Составными частями секвенций являются системные тракты – латеральные фациальные ряды, в структуре которых отображается соотношение скоростей изменения относительного уровня моря и привноса осадков. Каждый из них отвечает определенному положению и фазе движения относительного уровня моря (рис. 2) и фиксирует направленность развития морского бассейна – трансгрессивную или регрессивную, отраженную соответствующим набором слагающих системные тракты парасеквенций.

В рамках секвенс-стратиграфии выделяют два типа регрессий – нормальную и форсированную. В первом случае смещение береговой линии в сторону моря происходит за счет заполнения приемного бассейна в условиях, когда темп повышения уровня моря не обеспечивает достаточного для размещения приносимого осадка аккомодационного пространства; во втором – суша «наступает на море» в результате падения уровня моря.

Разномасштабность колебаний ОУМ порождает формирование в составе осадочных толщ ассоциаций иерархически соподчиненных секвенций. Как правило, особенности распределения в них нефтегазоносных резервуаров контролируются седиментационными циклами продолжительностью 0,1–0,5 млн лет, отвечающих за формирование секвенций IV-V порядка. Именно им в статье уделено основное внимание.

Строение нижнемеловых отложений Западной Сибири во многом определяется морфологией относительно глубоководного морского бассейна, сформировавшегося в конце юрского периода и занимавшего большую часть Западно-Сибирской плиты. В течение первой половины раннемеловой эпохи этот бассейн проградационно заполнялся обломочным материалом, поступавшим в основном с Сибирской платформы и, в меньшей степени, с Урала. Два основных источника сноса обломочного материала предопределили образование в структуре нижнего мела двух систем клиноформенных комплексов – западной и восточной.

В разрезе нижнего мела выделяется около полусотни близких по архитектуре секвенций IV-V порядка, каждая из которых состоит из ундо-, клино- и фондоформенных элементов, сложенных ассоциациями мелководных (прибрежно-морских), склоновых и глубоководных отложений соответственно (рис. 3). Очевидно, что выяснение взаимоотношений между этими элементами является одним из

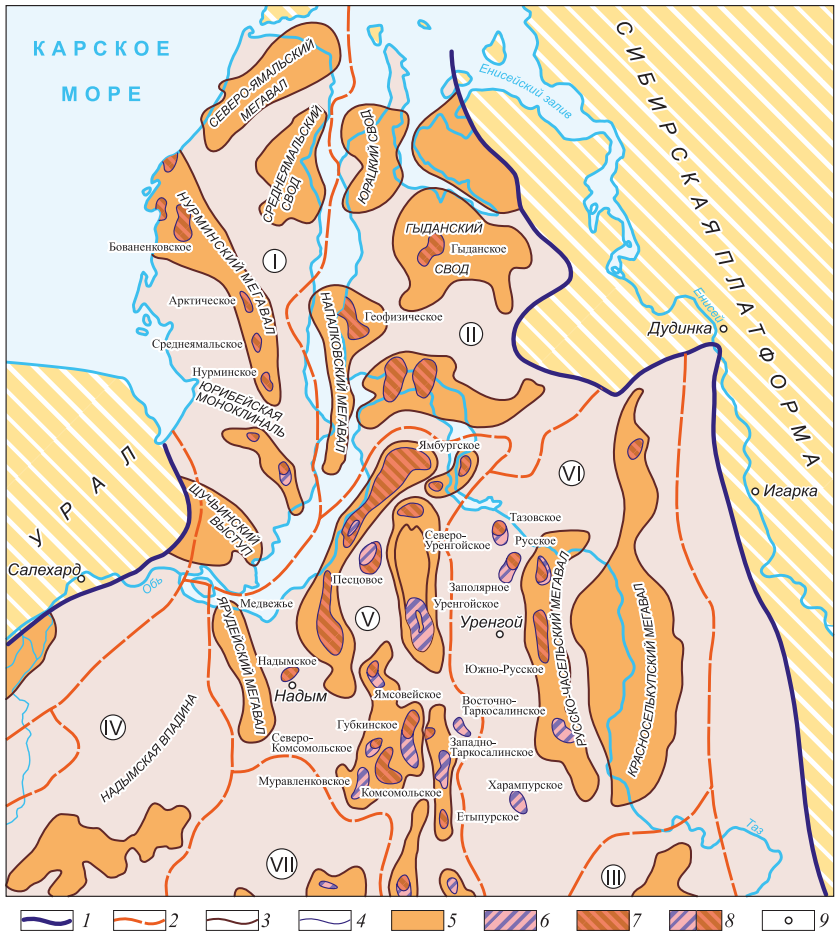


Рис. 1. Карта нефтегазогеологического районирования северной части Западно-Сибирского НГБ (Жемчугова, Бербенев, 2015 по Нефтегазоносные провинции…, 1983, с дополнениями и изменениями): 1–4 – границы: 1 – Западно-Сибирского НГБ, 2 – нефтегазоносных областей (I – Ямальской, II – Гыданской, III – Пайдугинской, IV – Фроловской, V – Надым-Пурской, VI – Пур-Тазовской, VII – Среднеобской), 3 – структур первого порядка (мегавалов и сводов), 4 – контуры месторождений; 5 – мегавалы и своды; 6–8 – месторождения: 6 – нефтяные, 7 – газовые и газоконденсатные, 8 – нефтегазоконденсатные; 9 – населенные пункты

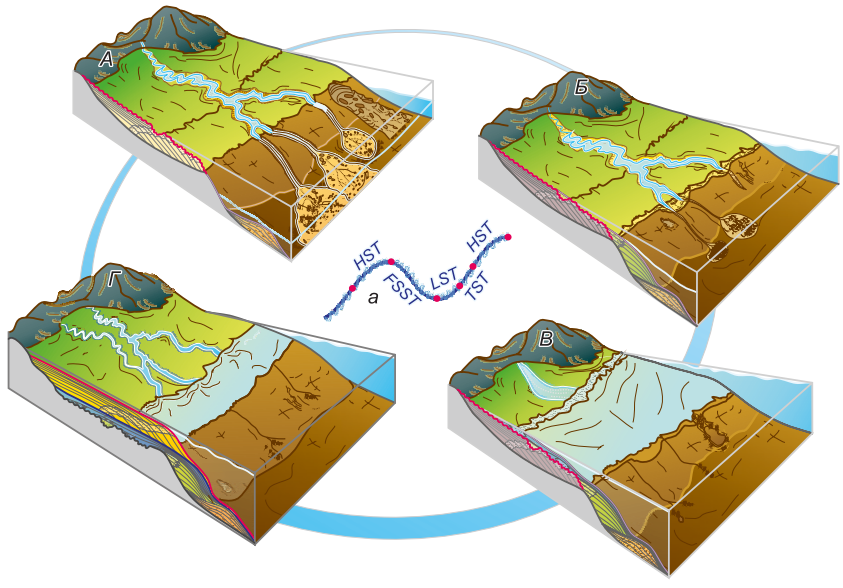


Рис. 2. Объемные модели формирования системных трактов: А – падения относительного уровня моря (Falling stage system tract – FSST); Б – низкого стояния относительного уровня моря (Lowstand system tract – LST); В – трансгрессивного (Transgressive system tract – TST); Г – высокого стояния относительного уровня моря (Highstand system tract – HST); а – теоретическая кривая изменения относительного уровня моря

необходимых условий успешного прогноза распространения продуктивных тел, их литологического состава и картирования зон улучшенных коллекторских свойств.

Выделяемые в разрезе нижнего мела относительно глубоководные (бассейновые) элементы носят название ачимовской толщи. В практике нефтегазопоисковых работ в Западной Сибири используется несколько вариантов индексаций разновозрастных песчаников этой толщи. Наиболее оптимальным из них, на наш взгляд, является индексация, основанная на стратиграфическом соответствии ачимовских песчаных пластов их шельфовым «соседям» внутри единого клиноформенного комплекса.

Рассмотрим строение каждого из элементов этого комплекса, исходя из концепции секвенс-стратиграфического анализа.

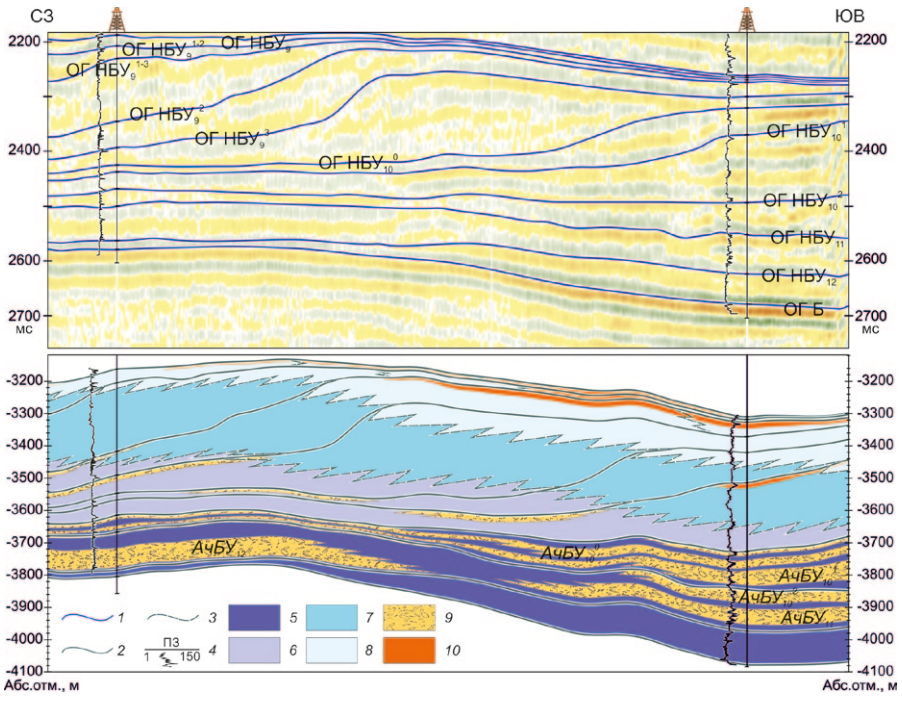


Рис. 3. Сейсмогеологическая модель нижнемелового комплекса северо-восточных районов Западной Сибири (сейсмическая интерпретация К. Энова): 1– отражающие горизонты, 2 – поверхности затоплений, 3– границы литостратиграфических комплексов, 4 – кривая ПЗ ((потенциал зонд); фации: 5 – глубоководного бассейна, 6 – нижней части склона, 7 – склона, 8 – мелководного шельфа и прибрежных зон; песчаники: 9 – донных и склоновых конусов выноса, 10 – побережья

Тракты падения ОУМ (рис. 2А) в секвенциях присутствуют, как правило, лишь в их фондоформенной части, где выделяются в виде донных конусов выноса. Формирование конусов в значительной мере обусловлено проявлением форсированной регрессии, которая обеспечивала быстрое осушение мелководного шельфа, врезание речных долин и транспортировку по ним обломочного материала в глубоководную впадину. В это время происходило активное разрушение склона: он прорезался каналами, по которым обломочный материал поступал в бассейн; «сползание» вниз по склону нестабильного осадка также провоцировало образование каньонов. Подобные эрозионные формы хорошо видны в волновом сейсмическом поле (рис. 4), и их наличие является одним из необходимых критериев выделения глубоководных песчаных конусов выноса.

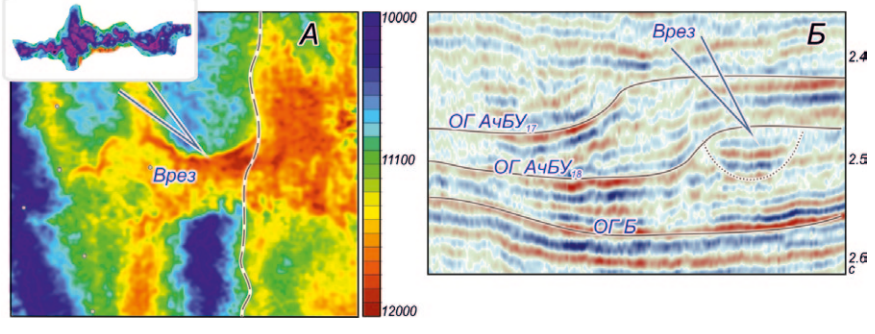


Рис. 4. Отображение крупного вреза в сейсмическом волновом поле: А – на карте псевдоакустического импеданса, Б – на временном разрезе; на врезке – карта времен кровли эрозионного вреза (сейсмическая интерпретация И. Некрасова); восточный склон Уренгойского мегавала

Морфология и пространственная локализация донных конусов выноса контролировались, вероятно, как рельефом дна приемного бассейна, так и гидродинамической активностью и плотностью несущего обломки потока, а также количеством и структурными характеристиками переносимого этим потоком обломочного материала.

Пока потоки перемещались вниз по склону и дальше по дну бассейна, они постепенно становились «лучше организованными», разделяясь на высокоплотностные потоки с ламинарным течением и низкоплотностные – с турбулентным. В соответствии с этим, более мелкозернистые осадки концентрировались в верхней части потока, а более крупнозернистые – в нижней.

Поскольку высота турбулентных потоков, как правило, выше, чем гребни близлежащих намывных валов, эти потоки были способны широко распространяться латерально, далеко за пределы каналов. В то же время расширение нижней части потока с наибольшим содержанием грубозернистых осадков, лимитировалось стенками канала. Такое своеобразное «переливание через край» приводило к формированию тонкослоистых турбидитовых пакетов насыпных валов, в то время как в русловых условиях накапливались «CCC-турбидиты» (Posamentier, Allen, 1996), характерными признаками которых являются восходящая рябь (Climbing ripples), косая и/или конволютная слоистость (Convolution) и реже обломки пород (Clasts).

Разделение потока провоцировало не только освобождение его нижней части от глинистого материала, но и обеспечивало насыщение им вышележащего низкоплотностного элемента. По мере схода поток насыщался пелитовой фракцией, поэтому его эрозионная способность уменьшалась, и русла становились менее глубокими.

Очевидно, что наиболее вероятным местом в глубоководном бассейне, где будет наблюдаться трансформация «канальных» и «фронтальных» элементов, является переход склона к подножью (рис. 5). Здесь уменьшается крутизна склона, соответственно гасится скорость потока, поэтому процессы эрозии сменяются на процессы аккумуляции.

Снижение скорости движения потока провоцирует разделение его на несколько более мелких подводных русел, которые, выходя на дно впадины, в свою очередь, распадаются на систему мелких проток. В целом, распределение грубо- и тонкозернистых осадков в таких условиях очень похоже на флювиальное осадконакопление на дневной поверхности.

Эволюционная перестройка потока по мере его продвижения отразилась в разрезах конусов выноса присутствием разномасштабных врезов, образованных сходом высокоплотностных потоков, и намывных валов, сложенных преимущественно осадками низкоплотностных потоков. Выдержанность, цикличность и песчанистость осадочного разреза определялась его положением в общей системе, формированием в пределах русла или в пределах намывных валов, как прирусловых, так и устьевых. Таким образом, тип потока, а соответственно и песчанистость разреза в относительно глубоководных конусах выноса, зависели не только от основных осадкообразующих факторов, действующих у подножья склона, но и от характера самого склона.

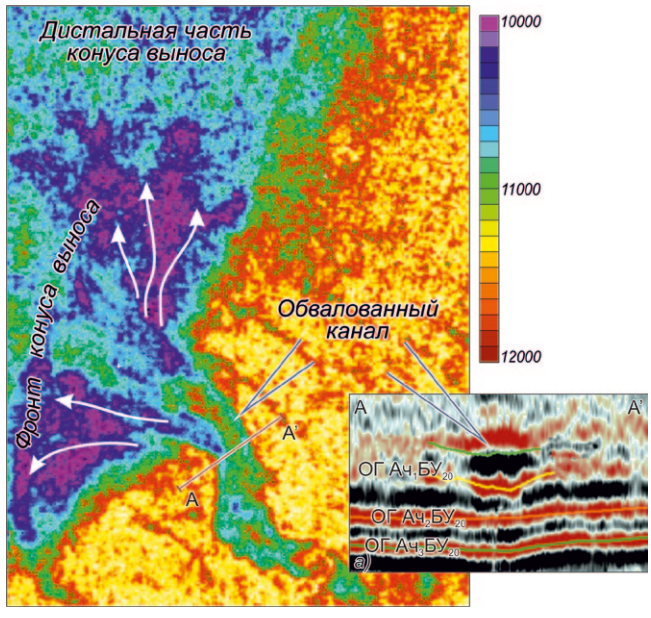


Рис. 5. Пример отображения элементов конуса выноса ($АчБУ_{20}$) на срезе куба сейсмических данных: А) фрагмент временного разреза через обвалованный канал

Отложения *русловых систем*, накопление которых обусловлено преимущественно высокоплотностными потоками, представлены мощными пластами песчаников (рис. 6).

Выделяется два их основных типа: 1) песчаники мелкозернистые с массивной текстурой; 2) песчаники мелкозернистые с массивной текстурой, со значительным количеством интракластов глинистых и алевро-глинистых пород, имеющих преимущественно угловатую форму, горизонтально ориентированных, либо хаотично рассеянных в основной песчаной массе.

Обилие интракластов указывает на значительный эрозионный эффект, который осуществлял высокоплотностной поток на подстилающие осадки дна. Причем, остроугольность или неокатанность обломков позволяет предположить, что при транспортировке эродировались не только осадки, но и литифицированные породы.

Нередко верхняя часть песчаных пластов обогащена глиной и углистым рассеянным детритом (УРД); появляются разности с градационной, штриховатой горизонтальной или косой слоистостью. Появление этих разностей объясняется осаждением

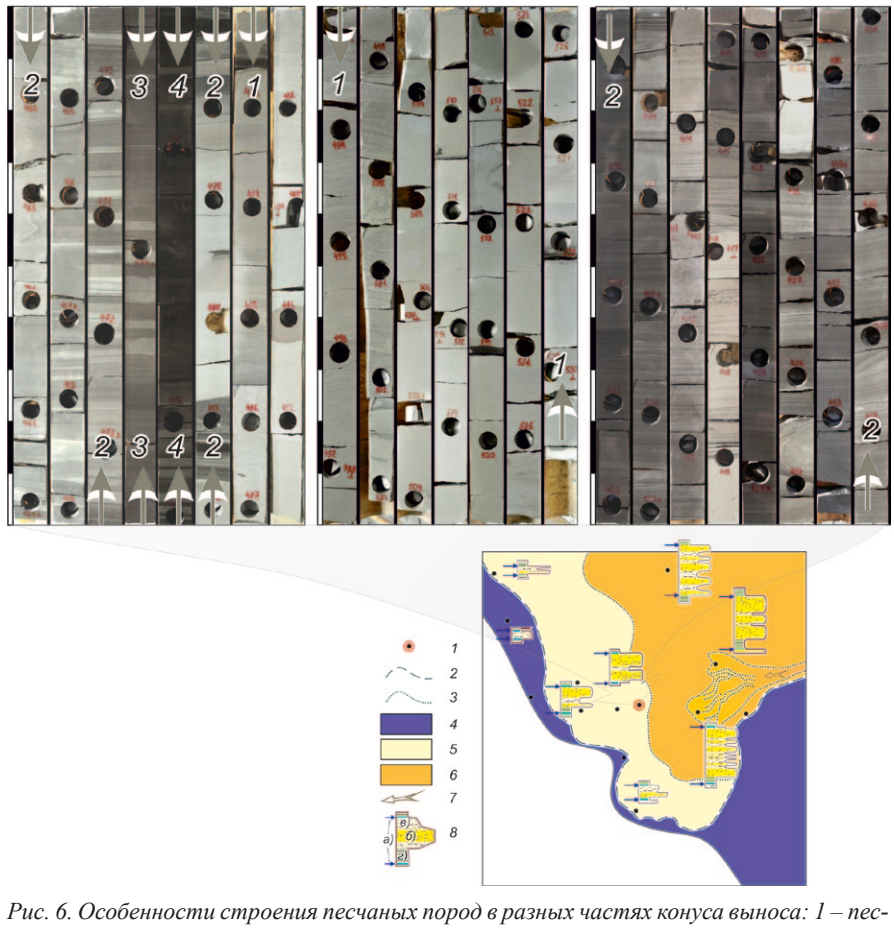


Рис. 6. Особенности строения песчаных пород в разных частях конуса выноса: 1 – песчаники высокоплотностных потоков, сформированных в русловых элементах конусов выноса; 2 – песчано-алевро-глинистые породы намывных валов; 3 – конденсированные глинисто-кремнисто-битуминозные отложения; 4 – отложения «дистальных» частей низкоплотностных потоков; на врезке – фрагмент карты литолого-фациального районирования: 1 – положение изученного разреза, 2 – границы литолого-фациальных зон, 3 – границы русловых систем; зоны преобладающего развития отложений: 4 – глубоководной впадины, 5 – дистальных частей конуса выноса, 6 – фронта конуса выноса, 7 – направление транзита обломочного материала; 8 – литологическая характеристика пород в разрезе конуса выноса (а): б) – песчаники, в) – песчано-алевро-глинистые породы, г) – глинистые отложения

глинистой мути, поднятой и захваченной проходящим высокоплотностным потоком.

Нижняя граница песчаных пластов всегда резкая, эрозионная, оползневая. Процессы оползания заметны и внутри слоев песчаников.

В зависимости от положения и стабильности русловой системы песчаные тела могут быть как единичными; в этом случае их мощность не превышает первых метров, так и слившимися, где эта величина достигает нескольких десятков метров.

Намывные валы сложены главным образом отложениями низкоплотностных потоков, среди которых преобладают мелкозернистые песчаники, алевролиты, реже алевритистые глины (рис. 6). В структуре разрезов намывного вала проявляется «классическая» седиментационная цикличность, отвечающая циклам Боума (Bouma, 1962).

Отложения «дистальных» частей низкоплотностных потоков представлены маломощными слойками (0,5–2 мм) алевролитов, тонкозернистых песчаников с отчетливыми границами среди глинистых пород. Они встречаются в разрезах как русловых отложений, так и намывных валов, отражая мелкомасштабные процессы гравитационного масс-переноса.

Фоновой седиментации отвечают маломощные прослои глин, неравномерно обогащенных алевритовым материалом (рис. 6). Последний, вероятно, мог поступать в осадок путем механического выпадения алевритовой взвеси из «нефелоидной» мути, принесенной в хвостах низкоплотностных потоков. Накопление преимущественно глинистых осадков в рассматриваемой части глубоководного бассейна, вероятно, соответствовало периодам дефицита обломочного сноса между сходом потоков разной плотности.

Среди глубоководных отложений наибольший нефтегазопоисковый интерес имеют, несомненно, песчаные тела конусов выноса, особенно в их фронтальной части. Так, на рис. 7 фронт конуса, образованный системой смещавшихся вглубь бассейна распределительных каналов, четко отображается в сейсмических атрибутах и фиксируется существенным увеличением эффективных толщин коллекторов в разрезах скважин и на карте их прогнозных значений.

Как показывают результаты комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных в реальных объектах отдельные элементы конусов выноса образуют крайне сложную систему распределения песчаных коллекторов и глинистых экранов (рис. 8), учет которой позволяет повысить эффективность освоения связанных с такими объектами залежей углеводородных флюидов.

Как правило, в ундоформенной части секвенции, тракт падения ОУМ отсутствует; времени его формирования отвечает перерыв в осадконакоплении и осушение мелководношельфовой зоны. Однако иногда во время форсированной регрессии создаются условия для седиментации незначительных масс обломочного материала, линзы которого последовательно смещаются в сторону глубоководной впадины (рис. 9).

Подобная ситуация обычно возникает при невысоких темпах уменьшения пространства аккомодации, которая в разрезах скважин отражается в нарушении вертикальной смены фаций: например, осадки, накопление которых происходило в прибрежных условиях «фациально неконформно» перекрывают отложения шельфа и (или) транзитной зоны

Стабилизации падения и началу подъема относительного уровня моря отвечает формирование **системного тракта низкого стояния** (рис. 2Б). На осушенном шельфе в это время начинается заполнение осадком врезанных долин. Но бóльшая часть грубообломочного материала накапливается на узком побережье, прилегающем к глубоководному бассейну. Выносимый в бассейн существенно пелитовый материал формирует клинья низкого стояния, последовательно смещающиеся от склона бассейна к его центру.

В нижней части этого тракта могут присутствовать отложения склоновых конусов выноса, образованных высокоплотностными потоками. Основное отличие склоновых и донных конусов заключается в широчайшем развитии в

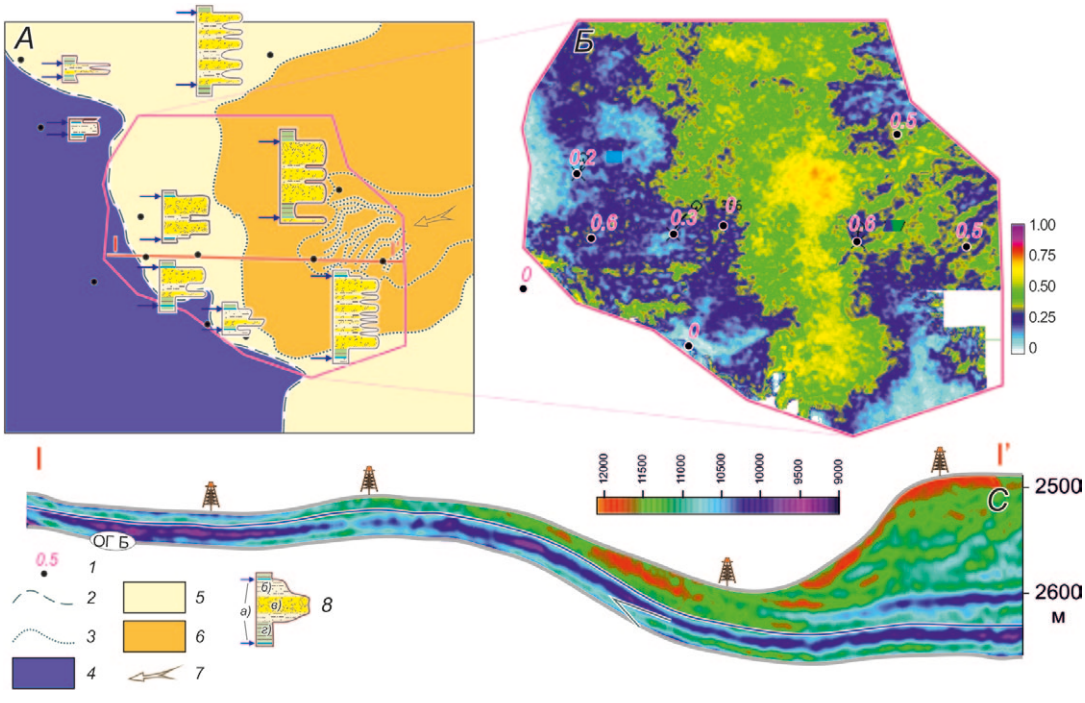


Рис. 7. Сейсмофациальная модель конуса выноса и особенности распределения в нем коллекторов (сейсмическая интерпретация К. Эпова): А – карта литолого-фациального районирования пласта АчБУп; Б – прогнозная карта эффективных толщин коллектора, В – разрез псевдоакустических импедансов в интервале развития пласта АчБУп; 1 – коэффициенты песчанистости пласта в разрезе скважин; остальные условные обозначения см. на рис. 6

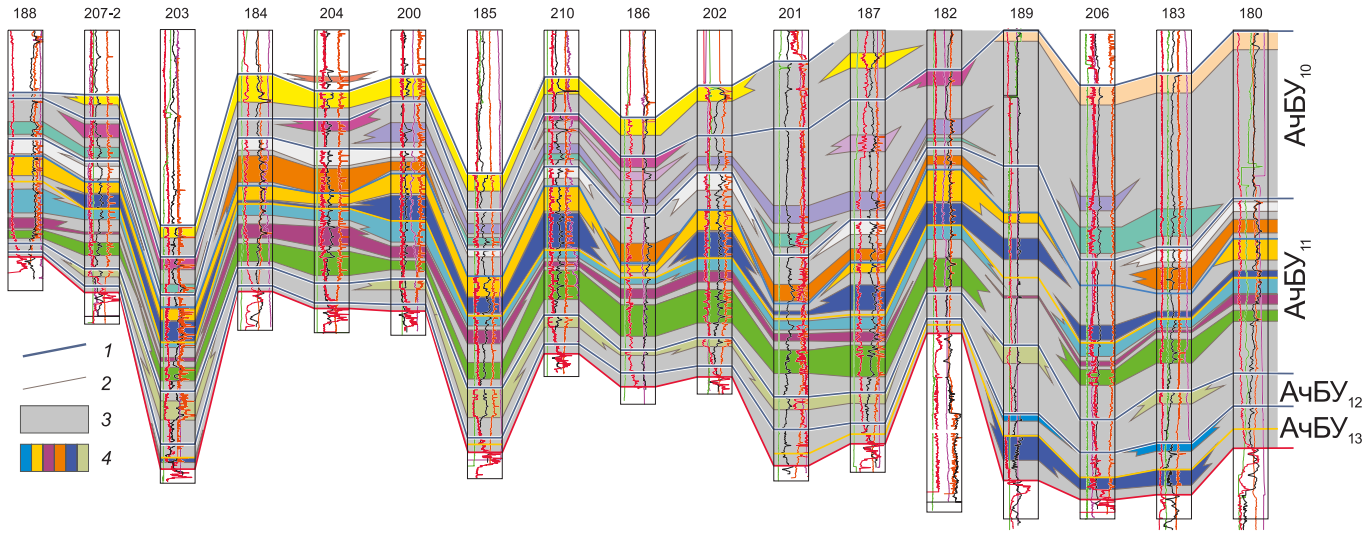


Рис. 8. Распределение элементов конусов выноса в разрезе ачимовской толщи Ямбургского мегавала: границы клиноформенных комплексов (1) и песчаных пластов (2); 3 – глубоководные и склоновые преимущественно глинистые отложения; 4 – песчаники разновозрастных конусов выноса

разрезах первых проявлений процессов оползания.

Наиболее масштабно оползневые процессы проявляются в интервалах разреза, представленных переслаиванием тонкозернистых и тонкослоистых алевро-глинистых пород, подстилающих мощные пласты песчаников высокоплотностных потоков. Нередко деформационные структуры наблюдаются и в самих песчаниках. Вероятно, основной причиной нарушения стабильности и возникновения оползней в это время могут служить значительные скорости накопления осадков на склоне во время низкого стояния ОУМ, а также волнения и течения, вызывающие нарушение равновесия осадков в его пределах.

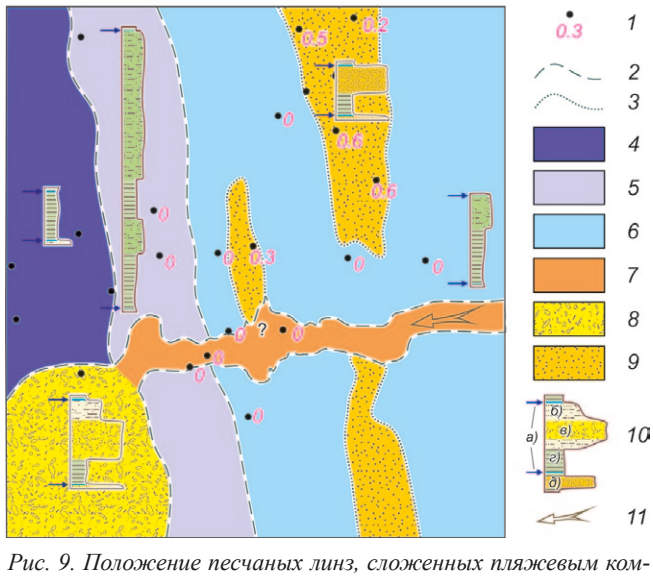


Рис. 9. Положение песчаных линз, сложенных пляжевым комплексом осадков, в зоне преобладающего распространения мелководно-шельфовых глин: 1 – точки скважин с вынесенными значениями коэффициентов песчанистости, 2 – границы литолого-фациальных зон, 3 – границы песчаных тел различного генезиса; зоны преобладающего развития отложений: 4 – глубоководной впадины, 5 – склона, 6 – мелководного шельфа; 7 – врезанных долин 8 – песчаников фронтальной части конуса выноса, 9 – песчаники барового (пляжевого) комплекса; 10 – литологическая характеристика пород в разрезах скважин (а): б) – песчаники, в) – песчано-алевро-глинистые породы, г) глинистые отложения; 11 – направление транзита обломочного материала

Седиментация песков в прибрежной зоне и глин – в более глубоководной зоне на склоне бассейна – продолжается до тех пор, пока привнос осадков не перестанет компенсировать вновь добавляемое аккомодационное пространство, и не начнется трансгрессия.

Во время фазы низкого стояния ОУМ основная масса песчаного материала откладывается в мелководной зоне на склоне бассейна, где выделяется два депоцентра терригенного осадконакопления: прибрежное мелководье и дельта.

Пространственное распределение осадков различного генезиса в структуре LST, свойственное побережью, где отсутствовали крупные флювиальные системы, иллюстрирует схема фациальной зональности центральной части Ямбургского вала, построенная для секвенции $БУ_9^0$ (Жемчугова, Бербенев, 2015). В разрезах верхней части клина низкого стояния она имеет проградационное строение, а последовательность смены осадков в разрезе свидетельствует об их седиментации в условиях нормальной регрессии. Так, к примеру, в разрезах пласта зоны II шельфовые глины сменяются сначала глинистыми алевролитами переходной зоны, а затем и песчаниками нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны (рис. 10).

Моменты частных затоплений, отражающиеся в резкой смене вертикальной последовательности этих фаций, свидетельствуют о мелкомасштабной цикличности изменения ОУМ, но проявляется эта смена всегда на фоне нормальной регрессии.

В случае побережья дельтового типа, распределение основной массы песчаных осадков в пределах как субаэральной, так и субаквальной дельты контролируется флювиальными процессами.

Речные потоки, несущие обломочный материал при впадении в морской бассейн рассеиваются и откладывают осадки в различных зонах: рукавах, протоках, прирусловых валах, формируют мелкие конуса выноса и частично выплескиваются в дельтовые заливы во время паводков. Осадки флювиальных потоков в различных зонах обладают специфическими особенностями и создают парагенетические ассоциации с осадками других генетических типов.

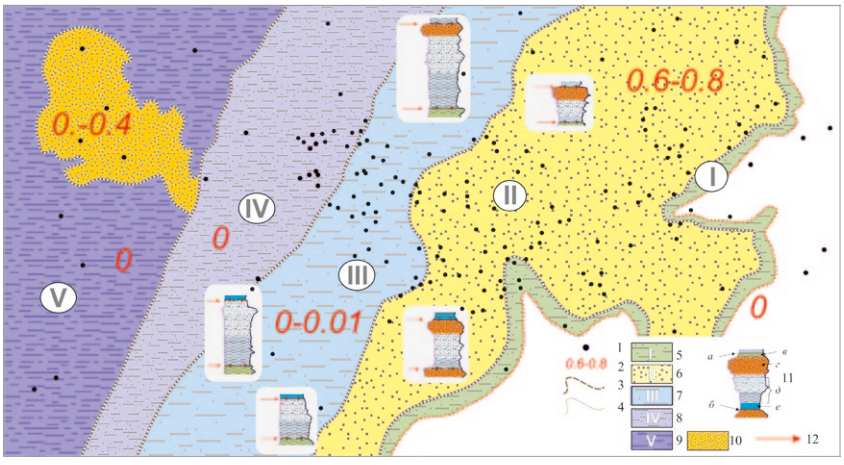


Рис. 10. Схема литолого-фациального районирования центральной части Ямбургского мегавала для пласта БУ$_9^0$ (Жемчугова и др., 2008): 1 – положение скважины, 2 – коэффициент песчанистости, границы литолого-фациальных зон (3) и подзон (4); зоны преобладающего развития отложений: 5 – забарьерной лагуны, 6 – барового комплекса, 7 – переходной зоны и мелководного шельфа, 8 – склона, 9 – относительно глубоководной впадины, 10 – конуса выноса; 11 – строение эталонных разрезов: а – кровля пласта, б – подошва пласта: отложения: в – забарьерной лагуны, г – нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны, д – нижней предпляжевой и переходной зон, е – мелководного шельфа; 12 – границы секвенции

Флювиальные русла характеризуются однонаправленным течением речной воды с периодическими отклонениями и схожи с руслами в собственно речных системах. Осадочный разрез, сформированный в этой обстановке имеет, преимущественно, грубослоистый характер. Характерно накопление песков мелко- и среднезернистых с ровной, резкой или эрозионной подошвой. Эрозионные процессы при образовании русла сопровождаются накоплением внутриформационными обломками (интракластами осадочных пород). Русловым песчаникам свойственны следующие типы слоистости: массивная, градационная, волнистая, крупномасштабная косая слоистость, нередко подчеркнутая слойками со значительным количеством углефицированного растительного детрита (УРД). Вверх по разрезу косая слоистость выполаживается и переходит в горизонтальную, причем, количество и мощность слойков с УРД увеличивается. Нередко наблюдается уменьшение гранулометрии вверх по разрезу, что указывает на отмирание русла и его заиливание. В отдельных случаях прорыв нового русла вызывает смятие подстилающих алевро-глинистых слоев. Образование конволютных складок может быть вызвано и последующим оползанием песчаных слоев под действием силы тяжести. Биотурбация незначительна.

Тела русловых песчаников могут быть одно- и многоярусными. Первые характерны для нижней части субаквальной дельты, вторые – для субаэральной обстановки, где положение русел более стабильно. Таким образом, для песчаных пачек, сформированных на этой стадии развития, характерны следующие особенности: а) грубая цикличность, обусловленная колебаниями в поступлении осадков (иногда видны следы заиливания), мелкомасштабным флуктуациями ОУМ или миграцией русла; б) эрозионные врезы, подчеркнутые интракластами осадочных пород; в) крупная косая слоистость, подчеркнутая примесью УРД; г) нередко алевро-глинистые осадки, подстилающие русловые пески сминаются в конседиментационные складки оползания под тяжестью последних.

Осадочный разрез, сформированный в пределах *флювиальных русел проток, прирусловых валов, конусов выноса промоин* и нередко сменяющий вверх по разрезу грубо ритмичную песчаную пачку, обычно имеет более цикличный характер и представлен маломощными слоями (первые сантиметры) алевролитов, тонко-мелкозернистых песчаников с резкой, нередко эрозионной нижней границей, и глин. Слоистость градационная, горизонтальная, косая, косоволнистая отражает убывание энергии подводного речного потока. Среди осадков прирусловых валов выделяется два типа: преимущественно песчаные сформированные, вероятно, вблизи русла чаще всего с массивной текстурой и глинисто-алевро-песчаные, обычно интенсивно биотурбированные. Наиболее характерная черта осадков – это присутствие биотурбационных текстур: как отдельных, так и многочисленных, вплоть до полной потери первичного текстурного облика. Причем, масштаб биотурбации уменьшается с увеличением глинистости разреза. В межрусловых участках (заливах) в условиях спокойной седиментации идет накопление илов с периодическим выносом песчаного и алевритового материала по мелким протокам, с большим количеством УРД. Аналогичная картина наблюдается и в краевой части дельты, где русла переходят в протоки.

Песчаные линзы трактов падения и низкого стояния ОУМ в существенно глинистых вмещающих породах хорошо проявляются в атрибутах сейсмической записи, что позволяет выделять их в неопоискованных бурением участках. Примером отображения нефтегазоносных объектов в клиноформенных комплексах, образовавшихся за счет восточных источников сноса, могут служить результаты интерпретации материалов трехмерных сейсморазведочных работ, выполненных на Медвежьем мегавале. Выделяемые здесь глубоководные и прибрежные песчаники (рис. 11), перекрытые глинистыми осадками, формируют сложнопостроенные ловушки литологического и тектонического экранированного типов (Черепанов и др., 2011).

Образование **трансгрессивного системного тракта** (рис. 1 В) инициируется первым значительным событием затопления (ему отвечает поверхность затопления) после времени максимальной регрессии. По мере затопления шельфа береговая линия отступала, и осадки трансгрессивного системного тракта последовательно перекрывали размытые породы различных трактов. Быстрое повышение уровня воды приводило к заполнению врезанных долин гетеролитными осадками.

В ундоформенных элементах секвенций нижнего мела Западной Сибири трансгрессивные системные тракты либо отсутствуют, либо им отвечают маломощные прослои небольшой пространственной протяженности, практически не диагностируемые в разрезе скважин. Очевидно, подобное строение секвенций было обеспечено интенсивным ростом ОУМ, приводящим к

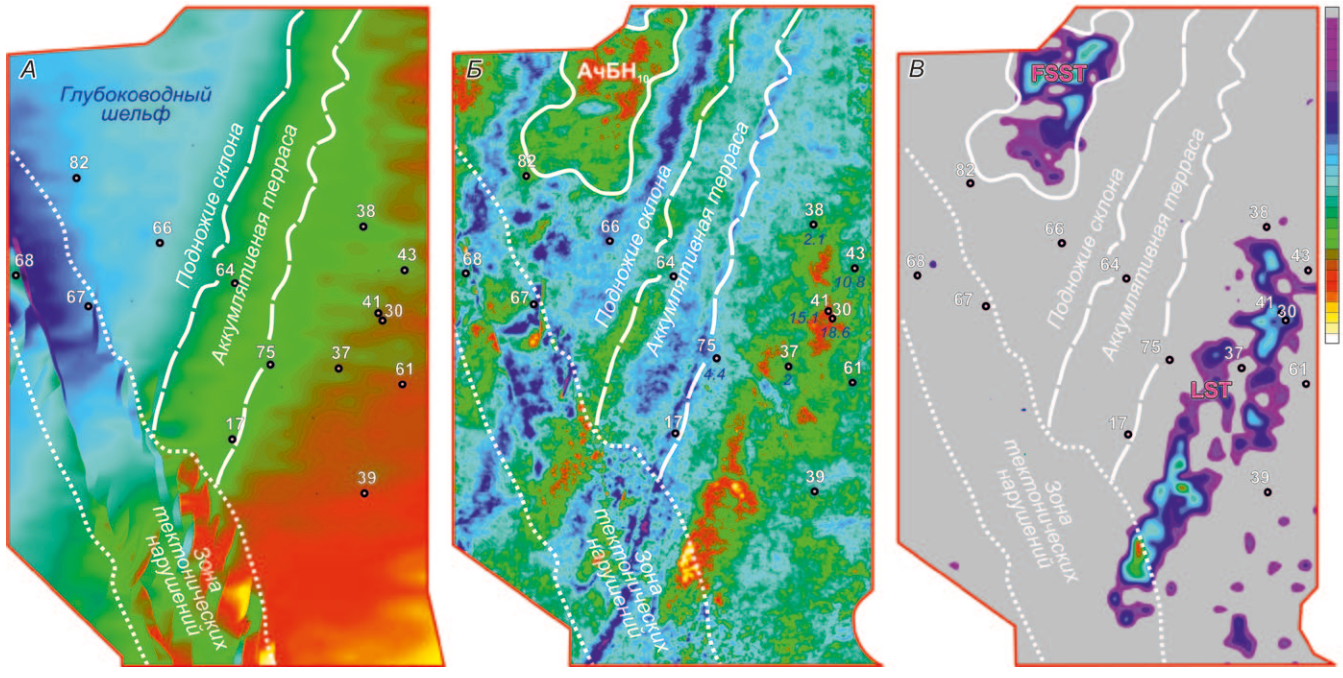


Рис. 11. Отображение элементов секвенции в атрибутах сейсмического волнового поля: А – морфология бассейна; аномалии на картах средних амплитуд (Б) и псевдоакустических импедансов (В), связанные с зонами развития песков в бассейне (FSST) и на склоне (LST); цветокодировочная шкала эффективных толщин, м

стремительному смещению депоцентров седиментации в сторону суши. Однако частные замедления темпов повышения ОУМ на фоне его генерализованного роста могут провоцировать накопление песков прибрежного генезиса, располагающихся в разрезе «фациально неконформно» подстилающим и перекрывающим отложениям (рис. 12). В этом случае, как и с трактом падения ОУМ, песчаники TST будут образовывать разнесенные в пространстве линзы.

В глубоководном бассейне и на его склоне отложения трансгрессивного системного тракта присутствуют всегда, правда, толщины их очень малы, поскольку накапливаются в условиях «седиментационного голода». С этими частями секвенции ассоциируются конденсированные осадки, характеризующиеся очень низкими скоростями осадконакопления. Обычно они представлены 1–2 метровой пачкой черных тонко-, горизонтальнослоистых аргиллитов, сложенные тонкодисперсным равномерно ориентированным глинистым веществом, обогащенным кремнистым и битуминозным материалом (рис. 6).

Формирование **тракта высокого стояния**, или верхнего системного тракта, происходило в фазу замедления темпов роста ОУМ (рис. 1 Г). Особенно контрастно такое замедление проявлялось в прибрежных участках бассейна седиментации, где последовательное сокращение объема приращиваемого аккомодационного пространства в условиях сохраняющейся скорости поступления осадочного материала провоцировало проградацию береговой линии, т.е. вызывало нормальную регрессию. Этот процесс наглядно проявляется в структуре ундоформенной части секвенций, которые здесь представлены одним трактом – верхним. В генерализованном виде последний выглядит следующим образом (рис. 13).

Основание слагают однородные темноокрашенные (до черных) хорошо отмученные аргиллиты с маломощными линзами и слойками алевролитов. Состав и текстурные особенности осадков отражают в целом спокойные субаквальные обстановки осадконакопления, различаясь лишь по интенсивности поступления терригенного материала, и отвечают наиболее глубоководным для рассматриваемого участка бассейна седиментации шельфовым фациям. Вверх по разрезу их сменяют отложения переходной и нижней предфронтальной зон, которым свойственны преимущественно глинисто-алевритовый состав, серые цвета, отчетливо горизонтальные и линзовиднослоистые текстуры; последние придают породе неявный нодулярный облик; иногда в керне фиксируются следы оползаний осадка и его перемешивания под действием подводных течений. В этой части разреза встречаются многочисленные ихнофации, большая часть которых относится к *Palaeophycus/ Planolites, Cylindrichnus*, *Teichichnus*, встречаются также *Terebellina, Zoophycos*. Широким развитием пользуются штормовые брекчии (темпеститы).

Вверх по разрезу тракта высокого стояния происходит последовательное уменьшение алевро-пелитовой примеси и увеличение песчаной до перехода алевролитов в песчаники.

Песчаники аркозовые (кварц-полевошпатовые) слюдистые с глинисто-карбонатным цементом, средне-мелкозернистые, как правило, неслоистые, нередко с укрупнением размерности песчаного материала вверх по разрезу. Обломочный материал хорошо окатан и отсортирован. В породах присутствуют мелкие ходы илоедов (главным образом это ихнофация *Skolithos*), но, как правило, они не затушевывают характер седиментационного напластования. Текстурные и структурные особенности песчаников, особенности вертикального и латерального развития позволяют предположить, что они накапливались в пределах нижнего пляжа и верхней предфронтальной зоны.

С трактами высокого стояния в разрезе нижнемеловых отложений Западной Сибири связаны практически повсеместно развитые промысловые пласты группы Б (БУ, БН,

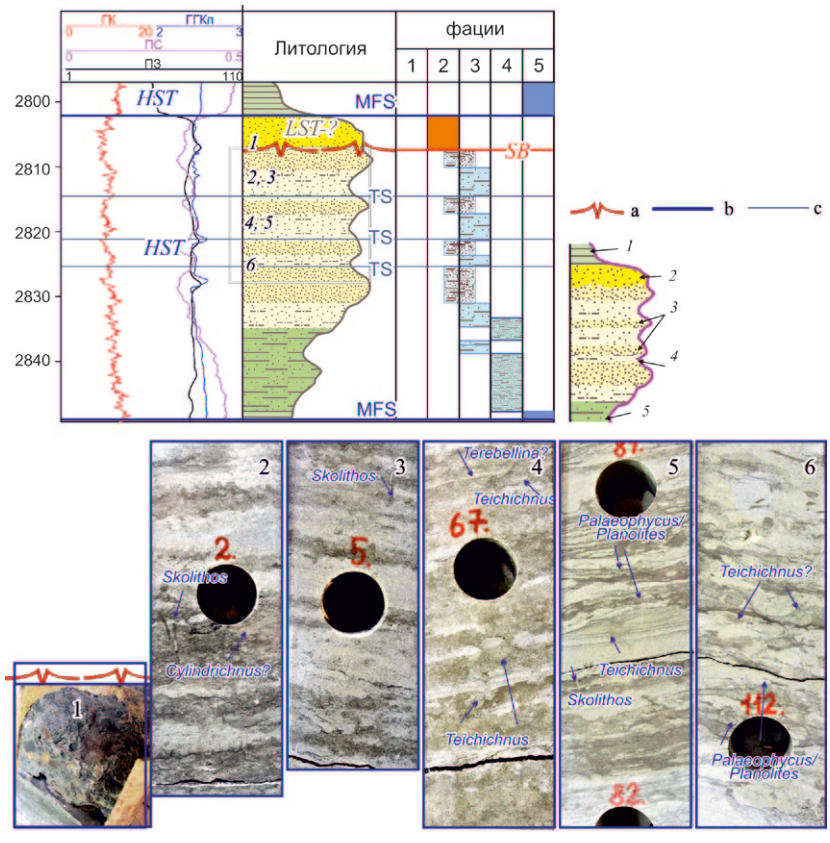


Рис. 12. Выделение маломощного TST в разрезе скважины: фации: 1 – прибрежной зоны, 2 – нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны, 3 – нижней предпляжевой зоны, 4 – переходной зоны, 5 – мелководного шельфа; литологическая характеристика отложений: 1 – мелкозернистые песчаники, 2 – тонкозернистые песчаники и алевролиты, 3 – алевролиты, 4 – пересливание алевролитов и глин с преобладанием последних; границы: a – секвенции SB (sequence boundary), b – поверхность максимального затопления MFS (maximum flooding surface), c – трансгрессивная поверхность – TS (transgressive surface)

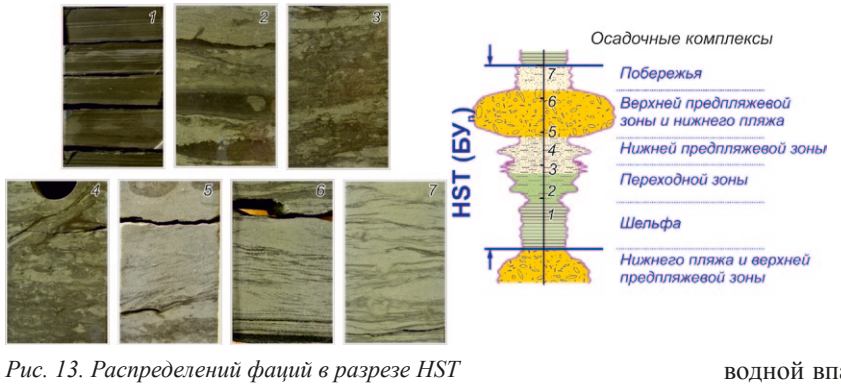


Рис. 13. Распределений фаций в разрезе HST

БС…), закономерности формирования которых создают предпосылки для создания природных резервуаров, способных аккумулировать УВ флюиды и консервировать их скопления.

В зависимости от размеров области мелководной седиментации, а также соотношения объемов приносимого в бассейн осадка и создаваемого аккомодационного пространства, HST в клиноформенной части секвенции может иметь различное строение. В том случае, если нормальная регрессия приводила к смещению береговой линии на склон глубоководной впадины, то на этом склоне накапливались значительные массы обломочного материал, формирующие, как и в случае LST, клинья высокого стояния.

Если же по мере удаления от источника сноса, несмотря на уменьшение приращиваемого аккомодационного пространства, осадка оказывалось недостаточно для компенсации этого прироста, на склоне и в самой впадине верхний системный тракт секвенции представлен маломощными прослоями глин.

Рассмотрим пространственно-временные соотношения формирования элементов секвенций IV-V порядка на примере нижнемеловых отложений Уренгойского мегавала (рис. 14).

Нижняя секвенция S_1, представленная своей фондоформенной частью, включает нерасчлененные LST_1+TST_1+HST_1, залегающие непосредственно на кремнисто-битуминозных отложениях баженовского горизонта и имеющие близкую к ним литологическую характеристику, и конус выноса FSST, с кровлей которого отождествляется граница секвенции.

Секвенции S_2 начинается с тракта низкого стояния, характеризующегося очень изменчивыми толщинами и литологией. Во время низкого стояния ОУМ основная масса осадков накапливалась на склоне глубоководной впадины, расположенной восточнее рассматриваемого района, наращивая клинья низкого стояния; но часть материала, сложенного обломками алевритовой и пелитовой размерности, выносилась в бассейн, перекрывая конусы выноса, как это имеет место в районе скв. 3. На запад толщины LST_2 резко уменьшаются, а в его составе начинают преобладать темно-серые до черных гидрослюдистые аргиллиты, тонкоотмученные, массивные, с включением битуминозного и кремнистого материала. Они слагают маломощную (до 10–15 м) пачку конденсированных отложений, которая в удаленной от склона части впадины объединяет TST_2 и HST_2.

В районе скв. 4 основной объем секвенции S_2 занимает верхний системный тракт (HST_2), представленный мощной толщей глин. Его образование связано с последовательным смещением побережья на «бровку» глубоководной впадины и выносом в ее пределы больших масс несортированного обломочного, и в первую очередь, глинистого материала. Сформированный этими отложениями клиноформенный комплекс имеет четкое проградационное строение, хорошо идентифицируемое в волновом сейсмическом поле (рис. 14 С). В разрезе скважин проявление нормальной регрессии отображается закономерной сменой фаций, толщины которых фиксируют обмеление акватории, вызванное уменьшением пространства аккомодации в условиях замедления темпов роста ОУМ.

К TST_2 в этом районе, по-видимому, можно отнести маломощный прослой битуминозных глин, с кровлей которого ассоциируется поверхность максимального затопления (MFS), которая на временных разрезах наиболее выражена, выдержана и отображается как поверхность подошвенного прилегания.

Конус выноса, отвечающий FSST секвенции S_2, сложен главным образом глинистым и алевритовым материалом. Небольшие толщины песчаников и алевролитов, их преобладающая слоистая текстура, отсутствие в осадках грубообломочной примеси – все это свидетельствует об удаленном положении врезанной долины, «питавшей» этот конус выноса.

Секвенция S_3 присутствует во всех трех элементах: в самой восточной, ундоформенной части (скв. 4) она состоит из одного верхнего системного тракта, сложенного прибрежным комплексом осадков.

В центральной части (скв. 2 и 3) – секвенция представлена своей клиноформенной частью, объединяющей мощные глинистые толщи LST_3 и HST_3. В разрезе каждого из них, близких по архитектуре и литологическому наполнению, выделяется несколько самостоятельных клиньев, разделенных аккреционными поверхностями, отражающими проявление цикличности более низкого порядка. Образование этих трактов связано с проявлением нормальной регрессии, что отражается в последовательном «обмелении» слагающих их осадков и преобладании в верхней части прибрежных отложений.

Отложения TST_3 в бассейновых фациях присутствуют только в районе скв. 2. На остальной части этот тракт либо отсутствует, либо объединяется с перекрывающими глинами тракта высокого стояния.

Фондоформенную часть секвенции (скв. 1) слагают глинистые осадки шельфа, которые объединяют все три тракта соответствующей секвенции – LST, TST и HST.

Дистальные части конуса выноса, отвечающего $FSST_3$ рассматриваемой секвенции, вскрыты в скв. 1 и 2 и сложены ритмично переслаивающимися тонкозернистыми, в различной степени алевритистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Толщина отдельных прослоев колеблется в пределах от 2–3 мм до 10–15 см. Среди песчаников преобладают тонкозернистые, в различной степени глинистые, разности, с отчетливой косоволнистой, линзовидно-волнистой, горизонтальной слоистостью, иногда нарушенной мелкими текстурами оползания. Некоторые прослои содержат многочисленные мелкие и крупные интракласты глинистых пород.

Архитектура секвенции S_4 во многом повторяет таковую предыдущей секвенции, с той лишь разницей, что на рассматриваемом объекте она представлена в значительной степени своей ундоформенной частью. При этом на самом востоке эти секвенции, выделяемые в объеме лишь трактов высокого стояния, объединяются в единый осадочный комплекс, накопление которого связано с самыми прибрежными участками морского бассейна.

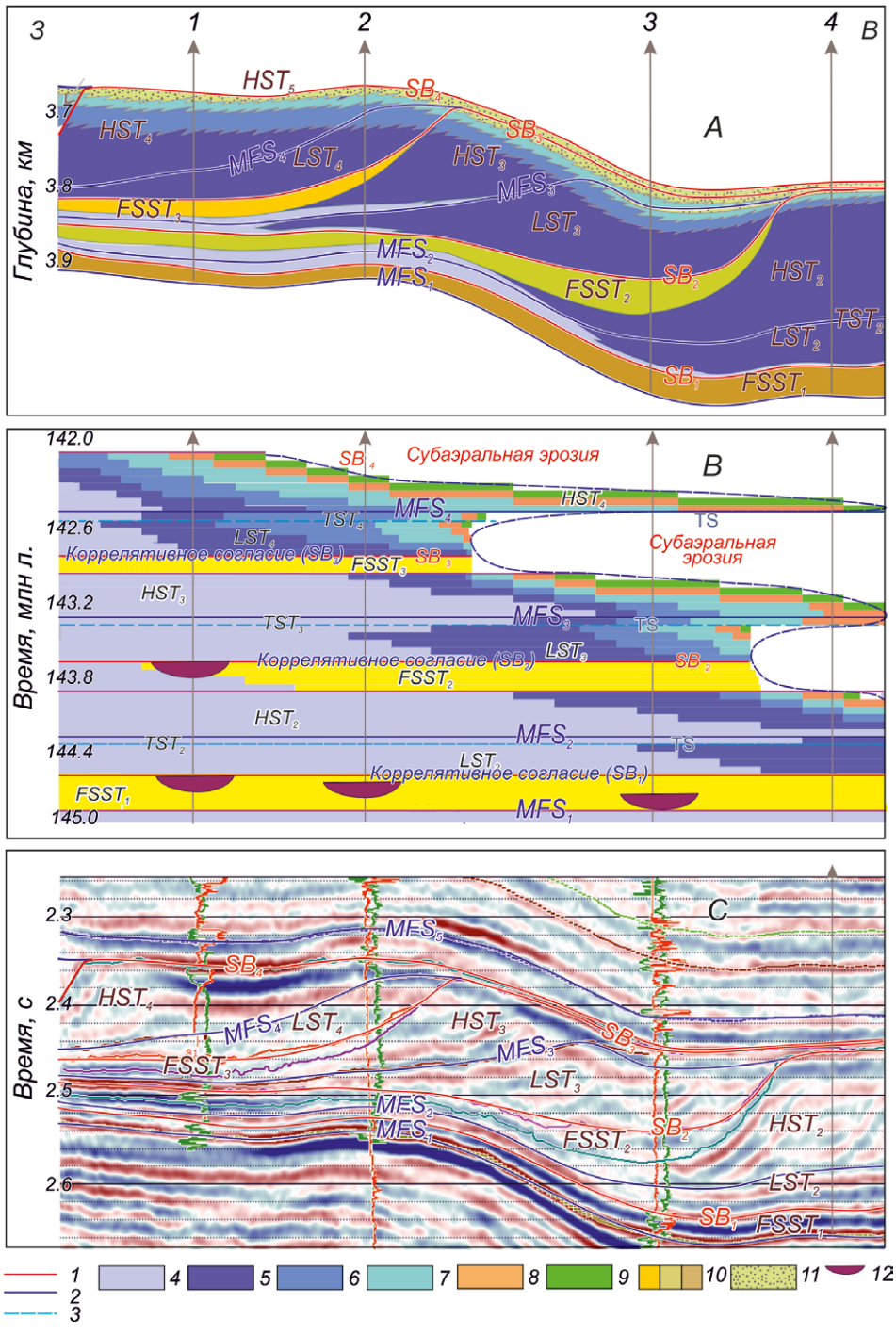


Рис. 14. Временная и глубинная модель секвенций: Границы: 1 – секвенций (SB), поверхностей максимального затопления (MFS) и трансгрессивных поверхностей (TS); фации: 4 – относительно глубоководного бассейна,5 – склона, 6 – мелководного шельфа, 7 – транзитной (переходной) зоны, 8 – барового (пляжевого) комплекса, 9 – побережья; 10 – разновозрастные конуса выноса FSST, 11 – прибрежные песчаники HST, 12 – предполагаемое время формирования врезов конусов выноса

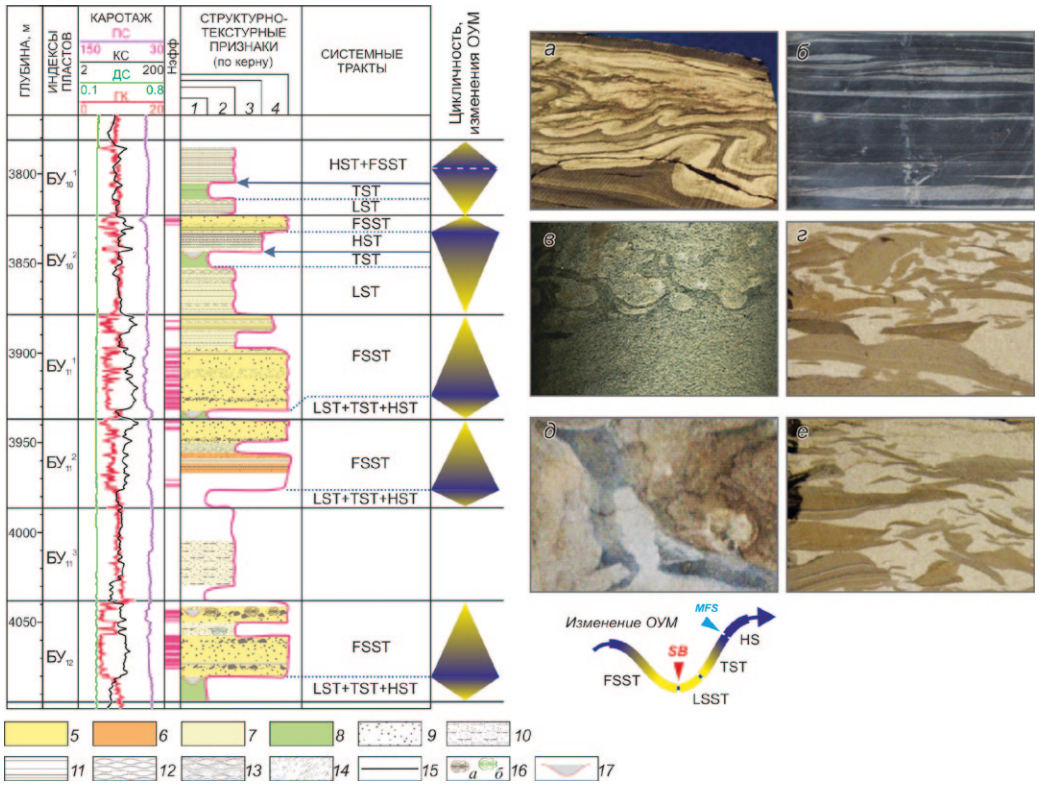


Рис. 15. Литологическая характеристика системных трактов секвенций в разрезе скважины: структурная характеристика 1 – глина, 2 – алевролит мелкозернистый, 3 – алевролит крупнозернистый, 4 – песчаник мелкозернистый; литологическая характеристика (5–8): 5 – песчаники, 6 – песчаники карбонатизированные, 7 – алевролиты, 8 – глины; характерные признаки (9–17):9 – массивный песчаник, 10 – массивный алевролит, 11 – горизонтальная слоистость, 12 – линзовидная слоистость, 13 – линзовидная слоистость, подчеркнутая песчаным материалом, 14 – оползневые складки, 15 – прослои глин, 16 – песчаные (а) и глинистые (б) инъекции, 17 – поверхности размыва

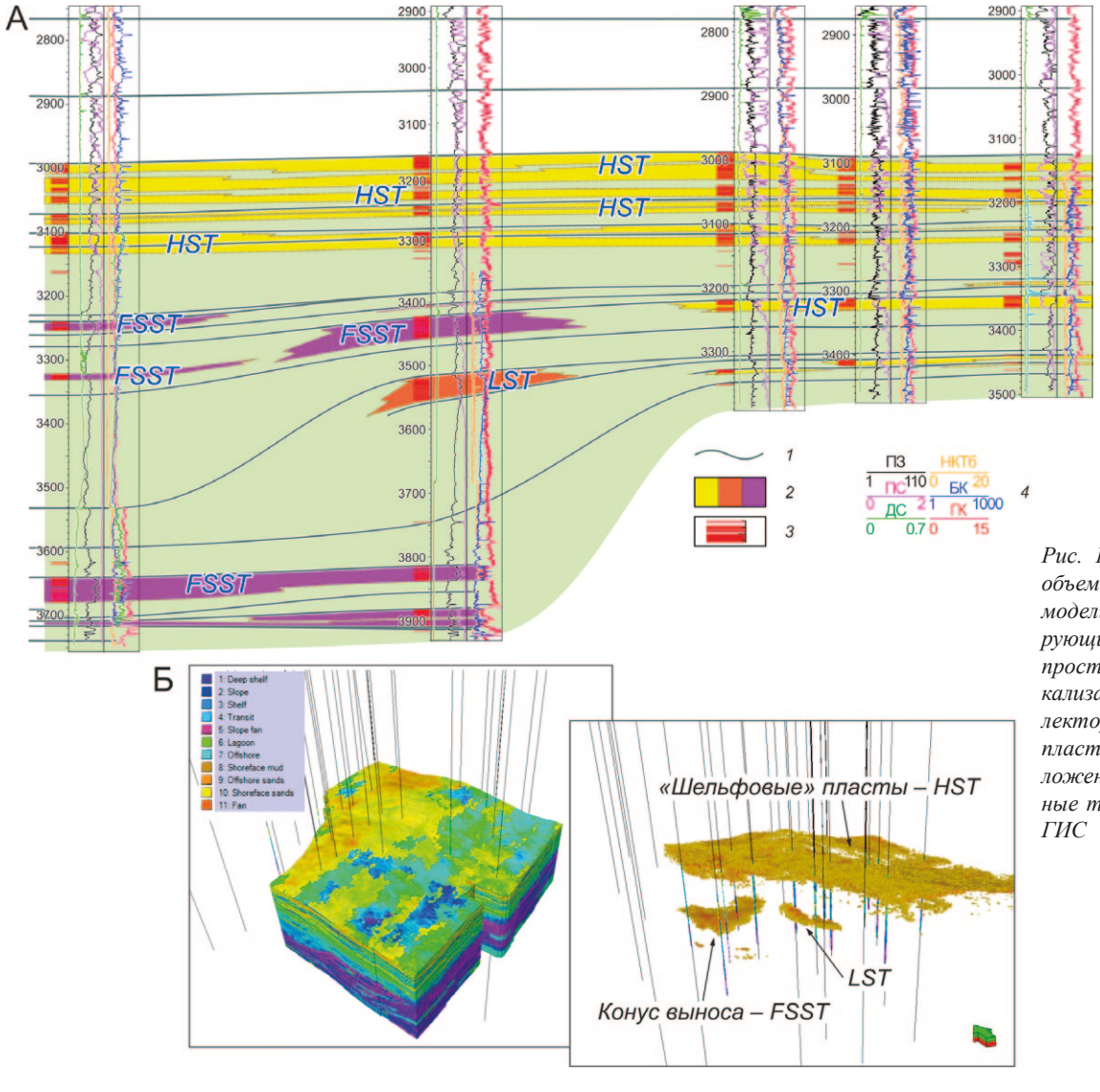


Рис. 16. Двумерные (А) и объемные геологические модели (Б), иллюстрирующие распределение и пространственную локализацию песчаных коллекторов: 1 – границы пластов; 2 – песчаные отложения; 3 – эффективные толщины; 4 – кривые ГИС

Здесь секвенции имеют классическое строение: начинаются с наиболее глубоководных фаций в основании, вверх по разрезу осадки последовательно «обмеляются». Это обмеление, вызванное нормальной регрессией, отражает наступление береговой линии, сопровождающееся миграцией песчаного пояса с востока на запад и последовательным замещением песков, накопившихся в условиях берегового склона, алевро-глинистыми осадками прибрежной зоны. При этом толщины монофациальных отложений в разрезах изменяются согласно изменению пространства аккомодации по профилю седиментации.

Детальное изучение керна и целенаправленная седиментологическая интерпретация каротажа позволяет разработать секвенс-стратиграфическую модель изучаемого объекта, в строении которого отражены изменения ОУМ (рис. 15). Результаты такого изучения способствуют выявлению закономерностей распределения потенциальных коллекторов и экранов в разрезе и, соответственно, существенно снижают степень неопределенности создаваемых моделей геологических тел (рис. 16).

Подводя итог, хотелось бы отметить следующее.

Как известно, поиск перспективных объектов, оценка их свойств и прогноз распространения базируется на результатах комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных. Внедрение в эту технологическую цепочку интерпретации данных, полученных путем секвенс-стратиграфического моделирования, позволяет существенно расширить круг задач, решаемых сейсморазведчиками для нефтяной геологии. Интерпретация оптимальным образом скомплексированной геологической и геофизической информации является основой увеличения достоверности прогноза строения и свойств поисковых объектов.

Секвенс-стратиграфические модели уже сами по себе имеют определенную ценность, поскольку позволяют прогнозировать пространственное распределение песчаных коллекторов и глинистых экранов и, соответственно, служить основой для оценки углеводородной продуктивности образованных ими резервуаров. Кроме того, такие модели являются основой построения кубов фаций, необходимых для объемных цифровых моделей, в которых учитываются закономерности трехмерного распределения фильтрационно-емкостных характеристик. Особенно важно решение такой задачи для резервуаров, обладающих сложным распределением коллекторов, так характерных для нижнемеловых отложений.

Несомненным достоинством секвенс-стратиграфического анализа является и то, что в рамках такого анализа используются общеизвестные («неэксклюзивные») методы исследования природных объектов и широко применяемые комплексы обработки и интерпретации скважинных и сейсмических данных.

Благодарности

Авторы выражают глубокую благодарность организациям, предоставившим возможность публикации материалов, касающихся примеров работ на реальных геологических объектах.

Литература

Жемчугова В.А., Бербенев М.О. (2015). Основные принципы моделирования структуры природных резервуаров (на примере меловых отложений Западной Сибири). *Георесурсы*, 2(61), с. 54–62. https://doi.org/10.18599/grs.61.2.5

Жемчугова В.А., Жуков А.П., Эпов К.А и др. (2007). Применение технологии моделирования структуры природных резервуаров для неокомских отложений Ямбургского месторождения. *Доклады XII координационного геологического совещания ОАО Газпром*, с. 43–58.

Жуков А.П., Жемчугова В.А., Эпов К.А. и др. (2006). Прогнозирование структуры и свойств природных резервуаров на основе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных геолого-геофизических данных. *Технологии сейсморазведки*, 1, с. 69–78.

Карагодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А. и др. (2000). Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход). Новосибирск: Изд-во СО РАН.

Нежданов А.А., Пономарев В.А. и др. (2000). Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук.

Нефтегазоносные провинции СССР (справочник) (1983). Под ред. Г.Х. Дикенштейна, С.П. Максимова, В.В. Семеновича. М.: Недра.

Сейсмическая стратиграфия (1982). Под ред. Ч. Пейтона. М.: Мир.

Черепанов В.В., Парасына В.С., Жуков А.П. и др. (2011). Новые данные о геологическом строении и перспективах углеводородной продуктивности нижнего мела Медвежьего мегавала. *Технологии сейсморазведки*, 2, с. 49–58.

Bouma A. (1962). Sedimentology of some flish deposits. Amsterdam. Elsevier, 168 p.

Jervey M.T. (1988). Quantitative geological modeling of siliciclastic rock sequences and their seismic expression. In Sea Level Changes – An Integrated Approach (C.K. Wilgus, B.S. Hastings, C. G. St.C. Kendall, H. W. Posamentier, C. A. Ross and J. C. VanWagoner, Eds.), pp. 47–69. SEPM Special Publication 42. https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0047

Mitchum R.M. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 1: Glossary of terms used in seismic stratigraphy. Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration. Tulsa, Oklahoma: *AAPG*. Memoir 26, pp. 205–212.

Posamentier H.W., Allen G.P. (1993). Variability of the sequence stratigraphic model: effects of local basin factors. *Sedimentary Geology,* 86(1–2). https://doi.org/10.1016/0037-0738(93)90135-R

Сведения об авторах

Валентина Алексеевна Жемчугова – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

e-mail: zem@gds.ru

Вадим Викторович Рыбальченко – кандидат геол.-мин. наук, начальник Управления

ПАО Газпром

Россия, 196105, Санкт-Петербург, Московский пр-т, д. 156, лит. А

Татьяна Анатольевна Шарданова – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры нефтяной седиментологии

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;
Принята к публикации 19.04.2021;
Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Sequence-stratigraphic model of the West Siberia Lower Cretaceous

V.A. Zhemchugova[1], V.V. Rybalchenko[2], T.A. Shardanova[1]*
[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[2]*Gazprom PJSC, St. Petersburg, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Valentina A. Zhemchugova, e-mail:* zem@gds.ru

Abstract. Apparently, conceptual base of the sequence stratigraphy is one of the most acknowledged methodologies in the geological world at the present time for the sedimentary strata structure prediction. It is based on the complex analysis of the seismic, stratigraphic and sedimentary data on the depositional bodies where the structure and facies filling is regulated by the relative sea level changes. The Lower Cretaceous section of the Western Siberia in this regard is the unique object, as it is represented by the full range of the clastic depositional environments – from relatively deep-water to the continental, which are very sensitive to the conditions changes. Sequence-stratigraphic analysis results can be used to complete the pragmatic tasks in the petroleum geology as the analysis is based on the reconstruction of the sedimentogenesis processes in the past, and the understanding of that processes is the key to the generalized depositional model development. This model can be used to create the models, which can be applied to the unique local objects that occur in the Lower Cretaceous section.

Key words: West Siberia region, sequence-stratigraphic model, sequences, system tracts, facies, natural reservoirs

Recommended citation: Zhemchugova V.A., Rybalchenko V.V., Shardanova T.A. (2021). Sequence-stratigraphic model of the West Siberia Lower Cretaceous. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 179–191. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18

Acknowledgments

The authors express their deep gratitude to the organizations that made it possible to publish materials concerning examples of work at real geological sites.

References

Bouma A. (1962). Sedimentology of some flish deposits. Amsterdam. Elsevier, 168 p.

Cherepanov V.V., Parasyna V.S., Zhukov A.P. et al. (2011). Prospects for hydrocarbon accumulations in the lower cretaceous sediments of Medvejya megaswell. *Tekhnologii seysmorazvedki*, 2, pp. 49–58. (In Russ.)

Jervey M.T. (1988). Quantitative geological modeling of siliciclastic rock sequences and their seismic expression. In Sea Level Changes – An Integrated Approach (C.K. Wilgus, B.S. Hastings, C. G. St.C. Kendall, H. W. Posamentier, C. A. Ross and J. C. VanWagoner, Eds.), pp. 47–69. SEPM Special Publication 42. https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0047

Karogodin Yu.N., Kazanenkov V.A., Rylkov S.A., Ershov S.V. (2000). Northern Ob in Western Siberia. Geology and petroleum potential of the Neocomian (system-litmological approach). Novosibirsk: SO RAS. (In Russ.)

Mitchum R.M. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 1: Glossary of terms used in seismic stratigraphy. Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration. Tulsa, Oklahoma: AAPG. Memoir 26, pp. 205–212.

Oil-and-gas-bearing provinces of the USSR (reference book) (1983). Edited by G.Kh. Dikenstein, S.P. Maksimov, V.V. Semenovich. Moscow: Nedra. (In Russ.)

Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A. et al. (2000). Geology and Petroleum of the Western Siberia Achimov strata. Moscow: Academy of Mining Sciences. (In Russ.)

Posamentier H.W., Allen G.P. (1993). Variability of the sequence stratigraphic model: effects of local basin factors. Sedimentary Geology, 86(1–2). https://doi.org/10.1016/0037-0738(93)90135-R

Seismic stratigraphy (1982). Ed. Ch. Peiton. Moscow: Mir. (In Russ.)

Zhemchugova V.A., Berbenev M.O. (2015). Basic principles for modeling reservoir structure (on the example of Cretaceous deposits of the Western Siberia. *Georesursy = Georesources,* 2(61), pp. 54–62. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.61.2.5

Zhemchugova V.A., Zhukov A.P., Epov K.A. et al. (2007). Application of natural reservoir structure modeling technology to Neocomian deposits of the Yamburg field. XII Geological Meeting of JSC Gazprom, pp. 43–58. (In Russ.)

Zhukov A.P., Zhemchugova V.A., Epov K.A. et al. (2006). Prediction of the structure and properties of natural reservoirs on the basis of integrated interpretation of seismic and borehole geological and geophysical data. *Technologii Seismorazvedki*, 1, pp. 69–78. (In Russ.)

About the Authors

Valentina A. Zhemchugova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: zem@gds.ru

Vadim V. Rybalchenko – PhD (Geology and Mineralogy), Head of Department
Gazprom PJSC
156, lit. A, Moskovsky ave., St.Petersburg, 196105, Russian Federation

Tatiana A. Shardanova – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Oil Sedimentology
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 19 April 2021;
Published 25 May 2021

КРАТКОЕ СООБЩЕНИЕ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.19 УДК 622.276

Тестирование и верификация новых технологий в науках о Земле: методические рекомендации

В.В. Волянская
ПАО «НК « Роснефть», Москва, Россия
e-mail: v_volyanskaya@rosneft.ru

Развитие компьютерных технологий позволяет не только оптимизировать процесс геологического изучения нашей планеты, но и создавать принципиально новые подходы в работе с большими массивами геологических данных. Это привело к переходу формализации геологических знаний и информации от описательной формы к технологической, т.е. направленной на индустриальное применение унифицированных подходов. В статье дается объяснение понятию «технология» применительно к наукам о Земле («G&G-технология» – Geology & Geophysics Technology). Приведен пример прямого и реверсного алгоритма изучения месторождений углеводородов.

Стадийность создания новых G&G-технологий и изменение уровня информационной насыщенности на каждом этапе этого процесса выдвигают определенные требования при подборе геологических объектов для тестирования и верификации полученного результата. Рассмотрен практический пример набора критериев для верификации технологии по картированию зон трещиноватости, и описана важность баланса теоретических, методологических и практических элементов изучения и моделирования месторождений полезных ископаемых.

Ключевые слова: G&G-технология, информативность, тестовый объект, верификация

Для цитирования: Волянская В.В. (2021). Тестирование и верификация новых технологий в науках о Земле: методические рекомендации. *Георесурсы*, 23(2), с. 192–196. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.19

Характерной особенностью современной научной эпохи является цифровизация и развитие IT-технологий. Не остались в стороне от этого процесса и геологические науки и дисциплины. Это послужило толчком к тому, что результатом современных научных изысканий является не только изучение геологических особенностей строения нашей планеты, но, часто, и создание той или иной технологии, когда IT-составляющая позволяет переводить геологические методы и методики в технологические алгоритмы. Другими словами, начало XXI века – это переход от «описательной» стадии развития наук о Земле к «технологической».

Поскольку термин «технология» все чаще встречается в геологической среде, то необходимо отметить 2 сопутствующих этому термину аспекта – это тестирование технологии и ее патентование. Если ранее геологическая методика или результат исследования не требовали патентной защиты, и автором считался впервые опубликовавший их в открытой печати, то технологии однозначно являются предметом патентования. В данной статье будет рассмотрен первый аспект – тестирование, даны некоторые методические рекомендации, касающиеся подбора тестового объекта, а также процесса верификации геологических технологий для нефтегазовой индустрии.

Остановимся на самом понятии «технология». Существует много определений данному термину (Ушаков, Волин, 1940; Философский словарь, 2001). Попробуем перефразировать определение из словаря Ожегова (Ожегов, Шведова, 1992) применительно к наукам о Земле: «G&G-технология – это совокупность геологических методов* и IT-технологий, а также научное обоснование и описание алгоритмов изучения геологических феноменов и явлений в целях повышения эффективности и достоверности этого процесса (под «геологическими» в данном контексте подразумеваются все методы познания в науках о Земле (изучающие или моделирующие): общегеологические, геофизические, геохимические, гидродинамические, гидрогеологические и т.д.).

Таким образом, в понятие «G&G-технология» или «технология в науках о Земле» можно включить следующие составляющие:

1. Собственно геологические методы и методики изучения планеты и ее частей разного масштаба исследования;
2. IT-технологии, позволяющие автоматизировать труд геологов, а также проводить вычисления крупных массивов данных, включая технологии «искусственного интеллекта» (ИИ) и самообучающиеся программы;
3. Алгоритмы изучения геологических феноменов и явлений;
4. Повышение эффективности процесса изучения;
5. Повышение достоверности процесса изучения.

Рассмотрим отдельно каждую составляющую, и более подробно остановимся на трех последних, имеющих непосредственное отношение к процессу тестирования и верификации технологий.

Собственно геологические методы и методики

© 2021 В.В. Волянская

** «G&G-технология» подразумевает процессы исследования и описания геологических тел, тогда как термин «геотехнология» в русскоязычной литературе применяется в контексте добычи полезных ископаемых и инженерно-строительных изысканий. В английском языке данному термину есть устойчивый эквивалент: G&G Technology (Geology & Geophysics Technology) – технологии в области геологии и геофизики.*

известны науке уже многие годы и относятся к классическим теоретическим и практическим наработкам многих поколений геологов и геофизиков. В контексте новых технологий они являются той фундаментальной основой, на которую накладывается IT-технологическая часть, позволяющая повысить производительность труда, а иногда и проводить ряд вычислений, невозможные при «ручной» обработке массива информации. Примером такого пересчета может быть модель компенсированного и перекомпенсированного прогибания, не только в качественном, но и в количественном варианте.

Прогрессивность IT-технологий и их позитивное влияние на геологические науки уже трудно оспаривать. То, что все модели месторождений имеют 3D размерность расчётов и визуализации, давно никого не удивляет. Уже имеется техническая возможность обсчитывать колоссальные объемы геолого-геофизических данных, создаются системы постоянного мониторинга состояния литосферы с тысячами датчиков, информация с которых непрерывно обрабатываются. Не за горами время, когда вся планета будет покрыта сеткой многофункциональных устройств, и предсказание землетрясений, цунами и извержений вулканов будет таким же обыденным делом, как сейчас прогноз мощных снегопадов зимой.

Компьютерные возможности уже сейчас позволяют создавать информационно емкие проекты с комплексированием методик и данных из различных геологических источников (Ступакова и др., 2019) (рис. 1).

А вот алгоритмы изучения геологических феноменов и явлений требуют методического переосмысления, поскольку классические методики не всегда хорошо адаптированы к сложным геологическим объектам и специфике применения IT-технологий. Оборотной стороной использования чисто математических подходов без детального изучения геологических особенностей и закономерностей является сильное искажение природной реальности в расчетах на синтетических моделях.

Иногда, важность проработки алгоритмов изучения проявляется уже на первоначальном этапе – получения геологических знаний и геолого-геофизической информации.

Рассмотрим пример алгоритма изучения такого нестандартного для нефтегазовой отрасли объекта разработки, как трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) (рис. 2), в частности связанные с низкопроницаемыми коллектотрами.

В связи с отсутствием на текущий момент методик позволяющих однозначно локализовать в пространстве осадочного чехла промысловый объект, имеющий принадлежность к ТРИЗ, на практике применяется реверсный алгоритм изучения. В этом случае в процессе разработки накапливается критическая масса геолого-геофизической и промысловой информации, позволяющая в какой-то момент идентифицировать промысловый объект как геологическое тело и достаточно точно описать его характеристики. Необходимо отметить, что наиболее сложным здесь является осознание геологом-модельером того, что залежь углеводородов и объект разработки ТРИЗ – это совершенно разные понятия, и их нельзя отождествлять, т.е. нельзя применять идентичные алгоритмы моделирования, а требуется разработка принципиально новых.



Рис. 1. Методология изучения палеобассейнов (Ступакова и др., 2019) как пример алгоритма комплексирования прикладных методик из различных геологических наук в целях обоснования новых направлений геолого-разведочных работ

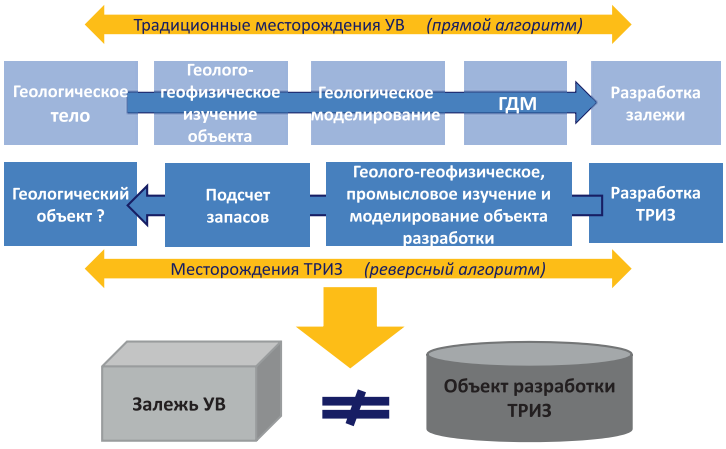


Рис. 2. Пример прямого и реверсного алгоритмов изучения промыслового объекта



Рис. 3. Наилучший результат при геологических исследованиях приносит баланс методологической, теоретической и практической составляющих проекта

На фоне нестабильной цены на ресурсы и сложности геологического строения новых месторождений очень важным для добывающих индустрий остается вопрос повышения эффективности процесса изучения литосферы в прикладных целях. В этом случае наиболее значимым становится баланс между теорией, методологией выполнения работ и качеством получаемого результата (рис. 3). С инженерно-индустриальной точки зрения методология выполнения работ и является технологическим процессом, позволяющим унифицировать деятельность и повысить ее эффективность. Правильно подобранный технологический процесс значительно сокращает трудовые издержки и повышает качество конечного результата.

В науках о Земле существует и применяется огромное количество методов и методик по изучению и моделированию геологических объектов, поэтому правильный подбор наиболее эффективного алгоритма изучения требует наличия мультидисциплинарной команды исследователей с умением комплексировать имеющиеся знания. Этот вопрос хорошо изучен, и ему посвящено много работ по управлению проектами и системному подходу в геологии (Дмитриевский, 1982), поэтому далее более детально будет рассмотрен процесс выбора объекта для тестирования и процесс верификации уже созданной на теоретическом уровне G&G-технологии.

Процесс создания любой технологии можно разделить на несколько этапов:

1. Этап постановки задачи;
2. Этап создания концепции;
3. Этап разработки теоретических основ технологии;
4. Этап тестирования теоретической версии технологии;
5. Этап верификации теоретической версии технологии;
6. Этап корректировки и доработки теоретической версии (при необходимости);
7. Этап автоматизации и разработки индустриальной версии технологии;
8. Этап внедрения в производство.

Выбор объекта для тестирования технологии очень важен именно для наук о Земле, поскольку в силу информационного ограничения исследователь никогда не знает степень идентичности между его представлениями и реальным геологическим телом (рис. 4). Правильная оценка степени идентичности позволяет более качественно подобрать тестовый объект для разработки новой технологии. Какими основными характеристиками он должен обладать?

Первое и наиболее важное требование: тестовый объект, как геологическое тело, должен быть хорошо изучен. Другими словами, это должен быть не «черный ящик», а «серый», а еще лучше «светло серый», т.е. степень идентичности реального геологического тела и представления о нем должна быть высокая.

Второе, также ключевое требование: выбираемый объект не должен иметь сложное геологические строение, т.е. простота геологического строения выступает как критерий снижения неоднозначности интерпретации и тестирования.

Третье основное требование: объект должен обладать четко фиксируемыми характеристиками, на изучение которых направлена новая технология, при полном отсутствии похожих, но имеющих другую природу параметров. Например, при тестировании технологии на локализацию трещиноватости в карбонатных породах надо избегать объектов с каверзностью. При тестировании технологии по выделению зон выщелачивания, наоборот, выбирать объекты без трещин. Это обусловлено тем, что по промысловым данным не представляется возможным различить и численно определить, какая часть проницаемости пласта-коллектора вызвана наличием трещин, а какая – сообщаемостью каверновых полостей.

Применительно к нефтегазовой отрасли как тестовый, так и верификационный объект лучше выбирать залежь



Рис. 4. Понимание различия между природным геологическим телом и представлением о нем – ключевое звено в выборе тестового объекта

углеводородов небольшого размера (или сектор крупного месторождения) с количеством скважин не более 50. Малое количество скважин не позволит набрать достаточный статистический объем для выявления закономерностей, а при большем – геологическая и гидродинамическая модели будут слишком «тяжелы» для оперативного пересчета. Также дополнительным «бонусом» выбора небольшого участка является высокая вероятность литологической выдержанности тестовых пластов.

Тестовый участок должен быть равномерно разбурен, при наличии нагнетательных скважин их количество не должно превышать 20% от общего числа. При высокой разбуренности и интенсивной системе заводнения (расстояние между скважинами менее 500–300 м) можно использовать данные по большему количеству скважин (но не более 100), и на одном и том же участке для эксплуатационных скважин применять одни методы тестирования или верификации, а для нагнетательных – другие. А затем, сравнивать и анализировать вместе полученные результаты.

Оптимальный объект должен иметь хорошее и равномерное информационное покрытие и задокументированную историю добычи не менее 10–15 лет. Недавно открытые залежи, наличие только поисковых и разведочных скважин делают такие объекты непригодными в плане тестирования новых технологий, поскольку на этом этапе изученность недостаточная, и часто даже представление о локальном геологическом разрезе не всегда однозначно. Это не относится к тестированию геофизических приборов в скважинах с полным отбором керна, поскольку в данном случае идет подтверждение записи геофизических полей прямыми геологическими исследованиями.

Собственно выбор объекта для тестирования технологии и для верификации технологии идентичен. За исключением того, что при верификации желательно выбирать геологические тела, имеющие подходящие характеристики, но различную историю геологического развития. При этом можно будет оценить слабые и сильные стороны новой технологии и ее применимость для различных геологических условий.

В качестве примера, далее будут перечислены критерии для выбора объектов верификации технологий, позволяющих картировать трещиноватость тектонофизическими, геомеханическими и другими несейсмическими методами.

Критерии структурированы по 4 группам: общегеологические, коллекторских свойств, промысловые и информационные.

К общегеологическим критериям отнесены следующие:

Пласт должен быть однороден по литологии и характеризоваться однозначной идентификацией по диаграммам ГИС, а также должен быть выдержан по мощности с четкой корреляцией кровли и подошвы.

Выше и нижележащие породы должны быть хорошими водоупорами и желательно иметь высокие пластичные свойства (упругие глины).

В пределах моделируемой зоны;

- не должно быть амплитудных разломов;
- должна располагаться длинная ось складки;
- должны отсутствовать латеральные сдвиговые деформаций;
- должны отсутствовать структуры облекания, линзовидные тела и клиноформы в непосредственной близости от пласта-пилота, а также явно выраженные рифовые тела в нижележащих пластах.

К требованиям по коллекторским свойствам отнесены следующие:

- Тестовым должен быть терригенный или карбонатный без кавернозных интервалов пласт с матричным поровым пространством любой размерности и угловатости. Без аномально высокого пластового давления (АВПД).
- Цемент с равномерным распределением и идентичностью по минералогии.
- Хорошо проницаемый. Рекомендованная матричная проницаемость от 100 до 500 мД, поскольку при более низкой проницаемости скачки перетоков будут очень резкие, что внесет дополнительные трудности в процесс картирования зон с разной интенсивностью раскрытия трещин. Другими словами, для коллекторов с проницаемостью меньше 100 мД, шаг в 20 мД (20, 40, 60, 80 и 100 мД) не будет превышать погрешности измерений, а с шагом больше 35 мД карты будут низко информативны (мало изолиний).

К промысловым критериям отнесены следующие:

Наличие активного (средней активности) естественного водонапорного режима, отсутствие интенсивной закачки в нижележащие пласты (менее 200 м по вертикали) и массированных гидроразрывов пластов (ГРП).

Желательно наличие данных по трассерам и гидропрослушиванию.

Рекомендуется выбирать объект:

- со ступенчатым водонефтяным контактом (ВНК);
- прорывами, конусами воды;
- «чуткой» динамикой обводненности;
- с площадными аномалиями пластового давления;
- сходимость расчетной гидродинамической модели (ГДМ) с фактической на 75–80 % (если меньше, то нужна дополнительная верификация базы данных).

Дополнительно были определены информационные требования:

- Наличие сейсмической модели разреза площади (желательно по 3D кубу);
- Наличие детальной геологической модели;
- Наличие хорошо задокументированной промысловой истории;

Данные по бурению скважин (аварии, провалы инструмента, резкое увеличение скорости проходки, поглощения и т.п.).

К дополнительным требованиям были отнесены следующие:

- Наличие ГДМ и геомеханической модели;
- Расчёт материального баланса по соседним (по вертикали) промысловым объектам;
- Промысловые специальные исследования, а также минералогические и геомеханические исследования керна;
- Наличие малоамплитудных разломов, предполагаемых по сейсмической интерпретации.

Обобщая вышеизложенное, требуется отметить, что важно не только создать новую технологию, но и качественно ее опробовать и верифицировать. Для этого необходимо разрабатывать соответствующие методики и подбирать критерии верификации. В процессе этого

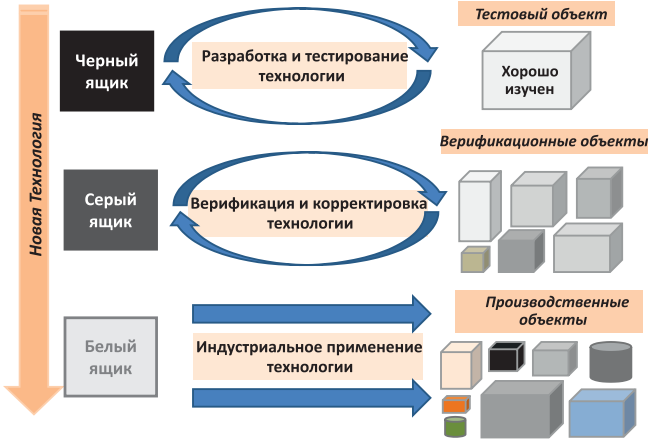


Рис. 5. Иллюстративная схема информационного преобразования G&G-технологии «от создания к внедрению»

требуется соблюдать стадийность и постепенно проводить информационное преобразование технологии (рис. 5) от «черного ящика», т.е. полной неизвестности, к «белому ящику», когда точно известны все закономерности.

Литература

Дмитриевский А.Н. (1982). Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. Москва: Недра, 230 с.

Ожегов С.И., Шведова Н.Ю. (1992). Толковый словарь русского языка. Москва: Азъ, 960 с.

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

Ушаков Д.Н., Волин Б.М. (1940). Толковый словарь русского языка. Том 4. Москва: ГИНС, 1500 с

Философский словарь (2001). Под ред. И.Т. Фролова. 7 изд. Москва: Республика, 719 с.

Сведения об авторе

Виктория Владимировна Волянская – канд. геол.-мин. наук, менеджер проекта Управления технологической экспертизы и прогнозирования, Департамент научно-технического развития и инноваций, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 117997, Москва, Софийская наб., д. 26/1

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;
Принята к публикации 09.04.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

SHORT COMMUNICATION

New G&G Technology Pilot testing and verification: Methodological Recommendations

V.V. Volyanskaya
Rosneft Oil Company, Moscow, Russian Federation
e-mail: v_volyanskaya@rosneft.ru

Abstract. Development of computer technologies allows not only to optimize the process of geological study of our planet, but also to create fundamentally new approaches in working with large arrays of geological data. This led to the transition of formalization of geological knowledge and information from the descriptive form to the technological one, i.e. aimed at the industrial application of unified approaches. The article explains the concept of "technology" as applied to the Earth sciences ("G&G-technology" – Geology & Geophysics Technology). The example of direct and reverse algorithm of hydrocarbon deposits study is given. Stages of new G&G-technologies creation and change of information content level at each stage of this process bring forward certain requirements when selecting geological objects for testing and verification of the obtained result. The practical example of set of criteria for verification of fracture zones mapping technology is considered and the importance of balance between theoretical, methodological and practical elements of mineral deposits study and modeling is described.

Key words: G&G-technology, informativity, test object, verification

Recommended citation: Volyanskaya V.V. (2021). New G&G Technology Pilot testing and verification: Methodological Recommendations. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 192–196. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.19

References

Dmitrievsky A.N. (1982). Systemic lithological and genetic analysis of oil and gas bearing sedimentary basins. Moscow: Nedra, 230 p. (In Russ.)

Ozhegov S.I., Shvedova N.Yu. (1992). Defining dictionary of the Russian language. Moscow: Az, 960 p. (In Russ.)

Philosophical Dictionary (2001). Ed. I.T. Frolova. 7th ed. Moscow: Respublika, 719 p. (In Russ.)

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

Ushakov D.N., Volin B.M. (1940). Defining dictionary of the Russian language. Vol. 4. Moscow: GINS. 1500 p. (In Russ.)

About the Author

Viktoria V. Volyanskaya – PhD (Geology and Mineralogy), project manager, R&D and Innovation Department

Rosneft Oil Company

26/1, Sofiyskaya emb., Moscow, 117997, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 09 April 2021; Published 25 May 2021

ОБЗОРНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20

УДК 622.276

Изучение и анализ современных подходов к построению цифровых моделей керна и методов моделирования многофазной фильтрации в масштабах порового пространства

К.М. Герке[1], Д.В. Корост[2], М.В. Карсанина[1], С.Р. Корост[2], Р.В. Васильев[1], Е.В. Лаврухин[1,2], Д.Р. Гафурова[2]*

[1]*Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия*

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

В нашем обзоре мы рассматриваем российский и, в основном, зарубежный опыт технологии «цифрового керна», а именно – возможности создания цифровой модели внутреннего строения керна и моделирования в такой модели многофазных потоков в масштабе пор. Помимо детального анализа методик наша работа дает ответ на ключевой для индустрии вопрос: если технология «цифрового керна» действительно позволяет эффективно решать задачи нефтегазового промысла, то почему она до сих пор этого не делает несмотря на обилие научных работ в этой области? В том числе, приведенный в обзоре анализ позволяет прояснить в целом скептическое отношение к технологии, а также ошибки R&D работ, которые привели к такому мнению внутри нефтегазовых компаний. В заключении мы даем краткую оценку развития технологии в ближайшем будущем.

Ключевые слова: петрофизика, структура пустотного пространства, многофазная фильтрация, компьютерная томография (КТ), физико-математическое моделирование

Для цитирования: Герке К.М., Корост Д.В., Карсанина М.В., Корост С.Р., Васильев Р.В., Лаврухин Е.В., Гафурова Д.Р. (2021). Изучение и анализ современных подходов к построению цифровых моделей керна и методов моделирования многофазной фильтрации в масштабах порового пространства. *Георесурсы*, 23(2), с. 197–213. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20

Введение

Технология «цифрового керна» подразумевает расчет физических, в том числе фильтрационных, характеристик керна по данным о его внутреннем строении. За начальную точку отсчета можно взять пионерские работы Фатта (Fatt, 1956a, b, c), который впервые рассчитал проницаемость, капиллярную кривую и относительные проницаемости по распределениям пор по размерам на основе сеточной модели. При этом моделирование он проводил без компьютеров, а расчеты делал на бумаге (проницаемость и капиллярная кривая), с помощью резисторов и измеряя ток (относительные проницаемости). Работы Фатта по-своему опередили время, и его идеи ждали развития вычислительных мощностей. Толчком к развитию технологии послужило появление рентгеновской томографии, за изобретение которой в 1979 году Алан Кормак и Годфри Хаунсфилд получили Нобелевскую премию в области физиологии и медицины. Появление настольных микротомографов и установок для томографии на синхротронах позволило получать изображения внутреннего строения породы с разрешением порядка 10 мкм еще в 80–90-х гг. прошлого столетия. Принято полагать, что сами идеи и технологии цифрового керна зародились в Австралии в группах ученых Национального Университета Австралии в Канберре и Университета Нового Северного Уэльса, откуда через аспирантов перетекли в Норвегию и дальше. Однако, скорее всего, общая идея сформировалась в научной общественности независимо и во множестве других групп, так как многие аспекты технологии можно проследить в работах 80-х гг. В том числе были предложены решения без применения томографии на основе послойной шлифовки залитого смолой образца или заполнения породы жидким металлом с последующим растворением породы. После того как было предложено применять томографию к породам и материалам, стало очевидно, что она позволяет проводить анализ гораздо быстрее и проще, чем ранее предложенные подходы (Manwart et al., 1999). Постоянное развитие вычислительных мощностей позволило к середине 2000-х гг. осуществить мечты 80-х и провести расчеты в миллиардах расчетных ячеек для расчета фильтрационных характеристик в масштабе пор.

Получение информации о внутренней структуре пород-коллекторов в виде изображений

Для проведения расчетов и определения физических свойств пористых сред исходя из первых принципов в первую очередь необходимо получить данные о внутренней структуре. До появления томографии основными подходами были шлифы и растровая электронная микроскопия (РЭМ). Шлифы в целом хорошо подходят для оценки истории образования и формирования, однако возможности детального описания строения с помощью этого метода весьма ограничены ввиду низкого разрешения (не выше толщины шлифа, около 5–40 мкм), присутствия минеральных зерен различной оптической плотности,

* Ответственный автор: Дмитрий Вячеславович Корост
e-mail: dkorost@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

которые не всегда позволяют с достаточной точностью провести интерпретацию изображения. С другой стороны, при исследовании шлифов есть возможность получения изображений в скрещенных и параллельных николях, что дает возможность определять ориентацию кристаллов и дает дополнительную информацию о геологии объекта исследований. РЭМ позволяет получать изображения высочайшего разрешения до единиц нм, но являются двухмерными проекциями трехмерных поверхностей сколов. Это является значительной проблемой, т.к. мы получаем условно «2.5D» информацию о строении, которую очень сложно перевести в 2D или 3D информацию, необходимую для моделирования и построения цифровой модели. Проблему сколов можно решить на основе РЭМ на отраженных электронах BSIM (Back Scattering Imaging Microscopy) в аншлифах – мы получаем изображения 2D срезов через образец, но подготовка образцов требует шлифовки, которая, как считается, может значительно изменить исследуемую структуру. Кроме того, все РЭМ исследования затруднительно проводить на образцах, содержащих воду и другие флюиды, что можно нивелировать с помощью крио-подготовки – быстрого замораживания и леофильной сушки. Однако доказать, что такой подход также не изменяет структуру исследуемого объекта не представилось возможным. Основным недостатком всех вышеперечисленных методов является их двухмерность и возможное нарушение структуры. Для понимания и моделирования некоторых процессов, происходящих в породах, необходимо иметь детальное представление о ее трехмерном строении. Ниже мы обсудим, как с помощью стохастических реконструкций можно решить эту проблему.

Активно развивавшийся и внедрявшийся в последнее время метод рентгеновской микротомографии позволяет получать именно трехмерные изображения внутреннего строения пористых материалов. При этом метод является неразрушающим и в некоторых случаях позволяет различать на изображении различные элементы/минералы. Разрешения микротомографов недостаточно, чтобы увидеть поры менее 1 мкм, которые могут доминировать в образцах некоторых типов (Korost, Gerke, 2012). Чем больше размер снимаемого в томографе образца, тем ниже разрешение съемки. Таким образом, даже если мы снимем маленький образец с хорошим разрешением, то может встать вопрос о его репрезентативности. За счет изменения параметров съемки, микротомографию с разрешением ~1–30 мкм можно дополнить макротомографией полноразмерного керна с разрешением ~0.1–0.3 мм, и нанотомографией с разрешением ниже 100 нм. Несмотря на свою привлекательность применение нанотомографии затруднительно в современных настольных сканерах, хотя разрешения до 0.7 мкм достижимы. Для действительно субмикронных исследований используют синхротронное излучение, что значительно ограничивает практическое применение метода. Еще одним субмикронным методом с разрешением порядка ~100–300 нм является конфокальная микроскопия. Несмотря на достаточную скорость получения данных основной проблемой данного метода является ограничение на съемку образца в «глубину», т.е. он позволяет охватить достаточную площадь, но при этом за счет необходимости проникновения лазерного луча вглубь образца, третье измерение обычно доходит лишь до нескольких мкм.

Для исследования нанопористости в породах в настоящее время используют методы FIB (Focused Ion Beam)-SEM и BIB (Broad Ion Beam)-SEM (Ambrose et al., 2012; Dewers et al., 2012; Loucks et al., 2012; Giffin et al., 2013; Gerke et al., 2021). В данных методах с помощью ионной пушки с поверхности материала срезается слой (так называя процедура milling), что позволяет получать двухмерное изображение с помощью РЭМ микроскопии, причем в случае BIB-SEM значительно увеличивается площадь зоны среза. Если срезать материал послойно, то можно получить серию двухмерных изображений, т.е. аналог томографического исследования. Такие подходы также имеют свои недостатки в виде переноса срезанного вещества и прочих артефактов (Joos et al., 2011), но позволяют получить истинные двухмерные срезы через образец (например, глины) и, таким образом, выгодно отличаются от стандартных РЭМ и BSIM именно подготовкой поверхности. Все остальные проблемы РЭМ технологии, включая сложность работы с насыщенными образцами и разрушающая идея метода, при этом остаются. Примеры изображений, получаемых различными методами, показаны на рис. 1.

В настоящее время становится понятно, что какого-либо одного метода для исследования структуры пород-коллекторов недостаточно ввиду наличия пор разного размера – часто в породе присутствуют различные иерархические уровни, и слишком маленький образец, достаточный, чтобы получить изображения пор необходимого разрешения для одного из уровней не будет представительным для других уровней. Каждый вид пористости может требовать своего подхода съемки, метода, и разрешения, т.к. необходимо получить представительную информацию – значительное количество пор данного типа. В таком случае необходимо проводить исследование структуры пород-коллекторов на разных масштабах. Не менее интересно получать и распределение различных твердых фаз, как минеральных, так и органических. А потому создание точной структурной цифровой модели породы-коллектора, а именно трехмерное картирование всех элементов и других структурных отдельностей с необходимым разрешением, является одной их актуальных проблем цифрового керна. Даже если мы применим все существующие методы и покроем все необходимые масштабы, остается открытым создание единой цифровой модели. Это возможно только с помощью совмещения экспериментально полученных изображений с дополнительными технологиями, описанными ниже.

Обработка экспериментальных изображений

Результаты томографического исследования в виде стека изображений в градациях серого представляют собой трехмерную картину поглощения рентгеновского излучения внутри исследуемого образца. В некоторых приложениях (например, при анализе флюорографии в медицине для обнаружения заболеваний) для получения желаемого результата достаточно анализировать изображения в градациях серого (опциально улучшенных с помощью фильтров), однако для множества других

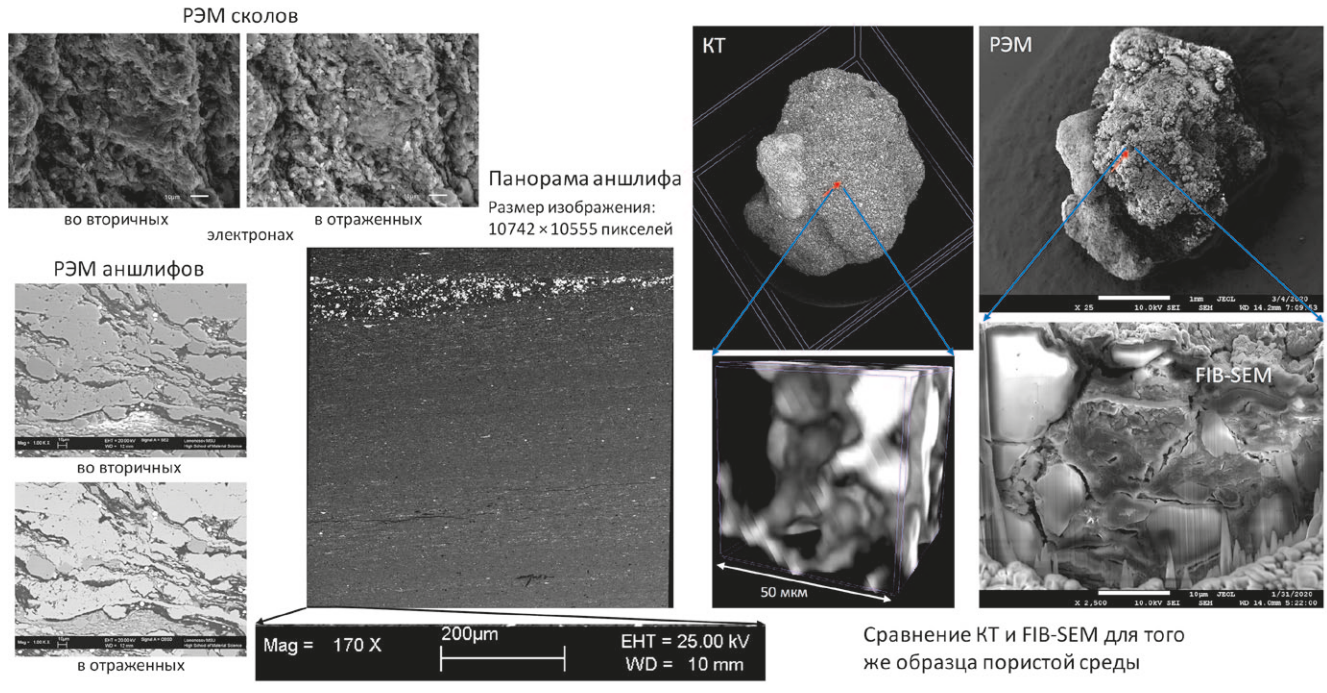


Рис. 1. Примеры изображений структуры пористых сред, полученных различными методами: КТ, РЭМ, FIB-SEM

приложений необходима сегментация. Сегментация представляет собой процедуру анализа изображений и перехода в пространстве образца от поглощения рентгеновского излучения к пространственному распределению компонентов, входящих в состав образца. Например, при исследовании пористых сред и материалов это необходимо для последующего моделирования макроскопических свойств. Сегментация может быть бинарной (двухфазной) или многофазной. В первом случае пиксели/воксели делятся на две фазы, принадлежащие порам и твердому веществу, что в простом виде, необходимо для моделирования однофазной фильтрации. Разделение изображений пород-коллекторов на более чем две фазы – например, кварц, поры, глину, органику и прочие минералы, необходимо для повышения достоверности параметризации углов смачивания между этими фазами (компонентами) и фильтрующихся в порах флюидов (газ, нефть, вода) при моделировании многофазной фильтрации. Все это обуславливает критическую важность процедуры сегментации при исследовании образцов пород-коллекторов. Несмотря на то, что изображения РЭМ представляют собой отличный от компьютерной томографии (КТ) сигнал, их сегментация проходит похожим образом, хотя в некоторых случаях, например, при работе с результатами FIB-SEM томографии, необходимы более специализированные подходы. Примеры обработки изображений показаны на рис. 2.

Как уже упоминалось, самая большая проблема любой процедуры сегментации заключается в том, что она никогда не является строго точной и всегда содержит некоторую степень неопределенности. Помимо многочисленных экспериментальных и численных проблем, связанных с получением изображений, основная причина связана с ограниченным разрешением изображения и partial volume effects (Cnudde et al., 2006; Gerke et al., 2012; Cnudde, Boone, 2013; Wildenschild, Sheppard, 2013). Другими словами, 100% точная сегментация будет возможна только для изображений с почти бесконечным разрешением. Т.е. каждый пиксель/воксел обычно содержит смесь разных фаз, но сегментация требует, чтобы он был связан с одной фазой, в идеале с компонентом, который доминирует в данном объеме образца. Использование значений шкалы серого для оценки локального количества данного компонента в каждом пикселе/вокселе возможно только для монокомпонентного образца (состоящего только из одного компонента, что редко бывает в интересующих нас приложениях), либо требует сложного сканирования на двух энергиях образца с известным химическим составом с последующим обратным моделированием (Yang et al., 2013). Основной целью процедуры

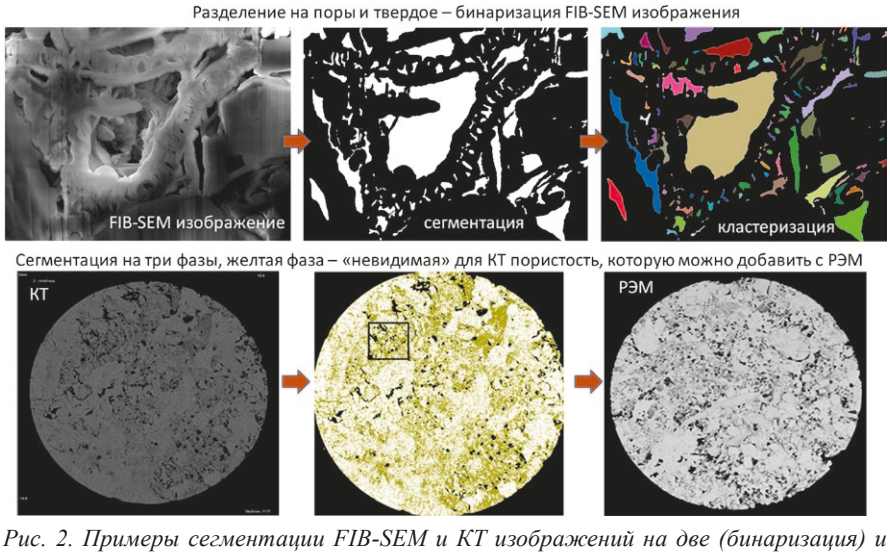


Рис. 2. Примеры сегментации FIB-SEM и КТ изображений на две (бинаризация) и более фаз

сегментации в таком контексте является предоставление максимально точной аппроксимации пространственного распределения фаз при заданном пространственном разрешении изображения.

Для попытки решения этой задачи существуют многочисленные методы сегментации, которые можно весьма условно разделить на четыре категории:

1) ручная сегментация (или manual segmentation в англоязычной литературе),

2) на основе глобального порогового значения (global thresholding),

3) на основе локального порогового значения (local thresholding),

4) другие методы, в том числе машинное обучение, включая обучение с учителем (supervised learning) и без (unsupervised learning).

Ручная сегментация подразумевает выбор одного порогового значения шкалы серого между двумя фазами оператором (вручную) и по-прежнему является весьма популярным способом обработки томографических изображений.

Глобальный подход к сегментации в основном работает также, как и ручной, но порог выбирается с использованием некоторого автоматизированного вычислительного алгоритма, часто основанного на анализе гистограммы серого (например, путем минимизации внутриклассовой дисперсии в методе Оцу (Otsu,1979)).

Локальные методы выбора порога сегментации идентифицируют два порога для каждой из двух фаз, которые должны быть сегментированы. Эти пороговые значения представляют собой достоверные границы, которые дают, например, 100% определенность, что все воксели ниже нижнего порога являются порами, тогда как все воксели со значениями выше верхнего порога являются твердым веществом. Пиксели/воксели между этими двумя границами обрабатываются и классифицируются в соответствии с некоторыми алгоритмами: статистический крикинг в популярном методе indicator kriging (Oh, Lindquist, 1999), рост фазы (из 100% определенных областей) в методе region growth (Hashemi et al., 2014) или сходящихся активных контуров (Sheppard et al., 2004). Эти пороговые значения выбираются вручную или автоматически (Schlüter et al., 2010). Здесь мы указали лишь некоторые наиболее популярные методы, более подробный список методов, применяемых при исследовании структуры пористых сред, можно найти в обзоре Шлютера (Schlüter et al., 2013).

Методы машинного обучения делятся на обучение с учителем и без. В первом случае алгоритму предоставляется некоторая входная информация для обучения (результаты томографии в градациях серого и сегментации этих стеков), в то время как в последнем случае алгоритм сам принимает все решения.

Несмотря на обилие методов сегментации и некоторых вспомогательных методов обработки изображений, таких как фильтрация, ни одна из существующих методологий не может претендовать на предоставление универсальных и адекватно точных результатов. В настоящее время в научной среде общепризнано, что методы ручного и глобального выбора порогов уступают методам локального порогового значения (Iassonov et al., 2009), которые, в свою очередь, страдают от необходимости выбирать доверительные интервалы пороговых значений. Автоматический выбор порогов (например, (Schlüter et al., 2010; Schlüter et al., 2013)) не обязательно дает адекватные результаты, как мы недавно наблюдали при обработке многомасштабных изображений (Karsanina et al., 2018).

Особый интерес представляют исследования Baveye et al. (2010), которые пришли к выводу, что человеческий оператор выбирает намного точнее, чем любой автоматический алгоритм выбора порога(ов). Насколько это соответствует действительности относительно современных методов, остается открытым вопросом, так как большинство методов сегментации, проверенных Baveye et al. (2010), не совсем подходят в приложении к пористым средам (они взяли большой набор автоматических методов из известной работы Sezgin, Sankur, 2004). Результаты сегментации на основе методов обучения без учителя не являются надежными в смысле количества получаемых фаз (Hu et al., 2012) и точности (устойчивости) сегментации (Khan et al., 2016; Chauhan et al., 2016a, b).

Методы сегментации на основе обучения с учителем только начинают применяться для обработки изображений пород-коллекторов (Karimpouli, Tahmasebi, 2018; Varfolomeev et al., 2019), но их недавнее использование во многих других областях, таких как обработка медицинских (например, (Deniz et al., 2018)) и спутниковых изображений (Pesaresi, Benediktsson, 2001; Iglovikov et al., 2017), вселяет уверенность в возможности такого подхода. Применение сегментации на основе обучения с учителем в области пористых сред и материалов в настоящее время в основном ограничено применением пакета WEKA из свободно распространяемого ПО ImageJ. При этом обучение производится на изображениях, размеченных вручную, что не только затруднительно, но и не решает проблемы идеальных входных данных (ground-truth data). Тестирование и проверка всех существующих методик в области сегментации томографических изображений пористых сред серьезно затруднено отсутствием уже упоминавшихся истинных данных – точных результатов сегментации для разных образцов. Искусственные томографические снимки, созданные путем масштабирования, шумоподавления и добавления артефактов на уже существующие томографические изображения (например, (Wang et al., 2011; Schlüter et al., 2013)), не обладают всей необходимой сложностью, не учитывают влияния разрешения и представляют реальные изображения лишь до некоторой степени.

На этом этапе нашего анализа современного состояния исследований в области сегментации томографических изображений мы можем задать следующий логический вопрос: а как должна выглядеть идеальная методология сегментации? Любой специалист, работающий с изображениями пород-коллекторов, в целом должен согласиться со следующим определением: с помощью идеальной техники сегментации можно обработать любое входное томографическое изображение и получить на выходе точную сегментацию, используя только стек изображений в качестве входных данных, т.е. без каких-либо параметров или выбора установок оператором. Из нашего вышеупомянутого анализа текущей технологии сегментации мы можем с уверенностью заключить, что ни один из существующих методов не обеспечивает надежную работу

в соответствии с этим определением. По сравнению со всеми остальными современными методами, только методы на основе обучения с учителем обеспечивают основу для идеальной методики, но требуют достоверных («идеальных» сегментаций) входных данных для обучения нейронной сети (Lavrukhin et al., 2021) (рис. 3).

Помимо самой процедуры сегментации, дополнительно можно использовать пред- и постобработку, которые направлены на улучшение результатов сегментации либо за счет повышения соотношения сигнал-шут (фильтрация изображений), либо за счет удаления артефактов сегментации, таких как висящие в порах пиксели, соответствующие твердым компонентам, или кластеров единичного размера. Последнее достигается на основе majority фильтра (Oh, Lindquist, 1999), эрозии-диляции или кластеризации методом Хошена-Копельмана. Хотя для фильтрации существует целая масса самых различных (глобальных) фильтров, таких как Gaussian blur или медианный, в последнее время наибольшую популярность имеют (локальные) фильтры: анизотропная диффузия и non-local means.

Стохастические реконструкции и совмещение масштабов

В связи с тем, что получение трехмерных изображений строения пористых сред часто связано с большими трудностями (особенно на наномасштабе) – это и очень дорогие установки, и значительные временные затраты для проведения исследований, то предпринимались попытки разработки методов реконструкции трехмерной структуры по двухмерным данным (Adler, 1992; Yeong, Torquato, 1998a, 1998b; Okabe, Blunt, 2007; Øren et al., 1998; Øren, Bakke, 2002; Thovert, Adler, 2011 и многие другие). Было предложено значительное количество методов реконструкции: Гауссовы поля Gaussian random fields (Roberts, Teubner, 1995), мультиточечная статистика multi-point statistics (Okabe, Blunt, 2007; Tahmasebi et al., 2012; Tahmasebi, Sahimi, 2013), энтропийный метод entropic descriptors (Piasecki, 2011), по фрактальным размерностям (Saucier et al., 2002), по корреляционным функциям (Yeong, Torquato, 1998a, 1998b; Jiao et al., 2008, 2009; Čapek et al., 2009, 2011), и process-based метод (Øren et al., 1998; Øren, Bakke, 2002; Thovert, Adler, 2011). Каждый метод обладает своими сильными сторонами и недостатками, но в целом только три из них заслуживают пристального внимания ввиду их приложений к задачам цифрового керна.

Первый – process-based метод отлично работает для песчаников, но не подходит для пород другого генезиса, например, карбонатов. В настоящий момент второй метод – мультиточечная статистика, является, пожалуй, самым популярным методом как для реконструкции структур пористых сред (Okabe, Blunt, 2007), так и в геостатистике (Tahmasebi et al., 2012). Недавно предложенный метод с совмещением мозаик оригинального изображения действительно эффективен (Tahmasebi, Sahimi, 2013), но не дает никакой информации о строении, так как лишь совмещает мозаики в окне некоторого размера (рис. 4). То же относится и к другим вариациям метода мультиточечной статистики, которые строят граф всех возможных вариаций структуры и его повторяемость. Третий интересный метод – реконструкции с помощью корреляционных функций и стохастической оптимизации «отжигом» (Yeong, Torquato, 1998a, 1998b; Jiao et al., 2008; Čapek et al., 2011). Корреляционные функции не только дают статистическое описание структуры, но и позволяют быстро оценить и произвести апскейлинг свойства (Torquato, 2002) с помощью так называемых точных пределов (rigorous bounds). Реконструкции на основе корреляционных функций в настоящее время развиваются не так активно, как, например, мультиточечные методы, ввиду появления научных статей с критикой результатов пионерской статьи оригинального метода Yeong-Torquato (Yeong, Torquato, 1998a, 1998b): среди недостатков приводились анизотропия реконструкций по диагональным направлениям (Manwart, Hilfer, 1999), недостаточная связность реконструированного

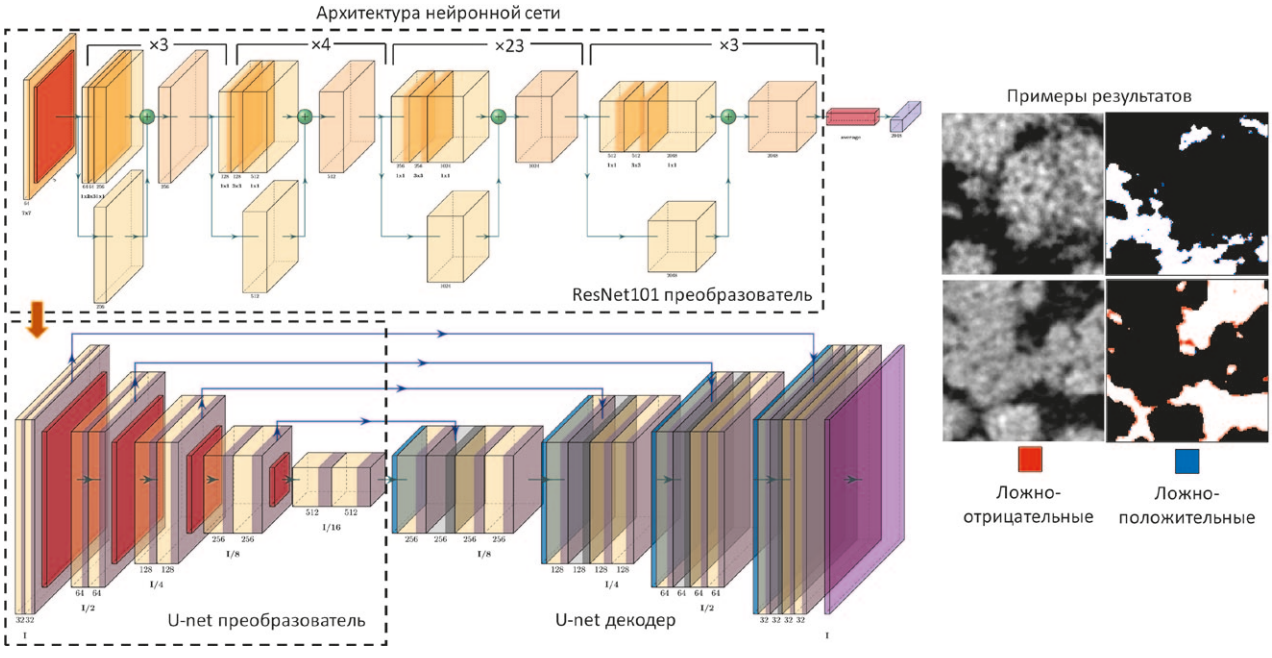


Рис. 3. Общая схема одной из архитектур нейронной сети для сегментации КТ изображений (слева) и примеры полученных на ее основе сегментаций (справа). В качестве тренировочных данных использовались сегментации на основе локальных пороговых значений.

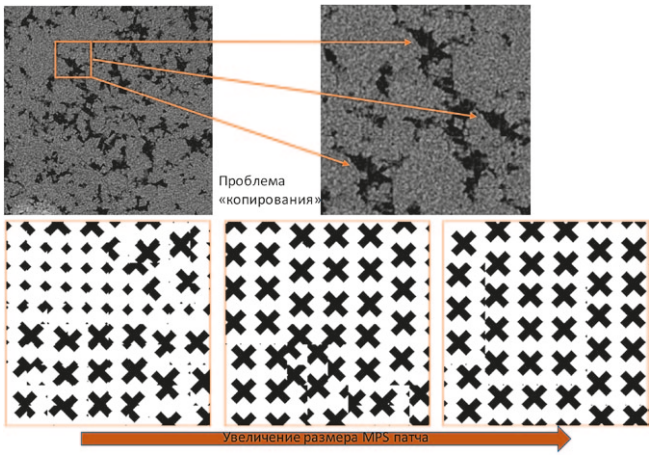


Рис. 4. Примеры реконструкций на основе мультиточечной статистики и улучшения качества реконструкций с увеличением размера патча

порового пространства (Biswal et al., 1999), невозможность реконструировать анизотропные структуры (Wu et al., 2004). Проблема коннективности была решена с использованием дополнительных корреляционных функций (Jiao et al., 2009; Čapek et al., 2009). Был предложен метод расчета корреляционных функций по направлениям, который не только позволяет реконструировать анизотропные среды, но и улучшает качество реконструкций в целом (Gerke et al., 2014), а также целый ряд дополнительных методик (Gerke, Karsanina, 2015), включая иерархический отжиг (Karsanina, Gerke, 2018). Общая схема реконструкции на основе корреляционных функций, рассчитанных по направлениям, показана рис. 5. Показательно, что недавно опубликованное сравнение метода корреляционных функций и мультиточечной статистики с учетом многих последних наработок в этой области показало преимущество первых (Lemmens, 2019). В последнее время набирает популярность четвертый подход – на основе методов машинного обучения, например, с помощью generative adversarial нейронных сетей. Такие подходы обладают целым рядом как преимуществ, так и недостатков. Так, реконструкция проводится очень быстро, но зато процесс тренировки требует значительного времени. К тому же сама тренировка требует значительного участия оператора и настройки некоторых входных коэффициентов для эффективного обучения. Интерпретация результатов машинного обучения по-прежнему остается нерешенной проблемой.

В целом можно заключить, что среди методик нет победителя – качество реконструкций будет зависеть от множества параметров, включая тип и структуру породы-коллектора. В настоящее время наиболее правильной стратегией видится развитие всех технологий и их гибридизация. Особой дополнительной сильной стороной стохастических реконструкций является возможность совмещения масштабов (Gerke et al., 2015b) и реализованной затем на основе разных методик. Таким образом, стохастические реконструкции являются неотъемлемой частью технологии цифрового керна и позволяют проводить и валидировать процедуру апскейлинга, а также позволяют создание единой цифровой модели формирования сложнопостроенных и иерархических пород-коллекторов, для которых недостаточно одного метода изучения их структуры.

Прямые методы моделирования фильтрации

В случае если детальная информация о строении породы-коллектора известна до наиболее значимого для нее разрешения – будь то КТ, стохастическая реконструкция или совмещённое многомасштабное изображение, то можно переходить к наиболее часто обсуждаемой части технологии цифрового керна – моделированию в масштабе пор (pore-scale modeling). В настоящее время существует немало различных подходов, в зависимости от физических свойств, которые необходимо определить. Начнем их рассмотрение с так называемых прямых методов, т.е. когда моделирование производится по воксельным данным 3D модели строения (или же претерпевает незначительные изменения при построении расчетной сетки, например, нерегулярной), при этом фильтрация моделируется на основе численного решения уравнения Навье-Стокса и его упрощения/модификации, или с помощью решеточного метода Больцмана (LBM).

Самым простым моделируемым фильтрационным свойством является проницаемость, для получения которого достаточно ограничиться решением Навье-Стокса для одного флюида. При этом в большинстве случаев моделирование происходит на основе уравнения Стокса (упрощения более общего уравнения за счет инерционных

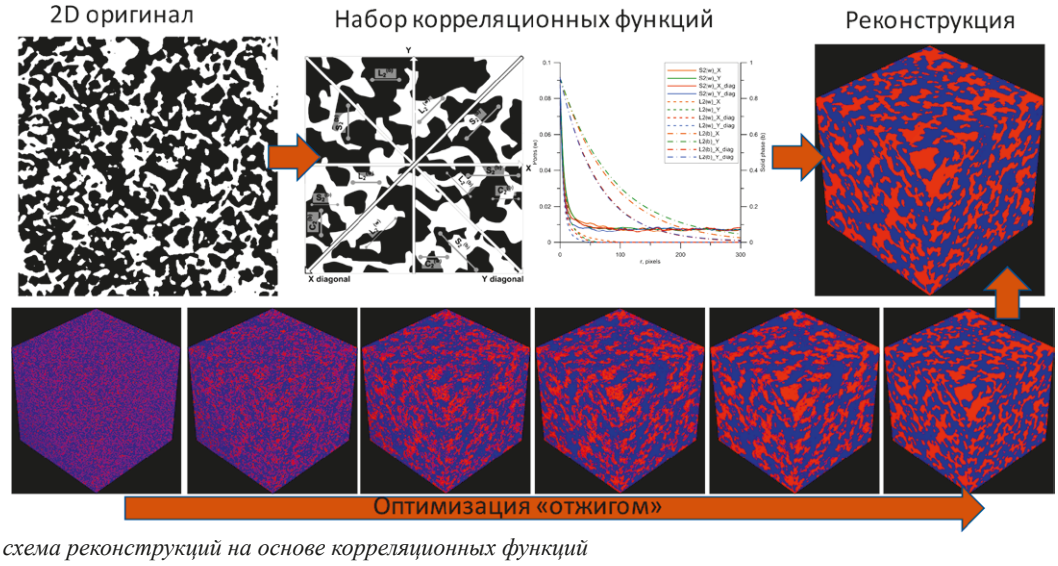


Рис. 5. Общая схема реконструкций на основе корреляционных функций

членов) в приближении низких чисел Рейнольдса. Сразу оговоримся, что все рассматриваемые примеры происходят в режиме линейной фильтрации (режим фильтрации, подчиняющийся закону Дарси). В такой постановке получить решение достаточно просто, и среди наиболее популярных методов можно отметить: 1) LBM (Khirevich et al., 2015; Khirevich et al., 2018; Zakirov, Galeev, 2019); 2) методы конечных элементов и объемов (FVM/FEM) (Raeini et al., 2012; Sedaghat et al., 2016); 3) методы сглаженных частиц (SPH) (Holmes et al., 2016); 4) расчетные коды на основе конечно-разностных схем (FDM) (Shabro et al., 2012; Gerke et al., 2018b; Eichheimer et al., 2019). Все эти методики могут различаться по требовательности к вычислительным ресурсам и точности получаемых результатов, так наиболее вычислительно «дешевым» подходом является конечно-разностная схема свободного ПО FDMSS (Gerke et al., 2018b), но она проигрывает в точности LBM. В любом случае, с помощью LBM, FEM и FDM на современном настольном компьютере вполне можно обсчитывать образцы объёмом 500-900^3 вокселей (рис. 6), в то время как SPH и FVM скорее потребуют рабочей станции для таких же объемов изображений. Расчеты займут в зависимости от типа параллелизации от нескольких часов до нескольких суток. Почти все перечисленные методики доступны в виде свободного ПО или открытых кодов (например, OpenFOAM, FDMSS, Palabos и т.д.).

При моделировании многофазной фильтрации в масштабе пор (две, три и более фаз) помимо решения самой задачи течения необходимо еще и описывать во времени эволюцию границ разделов фильтрующихся флюидов. Это значительно усложняет задачу с вычислительной точки зрения и скорость расчетов падает как минимум на порядок. Набор методов уже несколько другой, так как он в основном определяется подходом к описанию раздела флюидов и их взаимодействия с твердой фазой: 1) решеточный метод Больцмана (color-gradient, free-energy, Shan-Chen модели); 2) метод объема жидкости (VoF) (Raeini et al., 2012; Bilger et al., 2017); 3) метод сглаженных частиц; 4) метод уровня level-set; 5) метод фазы phase-field (Rokhforouz, Amiri, 2017; Балашов и др., 2017) и 6) функционала плотности (Dinariev, Evseev, 2010; Demianov et al., 2011). Каждый из этих методов обладает своими плюсами и минусами как в отношении вычислительной сложности, так и точности моделирования, и при этом активно развиваются, поэтому установить «оптимальный» не представляется возможным. Так, например, точность решения большинства методов будет зависеть от метода

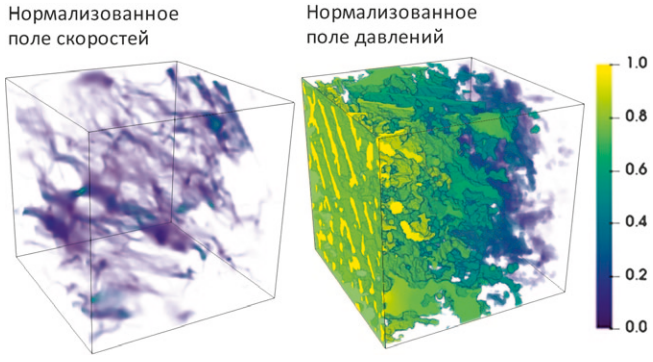


Рис. 6. Примеры визуализации полей скоростей и давлений при моделировании однофазной фильтрации

описания поверхностной энергии, а также методики дискретизации (которая в свою очередь будет влиять на скорость вычислений). Выбор метода может определяться конкретной решаемой задачей и имеющимися вычислительными ресурсами.

Хотя объемы моделирования для однофазной фильтрации могут достигать 902 x 902 x 24912 вокселей при использовании 49152 ЦПУ на суперкомпьютере BlueGene/P (Khirevich et al., 2012) для двухфазной фильтрации объемы до 1000^3 вокселей могут потребовать до месяца расчетов на кластере с 128 ядрами (OpenFOAM), несколько недель на 1024 ЦПУ (level-set), недели на рабочей станции с множественными ЦПУ (LBM/phase-field). Отметим, что скорость вычислений может сильно зависеть от параметров потока и флюидов, например, соотношения вязкостей флюидов и капиллярного числа, а потому прямое сравнение по результатам публикаций не представляется возможным. В независимости от методики, уже однофазные прямые методы моделирования в масштабе пор, и без сомнения – многофазные методы, не позволяют выйти на рутинные обсчеты репрезентативных объемов пород-коллекторов. А потому эти методы не выполняют требований, предъявляемых к технологии цифрового керна – быстро и эффективно проводить расчеты на репрезентативных объемах породы на стандартных расчетных ресурсах (персональные компьютеры и рабочие станции, без привлечения суперкомпьютеров).

Отметим, что на фильтрационные характеристики могут влиять множественные дополнительные физические процессы, моделирование которых также, в таком случае, необходимо проводить в масштабе пор. Например, изменение давления в скелете или порах может изменить конфигурацию последних и, таким образом, изменить фильтрацию. Моделирование механических свойств также возможно в рамках технологии цифрового керна, например (Shulakova et al., 2013). Также моделирование теплопроводности и электрических свойств может служить дополнительным материалом, который можно совмещать с измерениями в скважинах. Для описания массообмена и течения с реакциями (для оптимизации МУН) необходимо моделировать параметры адвекции-диффузии по полученным однофазным/многофазным полям скоростей (Čapek et al., 2011; Khirevich et al., 2010).

Помимо линейного режима фильтрации, численные методы позволяют моделировать и нелинейный режим, где в зависимости от свойств флюидов и давления может наблюдаться течение с проскальзыванием, диффузия и переходный режим. При таких режимах проницаемость будет зависеть от давлений, а не только от их градиентов, и, потому, не может быть описана законом Дарси. Моделирование такой фильтрации также возможно в масштабе пор, а подходы на основе LBM наиболее распространены.

Моделирование многофазной фильтрации на основе сеточных моделей

В отличии от перечисленных выше методов прямого моделирования, использующих воксельные 3D изображения, методы на основе сеточных моделей (pore-network models) (Fatt, 1956a,b,c; Dong, Blunt, 2009) позволяют проводить моделирование в масштабе пор гораздо быстрее

и на больших объемах. По сравнению с прямыми методами, моделирование в поросетевых моделях позволяет обсчитывать репрезентативные объемы породы (вплоть до полноразмерного керна) на обычных ПК или рабочей станции. Подобные результаты достигаются за счет упрощения порового пространства и аналитических расчетов положения менисков (без расчетной сетки), а также возможности создания многомасштабных поросетевых моделей, которые на каждом следующем (укрупненном) масштабе учитывают положение и свойства сеточных элементов предыдущих уровней. Упрощенное пустотное пространство представлено в виде пор и горловин круглого, треугольного и прямоугольного сечения (так называемая модель C-T-S) (Mason, Morrow, 1991; Valvatne, Blunt, 2004), хотя использовались и другие формы (звезды) (Ryazanov et al., 2009), которые учитывают возможную вогнутость пор. На основе таких упрощений в сетевой модели можно проводить быстрое моделирование трехфазной фильтрации (Piri, Blunt, 2005). Примеры визуализации поросетевых моделей в виде так называемых ball-and-stick диаграмм показаны на рис. 7.

Несмотря на вычислительную эффективность, перед тем как проводить численные исследования, необходимо экстрагировать поросетевую модель из 3D изображений пористой среды. До развития рентгеновской томографии сеточные модели строили на регулярных сетках, хотя многие коллективы практиковали подобные подходы до настоящего времени (Jivkov et al., 2013). Еще одним распространенным подходом является генерация сеточных моделей по заданным не только распределениям пор и горловин по размерам, но и connection number (число соединений у пор) и прочих параметров сеточной архитектуры (Raoof, Hassanizadeh, 2010; Jiang et al., 2012). Существует три основных подхода к выделению сеточных моделей, а именно на основе медианных линий (Lindquist et al., 1996; Jiang et al., 2007), максимальных вписанных сфер (Silin, Patzek, 2006; Dong, Blunt, 2009), сегментации watersheds (Sheppard et al., 2005; Gostick, 2017) и их модификаций/гибридов. Проблемой первого метода являются значительные шумы при выделении медианной линии, что мешает точному выделению элементов модели, к тому же поиск срезов по всей длине линии требует значительного времени. Метод сфер работает гораздо быстрее, но лишь для образцов с небольшой пористостью. Метод на основе watersheds упрощает нахождение пересечений между порами – горловин, и прост для реализации в программном коде. Среди всех существующих решений и их аналогов невозможно выделить более точный или быстрый метод выделения сеточных моделей – в этой области активно ведутся исследовательские работы.

Процедура экстракции сама по себе довольно требовательна к ресурсам, а особенно к памяти RAM. Вычислительная эффективность особенно критична при расчете фильтрационных характеристик для сложно построенных иерархических образцов пористых сред (Gerke et al., 2013; Gerke et al., 2017; Karsanina et al., 2018), цифровая модель которых строится по набору разномасштабных изображений. Изображения порядка 2000^3 вокселей (в зависимости от метода экстракции) уже не помещаются в память обычного ноутбука при экстракции из них сеточных моделей. По этой причине стоит актуальная проблема понижения требований к вычислительным ресурсам, которую мы предложили решать с помощью разбиения на подкубы (Лаврухин и др., 2019; Gostick, 2017). После того как сеточная модель экстрагирована однажды, в ней можно проводить сколь угодно много модельных экспериментов.

Во всех прямых методах в том или ином смысле для увеличения точности при уменьшении какого-либо мениска до очень малой толщины по сравнению с другими потребуется дробление сетки/частиц, в то время как в сеточной модели мениски имеют «бесконечное» (не зависящее от размера расчетной сетки ввиду ее отсутствия) разрешение.

Если сеточная модель выделена или создана другими методами, моделирование многофазной фильтрации в ней можно проводить с помощью двух различных подходов: квазистатического и динамического. В первом случае моделирование производится по принципу invasion percolation с учетом основных механизмов вытеснения одного флюида другим. Моделирование в таких сеточных моделях вычислительно наиболее эффективно, но они работают только в предположении, что капиллярные силы доминируют, а вязкими силами можно пренебречь. Помимо этого, в них не существует разрешения по времени. Динамические сеточные модели не обладают подобными ограничениями, но гораздо более сложны с физической и вычислительной сторон. Все равно, вычислительные затраты даже в динамических моделях несравнимы с прямыми методами. Например, в работе (Hannaoui et al., 2015) приведен пример, когда расчеты в динамической сеточной модели без параллелизации занимают 30 минут на обычном компьютере, а для того же объема пористой среды методом VoF требуется несколько дней на кластере с 128 ядрами. Ввиду сильного упрощения геометрии поровых каналов и других важных аспектов фильтрации, предыдущие сравнения квазистатических и динамических моделей (Al-Gharbi, Blunt, 2005) скорее всего невозможно распространить на все возможные геометрии.

С одной стороны значительные упрощения геометрии пор являются залогом быстродействия сеточных моделей, с другой стороны они же являются основным ограничивающим фактором их точности, что не раз отмечалось при критике этого метода. Для решения этой проблемы нашим коллективом была предложена принципиально новая парадигма моделирования в сеточных моделях без упрощения геометрии (Miao et al., 2017). В основе нового подхода лежит использование прямых методов моделирования фильтрации и машинного обучения. Прямые методы используются для моделирования фильтрации в отдельно взятых каналах и их совокупностях, затем машинное обучение используется для быстрого предсказания их фильтрационных характеристик на основе только данных об их структуре, и эти характеристики приписываются элементам сеточной модели при ее экстракции. Это означает, что точность можно повысить без повышения вычислительной нагрузки, при этом развитие и использование прямых методов необходимо для повышения точности моделирования в сеточных моделях.

Моделирование нелинейной фильтрации также может проводиться на основе сеточных моделей (Mehmani et al., 2013), при этом такая модель может сама определять, какой режим фильтрации рассчитывать в конкретном ее

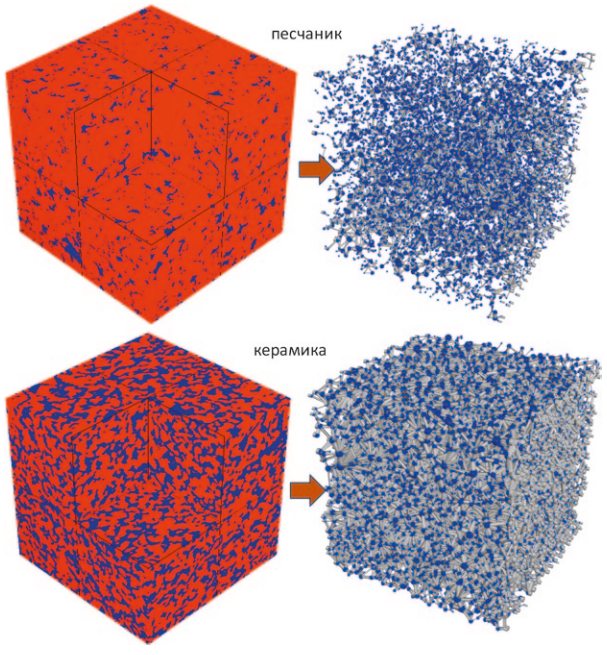


Рис. 7. Примеры визуализации поросетевых моделей, извлеченных из трехмерных томографических изображений песчаника (сверху) и искусственной керамики (снизу)

элементе (например, на основе ее размера) (Gerke et al., 2013). Более того, параметризация на основе машинного обучения также может быть выполнена и по результатам прямого моделирования для режима нелинейной фильтрации (Нестерова, Герке, 2021).

Перемасштабирование и апскейлинг

Одной из основных целей как лабораторных исследований на керне, так и технологии цифрового керна, является параметризация моделей в масштабе месторождения. Таким образом, результаты моделирования в масштабе пор должны служить входными параметрами для моделирования течений в дарсианских моделях. Для такой подстановки необходимо провести так называемое перемасштабирование или апскейлинг. Ввиду сложности этой процедуры и незнания свойств породы-коллектора рядом с отобранным керном, эта процедура проводится на основе усреднения по объему, а точность моделирования, как считается, достигается путем подгонки модели месторождения к данным по скважинам. При этом при апскейлинге данных лабораторных измерений совершенно не учитывается тот факт, что граничные условия в пласте могут совсем не соответствовать закрытым стенкам в лаборатории и может полностью исказить направление и магнитуду фильтрации (Gerke et al., 2019). Это также означает, что во множестве случаев правильное описание потоков и проведение апскейлинга невозможно без использования тензорных фильтрационных величин (Gerke et al., 2018). Эти величины можно получать с помощью технологии цифрового керна, в то время как их лабораторное измерение в большинстве случаев не позволяет наложить требуемые граничные условия (Gerke et al., 2019), а потому приводит к неправильным замерам свойств.

Безусловно, на основе кернового материала можно провести прямой апскейлинг только до объемов полноразмерного керна. Но методы стохастических реконструкций потенциально позволяют нам на основе дополнительных данных, таких как, например, данные по скважинам, сейсмике и геологическому моделированию, значительно снизить неопределенность свойств вне пробуренной скважины.

В такой постановке, задачи перемасштабирования и апскейлинга пока не имеют окончательного решения как в научной литературе, так и в коммерческих приложениях. Классические переходы между различными размерами вычислительной ячейки в гидродинамическом симуляторе (например, Wen, Gómez-Hernández, 1996; Darman et al., 2002; Sedaghat, Azizmohammadi, 2019) не учитывают множество важных аспектов апскейлинга в масштабе пор (Jang et al., 2011) и вызывают ряд вопросов даже при рассмотрении потоков только в масштабе уравнения Дарси (Sedaghat et al., 2016), и поэтому выходят за границы настоящего обзора.

Наиболее продуктивным видится методика параметризации дарсианских моделей на основе моделирования в масштабе пор в постоянно обменивающейся связке – модель в масштабе дарси передает параметры в локальную модель в масштабе пор (например, давления и потоки), и получает назад обновленные значения капиллярных кривых и относительных проницаемостей. Хотя впервые идея такого моделирования возникла еще в 1986 году (Heiba et al., 1986), нам известна только одна работа (Sheng, Thompson, 2013), которая реализовала такой подход. Однако многие упрощения в этой работе, в том числе использование двухмерной сеточной модели на решетке круглых капилляров и одномерного уравнения двухфазного Дарси, далеки от точного описания процессов фильтрации и представляют интерес с позиции первого и единственного исследования подобного рода.

Таким образом, технология цифрового керна должна изначально закладывать все необходимые решения для апскейлинга всех моделируемых в масштабе пор свойств, т.е. быть потенциально готовой войти в технологию следующего масштаба – цифрового месторождения (рис. 8).

Общий анализ технологии и выводы

Несмотря на радужные перспективы, представляемые адептами технологии цифрового керна, и красивые иллюстрации в научных статьях, в своей классической постановке технология обладает рядом недостатков, которые и вызывают скептицизм специалистов в компаниях или критику «лабораторщиков»: 1) слишком маленький размер домена моделирования у прямых методов (обычно около 1–2 мм^3 или порядка 700^3 вокселей) , а в случае многофазной фильтрации требуются высокопроизводительные ресурсы кластеров и суперкомпьютеров; 2) значительное влияние качество входного изображения (разрешение съемки) на результаты моделирования (например, Zakirov, Galeev, 2019); 3) неоднозначность обработки изображений пород-коллекторов с конечным разрешением съемки (сегментация), 4) неоднозначность параметризации смачиваемости. Как мы уже обсудили, первая проблема решается за счет использования сеточных моделей, параметризуемых по результатам прямого моделирования на основе машинного обучения. Последующие две проблемы имеют решения за счет совмещения разномасштабных изображений (Gerke et al., 2015), полученных на основе макро- и микротомографии, и РЭМ изображений (Karsanina et al., 2018), но

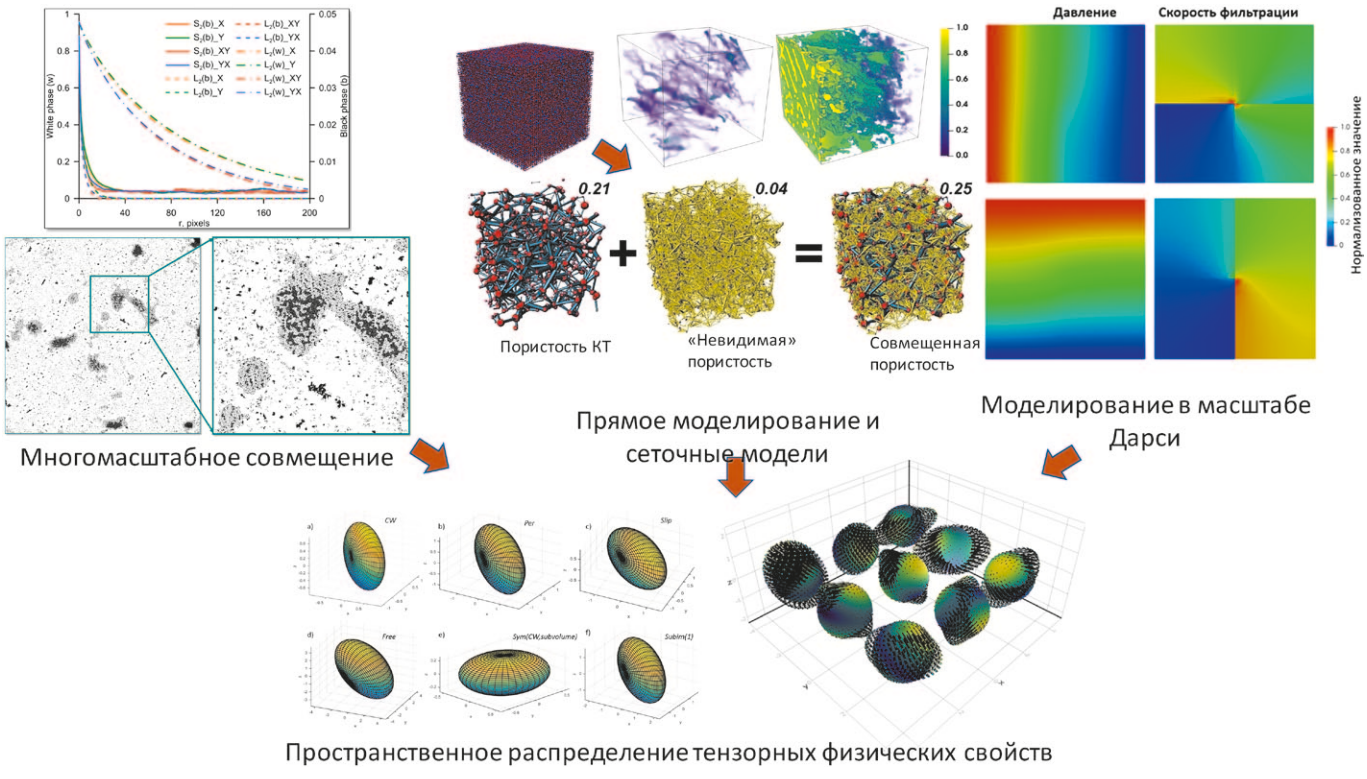


Рис. 8. Общая схема применения или совмещения различных схем апскейлинга и перехода на параметризацию тензорными величинами

это и увеличивает проблему номер один – размер домена моделирования. При этом возможно повышение качества изображений за счет многомасштабных исследований (Gerke et al., 2017) и стохастических реконструкций (Jiao, Chawla, 2014; Gerke et al., 2014; Gerke, Karsanina, 2015), а использование корреляционных функций на этапе реконструкции топографических изображений по фантомам (Li et al., 2014; Li et al., 2017) в настоящее время не вызывает сомнений (Karsanina, Gerke, 2018). Но стоит справедливо отметить, что подобные технологии пока еще недостаточно вычислительно эффективны для рутинных исследований и требуют дальнейшей разработки. Последняя проблема скорее является сильной стороной технологии, так как измерение контактных углов в каждой точке породы невозможно с практической точки зрения. В сеточных моделях же можно быстро реализовать большой набор вычислений с различными сценариями или распределениями смачиваемости, либо оптимизировать локальные смачиваемости под известный интегральный параметр смачиваемости, например, индекс Аммота.

Исследования последних лет указывают на множественные неточности лабораторных методов, в том числе: 1) специфические ошибки измерений (Diamond, 2000; Čapek et al., 2011); 2) изменения в структуре, в том числе за счет самофильтрации и разрушения образца (Dikinya et al., 2008; Zeinijahromi et al., 2016), что, в том числе, определяет невозможность работы с неконсолидированными породами; 3) проблемы с измерениями на образцах нецилиндрической формы, например, шлам (Gerke et al., 2013); 5) сложности с измерением тензорных свойств (Renard et al., 2001); 6) невозможность создавать условия, соответствующие реальным условиям в глубине месторождений; 7) невозможность оценки представительности образца или перемасштабирования свойств без описания статистических дескрипторов его структуры (Karsanina et al., 2015; Karsanina, Gerke, 2018; Gerke, Karsanina, 2021). Часто подобные проблемы проявляются совместно, и их очень тяжело разделить. Например, последние результаты указывают на значительные ошибки экспериментальных данных в случае, когда керновый материал не ориентирован (Gerke et al., 2018), ввиду квази-одномерности всех измерений, а измерение тензорных свойств для анизотропных пород-коллекторов представляется невозможным ввиду неосуществимости в лаборатории требуемых граничных условий (Gerke et al., 2019). Это, в свою очередь, не позволяет осуществить физически-обоснованный апскейлинг фильтрационных характеристик (Sedaghat et al., 2016) до размера ячейки гидродинамического симулятора. Таким образом, позиционирование технологии цифрового керна, как заменяющей или ускоряющей лабораторные измерения, является изначально неправильной постановкой цели ее развития.

В результате анализа ключевых методик и технологии в целом, мы смогли выделить ряд ключевых моментов, непосредственно влияющих на будущее развитие технологии:

1) При правильной постановке задач и выборе методик для их решения технология «цифрового керна» может эффективно решать ключевые задачи повышения добычи углеводородов на самых разных этапах – от проектирования добычи до эффективных МУН вторичными и третичными методами.

2) Лабораторные методы не позволяют воссоздать граничные условия фильтрации и получить адекватные фильтрационные характеристики, особенно тензорные фильтрационные характеристики. Применительно к сложнопостроенным коллекторам с высоким содержанием нанопористости лабораторные методы либо не позволяют получить данные вовсе, либо не позволяют интерпретировать полученные результаты.

3) «Цифровой керн» не является заменой лабораторным исследованиям и позволяет получить значительно больше полезной информации, нежели измерения на образцах кернового материала.

4) Современная технология на основе методов прямого моделирования предлагает слишком сложное для вычислений решение, которое при этом значительно ограничено объемом породы в несколько кубических миллиметров породы. Такие объемы не позволяют проводить прямой апскейлинг, а потому и не могут решать задачи добычи на месторождениях.

5) Технология «цифрового керна» обросла значительным количеством мифов и множественными переоцененными решениями, например, машинным обучением. Путь к созданию технологии нельзя «срезать» – он должен строиться на основе прямых методов с полным пониманием всех физических процессов на всех масштабах. Только потом возможно применение глубокого обучения для ускорения получения результатов.

6) Научные статьи, описывающие некоторые решения и результаты моделирования «на коленке», не являются законченной технологией и требуют значительных ресурсов для их реализации в виде законченного продукта/ПО.

7) Технология должна изначально строиться с прицелом на апскейлинг, что возможно только с применением сложной связки, которую в простейшем случае можно представить в виде цепочки: прямые методы – машинное обучение – поросетевые модели – геостатистика – ячейка гидродинамического симулятора. При этом необходимо учитывать множественные аспекты моделирования на разных масштабах, в том числе граничные и прочие условия.

8) В рамках «переформатирования» технологии необходим переход от скалярного (или, в лучшем случае, диагональных членов по направлениям) рассмотрения фильтрационных характеристик к тензорным величинам.

9) Создание технологии «цифровой керн» видится наиболее продуктивной при совмещении усилий академии и индустрии.

Таким образом, обзор и критический анализ всей существующей информации о технологии «цифровой керн» позволил понять, почему активное применение методик в нефтегазовой индустрии до настоящего момента не привело к широкой адаптации и применению технологии для решения актуальных задач промысла. Причиной является не совсем корректная изначальная постановка задачи для «цифрового керна» и попытка заменить им лабораторные изыскания на образцах пород-коллекторов. Исходя из результатов настоящего исследования можно утверждать, что после «переформатирования» как задач, так и некоторых методов решения, технология «цифрового керна» позволит выйти на качественно новый уровень и найти широкое применение при планировании и разработке месторождений, повышения отдачи углеводородов и стать фундаментом достоверных гидродинамических моделей. Для достижения этой цели необходима активная совместная работа как научного сообщества, так и нефтегазовых компаний, так как описанные в научных статьях исследования в лучшем случае не представляют собой готовой к практическому применению технологии, а на деле зачастую требуют значительных ресурсов для доведения до производственного технологического уровня.

Финансирование/Благодарности

Исследование выполнено при поддержке грантовой программы ПАО «НК «Роснефть»» с вузами-партнерами на проведение поисковых исследований. Благодарим ПАО «НК «Роснефть»» за возможность опубликовать полученные результаты.

Благодарим рецензента за уделенное время и усилия, которые были потрачены на рассмотрение данного манускрипта.

Литература

Балашов В.А., Злотник А.А., Савенков Е.Б. (2017). Численный алгоритм для расчета трехмерных двухфазных течений с поверхностными эффектами в областях с воксельной геометрией. *Препринты ИПМ им. М.В. Келдыша*, 091, 28 с.

Герке К.М., Сизоненко Т.О., Карсанина М.В., Кацман Р., Корост Д.В. (2019). Влияние граничных условий на тензор проницаемостей. *Сб. тезисов Международной геолого-геофизической конференции и выставки «ГеоЕвразия 2019»*. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», с. 474–477.

Лаврухин Е.В., Карсанина М.В., Измаилов А.Ф., Герке К.М. (2019). Увеличение объемов численного моделирования в масштабе пор: метод разбиения на подкубы при выделении поросетевых моделей. *Деловой журнал Neftegaz*, 7, с. 70–75.

Нестерова И.С., Герке К.М. (2021). Расчёт течения газа в нанокапилляре с учётом кнудсеновской диффузии и проскальзывания. *Математическое моделирование*, 33(3), с. 85–97. https://doi.org/10.20948/mm-2021-03-06

Adler P.M., Jacquin C.G., Thovert J.F. (1992). The formation factor of reconstructed porous-media. *Water resources research*, 28, pp. 1571–1576. https://doi.org/10.1029/92WR00059

Al-Gharbi Mohammed S., Blunt Martin J. (2005). Dynamic network modeling of two-phase drainage in porous media. *Phys. Rev. E,* 71, 016308. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.71.016308

Ambrose R.J., Hartman R.C., Diaz-Campos M., Akkutlu I.Y., Sondergeld C.H. (2012). Shale gas-in-place calculations. Part I. New pore-scale considerations. *SPE Journal*, 17(1), pp. 219–229. https://doi.org/10.2118/131772-PA

Baveye P.C., Laba M., Otten W., et al. (2010). Observer-dependent variability of the thresholding step in the quantitative analysis of soil images and X-ray microtomography data. *Geoderma,* 157(1-2), pp. 51–63. https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2010.03.015

Bilger C., Aboukhedr M., Vogiatzaki K., Cant R.S. (2017). Evaluation of two-phase flow solvers using Level Set and Volume of Fluid methods. *Journal of Computational Physics*, 345, pp. 665–686. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2017.05.044

Biswal B., Manwart C., Hilfer R., Bakke S., Oren P.E. (1999). Quantitative analysis of experimental and synthetic microstructures for sedimentary rock. *Physica A*, 273(3-4), pp. 452–475. https://doi.org/10.1016/S0378-4371(99)00248-4

Čapek P., Hejtmánek V., Brabec I., Zikanová A., Kocirik M. (2009). Stochastic Reconstruction of Particulate Media Using Simulated Annealing: Improving Pore Connectivity. *Transport in Porous Media*, 76, pp. 179–198. https://doi.org/10.1007/s11242-008-9242-8

Čapek P., Hejtmánek V., Kolafa J., Brabec I. (2011). Transport properties of stochastically reconstructed porous media with improved pore connectivity. *Transport in Porous Media*, 88, pp. 87–106. https://doi.org/10.1007/s11242-011-9726-9

Chauhan S., Rühaak W., Khan F., Enzmann F., at al. (2016a). Processing of rock core microtomography images: Using seven different machine learning algorithms. *Computers & Geosciences*, 86, pp. 120–128. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2015.10.013

Chauhan S., Rühaak W., Anbergen H., Kabdenov A. at al. (2016b). Phase segmentation of X-ray computer tomography rock images using machine learning techniques: an accuracy and performance study. *Solid Earth*, 7(4), pp. 1125–1139. https://doi.org/10.5194/se-7-1125-2016

Cnudde V., Boone M.N. (2013). High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: A review of the current technology and applications. *Earth-Science Reviews*, 123, pp. 1–17. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2013.04.003

Cnudde V., Masschaele B., Dierick M., Vlassenbroeck J., Van Hoorebeke L. Hoorebeke, Jacobs P. (2006). Recent progress in X-ray CT as a geosciences tool. *Applied Geochemistry*, 21(5), pp. 826–832. https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2006.02.010

Darman N.H., Pickup G.E., Sorbie K.S. (2002). A comparison of two-phase dynamic upscaling methods based on fluid potentials. Computational *Geosciences*, 6(1), pp. 5–27. https://doi.org/10.1023/A:1016572911992

Demianov A., Dinariev O., Evseev N. (2011). Density functional modelling in multiphase compositional hydrodynamics. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 89(2), pp. 206–226. https://doi.org/10.1002/cjce.20457

Deniz C.M., Xiang S., Hallyburton S., Welbeck A. at al. (2018). Segmentation of the Proximal Femur from MR Images using Deep Convolutional Neural Networks. *Scientific Reports*, 8(1), 16485. https://doi.org/10.1038/s41598-018-34817-6

Dewers T.A., Heath J., Ewy R., Duranti L. (2012). Three-dimensional pore networks and transport properties of a shale gas formation determined from focused ion beam serial imaging. *International journal of oil gas and coal technology*, 5, pp. 229–248. https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2012.046322

Diamond S. (2000). Mercury porosimetry: an inappropriate method for the measurement of pore size distributions in cement-based materials. *Cem. Concr. Res*., 30, pp. 1517–1525. https://doi.org/10.1016/S0008-8846(00)00370-7

Dikinya O., Hinz C., Aylmore G. (2008). Decrease in hydraulic conductivity and particle release associated with self-filtration in saturated soil columns. *Geoderma*, 146, pp. 192–200. https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2008.05.014

Dinariev O.Y., Evseev N.V. (2010). Modeling of surface phenomena in the presence of surface-active agents on the basis of the density-functional theory. *Fluid dynamics*, 45, pp. 85–95. https://doi.org/10.1134/S0015462810010102

Dong H., Blunt M.J. (2009). Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. *Physical Review E*, 80, 036307. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.80.036307

Eichheimer P., Thielmann M., Popov A., Golabek G.J., Fujita W., Kottwitz M. O., and Kaus B.J.P. (2019): Pore-scale permeability prediction for Newtonian and non-Newtonian fluids, *Solid Earth*, 10, pp. 1717–1731, https://doi.org/10.5194/se-10-1717-2019

Fatt I. (1956a). The network model of porous media I. Capillary pressure characteristics. *Petrol. Trans. AIME,* 207, pp. 144–159.https://doi.org/10.2118/574-G

Fatt I. (1956b). The network model of porous media II. Dynamic properties of a single size tube network. *Petrol. Trans. AIME,* 207, pp. 160–163. https://doi.org/10.2118/574-G

Fatt I. (1956c). The network model of porous media III. Dynamic properties of networks with tube radius distribution. *Petrol. Trans. AIME,* 207, pp. 164–181. https://doi.org/10.2118/574-G

Gerke K., Karsanina M., Khomyak A., Darmaev B. and Korost D. (2018). Permeability Obtained from Pore-Scale Simulations as a Proxy to Core Orientation in Non-Aligned Rock Material. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, DOI: 10.2118/191661-18RPTC-MS

Gerke K., Karsanina M., Sizonenko T. (2017). Multi-Scale Image Fusion of X-Ray Microtomography and SEM Data to Model Flow and Transport Properties for Complex Rocks on Pore-Level. *SPE Russian Petroleum Technology Conference.* https://doi.org/10.2118/187874-MS

Gerke K.M., Karsanina M. V. (2021). How pore structure non stationarity compromises flow properties representativity (REV) for soil samples: Pore scale modelling and stationarity analysis. *European Journal of Soil Science*, 72(2), pp. 527–545. https://doi.org/10.1111/ejss.13055

Gerke K.M., Karsanina M.V. (2015). Improving stochastic reconstructions by weighting correlation functions in an objective function. *Europhysics Lett.,* 111, 56002. https://doi.org/10.1209/0295-5075/111/56002

Gerke K.M., Karsanina M.V., Mallants D. (2015b). Universal stochastic multi-scale image fusion: An example application for shale rock. *Scientific Reports*, 5, 15880. https://doi.org/10.1038/srep15880

Gerke K.M., Karsanina M.V., Sizonenko T.O., Miao X., Gafurova D.R., Korost D.V. (2013). Multi-scale image fusion of X-ray microtomography and SEM data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow. https://doi.org/10.2118/187874-MS

Gerke K.M., Karsanina M.V., Sizonenko T.O., Miao X., Gafurova D.R., Korost D.V. (2012). Multi-scale image fusion of X-ray microtomography and SEM data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow. https://doi.org/10.2118/187874-MS

Gerke K.M., Karsanina M.V., Vasilyev R.V., Mallants D. (2014). Improving pattern reconstruction using directional correlation functions. *Europhysics Lett*., 106, 66002. https://doi.org/10.1209/0295-5075/106/66002

Gerke K.M., Korostilev E.V., Romanenko K.A., Karsanina M.V. (2021). Going submicron in the precise analysis of soil structure: A FIB-SEM imaging study at nanoscale. *Geoderma*, 383, 114739. https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2020.114739

Gerke K.M., Vasilyev R.V., Khirevich S., Karsanina M.V., at al. (2018b). Finite-difference method Stokes solver (FDMSS) for 3D pore geometries: Software development, validation and case studies. *Computers & Geosciences*, 114, pp. 41–58. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2018.01.005

Giffin S., Littke R., J Klaver. et al (2013). Application of BIB-SEM technology to characterize macropore morphology in coal. *International journal of coal geology*, 114, pp. 85–95. https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.02.009

Gostick J., Aghighi M., Hinebaugh J., Tranter T., at al. (2016). OpenPNM: a pore network modeling package. *Computing in Science & Engineering,* 18(4), pp. 60–74. https://doi.org/10.1109/MCSE.2016.49

Gostick J.T. (2017). Versatile and efficient pore network extraction method using marker-based watershed segmentation. *Physical Review E*, 96(2), 023307. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.96.023307

Hannaoui R., Horgue P., Larachi F., Haroun Y., Augier F., Quintard M., Prat M. (2015). Pore-network modeling of trickle bed reactors: Pressure drop analysis. *Chemical Engineering Journal*, 262, pp. 334–343. https://doi.org/10.1016/j.cej.2014.09.098

Hashemi M.A., Khaddour G., François B., Massart T.J., Salager S. (2014). A tomographic imagery segmentation methodology for three-phase geomaterials based on simultaneous region growing. *Acta Geotechnica*, 9(5), pp. 831–846. https://doi.org/10.1007/s11440-013-0289-5

Heiba A.A., Jerauld G.R., Davis H.T., Scriven L.E. (1986). Mechanism-based simulation of oil recovery processes. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. *Society of Petroleum Engineers*. https://doi.org/10.2118/15593-MS

Holmes D.W., Williams J.R., Tilke P., Leonardi C.R. (2016). Characterizing flow in oil reservoir rock using SPH : Absolute permeability. *Comput. Part. Mech*., 3, pp. 141–154. https://doi.org/10.1007/s40571-015-0038-7

Hu D., Ronhovde P., Nussinov Z. (2012). Replica inference approach to unsupervised multiscale image segmentation. *Physical Review E*, 85(1), 016101. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.85.016101

Iassonov P., Gebrenegus T., Tuller M. (2009). Segmentation of X-ray computed tomography images of porous materials: A crucial step for characterization and quantitative analysis of pore structures. *Water Resources Research*, 45(9). https://doi.org/10.1029/2009WR008087

Iglovikov V., Mushinskiy S., & Osin V. (2017). Satellite imagery feature detection using deep convolutional neural network: A Kaggle competition. arXiv preprint: 1706.06169.

Jang J., Narsilio G.A., Santamarina J.C. (2011). Hydraulic conductivity in spatially varying media–a pore-scale investigation. *Geophysical journal international*, 184(3), pp. 1167–1179. https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2010.04893.x

Jiang Z., Van Dijke M.I.J., Wu K., Couples G.D., Sorbie K.S., Ma J. (2012). Stochastic pore network generation from 3D rock images. *Transport in porous media*, 94(2), pp. 571–593. https://doi.org/10.1007/s11242-011-9792-z

Jiang Z., Wu K., Couples G., Van Dijke M., Sorbie K. and Ma J. (2007). Efficient extraction of networks from three dimensional porous media. *Water Resources Research*, 43(12), W12S03. https://doi.org/10.1029/2006WR005780

Jiao Y., Chawla N. (2014). Modeling and characterizing anisotropic inclusion orientation in heterogeneous material via directional cluster functions and stochastic microstructure reconstruction. *Appl. Phys.*, 115, 093511. https://doi.org/10.1063/1.4867611

Jiao Y., Stillinger F.H., Torquato S.. (2008). Modeling heterogeneous materials via two-point correlation functions. II. Algorithmic details and applications. *Physical Review E*, 77, 031135. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.77.031135

Jiao Y., Stillinger F.H., Torquato S. (2009). A superior descriptor of random textures and its predictive capacity. *Proceedings of National Academy of Science*, 106, 17634. https://doi.org/10.1073/pnas.0905919106

Jivkov A., Hollis C., Etiese F., McDonald S., Withers P., (2013). A novel architecture for pore network modelling with applications to permeability of porous media. *Journal of Hydrology*, 486, pp. 246–258. https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2013.01.045

Joos J., Carraro Th., Weber A., Ivers-Tiffee E. (2011). Reconstruction of porous electrodes by FIB/SEM for detailed microstructure modeling. *Journal of Power Sources*, 196, pp. 7302–7307. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.10.006

Karimpouli S., Tahmasebi P. (2019). Segmentation of digital rock images using deep convolutional autoencoder networks. *Computers &* geosciences, 126, pp. 142–150. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2019.02.003

Karsanina M.V., Gerke K.M. (2018). Hierarchical Optimization: Fast and Robust Multiscale Stochastic Reconstructions with Rescaled Correlation Functions. *Physical Review Letters*, 121(26). https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.121.265501

Karsanina M.V., Gerke K.M., Skvortsova E.B., Ivanov A.L., Mallants D. (2018). Enhancing image resolution of soils by stochastic multiscale image fusion. *Geoderma*, 314, pp. 138–145. https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2017.10.055

Karsanina M.V., Gerke K.M., Skvortsova E.B., Mallants D. (2015). Universal spatial correlation functions for describing and reconstructing soil microstructure. *PloS ONE*, 10(5), e0126515. https://doi.org/10.1371/journal.pone.0126515

Khan F., Enzmann F., Kersten M. (2016). Multi-phase classification by a least-squares support vector machine approach in tomography images of geological samples. *Solid Earth*, 7(2), pp. 481–492. https://doi.org/10.5194/se-7-481-2016

Khirevich S., Daneyko A., Höltzel A., Seidel-Morgenstern A., Tallarek U. (2010). Statistical analysis of packed beds, the origin of short-range disorder, and its impact on eddy dispersion. *Journal of Chromatography A*, 1217, pp. 4713–4722. https://doi.org/10.1016/j.chroma.2010.05.019

Khirevich S., Ginzburg I., Tallarek U. (2015). Coarse-and fine-grid numerical behavior of MRT/TRT lattice-Boltzmann schemes in regular and random sphere packings. *Comput. Phys.*, 281, pp. 708–742. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2014.10.038

Khirevich S., Höltzel A., Seidel-Morgenstern A., Tallarek U. (2012). Geometrical and topological measures for hydrodynamic dispersion in confined sphere packings at low column-to-particle diameter ratios. *Journal of Chromatography A*, 1262, pp. 77–91. https://doi.org/10.1016/j.chroma.2012.08.086

Khirevich S., Petzek T. (2018). Behavior of numerical error in pore-scale lattice Boltzmann simulations with simple bounce-back rule: Analysis and highly accurate extrapolation. *Physics of Fluids,* 30(9): 093604. https://doi.org/10.1063/1.5042229

Korost D.V., Gerke K.M. (2012). Computation of reservoir properties based on 3D structure of porous media. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*. https://doi.org/10.2118/162023-MS

Lavrukhin E.V., Gerke K.M., Sizonenko T.O., Karsanina M.V., Korost D.V., Tarasenko S.S. (2021). Segmentation and classification of porous media X-ray tomography images using convolutional neural networks. *Advances in Water Resources* (article accepted for consideration).

Lemmens L., Rogiers B., Jacques D., Huysmans M., Swennen R., Urai J.L. et al. (2019). Nested multiresolution hierarchical simulated annealing algorithm for porous media reconstruction. *Physical Review E*, 100(5), 053316. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.100.053316

Li H., Chawla N., Jiao Y. (2014). Reconstruction of heterogeneous materials via stochastic optimization of limited-angle X-ray tomographic projections. *Scripta Materialia*, 86, pp. 48–51. https://doi.org/10.1016/j.scriptamat.2014.05.002

Li H., Chen P.E., Jiao Y. (2017). Accurate Reconstruction of Porous Materials via Stochastic Fusion of Limited Bimodal Microstructural Data. *Transport in Porous Media*, pp. 1–18. https://doi.org/10.1007/s11242-017-0889-x

Lindquist W. B., Lee S. M., Coker D. A., Jones K. W., Spanne P. (1996). Medial axis analysis of void structure in three dimensional tomographic images of porous media. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth,* 101(B4), pp. 8297–8310. https://doi.org/10.1029/95JB03039

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C. et al. (2012). Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. *AAPG Bulletin*, 96, pp. 1071–1098. https://doi.org/10.1306/08171111061

Manwart C., Hilfer R. (1999). Reconstruction of random media using Monte-Carlo methods. *Physical Review E*, 59, pp. 5596–5599. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.59.5596

Mason G., Morrow N.R. (1991). Capillary Behavior of a Perfectly Wetting Liquid in Irregular Triangular Tubes. *Journal of Colloid and Interface Science*, 141, pp. 262–274. https://doi.org/10.1016/0021-9797(91)90321-X

Mehmani A., Prodanovic M., Javadpour F. (2013). Multiscale, Multiphysics Network Modeling of Shale Matrix Gas Flows. *Transport in porous media*, 99, pp. 377–390. https://doi.org/10.1007/s11242-013-0191-5

Miao X., Gerke K.M., Sizonenko T.O. (2017). A new way to parameterize hydraulic conductances of pore elements: A step forward to create pore-networks without pore shape simplifications. *Adv. Water Resour*, 105, pp. 162–172. https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.04.021

Oh W., Lindquist B. (1999). Image thresholding by indicator kriging. *IEEE Trans. Pattern Anal. Mach. Intell.*, 21, pp. 590–602. https://doi.org/10.1109/34.777370

Oh W., Lindquist W.B. (1999). Image thresholding by indicator kriging. *IEEE Transactions On Pattern Analysis And Machine Intelligence*, 21, pp. 590–602. https://doi.org/10.1109/34.777370

Okabe H., Blunt M.J. (2007). Pore space reconstruction of vuggy carbonates using microtomography and multiple-point statistics. *Water Resources Research*, 43, pp. 0043–1397. https://doi.org/10.1029/2006WR005680

Øren P.E., Bakke S. (2002). Process based reconstruction of sandstones and prediction of transport properties. *Transport in Porous Media*, 46, pp. 311–314. https://doi.org/10.1023/A:1015031122338

Øren P.E., Bakke S., Arntzen O.J. (1998). Extending predictive capabilities to network models. *SPE Journal*, 3, pp. 324–336. https://doi.org/10.2118/52052-PA

Otsu N. (1979). A threshold selection method from gray-level histograms. *IEEE transactions on systems, man, and cybernetics*, 9(1), pp. 62–66. https://doi.org/10.1109/TSMC.1979.4310076

Pesaresi M., Benediktsson J.A. (2001). A new approach for the morphological segmentation of high-resolution satellite imagery. *IEEE transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 39(2), pp. 309–320. https://doi.org/10.1109/36.905239

Piasecki R. (2011). Microstructure reconstruction using entropy descriptors. *Proceedings of the Royal Society: A*, 467, pp. 806–821. https://doi.org/10.1098/rspa.2010.0296

Piri M., Blunt M.J. (2005). Three-dimensional mixed-wet random pore-scale network modeling of two- and three-phase flow in porous media. I. Model description. *Physical Review E*, 71, 026301. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.71.026301

Raeini A.Q., Blunt M.J., Bijeljic B. (2012). Modelling two-phase flow in porous media at the pore scale using the volume-of-fluid method. *Journal of Computational Physics*, 231, pp. 5653–5668. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2012.04.011

Raoof A., Hassanizadeh S.M. (2010). A new formulation for pore network modeling of two phase flow. *Water Resources Research*, 48(1). https://doi.org/10.1029/2010WR010180

Renard P., Genty A., Stauffer F. (2001). Laboratory determination of the full permeability tensor. Geophys. *Res. Solid Earth*, 106, pp. 26443–26452. https://doi.org/10.1029/2001JB000243

Roberts A.P., Teubner M. (1995). Transport-Properties of Heterogeneous Materials Derived From Gaussian Random-Fields – Bounds And Simulation. *Physical Review E*, 51, pp. 4141–4154. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.51.4141

Rokhforouz M. R., Akhlaghi Amiri H.A. (2017). Phase-field simulation of counter-current spontaneous imbibition in a fractured heterogeneous porous medium. *Physics of Fluids*, 29(6), 062104. https://doi.org/10.1063/1.4985290

Ryazanov A., van Dijke M.I.J. and Sorbie K.S. (2009). Two-phase pore-network modelling: Existence of oil layers during water invasion. *Transport in Porous Media*, 80(1), pp. 79–99. https://doi.org/10.1007/s11242-009-9345-x

Saucier A., Richer J., Muller J. (2002). Assessing the scope of the multifractal approach to textural characterization with statistical reconstructions of images. *Physica A*, 311, pp. 231–259. https://doi.org/10.1016/S0378-4371(02)00814-2

Schlüter S., Vogel H., Vanderborght J. (2013). Combined Impact of Soil Heterogeneity and Vegetation Type on the Annual Water Balance at the Field Scale. *Vadose Zone Journal*, 12(4). https://doi.org/10.2136/vzj2013.03.0053

Schlüter S., Weller U., Vogel H.J. (2010). Segmentation of X-ray microtomography images of soil using gradient masks. *Comput. Geosci.,* 36, pp. 1246–1251. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2010.02.007

Sedaghat M.H., Gerke K., Azizmohammadi S., & Matthai S.K. (2016). Simulation-based determination of relative permeability in laminated rocks. *Energy Procedia*, 97, 433–439. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.041

Sedaghat M.H., & Azizmohammadi S. (2019). Representative-elementary-volume analysis of two-phase flow in layered rocks. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 22(03), 1–075. https://doi.org/10.2118/194014-PA

Sezgin M., & Sankur B. (2004). Survey over image thresholding techniques and quantitative performance evaluation. *Journal of Electronic imaging*, 13(1), 146–165. https://doi.org/10.1117/1.1631315

Shabro V., Torres-Verdín C., Javadpour F., & Sepehrnoori K. (2012). Finite-difference approximation for fluid-flow simulation and calculation of permeability in porous media. *Transport in porous media*, 94(3), 775–793. https://doi.org/10.1007/s11242-012-0024-y

Sheng Q., & Thompson K. (2013). Dynamic coupling of pore-scale and reservoir scale models for multiphase flow. *Water Resources Research,* 49(9), 5973–5988. https://doi.org/10.1002/wrcr.20430

Sheppard A.P., Sok R.M., Averdunk H. (2004). Techniques for image enhancement and segmentation of tomographic images of porous materials. *Physica A*, 339(1-2), pp. 145–151. https://doi.org/10.1016/j.physa.2004.03.057

Sheppard A.P., Sok R.M., Averdunk H. (2005, August). Improved pore network extraction methods. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, 2125, pp. 1–11.

Shulakova V., Pervukhina M., Mueller T.M. et al. (2013). Computational elastic up-scaling of sandstone on the basis of X-ray micro-tomographic images. *Geophysical Prospecting*, 61, pp. 287–301. https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.2012.01082.x

Silin D., & Patzek T. (2006). Pore space morphology analysis using maximal inscribed spheres. *Physica A*, 371(2), pp. 336–360. https://doi.org/10.1016/j.physa.2006.04.048

Tahmasebi P., Sahimi M. (2013). Cross-correlation function for accurate reconstruction of heterogeneous media. *Physical review letters,* 110(7), 078002. https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.110.078002

Tahmasebi P., Hezarkhani A., & Sahimi M. (2012). Multiple-point geostatistical modeling based on the cross-correlation functions. *Computational Geosciences,* 16(3), pp. 779–797. https://doi.org/10.1007/s10596-012-9287-1

Thovert J.-F., Adler P. M. (2011). Grain reconstruction of porous media: Application to a Bentheim sandstone. *Physical Review* E, 83, 056116. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.83.056116

Torquato S. (1991). Random heterogeneous media: Microstructure and improved bounds on effective properties. *Appl. Mech. Rev.,* 44, pp. 37–76. https://doi.org/10.1115/1.3119494

Torquato S. (2002). Random Heterogeneous Materials: Microstructure and Macroscopic Properties. Springer Verlag. New York, 701 p. https://doi.org/10.1115/1.1483342

Valvatne P.H., Blunt M.J. (2004). Predictive pore scale modeling of two phase flow in mixed wet media. *Water resources research*, 40(7). https://doi.org/10.1029/2003WR002627

Varfolomeev I., Yakimchuk I., Safonov I. (2019). An Application of Deep Neural Networks for Segmentation of Microtomographic Images of Rock Samples. *Computers*, 8(4), pp. 72. https://doi.org/10.3390/computers8040072

Wen X.H., Gómez-Hernández J.J. (1996). Upscaling hydraulic conductivities in heterogeneous media: An overview. *Journal of Hydrology*, 183(1–2), ix-xxxii. https://doi.org/10.1016/S0022-1694(96)80030-8

Wildenschild D., Sheppard A.P. (2013). X-ray imaging and analysis techniques for quantifying pore-scale structure and processes in subsurface porous medium systems. *Advances in Water Resources,* 51, pp. 217–246. https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.07.018

Wu K.J., Nunan N., Crawford J.W., Young I.M., Ritz K. (2004). An efficient Markov chain model for the simulation of heterogeneous soil structure. *Soil Sci.Soc.Am.J.,* 68(2), pp. 346–351. https://doi.org/10.2136/sssaj2004.3460

Yang Y.S., Liu K.Y., Mayo S., Tulloh A., Clennell M.B., Xiao T.Q. (2013). A data-constrained modelling approach to sandstone microstructure characterisation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 105, pp. 76–83. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.03.016

Yeong C.L.Y., Torquato S. (1998b). Reconstructing random media. II. Three-dimensional media from two-dimensional cuts. *Phys. Rev. E,* 58, pp. 224–233. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.58.224

Yeong C.L.Y., Torquato S. (1998a). Reconstructing random media. *Physical review E*, 57(1), pp. 495–506. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.57.495

Zakirov T., Galeev A. (2019). Absolute permeability calculations in micro-computed tomography models of sandstones by Navier-Stokes and lattice Boltzmann equations. *International Journal of Heat and Mass Transfer,* 129, pp. 415–426. https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.09.119

Zeinijahromi, A., Farajzadeh, R., Bruining, J. H., & Bedrikovetsky, P. (2016). Effect of fines migration on oil–water relative permeability during two-phase flow in porous media. *Fuel*, 176, pp. 222–236. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.02.066

Сведения об авторах

Кирилл Миронович Герке – кандидат физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник, Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН

Россия, 123242, Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1

Дмитрий Вячеславович Корост – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Марина Владимировна Карсанина – кандидат физ.-м. наук, старший научный сотрудник, Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН

Россия, 123242, Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1

Светлана Радиковна Корост – инженер, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Роман Викторович Васильев – ведущий программист, Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН

Россия, 123242, Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1

Ефим Валерьевич Лаврухин – аспирант, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Дина Ринатовна Гафурова – кандидат геол.-мин. наук, инженер, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;
Принята к публикации 14.05.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

Modern approaches to pore space scale digital modeling of core structure and multiphase flow

K.M. Gerke[1], D.V. Korost[2], M.V. Karsanina[1], S.R. Korost[2], R.V. Vasiliev[1], E.V. Lavrukhin[1,2], D.R. Gafurova[2]
[1]Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
[2]Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
[*]Corresponding author: Dmitry V. Korost, e-mail: dkorost@mail.ru

Abstract. In current review, we consider the Russian and, mainly, international experience of the "digital core» technology, namely – the possibility of creating a numerical models of internal structure of the cores and multiphase flow at pore space scale. Moreover, our paper try to gives an answer on a key question for the industry: if digital core technology really allows effective to solve the problems of the oil and gas field, then why does it still not do this despite the abundance of scientific work in this area? In particular, the analysis presented in the review allows us to clarify the generally skeptical attitude to technology, as well as errors in R&D work that led to such an opinion within the oil and gas companies. In conclusion, we give a brief assessment of the development of technology in the near future.

Key words: petrophysics, pore space structure, multiphase filtration, computed tomography, physical and mathematical modeling

Recommended citation: Gerke K.M., Korost D.V., Karsanina M.V., Korost S.R., Vasiliev R.V., Lavrukhin E.V., Gafurova D.R. (2021). Modern approaches to pore space scale digital modeling of core structure and multiphase flow. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 197–213. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20

Funding/Acknowledgments

The study was supported by the grant program of Rosneft with partner universities to conduct exploratory research. We thank Rosneft for the opportunity to publish the results.

We thank the reviewer for his time and effort in reviewing this manuscript.

References

Adler P.M., Jacquin C.G., Thovert J.F. (1992). The formation factor of reconstructed porous-media. *Water resources research*, 28, pp. 1571–1576. https://doi.org/10.1029/92WR00059

Al-Gharbi Mohammed S., Blunt Martin J. (2005). Dynamic network modeling of two-phase drainage in porous media. *Phys. Rev. E,* 71, 016308. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.71.016308

Ambrose R.J., Hartman R.C., Diaz-Campos M., Akkutlu I.Y., Sondergeld C.H. (2012). Shale gas-in-place calculations. Part I. New pore-scale considerations. *SPE Journal*, 17(1), pp. 219–229. https://doi.org/10.2118/131772-PA

Balashov V.A., A.A. Zlotnik, E.B. Savenkov (2017). Numerical algorithm for simulation of three-dimensional two-phase flows with surface effects within domains with voxel geometry. *Keldysh Institute Preprints*, 091, 28 p. (In Russ.)

Baveye P.C., Laba M., Otten W., et al. (2010). Observer-dependent variability of the thresholding step in the quantitative analysis of soil images and X-ray microtomography data. *Geoderma,* 157(1-2), pp. 51–63. https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2010.03.015

Bilger C., Aboukhedr M., Vogiatzaki K., Cant R.S. (2017). Evaluation of two-phase flow solvers using Level Set and Volume of Fluid methods. *Journal of Computational Physics*, 345, pp. 665–686. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2017.05.044

Biswal B., Manwart C., Hilfer R., Bakke S., Oren P.E. (1999). Quantitative analysis of experimental and synthetic microstructures for sedimentary rock. *Physica A*, 273(3-4), pp. 452–475. https://doi.org/10.1016/S0378-4371(99)00248-4

Čapek P., Hejtmánek V., Brabec I., Zikanová A., Kocirik M. (2009). Stochastic Reconstruction of Particulate Media Using Simulated Annealing: Improving Pore Connectivity. *Transport in Porous Media*, 76, pp. 179–198. https://doi.org/10.1007/s11242-008-9242-8

Čapek P., Hejtmánek V., Kolafa J., Brabec I. (2011). Transport properties of stochastically reconstructed porous media with improved pore connectivity. *Transport in Porous Media*, 88, pp. 87–106. https://doi.org/10.1007/s11242-011-9726-9

Chauhan S., Rühaak W., Anbergen H., Kabdenov A. at al. (2016b). Phase segmentation of X-ray computer tomography rock images using machine learning techniques: an accuracy and performance study. *Solid Earth*, 7(4), pp. 1125–1139. https://doi.org/10.5194/se-7-1125-2016

Chauhan S., Rühaak W., Khan F., Enzmann F., at al. (2016a). Processing of rock core microtomography images: Using seven different machine learning algorithms. *Computers & Geosciences*, 86, pp. 120–128. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2015.10.013

Cnudde V., Boone M.N. (2013). High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: A review of the current technology and applications. *Earth-Science Reviews*, 123, pp. 1–17. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2013.04.003

Cnudde V., Masschaele B., Dierick M., Vlassenbroeck J., Van Hoorebeke L. Hoorebeke, Jacobs P. (2006). Recent progress in X-ray CT as a geosciences tool. *Applied Geochemistry*, 21(5), pp. 826–832. https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2006.02.010

Darman N.H., Pickup G.E., Sorbie K.S. (2002). A comparison of two-phase dynamic upscaling methods based on fluid potentials. Computational *Geosciences*, 6(1), pp. 5–27. https://doi.org/10.1023/A:1016572911992

Demianov A., Dinariev O., Evseev N. (2011). Density functional modelling in multiphase compositional hydrodynamics. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 89(2), pp. 206–226. https://doi.org/10.1002/cjce.20457

Deniz C.M., Xiang S., Hallyburton S., Welbeck A. at al. (2018). Segmentation of the Proximal Femur from MR Images using Deep Convolutional Neural Networks. *Scientific Reports*, 8(1), 16485. https://doi.org/10.1038/s41598-018-34817-6

Dewers T.A., Heath J., Ewy R., Duranti L. (2012). Three-dimensional pore networks and transport properties of a shale gas formation determined from focused ion beam serial imaging. *International journal of oil gas and coal technology*, 5, pp. 229–248. https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2012.046322

Diamond S. (2000). Mercury porosimetry: an inappropriate method for the measurement of pore size distributions in cement-based materials. *Cem. Concr. Res*., 30, pp. 1517–1525. https://doi.org/10.1016/S0008-8846(00)00370-7

Dikinya O., Hinz C., Aylmore G. (2008). Decrease in hydraulic conductivity and particle release associated with self-filtration in saturated soil columns. *Geoderma*, 146, pp. 192–200. https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2008.05.014

Dinariev O.Y., Evseev N.V. (2010). Modeling of surface phenomena in the presence of surface-active agents on the basis of the density-functional theory. *Fluid dynamics*, 45, pp. 85–95. https://doi.org/10.1134/S0015462810010102

Dong H., Blunt M.J. (2009). Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. *Physical Review E*, 80, 036307. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.80.036307

Eichheimer P., Thielmann M., Popov A., Golabek G.J., Fujita W., Kottwitz M. O., and Kaus B.J.P. (2019): Pore-scale permeability prediction for Newtonian and non-Newtonian fluids, *Solid Earth*, 10, pp. 1717–1731, https://doi.org/10.5194/se-10-1717-2019

Fatt I. (1956a). The network model of porous media I. Capillary pressure characteristics. *Petrol. Trans. AIME,* 207, pp. 144–159.https://doi.org/10.2118/574-G

Fatt I. (1956b). The network model of porous media II. Dynamic properties of a single size tube network. *Petrol. Trans. AIME,* 207, pp. 160–163. https://doi.org/10.2118/574-G

Fatt I. (1956c). The network model of porous media III. Dynamic properties of networks with tube radius distribution. *Petrol. Trans. AIME,* 207, pp. 164–181. https://doi.org/10.2118/574-G

Gerke K., Karsanina M., Khomyak A., Darmaev B. and Korost D. (2018). Permeability Obtained from Pore-Scale Simulations as a Proxy to Core Orientation in Non-Aligned Rock Material. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, DOI: 10.2118/191661-18RPTC-MS

Gerke K., Karsanina M., Sizonenko T. (2017). Multi-Scale Image Fusion of X-Ray Microtomography and SEM Data to Model Flow and Transport Properties for Complex Rocks on Pore-Level. *SPE Russian Petroleum Technology Conference.* https://doi.org/10.2118/187874-MS

Gerke K.M., Karsanina M. V. (2021). How pore structure non stationarity compromises flow properties representativity (REV) for soil samples: Pore scale modelling and stationarity analysis. *European Journal of Soil Science*, 72(2), pp. 527–545. https://doi.org/10.1111/ejss.13055

Gerke K.M., Karsanina M.V. (2015). Improving stochastic reconstructions by weighting correlation functions in an objective function. Europhysics Lett., 111, 56002. https://doi.org/10.1209/0295-5075/111/56002

Gerke K.M., Karsanina M.V., Mallants D. (2015b). Universal stochastic multi-scale image fusion: An example application for shale rock. Scientific Reports, 5, 15880. https://doi.org/10.1038/srep15880

Gerke K.M., Karsanina M.V., Sizonenko T.O., Miao X., Gafurova D.R., Korost D.V. (2013). Multi-scale image fusion of X-ray microtomography and SEM data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow. https://doi.org/10.2118/187874-MS

Gerke K.M., Karsanina M.V., Sizonenko T.O., Miao X., Gafurova D.R., Korost D.V. (2012). Multi-scale image fusion of X-ray microtomography and SEM data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow. https://doi.org/10.2118/187874-MS

Gerke K.M., Karsanina M.V., Vasilyev R.V., Mallants D. (2014). Improving pattern reconstruction using directional correlation functions. Europhysics Lett., 106, 66002. https://doi.org/10.1209/0295-5075/106/66002

Gerke K.M., Korostilev E.V., Romanenko K.A., Karsanina M.V. (2021). Going submicron in the precise analysis of soil structure: A FIB-SEM imaging study at nanoscale. Geoderma, 383, 114739. https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2020.114739

Gerke K.M., Sizonenko T.O., Karsanina M.V., Katsman R., Korost D.V. (2019). Influence of boundary conditions on the permeability tensor. *Proc. Int. Geological and Geophysical Conf. and Exhib. "GeoEurasia 2019"*. Tver: PoliPRESS, pp. 474–477. (In Russ.)

Gerke K.M., Vasilyev R.V., Khirevich S., Karsanina M.V., at al. (2018b). Finite-difference method Stokes solver (FDMSS) for 3D pore geometries: Software development, validation and case studies. Computers & Geosciences, 114, pp. 41–58. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2018.01.005

Giffin S., Littke R., J Klaver. et al (2013). Application of BIB-SEM technology to characterize macropore morphology in coal. International journal of coal geology, 114, pp. 85–95. https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.02.009

Gostick J., Aghighi M., Hinebaugh J., Tranter T., at al. (2016). OpenPNM: a pore network modeling package. Computing in Science & Engineering, 18(4), pp. 60–74. https://doi.org/10.1109/MCSE.2016.49

Gostick J.T. (2017). Versatile and efficient pore network extraction method using marker-based watershed segmentation. Physical Review E, 96(2), 023307. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.96.023307

Hannaoui R., Horgue P., Larachi F., Haroun Y., Augier F., Quintard M., Prat M. (2015). Pore-network modeling of trickle bed reactors: Pressure drop analysis. *Chemical Engineering Journal*, 262, pp. 334–343. https://doi.org/10.1016/j.cej.2014.09.098

Hashemi M.A., Khaddour G., François B., Massart T.J., Salager S. (2014). A tomographic imagery segmentation methodology for three-phase geomaterials based on simultaneous region growing. Acta Geotechnica, 9(5), pp. 831–846. https://doi.org/10.1007/s11440-013-0289-5

Heiba A.A., Jerauld G.R., Davis H.T., Scriven L.E. (1986). Mechanism-based simulation of oil recovery processes. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. https://doi.org/10.2118/15593-MS

Holmes D.W., Williams J.R., Tilke P., Leonardi C.R. (2016). Characterizing flow in oil reservoir rock using SPH : Absolute permeability. Comput. Part. Mech., 3, pp. 141–154. https://doi.org/10.1007/s40571-015-0038-7

Hu D., Ronhovde P., Nussinov Z. (2012). Replica inference approach to unsupervised multiscale image segmentation. Physical Review E, 85(1), 016101. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.85.016101

Iassonov P., Gebrenegus T., Tuller M. (2009). Segmentation of X-ray computed tomography images of porous materials: A crucial step for characterization and quantitative analysis of pore structures. Water Resources Research, 45(9). https://doi.org/10.1029/2009WR008087

Iglovikov V., Mushinskiy S., & Osin V. (2017). Satellite imagery feature detection using deep convolutional neural network: A Kaggle competition. arXiv preprint: 1706.06169.

Jang J., Narsilio G.A., Santamarina J.C. (2011). Hydraulic conductivity in spatially varying media–a pore-scale investigation. Geophysical journal international, 184(3), pp. 1167–1179. https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2010.04893.x

Jiang Z., Van Dijke M.I.J., Wu K., Couples G.D., Sorbie K.S., Ma J. (2012). Stochastic pore network generation from 3D rock images. Transport in porous media, 94(2), pp. 571–593. https://doi.org/10.1007/s11242-011-9792-z

Jiang Z., Wu K., Couples G., Van Dijke M., Sorbie K. and Ma J. (2007). Efficient extraction of networks from three dimensional porous media. Water Resources Research, 43(12), W12S03. https://doi.org/10.1029/2006WR005780

Jiao Y., Chawla N. (2014). Modeling and characterizing anisotropic inclusion orientation in heterogeneous material via directional cluster functions and stochastic microstructure reconstruction. Appl. Phys., 115, 093511. https://doi.org/10.1063/1.4867611

Jiao Y., Stillinger F.H., Torquato S. (2009). A superior descriptor of random textures and its predictive capacity. P*roceedings of National Academy of Science*, 106, 17634. https://doi.org/10.1073/pnas.0905919106

Jiao Y., Stillinger F.H., Torquato S.. (2008). Modeling heterogeneous materials via two-point correlation functions. II. Algorithmic details and applications. *Physical Review E*, 77, 031135. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.77.031135

Jivkov A., Hollis C., Etiese F., McDonald S., Withers P., (2013). A novel architecture for pore network modelling with applications to permeability of porous media. *Journal of Hydrology*, 486, pp. 246–258. https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2013.01.045

Joos J., Carraro Th., Weber A., Ivers-Tiffee E. (2011). Reconstruction of porous electrodes by FIB/SEM for detailed microstructure modeling. *Journal of Power Sources*, 196, pp. 7302–7307. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.10.006

Karimpouli S., Tahmasebi P. (2019). Segmentation of digital rock images using deep convolutional autoencoder networks. *Computers & geosciences,* 126, pp. 142–150. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2019.02.003

Karsanina M.V., Gerke K.M. (2018). Hierarchical Optimization: Fast and Robust Multiscale Stochastic Reconstructions with Rescaled Correlation Functions. *Physical Review Letters*, 121(26). https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.121.265501

Karsanina M.V., Gerke K.M., Skvortsova E.B., Ivanov A.L., Mallants D. (2018). Enhancing image resolution of soils by stochastic multiscale image fusion. *Geoderma*, 314, pp. 138–145. https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2017.10.055

Karsanina M.V., Gerke K.M., Skvortsova E.B., Mallants D. (2015). Universal spatial correlation functions for describing and reconstructing soil microstructure. *PloS ONE*, 10(5), e0126515. https://doi.org/10.1371/journal.pone.0126515

Khan F., Enzmann F., Kersten M. (2016). Multi-phase classification by a least-squares support vector machine approach in tomography images of geological samples. *Solid Earth*, 7(2), pp. 481–492. https://doi.org/10.5194/se-7-481-2016

Khirevich S., Daneyko A., Höltzel A., Seidel-Morgenstern A., Tallarek U. (2010). Statistical analysis of packed beds, the origin of short-range disorder, and its impact on eddy dispersion. *Journal of Chromatography A*, 1217, pp. 4713–4722. https://doi.org/10.1016/j.chroma.2010.05.019

Khirevich S., Ginzburg I., Tallarek U. (2015). Coarse-and fine-grid numerical behavior of MRT/TRT lattice-Boltzmann schemes in regular and random sphere packings. *Comput. Phys.*, 281, pp. 708–742. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2014.10.038

Khirevich S., Höltzel A., Seidel-Morgenstern A., Tallarek U. (2012). Geometrical and topological measures for hydrodynamic dispersion in confined sphere packings at low column-to-particle diameter ratios. *Journal of Chromatography A*, 1262, pp. 77–91. https://doi.org/10.1016/j.chroma.2012.08.086

Khirevich S., Petzek T. (2018). Behavior of numerical error in pore-scale lattice Boltzmann simulations with simple bounce-back rule: Analysis and highly accurate extrapolation. *Physics of Fluids*, 30(9): 093604. https://doi.org/10.1063/1.5042229

Korost D.V., Gerke K.M. (2012). Computation of reservoir properties based on 3D structure of porous media. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition.* https://doi.org/10.2118/162023-MS

Lavrukhin E.V., Gerke K.M., Sizonenko T.O., Karsanina M.V., Korost D.V., Tarasenko S.S. (2021). Segmentation and classification of porous media X-ray tomography images using convolutional neural networks. *Advances in Water Resources* (article accepted for consideration).

Lavrukhin E.V., Karsanina M.V., Izmailov A.F., Gerke K.M. (2019). Increasing the volume of numerical modeling at the scale of pores: the method of dividing into subcubes for the selection of porous network models. *Delovoy zhurnal Neftegaz*, 7, pp. 70–75. (In Russ.)

Lemmens L., Rogiers B., Jacques D., Huysmans M., Swennen R., Urai J.L. et al. (2019). Nested multiresolution hierarchical simulated annealing algorithm for porous media reconstruction. *Physical Review E*, 100(5), 053316. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.100.053316

Li H., Chawla N., Jiao Y. (2014). Reconstruction of heterogeneous materials via stochastic optimization of limited-angle X-ray tomographic projections. *Scripta Materialia,* 86, pp. 48–51. https://doi.org/10.1016/j.scriptamat.2014.05.002

Li H., Chen P.E., Jiao Y. (2017). Accurate Reconstruction of Porous Materials via Stochastic Fusion of Limited Bimodal Microstructural Data. *Transport in Porous Media*, pp. 1–18. https://doi.org/10.1007/s11242-017-0889-x

Lindquist W. B., Lee S. M., Coker D. A., Jones K. W., Spanne P. (1996). Medial axis analysis of void structure in three dimensional tomographic images of porous media. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth,* 101(B4), pp. 8297–8310. https://doi.org/10.1029/95JB03039

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C. et al. (2012). Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. *AAPG Bulletin*, 96, pp. 1071–1098. https://doi.org/10.1306/08171111061

Manwart C., Hilfer R. (1999). Reconstruction of random media using Monte-Carlo methods. *Physical Review E*, 59, pp. 5596–5599. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.59.5596

Mason G., Morrow N.R. (1991). Capillary Behavior of a Perfectly Wetting Liquid in Irregular Triangular Tubes. *Journal of Colloid and Interface Science*, 141, pp. 262–274. https://doi.org/10.1016/0021-9797(91)90321-X

Mehmani A., Prodanovic M., Javadpour F. (2013). Multiscale, Multiphysics Network Modeling of Shale Matrix Gas Flows. *Transport in porous media,* 99, pp. 377–390. https://doi.org/10.1007/s11242-013-0191-5

Miao X., Gerke K.M., Sizonenko T.O. (2017). A new way to parameterize hydraulic conductances of pore elements: A step forward to create pore-networks without pore shape simplifications. *Adv. Water Resour,* 105, pp. 162–172. https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.04.021

Nesterova I.S., Gerke K.M. (2021). Simulations of nanoscale gas flow with Knudsen diffusion and slip flow. *Matem. Mod.*, 33(3), pp. 85–97. https://doi.org/10.20948/mm-2021-03-06

Oh W., Lindquist B. (1999). Image thresholding by indicator kriging. *IEEE Trans. Pattern Anal. Mach. Intell.*, 21, pp. 590–602. https://doi.org/10.1109/34.777370

Oh W., Lindquist W.B. (1999). Image thresholding by indicator kriging. *IEEE Transactions On Pattern Analysis And Machine Intelligence*, 21, pp. 590–602. https://doi.org/10.1109/34.777370

Okabe H., Blunt M.J. (2007). Pore space reconstruction of vuggy carbonates using microtomography and multiple-point statistics. *Water Resources Research*, 43, pp. 0043–1397. https://doi.org/10.1029/2006WR005680

Øren P.E., Bakke S. (2002). Process based reconstruction of sandstones and prediction of transport properties. *Transport in Porous Media,* 46, pp. 311–314. https://doi.org/10.1023/A:1015031122338

Øren P.E., Bakke S., Arntzen O.J. (1998). Extending predictive capabilities to network models. *SPE Journal*, 3, pp. 324–336. https://doi.org/10.2118/52052-PA

Otsu N. (1979). A threshold selection method from gray-level histograms. *IEEE transactions on systems, man, and cybernetics*, 9(1), pp. 62–66. https://doi.org/10.1109/TSMC.1979.4310076

Pesaresi M., Benediktsson J.A. (2001). A new approach for the morphological segmentation of high-resolution satellite imagery. *IEEE transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 39(2), pp. 309–320. https://doi.org/10.1109/36.905239

Piasecki R. (2011). Microstructure reconstruction using entropy descriptors. *Proceedings of the Royal Society*: A, 467, pp. 806–821. https://doi.org/10.1098/rspa.2010.0296

Piri M., Blunt M.J. (2005). Three-dimensional mixed-wet random pore-scale network modeling of two- and three-phase flow in porous media. I. Model description. *Physical Review E*, 71, 026301. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.71.026301

Raeini A.Q., Blunt M.J., Bijeljic B. (2012). Modelling two-phase flow in porous media at the pore scale using the volume-of-fluid method. *Journal of Computational Physics*, 231, pp. 5653–5668. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2012.04.011

Raoof A., Hassanizadeh S.M. (2010). A new formulation for pore network modeling of two phase flow. *Water Resources Research*, 48(1). https://doi.org/10.1029/2010WR010180

Renard P., Genty A., Stauffer F. (2001). Laboratory determination of the full permeability tensor. *Geophys. Res. Solid Earth*, 106, pp. 26443–26452. https://doi.org/10.1029/2001JB000243

Roberts A.P., Teubner M. (1995). Transport-Properties of Heterogeneous Materials Derived From Gaussian Random-Fields – Bounds And Simulation. *Physical Review E*, 51, pp. 4141–4154. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.51.4141

Rokhforouz M. R., Akhlaghi Amiri H.A. (2017). Phase-field simulation of counter-current spontaneous imbibition in a fractured heterogeneous porous medium. *Physics of Fluids*, 29(6), 062104. https://doi.org/10.1063/1.4985290

Ryazanov A., van Dijke M.I.J. and Sorbie K.S. (2009). Two-phase pore-network modelling: Existence of oil layers during water invasion. *Transport in Porous Media*, 80(1), pp. 79–99. https://doi.org/10.1007/s11242-009-9345-x

Saucier A., Richer J., Muller J. (2002). Assessing the scope of the multifractal approach to textural characterization with statistical reconstructions of images. *Physica A,* 311, pp. 231–259. https://doi.org/10.1016/S0378-4371(02)00814-2

Schlüter S., Vogel H., Vanderborght J. (2013). Combined Impact of Soil Heterogeneity and Vegetation Type on the Annual Water Balance at the Field Scale. *Vadose Zone Journal*, 12(4). https://doi.org/10.2136/vzj2013.03.0053

Schlüter S., Weller U., Vogel H.J. (2010). Segmentation of X-ray microtomography images of soil using gradient masks. *Comput. Geosci.,* 36, pp. 1246–1251. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2010.02.007

Sedaghat M.H., & Azizmohammadi S. (2019). Representative-elementary-volume analysis of two-phase flow in layered rocks. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 22(03), 1–075. https://doi.org/10.2118/194014-PA

Sedaghat M.H., Gerke K., Azizmohammadi S., & Matthai S.K. (2016). Simulation-based determination of relative permeability in laminated rocks. *Energy Procedia*, 97, 433–439. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.041

Sezgin M., & Sankur B. (2004). Survey over image thresholding techniques and quantitative performance evaluation. *Journal of Electronic imaging*, 13(1), 146–165. https://doi.org/10.1117/1.1631315

Shabro V., Torres-Verdín C., Javadpour F., & Sepehrnoori K. (2012). Finite-difference approximation for fluid-flow simulation and calculation of permeability in porous media. *Transport in porous media*, 94(3), 775–793. https://doi.org/10.1007/s11242-012-0024-y

Sheng Q., & Thompson K. (2013). Dynamic coupling of pore-scale and reservoir scale models for multiphase flow. *Water Resources Research,* 49(9), 5973–5988. https://doi.org/10.1002/wrcr.20430

Sheppard A.P., Sok R.M., Averdunk H. (2004). Techniques for image enhancement and segmentation of tomographic images of porous materials. *Physica A*, 339(1-2), pp. 145–151. https://doi.org/10.1016/j.physa.2004.03.057

Sheppard A.P., Sok R.M., Averdunk H. (2005, August). Improved pore network extraction methods. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, 2125, pp. 1–11.

Shulakova V., Pervukhina M., Mueller T.M. et al. (2013). Computational elastic up-scaling of sandstone on the basis of X-ray micro-tomographic images. *Geophysical Prospecting*, 61, pp. 287–301. https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.2012.01082.x

Silin D., & Patzek T. (2006). Pore space morphology analysis using maximal inscribed spheres. *Physica A*, 371(2), pp. 336–360. https://doi.org/10.1016/j.physa.2006.04.048

Tahmasebi P., Hezarkhani A., & Sahimi M. (2012). Multiple-point geostatistical modeling based on the cross-correlation functions. *Computational Geosciences,* 16(3), pp. 779–797. https://doi.org/10.1007/s10596-012-9287-1

Tahmasebi P., Sahimi M. (2013). Cross-correlation function for accurate reconstruction of heterogeneous media. *Physical review letters,* 110(7), 078002. https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.110.078002

Thovert J.-F., Adler P. M. (2011). Grain reconstruction of porous media: Application to a Bentheim sandstone. *Physical Review* E, 83, 056116. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.83.056116

Torquato S. (1991). Random heterogeneous media: Microstructure and improved bounds on effective properties. *Appl. Mech. Rev.,* 44, pp. 37–76. https://doi.org/10.1115/1.3119494

Torquato S. (2002). Random Heterogeneous Materials: Microstructure and Macroscopic Properties. Springer Verlag. New York, 701 p. https://doi.org/10.1115/1.1483342

Valvatne P.H., Blunt M.J. (2004). Predictive pore scale modeling of two phase flow in mixed wet media. *Water resources research*, 40(7). https://doi.org/10.1029/2003WR002627

Varfolomeev I., Yakimchuk I., Safonov I. (2019). An Application of Deep Neural Networks for Segmentation of Microtomographic Images of Rock Samples. *Computers*, 8(4), pp. 72. https://doi.org/10.3390/computers8040072

Wen X.H., Gómez-Hernández J.J. (1996). Upscaling hydraulic conductivities in heterogeneous media: An overview. *Journal of Hydrology*, 183(1–2), ix-xxxii. https://doi.org/10.1016/S0022-1694(96)80030-8

Wildenschild D., Sheppard A.P. (2013). X-ray imaging and analysis techniques for quantifying pore-scale structure and processes in subsurface porous medium systems. *Advances in Water Resources,* 51, pp. 217–246. https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.07.018

Wu K.J., Nunan N., Crawford J.W., Young I.M., Ritz K. (2004). An efficient Markov chain model for the simulation of heterogeneous soil structure. *Soil Sci.Soc.Am.J.,* 68(2), pp. 346–351. https://doi.org/10.2136/sssaj2004.3460

Yang Y.S., Liu K.Y., Mayo S., Tulloh A., Clennell M.B., Xiao T.Q. (2013). A data-constrained modelling approach to sandstone microstructure characterisation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 105, pp. 76–83. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.03.016

Yeong C.L.Y., Torquato S. (1998a). Reconstructing random media. *Physical review E*, 57(1), pp. 495–506. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.57.495

Yeong C.L.Y., Torquato S. (1998b). Reconstructing random media. II. Three-dimensional media from two-dimensional cuts. *Phys. Rev. E,* 58, pp. 224–233. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.58.224

Zakirov T., Galeev A. (2019). Absolute permeability calculations in micro-computed tomography models of sandstones by Navier-Stokes and lattice Boltzmann equations. *International Journal of Heat and Mass Transfer,* 129, pp. 415–426. https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.09.119

Zeinijahromi, A., Farajzadeh, R., Bruining, J. H., & Bedrikovetsky, P. (2016). Effect of fines migration on oil–water relative permeability during two-phase flow in porous media. *Fuel*, 176, pp. 222–236. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.02.066

About the Authors

Kirill M. Gerke – PhD (Physics and Mathematics), Leading Researcher, Schmidt Institute of Physics of the Earth of the RAS

10, build.1, B. Gruzinskaya str., Moscow, 123242, Russian Federation

Dmitry V. Korost – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Marina V. Karsanina – PhD (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Schmidt Institute of Physics of the Earth of the RAS

10, build.1, B. Gruzinskaya str., Moscow, 123242, Russian Federation

Svetlana R. Korost – Engineer, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman V. Vasiliev – Lead Programmer, Schmidt Institute of Physics of the Earth of the RAS

10, build.1, B. Gruzinskaya str., Moscow, 123242, Russian Federation

Efim V. Lavrukhin – PhD student, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Dina R. Gafurova – PhD (Geology and Mineralogy), Engineer, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 14 May 2021; Published 25 May 2021

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.21 УДК 553.982

Информационная значимость геохимических и гидрогеологических данных в нефтегазовой геологии

М.А. Большакова[1], А.В. Корзун[1], А.В. Ступакова[1], Р.С. Сауткин[1], А.Г. Калмыков[1], Э.А. Абля[1], Е.А. Краснова[1], Н.А. Харитонова[1], М.С. Тихонова[1], Е.В. Козлова[2], И.А. Санникова[3], Т.А. Рязанова[4], И.Ю. Белкин[4]*

[1]*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*
[2]*Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия*
[3]*ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства», Москва, Россия*
[4]*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

В статье рассмотрены принципиальные возможности использования результатов геохимических и гидрогео-химических исследований органического вещества, нефтей и вод в нефтегазовой геологии, в том числе и для объектов, находящихся на стадии разработки. Показано, что геохимические исследования нефтей и вод позволяют делать более корректные выводы о наличии или отсутствии флюидодинамической связанности разных эксплуатационных объектов. Исследования органического вещества и нефтей позволяют (посредством бассейнового моделирования) оценить вклад в формирование нефтеносности разных нефтематеринских толщ. Выполнение в комплексе работ гидрогеохимических исследований попутных вод и вод, используемых в системе поддержания пластового давления, не только активно дополняют собой знание о наличии или отсутствии флюидодинамических связей между пластами и эксплуатационными объектами, но и делают возможным оценку индексов насыщения, которые позволяют нам выявить потенциально возможные минеральные фазы при солеотложении, а значит, и позволят предотвратить возможность нежелательного отложения солей. Приведенные выводы базируются на результатах комплексных геолого-геохимических исследований, выполненных авторами для одного из месторождений Красноленинсого свода Западной Сибири, находящегося на стадии разработки, а также на предыдущем опыте авторов.

Ключевые слова: органическое вещество, биомаркеры, гидрогеохимия, пластовые воды, нефть, нефтематеринская порода

Для цитирования: Большакова М.А., Корзун А.В., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Калмыков А.Г., Абля Э.А., Краснова Е.А., Харитонова Н.А., Тихонова М.С., Козлова Е.В., Санникова И.А., Рязанова Т.А., Белкин И.Ю. (2021). Информационная значимость геохимических и гидрогеологических данных в нефтегазовой геологии. *Георесурсы*, 23(2), с. 214–220. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.21

Геохимические исследования широко используются на поисковой стадии геологоразведочных работ на нефть и газ – для определения нефтегазоматеринских пород (НГМП), очага и масштабов генерации и миграции углеводородных флюидов, их фазового состава, оценки ресурсов нефти и газа и т.п. Однако результаты геохимических исследований, причем не только органического вещества (ОВ), нефти и газа, но и пластовых вод могут быть с пользой применены и для решения научных и технических вопросов, возникающих при разработке месторождений углеводородного сырья (УВ).

Коллективом сотрудников геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова совместно с коллегами были проведены комплексные геохимические и гидрогеохимические исследования обогащенных ОВ пород (образцы – более 900 шт. – керна пород среднеюрского возраста – тюменской свиты и пород верхнеюрской высокоуглеродистой формации – тутлеймской и абалакской свит), нефтей (более 40 проб из разных пластов – доюрского комплекса, базального горизонта, тюменской, пахомовской, викуловской свиты) и пластовых вод (из тех же пластов, что и пробы нефти, а также пробы воды из атлым-новомихайловского (олигоценового) водоносного комплекса, эксплуатируемого с целью обеспечения системы поддержания пластового давления (ППД) и воды, используемой при проведении гидроразрыва пласта (ГРП)) одного из многопластовых месторождений центральной части Западной Сибири (Красноленинский свод).

Комплекс аналитических исследований включал:

Для пород, обогащенных ОВ: углепетрографические исследования, пиролиз (Rock-Eval 6) до и после экстракции (в аппаратах Сокслета), определение кинетических спектров деструкции керогена пород тутлеймской свиты методом открытого пиролиза (HAWK), *экстракцию* (хлороформом и многоступенчатую различными органическими растворителями), разделение экстрактов на аналитические группы методом жидкостно-адсорбционной колоночной хроматографии, газовую хроматографию (Clarus 500, Perkin Elmer), хроматомасс-спектрометрию (Agilent Techn., США) и изотопию углерода экстрактов и аналитических групп (Delta V Advantage, Thermo Fisher Scientific).

Для нефтей: определение плотности, вязкости, группового состава нефтей методом жидкостно-адсорбционной

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

© 2021 Коллектив авторов

колоночной хроматографии, газовую хроматографию (Clarus 500, Perkin Elmer) и хроматомасс-спектрометрию (Agilent Techn., США), а также изотопию углерода аналитических групп нефтей (Delta V Advantage, Thermo Fisher Scientific).

Для пластовых вод: Определение концентрации основных ионов производилось на высокоэффективном ионном жидкостном хроматографе LC-20 (Shimadzu, Япония). Содержание J^- в пробах воды получено методом постояннотоковой инверсионной вольтамперометрии с углеродным электродом на вольтамперометрическом анализаторе "Экотест-ВА". Определение металлов выполнено методом атомно-эмиссионной спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой на спектрометре iCAP 7600Duo (Thermo Scientific Corporation, США), металлов и редкоземельных элементов на эмиссионном спектрометр с индуктивно-связанной плазмой Agilent 7700 (Agilent Techn., США).

Определение концентрации органического углерода (TOC) осуществлялось методом каталитического окисления при 680°C в присутствии кислорода или кислородсодержащего газа и катализатора до диоксида углерода (IV) и последующем определении общего и неорганического углерода с использованием детектора инфракрасного излучения на анализаторе общего и органического углерода и азота TOC-V (Shimadzu, Япония).

Определение стабильных изотопов кислорода, водорода и углерода (δ^{13}CTIC, δ^{18}OTIC, δ^{18}OV-SMOW, δ^{18}OV-SMOW) проводилось на изотопном масс-спектрометре Delta V Advantage (Thermo Fisher Scientific), соединенном с линией пробоподготовки Gas Bench II. Точность измерений контролируется по международным стандартам VSMOW, SLAP2 и GISP с известными значениями δD и δ^{18}O. Воспроизводимость результатов анализа, включая полный цикл пробоподготовки образцов, не выходит в среднем за пределы ± 0,2‰ и ± 3‰ для δ^{18}O и δD, соответственно.

Стабильные изотопы 13-углерода растворенных карбонатов определялись в предварительно высаженных из воды карбонатах (массой около 1 г). Пробы подвергались обработке полифосфорной кислотой на линии пробоподготовки Gas Bench II, подключенной непосредственно к масс-спектрометру Delta V Advantage (Thermo Fisher Scientific).

Для оценки кондиционности проб нефтей и попутной воды и влияния техногенного фактора проанализированы данные по интервалам перфорации и датам перестрелов, по проведенным на скважинах ГТМ, по величине обводненности; проведено сопоставление с минерализацией и TOC, по размерам зон закачки от нагнетательных скважин.

В результате:

- определен потенциал нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) как современный, так и исходный – использовались параметры пиролиза, такие как S1, S2, TOC, Tmax и углепетрографические характеристики совместно с показателем отражения витринита или эквиалентов;

- определены закономерности преобразования НГМТ (баженовской свиты – отбирались катагенетически непреобразованные образцы – для характеристики в бассейновой модели свойств органического вещества тутлеймской свиты, возрастного аналога баженовских отложений) – кинетические спектры деструкции керогена;

- произведена корреляция нефтей из разных эксплуатационных объектов – НГМТ. Использовались биомаркерные параметры и изотопный состав углерода масел, смол, кислых смол и асфальтенов, входящих в состав нефтей;

- определены количества подвижной и неподвижной нефти в верхнеюрской высокоуглеродистой формации, выступающей в роли нетрадиционного («сланцевого») коллектора. Использовали, например, параметры ΔS_2 – до и после экстракции, генерационный потенциал, и выявлено наличие/отсутствие гидродинамической связанности (естественной и техногенной природы) внутри пласта и разных пластов между собой – по результатам преимущественно биомаркерного анализа нефтей и состава (макро-, микро- и изотопного) вод;

- определены соотношения в пробах воды разных генетических типов, выявлены источники обводнения скважин;

- сделан расчет индексов насыщения;

- уточнена принципиальная модель формирования залежей месторождения (комплексный анализ полученных результатов).

Рассмотрим, какие параметры сыграли роль для решения каждой из этих задач и значимость полученной информации.

- Потенциал НГМТ определен пиролитическими методами, также производился пересчет водородного индекса и содержания органического углерода на катагенетически непреобразованное состояние. Полученная информация важна по многим причинам – она позволяет оценить остаточный и уже реализованный потенциал НГМТ. Эта информация является важной для построения геолого-геохимической бассейновой модели, которая, в свою очередь, дает возможность определить вклад каждой НГМТ в формирование той или иной залежи, что важно для прогноза свойств и состава флюида и их изменчивости.

- Кинетические спектры деструкции керогена (в рамках данной работы, восстановленные для пород баженовской свиты) были использованы для точного прогноза сгенерированных им масс нефти и газа при помощи геолого-геохимического бассейнового моделирования. Это знание необходимо как для оценки ресурсов собственно высокоуглеродистых нетрадиционных формаций – в нашем случае – тутлеймской свиты, так и для оценки количества сгенерированных нефти и газа на каждый этап развития бассейна.

- Сопоставление состава (биомаркерного и изотопного) нефтей из разных эксплуатационных объектов с составом экстрактов из НГМТ позволило определить вклад в формирование нефтеносности разных эксплуатационных объектов разных НГМТ. В случае проведенной работы по Красноленинскому своду показано, что в формировании нефтей продуктивных пластов доюрского комплекса и тюменской свиты принимали участие нефтематеринские прослои собственно тюменской свиты и тутлеймские отложения. Нефтеносность викуловских пластов сформирована за счет флюидов сгенерированных тутлеймской свитой;

- Определены количества подвижной и неподвижной нефти в верхнеюрских высокоуглеродистых отложениях, эта информация позволяет оценить ресурсы извлекаемой различными методами нефти: количества условно

«свободной» нефти и количества нефти извлекаемой при помощи дополнительных, например, тепловых методов воздействия на пласт, это дает возможность для оптимизации нефтеизвлечения из нетрадиционного коллектора. Для определения количества «свободной», «связанной» (сорбированной на органическом веществе) нефти и нефти, которую возможно доизвлечь существенным тепловым воздействием на породы, использовался комплекс из пиролитических исследований и определения количества экстрактов, извлеченных из породы сначала в форме цилиндра (из открытых пор), а затем в форме порошка (из закрытых пор) различными органическими растворителями (Тихонова и др., 2019);

- Выявлено наличие/отсутствие гидродинамической связанности (естественной и техногенной природы) внутри пласта и разных пластов между собой. Для получения этой информации использовались как результаты исследования нефтей различных пластов и различных частей месторождения, так и результаты гидрогеохимических исследований вод различных пластов и различных частей месторождения, а также вод, закачиваемых в пласты для поддержания пластового давления. Для нефтей ключевой характеристикой, позволяющей разделить нефти на группы, стал молекулярный биомаркерный состав (особенно индикаторы катагенетической преобразованности). Он позволил разделить между собой эксплуатационные объекты, между которыми однозначно отсутствует гидродинамическая связь, Это пласты викуловской свиты и более древние пласты. Но в некоторых скважинах были обнаружены признаки гидродинамической связи между викуловскими пластами и пластами тюменской свиты и доюрского комплекса, что, по нашему мнению, свидетельствует о периодически возникавших перетоках между этими отложениями (скважины, в которых сходство состава нефтей и вод из разных пластов могло быть вызвано техногенным фактором – перестрелами в процессе эксплуатации месторождения, были исключены из выборки для анализа условий формирования нефтеносности месторождения).

Расскажем о гидрогеохимических исследованиях более подробно, поскольку они редко включаются в комплексные геохимические исследования, хотя и обладают достаточно высокой информативностью.

Традиционно для определения генезиса воды применяются генетические коэффициенты, однако в условиях неярко выраженной вертикальной гидрогеохимической зональности, низкой контрастности минерализации и макрокомпонентного состава определение становится неоднозначным (Дюнин, Корзун, 2010). При классифицировании вод использовались: величина минерализации, генетические коэффициенты по классификации Сулина В.А., сотношения концентраций микрокомпонентов, ТОС (содержание углерода органического), галогенидов, а также данные по изотопному составу воды и палеотемпературы. В результате было выделено 4 группы пластовых вод. На рис. 1 показано распределение минерализации и типа вод. В основу названия группы воды легла широко используемая классификация Сулина В.А.

1. Атмогенные – к которым относятся воды, используемые для гидроразрыва пласта (ГРП) и воды олигоценового водоносного горизонта, с минерализацией до 1 г/л.

2. Пластовые воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 14–16 г/л, к ним в основном относятся воды викуловского и пахомовского пластов. В этой группе также выявлены пластовые воды, коррелирующие с расположением разломов, по которым возможен привнос гидротермального флюида.

3. Пластовые воды хлоридно-кальциевого типа с минерализацией около 20 г/л, приуроченные к отложениям тюменской свиты.

4. Пластовые воды (инверсионные) гидрокарбонатно-натриевого типа с привносом гидротермального флюида (>150°С), с минерализацией около 10 г/л, к ним относятся воды пластов базального горизонта. График изменения минерализации с глубиной приведен на рис. 2, из которого следует, что менее минерализованные воды приурочены к наиболее глубоким пластам – базального горизонта.

Комплексный анализ химического состава воды, генетических коэффициентов, изотопного состава кислорода, водорода, углерода и урана 238 ($\delta^{18}O_{TIC}$, $\delta^{18}O_{V\text{-}SMOW}$, $\delta D_{V\text{-}SMOW}$, $\delta^{13}C_{TIC}$), галогенидов, ТОС, металлов и редкоземельных элементов, а также степени взаимодействия с гидротермальными флюидами позволил решить ряд задач.

Выполнена оценка гидродинамической взаимосвязи по латерали и между пластами по вертикали. Так, в викуловском пласте по особенностям изотопного состава, выразившемся в утяжелении $\delta^{13}C_{TIC}$ (+0,3)–(+1,9‰), значительном отрицательном сдвиге, $\delta^{18}O_{V\text{-}SMOW}$ (до -14,9‰), установлены зоны с вертикальной восходящей фильтрацией. Пласты базального, тюменского и доюрского горизонтов, при условии, что залегают на близких глубинах, содержат принципиально разные воды и, следовательно, в настоящий момент не имеют латеральной флюидодинамической связи между собой. Следует отметить, что по полученным пробам наиболее подвержены гидротермальной проработке пласты базального горизонта (инверсионные воды с пониженной минерализацией), где и сейчас наблюдается значительный приток флюида, обогащенного углекислотой. Воды доюрского комплекса (даже при условии возможной примеси воды из викуловской свиты вследствие не идеальной изоляции последнего) не похожи на пластовые воды, и единственные имеют в своем составе не только тяжелый $\delta^{13}C_{TIC}$, но и отрицательный сдвиг величины $\delta^{18}O_{V\text{-}SMOW}$ (-27,2‰), который свидетельствует об активном изотопном обмене кислородом между водой и газовой фазой CO_2, при большом количестве газа в системе (Галимов, 1973). Подобное обусловлено наличием в системе открытых разломов, по которым может происходить внедрение глубинного флюида с углекислым газом, что подтверждается относительно высоким соотношением $^{234}U/^{238}U$ – +1,96. Соотношение $^{234}U/^{238}U$ в подземных водах позволяет отследить активизацию разломов, которая сопровождается обогащением подземных вод изотопом ^{234}U – так называемый эффект Чердынцева-Чалова.

Проведен анализ достоверности отобранных проб и определение источников обводнения. В ряде проб вода из скважин имела хлоридно-магниевый тип, который характерен для морской воды, а отношение Na/K – около 20, что свидетельствует о наличие техногенной примеси в воде. Отношение Na/K в океанической воде равно 27,8. Для пластовых катагенно-преобразованных рассолов это значение увеличивается до 80–100. Уменьшение

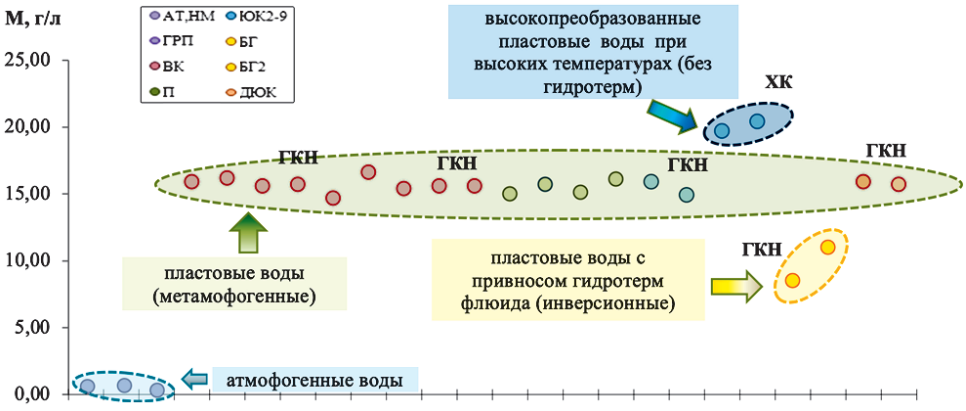


Рис. 1. Распределение минерализации и генетических типов пластовой воды по горизонтам. АТ, НМ – атлым-новомихайловский водоносный горизонт, ГРП – воды, используемые при гидроразрыве пласта; ВК – викуловский пласт, П – пахомовский пласт, ЮК2-9 – тюменская свита. БГ и БГ2 – базальный горизонт, ДЮК – доюрский комплекс. Типы воды: ГКН – гидрокарбонатно-натриевый, ХК – хлоридно-кальциевый

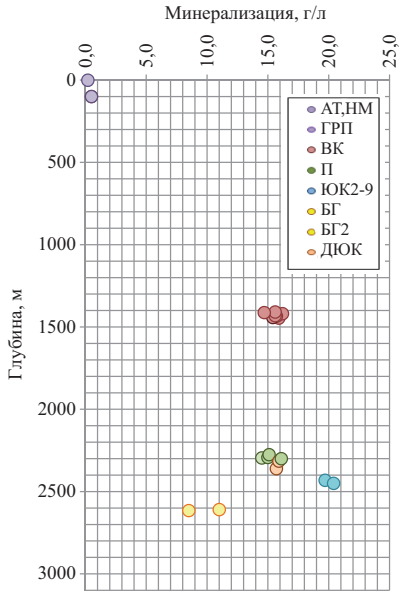


Рис. 2. График изменения минерализации по глубине

отношения Na/K возможно в трех случаях. При испарительном концентрировании природных вод: к примеру, для рассолов Ангаро-Ленского бассейна с минерализацией более 400 г/дм^3 этот показатель уменьшается до 0,2–0,5. Также резкое увеличение относительной доли калия известно для высокотермальных вод. В водах минерального источника Гарм-Чашма (Таджикистан) это отношение уменьшается до 6–7 (Киреева и др., 2020). В прочих случаях, резкое увеличение относительного содержания калия свидетельствует о присутствии технических вод в пробе. Такие пробы воды не были использованы при интерпретации.

Комплексный анализ химического и изотопного состава попутных вод позволил определить пропорции смешения как природных под из различных пластов, так и природных и техногенных вод системы поддержания пластового давления ППД. Так, в скважине, на момент отбора проб, которая была оборудована на доюрский комплекс, но до 2017 года работала на викуловский пласт, проведенные гидрогеохимические исследования показали, что воды по ряду показателей сходны с водой пласта ВК, что может быть связано с плохой изоляцией последнего.

Однако, характерный изотопный состав данной пробы показал высокие тяжелые значения $\delta^{13}C_{TIC}$ (-0,3‰) и относительно тяжелый кислород $\delta^{18}O_{V\text{-}SMOW}$ (-8,8‰), что ближе к доюрскому комплексу $\delta^{13}C_{TIC}$ (2,84‰) и $\delta^{18}O_{V\text{-}SMOW}$ (-27,2‰). Высокая обводненность продукции (до 15%), не характерная для доюрского комплекса (ДЮК), также косвенно подтверждает вывод о наличии в пробе викуловской воды (ВК). Таким образом, данная проба является смесью вод пластов доюрского комплекса и викуловской свиты в соотношении 40%:60%. Расчет процентного соотношения был выполнен по формуле смешения по изотопному составу и ряду микрокомпонентов.

Попутная вода из ряда скважин является смесью вод из тюменских отложений или доюрских пород, также вод ППД, с долей последних около 50%. В пахомовском пласте, установлены пробы с примесью более молодых вод (система ППД), содержание которых не превысило 20%.

С целью оценить возможное выпадение солей из пластовых вод при изменении давления были рассчитаны индексы насыщения. Расчеты были выполнены в программе PHREEQC для всех образцов подземных вод при пластовых температурах и различных значениях давлений (начальном до разработки, текущем и нагнетательном). Рассчитывались индексы насыщения более 50 минералов. При моделировании приняты существенные допущения: рассматривалась однокомпонентная система «в стакане», не учитывался в расчетах состав обменного комплекса отложений, минеральный состав пород и содержание газов (в том числе CO_2), не рассматривалось участие водорастворенных органических веществ, не задавалась кинетика реакции и др. Поэтому рассчитанные индексы насыщения можно лишь условно проецировать на пластовые условия.

Положительные индексы насыщения для подземных вод рассматриваемых водоносных комплексов, полученные при пластовых температурах и давлениях, выявлены во всех пробах по отношению к кальциту, доломиту, в викуловском пласте по стронцианиту, в тюменском по гетиту. А также в отдельных пробах по стронцианиту, сидериту, бариту и целестину (рис. 3).

В результате проделанных комплексных геолого-геохимических исследований (в рамках которых кроме геохимических проведен комплекс литологических, петрографических, петрофизических, геофизических и др. исследований) уточнена принципиальная модель формирования залежей исследованного месторождения, и проведено сравнение с ранее предложенной схемой миграции углеводородов на Красноленинском своде (Гончаров и др., 2016).

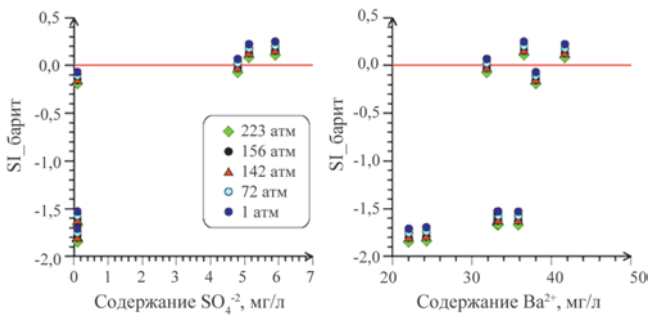


Рис. 3. Зависимость индексов насыщения (SI) барита от SO_4^{2-} и Ba^{2+}, рассчитанные при пластовой температуре и различных давлениях в викуловской свите

По существующим представлениям (Гончаров и др., 2016), мощная толща фроловских глин мешает вертикальной миграции вверх углеводородов из баженовской НГМТ в викуловские отложения.

По нашему мнению, миграция по вертикали через фроловские глины происходила и происходит вверх по многочисленным разломам (которые выявлены по результатам интерпретации сейсмических данных) периодически: замирая и возобновляясь.

Помимо подтока сухого газа, легких и средних углеводородов в виде газоконденсатной смеси из доюрского комплекса (Гончаров и др., 2016), по нашему мнению, происходит подток гидротермальных флюидов, в том числе и с CO_2 из пород фундамента.

Выделено две группы нефтей: надбаженовские (викуловские пласты группы ВК) и подбаженовские (пласты группы ЮК – тюменская свита, БГ – базальный горизонт, П – пахомовский горизонт, ДЮК – доюрский комплекс), которые существенно отличаются друг от друга – например, распределением н-алканов, отношением метилдибензотиофенов, Ts/Tm. Наиболее контрастными параметрами являются биомаркерные индикаторы катагенеза. Ранее считалось, что роль в формировании залежей углеводородов на тюменской и шеркалинской свит незначительна (Гончаров и др., 2016), однако подбаженовские нефти генерированы преимущественно тюменской и баженовской свит из более погруженных частей бассейна (региональных очагов). Надбаженовские (викуловские) нефти сгенерированы баженовской/тутлеймской свитой.

В геологической истории происходил неоднократно возобновляющийся флюидообмен по разломам, что подтверждается схожим составом воды в викуловском и пахомовском пластах и доюрском комплексе и различиями в зрелости нефтей по некоторым показателям и палеогеотермии по воде.

Выводы, полученные по гео- и гидрогеохимическим исследованиям флюидов хорошо согласуются с результатами других исследований, выполненных в рамках комплексной работы.

При литологических исследованиях зафиксировано несколько палеоповерхностей зеркала чистой воды в отложениях викуловской свиты, также в зонах, ослабленных многочисленными разломами. В викуловской свите зафиксированы карбонаты нескольких генераций гидротермального происхождения, что согласуется с утверждением об импульсном заполнении резервуара в несколько этапов.

В трещинах баженовского комплекса зафиксированы карбонаты гидротермального происхождения, что подтверждает результаты исследования воды.

Выводы о многократном прогреве этих отложений, полученные при петрографическом изучении пород доюрского комплекса, хорошо перекликаются с выводами о стадийном заполнении резервуара (полученными по результатам бассейнового геолого-геохимического моделирования). Это связано с тем, что прогрев ДЮК и периодическое появление миграции по тектоническим нарушениям (в большом количестве зафиксированным сейсмиками) происходили в одно и то же время и были связаны с тектоническими подвижками.

Таким образом, результаты комплексных геохимических исследований органического вещества пород, нефтей и вод могут быть использованы для различных прикладных целей – от оценки разных по степени связанности видов «сланцевой» нефти и оценки долей флюидов в извлекаемом продукте, до прогноза солеотложения на оборудовании и в пласте и оптимизации схемы разработки месторождения. В этой статье мы постарались показать комплекс исследований органической составляющей пород, нефтей и вод, который авторы считают необходимым привлекать при эксплуатации месторождений. Более подробно результаты, полученные по отдельным видам исследований будут опубликованы отдельно.

Благодарности

Авторы благодарят рецензента за внимательное прочтение статьи.

Литература

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

Гончаров В.И., Фадеева С.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Веклич М.А. (2016). Роль различных видов миграции углеводородов в формировании залежей нефти и газа в Западной Сибири (на основе геохимических данных). *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 12–17.

Дюнин В.И., Корзун А.В. (2005). Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. Москва: Научный мир, 524 с.

Киреева Т.А., Салихов Ф.С., Бычков А.Ю., Харитонова Н.А. (2020). Химический состав и условия формирования некоторых термальных источников Таджикистана. *Геохимия*, 65(3), с. 1–12.

Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г. и др. (2019) Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров. *Георесурсы*, 2(21), с. 172–182. https:// doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182

Сведения об авторах

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

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

e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

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

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1, Геологический факультет МГУ

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

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, д. 1

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

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

Энвер Алексеевич Абля – канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Елизавета Андреевна Краснова – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Наталья Александровна Харитонова – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры гидрогеологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Маргарита Станиславовна Тихонова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Елена Владимировна Козлова – канд. геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Центр Добычи Углеводородов, Сколковский институт науки и технологий
Россия, 121205, Москва, территория Инновационного Центра Сколково, Большой бульвар, д. 30, стр.1

Ирина Алексеевна Санникова – канд. геол.-мин. наук, главный специалист, Лаборатория геологии и геохимии, Центр комплексного инжиниринга разведки и добычи нетрадиционных ресурсов, ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства»
Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

Татьяна Алексеевна Рязанова – канд. геол.-мин. наук, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

Иван Юрьевич Белкин – Руководитель группы по гидрогеологическому сопровождению проектов отдела подсчета запасов подземных вод Управления по подсчету запасов и геологическому моделированию, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;
Принята к публикации 13.05.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geochemical and hydrogeological parameters informativity in oil and gas geology

M.A. Bolshakova[1], A.V. Korzun[1], A.V. Stoupakova[1], R.S. Sautkin[1], A.G. Kalmykov[1], E.A. Ablya[1], E.A. Krasnova[1], N.A. Kharitonova[1], M.S. Tikhonova[1], E.V. Kozlova[2], I.A. Sannikova[3], T.A. Ryazanova[4], I.Yu. Belkin[4]
[1]*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*
[2]*Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation*
[3]*Gazpromneft – Technological Partnerships LLC, Moscow, Russian Federation*
[4]*Tyumen Oil Research Center, LLC, Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Maria A. Bolshakova, e-mail:* m.bolshakova@oilmsu.ru

Abstract. The article discusses the fundamental possibilities of using the results of geochemical and hydrogeochemical studies of organic matter, oils and waters in oil and gas geology, including for objects at the stage of development. It is shown that complex geochemical studies of oils and waters make it possible to get more correct conclusions about the presence or absence of fluid-dynamic connectivity of different horizons. Studies of organic matter and oils allow (by basin modeling instrument) to understand the contribution of different source rocks to formation of oils of different reservoirs. Hydrogeochemical studies of associated waters and waters used in the reservoir pressure maintenance system in a complex of works not only actively complements the knowledge about the presence or absence of fluid-dynamic connections between reservoirs and production objects, but also make it possible to predict, for example, salt deposition on equipment and in the reservoirs, and therefore allow you to prevent the possibility of unwanted salt deposition. The conclusions are based on the results of comprehensive geological and geochemical studies carried out by the authors for one of the deposits of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia, which is at the development stage, as well as on the previous experience of the authors.

Keywords: organic matter, biomarkers, hydrogeochemistry, reservoir waters, oil, source rock

Recommended citation: Bolshakova M.A., Korzun A.V., Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Kalmykov A.G., Ablya E.A., Krasnova E.A., Haritonova N.A., Tikhonova M.S., Kozlova E.V., Sannikova I.A., Ryazanova T.A., Belkin I.Yu. (2021). Geochemical and hydrogeological parameters informativity in oil and gas geology. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 214–220. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.21

Acknowledgments

The authors thank the reviewer for his careful reading of the article.

References

Dyunin V.I., Korzun A.V. (2005). Hydrogeodynamics of oil and gas basins. Moscow: Nauchnyi mir, 524 p. (In Russ.)

Galimov E.M. (1973). Carbon isotopes in oil and gas geology. Moscow: Nedra, 384 p. (In Russ.)

Goncharov V.I., Fadeeva S.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Veklich M.A. (2016). The role of various types of hydrocarbon migration in the formation of oil and gas deposits in Western Siberia (based on geochemical data). *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry,* 4, pp. 12–17. (In Russ.)

Kireeva, T.K., Salikhov, F.S., Bychkov, A.Y. et al. (2020). Chemical Composition and Parameters of Formation of the Waters of Some Thermal Springs in Tajikistan. *Geochem. Int.*, 58, pp. 423–434. https://doi.org/10.1134/S0016702920030064

Tikhonova M.S., Ivanova D.A., Kalmykov A.G., Borisov R.S., Kalmykov G.A. (2019). Methods of step extraction of rocks of high-carbon formations for the study of the component distribution of bitumen and variability of their basic geochemical parameters. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 172–182. (In Russ.). https:// doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182

About the Authors

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

Anna V. Korzun – PhD in Geology and Mineralogy, associate professor of the Hydrogeology Department Lomonosov Moscow State University
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1
e-mail: a.korzun@oilmsu.ru

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

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

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

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

Elizaveta A. Krasnova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

Margarita S. Tikhonova – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elena V. Kozlova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Centre for Hydrocarbon Recovery, Skolkovo Institute of Science and Technology
30, build.1, Bolshoy ave., Moscow, 121205, Russian Federation

Irina A. Sannikova – PhD (Geology and Mineralogy), Chief Specialist, Laboratory of Geology and Geochemistry, Center for Integrated Engineering of Exploration and Production of Unconventional Resources
Gazpromneft – Technological Partnerships LLC
11, Sikorsky str., Moscow, 121205, Russian Federation

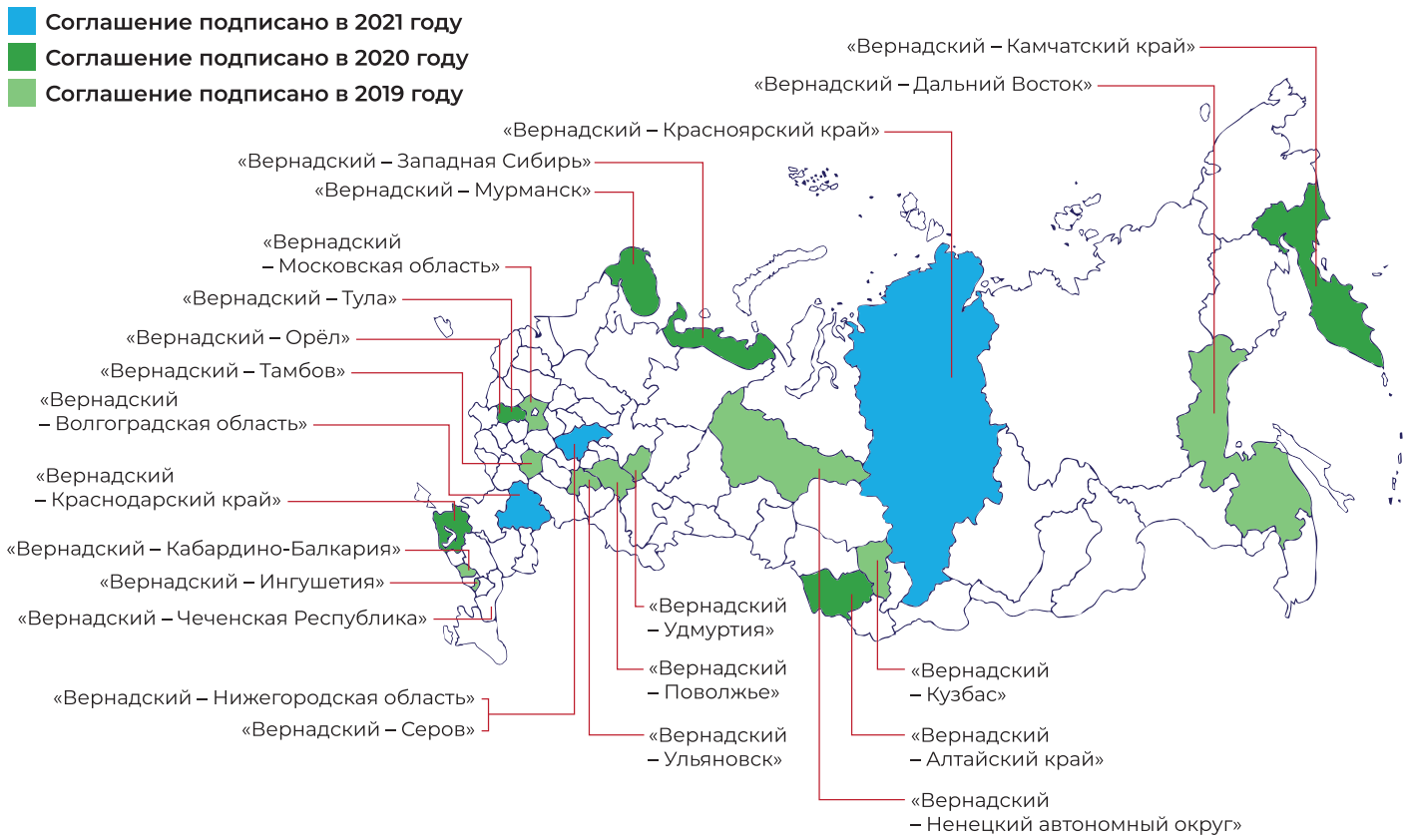
Tatiana A. Ryazanova – Expert in geochemistry of the Department of Analytics and Systematization in Core and Reservoir Fluids Studying Laboratory
Tyumen Oil Research Center LLC
42, Maxim Gorky str., Tyumen, 625048, Russian Federation

Ivan Yu. Belkin – Head of the Hydrogeological Project Support Group of the Department of Groundwater Reserves Calculation, Department of Reserves Calculation and Geological Modeling
Tyumen Oil Research Center LLC
42, Maxim Gorky str., Tyumen, 625048, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 13 May 2021;
Published 25 May 2021

Научно-образовательные консорциумы **«ВЕРНАДСКИЙ»**

Повышение роли университетов в научно-технологическом
и социально-экономическом развитии регионов России



Цель – объединение возможностей университетов, академических институтов, высокотехнологичных компаний и СПО для социально-экономического и инновационного развития страны, эффективного использования передовых достижений образования, науки и технологий.

- Укрепление единства общероссийского образовательного пространства;
- Трансформация региональных университетов в центры подготовки квалифицированных кадров с учетом требований цифровой экономики и задач регионального развития;
- Выравнивание уровня подготовки научных кадров в различных регионах нашей страны;
- Использование инновационной и научной инфраструктуры ведущих вузов (в том числе суперкомпьютерного потенциала, приборной базы).

В.А. Садовничий

Реализация прикладного бакалавриата | **Индивидуальная образовательная траектория** | **Модернизация образовательных программ** | **Обучение через проект Совместные НИОКР**

О создании инновационного научно-технического центра МГУ **«Воробьевы горы»**

ИНСТИТУТ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ И ГАЗА МГУ

Постановление Правительства Российской Федерации
от 28 марта 2019 года № 332

Основная идея создания ИНТЦ заключается в формировании на новой территории Московского государственного университета имени М.В.Ломоносова инновационной экосистемы мирового уровня в целях реализации приоритетов научно-технологического развития России, повышения инвестиционной привлекательности сферы исследований и разработок, коммерциализации их результатов, расширения доступа граждан и юридических лиц к участию в перспективных, коммерчески привлекательных научных и научно-технических проектах.

На территории ИНТЦ МГУ реализуются приоритетные направления инновационной научнотехнологической деятельности путем развития взаимосвязанных кластеров:

«Биомед» | **«Нанотех»** | **«Инфотех»** | **«Инжиниринг»** | **«Космос»** | **«Геотех»** | **«Междисциплинарный кластер»**

Кластер «Геотех» – кластер наук о Земле, экологии, создания новых технологий изыскания и промышленного использования нефтегазового сырья, в частности в труднодоступных областях Арктики, Сибири, Дальнего Востока.

> «В наступающее десятилетие нам предстоит провести цифровую трансформацию всей страны, всей России, повсеместно внедрить технологии искусственного интеллекта, анализа больших данных»

В.В. Путин

MyGeoMap

В этом году благодаря усилиям экспертов-геологов и математиков МГУ стартовал проект MyGeoMap. Это не только живой справочник, из которого можно черпать информацию, но и база структурированных данных, непрерывно пополняемая пользователями и доступная в любой точке мира. Пользователи могут сохранять, анализировать и обмениваться информацией, формировать свой собственный «светостол». Мы верим, что только вместе мы соберем уникальную базу знаний топливно-энергетического комплекса с понятными инструментами визуализации нужной информации! Присоединяйтесь!