

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В.ЛОМОНОСОВА

Балушкина Наталья Сергеевна
Иерархическая структура природного резервуара
баженовской высокоуглеродистой формации

Специальность 1.6.11 - Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Москва-2025

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Глава 1. Общие представления о понятии «геологическая формация». Баженовская высокоуглеродистая формация и ее выделение в разрезе осадочного чехла	13
1.1. История формирования представлений о геологических формациях	13
1.2. Выделение БВУФ в разрезе осадочного чехла и территория ее распространения	16
Глава 2. Существующие представления о нетрадиционных ресурсах, способах прогноза и оценки целесообразности вовлечения их в разработку	24
2.1. Существующие в США представления о нетрадиционных ресурсах углеводородов. Концепции поиска и оценки параметров скоплений сланцевой нефти и сланцевого газа	24
2.2. Принятые в России представления о нетрадиционных ресурсах углеводородов и нетрадиционных коллекторах. Разномасштабный прогноз нефтегазоносности БВУФ	29
Глава 3. Иерархическая структура регионального резервуара БВУФ	44
3.1. Методология изучения БВУФ	44
3.2. Пустотные объемы и структура регионального резервуара БВУФ	62
Глава 4. Элементы пустотного пространства БВУФ. Стадийность формирования	70
4.1. Методика исследования	72
4.2. Матричные пустоты	78
4.3. Аматричные пустоты: трещины и каверны	81
4.4. Стадийность формирования элементов пустотного пространства	87
Глава 5. Резервуары БВУФ	98
5.1. Принципы литолого-стратиграфического расчленения и корреляции разрезов. Закономерности латеральной изменчивости литологического состава БВУФ	98
5.2. Принципы корреляции литолого-стратиграфических уровней по комплексу ГИС	110
5.3. Типы нетрадиционных резервуаров и их геолого-генетическая характеристика	114
Глава 6. Гидротермально-метасоматические процессы как фактор формирования промышленной нефтегазоносности БВУФ	119
6.1. Комплекс параметров, указывающих на гидротермальные процессы в БВУФ	119
6.2. Выявление и прогноз зон гидротермальной проработки БВУФ	130
Глава 7. Стратегия планирования поисково-разведочных работ	148
7.1. Этап работы со скважинными данными	151
7.2. Оконтуривание участков ожидаемой продуктивности	156
7.3. Зональный прогноз перспективных участков	160
7.4. Региональный прогноз	169

Заключение.....	180
Список использованной литературы	184
Список рисунков.....	216
Список таблиц.....	225

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Высокоуглеродистые отложения интересны для изучения не только как рудовмещающие (полиметаллы, редкие металлы, драгоценные металлы, уран, фосфориты и др.) [Юдович и др., 1988] и нефтематеринские, но и промышленно нефтегазоносные, и в связи с этим представляют собой важные для нефтяной отрасли объекты. Наиболее изученной с точки зрения нефтегазоносности является баженовская высокоуглеродистая формация (БВУФ). «В разрезе осадочного чехла Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна это не только баженовская свита, но и весь комплекс ее пелитоморфных битуминозных аналогов, отлагавшихся в морском бассейне, и объединенный общим признаком - повышенной концентрацией аквагенного органического вещества (ОВ), в единую формацию» [Балушкина и др., 2021]. Промышленная нефтегазоносность БВУФ доказана получением промышленных притоков нефти из баженовской (БС) и тутлеймской свит (ТС). В состав БВУФ также входят частично или полностью породы мулымьинской, марьяновской, яновстанской, гольчихинской и даниловской свит.

БВУФ содержит углеводороды во всем объеме и является региональным резервуаром стратегически важного значения, поскольку может стать основным источником сланцевой нефти в России [EIA, 2013]. Прогноз добычи нефти из БС, приведенный в обзоре «Основные тенденции развития мирового рынка жидких углеводородов до 2035 года [2021 г.]» составляет в 2035 г. от 9 млн т (сценарий «Климат») до 78 млн т (сценарий «Равные возможности»). Согласно Государственному балансу запасов полезных ископаемых РФ на 01.01.2021 г., извлекаемые запасы оценены в 489 млн т, а годовая добыча из этих отложений в 2020 г. составила 1,043 млн т нефти. А согласно последней количественной оценке запасов и ресурсов нефти и газа Российской Федерации (на 01.01.2017 г.), начальные суммарные ресурсы БС составляют 17,5 млрд.т (геологические), 4,6 млрд т (извлекаемые) [Оксенойд и др., 2022]. Эти величины показывают, что запасы находятся на начальном этапе освоения. Успешное освоение баженовской нефти связано с решением взаимосвязанных вопросов, касающихся геологических, технологических аспектов, а также административно-правового регулирования [Батурин, 2010]. В этой цепочке геология занимает ведущее место и лежит в основе успешного проведения всех последующих мероприятий.

О существующих сложностях при геологическом изучении и прогнозе нефтегазоносности высокоуглеродистых отложений свидетельствует существенное

расхождение фактической продуктивности по сравнению с прогнозными схемами: высокий процент «сухих» скважин, отсутствие широкомасштабного успешного опыта целенаправленного планирования геологоразведочных работ (ГРР) на баженовские отложения. Данные разработки свидетельствуют о том, что на разных месторождениях картина продуктивности (геологические и извлекаемые запасы, расположение на площади продуктивных скважин, запускные дебиты, профили добычи, эффективность мероприятий по интенсификации притока и др.) меняется весьма значительно. Экспертами отмечается важность настройки комплекса исследований и технологии разработки для каждой конкретной породы и залежи [Шпильман, 2024]. Детализация строения и повышение эффективности разработки за счет бурения большого числа скважин, подобно тому, как это реализуется в США [DMR, 2013, Mason, 2012 и др.], экономически не оправданы и практически не осуществимы для сегодняшнего уровня развития технологий и геологических представлений о нефтеносности БВУФ.

Ф.Г.Гуари впервые выделил БС в Тарском Прииртышье и указал на возможную ее нефтеносность в начале 1960-х гг. Вопросы, касающиеся особенностей геологического строения, геохимии ОВ, литологического состава, критериев прогноза нефтегазоносности и принципов выбора мест заложения продуктивных скважин рассматривались И.И.Нестеровым, Ф.К.Салмановым, А.В. Тяном, Г.Р.Новиковым, О.В. Барташевич, В.И.Белкиным, В.М. Добрыниным, Т.В. Дорофеевой, В.П.Сониным, И.Н.Ушатинским, М.Ю.Зубковым, А.В.Постниковым, В.А.Скоробогатовым, Т.А.Коровиной, В.Г.Эдер, В.Д.Немовой, Г.А.Калмыковым и многими другими.

Современное состояние проблемы вовлечения в разработку нетрадиционных запасов БВУФ, помимо недоизученности резервуаров, характеризуется также возрастающим интересом к познанию структуры пустотного пространства нефтевмещающих пород, специфики движения углеводородных флюидов, и оценкам принципиальной возможности их извлечения [Байков и др., 2021, Калмыков, 2016, Немова, 2021, Глотов и др., 2021, Васильев и др., 2014 и др.]. И такие исследования приобретают особую ценность, если являются частью комплексных работ по анализу нефтегазоносности БВУФ на территориях, характеризующихся разным геологическим строением. На сегодняшний день доказавших свою эффективность приемов подобного системного планирования работ и комплексирования разномасштабных данных при изучении БВУФ как нефтегазоносного объекта, не разработано. Сложность планирования системных исследований нефтегазоносности БВУФ заключается в

нецелесообразности использования в качестве базовых элементов системы литолого-седиментологических объектов, как это успешно применяется в традиционных терригенных и карбонатных резервуарах [Жемчугова, 2014, Дмитриевский, 1982, Чернова, 2018 и др.]. В БВУФ отсутствует прямой лито-фациальный контроль площади распространения и геометрии резервуаров, а также изменчивости коллекторских свойств слагающих резервуары пород коллекторов, отсутствует и литологическое разграничение коллекторов и неколлекторов.

Уникальность скоплений углеводородов (УВ) в БВУФ обуславливает необходимость адаптации геологоразведочного процесса, применяемых комплексов методов и видов работ, тк в отношении БВУФ они могут быть недостаточными, избыточными или вовсе неинформативными. Это объясняется тем, что в высокоуглеродистых отложениях не всегда понятно какие именно параметры геологического строения регионального, зонального и локального масштаба определяют нефтегазоносность и требуют обязательного анализа, а какие, наоборот несущественны с позиций прогноза продуктивности. Учет разномасштабной неоднородности БВУФ при планировании работ позволит существенно повысить эффективность всего геологоразведочного процесса.

Цель работы - разработка концепции рационального планирования и повышения эффективности ГРП с учетом разномасштабной пространственной неоднородности регионального резервуара БВУФ, обусловленной присутствием в его объеме разноранговых природных пустотных объемов.

Для достижения поставленной цели решались следующие **задачи**:

- 1) выделить региональный высокоуглеродистый резервуар БВУФ в разрезе осадочного чехла и оконтурить территорию его распространения в ЗСНГБ;
- 2) выявить совокупности природных пустотных объемов, установить их иерархическую соподчиненность и разработать многоуровневую форму их организации в единую структуру регионального резервуара БВУФ;
- 3) изучить структуру пустотного пространства нефтенасыщенных пород и проследить его эволюцию в катагенезе в различных литотипах;
- 4) идентифицировать следы функционирования гидротерм, определить их влияние на элементы регионального резервуара БВУФ, разработать модель функционирования гидротермальной системы и оценить ее вклад в формирование нефтегазоносности;

5) выявить основные типы нетрадиционных резервуаров в БВУФ, разработать их комплексную характеристику и поисковые критерии;

6) разработать методологию ее системного изучения и концепцию планирования ГРП, сформулировать цели и задачи каждого этапа, охарактеризовать объекты прогноза и разработать рекомендации по выбору наиболее рационального комплекса методов и видов работ для каждой стадии.

Фактический материал

Предпосылками для достижения поставленной цели явились высокая степень изученности недр территории, доступность разномасштабного фактического материала для анализа и обобщения на участках с разным геологическим строением.

Собранная в МГУ при непосредственном участии автора обширная база фактического материала сформирована в процессе выполнения локальных, зональных и региональных научно-исследовательских работ по изучению высокоуглеродистых отложений за последние 15 лет и содержит в себе результаты аналитических исследований керна по 600 скважинам, а также результаты единого комплекса исследований колонок керна по 200 скважинам, проведенных в лабораториях МГУ, данные стандартных и расширенных комплексов каротажа по 3800 скважинам, результаты испытаний пласта Ю₀ по 900 скважинам и совместно с другими пластами по 1800 скважинам, картографический материал, 2Д (100 тыс км) и 3Д (около 250 тыс.км²) сейсмические материалы (*Рисунок 1*).

Личный вклад соискателя

Соискатель с 2008 года занимается проблематикой высокоуглеродистых отложений, им лично проводились: описание колонок керна, петрографических шлифов, геохимические исследования ОВ и пластовых флюидов, специальные исследования структуры пустотного пространства, интерпретация стандартного и расширенного комплекса ГИС с расчетом минерально-компонентного состава и пористости. Диссертант впервые начал применять результаты изотопных исследований углерода и кислорода карбонатных минералов для диагностики различных генетических типов карбонатных пород, в том числе для выявления гидротермальных карбонатов БВУФ, абалакской и георгиевской свит, разработал номенклатуру матричных пустот, исследовал геометрию и сообщаемость пор в керогене и механизмы их формирования. В последние годы соискатель выступал в качестве организатора или руководителя исследовательских работ, а также разрабатывал специальные программы исследований и способы комплексирования

разномасштабной информации для геологического моделирования и прогноза разномасштабных перспективных объектов БВУФ. В публикациях разных лет в соавторстве с коллегами соискателю принадлежит литолого-минералогическая, геохимическая (ОВ и пластовые флюиды), петрофизическая характеристика отложений, интерпретация ГИС (отражено в публикациях 2009, 2013, 2014, 2015, 2017, 2019 гг); реконструкция и эволюция обстановок осадконакопления и специфика условий формирования и преобразования отложений, в том числе при воздействии гидротермальных флюидов (отражено в публикациях 2013, 2015, 2016, 2019, 2021, 2023, 2024 гг); характеристика морфологии пустотного пространства (отражено в публикациях 2014, 2015, 2019, 2021 гг), корреляция и районирование отложений (публикации 2013, 2014, 2021, 2024 гг); разработка технологии системного разномасштабного исследования и комплексной интерпретации данных для геологического моделирования, прогноза нефтегазоносности и оценке ресурсной базы (публикации 2010, 2015, 2017, 2020, 2021, 2024, патенты 2023 и 2019 гг). Эти наработки были использованы при выполнении научно-исследовательских работ и легли в основу диссертационного исследования.

Научная новизна работы

1. Созданы научные основы построения геологических моделей и прогноза нефтегазоносности БВУФ с учетом системных уровней организации разноранговых совокупных пустотных объемов;
2. Определены механизмы формирования емкости высокоуглеродистых пород, разработана классификационная схема четырех типов нетрадиционных резервуаров БВУФ, для которых даны индивидуальные поисковые критерии;
3. Разработана оригинальная модель функционирования гидротермальных систем в фундаменте и осадочном чехле, которая описывает влияние относительно высокотемпературных флюидов на элементы регионального резервуара БВУФ: положительное проявлено в формировании емкостного пространства, ускорении катагенетического созревания керогена и реализации его генерационного потенциала, отрицательное - в минерализации пустотного пространства, ухудшении коллекторских свойств и формировании вторичных флюидоупоров;
4. Предложена концепция рационального планирования геологоразведочных работ с учетом иерархической структуры резервуара БВУФ: сформулированы основные цели и задачи, охарактеризованы разномасштабные объекты прогноза, даны рекомендации по выбору рационального комплекса методов и видов работ;
5. Составлен авторский прогноз разномасштабных перспективных объектов в БВУФ по параметрам нетрадиционных резервуаров.

Защищаемые положения

1. Методологической основой системного исследования и моделирования свойств баженовской высокоуглеродистой формации является систематика совокупных пустотных объемов, которая отражает иерархическую структуру высокоуглеродистого резервуара.

2. Катагенетические процессы определяют стадийность формирования пустотных объемов в баженовской высокоуглеродистой формации: в раннем катагенезе пустоты начинают формироваться в радиоляритах и фосфоритах, в среднем катагенезе – в биогенных карбонатных породах, в позднем катагенезе – в смешанных высокоуглеродистых породах. Объединяющим фактором для совокупности пустотных объемов является система трещиноватости. К концу катагенеза формируется иерархическая система пустотных объемов.

3. В структуре регионального резервуара баженовской высокоуглеродистой формации выделяется четыре типа нетрадиционных резервуаров: псевдогранулярный, «сланцевый», трещинно-каверновый, комбинированный. Их различные совокупности определяют разномасштабную неоднородность регионального резервуара.

4. Функционирование гидротермальных систем приводит к локальному разнонаправленному преобразованию пустотных объемов баженовской высокоуглеродистой формации, формированию положительных катагенетических аномалий, увеличению степени реализации углеводородного потенциала керогена.

5. Стратегия планирования геологоразведочных работ с учетом разномасштабной неоднородности БВУФ должна базироваться на том, что объектами прогноза являются: структурно-фациальные зоны и перспективные участки для поиска «сланцевых» резервуаров – на региональном уровне; участки, в которых ожидается развитие нетрадиционных резервуаров - на зональном уровне; скопления подвижной нефти - на локальном; продуктивные интервалы разреза и структура пустотного пространства нефтенасыщенных пород – при планировании разработки.

Практическая значимость полученных результатов заключается в формировании обоснованных стратегий поисково-разведочных работ на нефть и газ в БВУФ и проведении адекватных оценок по целесообразности вовлечения их в разработку. Практическим результатом работы являются методические рекомендации по исследованию керна высокоуглеродистых отложений, позволяющие выделять нефтенасыщенные толщины, обосновывать подсчетные параметры (патент #RU2681801C1, 12 марта 2019г), оценивать

флюидонасыщенность и подвижность флюидов в поровом пространстве. Методические рекомендации аккумулированы в программу работ с керновым материалом высокоуглеродистых отложений в компаниях ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО «Татнефть». Разработан способ прогноза наличия залежей подвижной нефти в баженовских отложениях на основе выявления катагенетических аномалий (Патент #RU2798146C1, 16 июня 2023г). Для всей территории ЗСНГБ построены карты распределения плотности ресурсов: подвижной нефти, сорбированных УВ соединений; остаточного генерационного потенциала; создана прогнозная схема вероятности успешного бурения, даны рекомендации по первоочередным объектам для постановки ГРП. На Назымском и Северо-Демьянском месторождениях контуры скоплений подвижной нефти подтвердились результатами бурения и испытаний скважин. Скважина, пробуренная внутри контура ожидаемой промышленной продуктивности на Северо-Демьянском месторождении, дала приток 120 тонн/сут. Составлена схема потенциальной газоносности БВУФ с указанием перспективных участков в пределах Салымского мегавала и Верхнеяминского вала. Концепция влияния гидротермальных процессов на нефтегазоносность за счет локального преобразования элементов резервуара может являться основой для поиска новых залежей углеводородных флюидов в породах доюрского основания и в осадочном чехле.

Степень достоверности и апробация результатов

Представленные в работе результаты получены с помощью современного высокоточного сертифицированного лабораторного и скважинного оборудования. Теоретические выкладки построены на общеизвестных, проверяемых фактах. Полученные соискателем выводы согласуются с данными, представленными в независимых источниках по данной тематике. В работе использованы современные методики сбора и обработки исходной информации. Основные научные положения, различные аспекты и практические результаты диссертационной работы докладывались на более чем 25 международных и всероссийских конференциях, в частности: «Новые идеи в геологии нефти и газа» (г.Москва, 2019, 2025), XXV, XXVI и XXVIII конференциях "Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири» (г.Ханты-Мансийск, 2021, 2022, 2024), «Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая прозрачность» («ЦТ-2022») (Уфа, 2022), Всероссийской конференции «Фундаментальные, глобальные, региональные проблемы геологии нефти и газа» (Новосибирск, 2024), Всероссийской конференции

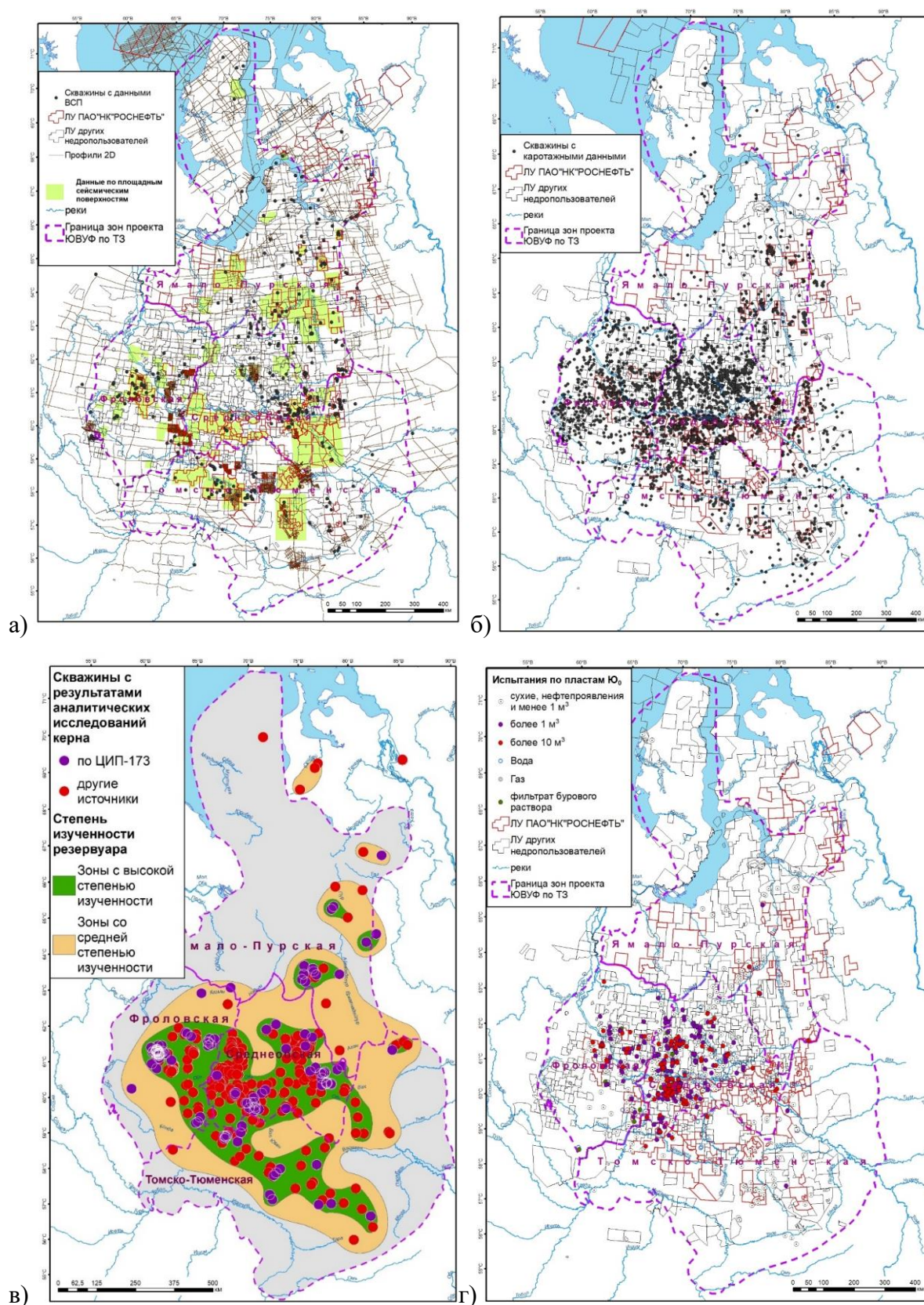


Рисунок 1. Карта фактического материала, использованного при подготовке работы а) сейсморазведочные данные, б) каротажные данные, в) керна, г) данные по испытаниям

«Палеонтология, биостратиграфия и палеогеография мезозоя и кайнозоя бореальных районов.

На Совместном семинаре EAGE/SPE 2019: Наука о сланцах Теория и практика (Москва, 2019) и других.

За подготовку монографий: «Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала» (авторы Калмыков Г.А., Балущкина Н.С., 2017) и «Нефтегазоносные высокоуглеродистые толщи на границе юры и мела» (авторы Калмыков Г.А., Киселева Н.Л., Балущкина Н.С., Цветков Л.Д., 2018), в которых частично представлены результаты исследований, автор удостоена Шуваловской премии в 2019 году.

Монография «Нефтегазоносные высокоуглеродистые толщи на границе юры и мела» стала победителем «Премии Российского геологического общества (РОСГЕО) и Федерального агентства по недропользованию Министерства природных ресурсов и экологии России (Роснедра) за заслуги в области науки и инновационных технологий в геологическом изучении недр России» в номинации «За достижения в решении фундаментальных и прикладных проблем геологии, способствующих развитию минерально-сырьевой базы» (2018).

Соискатель является соавтором двух патентов по теме работы (#RU 2681801C1 и #RU2798146C1), материалы и результаты работы используются в учебном процессе и включены в программы учебных курсов: «Литология нефтематеринских отложений» и «Нетрадиционные источники углеводородов» для студентов бакалавриата и магистратуры геологического факультета МГУ имени М.В.Ломоносова; а также курса повышения квалификации: «Прикладная нефтяная литология и органическая геохимия нефтематеринских пород» для специалистов нефтегазовых компаний.

Публикации

Результаты исследований по теме диссертации изложены в 37 работах, из них 35 в рецензируемых изданиях, индексируемых в базах данных WoS, Scopus, RSCI, а также в изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ; 2-х патентах на изобретение; 2-х монографиях.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, семи глав и заключения, общим объемом 223 страниц, включая 113 рисунков, 9 таблиц и списка цитируемой литературы из 335 наименований.

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПОНЯТИИ «ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ФОРМАЦИЯ». БАЖЕНОВСКАЯ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТАЯ ФОРМАЦИЯ И ЕЕ ВЫДЕЛЕНИЕ В РАЗРЕЗЕ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА

Автор предлагает выделять БВУФ как геологическое тело, сложенное пелитоморфными отложениями, обогащенными аквагенным ОВ и битуминозными компонентами, накопление которых проходило в эпиконтинентальном Западно-Сибирском позднеюрско-раннемеловом морском бассейне в условиях некомпенсированного осадконакопления. БВУФ как природная система является индикатором спокойного тектонического режима (медленные прогибания и воздымания дна эпиконтинентального морского бассейна), особых палеогеографических обстановок в бассейне осадконакопления и на окружающей суше (слабо расчлененный рельеф областей денудации, дефицит терригенного материала, высокая биологическая продуктивность и др.), в результате чего формировалась выдержанная высокоуглеродистая толща на территории практически всего современного ЗСНГБ - почти 2 млн.км².

1.1. *История формирования представлений о геологических формациях*

Выделяя и описывая БВУФ в разрезе осадочного чехла Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, автор столкнулся с серьезной терминологической сложностью, вызванной тем, что, как указывал в своих работах Н.Б.Вассоевич [1978 г], понятие «формация» уже давно лишено самого важного свойства научных терминов - однозначности. Среди специалистов до сих пор не существует единого подхода к описанию, изучению и даже выделению геологических формаций.

Впервые термин «формация» появился в опубликованной в 1781 году статье А.Вернера. Этим термином обозначались определенные типы пород, которые могут образоваться в различные геологические эпохи. А.Вернер различал большое количество формаций (граувакковая, сланцевая, известняковая, гипсовая и др.) в основном, по петрографическому признаку, считая, что однотипные формации могут встречаться на разных стратиграфических уровнях [Вассоевич, 1979, Япаскерт, 2013]. Термин «формация», обозначавший стратиграфические подразделения, был официально исключен из стратиграфической номенклатуры в 1881 году в Болонье. Там же было рекомендовано использовать этот термин для характеристики генезиса толщ. На Втором Международном геологическом конгрессе (1881г, Болонья, Италия) была предпринята попытка придать преимущественно генетический смысл этому понятию, отказавшись от

превалирования стратиграфического. Позже, уже на шестом конгрессе, была отмечена близость понятий «фа́ция» и «форма́ция» и выдвигались предложения предпочтительного использования «формации» для обозначения геологических образований, существенно отличающихся друг от друга (к примеру, осадочные формации- морские, пресноводные, вулканические формации, метаморфические), а «фа́ции»- для обозначения деталей обстановки их формирования (озерная, речная, дельтовая и др.). Такое понимание формаций и фаций было унаследовано многими учеными России, Франции и др. Однако, в США, а также в Германии, стратиграфический принцип выделения формаций повсеместно используется и сейчас [Максимов, 2014]. Стратиграфический принцип выделения формаций прочно укоренился в американской геологической школе, где формации соответствуют принятым в России понятиям серия и свита. Прямых терминологических аналогов «формации» нет.

Благодаря работам М.Бертрана, А.Боньяра и К.Прево этот термин приобрел историко-генетический смысл. М.Бертран в начале 20 века применил термин для обозначения крупных комплексов пород, повторяющихся в разрезах разновозрастных геосинклинальных областей. Идея о крупных комплексах пород получила свое развитие и в работах Л.Кобера [Цейслер, 2002], а затем и советских геологов. Начало создания элементов учения о формациях относится к первой половине 20 века. Это учение о фа́циально-динамических комплексах пород [Попов и др., 1985], историко-геологических типах осадконакопления [Страхов и др., 1959], о парагенезисах горных пород [Шатский, 1965]. Первая конференция, посвященная геологическим формациям, состоялась в 1953 году в Новосибирске. На этой конференции было отмечено несколько направлений в подходах к выделению, типизации и классификации формаций.

Парагенетическое (структурно-вещественное) направление имеет в основе анализ вещества пород. Развитие этого направления связано с именем Н.С.Шатского, Б.М.Келлера и др. (в современный период- В.Н. Шванова). В основе методологии лежит изучение парагенезов (минералов, пород, формаций) как продуктов совместного нахождения. Формациями в соответствии с этим направлением являются «...естественные сообщества горных пород и других минеральных образований, отдельные члены которых (породы, слои, толщи и т.д.) парагенетически связаны друг с другом как в пространственном, так и в возрастном отношении» [Шатский, 1965].

Генетическое (фа́циально-генетическое) направление подразумевает, что для выделения формаций необходимо выяснение генезиса пород. Генетический аспект в

трактровке и употреблении термина проявлен в работах Н.Б.Вассоевича, В.И.Попова, П.П.Тимофеева, В.Т.Фролова, Л.Б.Рухина и др [Елисеев, 2008]. Представителями этого направления также являются Ф.Крашенинников, П.П.Тимофеев, П.П. Фролов и О.В.Япаскурт.

Л.Б.Рухин определял формацию как «генетическое сообщество фаций, устойчиво образующихся на более или менее обширном участке земной коры при определенном тектоническом и климатическом режиме». Если прибегнуть к генетической трактовке формации, то здесь начало исследования – это послойное изучение литотипов, переход к диагностике генетических типов, фаций, объединению в макрофации и далее анализ их сменяемости во времени и пространстве, палеогеографические и палеотектонические реконструкции.

Тектоническое (тектоно-стадиальное) направление. Основоположником этого направления считается М.Бертран. Ему принадлежит открытие определенной последовательности фаций в выделенных эпохах горообразования. Наиболее полно тектоно-стадиальный подход к выделению формаций разработан В.Е.Хаиным. Его определение формации: это «естественное и закономерное сочетание (парагенезис, комплекс, набор, ассоциация) горных пород (осадочных, вулканогенных, интрузивных), связанных общностью условий образования и возникающих на определенных стадиях развития структурных элементов земной коры» [Хаин, Ломизе, 1995].

Стратиграфическое направление развилось благодаря сибирской школе геологов, к которой принадлежат М.А.Усов, М.К.Коровин, Л.Л.Халфин и др. М.А.Усов под формацией подразумевал толщу непрерывных отложений, отделенную от других формаций тектоно-денудационным перерывом [Тихомиров, 1982]. Представители этого направления отождествляют формации со свитами, осадочными комплексами, горизонтами и др. подразделениями.

Минералогическое направление широко распространено в связи с выделением угленосных, нефтегазоносных, соленосных, железорудных и др. формаций. Определяющая роль принадлежит присутствию в разрезе формации того или иного вида полезных ископаемых, а все остальные характеристики вторичны. А.Н.Дмитриевский рекомендует в наименовании формаций акцентировать внимание на вероятную перспективность по отношению к нефти и газу [Дмитриевский, 1982].

Анализ формаций относится к надпородному уровню в общей иерархии геологических объектов и несколько отличен с позиций литологии и геотектоники.

Формации в геотектонике – это крупные геологические тела, которые обнаруживают тесную связь с тектоническими структурами и характеризуются определенным типом металлогении. Для литологов формация - это генетически обусловленное тело, то есть сообщество осадочных пород (обломочных, глинистых, карбонатных и др.) и находимых с ними руд, но и парагенез определенных генетических типов и фаций, слагающих крупную палеотектоническую структуру (или ее часть) и отражающий крупный историко-геологический этап эволюции свойственных ей геодинамических режимов и ландшафтно-климатических обстановок осадочного породообразования [Япаскурт, 2013].

Для тектониста, гидрогеолога или инженерного геолога геологическая формация представляет собой инструмент, с помощью которого осуществляются построения и прогнозы, тогда как для петрографа, литолога, стратиграфа выделение и характеристика геологической формации является конечным итогом исследований.

Сейчас учение о геологических формациях вобрало в себя элементы стратиграфии, литологии, минералогии, петрографии, геотектоники, структурной геологии. Поэтому представители разных направлений и школ изначально неодинаково понимают и сам термин и выделяют разные характеристики и параметры в качестве ключевых при объединении и выделении формаций или их ассоциаций в земной коре.

В общем виде облик формации определяет три фактора: вещественный состав парагенетических ассоциаций пород, фации, отражающие среду и условия осадконакопления, палеотектоника, оказавшая влияние на первые два фактора. Поэтому и изучать формации необходимо комплексно.

1.2. Выделение БВУФ в разрезе осадочного чехла и территория ее распространения

Обособление БВУФ от соседних, выше и ниже лежащих, а также от замещающих в горизонтальном направлении комплексов пород, проводится не на биостратиграфической основе, а по характеристикам вещественного состава. Главная особенность БВУФ - нефтематеринский характер слагающих ее пород, повышенное содержание органического углерода (до 18%) и битуминозность, которые определяют повышенную относительно вмещающих отложений, естественную радиоактивность (*Рисунок 7*). Последняя на 90% определяется излучением элементов ряда урана и превышает кларковые для глинистых отложений величины (12-14 мкР/ч). «Латеральными и вертикальными границами являются не стратиграфические уровни, а

области фациальных замещений с постепенным возрастанием в породах содержания ОВ и улучшении нефтематеринских свойств» [Балушкина, 2022]. Значимый объем битуминозных пород имеют иной, по сравнению с горизонтом, стратиграфический диапазон, а потому не входят в его состав (Рисунок 2). Кроме того, не все отложения баженовского горизонта относятся к формации.

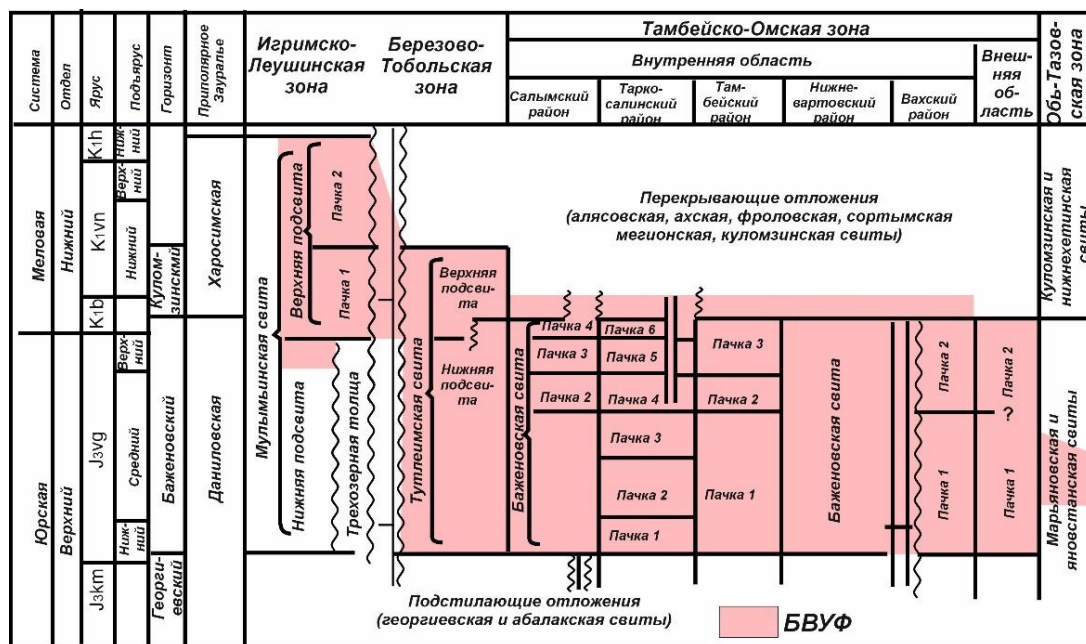


Рисунок 2. Границы БВУФ на стратиграфической схеме БГ [Брадучан и др., 1986], составлено Балушкиной Н.С.

В центральной части бассейна БВУФ по стратиграфическому объему (от волжского яруса до низов берриаса) и вещественному составу совпадает с одноименной свитой и с горизонтом. В западном направлении БС замещается ТС, весь разрез которой сложен высокоуглеродистыми глинисто-карбонатно-кремнистыми породами. ТС латерально замещается и алевроитистыми аргиллитами мулымьинской свиты, в составе которой высокоуглеродистыми являются отдельные прослои. На Каменном месторождении из верхнетутлеимской подсвиты валанжина, входящей в БВУФ, но не принадлежащей горизонту, получены промышленные притоки нефти [Хотылев и др., 2021] (Рисунок 5).

Наибольший стратиграфический диапазон битуминозных отложений, существенно превышающий стратиграфический объем БГ, зафиксирован в мулымьинской свите. В ней чередуются в сложном соотношении битуминозные и небитуминозные глинистые породы, возраст которых лежит в диапазоне от волжского яруса до низов готерива [Брадучан, 1989]. Исследования битуминозных отложений,

проведенные в НАЦ РН им. Шпилемана [«Дифференцированная оценка....», 2016] доказывают, что нижнемулымьинская подсвита относится к раннему мелу. Отложения верхнемулымьинской свиты также являются битуминозными, но оценивается готеривским веком и, соответственно, не входят в состав горизонта (Рисунок 4). Западная граница БВУФ фиксируется в отложениях киммеридж-берриасской даниловской свиты, сложенной сероцветными аргиллитами, в которой высокоуглеродистыми являются отдельные маломощные пропластки (Рисунок 3).

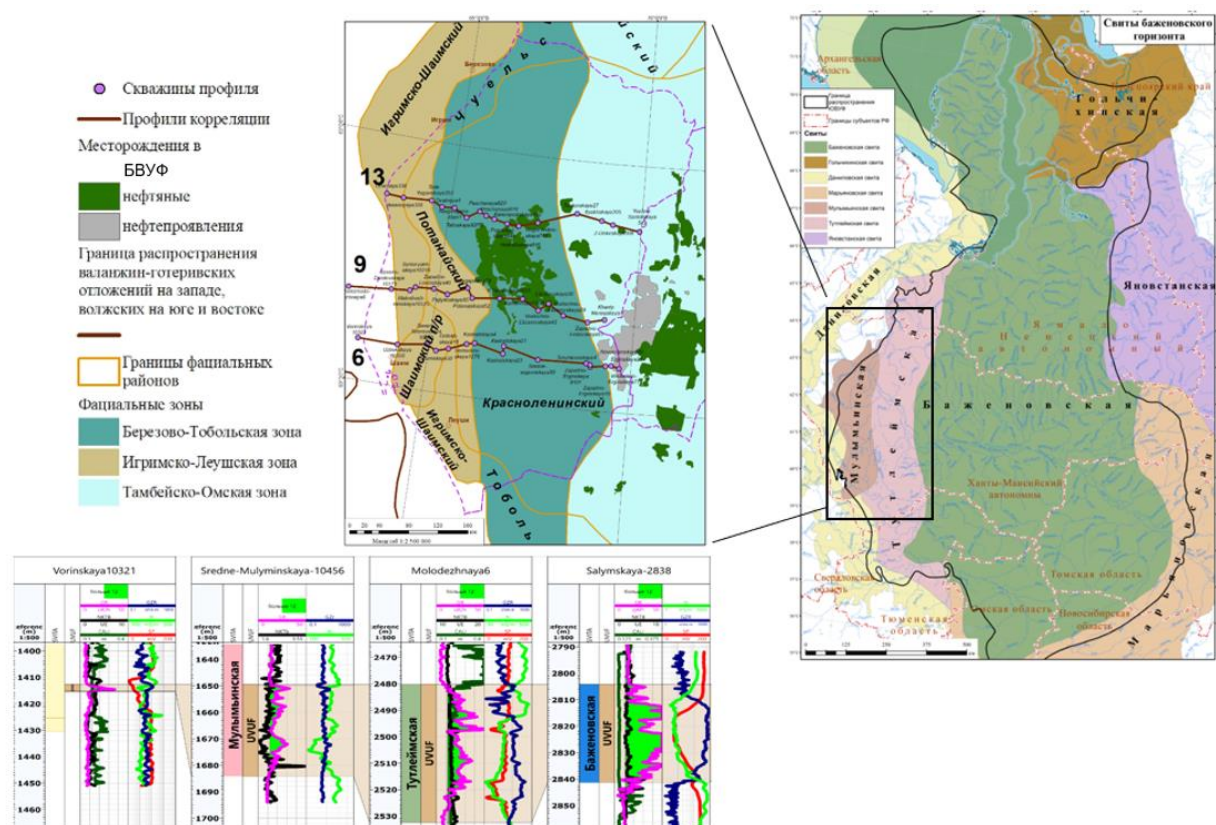


Рисунок 3. Выделение БВУФ в разрезах БС, ТС, даниловской и мулымьинской свит в скважинах, расположенных вдоль регионального сейсмического профиля №6. Зеленым цветом под кривой ГК закрашена область превышения кларковых для глинистых пород величин интегральной радиоактивности. Составлено Балушкиной Н.С. с коллегами

В восточной части бассейна высокоуглеродистые карбонатно-глинисто-кремнистые породы БС замещаются сероцветными песчано-алевритовыми глауконитсодержащими отложениями яновстанской свиты с единичными маломощными высокоуглеродистыми прослоями, а также низкоуглеродистыми глинами марьяновской свиты. В яновстанской свите, исследованной в керне Хальмерпаютинской поисково-оценочной скважины №2099, установлено, что высокоуглеродистыми

являются только отложения нижней части свиты, датируемые средневожским (его средней частью) [«Исследования керна», 2006].

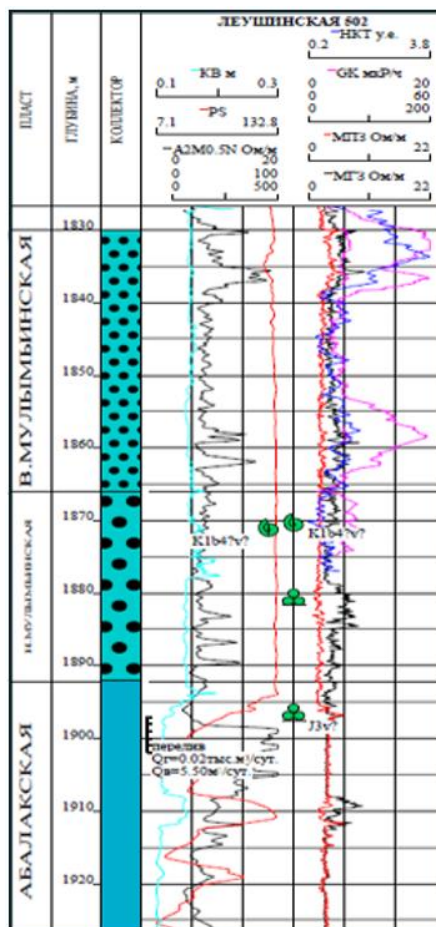


Рисунок 4. Фрагмент геолого-геофизического планшета по скважине Леушинская-502 с границами верхнемудлымынской и нижнемудлымынской подсвит и возрастными датировками [«Дифференцированная оценка...», 2016]

На полуострове Ямал в приподнятых участках установлены размыты верхнеюрских отложений, а границей распространения формации служат дизъюнктивные нарушения и связанные с ними поверхности несогласий [Кислухин, 1994].

Описанные закономерности в распределении высокоуглеродистых битуминозных пород объясняются направленным изменением конфигурации бассейна и эволюцией режима осадконакопления в период от вожского века до готерива. Реконструкции эволюции бассейна посвящены многие работы [Захаров, 2006, Брудучан, 1986, Занин, 2017, Предтеченская, 2011, Эдер и др., 2023, Филина, 1984 и др].

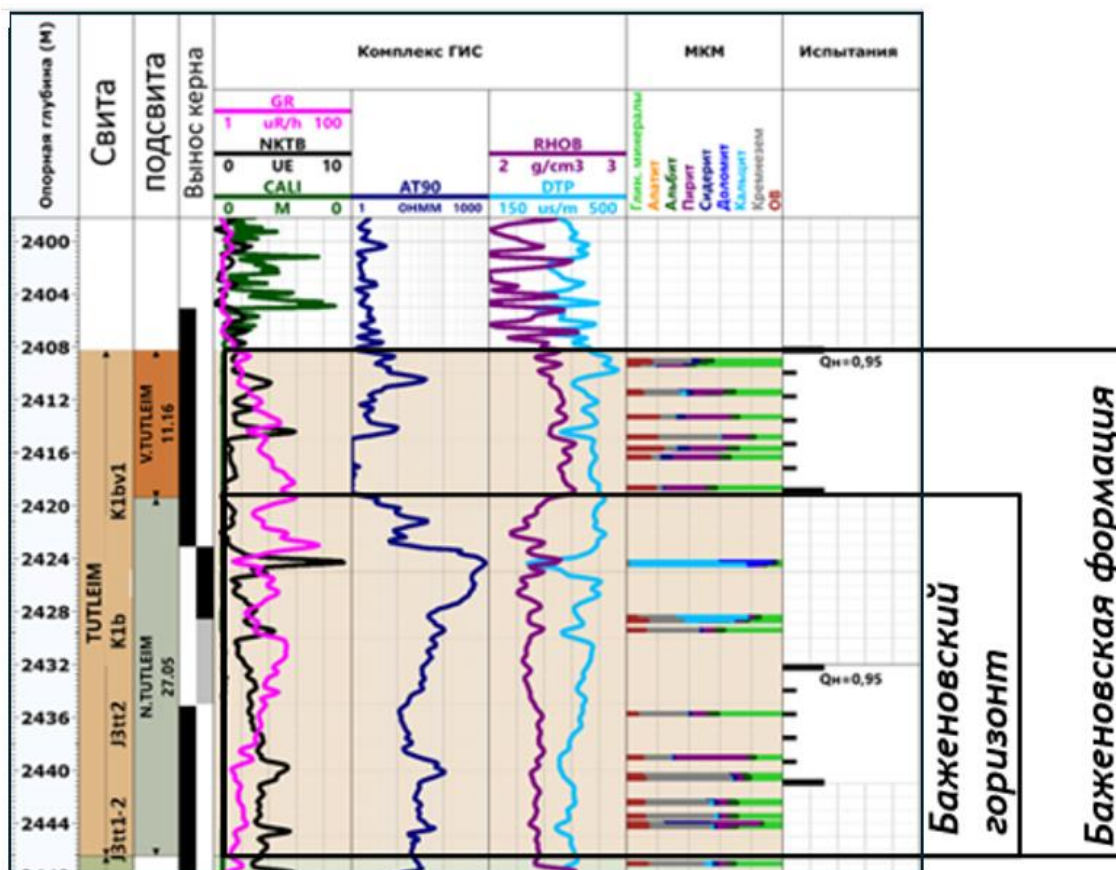


Рисунок 5. Геофизический планшет по скважине Каменной вершины Красноленинского свода. Из верхнетутлеимской подсветы БВУФ, не входящей в баженовский горизонт, получен приток нефти [Хотылев и др., 2021]

Картину закономерных фациальных замещений, распределения ОВ и мощности формации сильно осложняют «аномальные разрезы» (АРБ) (*Рисунок 6*). Породы АРБ представлены переслаиванием высокоуглеродистых глинисто-кремнистых пород с низкоуглеродистыми песчано-алевро-глинистого состава, мощность последних в составе АРБ часто не превышает 20 м. Нефтегазоносность АРБ носит традиционный для терригенных отложений характер, что доказано многочисленными исследованиями [Аухатов, 2001, 2020, Бордюг, 2010, Брехунцов, 2003 и др.], поэтому территории их распространения не рассматриваются в составе БВУФ.

Необходимость изучения всей высокобитуминозной юрско-меловой части разреза в составе единой формации БВУФ обусловлена еще и методическими

причинами. У исследователей появляется возможность в едином ключе на единой методической основе изучать ВУФ как нетрадиционный перспективный нефтегазоносный комплекс, что соответствующим образом скажется на оценках ресурсной базы и оценках возможностей ее освоения. Сейчас же действующие методические рекомендации по подсчету запасов распространяются только на отложения БГ [Методические рекомендации..., 2022]. Позиция по поводу необходимости отказа от стратиграфической привязки ВУФ высказывается и в отношении доманиковых отложений. Так, отмечается, что «на территории Волго-Уральской НГП диапазон «доманиковых» продуктивных отложений намного шире, т.е. не только в интервале от доманикового горизонта до фаменского яруса включительно, выделяются битуминозные толщи по всему разрезу. Например, турнейский ярус, артинский, афонинский и др. Ввод ограничения на выделение объекта по стратиграфической привязке приведет недропользователей к потере продуктивных «доманиковых» пропластков» [Вашкевич, 2019, Заграновская, 2021].

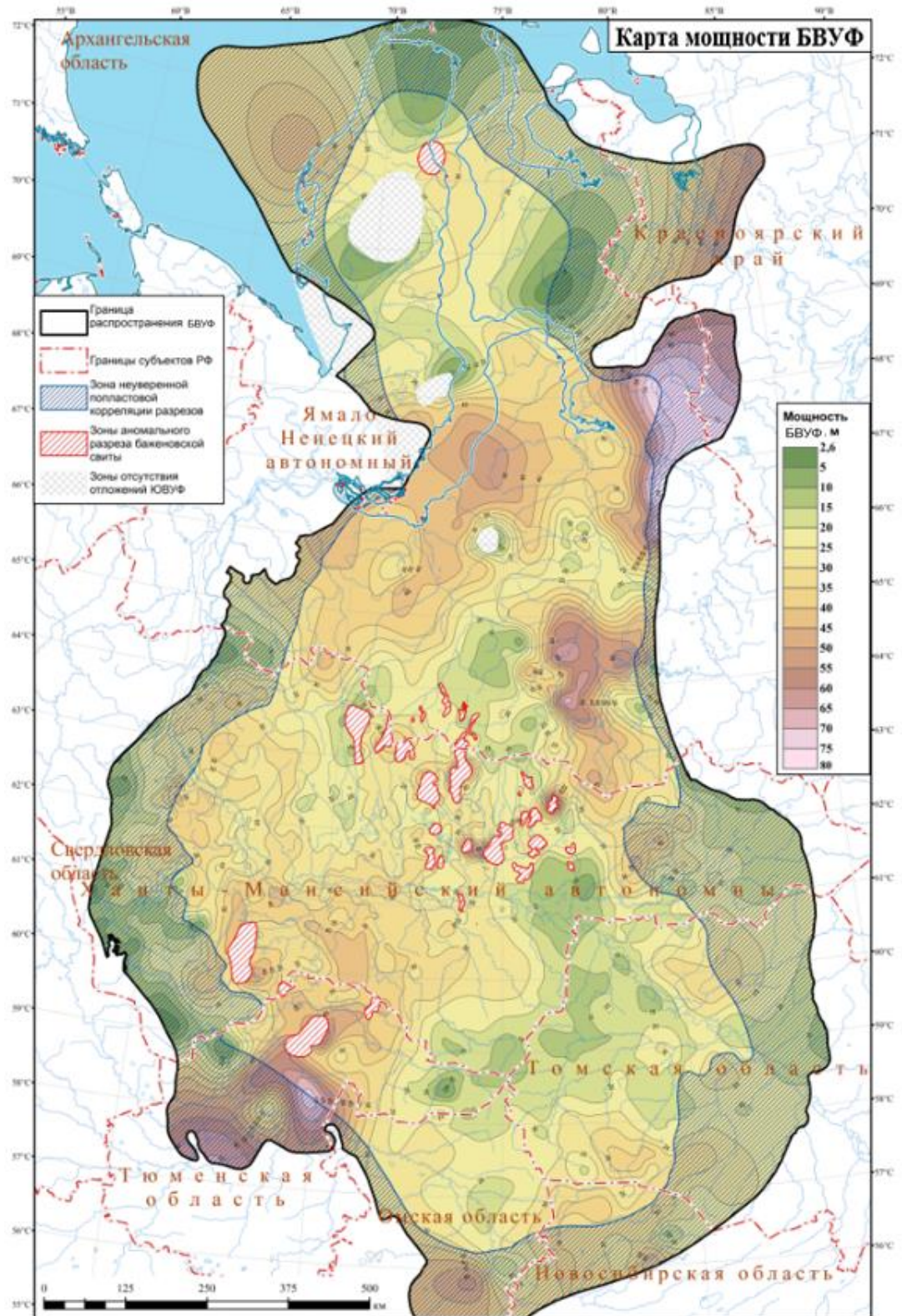


Рисунок 6. Территория распространения и мощность БВУФ. Составлено Балушкиной Н.С. с коллегами

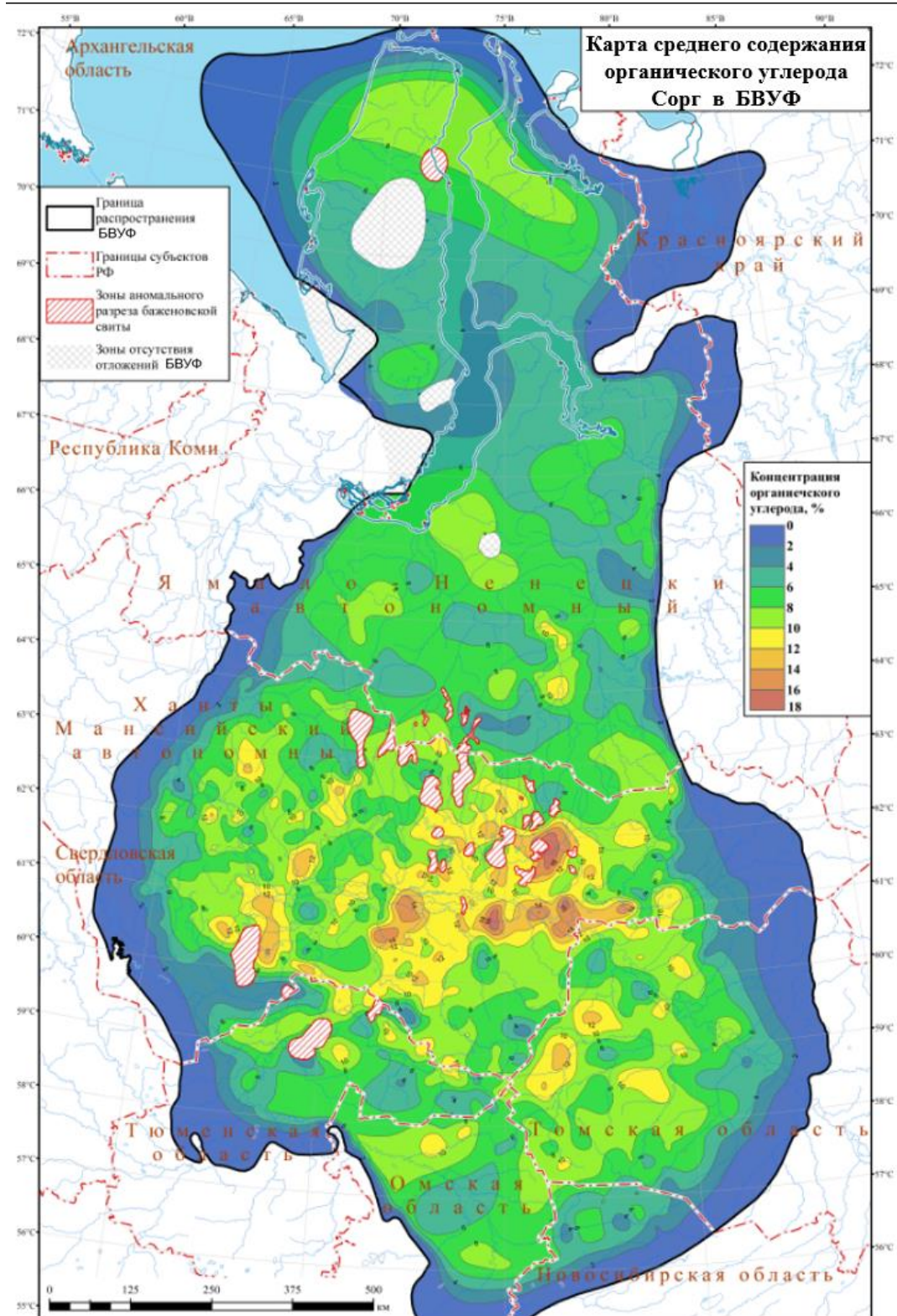


Рисунок 7. Карта среднего содержания органического углерода Сорг в БВУФ. Составлено Балушкиной Н.С. с коллегами

ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О НЕТРАДИЦИОННЫХ РЕСУРСАХ, СПОСОБАХ ПРОГНОЗА И ОЦЕНКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВОВЛЕЧЕНИЯ ИХ В РАЗРАБОТКУ

2.1. Существующие в США представления о нетрадиционных ресурсах углеводородов. Концепции поиска и оценки параметров скоплений сланцевой нефти и сланцевого газа

Среди зарубежных геологов распространено использование «ресурсных треугольников» для отображения качественных различий традиционных и нетрадиционных ресурсов (Рисунок 8, Рисунок 9).

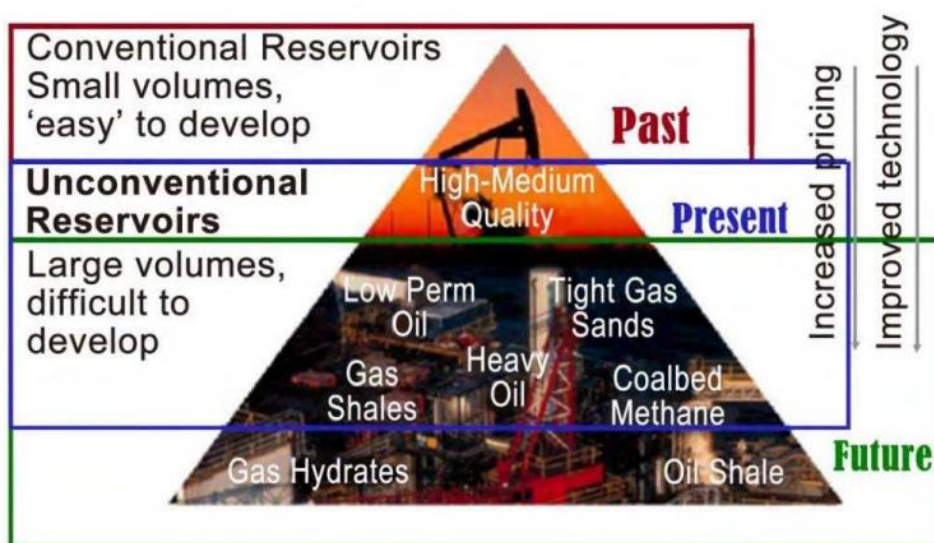


Рисунок 8. Ресурсный треугольник [Holditch 2006]

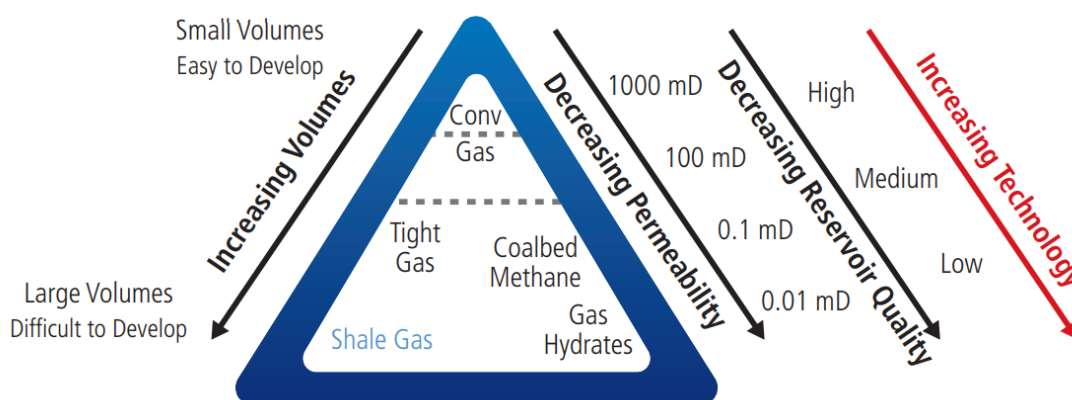


Рисунок 9. Ресурсный треугольник [Usman et al., 2016]

«Термин «чёрные сланцы» является буквальным переводом термина black shales, который употребляется в англоязычной литературе для группы осадочных пород,

обогащённых органическим углеродом. Понятием «shales» в англоязычной литературе пользуются для обозначения глинистых пород, которые очень часто называют сланцами, а для метаморфических сланцев употребляется специальный термин «slates». В русском переводе употребление понятия «shale» как «сланец» в отношении осадочных пород некорректно, поэтому в России часто говорят не о чёрных сланцах, а об углеродистых осадках и высокоуглеродистых породах» [Балушкина, 2012].

О.М.Прищепа и О.Ю.Аверьянова в своих работах указывают, что, в понимании наших западных коллег «важнейшей характеристикой, принципиально отличающей традиционные скопления от нетрадиционных, особенно применительно к черносланцевым разнофациальным комплексам, является система контроля: отсутствие ловушки в традиционном понимании и залежи как таковой, контролируемой этой ловушкой» [Прищепа и др., 2013]. Как отметил Г.А.Калмыков, «основное отличие нефтегазоносности сланцевых формаций от других пород многие зарубежные исследователи видят в том, что ресурсы нефти в них имеют ярко выраженный «непрерывный» характер» [Калмыков и др., 2016]. Так, предложенная Шмокером концепция «непрерывных нефтегазовых систем» стала краеугольным камнем нового направления исследований в области освоения ресурсов нефти и газа - освоение скоплений углеводородов с «трудноопределяемыми» границами. Для таких скоплений наиболее приемлемо использовать понятие «непрерывная нефтегазовая система», которая включает рассеянные УВ, содержащиеся в породах с низкой проницаемостью независимо от проницаемости трещин, структурно и стратиграфически неконтролируемые [Прищепа и др., 2013 и др.]. К категории «дискретных» относятся скопления нефти и газа в изолированных залежах, локализованных в структурных, литологически или тектонически экранированных ловушках с выраженными границами и необходимыми элементами: флюидоупором, флюидными контактами, замкнутым контуром. За пределами залежи пласт коллектор либо утрачивает свои коллекторские свойства, либо становится водонасыщенным. «Непрерывные скопления рассредоточены по всей толще нефтегазоносного комплекса почти на всем его протяжении. При проведении ГРП типичным является наличие нефтепроявлений из этой формации почти во всех скважинах. Концепция поиска УВ в непрерывных скоплениях, «объясняющая» особенности их залегания в сланцевой формации, предполагает закономерное распределение УВ в зависимости от глубины залегания (определяется чаще всего палеотемпературами) и геологического строения самой формации и свойств вмещающих

ее пород. Согласно представлениям авторов этой концепции собственно нефть в сланцах следует искать на глубинах, соответствующих нефтяному окну» [Калмыков, 2016]. Если следовать этой концепции, то становится понятным, что величина извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну скважину, пробуренную в сланцевой формации, определяется, прежде всего, глубиной залегания продуктивной толщи. Для формации Баккен максимальные значения (до 1 млн. бар.) характерны для глубин свыше 3500 м. Для меньших глубин (750-2500 м) запасы на скважину изменяются от 50 тыс. бар. до 300 тыс. бар. [Прищепа и др. 2013]. Прогноз добычи из формации Баккен только в Северной Дакоте к 2030 году по трем сценариям составляет 1 млн.барр/день, 1,5 млн.барр/день, 2 млн.барр/день, который к 2045 году будет поддерживаться работой, соответственно 27000 скважин, 41000 скважин и 35000 скважин [Mason, 2012]. По статистике в формации Баккен в среднем в первый год эксплуатации из скважины извлекается 19% запасов (при КИН 10%), за пять лет- 64%. Жизненный цикл наиболее продуктивных скважин превышает 30 лет [Прищепа, 2013].

Однако исследователи отмечают, что эффективность поисково-разведочных работ на базе этой или похожих концепций в некоторых нефтегазоносных бассейнах не доказана [Driskill et al., 2013; Milliken et al., 2013].

Главная сложность при оценке целесообразности вовлечения в разработку «непрерывных» скоплений заключается в том, что подходы, методы и технологии, эффективно работающие при освоении «дискретных» ресурсов нефти, в случае «непрерывных» ресурсов часто или неприменимы, или их применение требует коренной модификации. Согласно обзору, приведенному в работе Калмыкова Г.А. [Калмыков, 2016], «пористость коллекторов в продуктивных зонах таких формаций варьирует в диапазоне от 1% до 10 % (чаще от 2 до 4 %), проницаемость - в пределах от 0,1 до 0,01 мД и ниже» [Калмыков и др., 2016]. Это значит, что матрица коллектора не может обеспечить промышленный приток нефти. Такие коллекторы являются нетрадиционными. Термин «нетрадиционные резервуары» тождественен «нетрадиционным коллекторам» в понимании наших западных коллег, и охватывает широкий спектр резервуаров, которые обычно не обеспечивают рентабельных дебитов углеводородов без стимуляции пласта из-за низкой проницаемости (*Таблица 1*). К таким резервуарам относятся: плотные газовые песчаники, газовые гидраты, нефтяные сланцевые формации, тяжелые нефтяные песчаники и др. [Passey et al.].

Таблица 1. Характеристика проницаемости традиционных и нетрадиционных коллекторов [Макаревич и др., 2012]

Характеристика коллекторов по проницаемости в России и США			
Проницаемость, мД	Россия	США	
	Коллекторы нефти	Коллекторы нефти	Коллекторы газа
	Проницаемость		
> 100	Обычные коллекторы	Conventional Reservoirs (традиционные резервуары и коллекторы)	Conventional Reservoirs (традиционные резервуары и коллекторы)
100			
50			
2	Малопроницаемые коллекторы		
1,5	Коллекторы низкой проницаемости 2-1,5 мД		
1	Коллекторы крайне низкой проницаемости 1,5-1 мД		
0,1	Коллекторы предельно низкой проницаемости < 1 мД	Unconventional Reservoirs Нетрадиционные коллекторы Проницаемость < 1 мД	Unconventional Reservoirs (нетрадиционные резервуары и коллекторы) Проницаемость < 0,1 мД
0,01			
< 0,01			

«Характеристика проницаемости коллекторов является определяющей при оценке промышленной значимости и обосновании необходимости использования специальных технологий извлечения сланцевых углеводородов» [Прищепа, 2014]. В «таких породах «решающую роль обычно играют трещины, служащие основными, если не единственными каналами фильтрации нефти из пласта в скважину» [Калмыков, 2016].

Существует точка зрения, что при «ранжировании объектов для разведочного/эксплуатационного бурения в качестве первоочередных целесообразно выбирать зоны типа «лакомых кусочков» («sweet spots»). Это обогащенные нефтью зоны, отличающихся высоким содержанием ОВ и термической зрелостью, к тому же улучшенными коллекторскими свойствами, часто за счет высокой густоты естественных трещин» [Калмыков, 2016]. Многие работы посвящены выявлению природных зон с улучшенными коллекторскими свойствами (обычно за счет природной трещиноватости), вовлечение которых крайне важно при создании искусственной или природной гидродинамической сообщаемости продуктивных зон в «непрерывных нефтегазовых системах» [Montgomery, 2004, Arthur et al, 2014].

В работах коллектива авторов из Всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологического института систематизированы представления зарубежных геологов о ключевых характеристиках и оценке перспектив сланцевых отложений, которые строятся на геологических показателях: структурно-фациальных, геохимических и петрофизических (Таблица 2). Главным критерием выступает характеристика сланцев как нефте-газопроизводящих пород, второй критерий - это коллекторские свойства, третий характеризует сланцы и сланценозные породы как флюидоупор [Макаревич и др., 2012].

Таблица 2. Геологическая характеристика основных месторождений сланцевых углеводородов США [Макаревич и др., 2012]

Формация	Возраст отложений	Глубина, м	Мощность, м	Пористость, К п, %	Проницаемость, мкм ²	Органическое вещество, ТОС, %*	Содержание газа, м ³ /т
Antrim	D ₃	180–670	4-21	9	10 ⁻⁵ –10 ⁻⁸	1–20	1,1-2,8
New Albany	D ₃ -C ₁	150–600	15-30	10-14	10 ⁻⁵ –10 ⁻⁸	1–25	1,1-2,3
Barnett	C ₁	2000-2600	30-60	4-5	10 ⁻⁵ –10 ⁻⁸	3-8*	8,5-9,9
Haynesville	J	3000-4500	60-90	8-9	10 ⁻⁵ –10 ⁻⁸	2-3*	2,8-9,3
Marcellus	D	1300-2600	15-60	10	10 ⁻⁵ –10 ⁻⁸	3,0-12	1,7-2,8
Eagle Ford	K	1219 - 4420	12 -122	6 – 11	13 x10 ⁻⁵	3 – 7*	н. д.
Bakken	D ₃	3350	до 43	1-5	4 x10 ⁻⁵	8-10 *	н. д.
Green River	Эоцен	490-950	350-450	1-15	< 1x10 ⁻⁴	15-20	н. д.

Концепция глубинной стадийности нефтегазообразования лежит в основе поиска газовых скоплений в нефтематеринских отложениях (Рисунок 10). Под «сланцевыми» газами понимаются природные преимущественно метановые газы, уже сгенерированные из керогена на соответствующих этапах литогенеза и диспергированные в самих газоматеринских пластах [Прищепа, 2015].

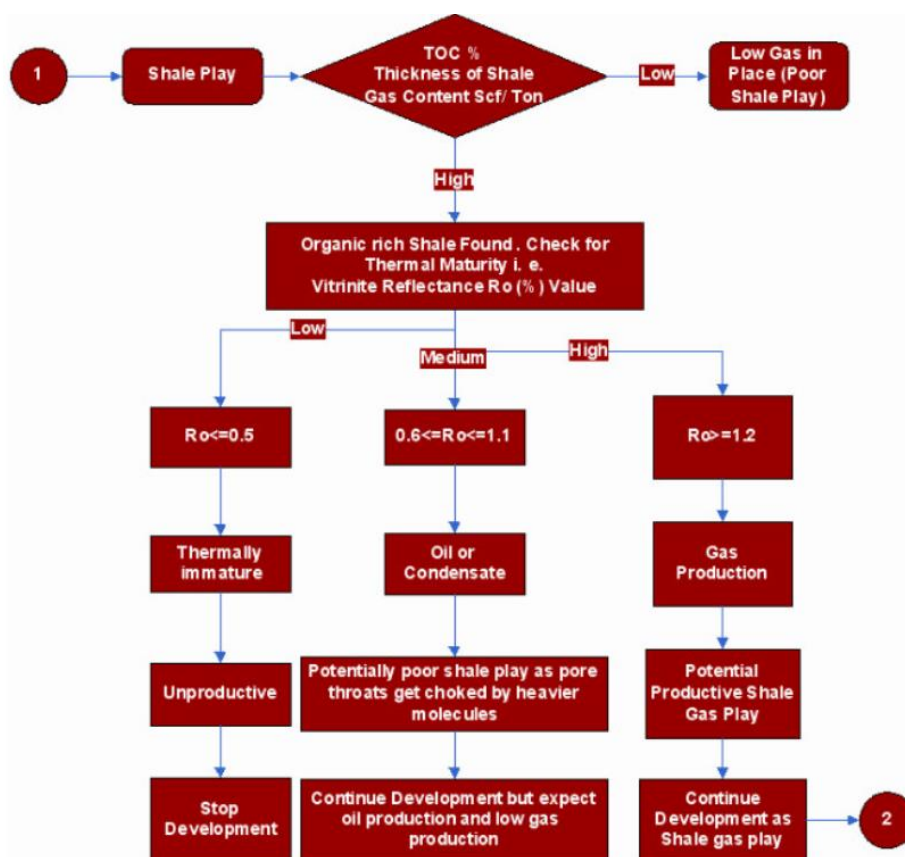


Рисунок 10. Блок-схема принятия решений по перспективности разработки скоплений сланцевого газа [Euzen, 2011]

Среди главных свойств скоплений сланцевого газа, определяющих положительные решения по разработке, выделяются: термическая зрелость, толщина (имеющая меньшее значение, чем зрелость), минералогия, форма нахождения газа, водонасыщенность, поровое давление, глубина залегания кровли целевого пласта, деформационно-прочностные свойства пород, степень насыщенности порового пространства пород углеводородами [Sone&Zoback, 2013, Rybacki et al, 2015, 2016]. Стратегия добычи сланцевого газа разрабатывается в тесной взаимосвязи с оценкой технологических и экономических параметров, с учетом уровня технических возможностей, применяемых технологий и инфраструктуры (*Рисунок 10, Рисунок 11*) [Prakashrao, 2008, Euzen, 2011 и др.].

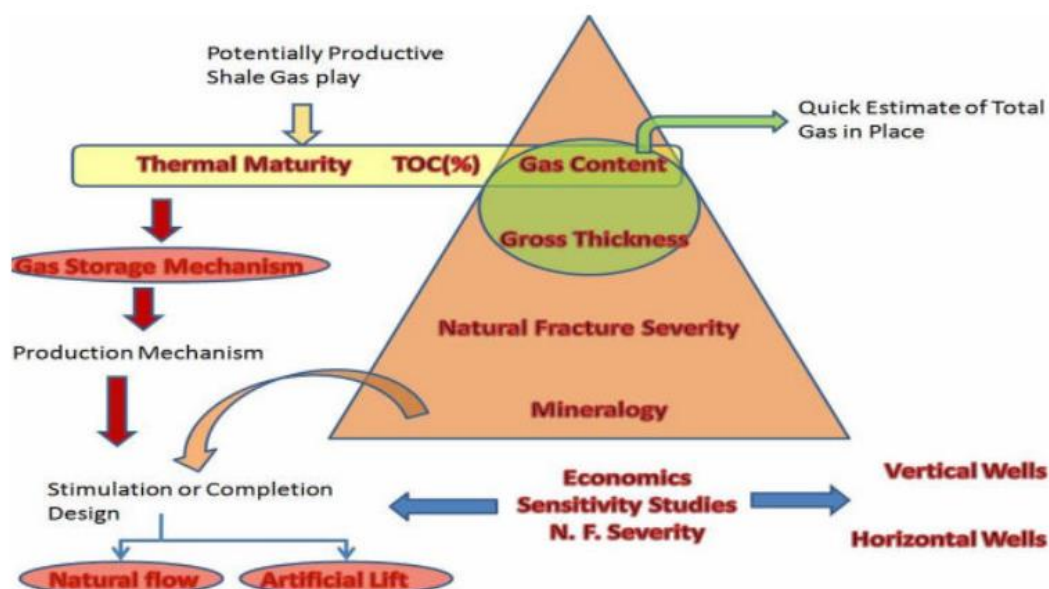


Рисунок 11. Базовая схема изучения скоплений сланцевого газа [Deshpande, 2008]

2.2. Принятые в России представления о нетрадиционных ресурсах углеводородов и нетрадиционных коллекторах. Разномасштабный прогноз нефтегазоносности БВУФ

В 1998 году Приказом Минприроды РФ были утверждены временные критерии отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых, экономически эффективная разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений. В настоящее время в основу определения трудноизвлекаемых запасов положены фильтрационные характеристики породы коллектора и извлекаемого флюида. Распоряжением Правительства РФ 03.05 2012 утверждена классификация проектов по разработке участков недр с

трудноизвлекаемыми запасами на 4 категории по проницаемости пород и вязкости флюида. Такой утвержденной классификации нетрадиционных ресурсов в России не разработано, и сама понятийная база строго не закреплена. Это понятие в равной степени употребляется и в отношении природных резервуаров и коллекторов, и в отношении содержащихся в породах УВ флюидов (нетрадиционные источники), и в отношении их скоплений (нетрадиционные запасы и ресурсы). К нетрадиционным коллекторам относят породы коллекторы, вмещающие УВ, отличные от общеизвестных терригенных и карбонатных отложений по составу (глины, мергели, сланцы, алевролиты и др.), по коллекторским свойствам (низкопроницаемые, низкопорвые, полукolleкторы и др.), по формам нахождения УВ, содержащихся в этих породах (водороастворенный газ, кероген горючих сланцев и высокоуглеродистых пород и др.) [Прищепа и др., 2013, Макаревич и др., 2012 и др.]. Дополнительную сложность вносит заимствованная из специализированной английской литературы «сланцевая» терминология (сланцевые нефть и газ, черносланцевые отложения и др.). В результате под одним и тем же названием могут объединяться совершенно разные геологические объекты, для которых стираются различия как самих объектов, так и методов их изучения.

В отечественной литературе под *нетрадиционными ресурсами УВ* чаще всего понимается та их часть, «подготовка и освоение которой нуждается в разработке новых методов и способов выявления, разведки, добычи, переработки и транспорта. В отличие от традиционных, они сосредоточены в сложных для освоения скоплениях и нуждаются в специальных способах извлечения из недр, что повышает их себестоимость» [Якуцени и др., 2009]. Последнее обстоятельство, связанное с экономической и технологической сложностью освоения, объединяет трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы, из-за чего часто возникает неопределенность в использовании этих понятий.

Предлагаются совершенно различные подходы к классификации и систематике нетрадиционных ресурсов: от геолого-технологических до экономико-технологических. К примеру, А.М.Мастепановым по комплексу экономико-технологических показателей «традиционные» и «нетрадиционные» ресурсы разделяются по состоянию изученности, наличию соответствующих технологий разработки, транспортировки и использования, по конкурентноспособности по сравнению с традиционными видами топлива [Мастепанов, 2014, 2019].

Специалисты ВНИГНИ предлагают разделение традиционных и нетрадиционных ресурсов газа по степени подвижности и форме залегания в традиционной или нетрадиционной коллекторской породе (Рисунок 12).



Рисунок 12. Классификация нетрадиционных ресурсов газа Всероссийского научно-исследовательского Геологического Нефтяного Института (ВНИГНИ) [Варламов и др., 2013]

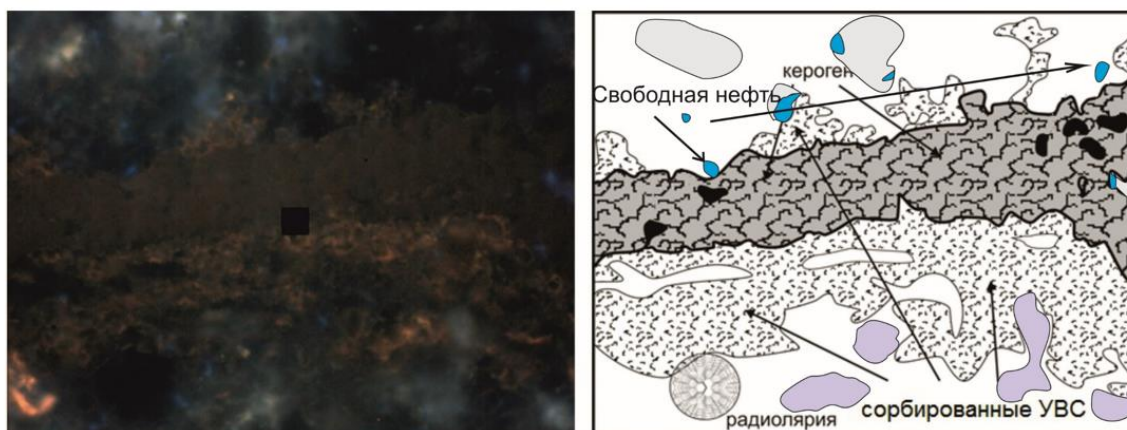
Скопления УВ, которые следует относить к нетрадиционным, определяются специалистами относительно однозначно: это водорастворенные, угольные, сланцевые газы, газогидраты; сланцевые нефти, тяжелые высоковязкие нефти и битумы, кероген горючих сланцев и высокоуглеродистых пород [Шпуров, 2019, Макаревич, и др, 2014, Дмитриевский, 2013 и др.]. С долей условности к этой группе относят нефть и газ в скоплениях на больших глубинах и в фундаменте осадочных бассейнов [Дмитриевский, 2013].

Если освоение трудноизвлекаемых запасов – это, прежде всего технологический вызов компаниям, то нетрадиционные ресурсы и запасы требуют пересмотра представлений в части геологической природы скоплений УВ в недрах. «Это запасы, подсчет и прогнозирование разработки которых невозможны в рамках традиционных понятий нефтепромысловой геологии и гидродинамики. Для их описания необходимо создание новой научной дисциплины» [Шпуров, устное сообщение, 2019].

Нетрадиционные ресурсы нефти и газа – не только трудноизвлекаемые, требующие создания и использования новых технологий для своей разработки, но еще и

скопления, характеризующиеся особыми связями жидких и газообразных УВ с компонентами вмещающих пород (минеральной матрицей, керогеном, поровыми водами) [Дмитриевский, 2012]. А.П.Афанасенков, В.И.Пырьев и В.А.Скоробогатов считают, что «так называемая «сланцевая нефть, это, по сути, объемно-рассеянный нефтебитумоид, приуроченный к битумогенерирующим, или нефтематеринским, толщам» [Афанасенков и др., 2016]. По мнению В.А.Скоробогатого, «предтечей мировой сланцевой нефти стала именно БС Западной Сибири» [Скоробогатов, 2023].

В БВУФ УВ находятся как в свободном, так и в связанном состоянии, а также в структуре макромолекул керогена. В процессе катагенеза ОВ переживает несколько этапов трансформации, обуславливающих не только генерацию, но и эмиграцию УВ из нефтематеринских отложений в традиционные ловушки. В результате в самих породах БВУФ формируются свободные УВ и ГАС, утратившие связь с материнским керогеном и способные к миграции (свободная нефть), а также автохтонные, не затронутые миграцией (сорбированные) (*Рисунок 13*). Соотношение свободных и сорбированных УВ в разных участках формации сильно меняется.



Подвижные УВ соединения – способные к перемещению в системе поровых каналов при наличии перепада давления.

Объем породы, заполненный подвижными соединениями определяется методами керосино- и газонасыщения до экстракции

Неподвижные УВ соединения – физически связанные с поверхностью твердой фазы (сорбированные).

Объем породы с неподвижными соединениями вычисляется при пересчете данных пиролиза S1 и Δ S2 из массовых долей в объемные.

Рисунок 13. Соотношение в породах БВУФ материнского керогена, сорбированных и свободных углеводородов в люминесцентном микроскопе и на схематическом рисунке [Калмыков и др., 2017]

«История проведения оценки ресурсной базы БС показывает несовпадение различных точек зрения и отсутствие у геологов, занимающихся этой проблемой, чётких представлений о том, какие именно объёмы УВ подлежат оценке: подвижные, сорбированные или находящиеся в структуре молекул керогена. Поэтому и оценки могут отличаться на несколько порядков. На начальном этапе исследования геологические запасы нефти оценивались в 1,0 триллион тонн... Оценка геологических запасов, данная А.А. Боксерманом (устное сообщение) составляет 30 млрд. тонн» [Калмыков, 2016]. Расчеты В.А.Скоробогатого показывают, что «извлекаемые ресурсы собственно «сланцевой» нефти составят до 16 млрд.т. Это оценка «сверху» нефтяного потенциала БС (в рассеянном виде). При этом потенциальные извлекаемые ресурсы обычной нефти в БС» - 2,2-3,0 млрд.т. [Скоробогатов, 2019]

Оценки ресурсной базы УВ ВУФ отложений должны проводиться дифференцированно. Г.А.Калмыковым была разработана флюидодинамическая модель баженовского нефтегазоносного комплекса, которая описывает соотношение углеводородов в нефтематеринских породах. В соответствии с этой моделью объёмы УВ по механизму извлечения дифференцируются на подвижную нефть, дополнительно высвобождаемую нефть и «синтетическую» нефть [Калмыков и др., 2016]. Эта специфика характерна для УВ скоплений всех нефтематеринских толщ.

На сегодняшний день ни в России, ни в Мире нет доказавших свою эффективность способов промышленного освоения скоплений УВ, которые сорбированы на керогене и минеральной матрице. Из нефтематеринских отложений добываются свободные нефтяные УВ, способные перемещаться из пласта в скважину. Приуроченность этих скоплений к определенным участкам в толще высокоуглеродистых отложений определяет поисковые критерии. Представления об этой приуроченности неоднозначны.

Так, в обзоре, проведенном в работе [Хотылев и др., 2021] показано, что «среди исследователей закрепилось мнение, что скопления подвижной нефти в БВУФ имеют литологический контроль и приурочены к пластам фосфоритов, радиоляритов, карбонатов, имеющих определенное положение в разрезе [Белкин и др., 1983; Грабовская и др., 2018, Алексеев и др.].». Схожее мнение отражено в выпущенных в 2022 году «Методических рекомендациях по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта» (МР). В МР относительно коллекторов указано, что они «характеризуются определенным литологическим составом, «формируются в кремнистых, кальцитизированных, доломитизированных радиоляритах, фосфатных и

кремнисто-фосфатных породах, отличающихся от вмещающих пород более низким содержанием глин и органического вещества (ОВ)» [«Методические рекомендации...», 2022]. Соответственно, в качестве признаков коллекторов по керну в МР рекомендуется использовать комплекс пиролитических параметров, минерально-компонентный состав отложений и обусловленные этим составом свойства: хрупкость, содержание ОВ. Продуктивный пласт Средне-Назымского месторождения сложен радиоляритами, в различной степени преобразованными [Немова, 2022], доломитизированные радиоляриты разрабатываются на Ай-Пимском месторождении. Закономерности площадного распространения литологических пластов, с которыми может быть связана продуктивность, до сих пор не выявлены, также не разработаны соответствующие критерии продуктивности и программы работ для их поиска и разведки.

Модели коллекторов и механизмы их образования в БВУФ в разные годы разрабатывались В.И. Белкиным, С.И. Билибиным, А.М. Бланком, Л.А. Быковым, М.Ю. Гостевым, В.М. Добрыниным, Т.В. Дорофеевой, Т.Ф. Дьяконовой, Е.П. Ефремовым, Ю.В. Желтовым, М.Ю. Зубковым, Н.Д. Каптелиным, В.Г. Мартыновым, В.С. Мелик-Пашаевым, О.Г. Красновым, М.И. Куренко, Б.А. Лебедевым, О.М. Нелепченко, Г.В. Петровой, Б.В. Позиненко, В.П. Соничем, Г.Е. Малофеевым, Т.В. Первухиной, Н.М. Свихнушиным, А.И. Степановым, Ю.А. Терещенко, Л.А. Толстовым, В.В. Хабаровым, Э.М. Халимовым, А.Д.Алексеевым, В.Д.Немовой и др. Представления о том, что же является коллектором в БВУФ сильно разнятся. Аномальные физические свойства и малая мощность БВУФ на большей части территории распространения делают невозможным применение прямых качественных признаков коллектора при его изучении методами ГИС и сейсморазведки. Аномально высокое пластовое давление (АВПД) и хрупкость приводят к тому, что породы часто разрушаются при бурении и не выносятся на поверхность или разрушаются при проведении исследований керна.

К порово-трещинному типу, где основная роль отводится субгоризонтальным трещинам, относил коллекторы БВУФ Ф.Г. Гурари [Гурари 1959, 1981, 1991 гг.], М.Ю.

Геолого-промысловые данные, накопленные в процессе эксплуатации углеводородных залежей в БВУФ, описываются лучше всего моделью трещиноватого коллектора, по мнению Э.М. Халимова [Халимов, 1980, В.С. Мелик-Пашаева, Халимов и др., 1984 гг.], А.И.Степанова, Ю.А.Терещенко [Степанов и др., 1985], К.И. Микуленко [Микуленко, 1974].

По мнению М.Ю.Зубкова «Тектоногидротермальное происхождение трещинного и трещинно-кавернозного коллектора в отложениях баженовской и абалакской свит предполагается в случаях, если в них присутствуют прослои карбонатных и кремнистых пород, способные растрескиваться и выщелачиваться» [Зубков и др., 2002].

А.В.Киричек, обобщая работы ВНИГРИ, пишет, что поровое пространство «образуется за счет диа- и катагенетического преобразования как минеральной части пород (выщелачивание, замещение и др.), так и ОВ за счет его термодеструкции. Происходит разблокирование закрытых до того момента пор, запечатанных смолистыми и смолисто-асфальтовыми компонентами. Этот процесс, как предполагается, происходит в интервале температур 105-120°C и сопровождается не только увеличением объема пор, но и обеспечивает их сообщаемость» (Рисунок 14) [Киричек, 2011].

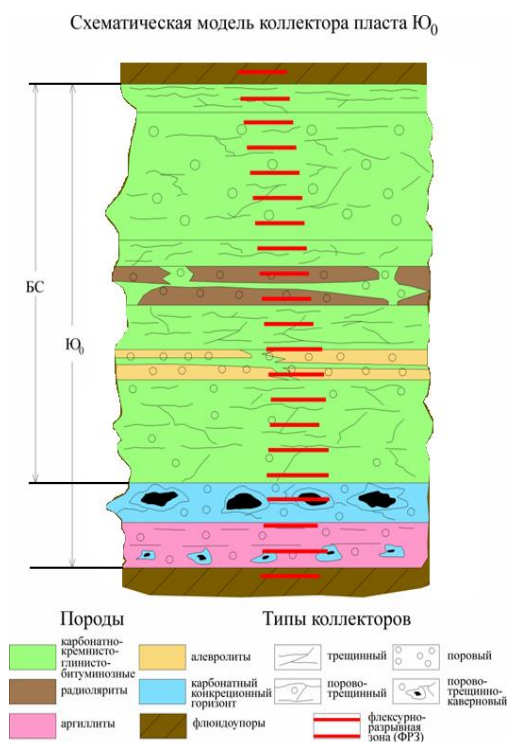


Рисунок 14. Схематическая модель коллектора БС, предложенная ВНИГРИ [Халимов, 2009г, устное сообщение]

«В 1970 г. И.И. Нестеровым, А.В. Тяном, Ф.К. Салмановым и И.Н. Ушатинским отмечено, что появление коллекторов в баженовской свите связано с условиями осадконакопления, что подтверждалось исследованиями Ф.Г. Гурари, отводившим значительную роль в формировании коллектора баженовской свиты генерации и первичной миграции нефти. Тип коллектора, возникающий при флюидоразрыве, И.И. Нестеров предложил называть баженином» [Немова, 2021]. О.Г. Зарипов, В.П. Сонич,

К.С. Юсупов, в дополнение к этой модели, высказали свои представления о том, что низкоглинистые породы БС являются изолирующими экранами [Зарипов и др., 1980].

Сейчас исследователи приходят к мнению о существовании в баженовских отложениях двух типов матричных коллекторов, а также трещинных, которые принципиально отличаются друг от друга способностью отдавать флюид. Г.А.Калмыковым матричные коллекторы были подразделены как естественные и технически стимулируемые коллекторы [Калмыков, 2016]. В МР в качестве двух типов коллекторов зафиксированы коллекторы I типа – интервалы разреза, породы которых вмещают пластовый флюид (нефть, газ, воду) и способны отдавать его при разработке; и коллекторы II типа – интервалы разреза, породы которых приобщаются в разработку после применения ГРП [«Методические рекомендации...», 2022].

Несмотря на многолетние исследования, площадь распространения коллекторов и их свойств даже в пределах одного пласта практически непрогнозируема. Хотя именно наличие или отсутствие коллектора определяет реальные объемы подвижного флюида, доступного для разработки, тк понятие «залежь» с ее атрибутами: водо-нефтяным контактом, внешним и внутренним контуром нефтеносности, переходной зоной, неприменимо к высокоуглеродистым отложениям. К такому выводу пришли авторы комплексной работы «Дифференцированная оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты Западно-Сибирской НГП с выделением перспективных зон и участков на основе разработки и совершенствования критериев ее потенциальной продуктивности и методических подходов к оценке прогнозных ресурсов» [Скворцов, 2016].

Критерии прогноза нефтегазоносности БС разрабатывались А.Э.Конторовичем, И.И.Нестеровым, В.А.Скоробогатовым, О.Г.Зариповым, Т.Ф.Дорофеевой, В.П.Соничем, А.А.Трофимуком, А.Н.Фоминым, В.С.Мелик-Пашаевым, О.В.Барташевичем, Т.Т.Клубовой, Ю.Н.Карогодиным, Л.П.Климушиной, С.И.Филиной, Б.В.Корневым, Г.Е.Малофеевым, В.В.Хабаровым, М.Ю.Зубковым, Г.С.Ясовичем и многими другими. Особая роль принадлежит работам Ф. Г. Гулари, который в 60-70-хх прошлого века впервые указал на нефтеносность БС. На базе многочисленных исследований, Ф.Г.Гулари и соавторы «в качестве необходимых условий нефтеносности БС рассматривали следующие: мощность свиты – не менее 25 м; мощности верхней и нижней покрывки – не менее 10 м; содержание Сор_г – не менее 7,5 %; кажущееся удельное электрическое сопротивление – 150 Ом·м; современные температуры – не

менее 90 °С; аномалия потенциала самопроизвольной поляризации (ПС) – 20–25 мВ и более» [Афанасенков и др.]. В.А.Скоробогатовым с соавторами систематизированы главные факторы и количественные критерии оценки промышленной нефтеносности БС ЗСНГБ (Рисунок 15).

Факторы и критерии	Авторы				
	И.Н. Ушатинский	Н.А. Крылов, М.В. Корж, С.И. Филина (1982 г.)	С.Г. Краснов, Т.В. Дорофеева и др. (1986 г.)	Ф.Г. Гурари (1990 г.)	В.А. Скоробогатов (1977–1984 гг.); В.А. Скоробогатов, С.Г. Краснов (1984 г.)
Ведущие факторы	Литологический	Литологический: изолированность гор. Ю ₀	Геохимический + геотермический	Литологический + геохимический	Геотермический, геохимический, литологический (тектонический – отсутствие дизъюнктивов)
Величины параметров, благоприятствующие формированию нефтеносности			$C_{орг}$ – более 8–9 %	Мощность свиты – не менее 25 м	СТ более 115 °С – высокодебитные участки
			СТ – 95–100 °С и более	Мощность нижнего флюидоупора – 10 м	100–115 °С – среднедебитные (3–10 м ³ /сут)
			ρ_x^* – более 200 Ом·м	ρ_x – более 150 Ом·м	ρ_x – менее 100 Ом·м – низкодебитные и непродуктивные
			Наличие кислых интрузий в фундаменте**	$C_{орг}$ – более 6–7 %	Содержание $C_{орг}$ – более 7–8–9 % на грациях катагенеза МК ₃ –МК ₂ –МК ₁ , мощность нижнего и верхнего глинистых экранов – более 10 м

* ρ_x – кажущееся электрическое сопротивление пород.

** Непременное условие формирования термоаномалий в осадочном чехле ЗСМП за счет дополнительного теплового потока, генерированного в гранитах и гранитоидах.

Рисунок 15. Главные факторы и количественные критерии оценки промышленной нефтеносности БС ЗСНГБ [Скоробогатов и др., 2019]

Региональные критерии прогноза нефтегазоносности БВУФ, по сути, определяют в ней зоны с высоким содержанием ОВ и термической зрелостью («лакомые кусочки»- sweet spots). Однако прямой связи с продуктивностью указанных параметров не установлено. На рисунках (Рисунок 16 а-г) проведено сопоставление некоторых

параметров, которые считаются ответственными за нефтегазоносность БВУФ, и контуры участков, на которых посчитаны запасы по пласту Ю0, согласно Государственному балансу. На некоторых участках ведется опытно-промышленная эксплуатация и разработка. Можно видеть, что прямой связи указанных параметров и продуктивности не наблюдается.

В работе новосибирских геологов получены эмпирические количественные зависимости между величиной открытой пористости и приведенным значением водородного индекса (Н_{ie}), которую авторы рекомендуют использовать при региональном и зональном прогнозе. По мнению авторов исследования, два важнейших фактора, влияющих на величину пористости: степень изолированности нефтегазовой системы и литологический состав пород, требуют дальнейшего рассмотрения и изучения [Бурштейн и др., 2021].

Зональный прогноз нефтегазоносности на сегодня проводится по разнообразным авторским подходам. К примеру, Е.Е.Оксенойд с соавторами предложена концепция о трех факторах риска: продуцирующей УВ материнской породе, вероятности наличия коллектора, способного содержать и отдавать УВ, сохранность скоплений УВ. Эта концепция положена в основу поиска скоплений УВ и реализована при локализации перспективных участков и вероятностной оценке ресурсов на территории, охватывающей Приобское, Приразломное и ряд других нефтяных месторождений, открытых в Приобском и Салымском нефтегазоносных районах (НГР) Фроловской нефтегазоносной области [Оксенойд и др., 2021].

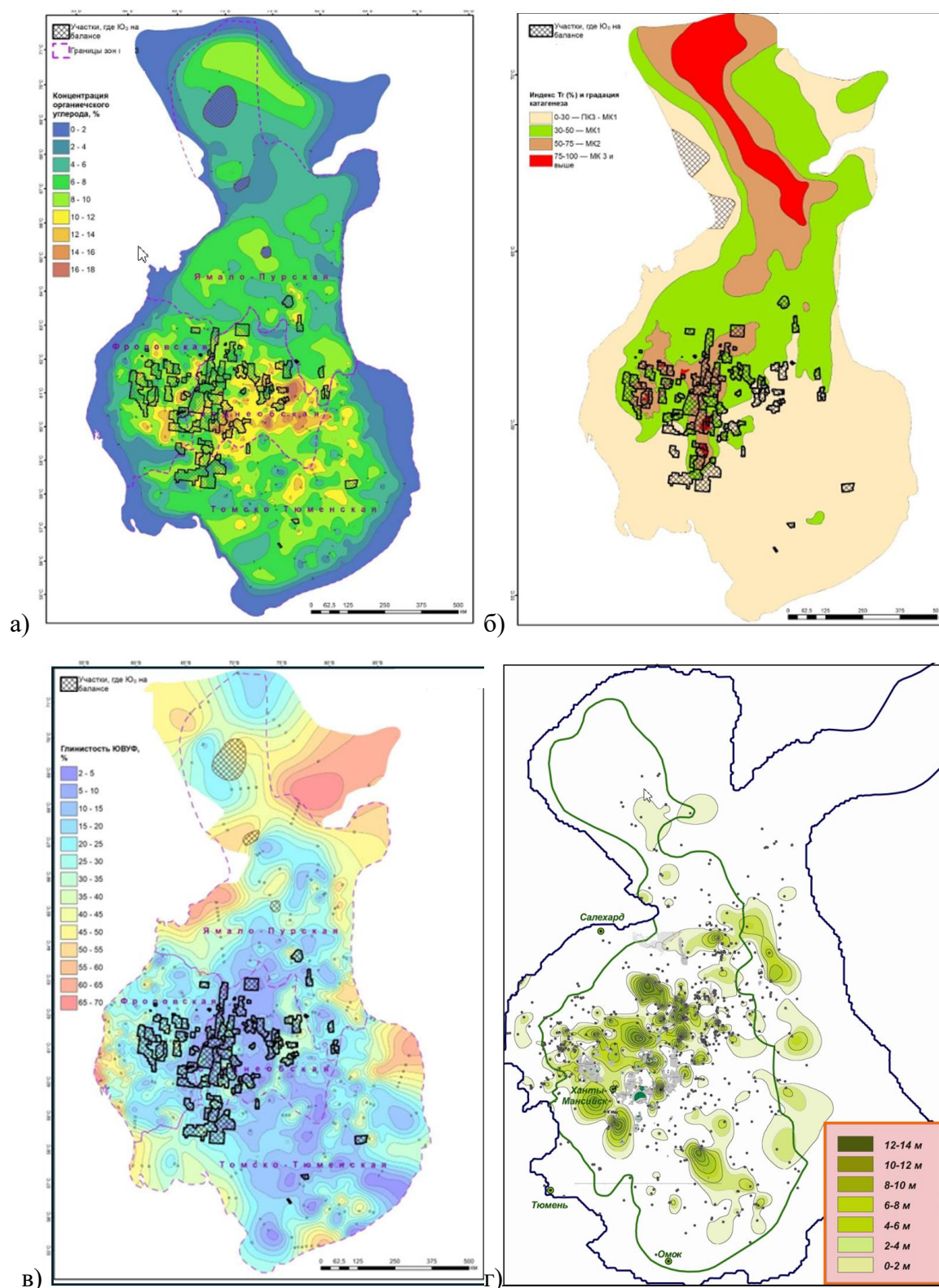


Рисунок 16. Сопоставление некоторых региональных критериев промышленной нефтегазоносности БВУФ и участков, на которых получены промышленные притоки и посчитаны запасы по пласту Ю00 а) концентрация ОВ в БВУФ (построено диссертантом с коллегами), б) катагенез ОВ БВУФ (построено диссертантом с коллегами), в) глинистость БВУФ (построено диссертантом с коллегами), г) суммарная мощность карбонатных пород в БВУФ [Нестеров, 2009 г]

Дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности БС и абалакской свит, по мнению О.М. Мкртчяна, должна сопровождаться «построением региональных (с максимально возможной степенью детальности) карт мощностей и литофаций этих отложений и разработкой палеотектонических и палеогеоморфологических схем» [Мкртчян, 2018]. По его мнению, связь выявленной нефтегазоносности с этими параметрами еще предстоит установить. А.П.Афанасенков, В.И.Пырьев и В.А.Скоробогатов сформулировали следующие условия, сочетание которых необходимо для «формирования нефтеотдающих участков и локальных зон (нефтяных «залежей») в БС: высокое содержание Сор_г в породах (в настоящее время не менее 6–7 % на уровне катагенеза МКЗ, R° = 1,0 %, первоначально – 15–17 % и более); максимально высоких современных температур в БС – 110–115 °С и более (чем больше, тем лучше, но не более 130 °С, далее – начало разрушения нефтебитумоидов); достаточно больших мощностей подстилающих и перекрывающих баженовские «обычных» сероцветных глинистых пород покровов (не менее 10–12 м); отсутствия / малой плотности развития дренирующих разломов, в том числе малоамплитудных» [Афанасенков и др., 2016]. При этом, «геотемпературы выступают в роли важнейшего генерационного и внутреннего миграционно-аккумуляционного фактора. Под их воздействием процессы битумогенерации приводят к образованию трещинно-порового коллектора в массиве аргиллитоподобных пород БС и, в конечном счете, формированию скоплений с извлекаемыми запасами нефти, характеризующихся АВПД до 40–50 МПа (K_{прев} = 1,4–1,5)» [Афанасенков и др., 2016]. При этом распределение продуктивности БВУФ как в региональном плане, так и на месторождениях, когда «на одну продуктивную скважину приходится три сухих» носит сложный мозаичный характер (*Рисунок 17*).

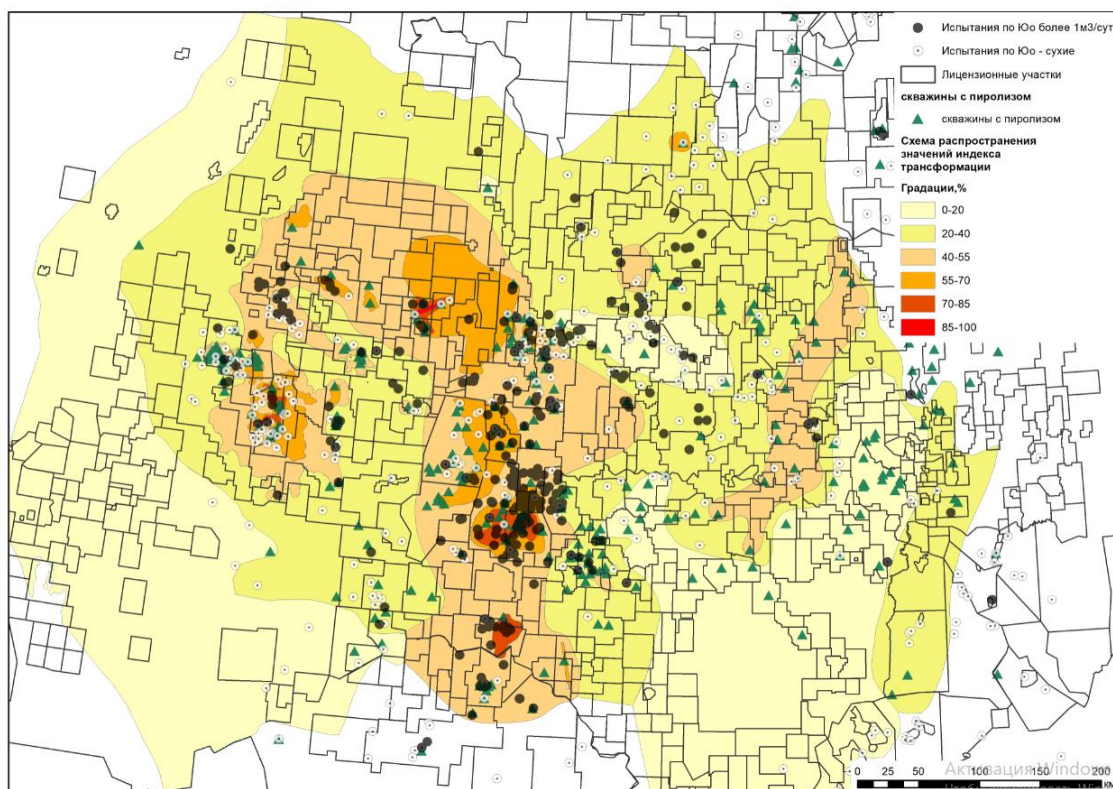


Рисунок 17. Расположение продуктивных (более $1\text{ м}^3/\text{сут}$) и «сухих» скважин в БВУФ на фрагменте схемы катагенеза БВУФ, построенной в величинах индекса трансформации органического вещества (построено Н.С.Балушкиной с коллегами)

Существующие критерии прогноза нефтегазоносности БВУФ и принципы выбора мест заложения продуктивных скважин в большинстве своем не опираются на исследования распространения и свойств коллекторов и выявлению зон с улучшенными коллекторскими свойствами. Исключением здесь являются участки природной трещиноватости, для поиска которых предлагаются разные авторские методики [Зубков, 1999, 2021, Глухманчук, 2014, Гогоненков, Некрасова, 2010 и др.]. Определенные успехи достигнуты при локальном прогнозе нефтеносности БВУФ, преимущественно на месторождениях Краснотенинского нефтегазоносного района, где разработка ведется на Краснотенинском, Рогожниковском, Восточно-Каменном, Галяновском, Средне-Назымском, Пальяновском меторождениях.

Из БВУФ получены притоки газа на некоторых месторождениях центральной и северной частей бассейна. В работе коллектива специалистов научно-технического центра «Газпром нефти» в результате моделирования УВ систем было показано, что по фазовому состоянию Ув баженовские отложения можно ранжировать на области: обычная нефть в областях зрелости ПК3-МК1, легкая нефть в областях МК2-МК3,

обогащенного конденсата при зрелости МК3-МК4 и конденсата при зрелости МК4-АК1 [Морозов и др, 2016]. Ими же была выведена зависимость газосодержания от зрелости ОВ (Рисунок 18).

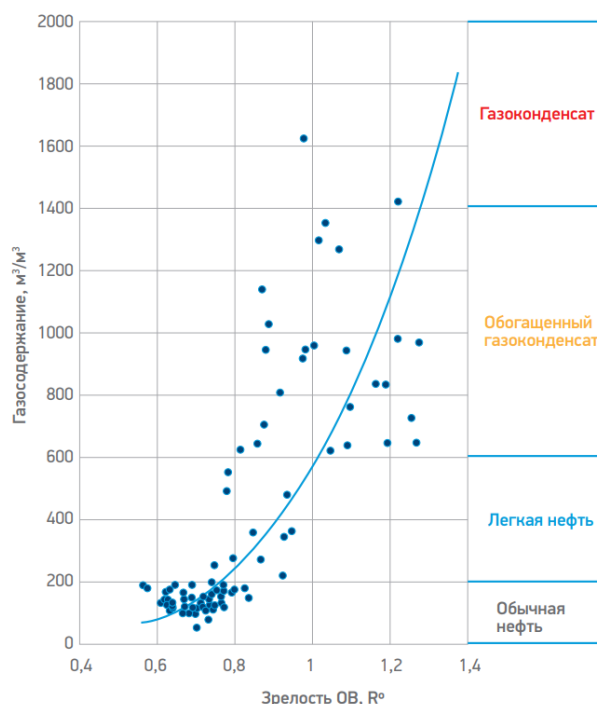


Рисунок 18. Зависимость газосодержания от зрелости ОВ баженовских отложений [Морозов и др, 2016]

Таким образом, обзор существующих в РФ и США представлений о формировании нетрадиционных ресурсов, способах прогноза и оценки целесообразности вовлечения их в разработку показывает, что:

- принципиально отличающей традиционные скопления от нетрадиционных, особенно в высокоуглеродистых отложениях, является отсутствие ловушки в традиционном понимании и залежи как таковой, контролируемой этой ловушкой. Для таких скоплений используется понятие Continuous Plays - «непрерывная нефтегазовая система» как непрерывное скопление углеводородов с трудноопределяемыми границами.

- зарубежными геологами «в качестве первоочередных для разработки рассматриваются «лакомые кусочки» (sweet spots), оценка перспективности разработки скоплений углеводородов в «лакомых кусочках» является комплексной, геолого-экономической

- БВУФ содержит УВ в каждой точке своего распространения, является «непрерывным скоплением углеводородов» и региональным нетрадиционным резервуаром. Региональные критерии прогноза нефтегазоносности БВУФ определяют в ней зоны с высоким содержанием ОВ и термической зрелостью («лакомые кусочки»), однако критерии площадного распространения пластов, с которыми может быть связана промышленная продуктивность БВУФ в «лакомых кусочках» отсутствуют, а коллекторские свойства этих пластов практически непрогнозируемы

- для БВУФ комплексных геолого-экономических оценок перспективности разработки скоплений сланцевый УВ, подобных тем, что применяются в США, нет

Наиболее важной особенностью БВУФ и других ВУФ является «непрерывный» характер скоплений углеводородов, которые не отражаются напрямую в сейсмической записи и не имеют прямого литофациального контроля. Для таких скоплений нецелесообразно концепцию поиска базировать на поиске ловушек и связанных с ними залежей. По мнению В.А.Скоробогатого «наиболее действенный фактор формирования «отдающей» нефтеносности БС- геотермический» [Скоробогатов и др., 2019]. Само понятие «залежь» в БВУФ утрачивает свой смысл. Наиболее приемлемым понятием видится *скопление подвижных УВ*. А подход к проведению ГРП, его стадийность и задачи, применительно к «непрерывным» скоплениям УВ с «трудноопределяемыми» границами должны быть существенно пересмотрены. Кроме того, в БВУФ содержатся разные по характеру связанности с минеральной матрицей и керогеном типы скоплений УВ, которые подлежат поиску и разведке, и эти скопления приурочены к нетрадиционным резервуарам разной геологической природы. В зависимости от того, о каком объекте разработки идет речь (низкопроницаемые коллекторы или матричная нефть), то и набор параметров для поиска будет различным. На сегодняшний день положительный опыт системного планирования и постановки нефтепоисковых работ в нефтематеринских отложениях отсутствует. Это обосновывает актуальность заявленной цели работы и поставленных задач.

ГЛАВА 3. ИЕРАРХИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА РЕГИОНАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА БВУФ¹

3.1. Методология изучения БВУФ

Методология изучения регионального резервуара БВУФ для получения качественно новых знаний о строении и закономерностях формирования скоплений подвижной нефти и разработки концепции рационального планирования ГРП и прогноза нефтегазоносности базировалась следующих принципах:

- многоуровневая структура БВУФ, элементы которой обладают парагенетическими связями
- ранговая иерархия выделяемых объектов, соответствие их масштабов и применяемых видов исследований
- применение метода геологической аналогии и перенос закономерностей геологического строения, выявленных на хорошо изученных объектах, на объекты слабоизученные с учетом сходств геологического строения
- соблюдение этапов комплексного разномасштабного изучения и последовательного усложнения и детализации представлений о строении объектов
- применение комплексов геолого-геофизической информации и приемов интерпретации, адаптированных к высокоуглеродистым отложениям и соответствующих масштабности исследования, ограничения в применении методов, связанные со спецификой высокоуглеродистых отложений как нефтегазоносных объектов

¹ При подготовке данного Раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором в соавторстве, в которых, согласно «Положению о присуждении ученых степеней в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова», отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

1. Балущкина Н. С., Волянская В. В., Осипов С. В., Хотылев О. В., Калмыков Г. А. Системный подход и комплексирование исследований при моделировании свойств и прогнозе нефтегазоносности баженовской высокоуглеродистой формации в Западной Сибири // *Нефтяное хозяйство*, 2021. – №4. – С. 34–39. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-4-34-39. EDN: QAWDAN. Импакт-фактор 0,299 (SJR) (0,970 печатных листа, авторский вклад 75%).
2. Калмыков Г.А., Балущкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала // *ООО «Издательство ГЕОС» ОАО «Альянс “югполиграфиздат”», ООО ИПК «Панорама» 400001, г. Волгоград* – 2017. – с. 246 (35,0 печатных листа, авторский вклад 35%).
3. Богатырева И. Я., Коточкова Ю. А., Балущкина Н.С., Хотылев О. В., Фомина М. М., Тюрина Н. А., Яблоновский Б. И., Калмыков Г. А. Структурно-фациальная типизация разрезов баженовской высокоуглеродистой формации Западно-Сибирского бассейна // *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 2024. – № 1. – С. 66-82. EDN: LQRPXW. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (2,222 печатных листа, авторский вклад 25%).

Основой прогноза геометрии и свойств традиционных терригенных и карбонатных природных резервуаров является анализ пространственно-временных процессов седиментогенеза и закономерностей распределения осадочных комплексов и представления о том, что «морфология и ФЕС природных резервуаров в значительной степени предопределены физико-географическими обстановками древних сред седиментации, тесно связанными с тектоническим планом территории в ту или иную геологическую эпоху, а также направленностью и интенсивностью вторичных преобразований» [Чернова, 2005]. Прогноз пространственного распределения и изменчивости коллекторских и флюидоупорных свойств таких резервуаров тесно связан с анализом распространения литогенетических типов отложений по площади в связи с фациальной зональностью. Поэтому систематика разномасштабных седиментологических объектов является основой для прогнозирования геометрии, коллекторских и флюидоупорных свойств резервуаров и для геологического моделирования. Успехи в этом направлении достигнуты благодаря работам А.А.Бакирова, Э.А. Бакирова, З.К.Борисенко, Ю.П.Борисова, В.Л.Бреева, А.Н.Дмитриевского, Е.И.Семина, В.С.Жемчуговой, Р.Ч. Селли, О.С.Черновой и др. Исследования, направленные на характеристику и систематику литологических объектов в баженовских отложениях успешно развиваются благодаря работам Ф.Г.Гурари [Гурари, 1981, 1984 и др.], Т.В.Дорофеевой [Дорофеева и др., 1979, 1983 и др.], И.И. Нестерова [Нестеров и др., 1987 и др.], Ю.Н.Занина [Занин, 2001, 2016 и др.], В.Г. Эдер [2006, 2013, 2023 и др.], С.И. Филиной [Филина, 1984], В.Д. Немовой [2017, 2021, и др.], И.А. Панченко [2015, 2016 и др.], Е.А.Предтеченской [Предтеченская и др., 2006, 2015 и др.] и многих других. Значительные успехи достигнуты в области выявления выявления связи нефтегазоносности с литологией отложений благодаря А.Э.Конторовичу [1972, 1998 и др.], И.И.Нестерова [1983, 1986 и др.], А.Г.Мухер [2013, 2017 и др.], О.В. и А.В.Постниковым [2017 и др.], О.В.Хотылеву [2019, 2021 и др.] и другим. Нефтематеринские отложения генетически представляют собой комплекс пород флюидоупоров, и распределение в них нетрадиционных резервуаров, изменчивость коллекторских свойств слагающих резервуары пород коллекторов, не имеют прямого литофациального контроля. Резервуары БВУФ не имеют четкой пространственно-временной организации и постоянного специфического состава. В таблице (*Таблица 3*) приведена характеристика коллекторов БВУФ ряда месторождений Среднеобской и Фроловской НГО: минерально-компонентый состав, содержание ОВ, ФЕС, мощность

коллектора и мощность литологического пласта, в котором выявлен и изучен коллектор. Из таблицы видно, что любой литотип пород, слагающих разрез БВУФ, кроме вторичных карбонатов, может обладать коллекторскими свойствами. Среди исследователей устоялось мнение, что основными потенциально-продуктивными интервалами (ППИ) в БВУФ являются пласты радиоляритов и карбонатов различного генезиса. «Однако на Нижневартовском, Красноленинском сводах, Правдинском, Средне-Шапшинском месторождениях в ряде скважин радиоляриты и вовсе отсутствуют в разрезах. На Демьянском мегавале, напротив, пласты радиоляритов присутствуют только в наиболее погруженных участках территории, но при этом не являются коллекторами. Прослой фосфоритов являются в БВУФ продуктивными коллекторами, однако они установлены в разрезах лишь на отдельных территориях Красноленинского свода. На Салымском месторождении с помощью испытателей пластов на кабеле (компания Шлюмберже) установлено, что основные притоки нефти получены не только из пластов радиоляритов, но и из обогащенных керогеном нетрещиноватых интервалов матрицы» [Балушкина и др., 2021].

Таблица 3. Некоторые характеристики нефтенасыщенных пород БВУФ [Балушкина и др., 2021]

<i>Литотип</i>	<i>Тип пустотного пространства</i>	<i>Сорг %</i>	<i>Кп, %</i>	<i>Кпр, мД</i>	<i>Вторичные процессы, приведшие к формированию порового пространства</i>	<i>Мощность пласта</i>	<i>Мощность коллектора в пласте</i>
Кремнисто-карбонатная/кремнистая порода	Порово-микрокаверновый	<6%	Н.п.о.- 20%	Н.п.о.-50 мД	Растворение, доломитизация	До 10м	Менее 2 м
Глинисто-кремнисто-фосфоритовая	Микропоровый	>5%	Н.п.о.-15%	Н.п.о.-2 мД	Перекристаллизация	0,5-4 м	Менее 0,5 м
Глинисто-кремнистая порода	Микропоровый	<10%	Н.п.о.-6%	Н.п.о.-2 мД	Перекристаллизация, термическое созревание керогена	До 10м	До 10 м-
Известняк	-	<2%	Н.п.о.-1%	Н.п.о.-0,004мД	Перекристаллизация	До 1м	-
Доломит	-	<2%	Н.п.о.-1,5%	Н.п.о.-0,004мД	Перекристаллизация	До 1м	-
Кероген-глинисто-кремнистая порода	Микропоровый	>10%	Н.п.о.-8%	Н.п.о.-3 мД	Перекристаллизация, термическое преобразование керогена и нефтегенерация	До 15 м	До 5 м

Н.П.О.- ниже предела обнаружения

Приведенные данные свидетельствуют о том, что прямое увязывание литологии и коллекторских свойств в БВУФ может привести к ошибочным прогнозам, поэтому и методология изучения и прогнозирования свойств нетрадиционных резервуаров на основе литологических характеристик применительно к высокоуглеродистым

отложениям могут создать ошибочные представления об их нефтегазоносности (Рисунок 19).



Рисунок 19. Иерархия седиментологических [по Черновой, 2018] и нефтегазовых объектов [по Кузнецову, 2012] и их несоответствие в связи с отсутствием прямого лито-фациального контроля нетрадиционных резервуаров и изменчивости их свойств в высокоуглеродистых отложениях

Сам механизм формирования скоплений УВ, доступных для разработки, в БВУФ сильно отличается от механизмов формирования «традиционных» залежей. Содержание УВ в БВУФ определяются начальными концентрациями в породах ОВ и его катагенетической зрелостью. В процессе катагенетических трансформаций из ОВ образуются скопления УВ, утративших связь с материнским керогеном и которые способных к миграции (Н.Б.Вассоевич называл их «микронефть»), а также автохтонных, сорбированных на керогене или минеральной матрице [Баженова и др., 2009] – (Рисунок 13).

Наличие или отсутствие подвижной воды в поровом пространстве, соотношение свободных и связанных флюидов и сам объем порового пространства являются

дискуссионными вопросами. Вода в отложениях морского баженовского эпиконтинентального бассейна присутствовала изначально, в процессе литификации происходило поэтапное отжатие поровых вод. Вторым источником была вода, выделившаяся в результате превращения углеводов ОВ в УВ. Выделение воды происходило также при дегидратации опала с переходом из аморфного состояния в кристаллическое, а также в процессе трансформации глинистых минералов. Г.А.Калмыков со ссылкой на работу О.К.Баженовой отмечал, что «аморфные формы кремнистых минералов характеризуются высокой адсорбционной активностью и, как показала в своей докторской диссертации О.К. Баженова, кремнезем в форме опала-А и опала-КТ существенно сдерживает процессы реализации нефтематеринского потенциала породы, и это влияние практически прекращается в кварцевой зоне. Кристаллизация кремнезема оказывает положительное влияние и на формирование и улучшение ФЕС пород, но также является важным процессом для преобразования ОВ, генерации и первичной миграции УВ [Баженова, 1991]» [Калмыков, 2016]. Источниками воды в БВУФ служили также иллизионные и гидротермальные воды. Эти воды присутствуют в поровом пространстве пород и создают блокирующий эффект при разработке, однако, по достоверным результатам испытаний, подтверждающих это предположение, а также материалов из открытой печати, автору найти не удалось. В.А.Карпов сообщает, что «нефть, полученная при испытании баженитов, практически безводная» [Карпов, 2013]. Такая же информация приводится В.П. Соничем [Сонич, 1999]. Анализ результатов испытаний пластов БВУФ до начала эксплуатации, проведенный автором, подтверждает, что в составе притока присутствуют только УВ. Вода в притоке возможна в случае ее закачки в пласт в процессе разработки. Получаемая при редких испытаниях вода, судя по имеющейся у автора информации, не исследовалась на её принадлежность именно к пластовым водам баженовских отложений, а не к техногенным.

В работе Михайлова Н.Н. с коллегами [Михайлов и др., 2022] делается следующий вывод: «Воды в породах баженовской свиты достаточно много и находится она в наиболее мелких порах». При этом приводится график (*Рисунок 20.*), который показывает, что в исследованном авторами образце вода составляет менее 0,5% по массе (99,5мг при температуре 80°C против 100 мг в начале нагрева, без учета выделения УВ, количество которых, согласно *Рисунок 20.* преобладает.

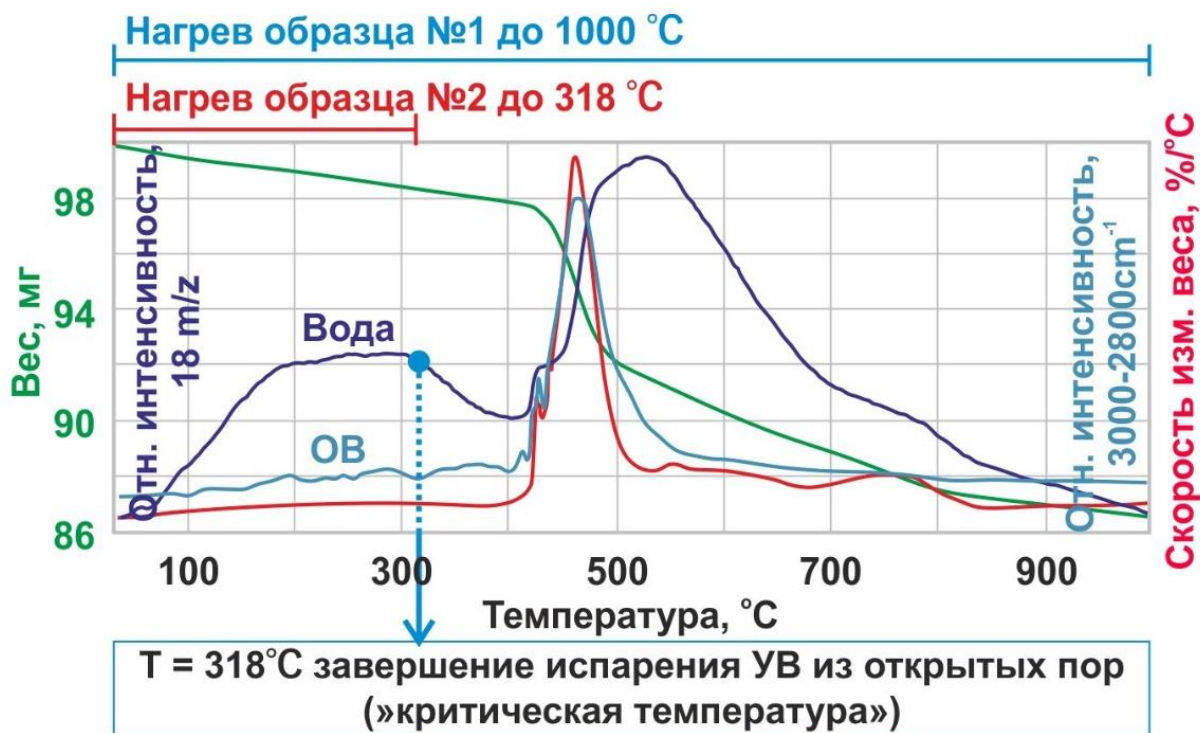


Рисунок 20. Эксперимент по оценке полноты очистки от УВ [Михайлов и др., 2022]

Результаты экспериментального определения водосодержания и остаточной углеводородонасыщенности пород БВУФ [Калмыков и др., 2017]

Для измерения количества воды и остаточной углеводородонасыщенности (остаточную нефтенасыщенность и битумонасыщенность в данном случае невозможно разделить) в породах БВУФ в лаборатории кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ были проведены исследования стандартных образцов в аппарате Закса. Суть метода заключается в выделении из образца воды при его нагревании в парах растворителя. Особенностью метода является разделение выделяющихся воды и УВ, что позволяет определить количество воды в образце, заполненном как водой, так и УВ. В качестве растворителя использовался толуол, т.к. он:

- Имеет температуру кипения выше температуры кипения воды ($T_{\text{кип.тол}} = 111^{\circ}\text{C}$)
- Не смешивается с водой
- Имеет с водой чёткую разделяющую границу
- Хорошо растворяет лёгкие УВ, улучшая условия для выгонки воды

Помимо определения содержания воды, аппарат Закса позволяет определить остаточную углеводородонасыщенность по потере веса образца после проведения эксперимента, с учётом плотности выделившихся УВ и объёму выделившейся воды.

Полученные в результате исследования значения объемов воды и УВ были отнесены к объему изученного образца, а не к объему порового пространства. Это связано с тем, что при отнесении объема выделившейся воды к объему пор, измеренного после аппарата Закса (как это делается в традиционных коллекторах для расчета коэффициента остаточной водонасыщенности - Ков), были получены значения от 0.6 до 1.8. Такие величины показывают, что вода была извлечена не столько из порового пространства, сколько из самой породы. Для верификации полученных результатов образцы из этих же пород (дубликаты) были переданы в Тюменский научный нефтяной центр (ТННЦ). Измерения в ТННЦ подтверди диапазон Ков. Таким образом, две независимые лаборатории показали, что в породах БВУФ вода содержится не столько в поровом пространстве, сколько в минеральной матрице.

Пересчитанные отношения объемов воды и УВ к объему образца вынесены на Рисунок 21. (на *Рисунок 22*, для наглядности на представлены данные только по воде). Нормированные на объем образца значения водосодержания лежат в диапазоне от 0.1 до 3.5 %, УВсодержания - от 0.1 до 6.1%. На этих же образцах был проведен рентгено-фазовый минералогический анализа (РФМА). Зависимость доли воды в образце от массовой доли глин демонстрирует возрастание доли воды при увеличении доли глинистых минералов (*Рисунок 23.*). Причем, «до 40 % глинистости содержание воды практически не изменяется и составляет от 0.05 до 0.6%, в среднем около 0.3 %. Начиная с 40% глинистости наблюдается резкий рост содержания воды. Так при 50 % глинистости содержание воды в 8 раз превышает уровень, соответствующий содержанию воды при глинистости меньше 40%. Эти результаты позволяют сделать вывод о том, что в породах БВУФ вода присутствует либо в виде физически связанных молекул воды прочно адсорбированных на глинистых частицах, либо в тонких гидрофильных капиллярах» [Калмыков и др., 2017].

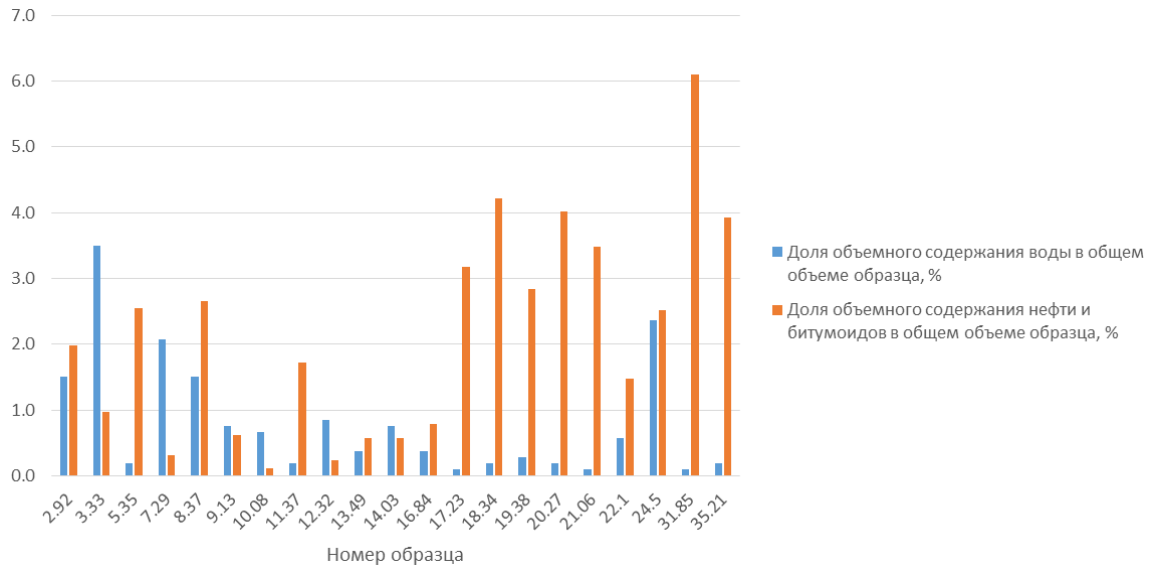


Рисунок 21. Доля объемного содержания воды и УВ (сумма объемов остаточной нефти и битумоидов) в объеме образца



Рисунок 22. Доля объемного содержания (по оси ординат) воды в объеме образца



Рисунок 23. Зависимость объемного содержания воды в породе (по оси ординат) от массового содержания глинистых минералов

Результаты экспериментального определения наличия свободных флюидов в поровом пространстве (материалы опубликованы в работе [Калмыков Г.А. и др., 2017])

В работе коллектива авторов компании Шлюмберже [SPE164554] приведены результаты центрифугирования образцов пород высокоуглеродистой формации (ВУФ) Eagle Ford Shale (Рисунок 24) и сопоставление сигналов ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) на образцах керна и ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в скважинах, вскрывших высокоуглеродистые отложения Eagle Ford Shale (Рисунок 25, Рисунок 26), которые показали, что породы поднятые на поверхность не содержат свободных флюидов в поровом пространстве. Проведенные в 2013 г. в ТННЦ ПАО Роснефть исследования по вытеснению свободного флюида методом центрифугирования на образцах БВУФ не позволили извлечь ни воду, ни УВ.

Центрифугирование керна:
Свободный флюид уже удален

$$Q \propto \frac{k \cdot \Delta p}{\mu}$$



Длина = 2.0 дюйма
Площадь = 1.76 кв.дюйма
 $\Delta P = 1000$ psi
Максимальный поток = $(0.1)/(3 \cdot 24 \cdot 60) = 2.315E-5$ мл/мин
(точность, центрифуги 0.1сс, вращалось 3 дня)

Не получено никакого извлеченного флюида после вращения образца в течении трех дней при градиенте давления 1000 psi

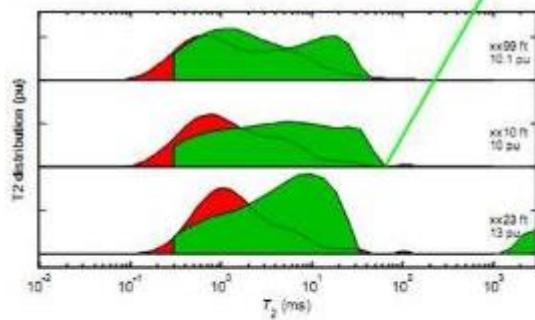
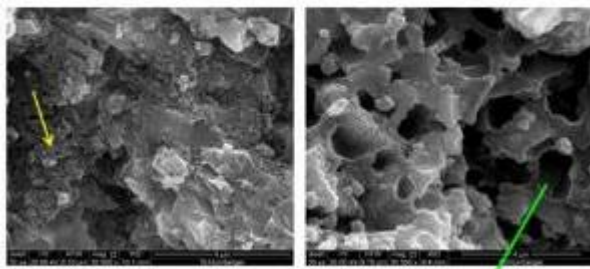
Весь свободный флюид в керне был уже утерян в ходе подъема керна на поверхность

$$\text{Подвижность} < \frac{\text{Макс.поток} \cdot \text{Длина}}{\text{Площадь} \cdot \Delta P} = 2.5 \text{ нД / сП}$$

1000 psi=7МПа

Рисунок 24. Схема центрифугирования цилиндра для извлечения подвижной нефти [SPE164554]

T_2 гран. ~ 9.4 мс



SPE 164554

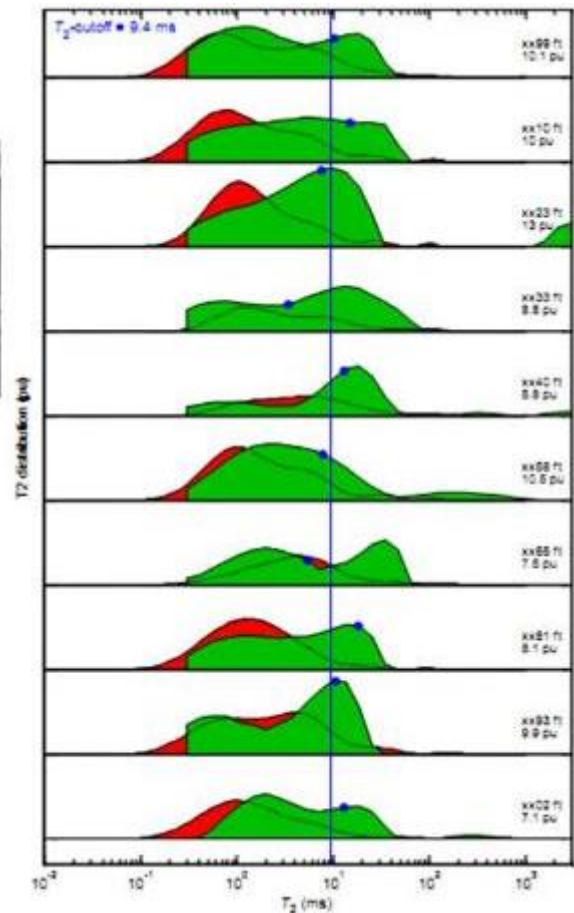


Рисунок 25. Сопоставление спектрограмм ЯМК-ЯМР [SPE164554]

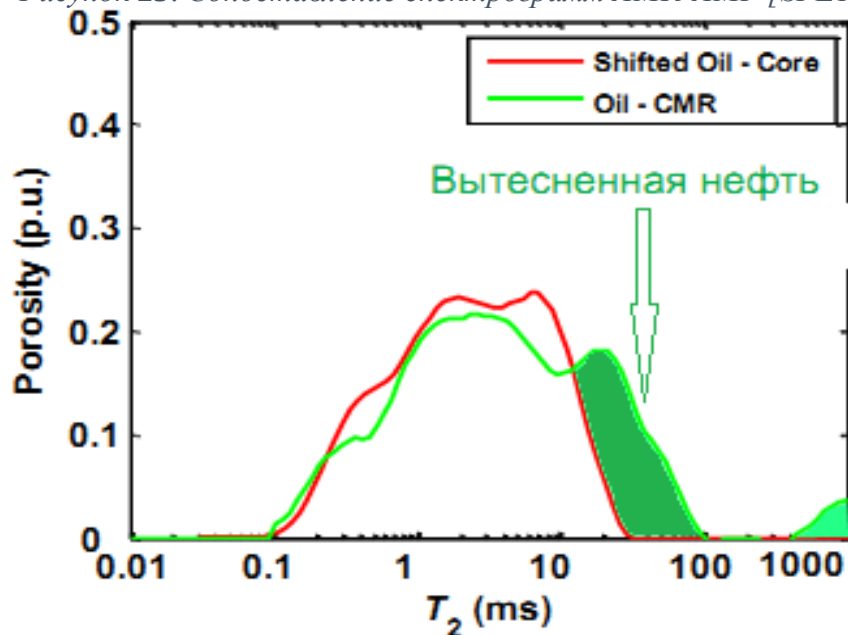


Рисунок 26. Сопоставление сигналов ядерного магнитного каротаж скважины и ЯМР образца [SPE164554]

Г.А.Калмыков, проводя «сравнение результатов измерений ЯМК и ЯМР для одной из скважин Приобского месторождения были проведены совместно со специалистами

Центра добычи углеводородов СколТех. Результаты измерений на ЯМР-релаксометре были любезно предоставлены Богданович Н.Н. из Центра добычи углеводородов СколТех. Кривые релаксации T2 измерялись методом Карра-Парселла-Мейбум-Гилла. На каждом образце было проведено 4 измерения:

1. Измерение на неэкстрагированном ненасыщенном образце.
2. Измерение на неэкстрагированном насыщенном образце (под насыщением подразумевается донасыщение образца керосином).
3. Измерение на экстрагированном ненасыщенном образце.
4. Измерение на экстрагированном насыщенном образце.

Результаты измерений представлены в Таблица 4.

Таблица 4. *Сопоставление коэффициентов пористости по данным ЯМР. Скважина Приобского месторождения*

№ п/п	Глубина ув., м	Коэффициент пористости по ЯМР, %			
		Неэкстрагированные		Экстрагированные	
		Сухие	Насыщ.	Сухие	Насыщ.
1	3071,21	3,05	10,34	0,68	11,48
2	3076,00	2,29	7,87	1,02	10,11
3	3079,27	3,21	5,20	2,25	5,88

Высокие значения пористости для экстрагированных образцов, насыщенных керосином, относительно соответствующих значений для неэкстрагированных образцов, могут свидетельствовать о том, что часть УВ (количественно: разность между соответствующими значениями коэффициентов пористости) представлены тяжелыми нефтями и битумами, «невидимыми» для ЯМР-метода, но растворяющимися в процессе экстракции хлороформом и спирто-бензолом. Очень низкие значения коэффициентов пористости на сухих экстрагированных образцах объясняются тем фактом, что прецессия ядер водорода происходит в них в прочносорбированных флюидах, оставшихся в породе [Калмыков, 2016].

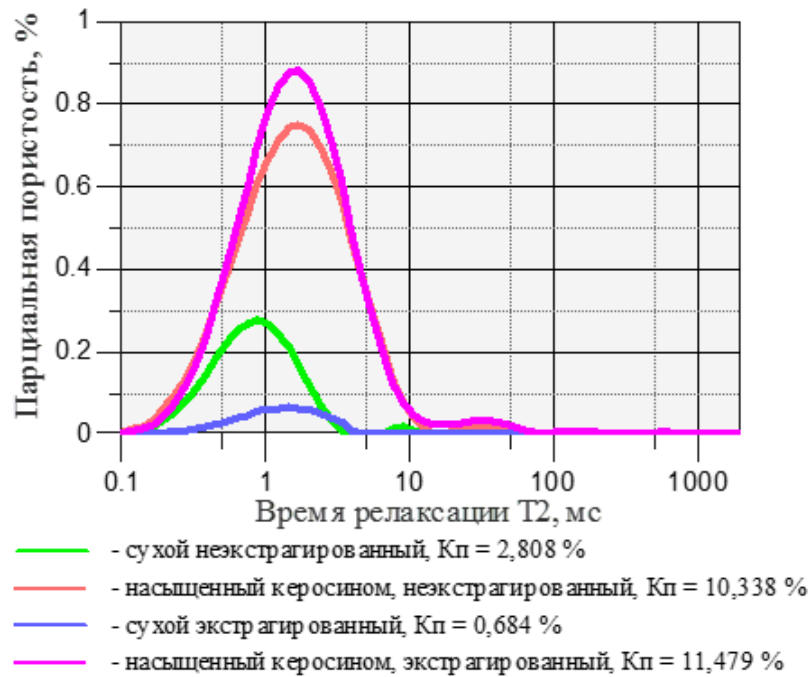


Рисунок 27. Сопоставление парциальных спектров для различных состояний образца с глубины (после увязки) 3071,21м [Калмыков и др., 2017]

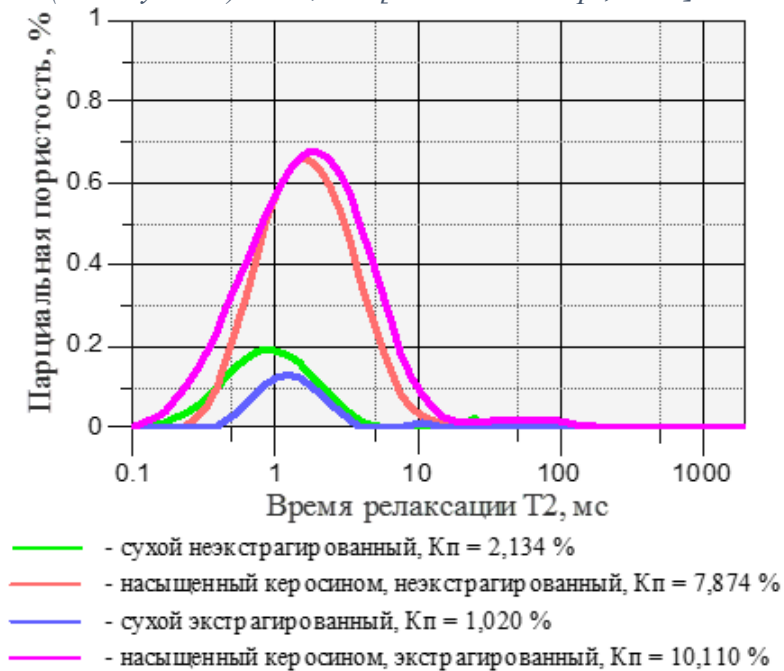


Рисунок 28. Сопоставление парциальных спектров для различных состояний образца с глубины (после увязки) 3076м [Калмыков и др., 2017]

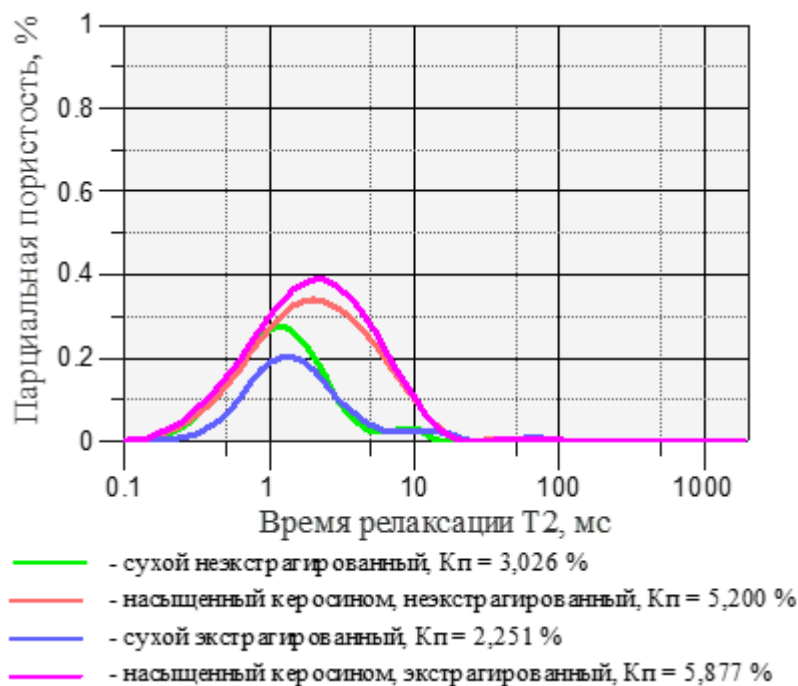


Рисунок 29. Сопоставление парциальных спектров для различных состояний образца с глубины (после увязки) 3079,27 м [Калмыков Г.А. и др., 2017]

«Анализ ЯМР спектров показывает, что сигнал от ядер водорода керосина, заполняющего поровое пространство, находится правее сигнала от сорбированных УВ, заполняющих только часть открытого порового пространства. Сигнал ЯМР насыщенного образца хорошо согласуется с сигналом ЯМК в скважине. Пустотное пространство, в которое проникает керосин, или через которое может быть прокачан азот, в пласте было заполнено нефтью, но было освобождено от нее при подъеме колонки керна на поверхность. Поэтому часть пустотного пространства, занятого подвижной нефтью, предложено называть подвижной пористостью ($K_{пп}$)» [Калмыков и др., 2017].

Анализ спектров ЯМР в комплексе с петрофизическими и геохимическими исследованиями показывает, что использование ядерно-магнитных измерений на низкопоровых отложениях позволяет оценивать объем порового пространства. То есть использование ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) необходимо для оценки содержания подвижных флюидов и распределения пор по размерам. На Рисунок 30 приведен пример результатов ЯМК в непродуктивной скважине, проведенных и любезно предоставленных компанией «Wetherford».

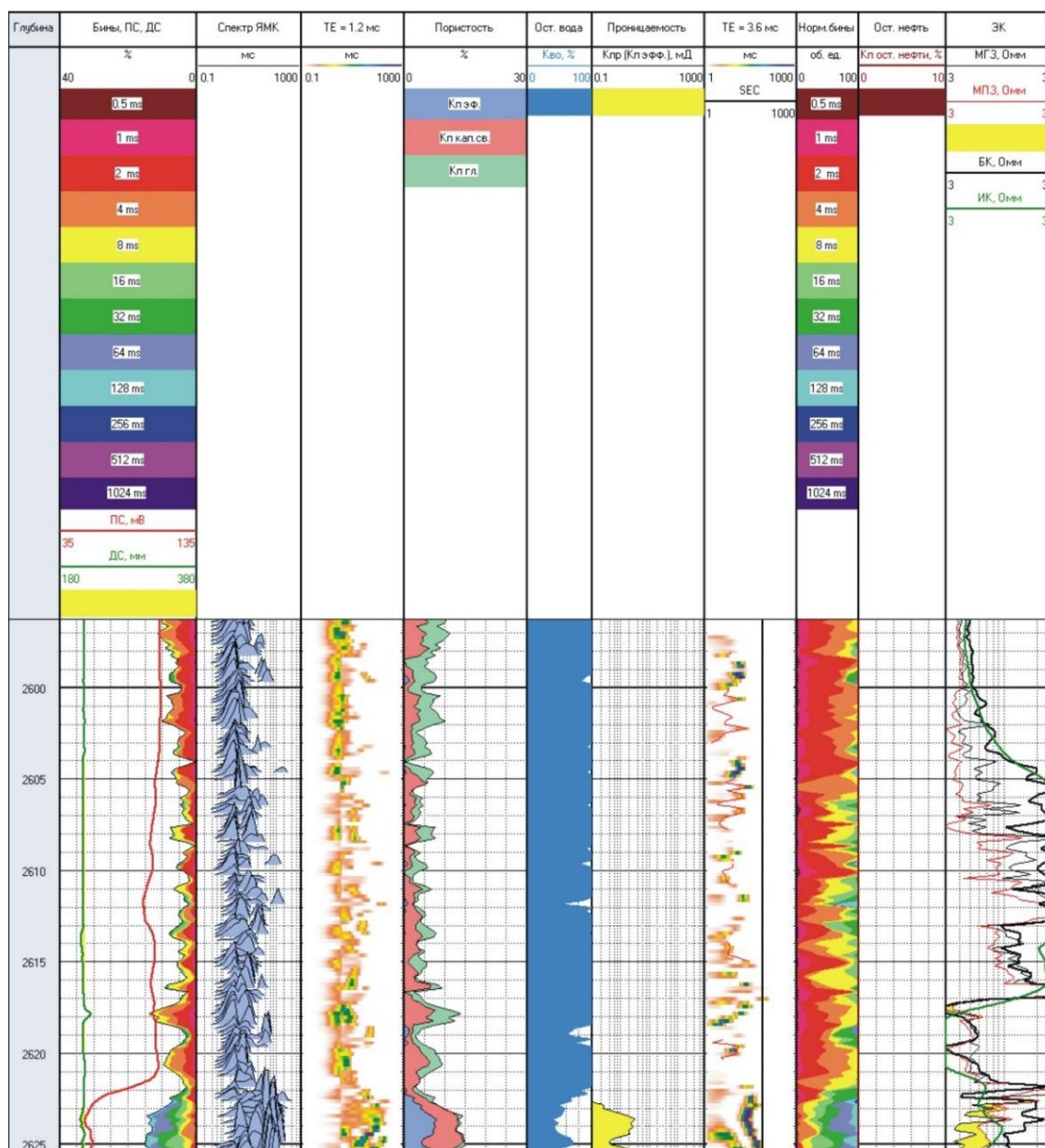


Рисунок 30. Геолого-геофизический планшет с данными ЯМК в разрезе БВУФ [Калмыков и др., 2017]

Описывая эти результаты, Г.А.Калмыков в своей диссертации пишет: «Интерпретация, приведенная на рисунке, является стандартной и предназначена для терригенных или карбонатных коллекторов с определенной долей подвижной и физически связанной воды. Пласты коллектора, способные отдавать нефть в скважину, выделяются на спектрах ЯМК (вторая колонка) и в колонке «Ост.вода» (6 колонка) по белым пикам. По спектрам ЯМК определяется, что основной объем пор заполнен флюидами: нефтью в тонких капиллярах и физически прочносвязанной водой между глинистыми частицами. Пропластки, по которым может фильтроваться флюид, выделяются по пикам на спектрах (второе поле на планшете с названием «Спектр

ЯМК»), соответствующим большим значениям времени релаксации (в стандартной системе интерпретации значение времени релаксации для пор, по которым может фильтроваться свободный флюид должно превышать 33 мс). Однако для пород БВУФ эта величина отличается от стандартной. На Рисунк 26 приведены такие распределения. Зеленым цветом закрашены распределения, соответствующие ЯМК, а красным ЯМР. Расхождение сигналов на временах более 9.4 мс, соответствует вытесненной нефти из порового пространства» [Калмыков, 2016].

Определение объема порового пространства

Метод измерения пористости пород согласно ГОСТ 26450.0-85 после экстракции спиртобензольной смесью или хлороформом, который применяется при исследовании традиционных коллекторов, приводит не только к получению завышенных значений коэффициентов пористости и проницаемости пород БВУФ, но часто и к разрушению образцов при проведении исследований.

В лабораториях МГУ нами проводились многочисленные экспериментальные исследования по подбору способа определения (более 2000 образцов) объема порового пространства [Хамидуллин, 2016, Балущкина, 2013, Билибин, 2015 и др.]. Результаты всех экспериментов систематизированы в диссертации Калмыкова Г.А. (2016 г). «Сравнение различных методик определения объема сообщающегося порового пространства показало, что наиболее корректно проводить определения коэффициента пористости на не экстрагированных образцах с использованием азота. Азот проникает только в открытые сообщающиеся поры, освобожденные от УВ при подъеме керна на поверхность и нахождения на поверхности. Расхождение между коэффициентами пористости, определенными до и после экстракции, показывает объем порового пространства, который занимают сорбированные углеводородные соединения и свободные, закупоренные в порах тяжелыми смолисто-асфальтовыми компонентами. Этот объем порового пространства может быть освобожден от углеводородных соединений только при разрушении их связи с твердой фазой» [Калмыков, 2016]. Далее в работе используются величины пористости, определенные на не экстрагированных образцах с использованием азота.

Флюидодинамическая модель, которая описывает соотношение разных по степени подвижности углеводородов и воды в системе порового пространства БВУФ включает в себя [Калмыков, 2016]:

-Подвижные нефть и газ сообщающихся пор. Отношение объема этих пор к общему объему породы предлагается называть коэффициентом подвижной пористости (Кпп);

-Свободные (не сорбированные на поверхности), но неподвижные нефть и газ, находящиеся в «закрытых порах и сообщающихся порах, но запечатанных смолисто-асфальтовыми компонентами.

-Углеводородные соединения, сорбированные на поверхности пор;

-Вода, сорбированная на поверхности глинистых минералов или других гидрофильных минералов;

-Вода капилляров с гидрофильной поверхностью» [Калмыков, 2016].

Степень гидрофильности пород БВУФ по разрезу не является постоянной величиной. Если гидрофильность определять по отдельным минералам и неминеральным компонентам, то породы БВУФ будут ближе к гидрофильным, так как в составе пород преобладают силикатные минералы, присутствуют глинистые минералы. Однако эти минералы или их часть окутаны УВ и ОВ (кероген, битумоиды, нефть и газ), поэтому при измерении угла смачиваемости методом капли показывает значение 90-130° - т.е. эти породы ближе к гидрофобным.

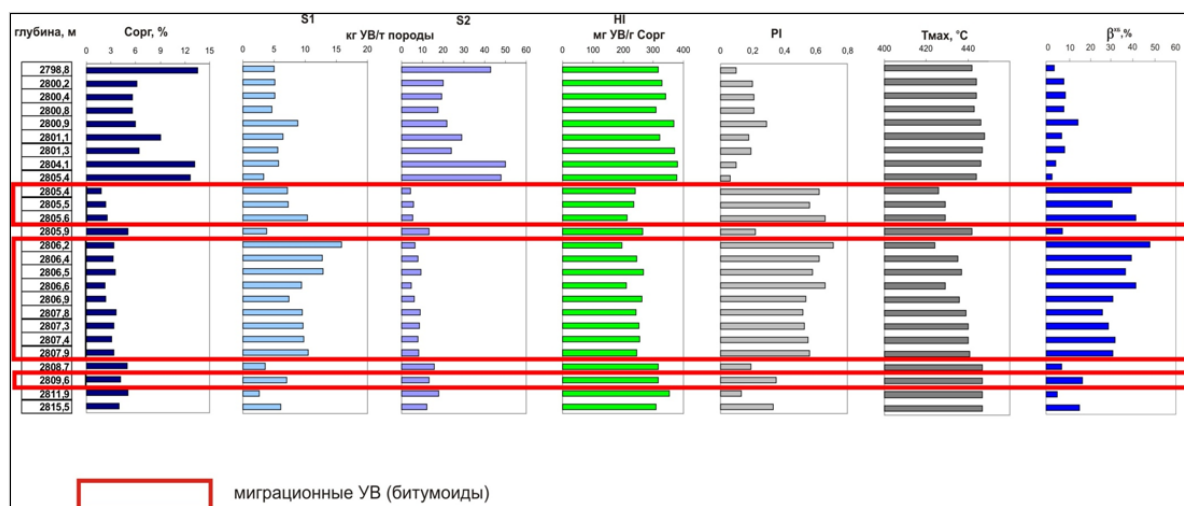
Единой систематики, которая увязывала бы между собой в единую иерархическую последовательность все природные нефтенасыщенные объемы высокоуглеродистых отложений в настоящее время не разработана ни в РФ, ни за рубежом. Отсутствие такой систематики приводит к существующим разногласиям в представлениях относительно ключевых характеристик и выдержанности свойств резервуара, что отражается в низкой эффективности ГРП.

В ВУФ сами понятия коллектора, нефтенасыщенной породы и резервуара имеют свою специфику.

Под нефтенасыщенной породой в БВУФ диссертантом понимается высокоуглеродистая порода, в поровом пространстве которой содержатся свободные, способные к миграции УВ, утратившие связь с исходным материнским веществом и минеральной матрицей.

Выделение нефтенасыщенных пород проводится надежно по комплексу геохимических методов, среди которых метод пиролиза используется чаще всего. Пример разделения УВ на свободные миграционные и сорбированные по комплексу данных пиролиза показан на (*Рисунок 31*). Помимо пиролитических разрезов, для

выделения свободных и связанных углеводородов часто используются графические корреляции пиролитических параметров, такие как: $S2/Cорг$, $S1/S2$ и др. Необходимость использования геохимических методов при исследовании нефтематеринских отложений сегодня признается большинством специалистов.



Миграционные (паравтохтонные) битумоиды :

1. Высокое содержание свободных УВ ($S1 > 5$ кг УВ/т породы).
2. Отношение $S1/S2 > 1$.
3. Высокие углеводородный в $S1 > 20\%$, и битумоидный коэффициенты ($bXB > 20\%$).
4. $PI > 0,5$
5. Содержание мальтенов $> 65\%$, асфальтенов $< 25\%$

Рисунок 31. Выделение свободных углеводородов (миграционных битумоидов) по комплексу параметров пиролитических параметров на примере пиролитического разреза одной из скважин

Новообразованные УВ распределяются по фазовому составу в соответствии со стадийностью катагенеза: метан в протокатагенезе, тяжелые нефти, затем легкие нефти и жирный газ в мезокатагенезе и метан в апокатагенезе [Баженова и др., 2012]. Если катагенез отложений достигает стадии МКЗ и выше, как, например, на ряде месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе и некоторых территориях Фроловской и Среднеобской нефтегазоносных областей, то поровом пространстве БВУФ будут присутствовать газовые УВ. Притоки газа в БВУФ получены на Салымском и Восточно-Унлорском месторождениях в центральной части бассейна, а также на ряде месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа: Вынгаяхинском, Известинском, Малопякутинском, Тагринском, Пякутинском. Соотношение свободных и сорбированных УВ в разных участках формации сильно меняется и обуславливается наличием в породах пустот, которые могут быть представлены порами, кавернами и трещинами, степенью связности пустот между собой или за счет микро- и макротрещин.

Нефтенасыщенная порода, объем пустотного пространства которой достаточен для обеспечения притока УВ в скважину ($>5,3\%$), является *естественным коллектором*. Нефтенасыщенная порода, объем порового пространства которой не достаточен для обеспечения притока УВ в скважину ($<5,3\%$), является *низкоемким коллектором или полуколлектором*. Если порода не является нефтенасыщенной, то она относится к неколлекторам. При исследовании керна продуктивных скважин различных месторождений (Салымское, Ем-Еговское, Приобское, Средне-Назымское, Приразломное, Ай-Пимское и др.) была выявлена эмпирическая корреляция между объемом сообщающегося порового пространства Кпп и удельными дебитами нефти ($>1\text{т/сутки/1м}$ отложений) (Рисунок 32). Согласно этой корреляции, промышленные притоки возможны уже при объеме порового пространства нефтенасыщенных пород в $5,3\%$. Это величина была принята в качестве минимального значения пористости коллекторов

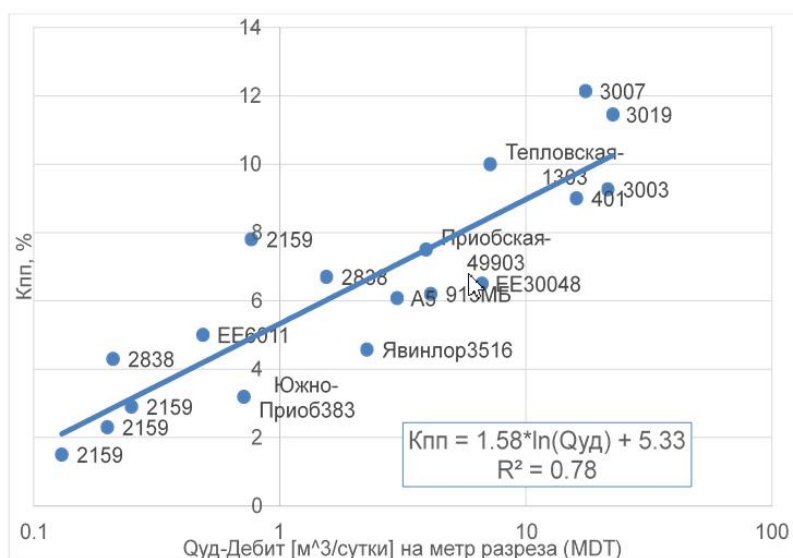


Рисунок 32. Соотношение между величиной удельного притока нефти и коэффициентом пористости пород, слагающих приточные интервалы. Промышленные дебиты нефти (более $1\text{ м}^3/\text{сут}$) возможно получить уже при объеме порового пространства $5,3\%$

Пористость полуколлекторов, соответственно, ниже этой величины. Общей характеристикой коллекторов и полуколлекторов является наличие свободных УВ в поровом пространстве. Породы коллекторы и полуколлекторы составляют нетрадиционные резервуары в БВУФ.

Нетрадиционные резервуары - это геологические тела, представляющие собой ассоциацию нефтегазонасыщенных высокоуглеродистых пород коллекторов, полуколлекторов и частично неколлекторов, в которых содержатся свободные УВ флюиды и которые ограничены межрезервуарными флюидоупорами, нацело сложенными неколлекторами. Рассмотрение флюидоупора в составе резервуара может

привести к искаженному представлению о масштабах развития самих резервуаров. Преобладающий по объему формации комплекс пород представляет собой флюидоупоры. В работе они не рассматриваются как часть объема природных резервуаров.

3.2. Пустотные объемы и структура регионального резервуара БВУФ

При решении задач нефтегазовой геологии в высокоуглеродистых толщах, когда вся формация представляет собой нетрадиционный региональный резервуар и содержит УВ в каждой точке своего распространения, целесообразно рассматривать мегарезервуар как совокупность нетрадиционных резервуаров более мелкого ранга и межрезервуарных флюидоупоров. В таком понимании, региональный резервуар БВУФ характеризуется наличием или отсутствием в породах свободных УВ, емкостными свойствами слагающих их пород, и характером их взаимоотношения между собой. В качестве методологической основы системного изучения и прогнозирования свойств регионального резервуара БВУФ предлагается разработанная диссертантом систематика природных нефтенасыщенных объемов, которая увязывает между собой в единую иерархическую последовательность все природные УВ-насыщенные пустотные объемы и отражает разномасштабную неоднородность резервуара. Основными объемами, которые содержат УВ, являются: *пустотное пространство* (поры, трещины, каверны разных размеров), *нефтегазонасыщенная порода, коллектор и полукolleктор, неcollectор, нетрадиционный резервуар и межрезервуарный флюидоупор*.

Систематика разработана в результате обобщения мировых знаний и опыта в области изучения высокоуглеродистых отложений и освоения нетрадиционных запасов, литолого-геофизического и петрофизического изучения и систематизации данных керна скважин и ГИС, характеризующего отложения БВУФ на преобладающей части территории Западно-Сибирского бассейна. Она построена по иерархическому принципу и включает в себя 4 ранга (*Рисунок 33*). В рамках единой структуры регионального резервуара БВУФ уровни иерархии характеризуются закономерными связями элементов. Каждому иерархическому уровню соответствует свой тип неоднородности и, соответственно, свои объекты и методы изучения.



Д1- вторично преобразованные радиоляриты, Д2- глинистые породы, Д3- высокоуглеродистые смешанные породы, Д4- фосфатные породы, Д5- карбонаты биогенные (кокколитофориды, двустворки и др), Д6- карбонаты вторичные

Е1- поры и трещины керогена, Е2- межагрегатные, Е3- межкристаллические, Е4- во фрамбоидах пирита, Е5- следы растворения кристаллов, Е6- внутри скелетов и раковин, Е7- следы растворения биоморфных компонентов, Е8-микротрещины

Рисунок 33. Совокупности УВ-насыщенных пустотных объемов в БВУФ

Низшим объектом систематики являются элементы матричного пустотного пространства. На этом уровне проявляется самая мелкая по масштабу неоднородность в БВУФ, доступная для изучения, которая отвечает структурно-минералогическим особенностям и структуре матричного пустотного пространства пород, которое может быть заполнено как подвижными, так и связанными УВ и ГАС. Минералы и неминеральные компоненты (кероген) и соответствующие элементы пустотного пространства внутри минералов/неминеральных компонент и между ними являются исходными элементами изучения. Исследования проводятся в масштабе от первых микрон (рентгеновская микротомография, электронная микроскопия, рентгено-флуоресцентный анализ и др.) до первых десятков мм (к примеру, микропалеонтологический анализ).

В каждой точке БВУФ, как в нефтеносных, так и в ненефтеносных участках, мы можем наблюдать в породах огромное разнообразие пустот разной геометрии, связанных с разными компонентами породы (*глава 4*). *Микронеоднородность* проявляется в том, что среди всего разнообразия матричных пустот могут преобладать микро-, мезо или макропустоты, или находиться в равных соотношениях. Коллектор от неколлектора и полуколлектора отличается объемом и соотношением разных по размеру и генезису пустот: преобладание межагрегатных, межкристаллических макропор в структуре пустотного пространства коллекторов, преобладание пор керогена и межагрегатных пустот в полуколлекторах (*Рисунок 33*). В тех участках формации, в которых в породах среди матричных пор преобладают мезопоры и макропоры, формируются скопления свободных УВ, утративших связь с керогеном (*п.4.2.*). И БВУФ приобретает новую характеристику- *нефтенасыщенность*.

Нефтенасыщенные породы являются объектами **второго** уровня систематики. Взаимоотношение нефтенасыщенных и ненефтенасыщенных пород, а также различные коллекторские свойства самих нефтенасыщенных пород характеризуют *мезонеоднородность* БВУФ. Нефтенасыщенность определяется аналитическими параметрами с учетом попластовых испытаний. Изучение проводится по отдельным образцам и колонкам керна в масштабе от первых мм до первых десятков метров в совокупности с данными предыдущего уровня. Соотношение между нефтенасыщенными породами коллекторами и полуколлекторами, а также неколлекторами на этом уровне изучения определяется только аналитическими параметрами и чаще всего является достаточно однозначным. Применяемый комплекс методов (ЯМР, механико-прочностные свойства, рентгеновская микротомография,

определение ФЕС, удельное электрическое сопротивление, геохимические исследования ОВ, профильные измерения на керне и др.) позволяет охарактеризовать степень катагенеза, объем сообщающегося порового пространства нефтенасыщенных пород, а также их минерально-компонентный состав, геомеханические и другие петрофизические свойства, которые позволяют создавать петрофизические интерпретационные модели стандартного и расширенного комплекса ГИС.

При анализе неоднородности распределения по разрезу пород коллекторов, полуколлекторов и неколлекторов ключевым становится выяснение закономерностей строения и композиции пород и пластов в индивидуальных разрезах, разрабатываются принципы стратификации и корреляции разрезов, анализируется информация о мощности, площади распространения, строении и составе основных пластов, по опорным скважинам анализируется положение коллекторов и полуколлекторов в разрезах. Выделение в разрезах пластов и их ассоциаций, межскважинная корреляция, проводятся по комплексу ГИС с использованием специально разработанных петрофизических моделей (*Рисунок 34*).

При переходе от колонки керна к комплексу ГИС возникает сложность выделения коллекторов в скважинах без керновых данных. Большая доля ОВ и низкие значения пористости (часто меньше 6%) не позволяют однозначно выделить коллекторы по комплексу ГИС. Поэтому при анализе геофизических данных используется понятие «потенциально-продуктивный интервал» (ППИ) [Зубков, 2001].

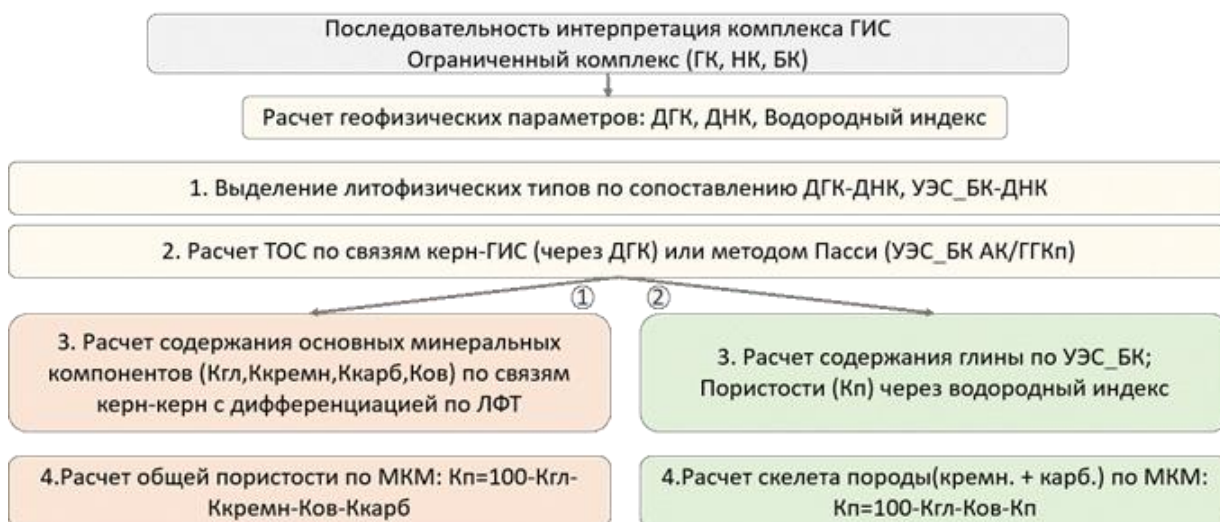


Рисунок 34. Схема интерпретации ограниченного комплекса ГИС в БВУФ

ППИ выделяются по положению в разрезах, а в геофизических полях по выдержанности свойств, зависящих от минерально-компонентного состава.

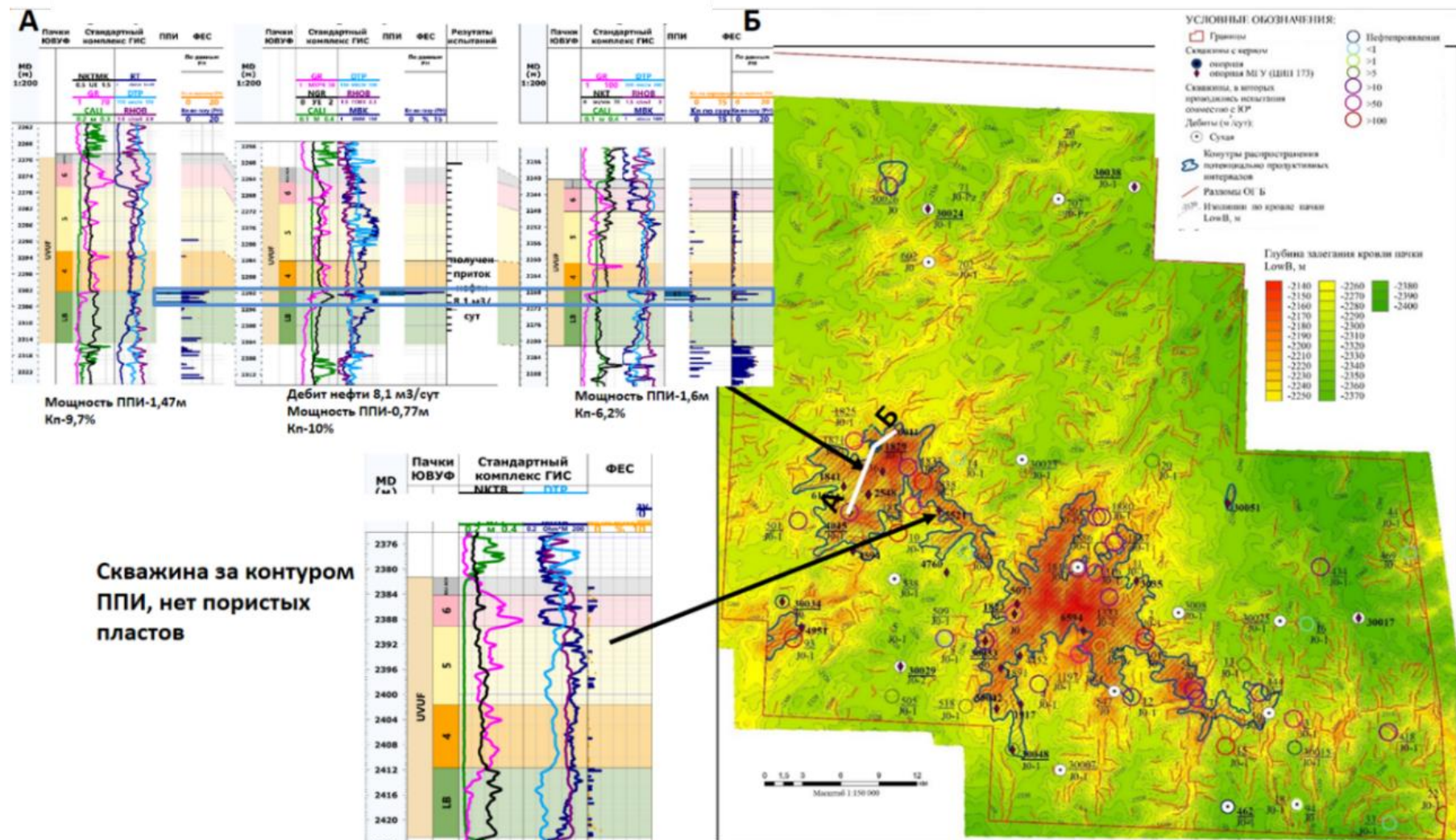


Рисунок 35. Пример выделения и корреляции ППИ в БВУФ по данным исследования керна и комплексу ГИС на одной из площадей Красноленинского месторождения (составлено Балушкиной Н.С. с коллегами)

Генезис пород, слагающих ППИ, реконструируется по седиментационным факторам, поэтому пласт ППИ может быть прослежен от скважины к скважине и распространен по площади. ФЕС пород из ППИ определяются направленностью вторичных преобразований пород и индивидуальны в каждом конкретном разрезе. Именно из-за сильной изменчивости ФЕС в одноименных ППИ даже в пределах одной площади продуктивность меняется весьма значительно и часто высокопродуктивная скважина соседствует с сухой даже при одинаковом геолого-геофизическом облике ППИ (

Рисунок 35).

В зависимости от типа вскрываемого разреза, от стадии геологоразведочных работ, комплекс ГИС будет различным, позволяющим либо выделять и коррелировать ППИ, либо производить полный расчет минерально-компонентного состава пород и пористости.

Совокупности пластов нефтенасыщенных пород с различным составом, коллекторскими свойствами и структурой пустотного пространства, в разном сочетании слагают тот или иной тип *нетрадиционного резервуара*. Нетрадиционные резервуары являются объектами **третьего** уровня систематики. Их пространственное распространение проявляет *макронеоднородность* БВУФ. В структуре регионального резервуара БВУФ выделяются следующие резервуары: псевдогранулярные, «сланцевые», трещинно-каверновые (глава 5). Принадлежность нефтенасыщенных пород разреза к тому или иному нетрадиционному резервуару определяется параметрами изучения предыдущих уровней. А на этом уровне изучения проводится оконтуривание резервуаров. Резервуары характеризуются различной геометрией и протяженностью, для каждого из них критерии площадного распространения индивидуальны и являются основой оконтуривания скоплений подвижной нефти. Основными информативными методами исследования в совокупности с данными предыдущих уровней, являются: результаты опробования и опытно-промышленной эксплуатации скважин, комплекс ГИС, 3Д сейсморазведка. Получаемые характеристики - принципы попластовой межскважинной корреляции, петрофизические модели, модели седиментации, изменчивость катагенеза и площадь распространения положительных катагенетических аномалий (ПАК), площадное распространение каждого типа резервуара на территориях разного структурного строения, подсчетные параметры. В БВУФ площадь распространения резервуара будет соответствовать площади распространения скоплений подвижной нефти. Для каждого типа резервуара дается прогноз зоны его распространения в конкретной геологической обстановке в пределах структурных элементов III и IV порядков. Построение цифровой петрофизической модели БВУФ и оконтуривание залежи показано на примере одного из

месторождений (Рисунок 36). На объектах с доказанной продуктивностью оцениваются запасы подвижной нефти.

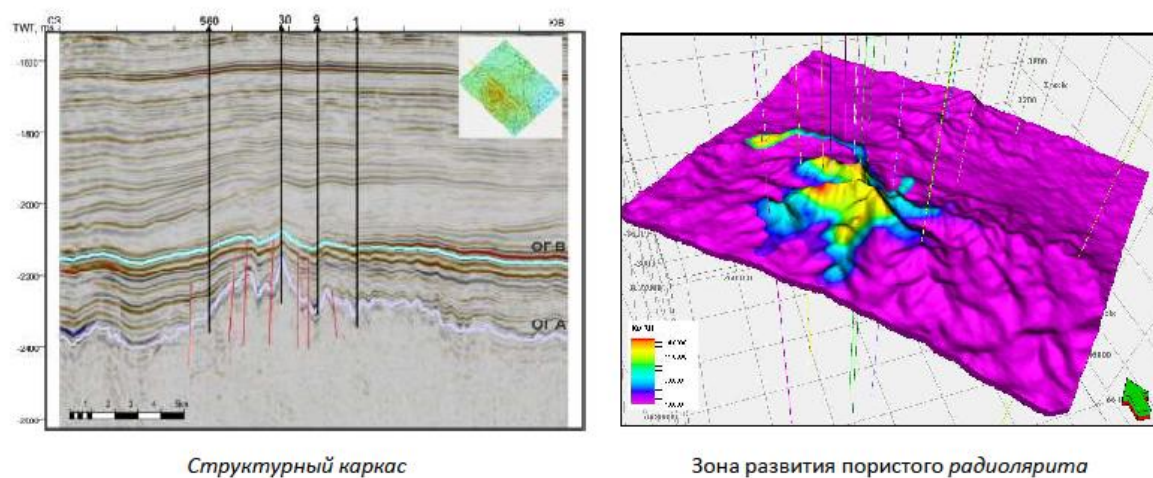


Рисунок 36. Построение цифровой петрофизической модели и оконтуривание залежи в БВУФ одного из месторождений [Балушкина и др., 2021 г]

Наиболее характерные для разных территорий бассейна совокупности нетрадиционных резервуаров и межрезервуарных флюидоупоров и их пространственная разобщенность характеризуют *неоднородность* БВУФ *зонального и регионального масштаба*. Совокупности нетрадиционных резервуаров формируют региональный мегарезервуар БВУФ и являются объектами последнего, **четвертого** уровня систематики. Полученная на предыдущем уровне изучения информация о распространении резервуаров на отдельных структурных элементах аккумулируется моделях в масштабе структур I и II порядков (на десятки и сотни километров). «Проводится структурно-фациальная типизация разрезов БВУФ на всей территории бассейна на основе обобщения и разноуровневого анализа данных керна, интерпретации ГИС и сейсморазведки» [Богатырева и др., 2024]. Типизация разрезов аккумулирует весь объем данных более низких рангов (*глава 7*). «Основой для структурно-фациального районирования территории бассейна по соответствующим типам разреза являются структурные карты, построенные по основным отражающим горизонтам, карты мощностей» [Богатырева и др., 2024]. В пределах территории распространения одного типа разреза БВУФ характеризуется относительно одинаковыми условиями формирования отложений, свойства которых можно определить отдельно для каждого типа разреза по своему набору петрофизических связей. Результатом работ на этом уровне изучения является прогноз наиболее характерной для каждой структурно-фациальной зоны ассоциации нетрадиционных резервуаров и межрезервуарных

флюидоупоров. Различные совокупности нетрадиционных резервуаров и изменчивость их свойств на макро- мезо- и микроуровнях определяют разномасштабную неоднородность регионального резервуара.

Описанный подход к комплексному исследованию разномасштабной неоднородности природного резервуара БВУФ явился базовой методической основой для построения локальных и региональных моделей отложений и оценки ресурсной базы [Балушкина и др., 2021, Богатырева и др., 2024]. В зависимости от масштаба изучаемой неоднородности, такой подход позволяет сформулировать требования к детализации строения регионального резервуара БВУФ, а, значит, и подобрать оптимальные, наиболее информативные комплексы и виды исследований. Такой подход является основной для организации нефтепоисковых работ и совершенствования всей методологии исследований БВУФ.

Таким образом, обосновано *первое защищаемое положение: методологической основой системного исследования и моделирования свойств баженовской высокоуглеродистой формации является систематика совокупных пустотных объемов, которая отражает иерархическую структуру высокоуглеродистого резервуара.*

ГЛАВА 4. ЭЛЕМЕНТЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА БВУФ. СТАДИЙНОСТЬ ФОРМИРОВАНИЯ²

Продуктивные отложения БВУФ в общепринятом понимании коллекторами не являются. Проницаемость менее 1 мД для традиционного коллектора характеризует его как непромышленный для нефти по классификации Ханина. Однако именно к этой области величин относится проницаемость преобладающего большинства высокоуглеродистых баженовских отложений и относит их к категории ТРИЗ и плотных коллекторов («Tight shale») (*Рисунок 37*).

«Первичный осадок в баженовском осадочном бассейне, 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» [Карпова и др., 2021]. Эффективное поровое пространство образуется на разных этапах постседиментационной истории отложений и с различной интенсивностью [Бурлин и др., 1991].

О вторичном характере коллектора в БВУФ свидетельствуют современные плохо предсказуемые распределения коллекторских свойств пород по вертикали и латерали, а «также субкапиллярный диаметр поровых каналов, преобладание изолированных пор, преимущественно низкая проницаемость и отсутствие четкой корреляционной

² При подготовке данного Раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором в соавторстве, в которых, согласно «Положению о присуждении ученых степеней в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова», отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

4. Балушкина Н. С., Калмыков Г. А., Коробова Н. И., Шарданова Т. А. Структура пустотного пространства нефтенасыщенных пород баженовской абалакской свит в центральной части Западно-Сибирского бассейна // *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 2015. – №5. – С. 69–77. EDN: VHINAZ. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (1,197 печатных листа, авторский вклад 70%).

5. Калмыков Г. А., Балушкина Н. С., Белохин В. С. Билибин С. И., Дьяконова Т. Ф., Исакова Т. Г. Пустотное пространство пород баженовской свиты и насыщающие его флюиды // *Недропользование XXI*, 2015. – №1. – С. 64–71. EDN: TONSPP. Импакт-фактор 0,261 (РИНЦ) (0,958 печатных листа, авторский вклад 45%).

6. Васильев А. Л., Пичкур Е. Б., Михуткин А. А., Спасенных М. Ю., Богданович Н. Н., Балушкина Н. С., Калмыков Г. А. Исследования морфологии пустотного пространства керогена баженовской свиты // *Нефтяное хозяйство*, 2015. – №10. – С. 28–31. EDN: UXQXHF. Импакт-фактор 0,299 (SJР) (0,647 печатных листа, авторский вклад 25%).

взаимосвязи емкостных и фильтрационных свойств» [Балушкина и др., 2021]. Все это генетически обусловленные особенности коллекторов БВУФ.

В обычных коллекторах размер пор колеблется от микрометра до миллиметра, и флюиды в основном присутствуют в виде свободных фаз.

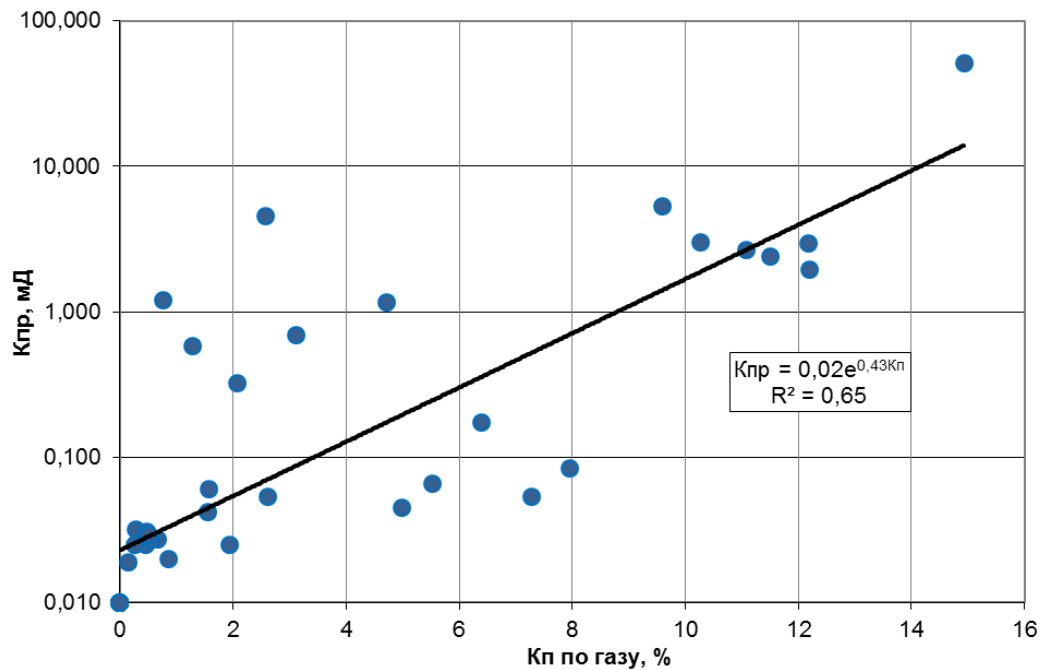


Рисунок 37. Соотношение пористости и проницаемости в продуктивных кремнистых породах БВУФ [Хамидуллин и др, 2012]

В высокоуглеродистых отложениях размер пор преимущественно колеблется от десятков до сотен нанометров, где флюиды, ограниченные капиллярами, а также адсорбированные, составляют значительную часть общего объема поровых флюидов [Loucks et al., 2012, Nelson, 2009, Passey et al, 2010] (Рисунок 38).

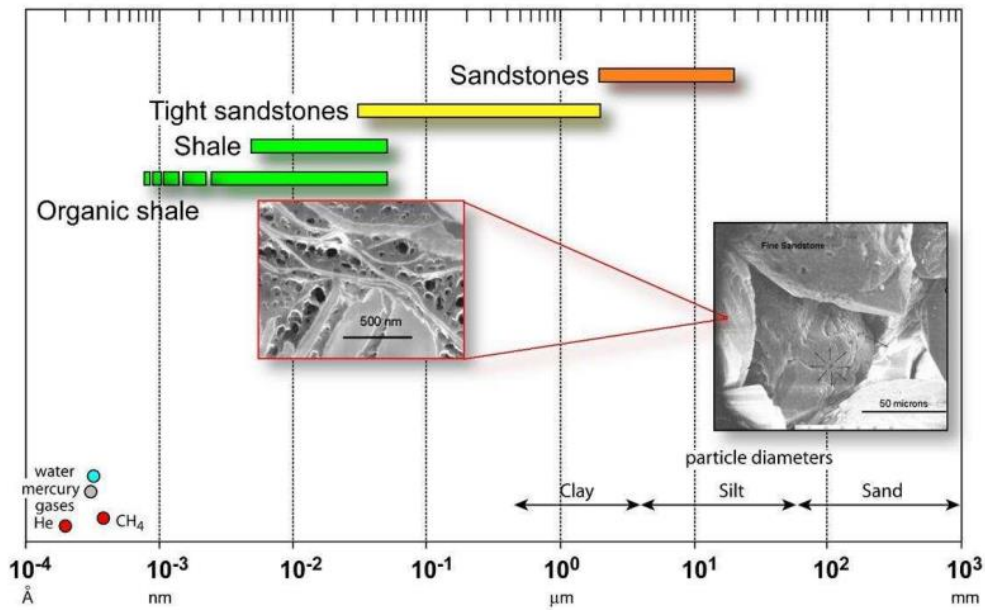


Рисунок 38. Диаметр поровых каналов и размер частиц в песчаниках и сланцах [Nelson, 2009, Passey, 2010]

4.1. Методика исследования

Структура пустотного пространства нефтенасыщенных пород в продуктивных разрезах БВУФ изучалась по следующему алгоритму. После увязки «керна-ГИС» с привлечением данных испытаний в керне продуктивных скважин выделялись нефтенасыщенные породы по комплексу признаков [Балушкина и др., 2012], проводились измерения ФЕС и геохимических параметров ОВ, строилась минерально-компонентная модель [Калмыков, 2016]. Затем из нефтенасыщенных пород формировалась специализированная коллекция образцов керна для детальных исследований. Классификационные признаки пустотного пространства пород включают литологическую характеристику, положение в разрезе, геометрию пустотного пространства, ФЕС, механизм и стадию образования пустот. Такой набор параметров получен в результате комплексного анализа данных литологии (однородность строения породы, выдержанность ее свойств в пределах слоя), минерально-компонентного состава (количественное соотношение компонентов), петрографии (прежде всего, характеристика и стадийность вторичных преобразований, результатом которых явилось формирование открытого пустотного пространства размером более 0,005 мм, анализ геометрии пустот в плоскости шлифа), рентгеновской микротомографии (реконструкция пустотного пространства, оценка сообщаемости пор в объеме породы, выявление природных трещин, оценка геометрии пустотного пространства внутри породы без

нарушения ее сплошности, количественная характеристика диаметра пор более 0,003 микрон). Макротомографическая съемка и расчет объема пустотного пространства трещин и каверн на участке полноразмерного керна применялись для трещинно-каверновых коллекторов, диаметр пустот которых более 1 мм. Преимущества этого метода в том, что он позволяет рассчитывать средний объем пор, трещин и каверн не только видимых невооруженным глазом на поверхности керна, но и скрытых для исследователя в объеме колонки керна (Рисунок 39).

Ни один из методов не позволяет получить точное представление о взаимном расположении разных типов пор в объеме породы относительно друг друга. Эта характеристика является результатом комплексной интерпретации всей разноуровневой информации о структуре порового пространства.

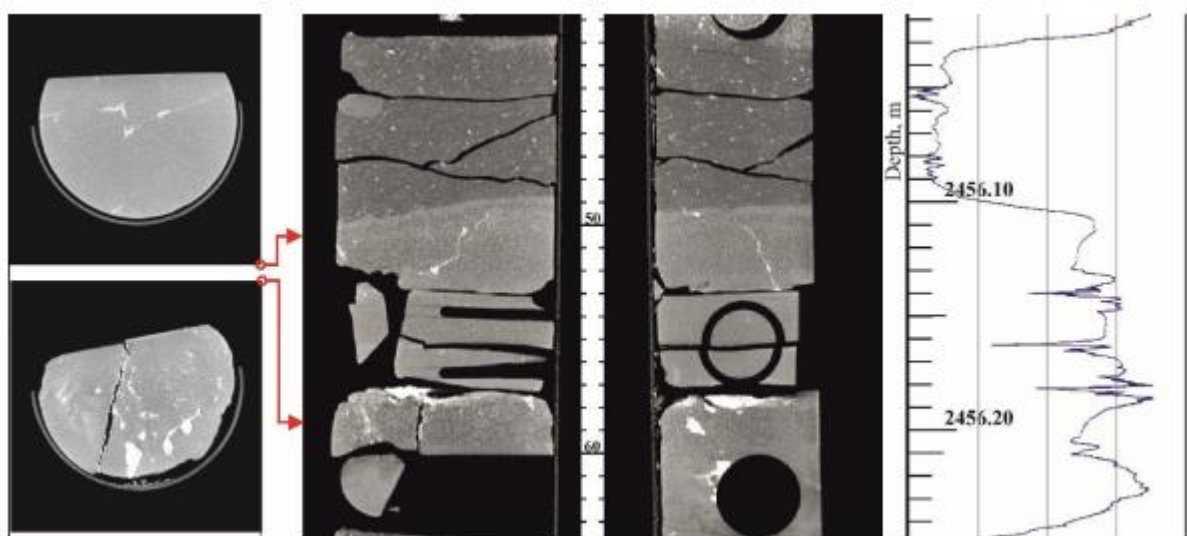


Рисунок 39. Литогенетические трещины, заполненные кальцитом в БВУФ Ем-Еговского месторождения. Изображение в рентгеновском томографе

Подавляющая часть исследований проведена с применением сканирующего электронного микроскопа JEOL JSM-6610LV at 2500-fold increase. Образцы были исследованы в режиме вторичных электронов при ускоряющем напряжении 15 кВ. Элементный анализ был выполнен с помощью энергодисперсионного спектрометра (EDS) INCAx-act от Oxford Instruments. Перед исследованием образцы были покрыты тонкой плёнкой платины для создания электропроводности. Для этого использовалась камера ионного напыления JEOL. Также для исследования методом РЭМ использовались как сколы, так и срезы, приготовленные с помощью травления ионными пучками – широкими пучками ионов аргона Ar^+ в установке Leica EM TIC 3X (Leica,

США) или фокусированным ионным пучком в двухлучевом электронно-ионном микроскопе ФИП-РЭМ HeliosNanolab 600 (FEI, США). Исследования проводились в РЭМ JSM-6480LV (Jeol, Япония) и двухлучевом электронно-ионном микроскопе ФИП-РЭМ (FIB-SEM) HeliosNanolab 600 (FEI, США), оснащенном микроманипулятором Omniprobe (Omniprobe, США) и системой ЭРМ (EDAX, США) [Васильев и др., 2015].

Изучение внутренней структуры проводилось с помощью рентгеновского томографа SkyScan-1172. Сканирование проводилось при следующих одинаковых параметрах: ток — 100 мкА, напряжение — 100 кВ, усреднение кадров — 15, шаг вращения — 0,3 г, фильтр — Al+Cu 0,5 мм, что позволило провести дальнейшее сравнение полученных результатов в разных нефтеносных разрезах [Балушкина, 2015].

Сравнительная характеристика микроструктуры высокоуглеродистых пород на основании применения современных методов растровой электронной микроскопии (РЭМ) и просвечивающей электронной микроскопии (ПЭМ) довольно активно используется геологами при анализе нефтегазоносности высокоуглеродистых отложений. Сканирующий электронный микроскоп и фокусирующий пучок ионов (SEM/FIB), были признаны важным средством исследований для характеристики сланцев. В настоящее время разработан ряд классификаций структуры пустотного пространства высокоуглеродистых пород (к примеру, *Рисунок 40*). Исследования микроструктуры пустотного пространства сланцев привело к открытию «органопористости» или пористости керогена («kerogenporosity») зарубежными геологами в различных высокоуглеродистых отложениях Мира. В России о том, что в результате превращения керогена в битумоиды возникает вторичная емкость ОВ и что значения этой емкости могут достигать величин, обычных для низкопористых гранулярных коллекторов, указывал одним из первых В.П. Сонич. Он признавал правоту тех ученых, которые «придают большое значение формированию вторичной емкости за счет исходного ОВ». Однако считал, что «в значительной мере вторичная емкость, возникающая за счет преобразования исходного ОВ в битумоид, является эфемерной вследствие уплотнения отложений и отжатия части углеводородов и гетеросоединений во вмещающие породы» [Сонич, 1999 г]. Зубковым [Зубков и др., 1984] была рассчитана величина вторичной пористости, которая могла бы возникнуть в отложениях БВУФ за счет превращения керогена и образования битумов и не углеводородных летучих. По его мнению, вторичная емкость могла бы достигать 15-20% и даже более, однако из-за непрочного минерального каркаса эмигрировало около 85-95% генерируемых керогеном

компонентов. Поэтому сохранилось в лучшем случае не более 5-15% от вероятно возможной величины вторичной пористости» [Калмыков, 2016].

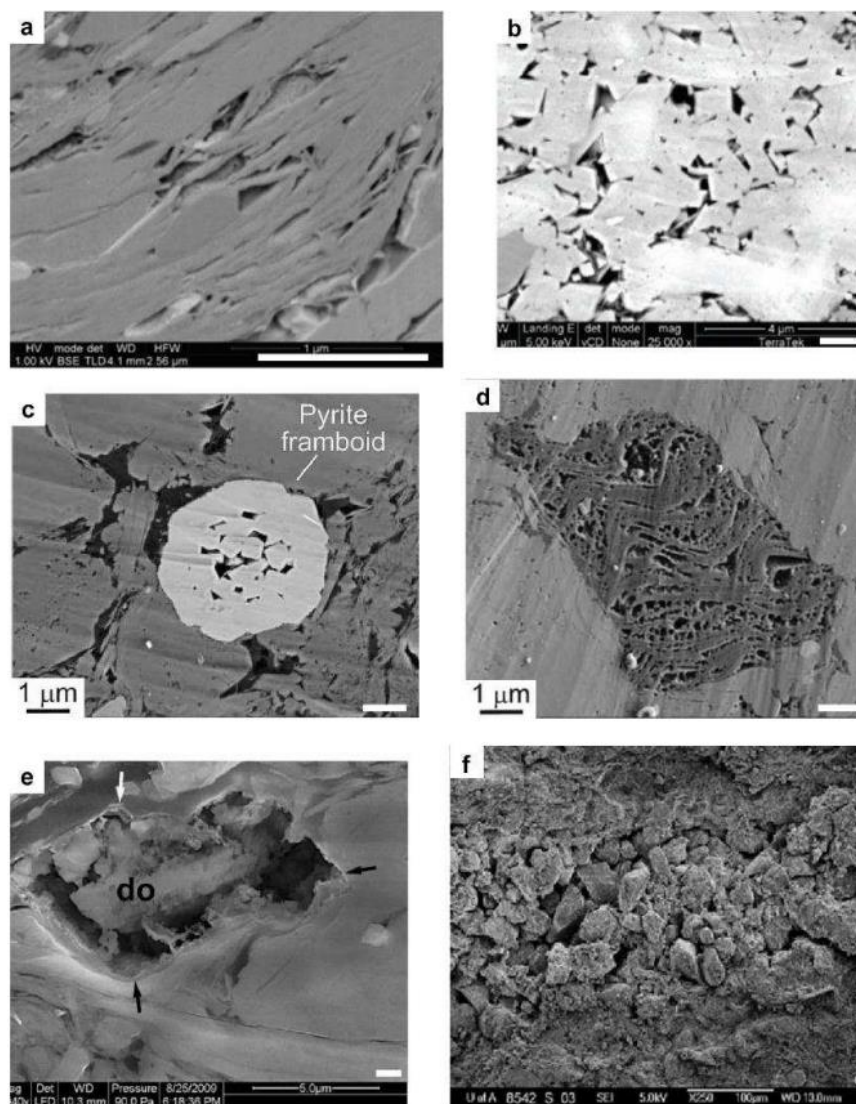


Рисунок 40. Основные типы пористости в сланцах [Euzen, 2011].

a – межкристаллическая (Haynesville), [Curtis et al. 2010]. *b* - внутриформенная (фекальные пеллеты) (Haynesville), [Milner et al. 2010], *c* – Внутрикристаллическая во фрамбоидах пирита (Barnett), [Loucks et al 2009], *d* – пористость керогена (Barnett), [Loucks et al 2009], *e* – пористость растворения карбонатов (New Albany), [Schieber 2010], *f* – межгранулярная в тонкослоистых отложениях (Colorado), [Sliwinski et al 2010] Толстая белая линия на каждом фото соответствует 1 μm (на фото *f* не видна из-за малых размеров)

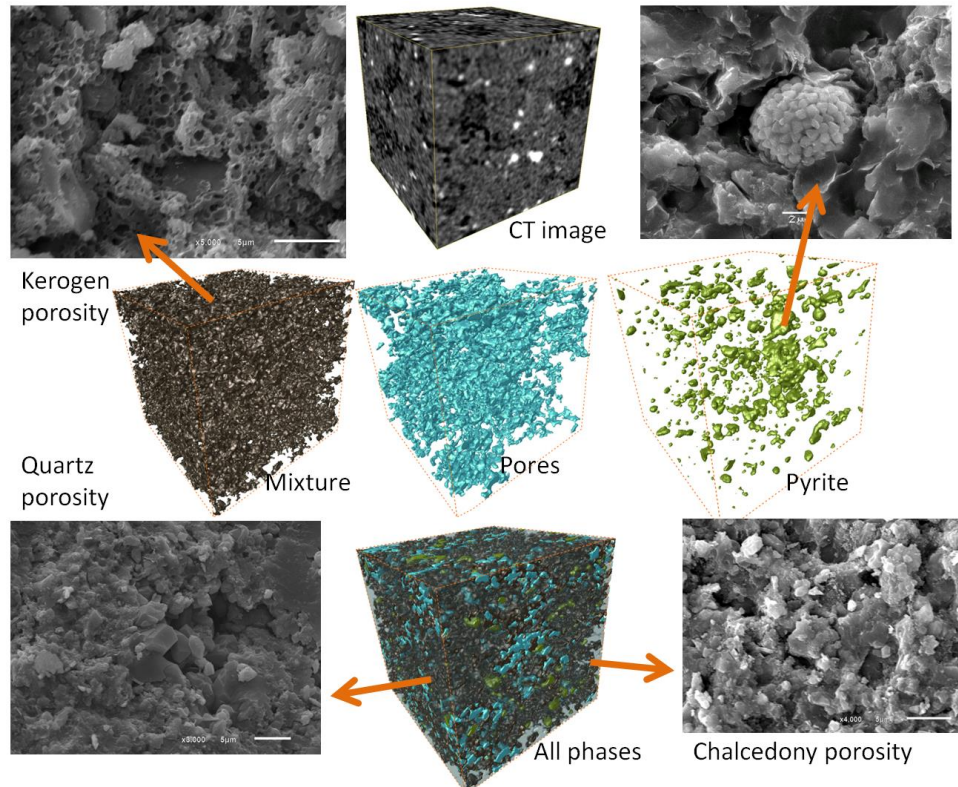
Tomutsa, Silin et al. [2007] впервые применили методику (SEM/FIB) для 3D реконструкций пустотного пространства исследуемых пород. Они использовали сфокусированный ионный пучок FIB, чтобы измельчить поверхность образца и применили получение изображения SEM в каждом подготовленном таким способом образце, затем строили 3D структуру пор обобщением изображений 2D [Цветков и др, 2018].

Milner, McLineal [2010] использовали SEM/FIB для получения изображений в образцах сланцев из Haynesville, HornRiver, Barnett и Marcellus. Они доказали, что максимальный размер пор в ОБ определяется размером массы керогена. Анализ этих 2D изображений и 3D объемных реконструкций совместно с анализом текстуры в шлифах и минеральным составом, также включались в рассмотрение микротекстуры пород и различных типов пор [Цветков и др, 2018].

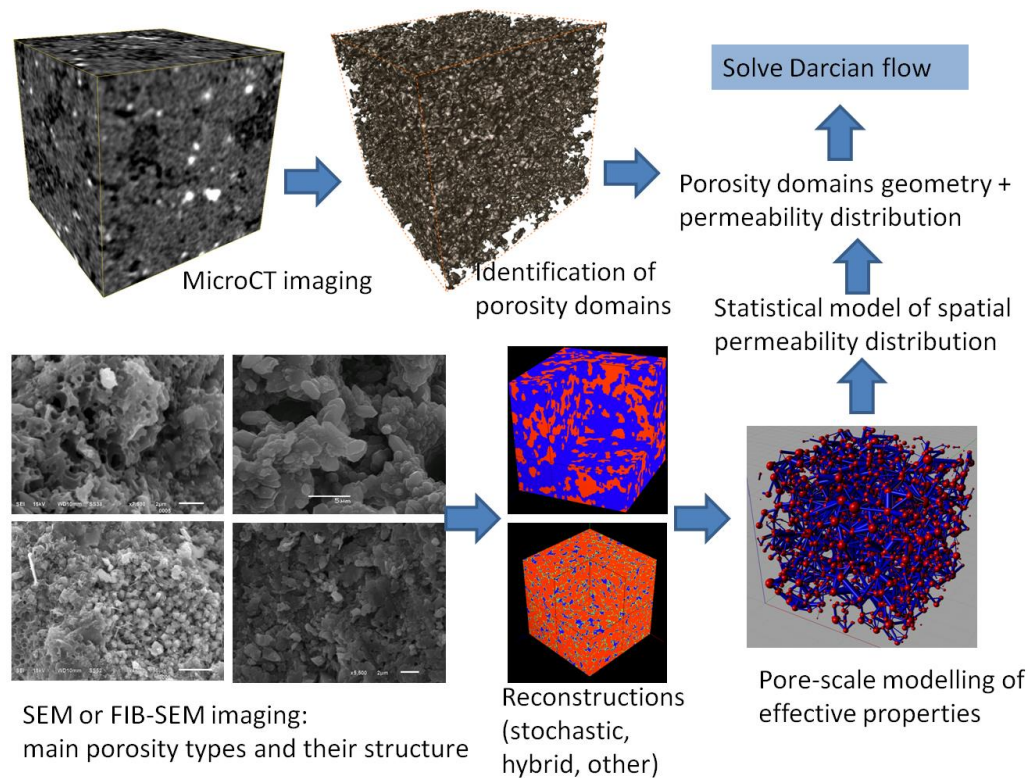
Применение SEM/FIB позволило было изучить систему пор сланцев BarnettShale [Loucks et al. 2009]. Была охарактеризована структура пустот в наномасштабе (до 5 nm), выделено 3 основных вида пустот: пустоты внутри частиц, пустоты между частицами и фрамбониды пирита с межкристаллическими порами [Цветков, 2018].

Диссертантом с помощью современных методов растровой электронной микроскопии и сканирующей электронной микроскопии с сфокусированным ионным пучком (ФИП-СЭМ) на керне продуктивных баженских отложений Приразломного месторождения было показано, что в глинистых и кероген -глинистых силицитах могут формироваться микропоровые коллекторы, пустотное пространство которых представлено порами керогена. Были исследованы геометрия и сообщаемость пор, а также доказано, что высокая степень катагенеза и реализация генерационного потенциала керогена явились причиной формирования в керогене системы сообщающихся пустот [Балушкина и др, 2013, 2014, Васильев и др., 2014, Калмыков и др., 2015]. На этих же образцах керна коллективом исследователей МГУ им.М.В.Ломоносова и Сколковского института науки и технологий проведено исследование структуры пустотного пространства керогена и доказана его сообщаемость, что позволило достоверно утверждать, что поровое пространство керогена является определяющим элементом структуры пустотного пространства БВУФ на поздних стадиях катагенеза [Васильев, и др., 2015]. Нам также удалось разработать алгоритм определения ФЕС высокоуглеродистых пород с кергеновой пористостью с помощью цифрового моделирования на основе лабораторных измерений ФЕС, данных

рентгеновской микротомографии и электронно-микроскопических исследований в сочетании со стохастическими реконструкциями и моделированием газопроницаемости на уровне пор: газопроницаемость высокоуглеродистых коллекторов с кергеновой пористостью была смоделирована с помощью стохастических реконструкций и модели пористой среды с различной физикой потока для микро- и наномасштабных пор. Рассчитанные величины пористости и газопроницаемости хорошо согласуются с измеренными в лаборатории значениями [Gerke et. al., 2013] (Рисунок 41).



а) Участки породы, выделенные на микротомографических изображениях образца, сопоставлены с SEM-изображениями систем микропор. Ширина куба составляет 300 мкм.



Б) Схема комплексной интеграции моделей нано- и микропор высокоуглеродистых коллекторов для моделирования фильтрационно-емкостных свойств
 Рисунок 41. Алгоритм цифрового моделирования системы микропор высокоуглеродистых коллекторов и расчета ФЕС [Gerke et al, 2013]

На сегодняшний день система порового пространства керогена как важный элемент общей структуры пустотного пространства продуктивных высокоуглеродистых отложений учитывается многими исследователями [Скворцов, 2016, Морозов и др, 2016 и др.].

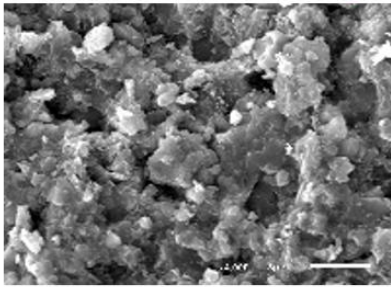
4.2. Матричные пустоты

Все пустоты, выявленные и изученные в процессе диссертационного исследования, можно разделить на две группы: матричные и аматричные.

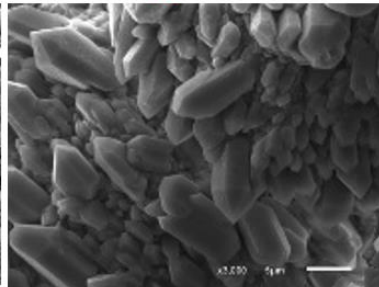
Матричные или структурно избирательные пустоты, образуются и преобразуются параллельно со структурными компонентами породы и являются частью ее матрицы. Морфология матричного пустотного пространства зависит от размеров форменных образований, кристаллов, способа их укладки, количества матрикса и его соотношения с форменными компонентами. Формирование и преобразование матричного пустотного пространства происходит в межформенном, межкристалловом пространстве, в пределах раковин, скелетов. Поровидные полости, в большом количестве присутствующие в породах и образовавшиеся в результате растворения и выноса легко выщелачиваемых

компонентов без нарушения текстурного облика породы, также являются элементами матричной пористости. По размерам матричные поры сопоставимы с размерами структурных компонентов породы или ее матрикса и варьируют в диапазоне от 0,1 нм до 1 мм. Выделяются следующие разновидности матричного пустотного пространства (*Рисунок 42*): межзерновые, межкристаллические, межагрегатные, следы растворения биогенных компонентов (кокколитофориды, радиолярии и др.), структурные трещины. Преобладающая часть пустот по размеру относится к микропорам с диаметром не более 10 мкм. Это пустоты между кристаллами во фрамбоидах пирита, поры керогена, межагрегатные и межкристаллические, пустоты растворения кристаллов. Наибольшими размерами (макропоры) до 200 мкм характеризуются пустоты, ассоциированные с биоморфными компонентами. Эти пустоты преобладают в коллекторах.

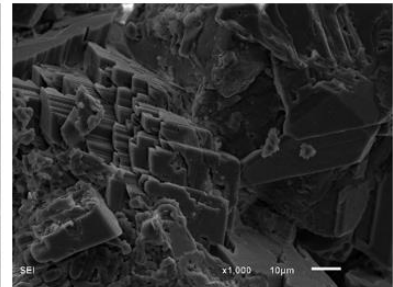
Пустоты между компонентами:



*Между агрегатами
кварца-халцедона*

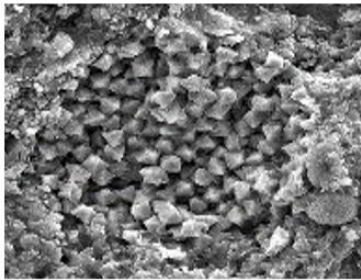


Между кристаллами кварца

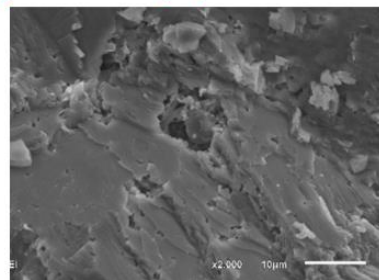


*Между кристаллами
карбонатных минералов*

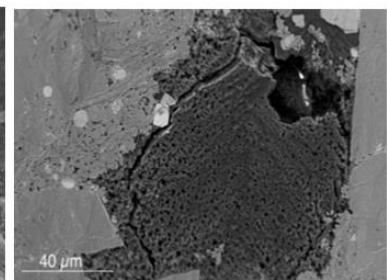
Пустоты внутри компонентов:



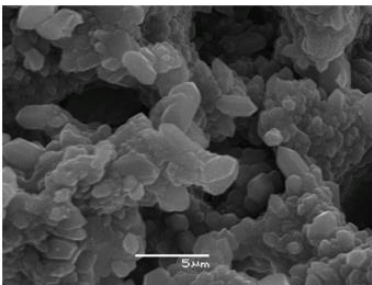
*Между кристаллами во
фрамбоидах пирита*



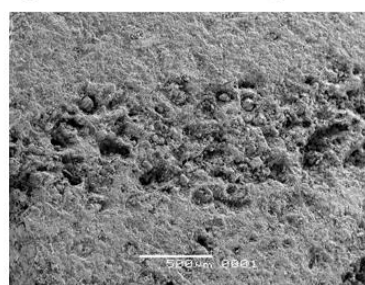
*Внутри кристаллов
карбонатных минералов*



Поры и трещины в керогене



В биоморфных компонентах



Следы растворения скелетов и раковин

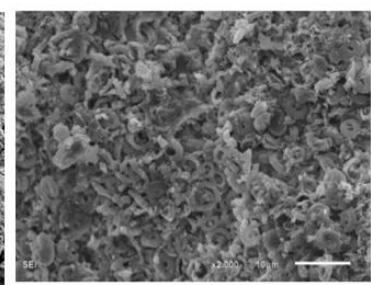


Рисунок 42. Матричные пустоты БВУФ

Межкомпонентные пустоты часто преобладают в чисто кремнистых разностях, смешанных кремнисто-карбонатных, их отличительной особенностью является хорошая сообщаемость, формирующая эффективную систему поровых каналов (*Рисунок 43*).

В породах БВУФ к основным структурным компонентам относятся раковинные и скелетные остатки карбонатостроящих и кремнестроящих организмов, а также диагенетические образования кремнево-фосфатного и карбонатного состава. В составе матрикса преобладают агрегаты кварца-халцедона, глинистые минералы и кероген. Поры в глинистых минералах и их агрегатах не рассматриваются, тк они заполнены физически связанной водой и не являются эффективными.

Среди матричных выделяются пустоты между структурными компонентами (межкомпонентные) и внутри них (внутрикомпонентные).

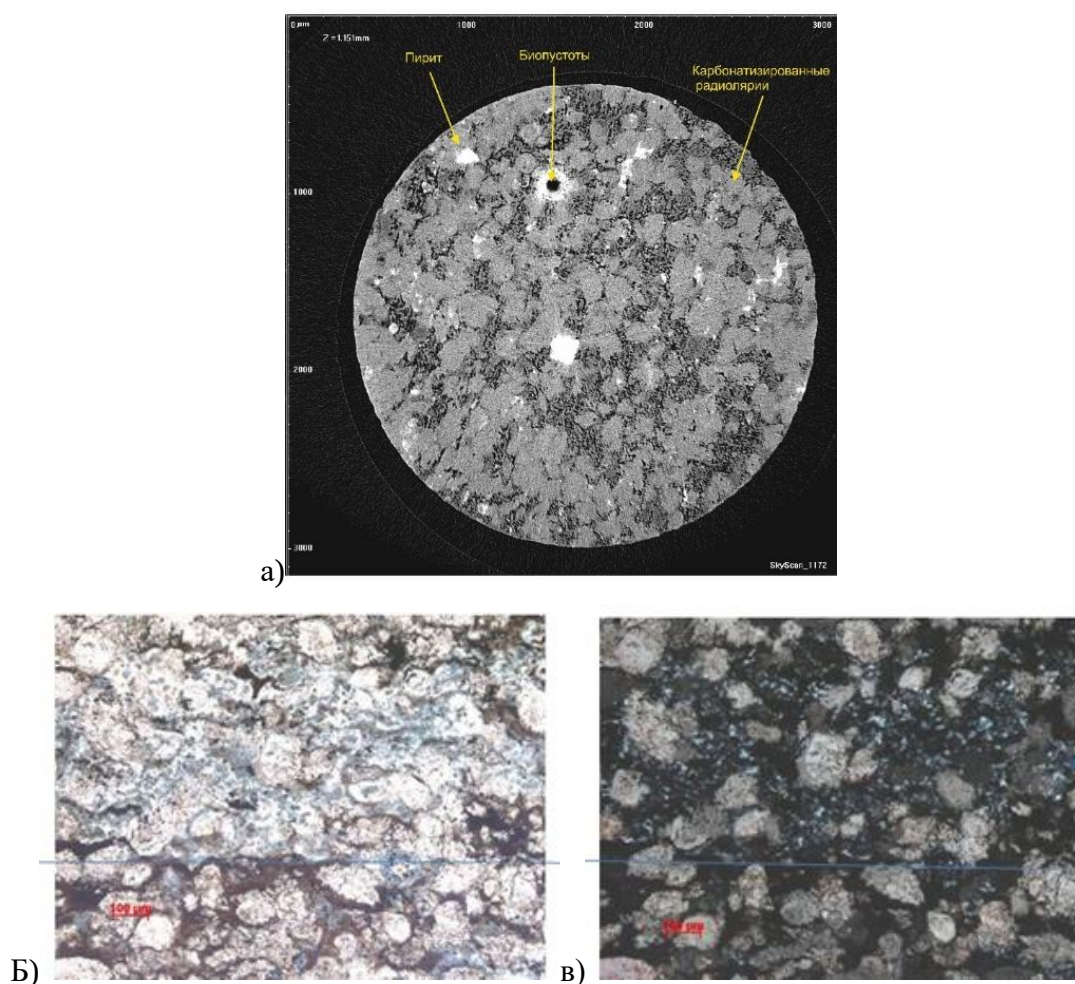


Рисунок 43. Фото илфила породы коллектора БВУФ Правдинского месторождения. Межкомпонентные пустоты в кремнистой части породы, сообщающиеся между собой (наиболее темные участки на плотностном рентгеновском сечении- а) и соответствующие им прокрашенные синим цветом участки на фото петрографического илфила в параллельных николях-б))

К межкомпонентным относятся пустоты кремнисто-фосфатных пород извилистой, треугольной и многоугольной формы, местами вытянутой, размером от 0,01ммх0,005мм до 0,1ммх0,07мм.

Межкристаллические пустоты выявляются в участках пород кремнистого, карбонатного и фосфатного состава, в которых поры и поровые каналы формируются между кристаллами кварца, кальцита и доломита, фосфатных минералов (*Рисунок 43*).

Внутрикомпонентные пустоты формируются как пустоты растворения скелетов радиолярий, раковин кокколитофрид (*Рисунок 44*), костной ткани рыб, других форменных компонентов, вследствие процессов частичного выщелачивания карбонатных минералов. К внутрикомпонентным относятся поры и трещины внутри керогена, поры между отдельными кристаллами пирита во фрамбоидах (*Рисунок 42*).

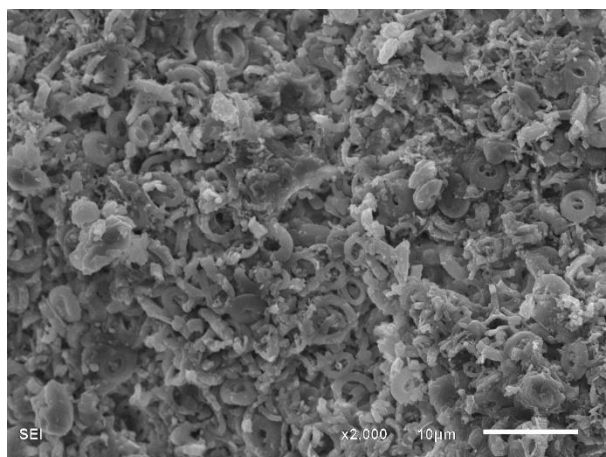


Рисунок 44. Внутрикомплнентные пустоты, сформированные вследствие растворения кокколитофрид. Кп=8%. БВУФ Ем-Еговского месторождения

По размерам матричные пустоты сопоставимы с размерами структурных компонентов породы или ее матрикса и варьируют в диапазоне от 0,1 нм до 1 мм (*Рисунок 45*). Сводная характеристика типов и размеров матричных пустот БВУФ приведена на *Рисунок 45*

4.3. Аматричные пустоты: трещины и каверны

Аматричные пустоты представлены трещинами и кавернами. Аматричное пустотное пространство образуется в результате действия внешних сил на уже сформировавшуюся породу. В БВУФ основными элементами аматричного пустотного пространства являются трещины, жилы и каверны. Структурные литогенетические трещины напластования, постоянно присутствующие в тонкослоистых отложениях

«матрицы» БВУФ, особенно с преобладанием глинистых минералов, не формируют самостоятельного коллектора.

Трещины по раскрытости делятся на две группы: микротрещины раскрытостью до 0,1 мм и макротрещины раскрытостью от 0,1 мм и более. Среди микротрещин присутствуют как литогенетические, так и тектонические трещины. Литогенетические трещины не ветвящиеся, параллельные слоистости, единичные (Рисунок 46 а). Раскрытость их составляет от 0,005 до 0,06мм, в основной своей массе – это 0,01-0,02мм. Трещины могут быть согласными со слоистостью или разнонаправленными, прямолинейные, с ровными краями, часто ветвящиеся.

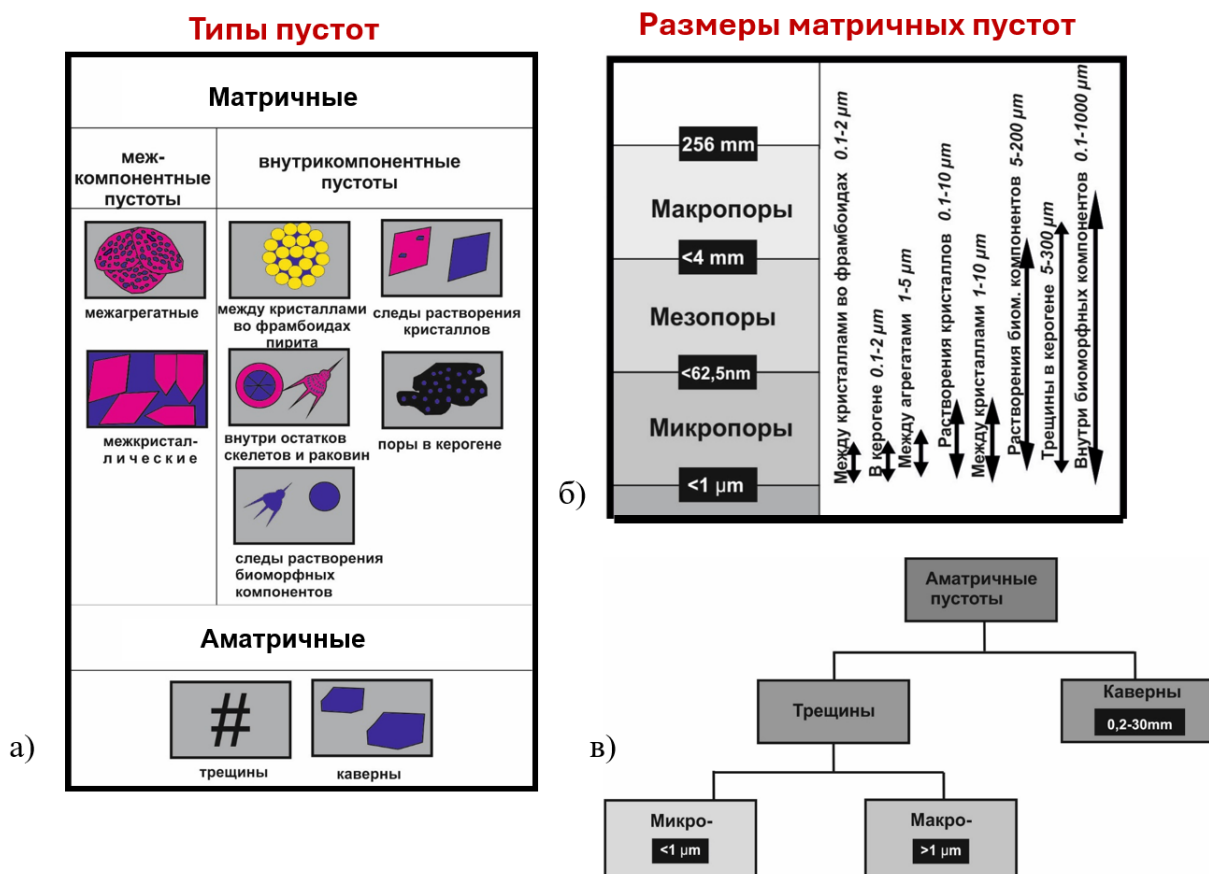


Рисунок 45. Типы и размеры пустот пород БВУФ

Трещины могут прослеживаться по всему разрезу, в карбонатах замещения, глинисто-кремневых, кремнево-фосфатных и глинисто-кремнево-карбонатных разностях. Тектонические трещины отрыва имеют изогнутую, реже прямоугольную форму с неровной, иногда шероховатой стенкой (Рисунок 46б). Расположение микротрещин относительно слоистости часто секущее, в ряде случаев - субвертикальное.

Раскрытость варьируют в пределах 0,01 мм до 0,35 мм. В отдельных литотипах встречаются разнонаправленные и пересекающиеся микротрещины. Наблюдаются затухающие микротрещины в пределах шлифа.

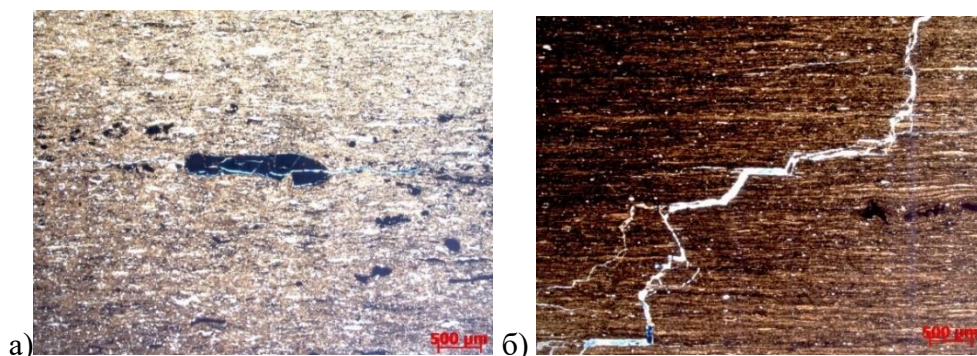


Рисунок 46. а) литогенетические трещины БВУФ, б) тектонические трещины

Микротрещины в породах коллекторах редко являются определяющим элементом пустотного пространства.

Макротрещины, доступные для изучения в керне при визуальном осмотре, в основном имеют техногенное происхождение. Техногенные трещины характеризуются отсутствием минеральных (кристаллы, растущие на стенках трещин) и неминеральных (битумы) новообразований на стенках трещин, отсутствием свечения в УФ. Иногда развиты только на поверхности керна (

Рисунок 47, Рисунок 48).

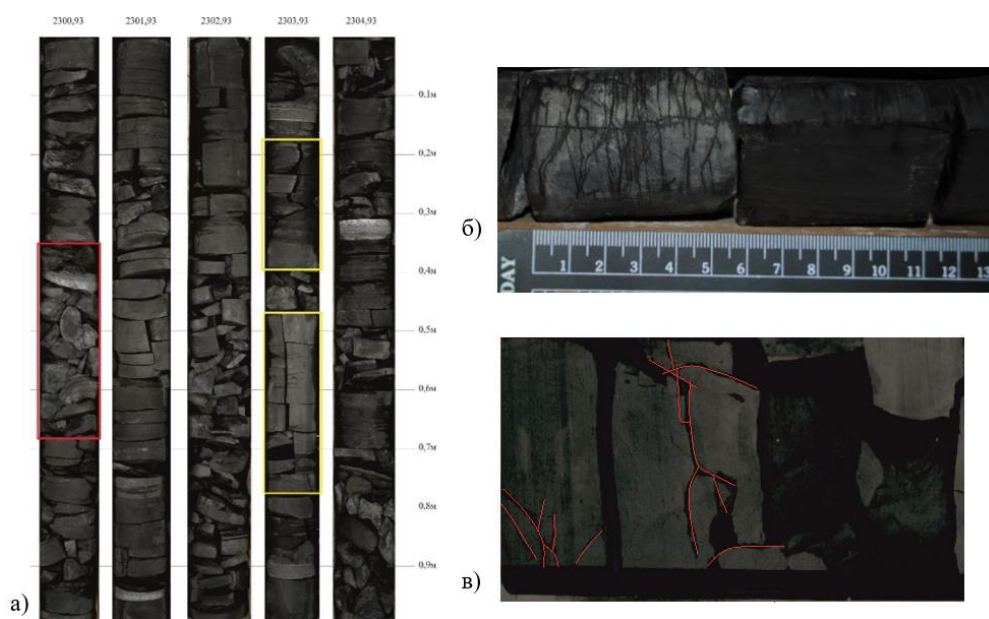


Рисунок 47. Техногенные трещины в БВУФ: а) фрагменты керна угловато-округлой формы; желтые прямоугольники – открытые вертикальные трещины. Формирование подобных трещин связано с режимами бурения, б) густая сеть «техногенных» трещин,

развитых на поверхности керна, в) трещины, образованные в процессе продольной распиловки керна

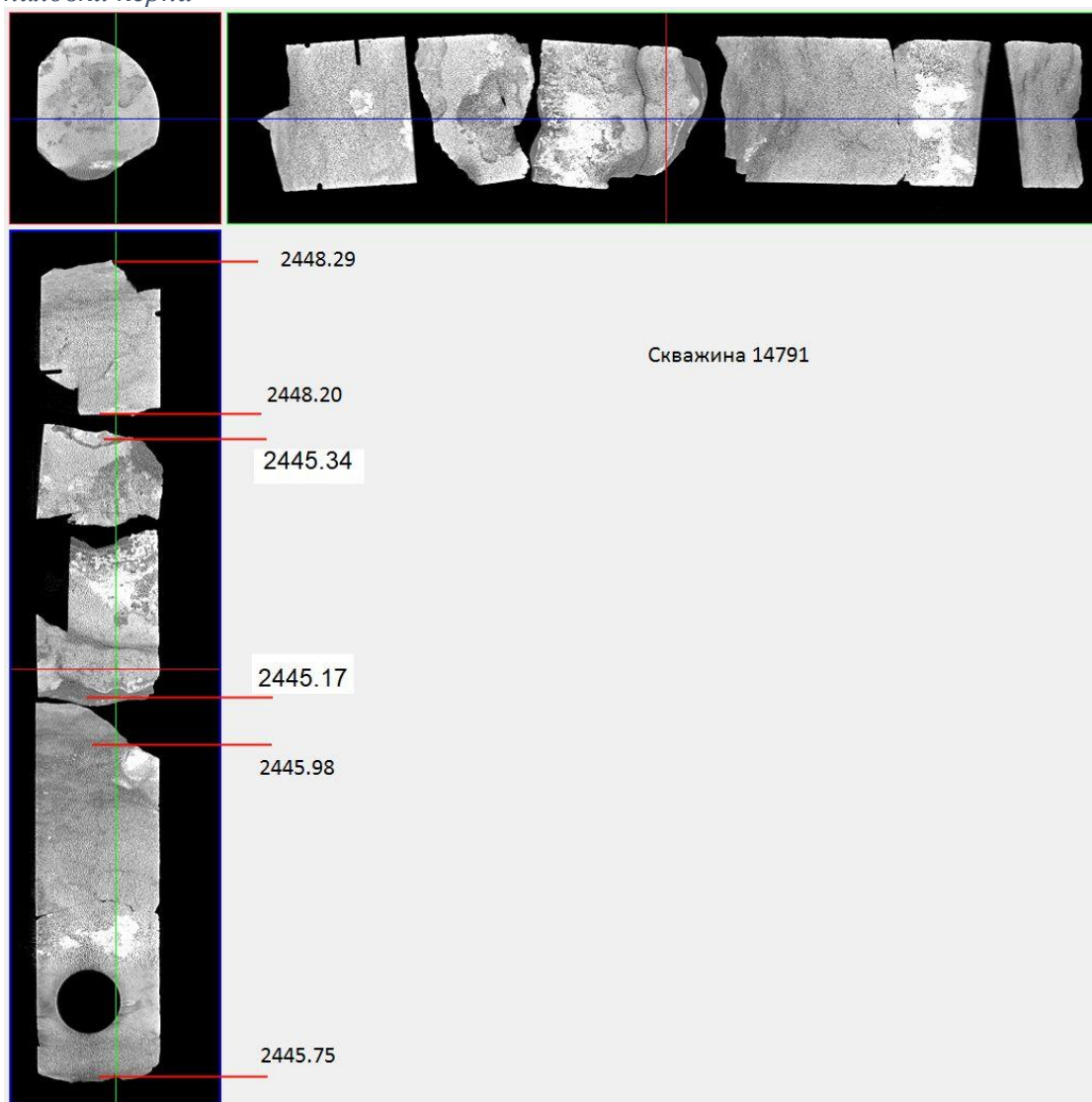


Рисунок 48. Плотностное рентгеновское сечение с техногенными трещинами. Каменное месторождение

Редкие нетехногенные трещины в нефтенасыщенных коллекторских интервалах кремнистого и карбонатно-кремнистого состава, параллельны напластованию либо субвертикальные и, вертикальные длиной до 5 см и наклонные под углом 20° к оси керна, шириной 0,5 см, без смещения и минерализации, имеющие сине-голубое свечение под УФ (Рисунок 49, Рисунок 50).

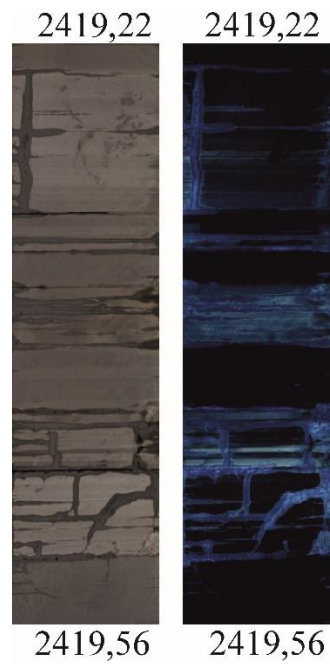


Рисунок 49. Фото полноразмерного керна в дневном и УВ освещении. Светящиеся под УФ горизонтальные, вертикальные и наклонные трещины в нефтенасыщенных породах. БВУФ Ем-Еговского месторождения

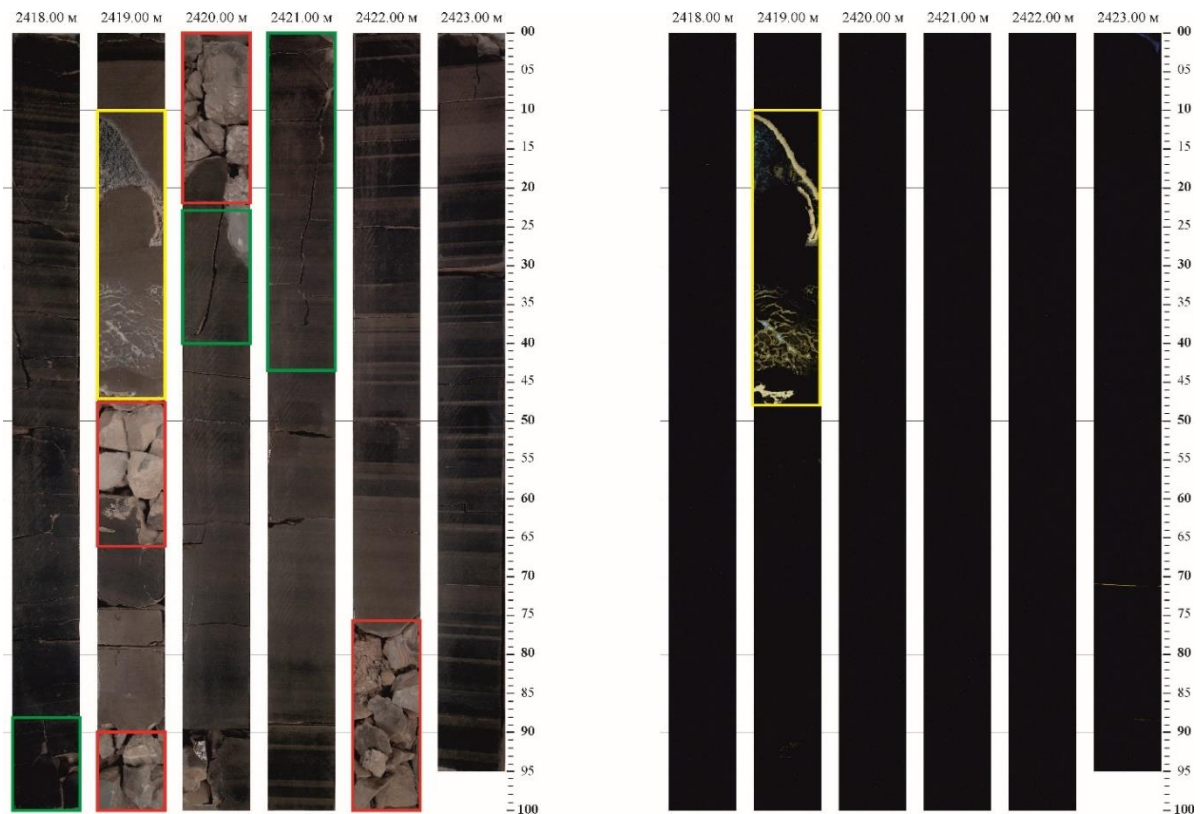


Рисунок 50. Фото полноразмерного керна в дневном и УВ освещении. Красные прямоугольники – участки сильнонарушенного керна, зеленые прямоугольники – участки керна со сквозными вертикальными трещинами, желтый прямоугольник (насыщенный

интервал) – верхняя часть – открытая диагональная трещина, нижняя часть – сеть разноориентированных трещин. БВУФ Каменного месторождения

ФЕС трещинно-каверновых коллекторов определялись методом рентгеновской макротомографии. В зависимости от выбранной зоны обсчета и степени сохранности кернового материала трещинная пористость варьируется в диапазоне 5-10%

Каверны, как правило, наблюдаются в трещиноватых карбонатных интервалах, диаметр каверн варьируют от 0,2 см до 3 см (Рисунок 51).

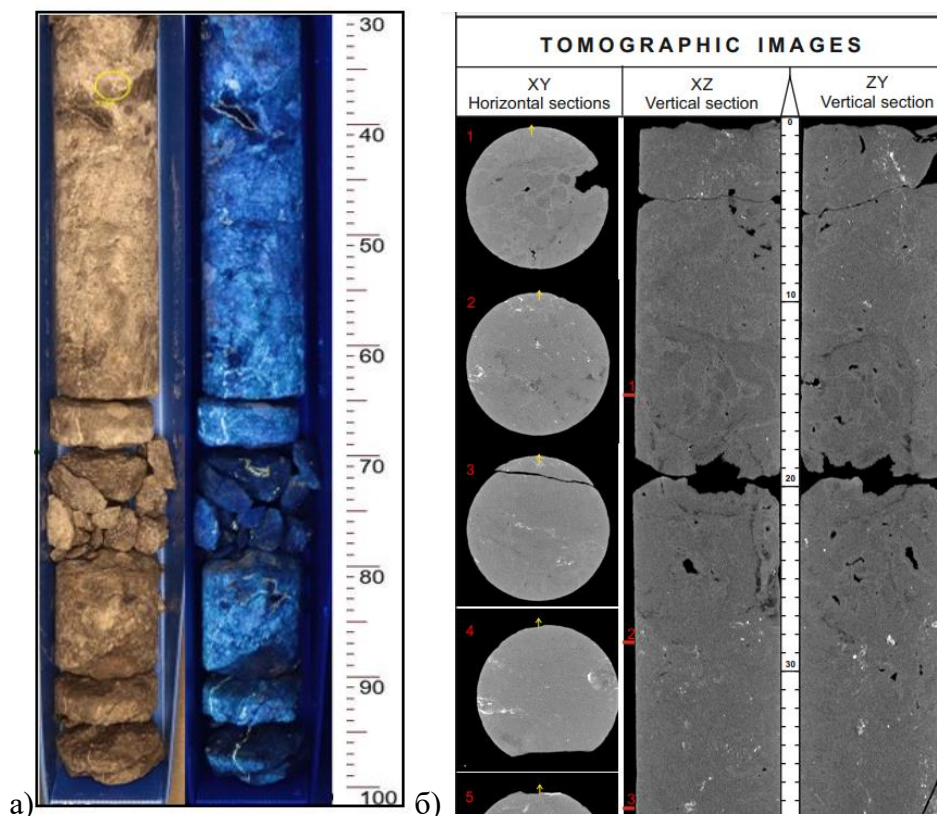


Рисунок 51. Каверны в БВУФ а) визуально наблюдаемые в дневном и УФ освещении, б) изученные с помощью рентгеновской макротомографии. БВУФ Салымского месторождения

В коллекторах трещины редко являются главным элементом структуры пустотного пространства. Как правило, пустотное пространство коллекторов определяется как трещинно-микрокаверновое, где термин «каверна» обозначает не размер, а механизм образования пустоты- в результате выщелачивания (Рисунок 52).

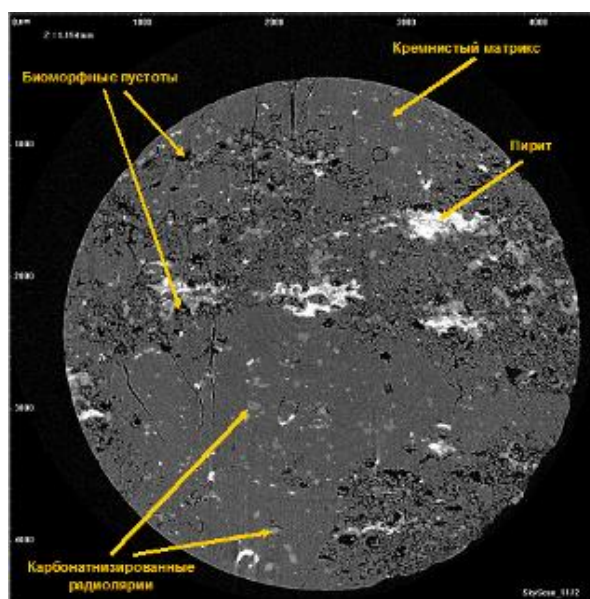


Рисунок 52. Плотностное рентгеновское сечение кремнисто-карбонатной породы коллектора 10,6%

4.4. Стадийность формирования элементов пустотного пространства

Изучение пустотного пространства пород показало приуроченность пустот к определенным литотипам; а также различные механизмы их образования. Последнее обстоятельство связано с многообразием вторичных процессов, характерных как для «фонового» литогенеза погружения, так и обязанных своим происхождением «наложенным» литогенетическим и тектоническим процессам (Рисунок 61 б, Рисунок 63).

Для матричных элементов пустотного пространства разработана схема стадийности их формирования в катагенезе. На ранних стадиях катагенеза, соответствующих градации ПКЗ-МК1, когда индекс трансформации ОВ (TR) (глава 6) не превышает 30%, породы плотные, содержат единичные открытые изолированные межкристаллические и межагрегатные поры, трещины. Пиролитические параметры указывают на отсутствие в породах нефтенасыщенности. На (Рисунок 53) представлено фото аншлифа кремнистой породы БВУФ, вскрытой скв. Тайтымская, TR составляет 18,8, что отвечает градации ПКЗ.

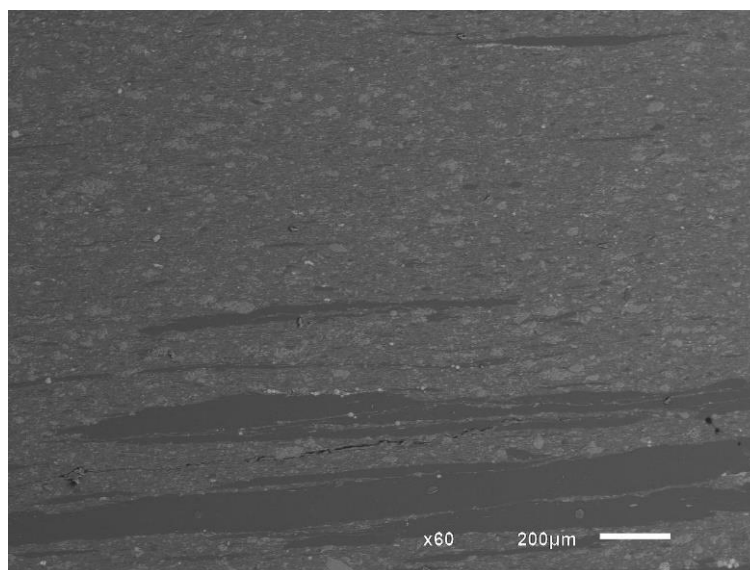


Рисунок 53. Рисунок. Фото SEM анилифа породы БВУФ, Тайтымское месторождение

На низких стадиях катагенеза могут формироваться единичные изолированные поровидные округлой и/или щелевидной формы пустоты растворения и выноса вещества (пустоты выщелачивания), приуроченные к глинисто-кремнистому матриксу породы (Рисунок 54). Такие характеристики пород БВУФ установлены в разрезах Самотлорской, Чапровской, Тайтымской, Мамонтовской, Петелинской, Урненской др. площадей (Рисунок 78).

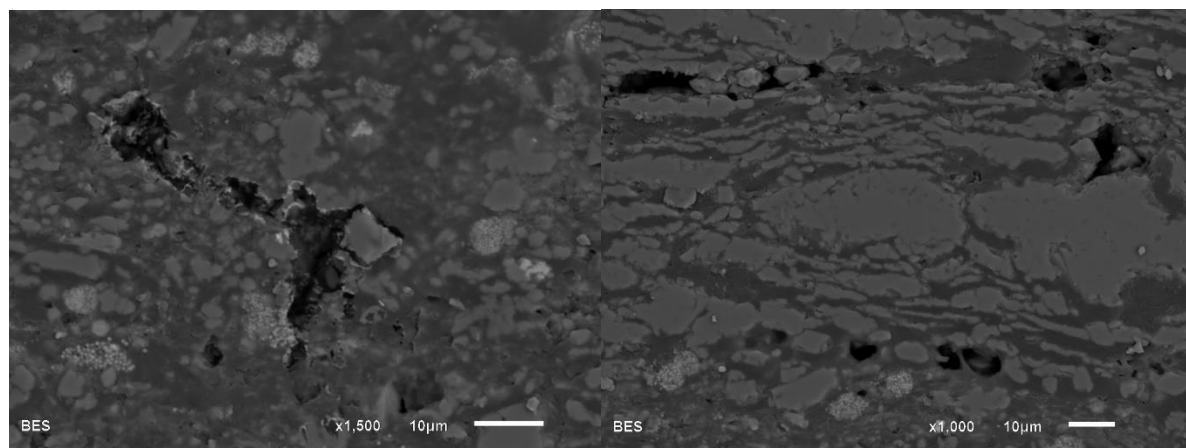


Рисунок 54. Поровидные изролированные пустоты в БВУФ, катагенез ПКЗ, Мамонтовская площадь

С ростом степени катагенеза интенсивность структурных перестроек, влияющих на систему порового пространства, возрастает. На градации МК1 формируются межкомпонентные и межагрегатные пустоты за счет преобразования кремнистого материала в агрегаты кварца-халцедона, а также пустоты выщелачивания биоморфных компонентов. Появление новообразованных пустот соответствующим образом

отражается в коллекторских свойствах пород – в кремнистых и карбонатно-кремнистых породах с радиоляритовой структурой, а также в коллофановых фосфоритах формируются нефтенасыщенные полуколлекторы и коллекторы. Примером служат разрезы БВУФ Приобского, Талинского, Тепловского, Малобалыкского и других месторождений, на которых были получены притоки нефти.

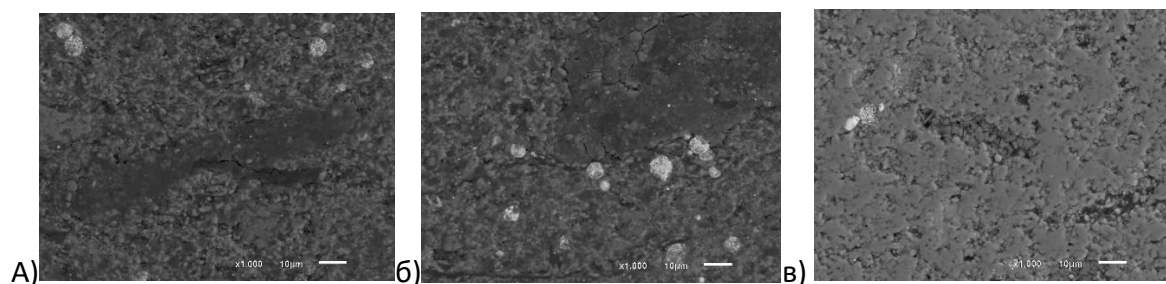


Рисунок 55. Элементы пустотного пространства БВУФ на стадии катагенеза МК1-2, на примере БВУФ Красноленинского свода: а) структурные микротрещины, б) трещины в керогене, в) межагрегатные пустоты в кремнистой части пород, БВУФ Красноленинского свода.

Индекс трансформации ОВ отложений, фото которых приведены на рисунке, изменяется от 60 до 63%

С ростом степени катагенеза до стадии МК2, когда величина индекса TR варьируется в диапазоне 50-75%, появляются первые элементы пустотного пространства в керогене, формируются пустоты выщелачивания карбонатных минералов, меж- и внутрикристаллические пустоты в карбонатах, развиваются сообщающиеся межагрегатные и межкристаллические пустоты в кремнистой части пород за счет преобразования биогенного кремнезема из опала в агрегаты кварца-халцедона и кварц (Рисунок 55). Итогом таких преобразований является формирование разнообразных по литологическому составу нефтенасыщенных пород полуколлекторов и коллекторов. Притоки нефти из таких пород получены на Северо-Демьянском месторождении, на некоторых территориях Ем-Еговского, Правдинского и других месторождений.

На стадии МК3 и выше, когда индекс трансформации ОВ TR достигает величин 75% и выше, в породах можно наблюдать увеличение количества структурных трещин, преимущественно внутри керогена, новообразованные пустоты выщелачивания (Рисунок 57), в кремнисто-глинистом матриксе растет доля и размер пустот выщелачивания и перекристаллизации. Элементы пустотного пространства соединяются между собой, таким образом обеспечивая возрастание общей пористости и проницаемости отложений (Рисунок 52). Возрастание сообщаемости пор происходит за счет формирования более мелких каналов в кремнистой массе и их связности между

собой, увеличивается и сообщаемость пор кергена [Васильев и др., 2014]. Соединяясь между собой, поры керогена образуют полости, размеры которых могут быть более 2 мкм (Рисунок 56).

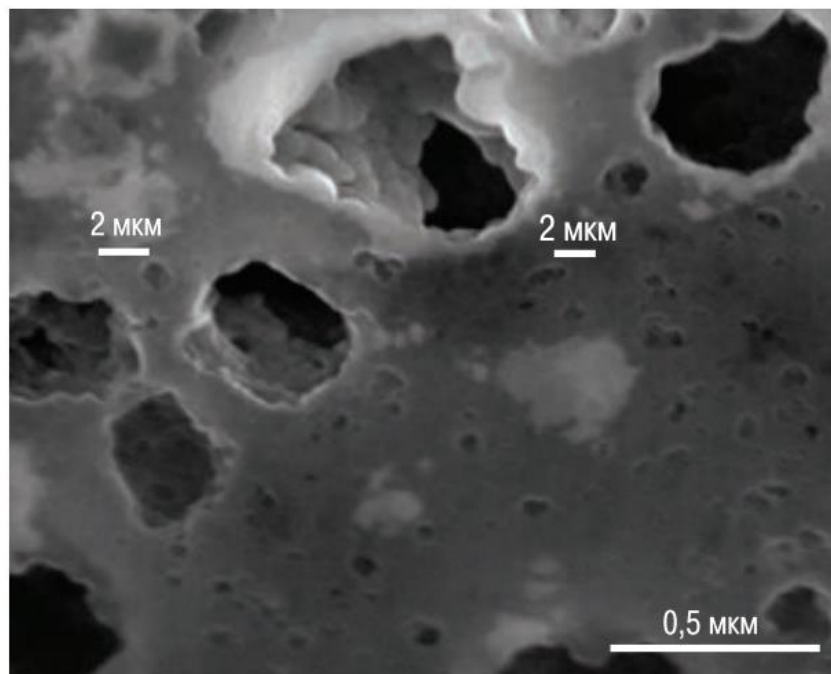


Рисунок 56. Изображение пор в поперечном срезе керогена, снятое под РЭМ. БВУФ на стадии катагенеза МК 4, Приразломное месторождение [Васильев и др., 2014]

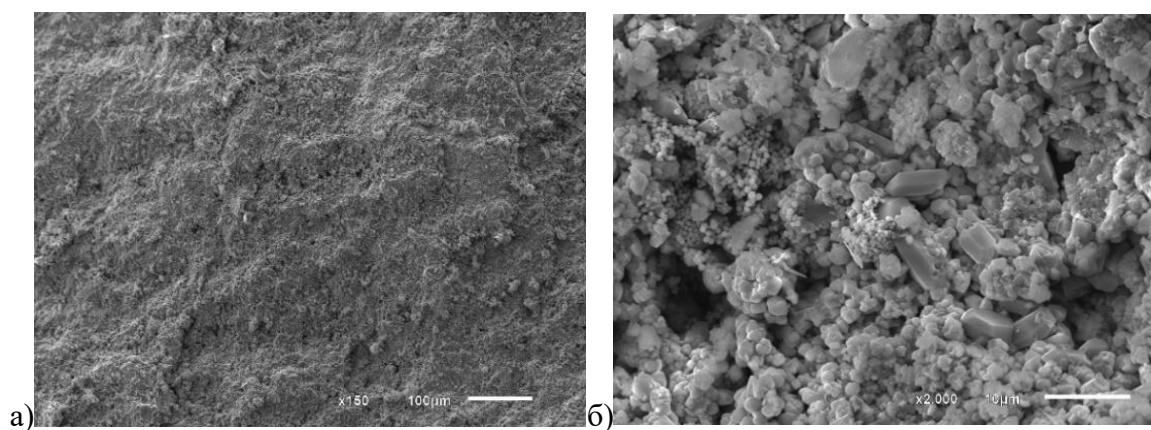


Рисунок 57. а) фрагмент кремнисто-карбонатной породы- коллектора, б) увеличенный фрагмент фото а), на котором видны элементы пустотного пространства. БВУФ на стадии катагенеза МК3, Средне-Назымское месторождение

Промышленные притоки из БВУФ высокой степени катагенеза получены на Салымском, Приразломном, Назымском месторождениях.

Общая схема эволюции пустотного пространства пород БВУФ с ростом катагенеза приведена на рисунке (Рисунок 58).

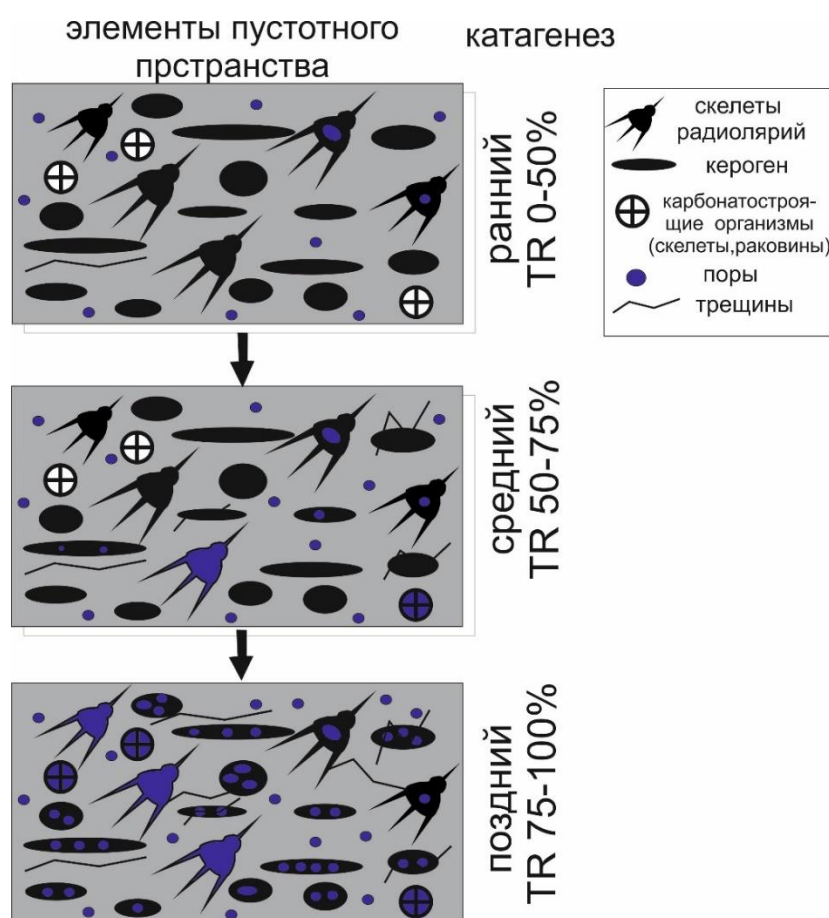


Рисунок 58. Схема эволюции пустотного пространства БВУФ на разных стадиях катагенеза

Катагенез ПК3-МК1: формируются внутрикомпонентные и межкомпонентные поры, микротрещины

Катагенез МК2: Суммарный объем внутрикомпонентных и межкомпонентных пор возрастает. Появляются поры и трещины в керогене

Катагенез МК3-МК4: Растет размер пор в керогене. Возрастает суммарный объем и сообщаемость всех пор

Полученные закономерности в формировании пустотной емкости БВУФ не противоречат и расширяют общие представления о пространственном и временном единстве процессов генерации УВ и трансформации минералов, главным образом кремнистых, сопровождаемые выделением воды и переформированием микроструктуры, тесно связанными с онтогенезом нефти, формированием коллектора, ловушек и нефтяной залежи в биогенно-кремнистых толщах [Баженова, 1991].

В соответствии со стадийностью формирования пустот и их связи с компонентами пород, устанавливается и стадийность формирования нефтенасыщенных пород: на

стадии МК1 коллекторы формируются в радиоляритах, карбонатизированных радиоляритах средней части разрезов и фосфоритах верхней части разрезов. Особенности структуры пустотного пространства и установленная зависимость «пористость-проницаемость» позволяют относить эту группу нефтенасыщенных пород к псевдогранулярным коллекторам и полукolleкторам [Зубков, 2019, Коровина, 2004] (Рисунок 60 а). Коллекторы поровые и порово-микрокаверновые, поровое пространство образовано следами растворения биоморфных кремнистых компонентов, а также межагрегатными пустотами. Коллекторские свойства пород сильно меняются в пределах пласта, что обусловлено различной интенсивностью протекания вторичных процессов: аутигенной карбонатиизации и пиритизации порового пространства, неравномерной перекристаллизации кремнистых минералов, изменением микроструктуры пород (Рисунок 61).

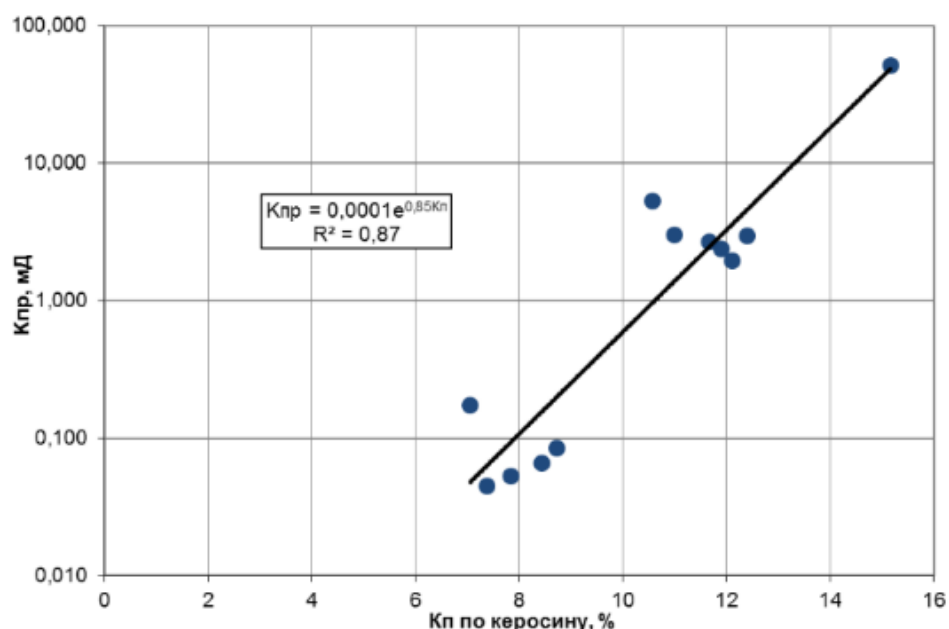


Рисунок 59. Сопоставление пористости по керосину с абсолютной газопроницаемостью для кремнисто-карбонатных коллекторов. БВУФ Средне-Назымского месторождения [Хамидуллин и др, 2012]

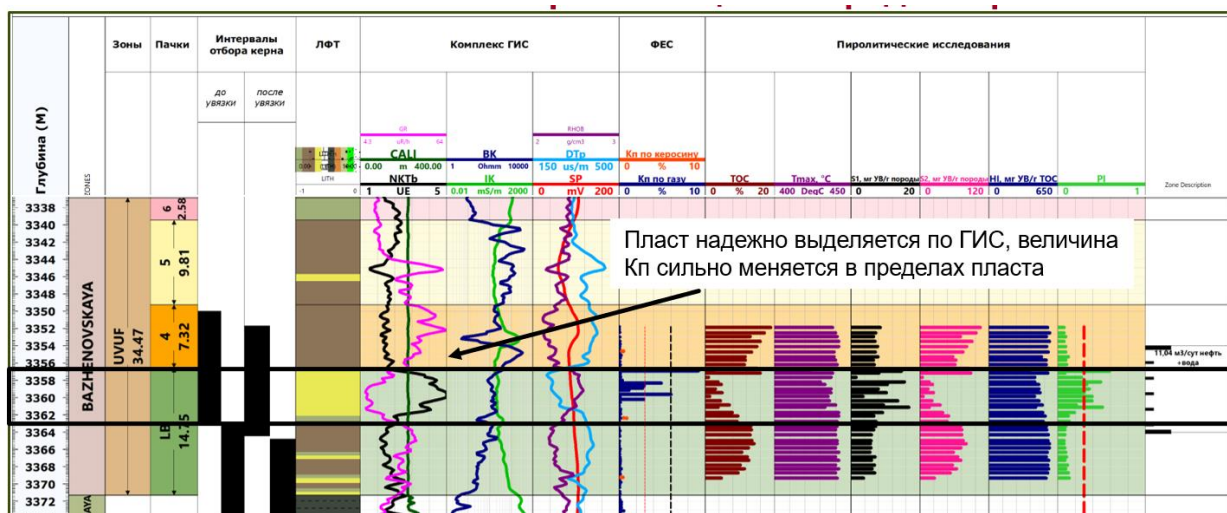
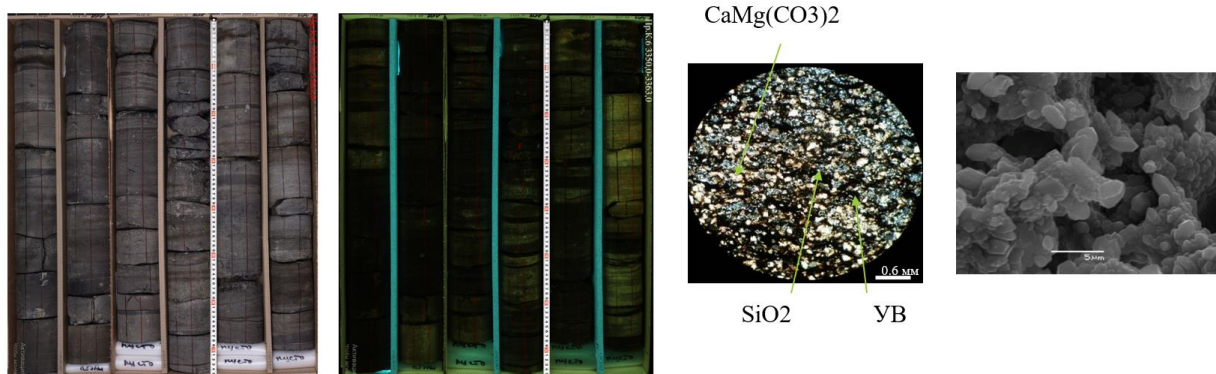


Рисунок 60. Рисунок Геолого-геофизический планшет по скважине Малобалькского месторождения, вскрывшей БВУФ ранней катагенетической зрелости МК1. Пласт коллектор кремнистого состава (радиолярит), насыщенный подвижными углеводородами, приурочен к средней части разреза и выделяется по комплексу ГИС.

А)



Б)

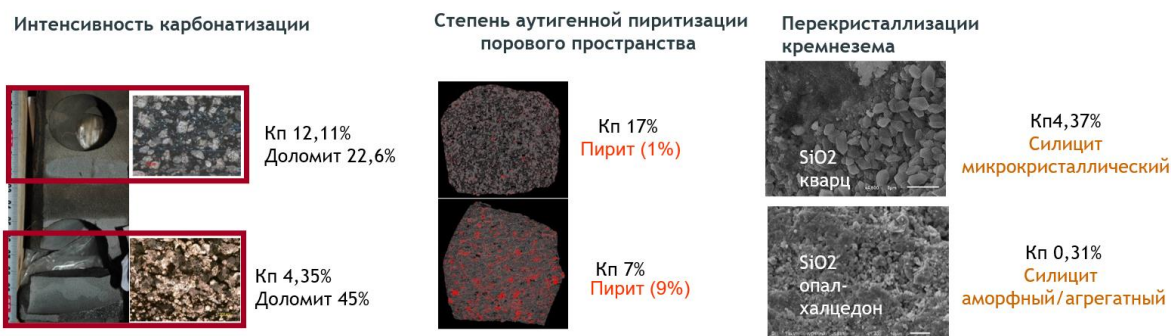


Рисунок 61. а) Фото керн в дневном и УФ освещении, фото илифа в скрещенных николях и фото под РЭМ пустот растворения радиолярий в карбонатно-кремнистом коллекторе, б) применены вторичных процессов, которые влияют на величину пористости на примере карбонатно-кремнистого коллектора

В среднем катагенезе, на стадии МК2, дополнительно формируется нефтенасыщение в карбонатных породах за счет новообразованных элементов пустотного пространства. Так, к примеру, на Каменном месторождении коллектор с пористостью 8% приурочен к карбонатным породам верхней части разреза и сформирован за счет растворения раковин кокколитофорид. Также улучшаются коллекторские свойства радиоляритов и их карбонатизированных разностей и фосфоритов за счет новообразованных пустот растворения костных остатков рыб, единичных пор в керогене и микротрещин (Рисунок 62).

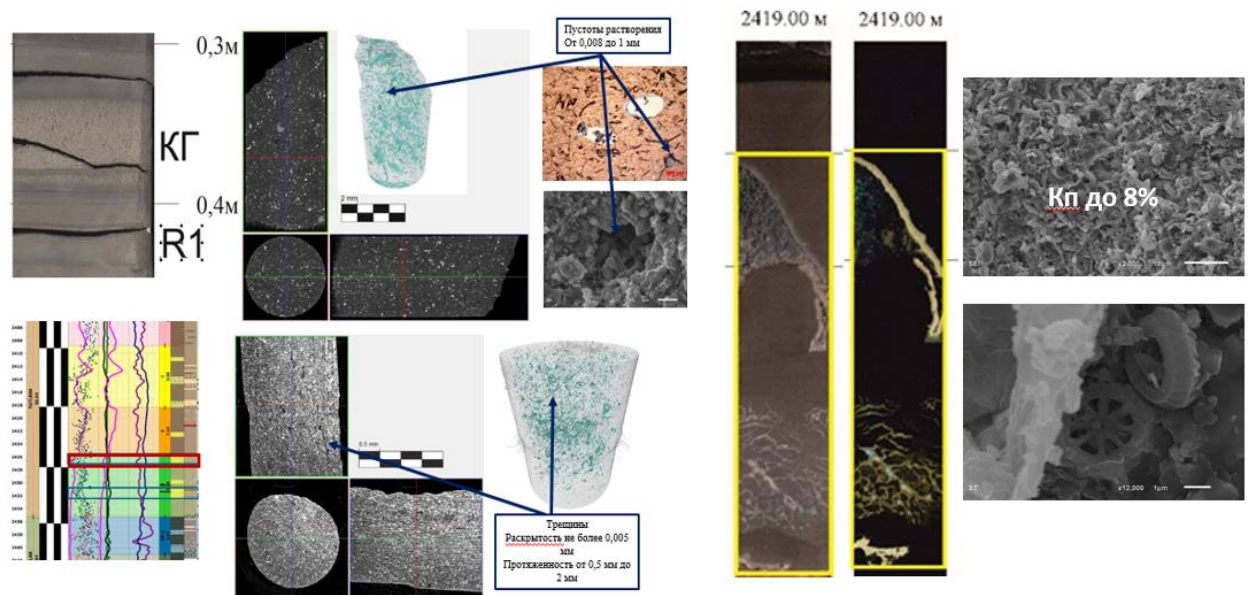
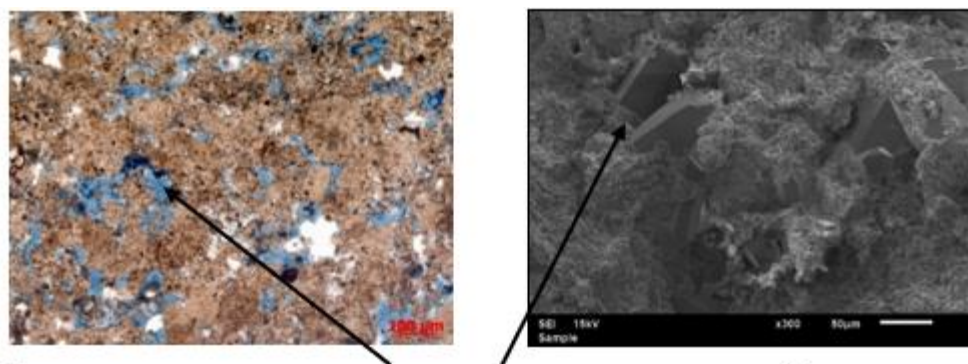


Рисунок 62. Комплексная характеристика пустотного пространства коллекторов БВУФ Каменного месторождения
В левой части рисунка приведены томографические реконструкции и фото петрографических шлифов из фосфатно-кремнистого коллектора. Поровое пространство сформировано участками растворения костных остатков рыб, кремнистых скелетов, микротрещинами. В правой части рисунка приведены фото карбонатного коллектора верхней части разреза. Поровое пространство сформировано макротрещинами и участками растворения кокколитофорид

В позднем катагенезе на стадии МК3 формируется межагрегатное поровое пространство в кремнисто-фосфатных породах верхней части разрезов (Рисунок 63). За счет активного формирования системы сообщающихся пор в керогене, межкристаллических и межагрегатных пор в кремнистых минералах, возрастают коллекторские свойства уже существовавших к этому моменту нефтенасыщенных пород, а также появляется нефтенасыщение в смешанных высокоуглеродистых породах матрицы. В катагенетически зрелых участках формации совокупная мощность нефтенасыщенных пород отвечает всей мощности БВУФ, и фактически весь разрез вне

зависимости от литологической принадлежности слагающих пород, будет нефтенасыщенным, представляющим собой неравномерное чередование коллекторов и полуколлекторов. В соответствии с катагенетической стадийностью нефтегазообразования, на поздних стадиях катагенеза, помимо максимального мощности нефтенасыщенных пород, ожидается получение в притоке не только нефти, но и газа. Это предположение подтвердилось испытанием БВУФ в одной из скважин на Восточно-Унлорской площади. Скважина вскрыла БВУФ на стадии катагенеза МК4, весь разрез скважины нефтенасыщен, пустотное пространство представлено матричными пустотами, получившими широкое развитие во всех породах разреза, а также макро- и микротрещинами (Рисунок 64).



*Пустоты, частично залеченные кварцем или баритом
От 0,03х0,05мм до 3ммх0,35мм*

Рисунок 63. Поровое пространство фосфоритов верхней части разреза, снятое в прокрашенном шлифе и под РЭМ, сформированное за счет межагрегатных пустот на стадии катагенеза МК3. Каменное месторождение

На геолого-геофизическом планшете по скважине Восточно-Унлорского месторождения приведены величины пористости пород, измеренной до экстракции, и ключевые пиролитические параметры, полученные в результате измерений на недробленных образцах. Видно, что коллекторами с пористостью выше 6% являются отдельные маломощные пропластки. Комплекс параметров пиролиза (высокое содержание свободных УВ ($S1 > 5$ кг УВ/т породы), отношение $S1/S2 > 1$, высокие углеводородный в $S1 > 20\%$, $PI > 0,4$) указывает на то, что все породы разреза содержат миграционные УВ, являются нефтенасыщенными, преимущественно полуколлекторами. В таких случаях получение промышленного притока возможно, если скважина будет дренировать всю насыщенную мощность, например, при проведении ГРП и испытании всего разреза. На Салымском месторождении это было осуществлено в одной скважине в зоне высокого катагенеза (МК3-4). Результаты ПГИ после ГРП показали наличие

притока из всего разреза скважины, несмотря на низкую пористость (Рисунок 65). В соответствии со стадийностью нефтегазообразования, на стадии катагенеза МКЗ уже начинается генерация газовых углеводородов, и в поровом пространстве пород могут быть не только нефтяные, но и газовые УВ. В притоке получается либо нефть с высоким газовым фактором (как, к примеру, на Салымском месторождении- [Соболева Е.В., 2008]), либо газ (некоторые скважины Салымского месторождения- Рисунок 1). В скважине Восточно-Унлорского месторождения в притоке получен газ.

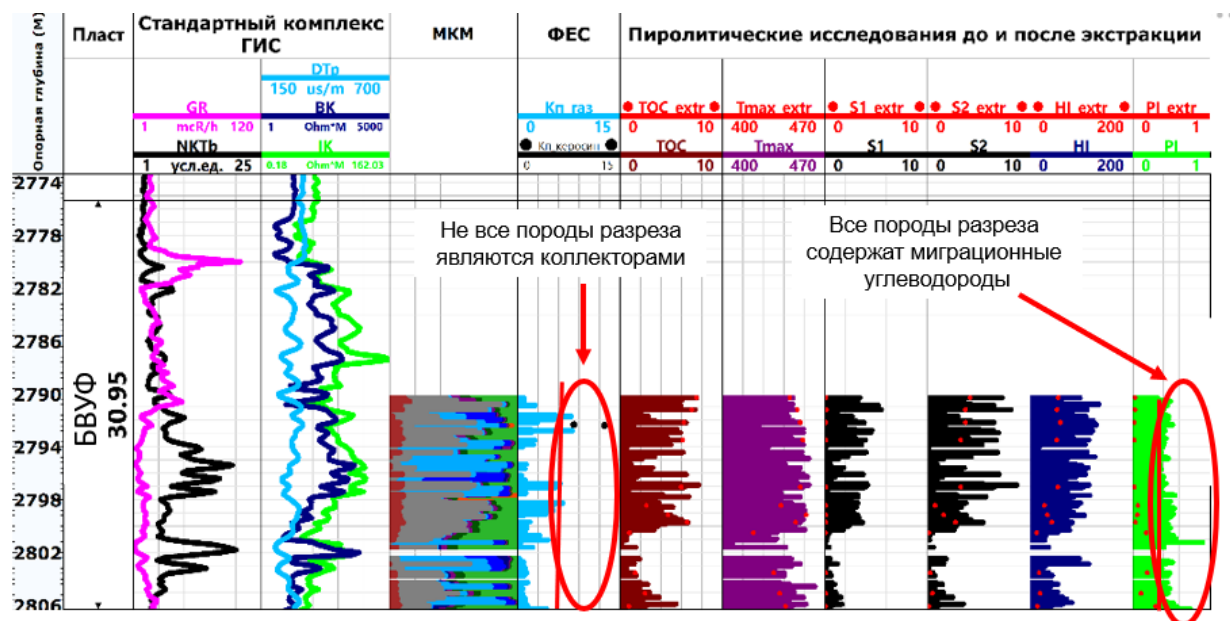


Рисунок 64. Геолого-геофизический планшет по скважине Восточно-Унлорской площади

Катагенез соответствует градации МК4. Комплекс параметров указывает на то, что к коллекторам с пористостью выше 6% относятся лишь отдельные пропластки (столбец «ФЕС»), несмотря на насыщенность всего разреза подвижными углеводородами (на это указывают параметры пиролiza, приведенные в последних 6 столбцах). В скважине при испытании был получен приток газа

Подводя итоги этой части исследования, можно заключить, что на высоких стадиях катагенеза породы насыщаются подвижными УВ по всему объему не зависимо от минерального состава за счет формирования разнообразных элементов пустотного пространства. При этом не все породы разреза становятся коллекторами, из которых возможно получение промышленного притока, так как объема сформированных элементов пустотного пространства для этого может быть недостаточно. При проведении ГРП и испытании всего высокостарого разреза БВУФ возможно получение

промышленного притока даже из низкопористых нефтенасыщенных пород за счет их достаточной мощности. В притоке могут быть получены не только нефть, но и газ.

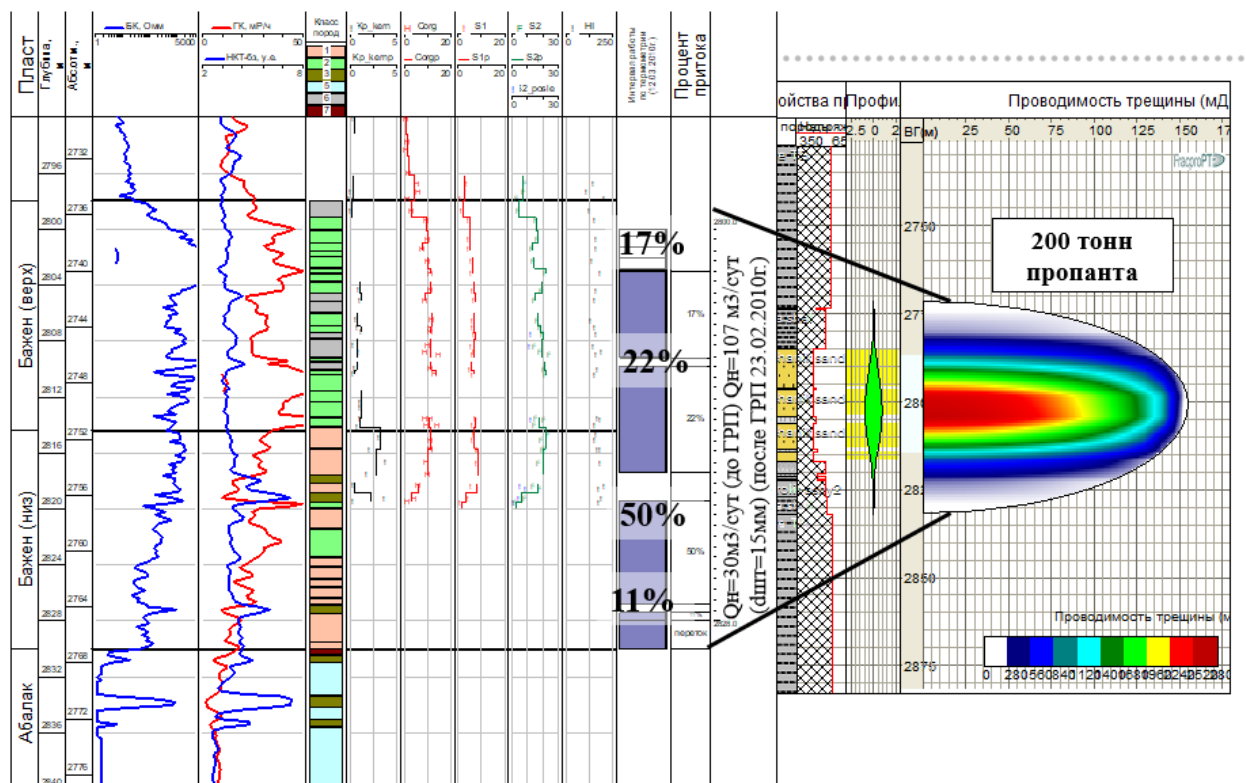


Рисунок 65. Геолого-геофизический планшет по скважине Салымского месторождения. Стадия катагенеза отложений МКЗ-4, все породы матрицы содержат подвижные углеводороды. ПГИ после ГРП показывают работу всего интервала с разной степенью интенсивности

Таким образом, обосновано **второе защищаемое положение**: катагенетические процессы определяют стадийность формирования пустотных объемов в баженовской высокоуглеродистой формации: в раннем катагенезе пустоты начинают формироваться в радиоляритах и фосфоритах, в среднем катагенезе – в биогенных карбонатных породах, в позднем катагенезе – в смешанных высокоуглеродистых породах. Объединяющим фактором для совокупности пустотных объемов является система трещиноватости. К концу катагенеза формируется иерархическая система пустотных объемов.

ГЛАВА 5. РЕЗЕРВУАРЫ БВУФ³

5.1. Принципы литолго-стратиграфического расчленения и корреляции разрезов. Закономерности латеральной изменчивости литологического состава БВУФ

Описанные в главе 4 результаты показывают, что формирование емкости коллекторов тесно связано с условиями накопления материала и катагенетическими преобразованиями. Площадное распространение пластов определенного литологического состава, при совместном анализе с данными об изменчивости их нефтенасыщенности и коллекторских свойств, позволят выделять и оконтуривать резервуары БВУФ, с которыми может быть связана промышленная продуктивность.

Для анализа и прогноза изменчивости литологического строения разрезов не только в соседних скважинах одного месторождения, но и на удаленных друг от друга территориях, применен единый универсальный подход к литолого-стратиграфическому расчленению разрезов, который увязан с данными каротажа. Принципы расчленения разрезов БС и ТС были разработаны в процессе совместной работы автора с коллегами (Панченко И.В., Вишневская В.С., Гатовский Ю.А., Хотылев О.В. и др.) и описаны в работе [Хотылев и др., 2021]. Эти принципы включают в себя выделение литолого-стратиграфических ассоциаций пластов (пачек) и корреляцию этих ассоциаций по комплексу ГИС в разных структурно-фациальных обстановках.

Как было показано в обзоре [Хотылев и др., 2021, «одной из первых работ, в которой обобщены характеристики литологического строения БС и ТС Западной Сибири, является монография Ю.В. Брадучана [Брадучан и др., 1986]. В настоящее время

³ При подготовке данного Раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором в соавторстве, в которых, согласно «Положению о присуждении ученых степеней в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова», отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

7. Богатырева И. Я., Коточкова Ю. А., Балушкина Н.С., Хотылев О. В., Фомина М. М., Тюрина Н. А., Яблоновский Б. И., Калмыков Г. А. Структурно-фациальная типизация разрезов баженовской высокоуглеродистой формации Западно-Сибирского бассейна // *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 2024. – № 1. – С. 66-82. EDN: JIQPXW. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (2,222 печатных листа, авторский вклад 25%).

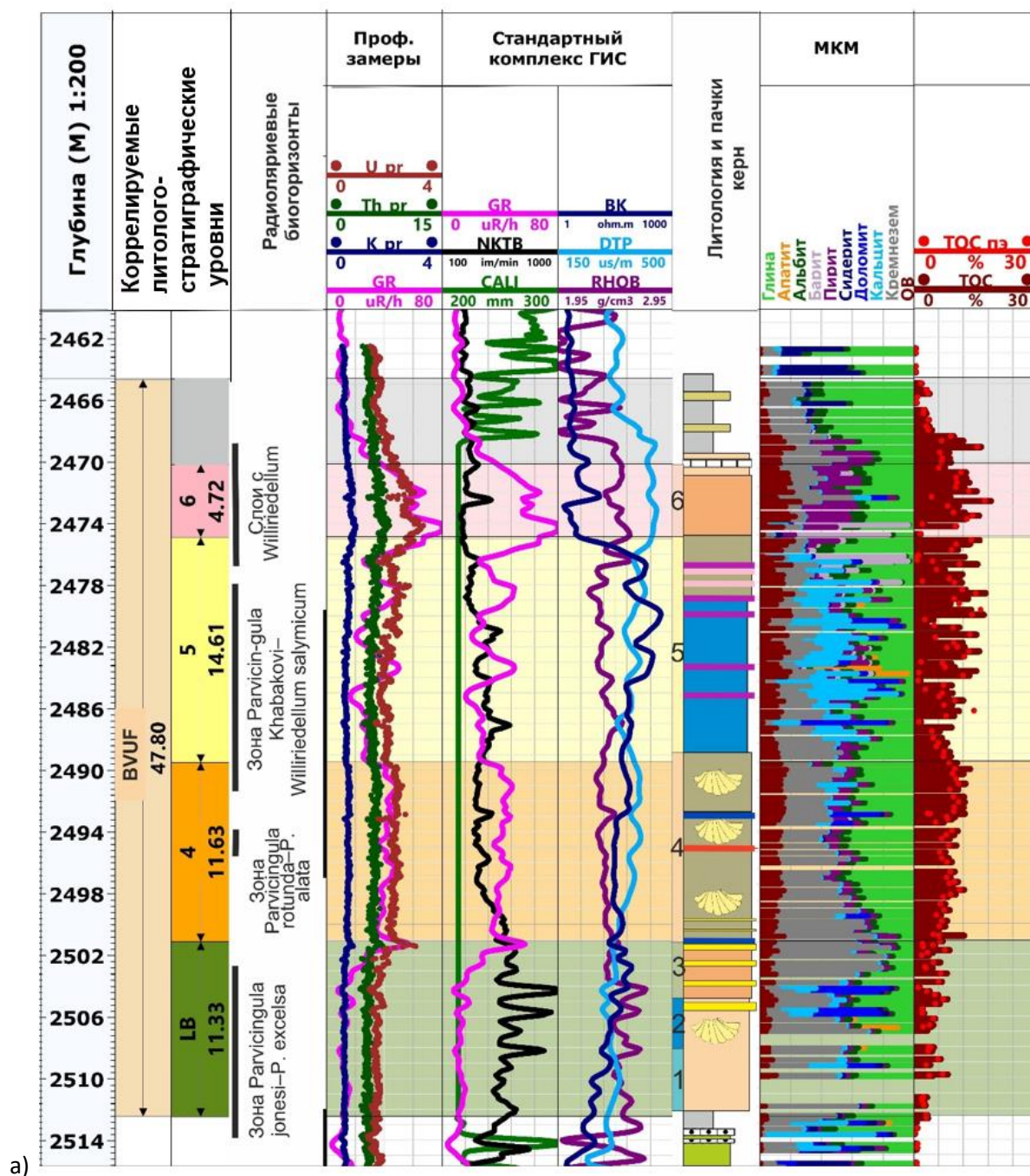
8. Коточкова Ю. А., Балушкина Н. С., Богатырева И. Я., Калмыков Г. А. Условия формирования волжских радиоляритовых отложений в баженовском эпиконтинентальном морском бассейне // *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 2024. –Т.63. № 5. – С.83-90. EDN: ERWCWB. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (0,972 печатных листа, авторский вклад 30%).

9. Хотылев О. В., Гатовский Ю. А., Балушкина Н. С., Коточкова Ю. А., Коробова Н. И., Фомина М. М., Карпова Е. В., Калмыков Г. А. Модели седиментации баженовской высокоуглеродистой формации в зоне развития тулгемской и баженовской свит // *Георесурсы*, 2021. – № 23(2). – С.120–131. DOI: 10.18599/grs.2021.2.11. EDN: XXBPDA. Импакт-фактор 0,500 (JIF) (1,527 п.л., авторский вклад 30%).

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.]. В работах коллектива авторов ТННЦ «По результатам изучения керна определены литологические типы пород, выполнены биостратиграфические определения, которые легли в основу разделения бажен-абалакского комплекса на пачки. В работе отражены их специфические особенности и выполнена корреляция пачек по площади. Установлена стабильность данных признаков в пределах Красноленинского свода» [Бумагина и др., 2018]. В монографии В.Г.Эдер и А.Г. Замирайловой [Эдер и др., 2023] рассмотрены особенности осадконакопления БС по данным изучения микроэлементного состава, охарактеризованы климатические особенности, состав источников сноса, выявлены пространственно-временные закономерности седиментации. Тюменскими геологами [Авраменко и др., 2023], реконструированы условия формирования абалакско-баженовских отложений на Ем-Еговском месторождении. Разрабатываются и все новые типы разрезов отложений, обобщающие закономерности изменчивости геолого-геофизических свойств, литологии и стратиграфии. В работе [Предтеченская и др., 2006] выделено 8 типов разрезов которые указывают на то, что в верхнеюрско-нижнемеловое время рельеф унаследовал основные структуры, сформированные ранее. В обобщающей совместной работе коллектива авторов из ведущих научных институтов [Скворцов и др., 2018] выделены уже 24 типа разрезов, обобщающих параметры геологического строения и нефтепродуктивности. Таким образом, в попытках обобщить особенности строения разрезов, можно прийти к ситуации, когда каждая новая скважина будет вскрывать 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 и местные особенности, которые отражают изменения в условиях осадконакопления».

В результате проведения комплекса аналитических исследований, адаптированного к высокоуглеродистым отложениям, и использования этого комплекса при работе с БВУВ на разных участках бассейна, нами было установлено [Хотылев и др., 2021], «что строение разрезов подчиняется единым закономерностям. От скважины к скважине прослеживаются одинаковые литолого-стратиграфические уровни, которые

маркируются комплексами микро- и макрофауны, а также определенными лито-физическим параметрами, несколько отличными в разных участках бассейна. Границы коррелируемых уровней обоснованы комплексом макролитологии, вещественного состава, детальной радиоляриевой биостратиграфии и находками аммонитов. Для этих уровней выявлены геофизические критерии, позволяющие перейти к дифференциации разрезов на зональном и региональном уровнях» (Рисунок 66).



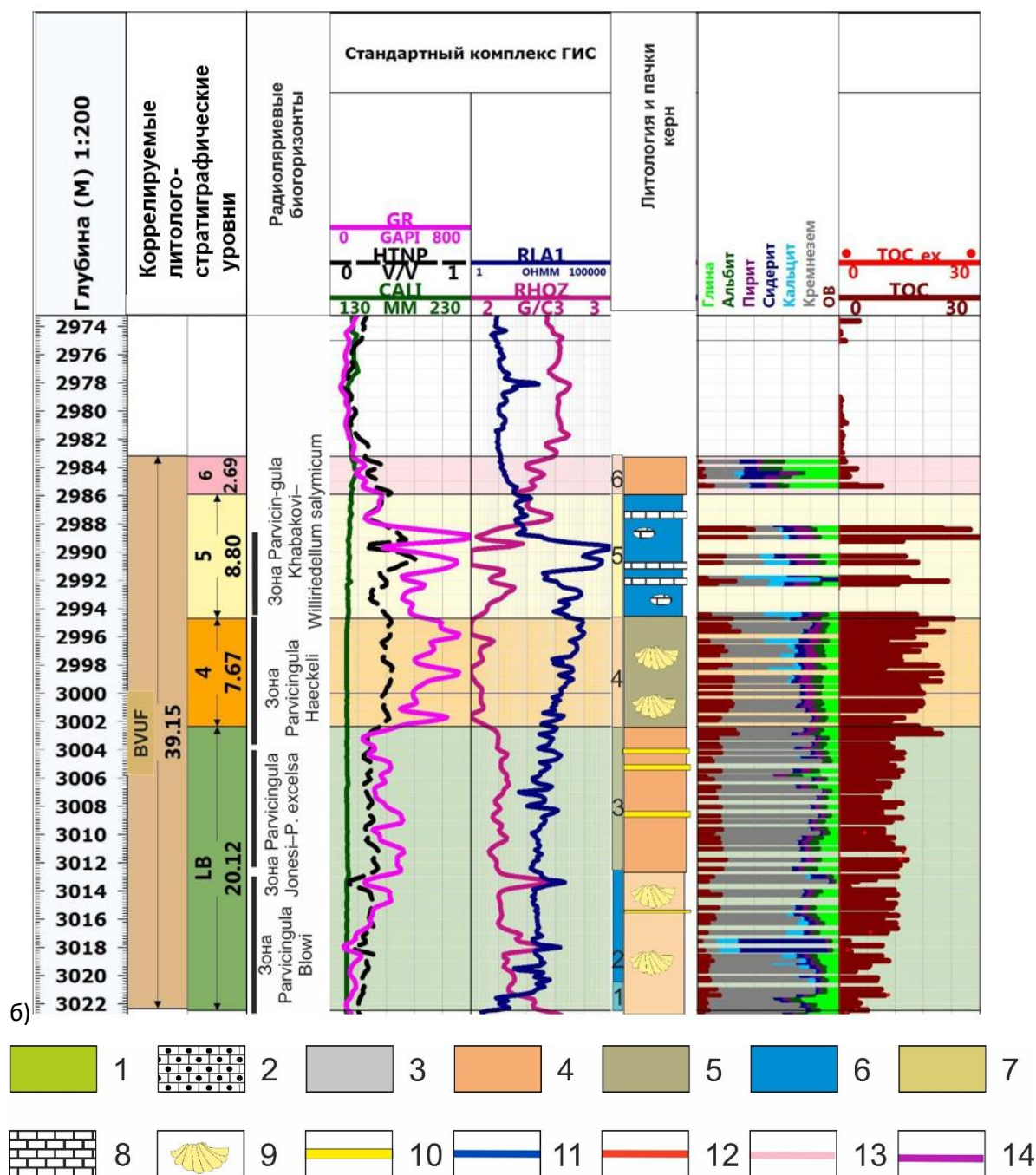


Рисунок 66. Строение обобщенного разреза БВУФ, биостратиграфическая и геофизическая, минералогическая характеристика литолого-стратиграфических коррелируемых уровней в зоне развития а) тутлеимской свиты и б) баженовской свиты [Хотылев и др., 2021].

Условные обозначения: 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

Внутри коррелируемых уровней часто наблюдается смена литологического наполнения, вследствие различий обстановок седиментации и разной стратиграфической полноты, а также местных литологических особенностей и различной направленности вторичных процессов.

Предложенное разделение было применено при изучении БВУФ в разных частях бассейна и позволило выявить некоторые новые закономерности латеральной и вертикальной изменчивости отложений формации. Эти закономерности обобщены в моделях седиментации и в наиболее полном виде описаны в работе «Модели седиментации баженовской высокоуглеродистой формации в зоне развития тутлеимской и баженовской свит [Хотылев и др, 2021 г].

«В качестве основы биостратиграфического расчленения предложены пять выделенных В.С. Вишневской 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 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» [Хотылев и др, 2021 г].

«Закономерности изменчивости литологического состава внутри пачек БВУФ сводятся к следующему. Пласты и линзы, образованные скоплением скелетов радиолярий, встречаются в первой и третьей пачках и имеют ограниченное площадное распространение. Их морфология и распределение по территории бассейна хорошо описываются моделью палеотечения» [Хотылев, Балущкина и др, 2019].

Модель образования радиоляритовых слоев (РС) (Рисунок 68) основана на формировании определенной схемы течений, которые постоянно и непрерывно влияли на распределение осадков в юрском морском бассейне [Брадучан и др., 1986; Захаров, 2006]. «Идею наличия палеотечений в баженовском море высказал В.А. Захаров

[Захаров, 2006]. В его работах была предложена схема гидродинамического режима баженовского моря, по которой сообщение Западно-Сибирского моря и океана было осуществлено за счет поверхностного относительного теплого течения, которое шло с севера и далее вдоль Уральского полуострова, отделявшего Западно-Сибирский бассейн от Тимано-Печорского [Захаров, 2006]. По мере продвижения на юг вдоль Урала оно теряло свою силу и одновременно, в соответствии с направлением береговой линии, отклонялось к востоку, создавая завихрения и круговые течения в эпипелагиальной части. Холодные воды поступали через северные проливы благодаря глубинным противотечениям. Похожая схема течений была предложена Гришкевичем В.Ф. Главное отличие - существование отдельного самостоятельного течения в восточной части бассейна [Гришкевич, 2022]» [Коточкова и др., 2024].

«Опускаясь на дно, «останки» радиолярий подхватывались течением, «как тополиный пух ветром» и оседали в зонах динамической тени – на поворотах и завихрениях потока, в его краевых частях и за препятствиями. В результате подобной дифференциации образовывались локальные прослои чистых радиоляритов, мощностью более метра с горизонтальными, линзовидными и косослоистыми текстурами. Тип текстур непосредственно зависел от расстояния до потока – ближе к стрежню течения – косослоистые, на максимальном удалении – горизонтальные, в промежуточных областях – линзовидные. Радиолярии, опускаясь на дно, приобретали ориентировку длинных осей в соответствии с затухающим течением. Пеллеты же, как более тяжелые, в соответствии с законами гидродинамики, выпадали в осадок на других участках дна – там, где скорости потока были выше и формировали слои со значительным количеством глинистой составляющей. Такое распределение осадков подтверждается данными, полученными при изучении голоценовых отложений глубоководного конуса выноса р. Дунай [Иванов и др., 1989], где на поворотах русла подводного каньона реки - то есть на участках резкого падения скоростей подводных течений, мощности диатомовых илов увеличиваются более, чем в два раза по сравнению с мощностями тех же отложений в тальвеге и на борту каньона» [Хотылев и др., 2021].

«В стрежневых участках течений формировались поверхности размыва и конденсированные горизонты из перемытого биогенного материала [Панченко, Немова, 2017] – крючков кальмаров (*Onychites* sp.) и костных остатков рыб с характерной неровной нижней границей, являющейся результатом размыва. Размыв накопившихся прослоев постоянно изменяющимся потоком вызывал разрушение уже сформированных

РС и оползание их фрагментов (*Рисунок 68*). В зоне отсутствия течений - вне предела их зоны влияния, проходила фоновая седиментация с накоплением кремнисто-глинистых осадков, с единичными рассеянными в основной массе скелетами радиолярий. В состав таких толщ входил и эоловый материал, представленный обломками кварца и полевых шпатов и приносимый в бассейн юго-западными ветрами из береговых пустынь [Гольберт, 1983]» [Хотылев и др., 2021].

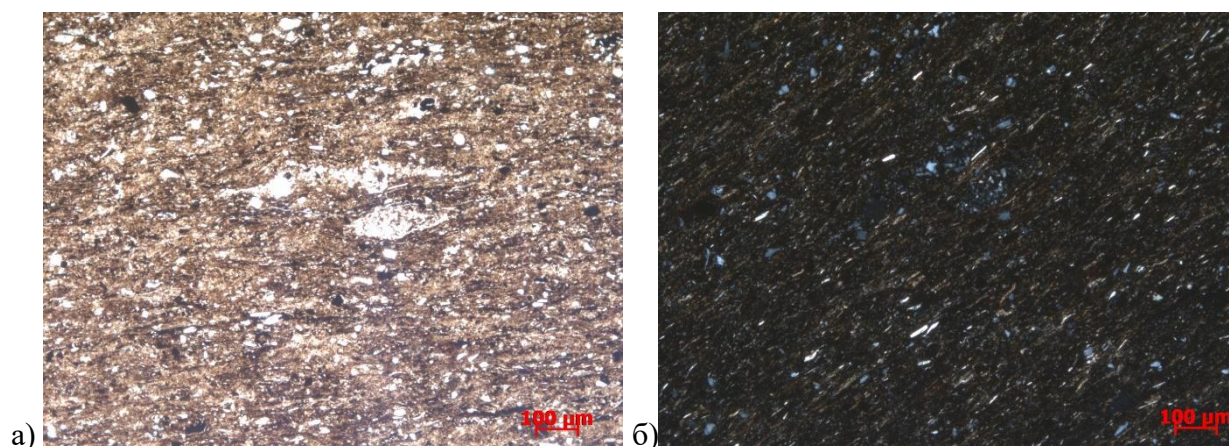


Рисунок 67. Реликты радиолярий в керогеново-глинисто-кремнистой породе, характерной для участков фоновой седиментации (николи: а – параллельные; б – скрещенные)

«Флуктуации основного потока течения и его второстепенных ветвей вызывали локальное формирование скоплений радиолярий на различных площадях и в различных частях разреза. Поэтому РС не формировали сплошного покрова, а были распространены локально, в основном на склонах и вершинах поднятий в области действия течения и прилегающих к ней территориях. Оценочная протяженность РС составляет первые десятки километров, а ширина самого течения – первые сотни километров» [Хотылев и др., 2019]. Толщина РС будет определяться интенсивностью и продолжительностью существования течения и удаленностью от его оси. Наибольшей мощностью до 4,5 м, и выдержанностью состава, наименьшей глинистостью характеризуются радиоляриты, приуроченные в проксимальной зоне течения (*Рисунок 69 а, б*). Примером могут служить радиоляриты, описанные в разрезах Усть-Тегусской площади и на Малобалыкском месторождении, имеющие четкие границы, практически без глинистой компоненты, мощностью до 3 м (*Рисунок 70*).

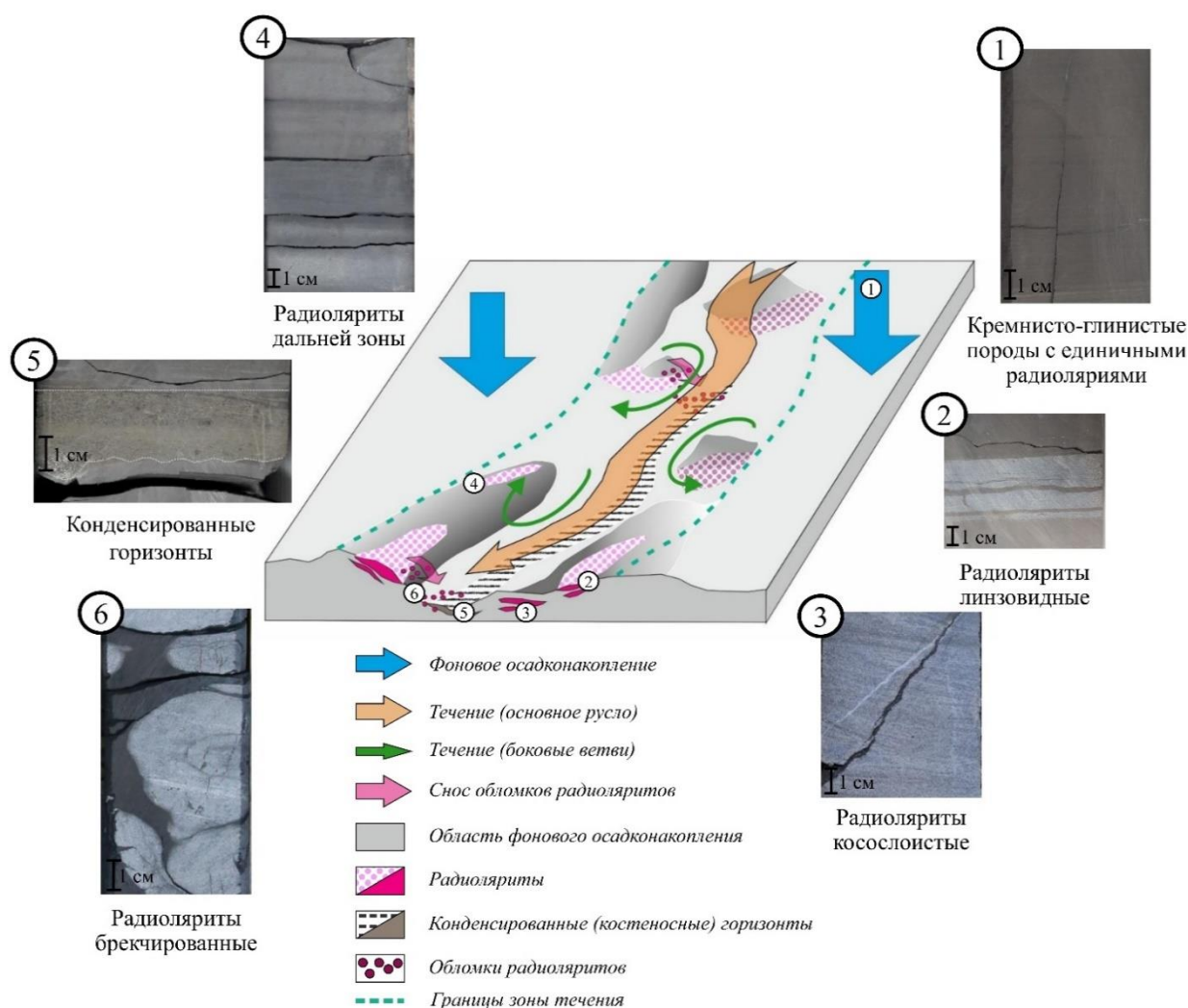


Рисунок 68. Модель формирования радиоляритов различных типов [Коточкова и др., 2024]

По мере удаления от оси палеотечения, в его дистальных частях, радиоляриты глинизируются, становятся менее однородными, их мощности уменьшаются, литологические границы становятся нечеткими, часто наблюдаются только единичные рассеянные линзы, сложенные остатками радиолярий, в общей глинисто-кремнистой массе пород. Меняются и текстуры слоев - от косослоистых к субгоризонтальным или линзовидным. Такие единичные кремнистые линзы установлены в разрезах на Нижневартовском своде, изредка встречаются на Правдинском и других месторождениях.

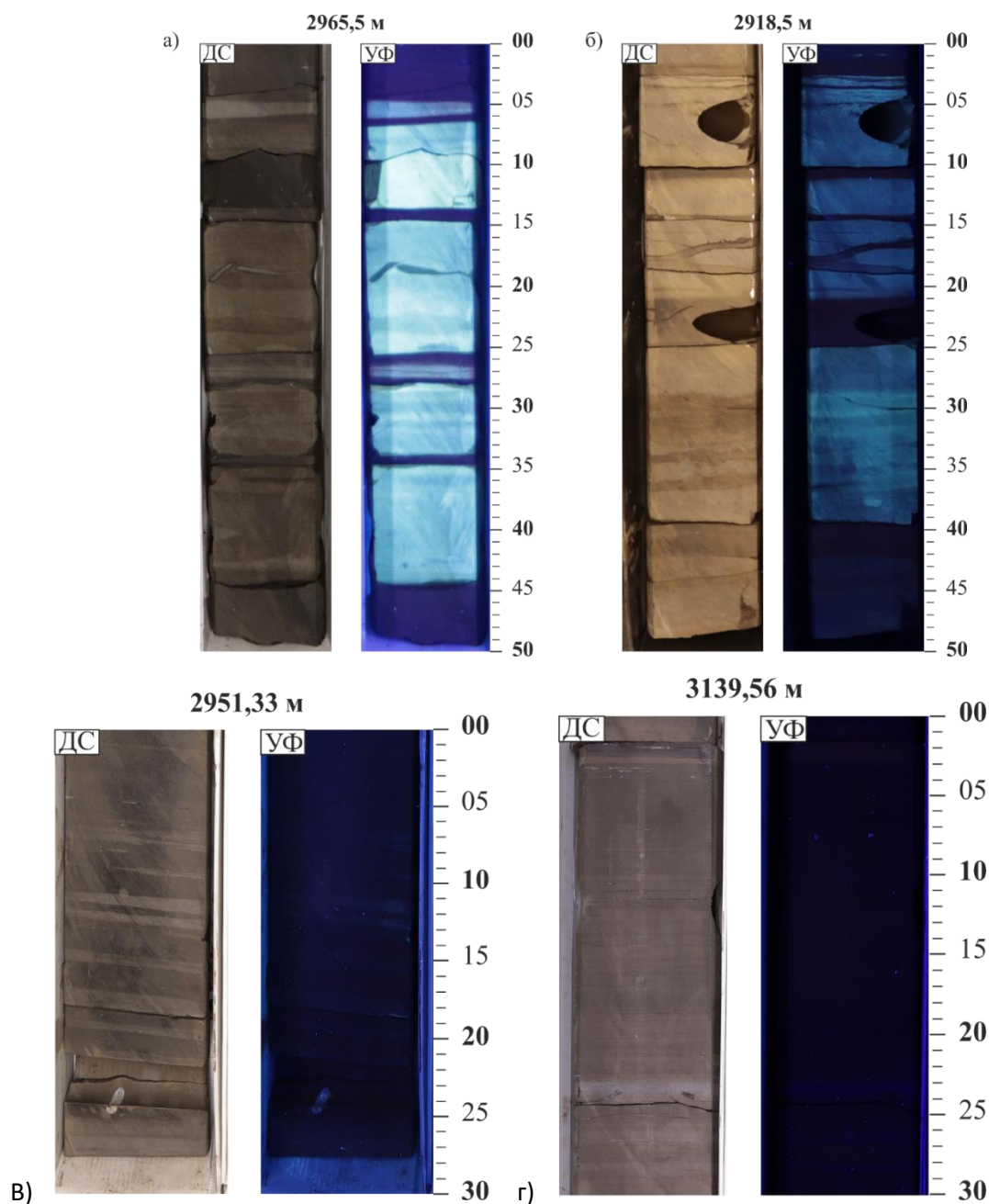


Рисунок 69. Проксимальные радиоляриты: а) БВУФ Малобалыкского месторождения б) БВУФ Тепловского месторождения. Дистальные радиоляриты: в) БВУФ Среднебалыкского месторождения; г) БВУФ Мамонтовского месторождения. ДС – дневной свет, УФ – ультрафиолет

Радиоляриты будут отсутствовать в разрезах в осевой части течения и за пределами зоны его влияния. Такие разрезы описаны на Каменном, Урненском и других месторождениях.

Фосфориты и кремнево-фосфатные породы встречаются в основании разрезов и в пятой пачке, преимущественно на склонах внутрибассейновых поднятий, в частности, они описаны на Каменном, Талинском и Пальяновском месторождениях [Грабовская,

2016]. Их образование, вероятно, связано с процессами апвеллинга. На погруженных участках рельефа фосфоритов не выявлено.

Биогенные карбонаты могут присутствовать во всех пачках, кроме первой. Во второй и четвертой пачках источниками карбоната служат скопления двустворчатых моллюсков. В пятой пачке источником карбоната являются скопления кокколитофорид, максимальные количества которых отмечаются над внутрибассейновыми поднятиями. На этих же участках в пятой пачке присутствуют прослои спиккуловых известняков. Эти своеобразные формирования разбиты трещинами, заполненными кальцитом белым или коричневым. В шестой пачке биогенные карбонаты имеют структуру «кон-ин-кон» и также приурочены к вершинам палеоподнятий. Разнообразие биогенных карбонатных образований в пятой и шестой пачках характерно для территории распространения ТС и обусловлено мелководностью обстановок седиментации. Количество карбонатов в разрезе по направлению к погруженным участкам палеобассейна и на территории распространения БС снижается.

Вертикальная и латеральная изменчивость литологического состава каждой пачки обобщены в моделях седиментации БВУФ и позволяют прогнозировать площадное распространение и выдержанность свойств основных литологических пластов, в том числе тех, с которыми часто связана промышленная нефтеносность. В ходе исследовательских работ были изучены отложения БВУФ разнообразных площадей, приуроченных к структурам третьего порядка на палеовнутрибассейновых поднятиях и на полеоостровных поднятиях. Первые находились ниже уровня воды в течение всего баженовского цикла осадконакопления, а вторые были затоплены водой или на ранних этапах осадконакопления, или же представляли собой острова.

Модели осадконакопления были разработаны в результате исследования разрезов БВУФ на месторождениях с достаточно плотной сеткой скважин с представительным выносом керна: Северо-Демьянское, Ем-Еговское, Урненское и Каменное. На каждом профиле проведена корреляция шести основных литологических пачек пород, внутри каждой из которых выделены ключевые литотипы. Палеогеоморфологические профили отражают латеральную и вертикальную изменчивость строения БВУФ на разных структурах (*Рисунок 70*).

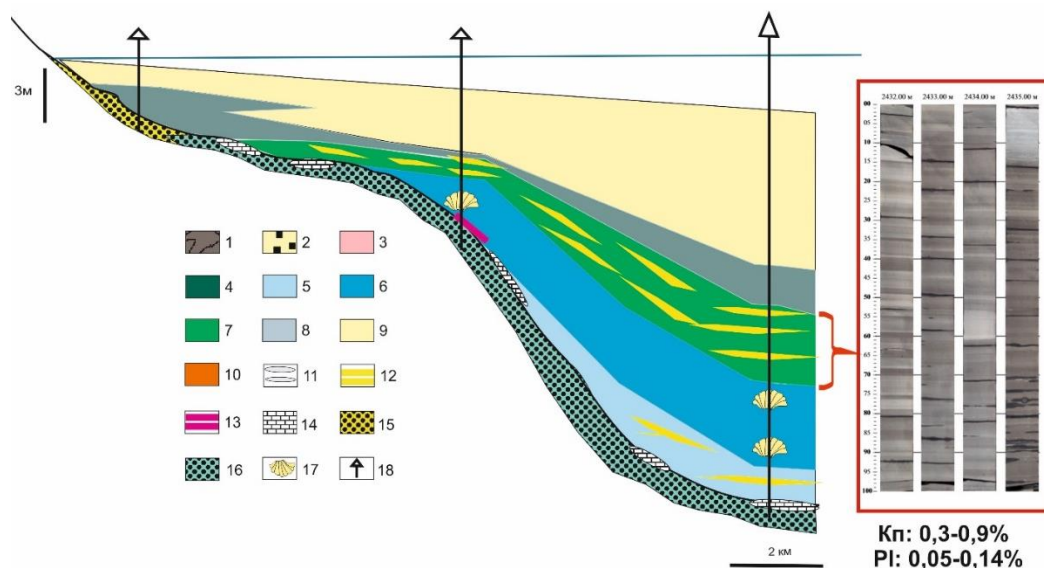


Рисунок 70. Палеогеоморфологический профиль и характеристики радиоларитов БВУФ Урненской и Усть-Тегусской площадей.

Условные обозначения: 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 радиоларитов, 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

Модель осадконакопления вблизи островов (Рисунок 71 в, г) описывает последовательное выклинивание пачек из разреза по направлению к поднятию. На самом поднятии может отсутствовать почти вся или вся нижняя часть БВУФ из-за аэральных обстановок в момент формирования этой части разреза. При движении от приподнятых участков в глубину разрез будет наращивать стратиграфическую полноту и толщину за счет отсутствовавших пачек.

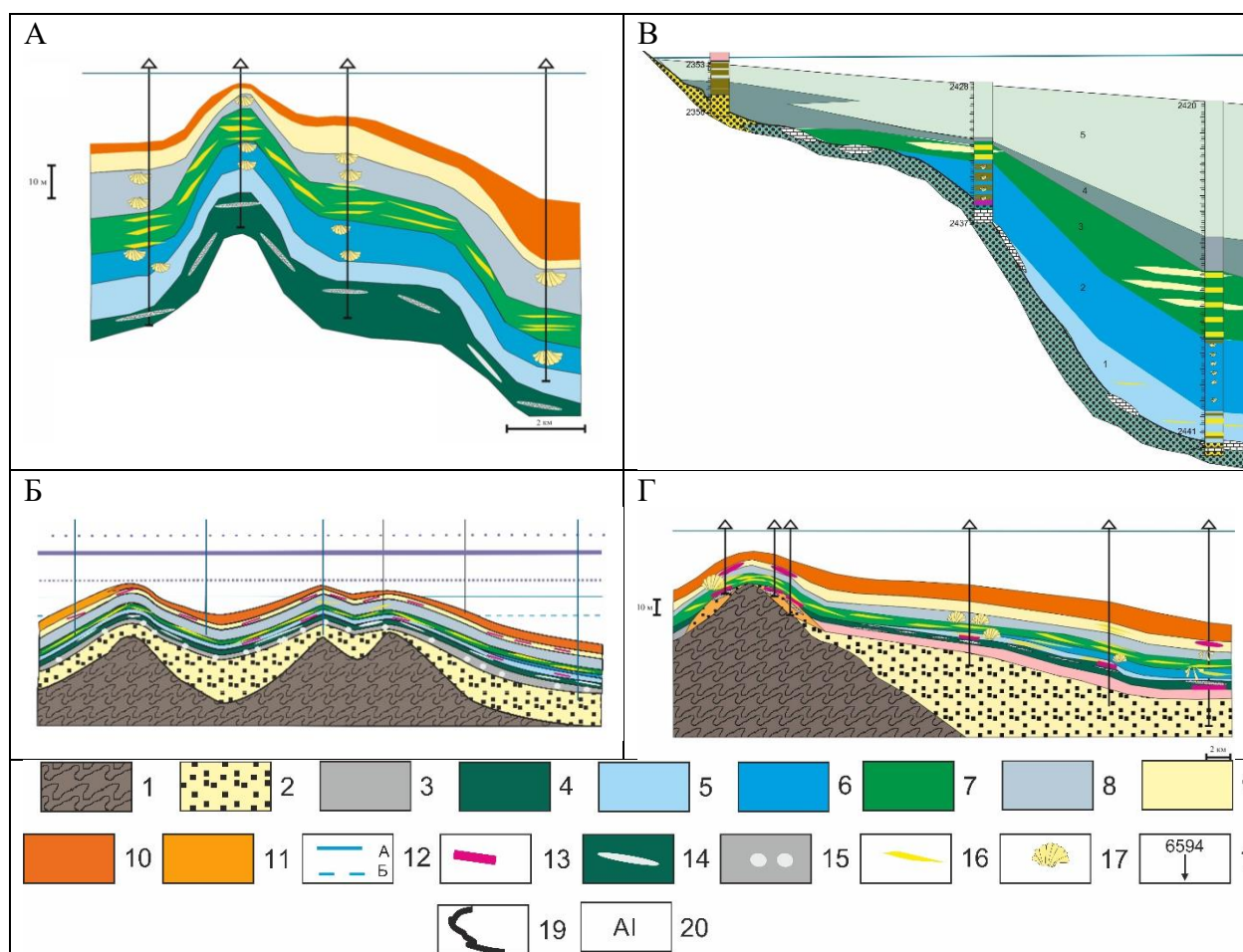


Рисунок 71. Принципиальные модели формирования разрезов БВУФ : А, Б - для условий внутрибассейновых поднятий (А – Северо-Демьянское месторождение; Б – Ем-Еговское месторождение), В, Г – для островных условий (В – Урненское месторождение; Г – месторождение Каменное) [Хотылев и др., 2013]

Условные обозначения: 1 – породы фундамента; 2 – до-абалакские отложения; 3 – отложения нижней пачки абалакской свиты (AI); 4 – отложения верхней пачки абалакской свиты (AII); 5 – отложения первой (нижней) пачки нижнетутлеймской (баженовской) свиты (BI); 6 – отложения второй пачки нижнетутлеймской (баженовской) свиты (BII); 7 – отложения третьей пачки нижнетутлеймской (баженовской) свиты (BIII); 8 – отложения четвертой пачки нижнетутлеймской (баженовской) свиты (BIV); 9 – отложения пятой пачки нижнетутлеймской (баженовской) свиты (BVI); 10 – отложения шестой пачки нижнетутлеймской (баженовской) свиты (BVI); 11 – отложения переходной зоны; 12 – уровни моря: а – на данный этап, б – предыдущих этапов; 13 – фосфоритовые прослои и конкреции; 14 – тела водорослевых известняков; 15 – карбонатные конкреции; 16 – прослои радиоляритов; 17 – прослои детрита двустворок; 18 – номера и расположение скважин на профиле; 19 – условная кривая колебаний уровня моря; 20 – сокращенные буквенные обозначения пачек

Модель осадконакопления на внутрибассейновых поднятиях (Рисунок 71 а, б) демонстрирует сохранение количества пачек и стратиграфической полноты разрезов.

Разрезы БВУФ на внутрибассейновых поднятиях слагаются всеми шестью пачками, выдержаны по мощности с тенденцией незначительного увеличения по направлению от поднятий. В разрезах могут отсутствовать скопления двустворок. Общее количество разнообразных биогенных карбонатных образований в разрезах по направлению к погруженным участкам палеобассейна снижается.

В целом, можно определить следующие закономерности строения разрезов БВУФ [Хотылев и др., 2021]:

- «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».

5.1. Принципы корреляции литолого-стратиграфических уровней по комплексу ГИС

Необходимая совокупность литолого-минералогических и палеонтологических данных, увязанных с каротажными диаграммами, была использована для проведения единого литолого-стратиграфического расчленения и корреляции разрезов БВУФ в разных частях бассейна по комплексу ГИС [Богатырева, Балушкина, 2024].

В ТС и БС в центральной части развития БВУФ все шесть пачек надежно прослеживаются в керне опорных скважин и по комплексу ГИС, нижние пять имеют близкий стратиграфический диапазон. К кровле пятой пачки, к которой приурочена радиоляриевая зона *Parvicingula khabakovi*–*Williriedellum salymicum*, приурочено региональное сейсмическое отражение Б. Верхняя шестая пачка, соответствующая верхнетутлемской подсвете ТС и верхней переходной зоне БС, отличается по мощности, возрасту и геофизическим свойствам. В зоне развития ТС она характеризуется

аномально низкими величинами удельного электрического сопротивления из-за высокого содержания пирита вплоть до 0,1 Ом*м, при этом гамма - каротаж имеет относительно высокие значения (*Рисунок 5*).

Три нижние пачки близки по физическим свойствам, поэтому не дифференцируются по каротажу и объединяются в единую каротажную пачку LB-Lower bazhen. С кровлей LB совпадает кровля радиоляриевых зон *Parvicingula jonesi*–*P. excelsa*. По этой же границе проводится общеизвестное разделение отложений на нижнюю и верхнюю части (в случае тутлеимской свиты деление справедливо только для нижней подсвиты тутлеимской свиты) по скачкообразному росту радиоактивности пород и сменой их состава с преимущественно кремнистого на глинисто-кремнистый.

«В разных районах ЗСНГБ величина радиоактивности нижней части разрезов даже при схожем литологическом составе и концентрации ОВ, является наиболее изменчивой характеристикой. На Красноленинском своде нижняя часть разреза по радиоактивности не отличается от подстилающих абалакских пород, отложения верхнетутлеимской подсвиты характеризуются радиоактивностью, сопоставимой и даже превышающей таковую остальной части разреза. А, к примеру, характерной особенностью разрезов БВУФ на Нижневартовском своде является одинаково высокая радиоактивность как верхней, так и нижней частей разрезов. Такой характер распределения радиоактивности обусловлен изменчивостью палеорельефа морского дна и положением разреза относительно оси палеотечения. На приостровных участках из разреза последовательно выпадают нижние наименее радиоактивные пачки. Это обстоятельство уравнивает радиоактивность верхней и нижней частей разрезов [Балушкина, 2021]. Вне приостровных участков одинаковая радиоактивность верхней и нижней частей разреза наблюдается в разрезах, вскрывших БВУФ вне зоны действия палеотечения (к примеру, разрез БВУФ Самотлорского месторождения), относительно небольшое уменьшение радиоактивности нижней части по сравнению с верхней характерно для разрезов дистальной зоны течения (разрезы БВУФ Правдинского, Салымского, Назымского месторождений). Резкое снижение радиоактивности нижней части разрезов до кларковых для обычных аргиллитов величин характерно для проксимальной части течения (к примеру, разрез БВУФ Рогожниковского месторождения)» [Балушкина и др. 2021] (*Рисунок 72*).

К скачкообразному увеличению показаний ГК в отдельных интервалах верхней части разрезов приводит появление фосфоритов.

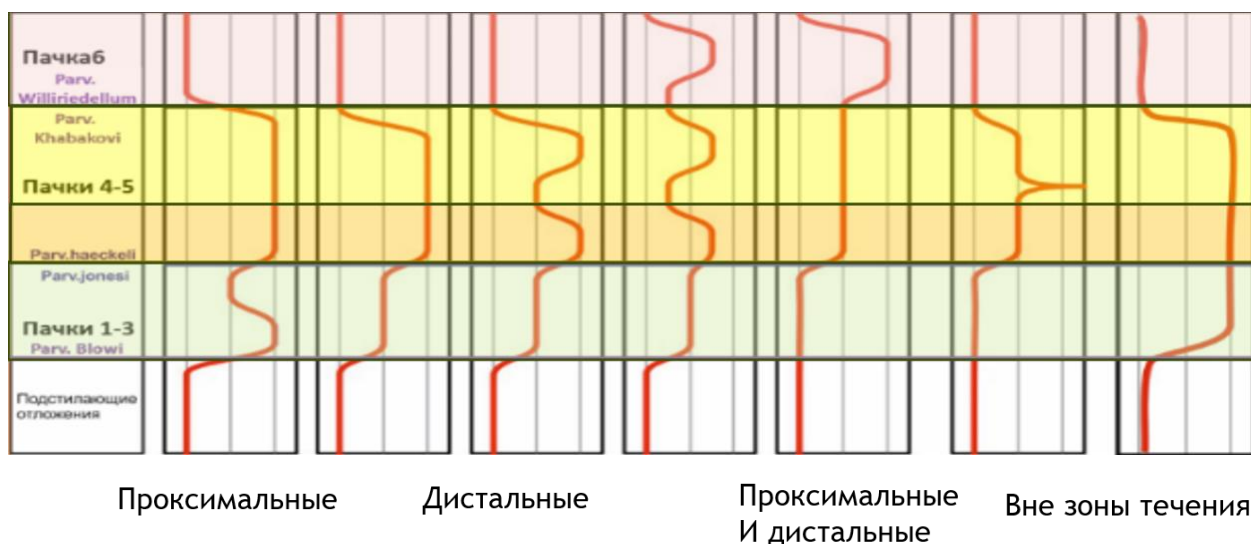


Рисунок 72. Характер кривой ГК в разных интервалах разреза в зависимости от положения разрезов относительно палеотечения [Балушкина и др., 2021]

В соответствии с выявленными закономерностями, основываясь на анализе текстурно-структурных особенностей радиоляритов в разрезах всех исследованных в керне скважин, было реконструировано положение оси палеотечения. «Учитывая структуру морского дна и динамику течений, можно предположить следующую схему палеотечений. В бассейне придонное течение существовало в наиболее погруженных областях, а именно во Фроловской мегавпадине, и продолжалось вдоль бортовых частей основных палеосводов: Краснolenинского и Сургутского. Подножия тектонических элементов 1 порядка наиболее перспективны для поисков «радиоляритовых» коллекторов. Остальные области развития придонных течений, скорее всего, являются менее перспективными, но в то же время требуют изучения по скважинным данным для уточнения их перспектив. В восточной и юго-восточной частях бассейна существовала область поднятий, что по итогу, вероятно, привело к прекращению существования течения в его придонной форме и формированию отдельных более мелких русел, плавно переходящих в поверхностный тип. Важно отдельно отметить, что течение не носило прямолинейный характер, а могло извиваться и меандрировать, так как контролировалось в большей степени структурой дна бассейна. Поверхностное течение в восточной части бассейна уходило на север бассейна, не оказывая влияние на осадки, поэтому в данных областях наименьшая вероятность встретить радиоляритовые прослои и линзы» [Коточкова и др.,].

Пример реконструкции контуров течения приведен на (Рисунок 73) для Фроловской мегавпадины и сопредельных структур и для всего бассейна на (Рисунок 109).

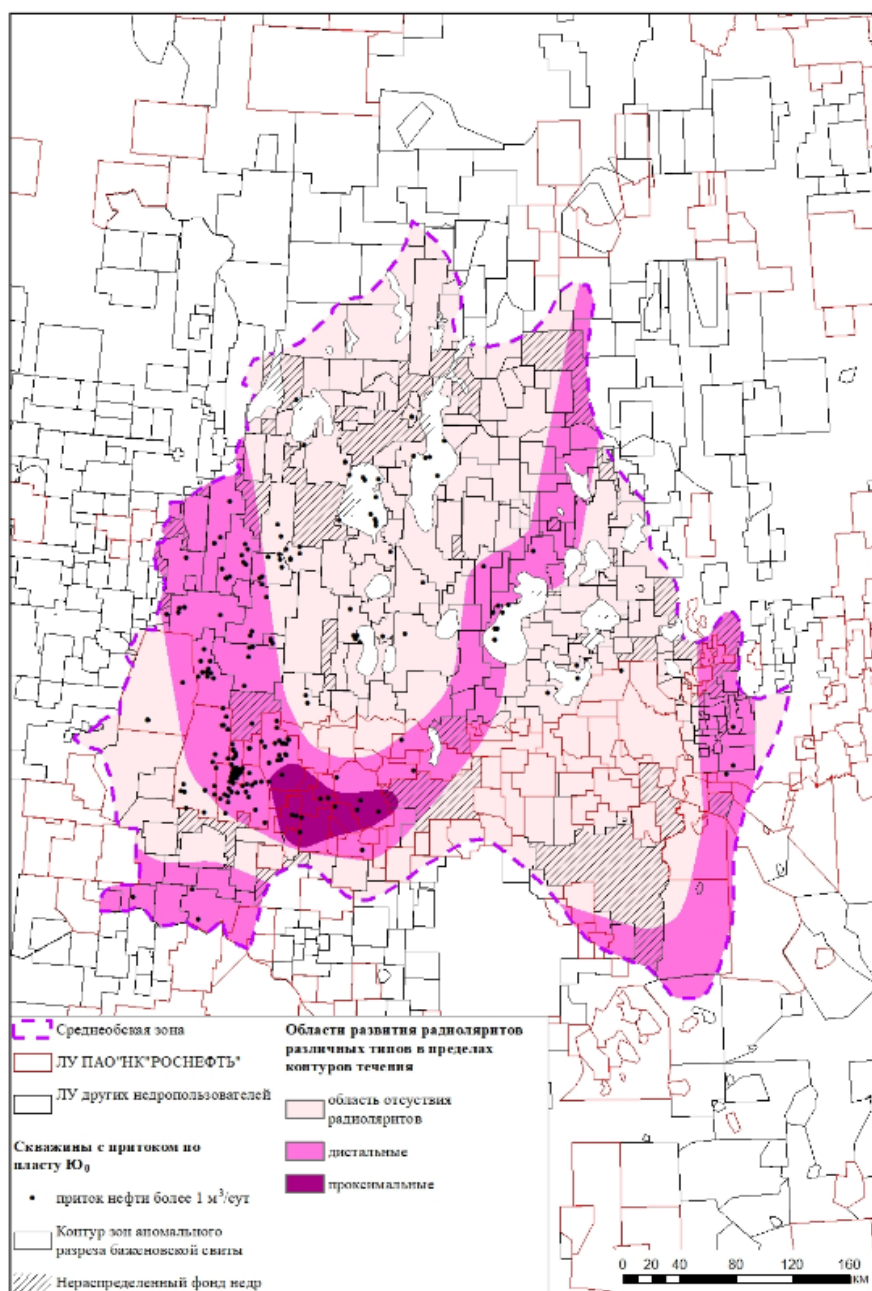


Рисунок 73. Схема области развития радиоляритов различных типов в пределах контуров течения в центральной части бассейна (Фроловская мегавпадина и сопредельные структуры)[Балушкина и др., 2021]

«Наилучшими свойствами в качестве потенциального резервуара (максимальная мощность, низкая глинистость, однородный состав) во Фроловской мегавпадине и сопредельных структурах характеризуются радиоляриты проксимальной части течения

(к примеру, Малобалыкское месторождение). Чаще всего скважинами вскрываются дистальные радиоляриты, которые имеют несколько худшие свойства: более высокая глинистость, часто нечеткие границы и невыдержанность по площади. Наконец, также выделена территория отсутствия радиоляритов, которая на момент осадконакопления находилась за пределами действия течения. Для скважин этой территории характерны редкие одиночные линзы радиоляритов, рассеянные по всему разрезу» [Балушикина и др., 2021].

Разработанные унифицированные принципы расчленения разрезов БВУФ на литолого-стратиграфические ассоциации пластов и корреляции этих ассоциаций по комплексу ГИС на зональном и региональном уровне, положены в основу анализа структурно-фациальной неоднородности территории распространения БВУФ.

5.2. Типы нетрадиционных резервуаров и их геолого-генетическая характеристика

Совокупный анализ полученных результатов о закономерностях формирования и площадного распространения основных пластов, с которыми может быть связана промышленная продуктивность БВУФ, а также стадийность формирования в них нефтенасыщенных пород, позволяют сделать вывод о том, что выявленные и достоверно описанные на данный момент резервуары в БВУФ по механизму формирования, вкладу в нефтеносность и характеристикам продуктивности могут быть подразделены на четыре типа: псевдогранулярные, «сланцевые», трещинно-каверновые и комбинированные.

Резервуар принимается в объеме пород коллекторов и низкочемких коллекторов, в которых содержатся и могут циркулировать свободные углеводороды. В таком понимании, резервуары БВУФ характеризуются: площадью распространения основных пластов, литологическим составом и фильтрационно-емкостными свойствами слагающих их пород, характером взаимоотношения пород коллекторов и полуколлекторов. Достаточный объем фактического материала и выявленные закономерности позволили разработать качественно новую характеристику нетрадиционных резервуаров, которая определяет поисковые критерии и позволяет дифференцированно подходить к прогнозной оценке их нефтегазоносности.

Обобщенные параметры резервуаров и их совокупностей, являются результатом анализа обширного набора петрофизических и геохимических данных, литолого-стратиграфических данных и результатов опробования (Таблица 5).

Таблица 5. Типы нетрадиционных резервуаров БВУФ и их геолого-генетическая характеристика

Резервуар	Псевдогранулярный/подтип кремнистый	Псевдогранулярный/подтип фосфатный и карбонатный	«Сланцевый»	Трещинно-каверновый	Комбинированный
Площадное распространение	Дистальные и проксимальные участки палеотечения	Зоны апвел-линга, склоны подводных возвышенностей	Зоны катагенеза МКЗ и выше	Локальные участки тектоно-гидротермальной проработки	Определяется неоднородностью геологического строения территории
Литологический состав нефтенасыщенных пород	Кремнистый, карбонатно-кремнистый	Карбонатный, фосфатный, кремнисто-фосфатный	Высокоуглеродистые смешанные породы	Карбонатный, кремнистый, смешанный	Кремнистый, карбонатно-кремнистый, фосфатный, карбонатный, высокоуглеродистый смешанный
Катагенез	МК1 и выше	МК2-МК3	МК3-МК4	МК3-МК4	МК2-МК4
Внутреннее строение	Чередование коллекторов, полуколлекторов, реже неколлекторов	Преобладают коллекторы, либо полуколлекторы	Полуколлекторы с подчиненным количеством неколлекторов	Чередование коллекторов и неколлекторов	Определяется неоднородностью геологического строения территории
Мощность	До 4,5 м	До 0,8 м	До 35 м	До 35 м	До 50 м
Максимум ФЕС	Кп до 25% Кпр до 54 мД	Кп до 27% Кпр до 15 мД	Кп до 5% Кпр < 1 мД	Кп до 8%, Кпр до 1000 мД	Кп до 30% Кпр до 200 мД
Процессы, формирующие коллектор в пласте	Трансформация кремнезема, выщелачивание	Дегидратация, выщелачивание и вынос вещества	Трансформация кремнезема, крекинг керогена	Трещинообразование, кавернообразование	Выщелачивание, трансформация кремнезема, трещинообразование, крекинг керогена
Преобладающие элементы пустотного пространства	Межкристаллические, следы растворения кристаллов и био-морфных компонентов, внутри остатков скелетов и раковин	Межкомпонентные и внутрираковинные	Поры и трещины керогена, межагрегатные, во фрамбоидах пирита	Трещины и каверны	Трещины, каверны

Наибольший вклад в нефтегазоносность вносят резервуары, по своим свойствам наиболее близкие к традиционным гранулярным- «псевдогранулярные». Они имеют ограниченное площадное распространение, в преимущественно вдоль склонов локальных структур, приурочены к участкам развития улучшенных емкостных свойств в низкоглинистых пластах: кремнистых, карбонатных и фосфатных. Положение в разрезе, кровля и подошва пластов выделяются надежно по комплексу ГИС (Рисунок 60). Особенностью структуры пустотного пространства является часто наблюдаемая в коллекторах корреляционная связь пористости и проницаемости, но коллекторские свойства сильно изменчивы и слабо прогнозируются по латерали. Участки промышленной нефтегазоносности, связанные с этим типом резервуара, не всегда характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями и температурой, т.к. скопления подвижной нефти в таких резервуарах начинают формироваться уже в начале мезокатаганеза (примером может служить Малобалыкское месторождение, где пластовые температуры в продуктивных скважинах составляют 90-95⁰C). В объеме резервуара чередуются в разных соотношениях коллекторы и полукolleкторы, подчиненное положение занимают неcollectоры (Таблица, Рисунок 74).

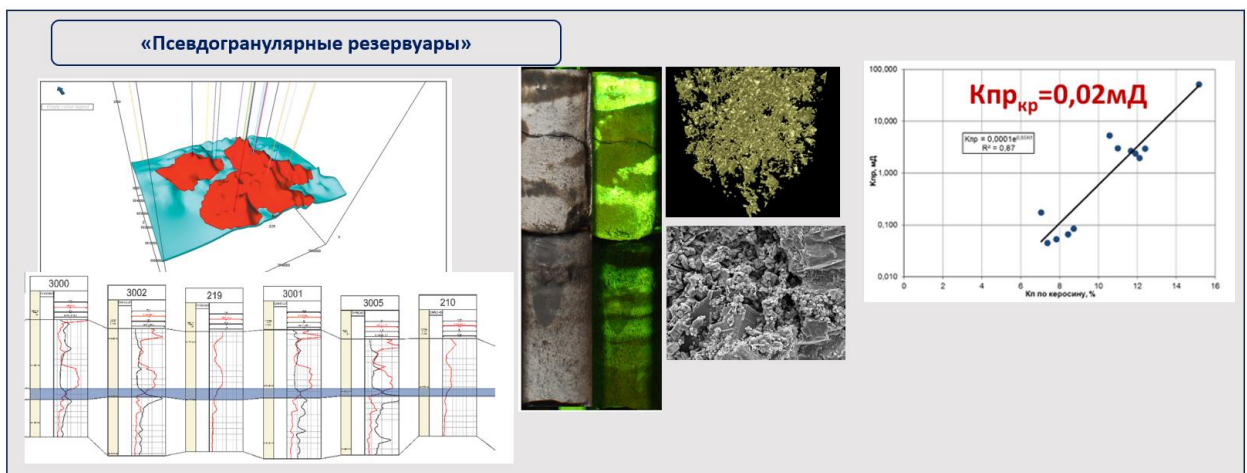


Рисунок 74. Псевдогранулярные резервуары: площадное распространение, характеристика по ГИС, фото керна и структура пустотного пространства

«Сланцевые резервуары» практически невозможно диагностировать визуально в керне, т.к. они не имеют выраженных литологических границ, слагаются высокоуглеродистыми нефтенасыщенными породами с низкой пористостью - полукolleкторами, реже неcollectорами. В структуре пустотного пространства коллекторов преобладают микронные межагрегатные и внутрикорогеновые поры. Модели структуры пустотного пространства строятся на основании комплексной интерпретации методов растровой электронной микроскопии и рентгеновской макро- и микротомографии [Gerke K.E. et al., 2013]. Промышленные притоки из них возможны

после ГРП или других геолого-технических мероприятий. Площадное распространение «сланцевых» резервуаров может быть весьма значительным, т.к. они формируются в зонах повышенного катагенеза (МК2-3 и выше). Из-за высокого катагенеза для «сланцевых» резервуаров характерными признаками будут аномально высокие пластовые температуры и давления (*Рисунок 76*). Примером продуктивности БВУФ, связанной со «сланцевым» резервуаром, является Салымское месторождение: притоки из БВУФ получены практически из всех скважин, пластовые температуры достигают 140°C , а коэффициенты аномальности пластового давления достигают величины 2,2. (*Рисунок 75*). Именно о подобных резервуарах, как правило, идет речь, когда говорится о разработке сланцевой нефти и газа в США.

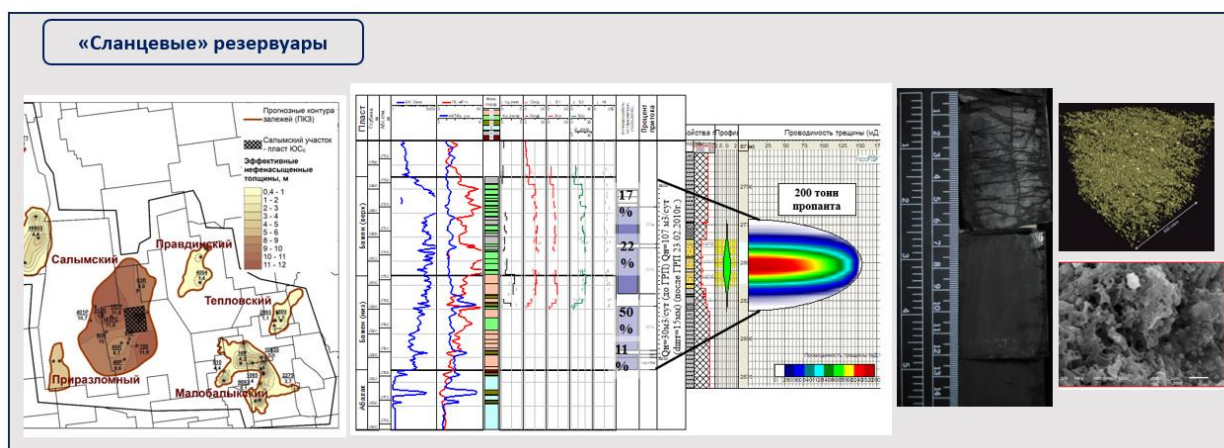


Рисунок 75. «Сланцевые» резервуары: площадное распространение, характеристика по ГИС, фото керна и структура пустотного пространства

Трещинно-каверновые резервуары – редки, приурочены к локальным участкам тектоно-гидротермальной проработки, которые маркируются положительными катагенетическими аномалиями (ПАК) (*Рисунок 77*). Трещинно-каверновые резервуары выявлены в карбонатных и кремнистых породах БВУФ только на локальных участках трещиноватости с аномально повышенным катагенезом (отдельные территории Ем-Еговского, Салымского, Восточно-Унлорского месторождений). Образование и распространение трещинно-каверновых резервуаров подчиняется закономерностям, которые рассмотрены в следующей главе.

Предлагаемая комплексная характеристика дает возможность достаточно полно охарактеризовать резервуар, учесть ключевые систематические признаки отложений, определяющие коллекторские свойства, специфику их изменчивости, оценить факторы, оказывающие влияние на свойства резервуаров в литогенезе, и закладывает основы для прогнозирования площадного распространения резервуаров и изменчивость коллекторских свойств слагающих их пород в недоизученных территориях.

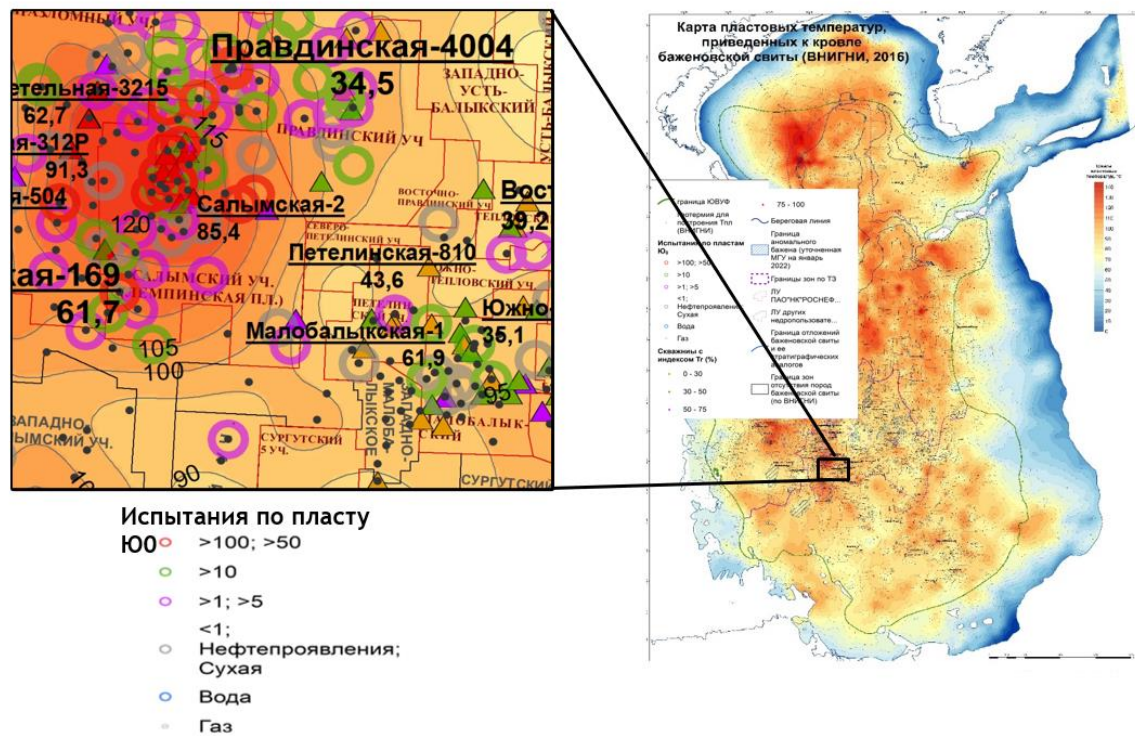


Рисунок 76. Расположение продуктивных скважин на карте пластовых температур, приведенных к кровле БС [ВНИГНИ, 2016]
 На увеличенном фрагменте карты видно, что продуктивные скважины Малобалыкского месторождения (псевдогранулярный резервуар) располагаются в зоне пластовых температур ниже 95°C , а продуктивные скважины Салымского месторождения («сланцевый» резервуар) располагаются в зоне пластовых температур от 100 до 120°C

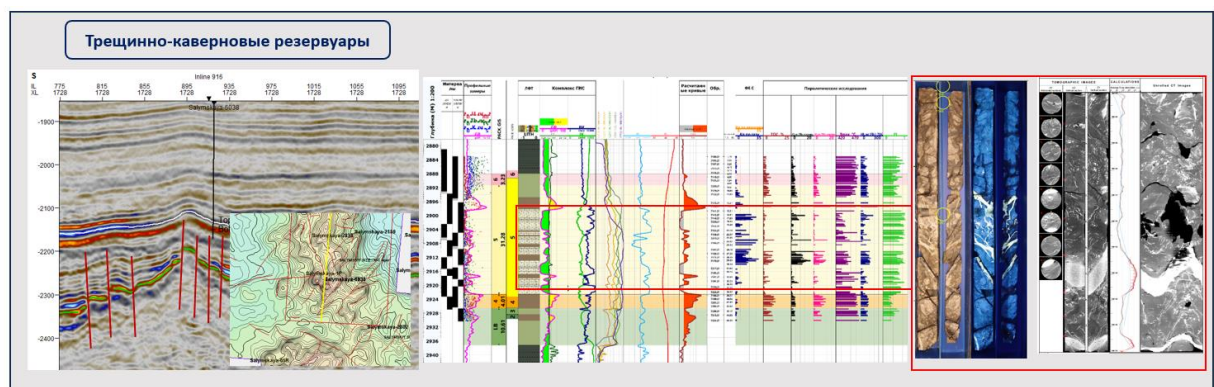


Рисунок 77. Трещинно-каверновые резервуары: площадное распространение, характеристика по ГИС, фото керна и структура пустотного пространства

Таким образом, обосновано **третье защищаемое положение**: в структуре регионального резервуара баженовской высокоуглеродистой формации выделяется четыре типа

нетрадиционных резервуаров: псевдогранулярный, «сланцевый», трещинно-каверновый, комбинированный. Их различные совокупности определяют разномасштабную неоднородность регионального резервуара.

ГЛАВА 6. ГИДРОТЕРМАЛЬНО-МЕТАСОМАТИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ КАК ФАКТОР ФОРМИРОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БВУФ⁴

6.1. *Комплекс параметров, указывающих на гидротермальные процессы в БВУФ*

Считается, что возрастание катагенетической зрелости ОВ в осадочных породах определяется фоновым их погружением и воздействием регионального теплового поля.

Катагенетическое преобразование ОВ сопровождает процесс реализации генерационного потенциала керогена и генерации углеводородных флюидов. Существует немало свидетельств неравномерного протекания процессов созревания ОВ, которые выявляются при детальном исследовании керна. Так, «в небольшой по мощности толще доманикитов было установлено резкое различие в зрелости ОВ в пределах нескольких градаций катагенеза. В этой толще одновременно присутствовали породы с ОВ, которое фактически реализовало свой генерационный потенциал, а также породы с ОВ, способным генерировать нефтяные и газообразные УВ» [Прищеп, Аверьянова, 2013а; Прищеп, Аверьянова, 2013б]. «Для обозначения такого явления авторами исследования предложено использовать понятие «катагенетического окна», под которым понимается локальная область с нарушенной глубинной катагенетической зональностью. По

⁴ При подготовке данного Раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором в соавторстве, в которых, согласно «Положению о присуждении ученых степеней в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова», отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

10. Латыпова М. Р., Прокофьев В. Ю., Балущкина Н. С., Коточкова, Ю. А., Чуркина, В. В., Иванова, Д. А., Махнутина, М. Л., Калмыков, А. Г., Калмыков, Г. А. Геохимические характеристики флюидных включений как индикаторы степени преобразованности органического вещества из юрских отложений Ем-Еговской вершины (Красноленинский свод, Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2023. – №2. – С. 79–92. DOI: 10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-2-79-92. EDN: FTFSTY. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (1,862 печатных листов, авторский вклад 25%).

11. Карпова Е. В., Хотылев А. О., Мануилова Е. А., Майоров А. А., Краснова Е. А., Хотылев О. В., Балущкина Н. С., Калмыков Г. А., Калмыков А. Г. Гидротермально-метасоматические системы как важнейший фактор формирования элементов нефтегазоносного комплекса в баженовско-абалакских отложениях // Георесурсы, 2021. – №23(2). – С. 142–151. DOI: 10.18599/grs.2021.2.14. EDN: YRMLDU. Импакт-фактор 0,500 (JIF) (0,9 п.л., авторский вклад 25%).

12. Балущкина Н.С., Богатырева И.Я., Волянская В.В. и др. Патент РФ №2798146С1 от 16 июня 2023 «Способ прогноза наличия залежей подвижной нефти в баженовских отложениях на основе выявления катагенетических аномалий» (2,263 печатных листа, авторский вклад 65%).

предварительным данным изучения разрезов доманиковых отложений в Тимано-Печорской НГП в разных структурно-тектонических зонах «катагенетический разрыв» прослеживается от Ухтинского района до Вуктыльской структурно-тектонической зоны, что позволяет предполагать наличие «катагенетических окон» в пределах как небольших глубин (первые десятки метров), так и на глубинах 4-5 км» [Прищепа, Суханов и др., 2014]. «Подобные резкие различия в степени катагенетической преобразованности ОВ и нарушения глубинной катагенетической зональности были установлены и при характеристике разрезов скважин, вскрывших нижнесилурийские отложения Калининградской области, обогащенные остатками граптолитов» [Суханов, Отмас и др., 2014]. Пространственное выявление таких зон возможно при детальном последовательном исследовании разрезов многих скважин, и на практике такие работы редко осуществимы из-за ограниченности кернового материала, прежде всего, низкого процента выноса керна. Диссертанту с коллегами удалось провести детальные исследования, направленные на картирование зон скачкообразного изменения зрелости ОВ БВУФ. Схемы катагенеза ОВ верхнеюрских отложений, приведенные в монографии А.Н. Фомина [Фомин, 2012], были уточнены нами с использованием данных пиролиза по 200 скважинам 80 месторождений, в каждой из которых было исследовано не менее 30 образцов (на скважину).

Для ранжирования уровня катагенетической зрелости были использованы величины «индекса трансформации ОВ «Transformation Ratio» (TR), который рассчитывается из величин исходного и текущего водородного индекса (Таблица 6). Для расчёта используется формула:

$TR = (HI_0 - HI) / HI_0 \times 100\%$, где HI_0 – водородный индекс непреобразованного ОВ (стадии катагенеза ПКЗ), HI – текущая величина водородного индекса, рассчитанная по результатам пиролиза» [Фомина, 2022].

Для большей части территории бассейна параметр исходного водородного индекса HI_0 составляет 715 мг УВ/г ТОС, что подтверждается результатами изучения ОВ незрелых пород в южной, юго-восточной (Тайтымский участок), западной (Новоендыский участок) и центральной (Тепловский, Мамонтовский участки) частях бассейна.

Результатом работы стала схема катагенетической преобразованности отложений БВУФ (Рисунок 78). На схеме видно, что на близких глубинах или на соседних месторождениях степень катагенеза ОВ БВУФ может меняться на несколько градаций. В скважинах, в которых БВУФ залегает на небольших глубинах 2700-2800 м, стадия

катагенеза может достигать конца главной зоны нефтеобразования (МК4), например, на Салымском месторождении, Восточно-Унлорской площади, а в более погруженных участках, например, на Новоендырском месторождении, ОВ находится на стадии протокатагенеза ПКЗ.

Таблица 6. Соотношение отражательной способности витринита, величиной индекса трансформации и температурного максимума пиролиза для подстадий катагенеза

Стадии и подстадии катагенеза		Количественные показатели		
		R ₀ , %	TR, %	T _{max} , °C
Прото-катагенез	ПК ₁ -ПК ₃	<0,5	0-30	<430
Мезокатагенез	МК ₁	0,5-0,65	30-50	430-438
	МК ₂	0,65-0,85	50-75	439-448
	МК ₃	0,85-1,15	75-100	449-459
	МК ₄	1,15-1,50		460-475
	МК ₅	1,50-2,00		476-530
Апо-катагенез	АК ₁	>2,00		>530

Такая неравномерность катагенеза основной нефтегазогенерирующей толщи в осадочном разрезе нефтегазоносного бассейна оказывает сильное влияние на формирование и распределение залежей нефти и газа в осадочном чехле и свойств УВ флюидов в них. В отношении формирования «трещинно-порового коллектора в массиве аргиллитоподобных пород БС» В.А.Скоробогатовым был сделан вывод, что «геотемпературы выступают в роли важнейшего генерационного и внутреннего миграционно-аккумуляционного фактора. Под их воздействием процессы битумогенерации приводят к образованию трещинно-порового коллектора» [Скоробогатов, 2023].

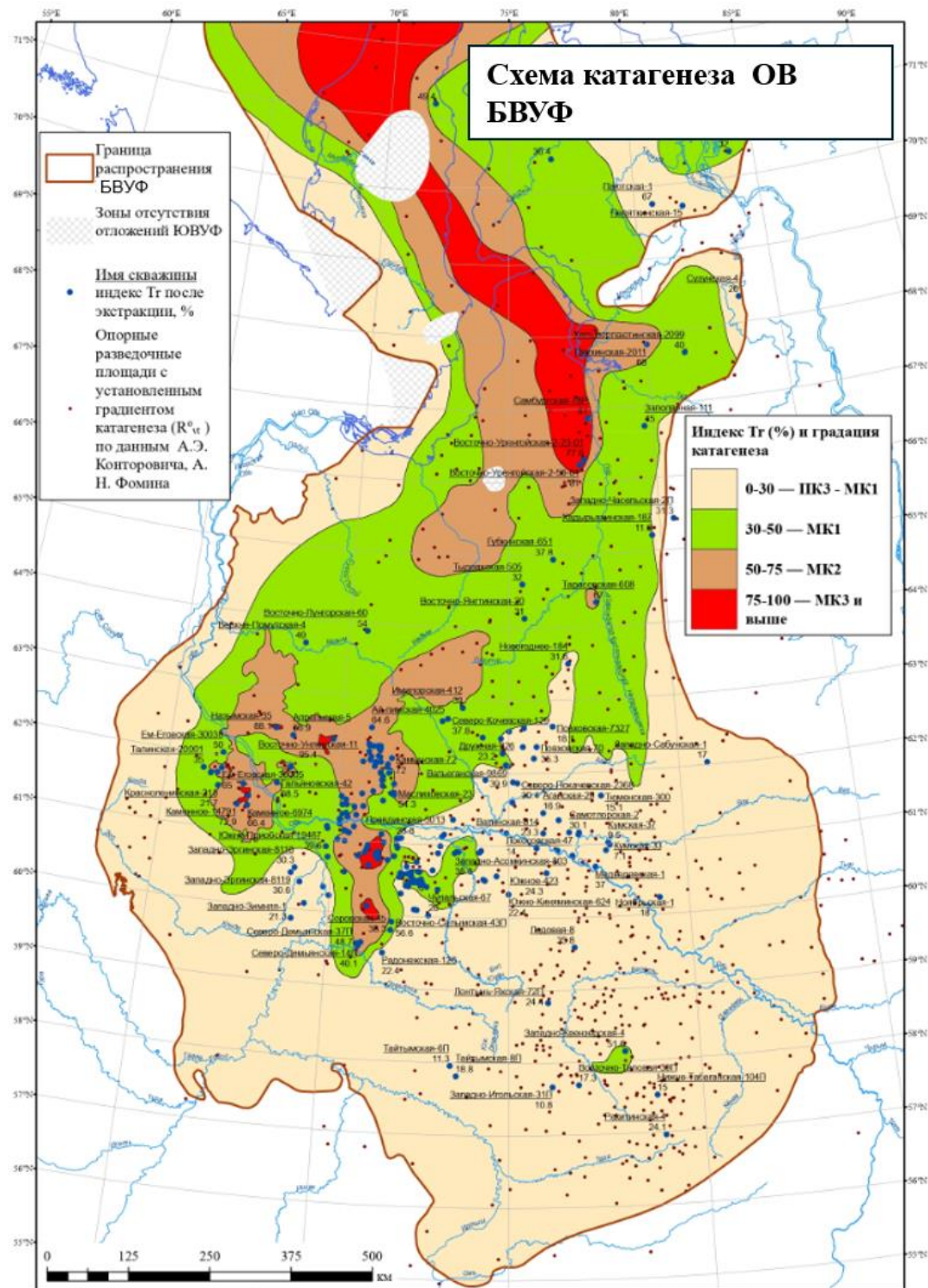


Рисунок 78. Схема катагенетической преобразованности отложений БВУФ (составлена специалистами МГУ им.М.В.Ломоносова при участии диссертанта)

Нарушение глубинной катагенетической зональности и превышение фонового регионального уровня катагенеза более чем на две градации предлагается называть *положительной катагенетической аномалией (ПАК)*. Выявление ПАК - это простой и

достоверный способ прогнозирования распространения перспективных нефтегазоносных участков при сокращении объемов керновых исследований, площадных сейсмических, грави- и магниторазведочных работ. Способ прогноза наличия залежей подвижной нефти в баженовских отложениях на основе выявления катагенетических аномалий описан в патенте RU2798146C1. В научной литературе описано немало свидетельств влияния внесистемных флюидов на процессы преобразования ОВ и генерацию УВ флюидов. Об этом пишут Н.С. Бескровный, Н.С. Бортников, Н.А. Кудрявцев, Г.А. Карпов, Г.П. Каюкова, Т.А. Киреева, А.Э. Конторович, А.Д. Коробов, Ф.А. Летников Набоко и многие другие. Геологи ВНИГРИ предлагают называть процесс образования УВ в гидротермальных термобарических условиях гидротермогенезом и считают его определяющим фактором в нарушении катагенетической зональности и формировании свойств нефтяных углеводородов в зоне влияния термальных вод [Суханов, Макарова, Яфасов, 2013]. «Лабораторные эксперименты по гидротермальному воздействию на ОВ нефтематеринских пород доказало возможность технической реализации нефтегазогенерационного потенциала керогена» [Калмыков, 2016]. Воздействия перегретого пара привело к генерации УВ флюидов нефтяного ряда, близких по составу к природной нефти, однако имеющих ряд отличий в молекулярном составе [Burnham, 2017, Lewan, Buchardt, 1989 и др.].

М.Ю. Зубковым одним из первых была высказана точка зрения о гидротермальной природе коллекторов в карбонатных и кремнистых породах БС и ее аналогах. «Коллекторы возникают под действием тектонических движений, сопровождающихся влиянием гидротермальных флюидов, выщелачивающих неустойчивые компоненты и отлагающих новые минеральные ассоциации за счет средне- и высокотемпературных гидротермальных флюидов» [Зубков, 2010, 2014, 2019, 2020 и др.]. Им был предложен также механизм образования вторичных коллекторов в черных сланцах, входящих в состав доюрского фундамента на примере Северо-Варьеганского месторождения. В результате выполненных экспериментальных исследований было выдвинуто предположение о том, что «формирование вторичного коллектора происходит в результате низкотемпературной гидротермальной проработки исходных черных сланцев сначала за счет термического разложения, а затем окисления, рассеянного в сланцах керогена, растворения и выноса из них карбонатных минералов» [Зубков, 2010]

«О влиянии глубинных флюидов, проникающих в осадочный чехол Западно-Сибирской плиты по зонам разломов, в научной литературе упоминалось неоднократно

[Кругликов, 1964; Неручев, 1986; Ермаков, 1988 и др.]. Три стадии гидротермального воздействия на доюрские породы были описаны А.Е. Ковешниковым и Н.М. Недоливко. Карбонаты как индикаторы вертикального движения CO_2 содержащих флюидов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты рассматривались в работах Г.Н.Перозио [Перозио и др., 1971, 1982 г], А.А.Розина и З.Я.Сердюк [Розин и др., 1970], где показана их приуроченность к базальным горизонтам осадочного чехла, залегающих непосредственно на доюрском фундаменте, и к зонам разрывных нарушений, проникающих из фундамента в чехол» [Юрченко, 2017]. В докторской диссертации Е.А.Предтеченской [Предтеченская и др., 2011 г] указано, «что во многих изученных автором разрезах Западно-Сибирской плиты катагенетические аномалии, связанные с аутигенной минерализацией, сопровождаются явлениями тектонической трещиноватости, брекчированности, растворением неустойчивых минералов и разуплотнением пород, что способствует улучшению их емкостно-фильтрационных характеристик». Автор связывает «приуроченность этих зон к глубинным разломам, служащим путями миграции гидротермальных растворов» [Предтеченская и др., 2011]. Участие гидротермальных растворов в формировании продуктивных коллекторов осадочного чехла Западно-Сибирского бассейна также подтверждается результатами исследования А.Д. Коробова с соавторами [Коробов и др., 2013]. Проводились исследования водных вытяжек из пород БС, в которых были найдены признаки гидротермальной проработки пород [Федорова и др., 1991, Киреева, 2017 и др.].

В зависимости от химического состава эндогенного раствора, потенциала разрывных нарушений и минерального состава флюидопроводящих пластов, гидротермальная деятельность может быть «конструктивной в плане процессов выщелачивания и повышения коллекторских свойств и деструктивной в плане массового минералообразования, закупоривающего поровое пространство, вплоть до образования вторичных флюидоупоров» [Карпова и др., 2021]. А вот воздействие эндогенных растворов на ОВ нефтегазоматеринских отложений, всегда положительно сказывается на нефтегазоносности, т.к. приводит к ускорению процессов катагенетического созревания керогена и генерации УВ флюидов.

Гидротермальные процессы влияют также на свойства терригенных резервуаров. В терригенных коллекторах установлено преобладание процессов гидротермального выщелачивания, а также показана зависимость типа вторичных парагенезов от состава гидротермальных растворов и условий среды (работы А.В.Поднебесных и

В.П.Овчинникова [Поднебесных и др., 2015], А.И. Кудаманова [Кудаманов и др., 2017, Кудаманов, 2023]). Негативное влияние гидротермальных процессов на свойства терригенных коллекторов проявлено во вторичной карбонатизации порового пространства. Отношение стабильных изотопов кислорода и углерода кальцита, раскристаллизованного в порах васюганских песчаников Нижневартовского свода, показало температуру его образования существенно выше пластовой - 110⁰С (Юрченко А.Ю., неопубликованные данные).

Комплекс лабораторных работ, помимо определения ПАК, позволяющий выявить следы гидротермальных систем, включает в себя целенаправленные комплексные исследования минеральной матрицы, а также состава и свойств ОВ. Структурно-вещественные признаки гидротермальных систем могут выявляться уже при макроскопическом исследовании керна: трещины, жилы с характерным минеральным выполнением, зоны цеолитизации и др. При исследовании петрографических шлифов, а также сколов и аншлифов в растровом электронном микроскопе диагностируются структуры растворения (*Рисунок 79*) или метасоматического замещения, зональная минерализация и новообразованные минералы, характерные для щелочного и кислого метасоматоза состава (*Рисунок 80*).

«Гидротермальная минерализация пород БВУФ представлена широким спектром минералов – это альбит, кварц, карбонатные минералы (кальцит, доломит, анкерит), сульфатные минералы (барит, алюмо-натровые квасцы, гипс, ангидрит, натрояррозит, ярозит, мелантерит, сольфатерит), фосфаты (вивианит), сульфиды (пирит, сфалерит); а также выявленные методом XRF сопутствующие повышенные кларки бария, урана, молибдена и др. элементов» [Карпова и др, 2021].

Еще один индикатор – это изотопный состав кислорода ($\delta^{18}\text{O}=\text{O}^{18}/\text{O}^{16}$) и углерода ($\delta^{13}\text{C}=\text{C}^{13}/\text{C}^{12}$) карбонатных минералов. Нами был изучен изотопный состав кислорода и углерода кальцита и доломита разнообразных карбонатных образований БС, ТС, абалакской и георгиевской свит на месторождениях Фроловской, Среднеоской, Каймысовской и Васюганской нефтегазоносных областей. Всего было изучено более 30 разрезов [Балушкина, 2012, Балушкина и др., 2016, Юрченко и др., 2015, Карпова и др., 2021 и др.]. В ходе исследований изучались морфологии, структура карбонатных и карбонатсодержащих пород, проводился анализ состава стабильных изотопов углерода и кислорода кальцита.

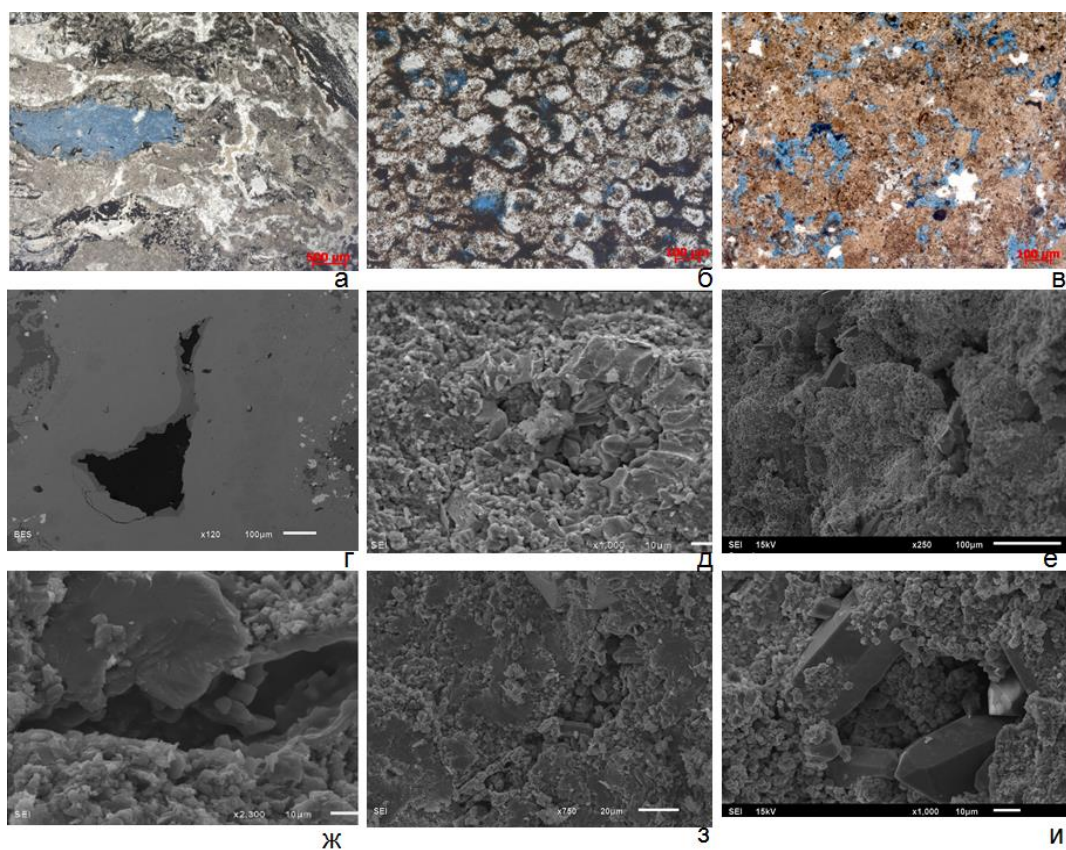
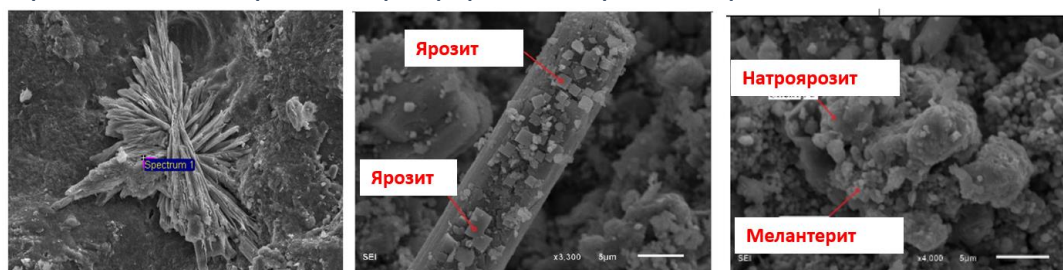


Рисунок 79. Пустоты гидротермального выщелачивания в породах тутлеимской и абалакской свит. а, б, в – в шифах; г-и – под РЭМ; а, г, ж – бактериально-водородные доломит-известняки; б, д, з – халцедон-кварцевые радиоляриты; в, е, и – сфероагрегатные коллофановые фосфориты [Карпова и др., 2021]



Кислотные гидротермально-метасоматические минералы



Щелочные гидротермально-метасоматические минералы

Рисунок 80. Минералы маркеры гидротермальных процессов а) кислотного ряда, б) щелочного ряда [Карпова и др., 2021 г]

Было выделено несколько групп карбонатов, различающихся между собой по морфологии и изотопным характеристикам, указывающим на разное время формирования кальцита и различный источник углекислоты. Карбонатизация пород происходила в несколько этапов, которые были разобщены во времени. Формирование карбонатных пород происходило в приповерхностных условиях, на стадии диагенеза, катагенеза и под влиянием высокотемпературных растворов. Источники углекислоты также были различны (*Рисунок 81*). Основная часть карбонатных минералов имеют изотопный состав, свидетельствующий об участии в образовании карбонатов в основном седиментогенной морской углекислоты, часть карбонатного материала переотложилась в литогенезе. В абалаской свите выделены известняки со сферолитовой и комковатой структурой, которые образованы за счет анаэробного окисления метана. В БС и ТС метан-производные известняки имеют уже реликтовую радиолариевую структуру, генезис которых возможно определить только с привлечением методов изотопной геохимии [Балушкина, 2012].

В карбонатных минералах по распределению стабильных изотопов углерода и кислорода фиксируется изотопный обмен с низкотемпературным гидротермальным флюидом. Генетическая группа гидротермальных карбонатов выделяется по характерному изотопному составу углерода и кислорода кальцита и доломита, которые характеризуются значениями $\delta^{13}\text{C}$: $\{-4; 4\}\text{‰}$, $\delta^{18}\text{O} < -18\text{‰}$, что отвечает интервалу температур от $80\div 85^\circ\text{C}$ до 215°C .

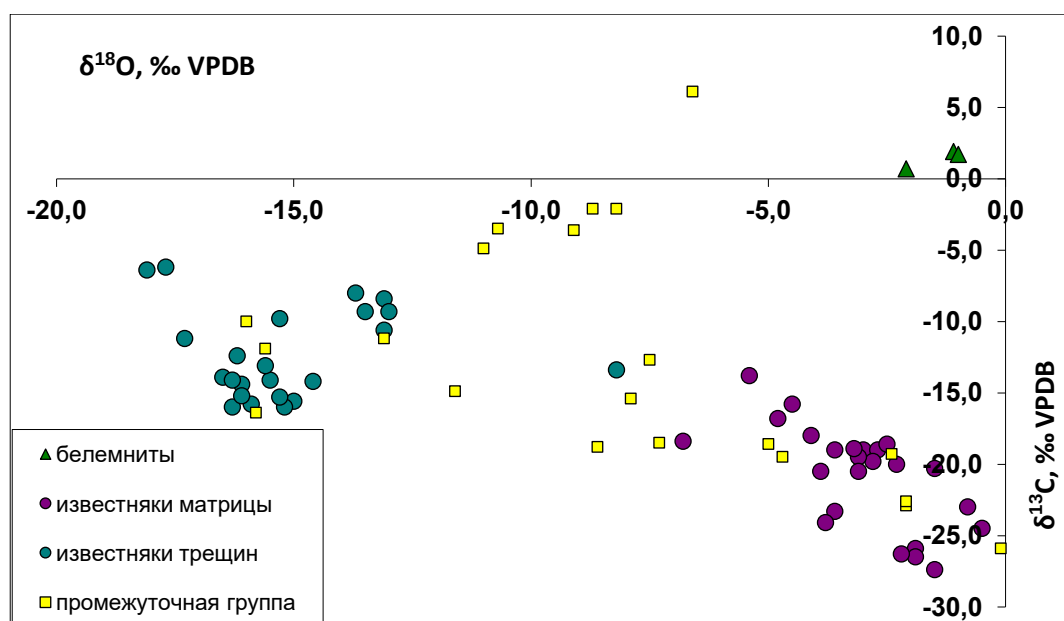


Рисунок 81. Соотношение изотопного состава углерода и кислорода карбонатных пород на примере БВУФ Правдинского месторождения

«Эти значения закономерно изменяются в зависимости от положения кристалла относительно оси жилы (чем ближе к центру жилы, тем выше температура образования кристалла-Рисунок 82), и отличаются от средних палеотемператур образования вмещающей породы (40 – 80 °С), что подтверждает идею просачивания гидротермальных растворов вдоль разломов и микротрещин» [Юрченко, Балушкина, 2015 и др].

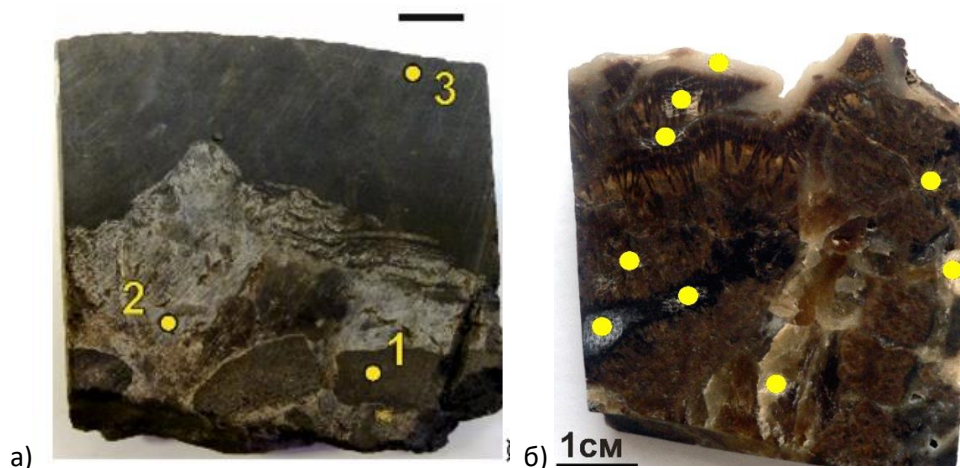


Рисунок 82. Пример отбора проб для изотопных исследований (Правдинское месторождение): а) в брекчированном комковатом известняке с трещинами, залеченными кальцитом; б) в кальцитизированной, неравномерно насыщенной трещине

Индикатором температуры образования кальцита и кварца также служит температура гомогенизации газовой-жидких включений в минеральных образованиях. Изучение флюидных включений проводилось в лаборатории геохимии ИГЕМ РАН [Юрченко и др., 2016, Латыпова и др., 2023 и др.]. «Обнаружены двухфазовые флюидные включения с водно-солевыми растворами, включения, содержащие органическую жидкость, и однофазовые газовые флюидные включения. Для флюидных включений с несколькими фазами получены значения температуры гомогенизации. Для однофазовых включений выявлена температура появления второй фазы. Установлено, что в одной скважине могут присутствовать два вида первичных включений: с нефтью и с водно-солевым раствором. Температуры гомогенизации первичного флюидного включения, содержащего водно-солевой раствор, составляет 267 °С, гомогенизация содержащего нефть включения превышает 300 °С. В первично-вторичных включениях температура гомогенизации достигала 136 °С. Исследования состава включений методом инфракрасной спектроскопии показали, что в однофазовых включениях газ представлен метаном. В первично-вторичных включениях состав может различаться, при этом в

газовой фазе преобладающими компонентами могут являться УВ с двумя или более атомами углерода» [Латыпова и др., 2023 и др.], (Рисунок 83).

«В рамках исследований было выявлено, что состав УВ внутри двухфазовых газосодержащих флюидных включений зависит от интенсивности термического воздействия на отложения. В разрезах скважин, вскрывших отложения с наименьшей преобразованностью, были обнаружены газово-жидкие включения, содержащие в основном пропен и пропан. В скважинах с более преобразованным ОВ были исследованы двухфазовые включения с нефтью.

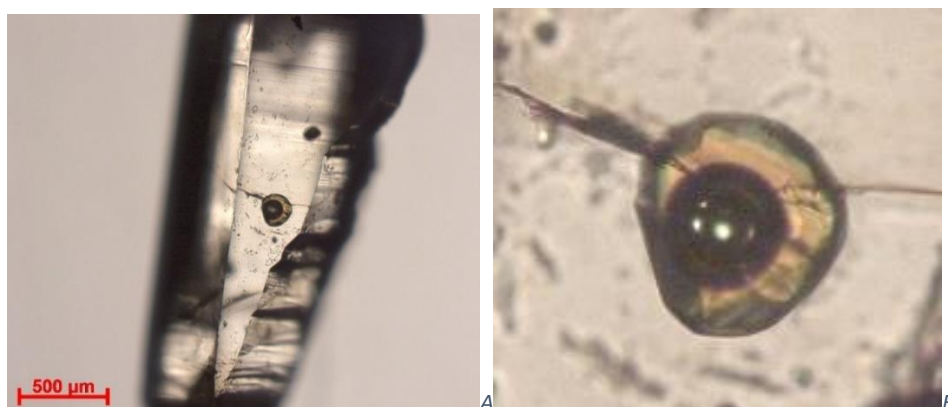


Рисунок 83. Фото УВ флюидного включения в кристалле кварца из отложений абалакской свиты А – общий вид фрагмента кристалла с включением; Б – двухфазное, газово-нефтяное включение [Латыпова и др., 2022]

В наиболее термически преобразованных отложениях были обнаружены газовые однофазовые включения, содержащие метан. Этот газ во включениях был определен по ИК-спектрам и критической температуре ($-71 \div -93^{\circ}\text{C}$) близкой к критической температуре метана ($-82,5^{\circ}\text{C}$)» [Латыпова и др., 2022].

М.Ю.Зубков свидетельствует, что «в кристаллах кварца, отобранных из пласта КС₁ на Салымском месторождении были не две, а три фазы (газ, нефть и битум). Гомогенизация газа и нефти происходила в интервале температур $230-260^{\circ}\text{C}$. Причем при 230°C при гомогенизации возникала нефтяная фаза типа конденсата, а при 260°C – происходил переход в единую газообразную фазу. Однако полной гомогенизации всех трех фаз не наступало даже при 330°C . При превышении этой температуры включения взрывались, так как нагрев кристаллов осуществлялся при атмосферном, а не пластовом давлении. Таким образом, можно предположить, что температура гидротермального флюида, в составе

которого присутствовала нефтяная эмульсия, захваченная в процессе роста кристаллами кварца, могла быть выше 330°C! [Зубков, неопубликованные данные].

При комплексном сопоставлении пиролитических и изотопных данных и анализа газово-жидких включений фиксируется корреляция степени преобразованности ОВ и соотношения стабильных изотопов кислорода кальцита. Прослеживается тренд: чем более термически преобразовано ОВ, тем более легкий изотопный состав наблюдается для жильного кальцита (Рисунок 84). Это является свидетельством того, что гидротермальные системы внесли существенный вклад в катагенез отложений по сравнению с фоновым катагенезом погружения [Латыпова и др., 2021]. Гидротермальные карбонаты, расчетная температура образования которых превышала температуры фонового катагенеза, выявлены в процессе исследований на Нижневартовском своде, Северо-Салымском мегавале, Сугрутском своде, Красноленинском своде, Фроловской мегавпадине и др. Это позволяет предполагать, что процессы локального гидротермального воздействия на породы БВУФ носили имели широкое распространение.

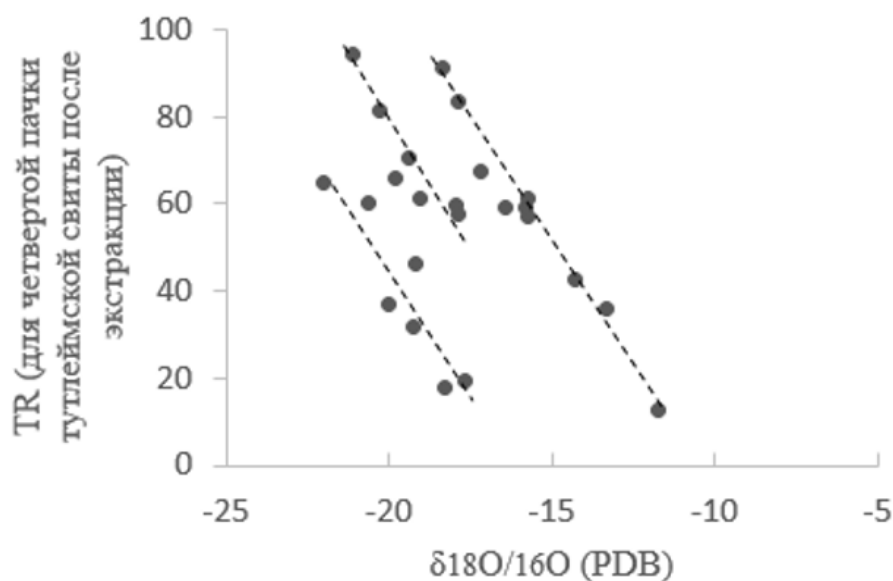


Рисунок 84. График соотношения $\delta^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$, ‰ для жильного кальцита и величины катагенеза в единицах индекса трансформации (TR, %) [Латыпова и др., 2021]

6.2. Выявление и прогноз зон гидротермальной проработки БВУФ

«При решении задач по выявлению зон гидротермального воздействия на породы и оценки степени катагенетической преобразованности ОВ, приуроченного к таким участкам, были задействованы комплексные структурно-геологические, геофизические, геохимические, литолого-петрографические и изотопные данные, полученные при

изучении фундамента территории и осадочного чехла на керне 17 скважин» двух площадей Красноленинского свода [Карпова и др., 2021].

В результате комплексного исследования выявлено несколько типов флюидов, воздействующих на породы: 1) выходы метановых сипов в осадки и на дно палеоморя; 2) гидротермальные флюиды, действие которых происходило на литифицированную матрицу на стадии катагенеза; 3) внутрисистемные (или элизионные) катагенетические флюиды. Воздействие на исследуемые породы каждого из типов флюидов выражено набором характерных минерально-структурных парагенетических ассоциаций.

Распределение метановых палеосипов по площади

Холодные сипы широко распространены в современном Мировом океане и достаточно детально изучены [Шнюков, Топачевский, 2019]. Исследования показывают, что на дне океана сипы чаще всего локализованы на внешнем шельфе и верхах континентального склона. По своему составу сипы преимущественно метановые, иногда метаново-углекислосероводородные. В Охотском море описаны метановые сипы, обогащенные барием. Холодные сипы порождают своеобразные сообщества организмов. Результатом усвоения бактериями метана являются карбонатные новообразования, в большинстве случаев обрамляющие выходы газов и создающие причудливые постройки-жерла [Юрченко и др., 2012]. По своему генезису метан сипов является как биохимическим, так и термогенным образованием. На исследованной территории Красноленинского свода скважины, в которых в породах фиксируются следы деятельности метановых палеосипов, группируются на юго-востоке территории в ее более погруженной части (*Рисунок 96*). Они приурочены преимущественно к породам абалакской свиты и выражены характерными микробиально-водорослевыми и вторично сферолитовыми структурами, с массовыми сферолитами нескольких генераций. По данным изотопного анализа тип углекислоты в образцах был определен как бактериальный метан-производный со значениями $\delta^{13}\text{C} < -15$, $\delta^{18}\text{O}$: $\{-4;4\}$. На схеме (*Рисунок 85*) представлено распределение образцов с бактериальной метан-производной углекислотой по разрезу, скважинам и палеотемпературы пересчета. Очевидна приуроченность образований такого типа к верхней части абалакской свиты и, в меньшей степени, к пачкам 4 и 5 ТС.

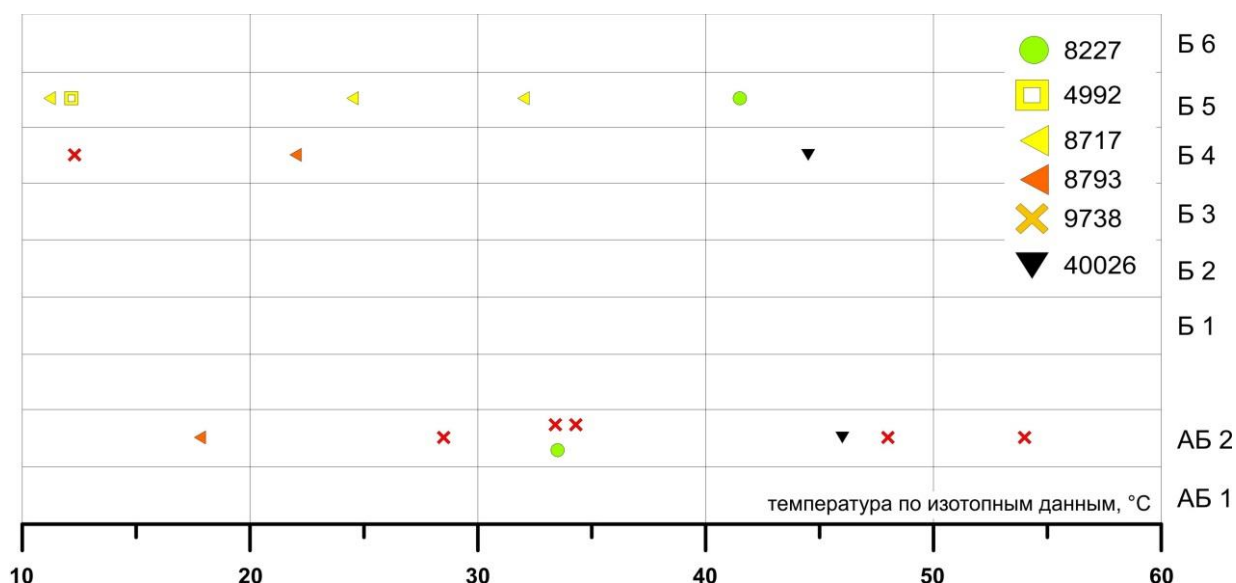


Рисунок 85. Распределение образцов с бактериальной метан-производящей углекислотой по разрезу, скважинам и палеотемпературы пересчета. Площадь Каменная

Признаки гидротермальных систем и их распределение по разрезу и площади

Для фундамента Краснотенинского свода характерно наличие густой сети разрывных нарушений разных рангов, от микро-зон трещиноватости до крупных региональных надвигов [Хотылев и др., 2021]. При этом ничуть не менее густая сеть мелких разрывных нарушений фиксируется и в осадочном комплексе: здесь они представлены резко преобладающим сбросами и хорошо читаются на сейсмических данных (Рисунок 86). Сбросы чехла отчетливо связаны с положительными формами рельефа фундамента, концентрируясь над линейными хребтами и возвышенностями. При этом они могут быть вовсе не связаны с разрывами фундамента, или располагаться над ними, но отличаться по своей кинематике (в фундаменте – надвиг, в чехле – сброс, Рисунок 86). Что еще немаловажно – подавляющее большинство таких разрывов не вертикальны, а имеют пологий угол падения (в пределах 30-40 градусов к горизонтали), что также читается на профилях. Таким образом, и фундамент и чехол имеют широко развитую систему разрывных нарушений, по которой может осуществляться вертикальная и наклонная миграция флюидов сквозь породы. При затухании разрывных нарушений в чехле и снижении их инфильтрационного потенциала флюид под влиянием давлений будет отжиматься в наиболее пористые и проницаемые флюидопроводящие литологические слои и пачки, приобретая субпластовое направление движения. Низкоглинистые проницаемые для флюидов литологические разности ТС в изучаемом

разрезе принадлежат литотипам низкоглинистых радиоляритов, спиккуловых известняков, сфероагрегатных и брекчированных фосфоритов.

Одним из определяющих признаков гидротермального воздействия на исследуемые породы признаны структуры наложенной жильной минерализации с зональным выполнением пустот и трещин. «Трещины приурочены к вторичным карбонатам замещения гидротермального генезиса и часто ассоциируют с ними, реже встречаются в глинисто-кремневых литотипах» [Карпова и др., 2021].

На Каменной площади зональная жильная минерализация встречается в скважинах преимущественной юго-восточной локализации и реже – на поднятии. На Ем-Еговском участке трещины с зональным выполнением прослеживаются в верхней части абалакской свиты и верхней части БВУФ.

Одной из важнейших структур воздействия флюида является формирование вторичного пустотного пространства. Его образование обязано процессам выщелачивания при взаимодействии агрессивного по химизму флюида на минеральную матрицу породы. «Сформированное пустотное пространство может быть впоследствии заполненным частично или полностью вторичными минералами (минералами кварцевой группы, карбонатной группы, редко фосфатной группы) или оставаться пустым, улучшая коллекторские свойства пород» [Карпова и др., 2021]. На (*Рисунок 87*) показаны количественные характеристики пористости в группе литотипов флюидопроводящих систем: радиоляритов и фосфоритов.

Распространение зон вторичной метасоматической карбонатизации на исследуемых площадях имеет неоднородный и пятнистый характер. Это хорошо прослеживается на диаграммах, показывающих количество метасоматического карбоната и его приуроченность к скважине и положение в разрезе (*Рисунок 88, Рисунок 89*). Карбонаты кальция и магния (кальцит, доломит, кутнагорит, магнезит) имеют гораздо большее распространение, чем цинково-марганцево-железистая карбонатная ассоциация. На Каменном участке они преимущественно приурочены к верхней части абалакской свиты в погруженной части на юго-востоке и верхней части разрезов БВУФ. На Ем-Еговском участке основная доля метасоматической карбонатизации приходится на верхнюю часть разрезов БВУФ. Цинково-марганцево-железистая карбонатная ассоциация, в составе которой выявлены типичные гидротермальные минералы: анкерит, родохрозит, смитсонит, – приурочена преимущественно к верхней части разрезов БВУФ (*Рисунок 88*).

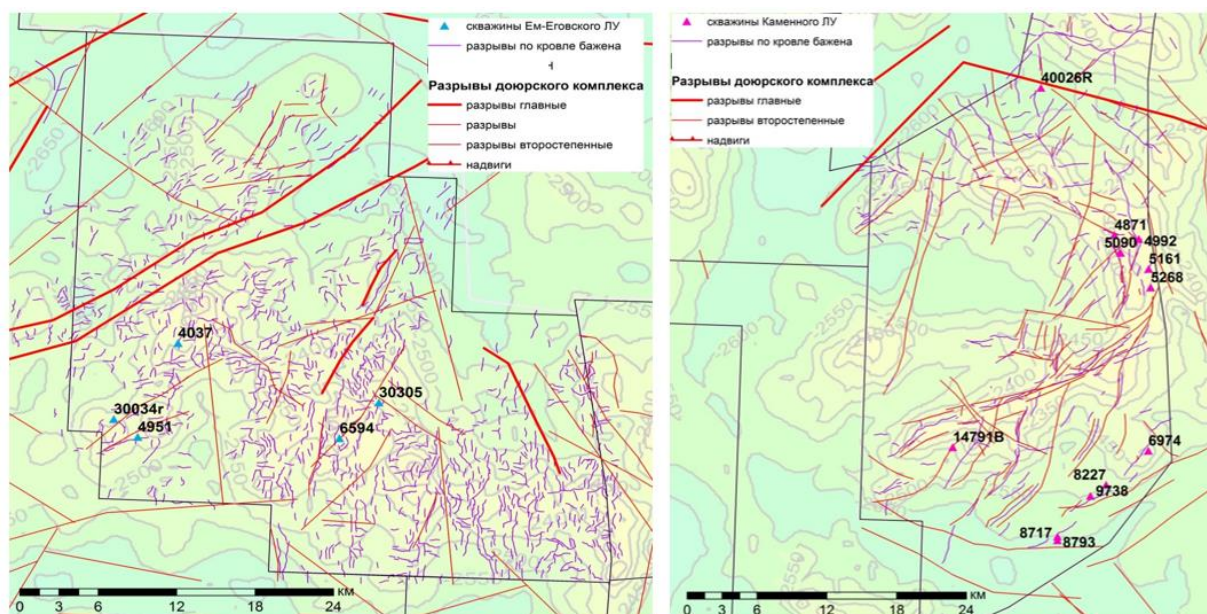


Рисунок 86. Карта разрывных нарушений для доюрского комплекса и БВУФ Ем-Еговского (слева) и Каменного (справа) участков (на подложке рельефа фундамента)

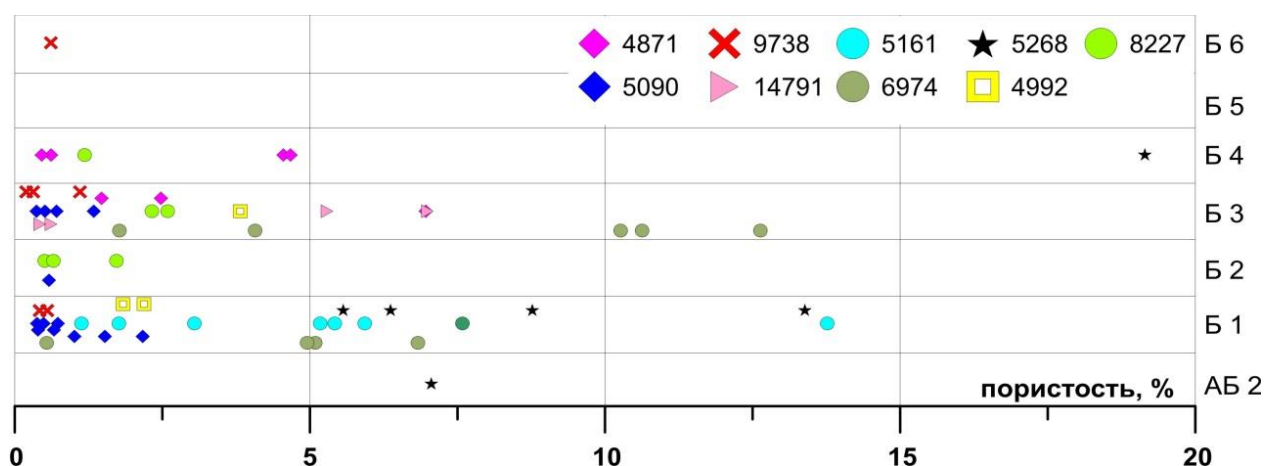


Рисунок 87. Пористость и распределение по разрезу и скважинам литотипов флюидопроводящих систем (радиоляриты, фосфориты). Б – ТС, АБ – абалакская свита

Массовая гидротермально-метасоматическая карбонатизация может приводить к формированию вторичных флюидопоров даже в низкоглинистых литотипах. На графике (Рисунок 90) видно, что пористость большинства образцов гидротермально-метасоматических карбонатов лежит в области менее 2-3%. Однако, выделяются несколько образцов, имеющих отличные величины коэффициента пористости (более 6%) - пустоты выщелачивания в них сформировались в результате воздействия другого по химизму (кислого) раствора, более позднего, вероятно, имеющего иную природу.

Распределение участков катагенетической метасоматической карбонатизации и наложенной жильной минерализации часто совпадают с площадями конседиментационных палеосипов. Это свидетельствует о том, что контролирующими на обоих этапах могли быть одни и те же разрывные зоны.

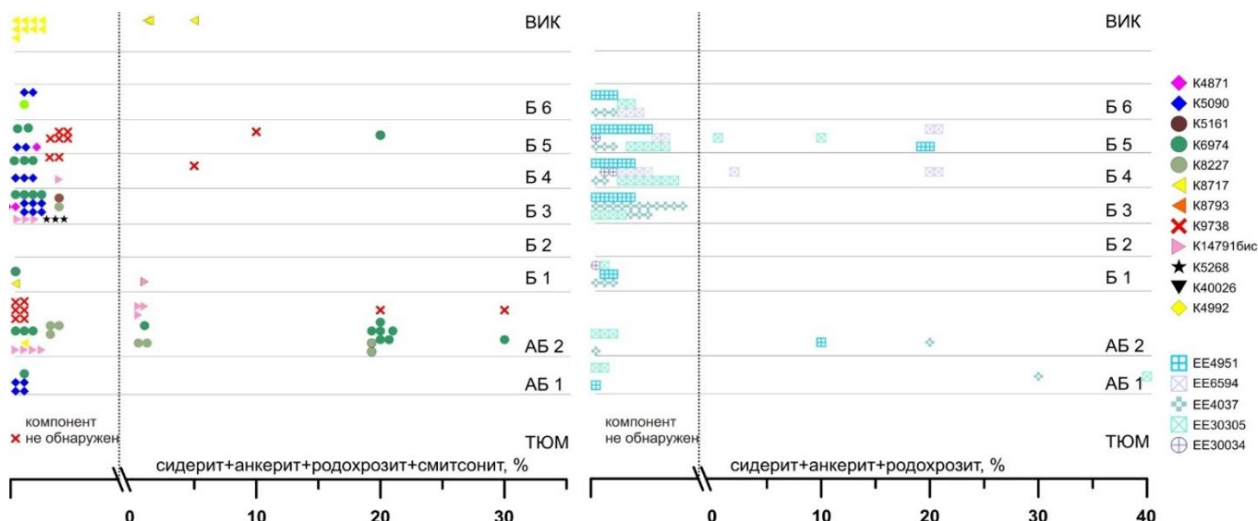


Рисунок 88. Распределение карбонатов железа, марганца, цинка (сидерит, анкерит, родохрозит, смитсонит) вторичной гидротермально-метасоматической природы. Свиты: ТЮМ – тюменская, АБ – абалакская, Б – тутлеимская, ВИК – викуловская

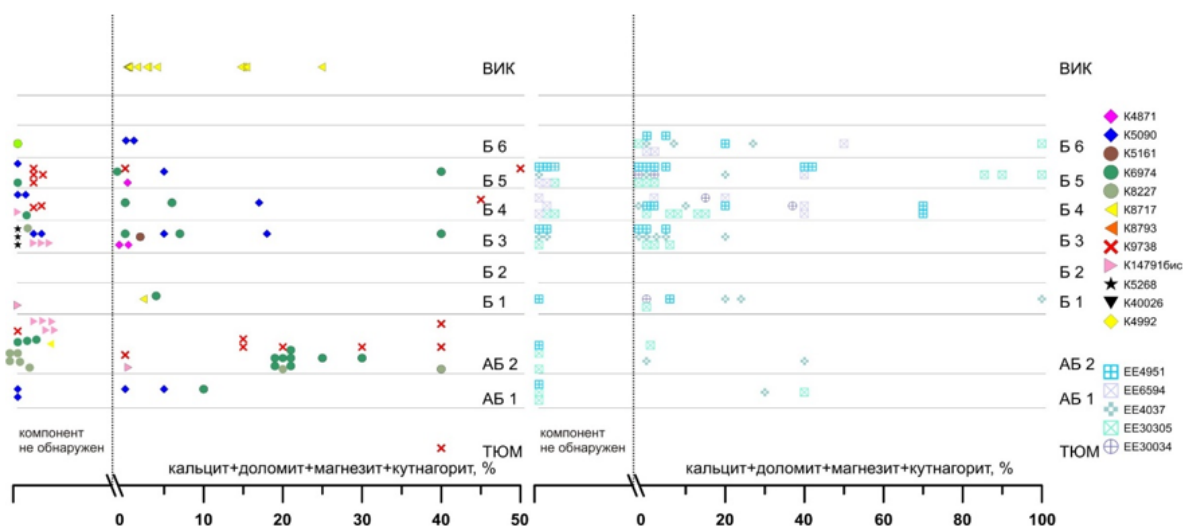


Рисунок 89. Распределение карбонатов кальция и магния (кальцит, доломит, магнезит, кутнагорит) вторичной гидротермально-метасоматической природы по разрезу и скважинам.

Свиты: ТЮМ – тюменская, АБ – абалакская, Б – тутлеимская, ВИК – викуловская

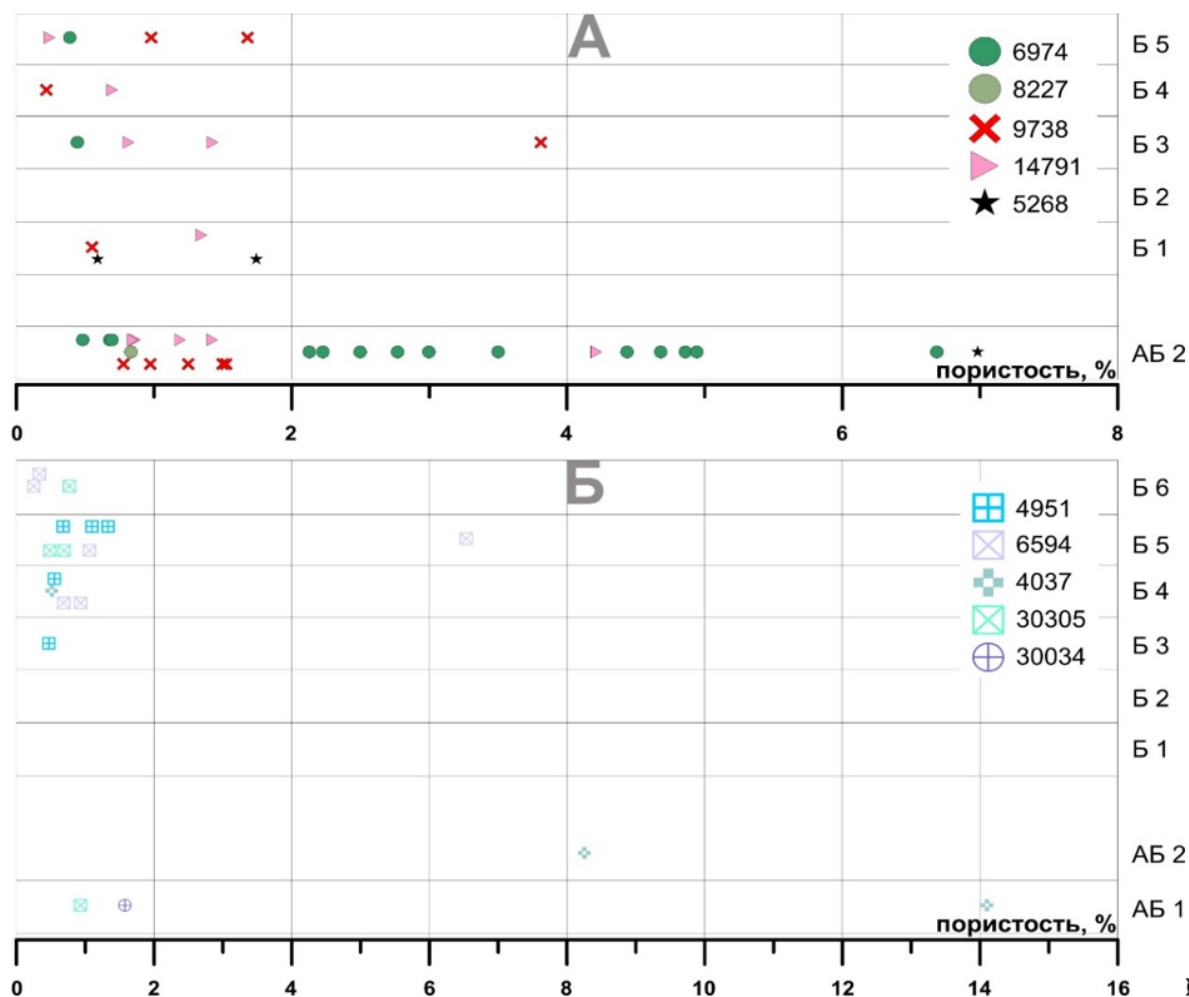


Рисунок 90. Коэффициенты пористости в гидротермально-метасоматических карбонатах. А- участок Каменный; Б – участок Ем-Еговский

Другим проявлением метасоматических процессов на исследуемых территориях является сульфатная минерализация (Рисунок 91). Обширная группа сульфатных минералов, в составе которых определены: гипс, барит, ангидрит, алюмо-натровые квасцы, натроярозит, мелантерит, ярозит, - может быть приурочена как к продуктам гидротермального, так и элизионного внутрисистемного катагенетического флюида, сложно отличима друг от друга и не является однозначным признаком проработки пород гидротермальным флюидом. Этот вопрос требует дополнительных исследований.

Сульфидная гидротермальная минерализация выявлена в образовании группы минералов: пирит, халькопирит, сфалерит, пирротин, широко развитой как в ТС, так и в породах абалакской свиты. Изучаемые породы богаты пиритом разного генетического и стадийного образования. Такие сульфиды как халькопирит, сфалерит, пирротин, требующие дополнительного привноса в систему Cu, Zn, традиционно рассматриваются

как гидротермальные. На Каменной площади они обнаружены почти повсеместно, частично перекрываясь с полями развития сипов (Рисунок 92). В керне пород Ем-Еговской площади таких сульфидов не фиксируется, но отмечается наличие гематита, который также является надежным признаком гидротермальных процессов (Рисунок 93) [Карпова и др., 2021].

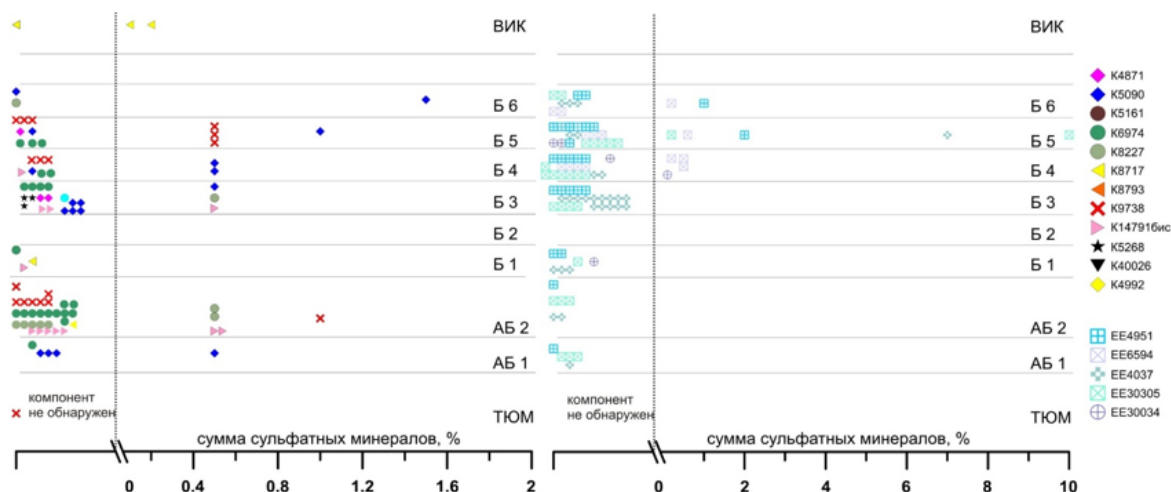


Рисунок 91. Распределение сульфатов (барит, гипс, ангидрит, алюмо-натровые квасцы, ярозит, натроярозит, мелантерит).

Свиты: ТЮМ – тюменская, АБ – абалакская, Б – тутлеимская, ВИК – викуловская

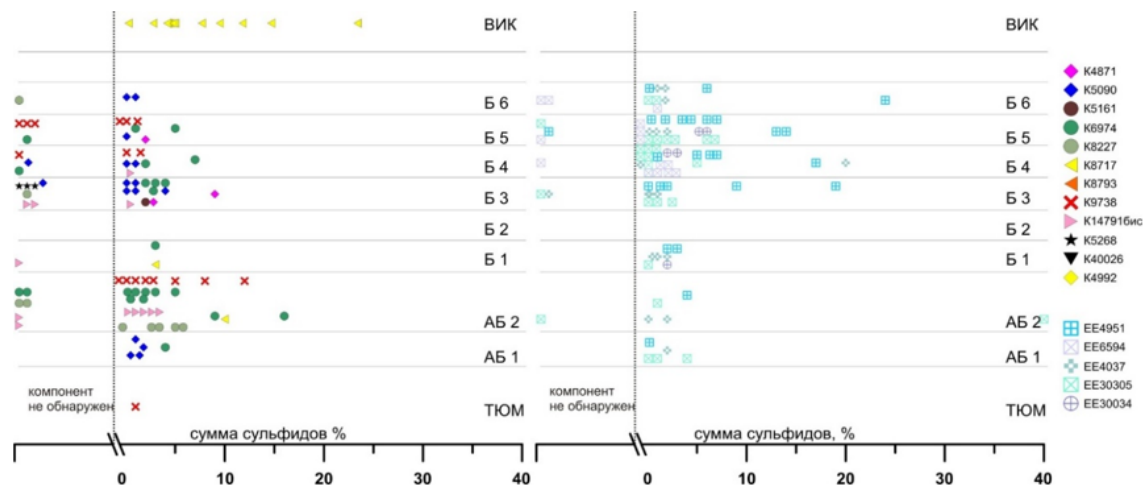
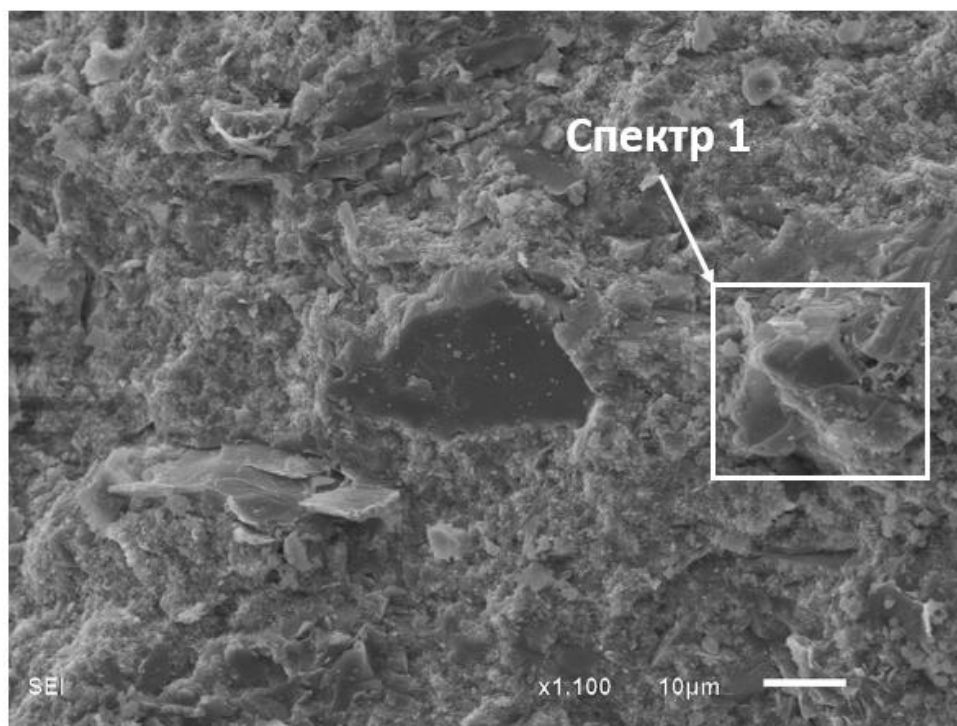


Рисунок 92. Распределение сульфидов (пирит, халькопирит, сфалерит, пирротин).

Свиты: ТЮМ – тюменская, АБ – абалакская, Б – тутлеимская, ВИК – викуловская



Спектр	Состав породы	Элементный состав, вес.%			
		O	Mg	Fe	Total
Спектр 1	Гематит	25.73	5.64	68.63	100.00

Рисунок 93. Фотография под РЭМ и элементный состав гематита в абалкской свите [Карпова и др., 2021]

Признаки гидротермальных систем по данным анализа изотопного состава углерода и кислорода карбонатных минералов

«В исследованных скважинах среди вторичных карбонатов, помимо стадияльных катагенетических, присутствуют два основных типа. Первый тип- седименто-диагенетические карбонаты, связанные с деятельностью микроорганизмов в осадках метановых сипов. Характеризуются обогащением ^{12}C ($\delta^{13}\text{C}$ от -26,3 до -15,2‰ VPDB) при значениях $\delta^{18}\text{O}$, близких к осадочным органическим карбонатам (в подавляющем большинстве образцов $\delta^{18}\text{O}$ изменяется от -4,5 до -0,3‰ VPDB). Второй тип- высокотемпературные карбонатные разности, характеризующиеся обогащением легким изотопом кислорода ($\delta^{18}\text{O}$ изменяется от -24 до -15‰ VPDB). Подобное обогащение легким изотопом кислорода может быть связано с повышенными температурами во время кристаллизации карбонатных минералов» [Юрченко и др., 2015, Gafurova et al., 2024] (Рисунок 94).

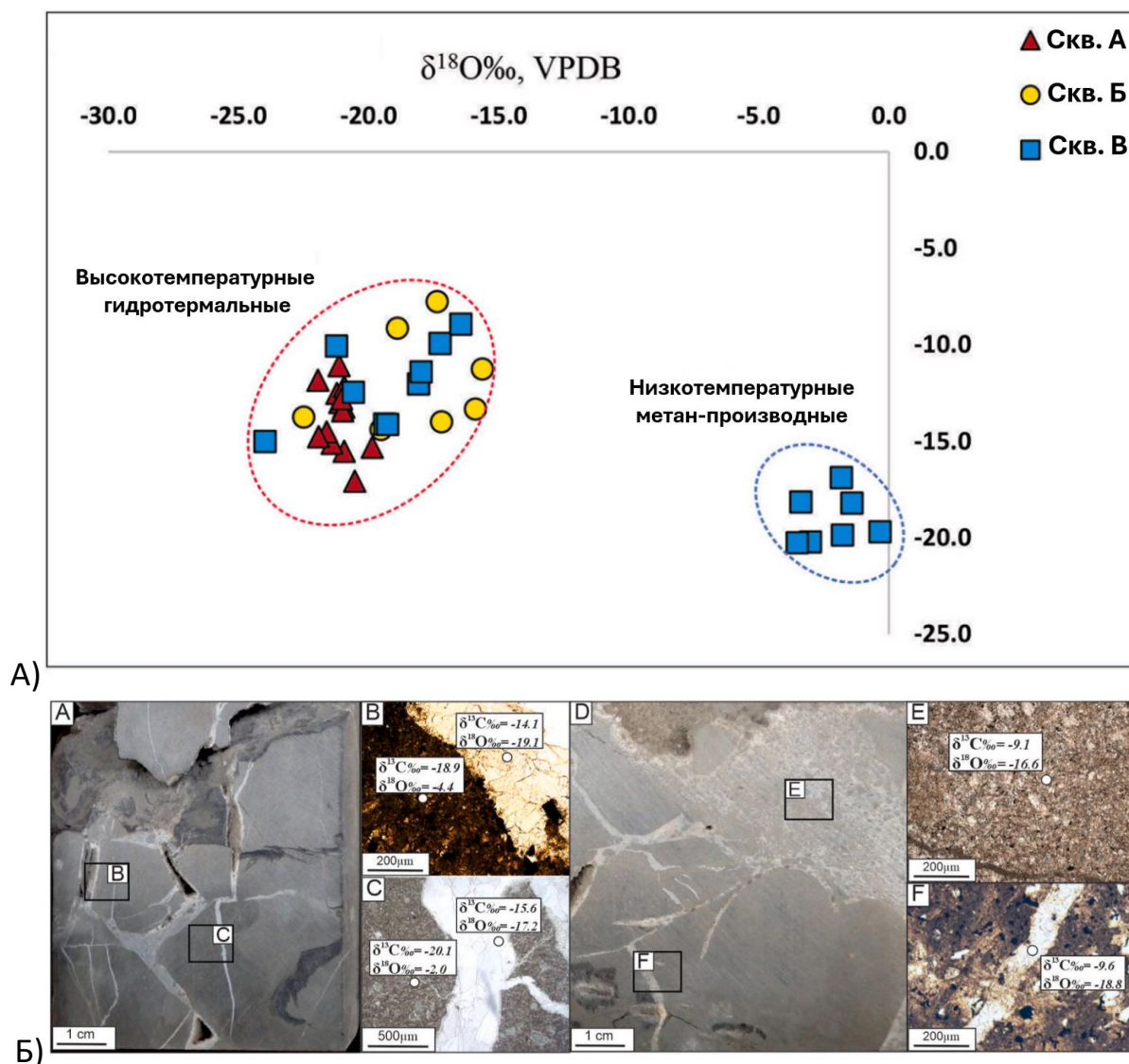


Рисунок 94. а) Обобщенный график распределения величин $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ двух типов карбонатов, связанных с наложенными процессами, б) фото зерна и шлифов, величины $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ из двух типов карбонатов [Gafurova et al., 2024]

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 УВ, преимущественно метан, которые перерабатывались микроорганизмами в анаэробных условиях. Достигнув поверхности морского дна, разгружающийся флюид остывал до температур 11 - 38°C. Во втором случае нагретые (Т до 160°C) флюиды (гидротермальные растворы) мигрировали сквозь осадочную толщу рассматриваемого интервала из ниже залегающих горизонтов, когда эти толщи представляли собой уже консолидированные породы, в пустотном пространстве которых происходило осаждение минералов из гидротермальных растворов.

Палеотемпературы кристаллизации карбонатных минералов варьируют в достаточно широких пределах: от 80-85°C до 195°C (Рисунок 95). Такой диапазон относится к низкотемпературным гидротермальным растворам (50-200°C)» [Карпова и др., 2021]. В разрезах сводовой части Каменной структуры преобладают высокотемпературные разности вторичных карбонатов в абалакской, викуловской свитах и в ТС.

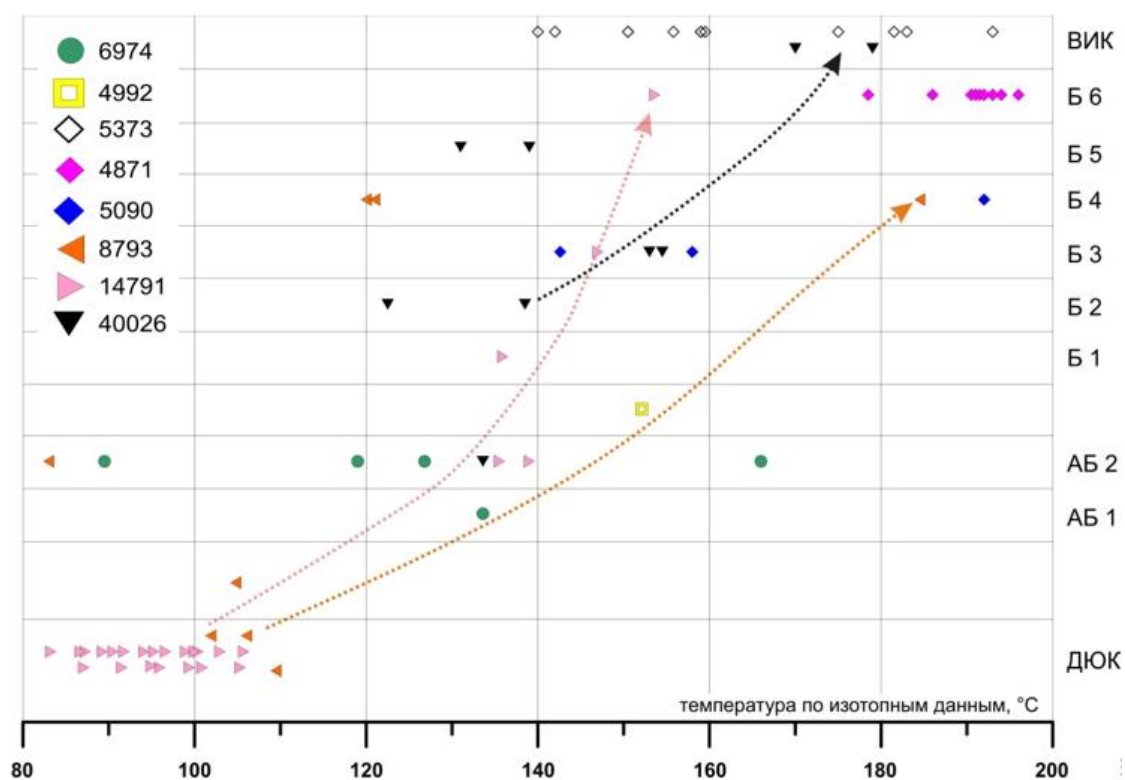


Рисунок 95. Распределение образцов с гидротермальной углекислотой по разрезу, скважинам, и палеотемпературы пересчета
ДЮК- доюрский комплекс, Б- тутлеймская свита, АБ-абалакская свита, ВИК- викуловская свита. Стрелками показаны тренды изменения температур по скважинам (цвет стрелки совпадает с цветом скважины)

В разрезах погруженной части распространены бактериальные разности карбонатов в отложениях абалакской и ТС, а также высокотемпературные карбонаты в тюменской, абалакской и тутлеймской свитах.

Данные изотопного анализа, наряду с минералогическими, показывают, что присутствует не единая гидротермальная система, а несколько. Фронт распространения гидротермальных растворов следует наклонным зонам, а не вертикальным. Это в свою очередь подтверждается сейсмическими данными, на которых отчетливо заметно наличие многочисленных наклонных разрывов. Обобщая данные минералого-петрографического анализа, РЭМ, XRD, XRF и изотопии была построена схема распространения

предполагаемых полей палеосипов и полей вторичного гидротермального метасоматического минералообразования (

Рисунок 96). В основу схемы были положены фактические данные по керну скважин. Предполагаемые поля были отрисованы по аналогичной структурной позиции: то есть гидротермальные метасоматиты в районах тектонизации и переработки фундамента, а поля палеосипов – в мелких отрицательных структурах в погруженных частях площадей. Оконтуривание полей гидротермальных метасоматитов за пределами обеспеченных керном районов проводилось по системам разрывов фундамента, где стоит ожидать наличие наиболее проницаемых для флюида зон.

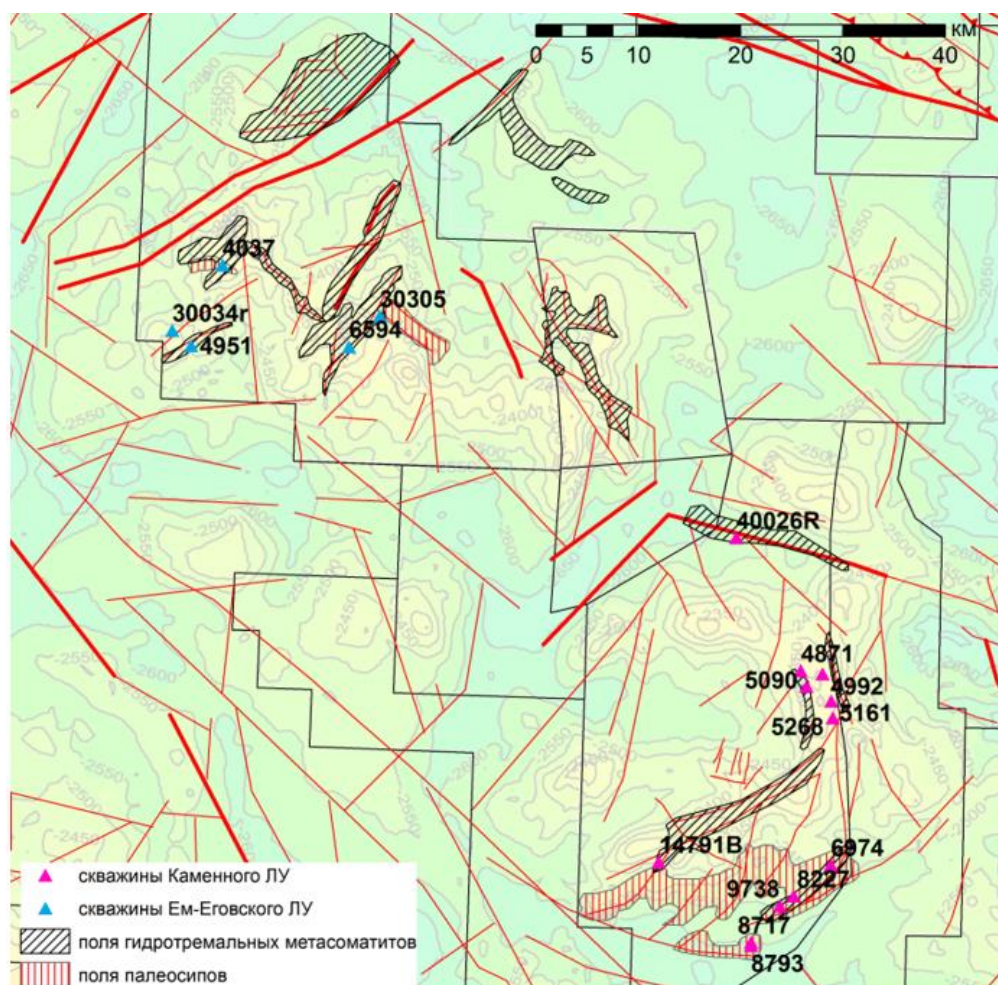


Рисунок 96. Схема полей развития палеосипов и распространения гидротермальных метасоматитов на подложке структурной карты фундамента

Красными линиями показаны разрывные нарушения

Признаки гидротермальных систем и степень катагенеза ОВ

Степень преобразованности ОВ, выраженная в процентах TR, на изученной территории сильно меняется, не всегда соответствуя ожидаемым температурам общего катагенеза погружения. На (*Рисунок 97*) представлена схема распределения величин

индекса трансформации TR, где отображены участки максимальной и минимальной преобразованности ОВ.

В структурном отношении поля распространения высоких значений TR отчетливо связаны со ступенями, резкими перегибами рельефа и границами вещественных комплексов фундамента. Если бы трансформация ОВ происходила только в соответствии с градиентом температур катагенеза погружения, то максимально прогретые и преобразованные зоны располагались бы на гранитных массивах, так как именно интрузивные образования кислого состава обладают наиболее высокой теплопроводностью по сравнению прочими магматическими и тем более осадочными толщами. Так как этого не наблюдается, то можно утверждать, что преобразование ОВ происходило в том числе под действием энергии, привносимой флюидом.

При сопоставлении карты распределения выходов метановых палеосипов и зон гидротермального метасоматоза с максимальными значениями TR отчетливой корреляции не выявлено. Зоны массового развития гидротермальных метасоматитов отмечаются в южной погруженной части Каменной вершины. При этом максимальные значения TR приходятся на возвышенные части фундамента – восточную часть полукольца Каменного участка и на хребет Ем-Еговского участка, где проявления метановых эманаций и гидротермальных метасоматитов развиты в меньшей степени. Обращает на себя внимание хорошая корреляция зоны максимальных значений индекса TR с зонами гидротермального выщелачивания в прослоях радиоляритов и фосфоритов. Зоны гидротермального выщелачивания приурочены к крупным структурам фундамента – разрывам, ступеням рельефа фундамента. При этом значительную роль может играть и фактор вещественного состава, так как вдоль контактов гранитоидных массивов тепловой поток будет складываться из двух компонентов: конвективного (гидротермы по разломам) и кондуктивного (за счет собственной высокой теплопроводности гранитоидов). Здесь стоит отметить, что разрывы в центральных частях массивов могут не давать ожидаемого эффекта, как так вся эндогенная активность будет концентрироваться в приконтактных зонах, в то время как центральные части могут оставаться «эндогенно пассивными», и там не будут генерироваться необходимые флюидные потоки.

6.3. Обобщенная модель деятельности гидротермальных систем

Комплексная интерпретация представленного выше материала позволила создать обобщенное представление о развитии на территории исследования гидротермальных и других флюидных систем, их приуроченности к структурным элементам и результатах

влияния на элементы резервуара, и распределения соответствующих зон по разрезу и площади.

Принципиальная модель представлена на (Рисунок 98) и предполагает 2 этапа: конседиментационный и постседиментационный. В конседиментационный этап получили развитие холодные эманации метана, разгружавшиеся в осадок и на дно абалакского бассейна. Вероятно, в баженовское время процесс также продолжался.

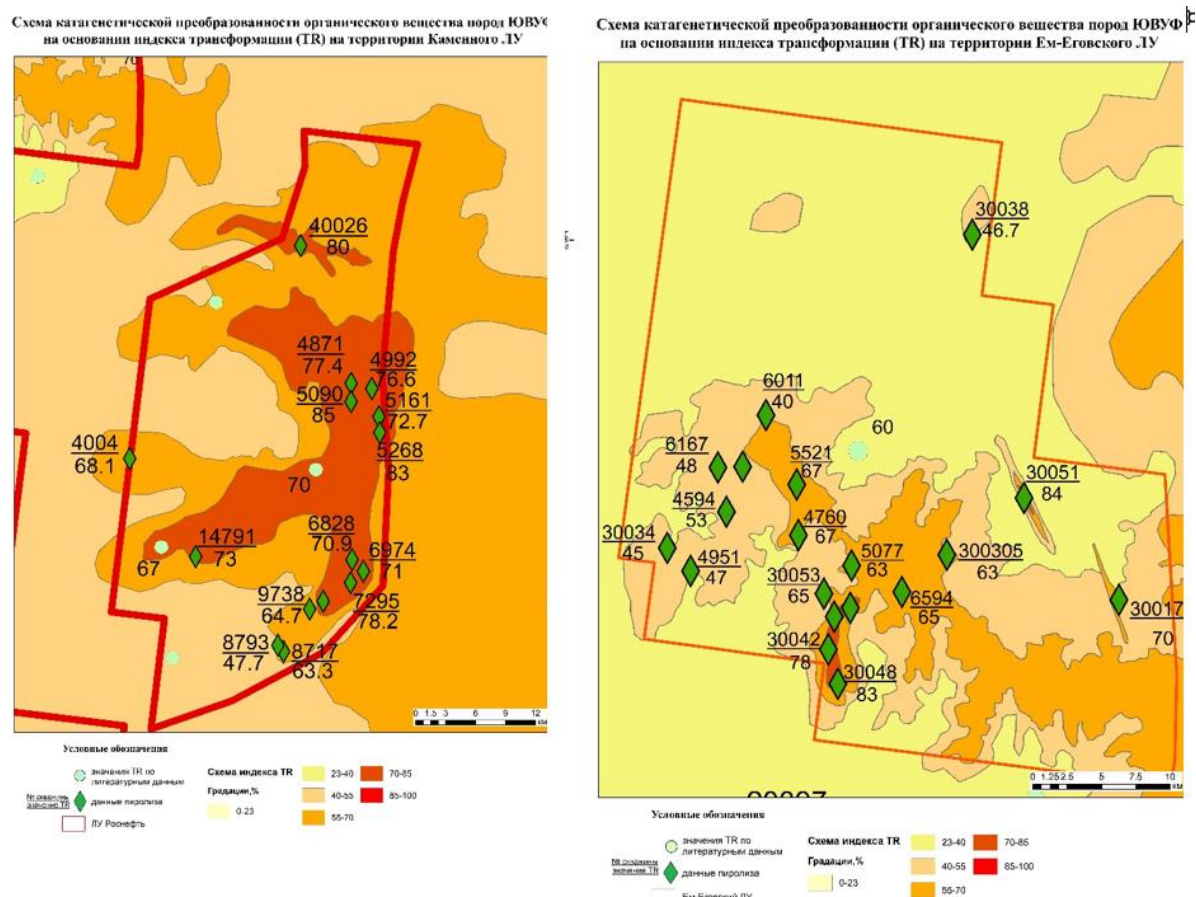


Рисунок 97. Схемы распределения индекса TR для Ем-Еговского (левая) и Каменного (правая) участков

Источником метана и прочих компонентов для сипов могли быть осадочные толщи тюменской, а, возможно, частично абалакской свит. Формирование сипов не связано напрямую с составом фундамента или эндогенными флюидами, однако контролируется локальными структурами фундамента. В современных морских бассейнах, в том числе в Карском море, выходы метановых сипов приурочены к местным небольшим грабенообразным структурам [Шнюков и др., 2019].

Второй этап гидротермальной активности фиксируется после отложения осадка.

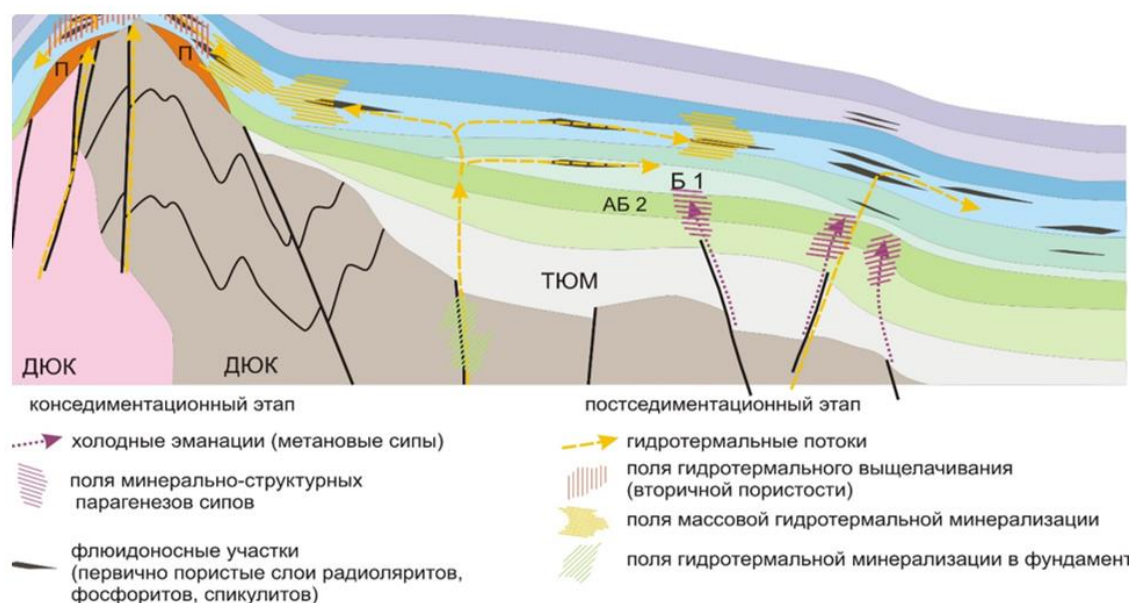


Рисунок 98. Принципиальная модель функционирования сипов и гидротермальных систем на конседиментационном и постседиментационном этапах развития [Карпова и др., 2021]

«Ограничить распространение гидротерм в верхних горизонтах осадочного чехла на данный момент затруднительно из-за слабой изученности гидротермальных явлений и их проявлений в породах. Гидротермальная карбонатная минерализация в разных участках Каменной структуры выявлена в породах от ДЮК до викуловской свиты. Гидротермально-породная система состоит из двух важных элементов: 1) зоны подводящих каналов (каналами миграции выступали разломные зоны), по которым осуществляется вертикальная (или наклонная) инфильтрация флюида из фундамента вверх по разрезу; 2) флюидопроводящих горизонтов и участков, которые обеспечивают субгоризонтальную или пологонаклонную миграцию внутри пластов осадочных пород абалаской и тутлеимской свит. Каналы вертикальной миграции представляют собой разрывные нарушения разной кинематики, преимущественно вертикальные и наклонные. Разрывы могут как проходить из фундамента в чехол, так и развиваться только в чехле. На сейсмических данных разного масштаба хорошо заметны многочисленные сбросовые нарушения, рассекающие осадочный чехол (Рисунок 99). Эти разрывные нарушения являются наклонными, с углами падения не более 30-40 градусов» [Карпова и др., 2021].

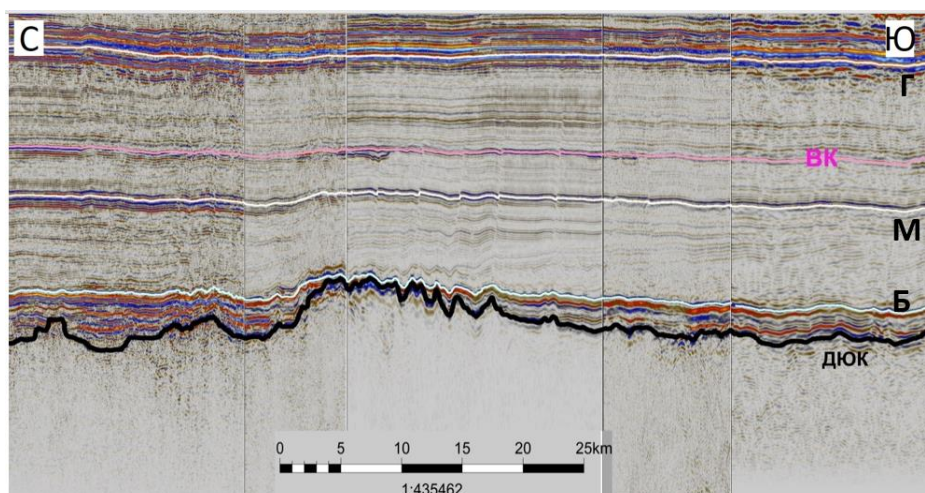


Рисунок 99. Фрагмент субмеридионального сейсмического профиля через Красноленинское поднятие;

ВК – кровля викуловских отложений, ДЮК – кровля доюрского комплекса, Б- кровля тутлеимской свиты, Г- кровля кузнецовской свиты

Поэтому в керне фиксируются узкие локальные зоны переработки - субвертикальными скважинами пересекаются несколько наклонных зон миграции флюидов разного химизма и разных температур.

Второй необходимый элемент гидротермальной системы – это флюидопроводящие горизонты, благодаря которым осуществлялась латеральная внутрипластовая миграция флюида, которой предшествовала субвертикальная миграция по разломам. Флюидопроводящими горизонтами выступали первично низкоглинистые, наиболее проницаемые для флюидов пласты и прослои карбонатного, фосфатного и кремнистого состава. Вопросы касающиеся того, в какие направления проходила миграция, была ли она восходящей или нисходящей, являются одними из главных, регулирующих предсказательную силу модели. Их же изучение крайне важно для предсказания территорий распространения коллекторов и флюидоупоров. Эти вопросы требуют дальнейшего изучения по более представительном скважинном материале из часто сети скважин. «Латеральная миграция флюидов по пластам приводит к неизбежному изменению минеральной матрицы, что полностью подтверждается наблюдениями в шлифах и данными измерений ФЕС. Эти изменения могут сводиться к двум типам: растворение компонентов и/или минералообразование. В той или иной степени в любой точке могут быть реализованы оба процесса в зависимости от влияния множества физико-химических параметров системы.

На изученных территориях выявлена взаимосвязь высокой степени преобразованности ОВ и обилия пустот выщелачивания в первично проницаемых низкоглинистых пластах радиоляритов, фосфоритов и спикюлитов [Фомина, 2022]. Гидротермальные растворы преимущественно (кроме зон вертикальной миграции) распространяются субгоризонтально по пластам низкоглинистых пород. Их влияние (растворение матрицы или минерализация) будет проявлено только на отдельных небольших интервалах керна, часто ограниченных мощностью этих не более 1-2 метров. При проведении исследований на более густой сети скважин возможно скоррелировать между скважинами эти участки, что позволит оценить и предсказывать в дальнейшем изменчивость коллекторских свойств и степень преобразованности ОВ в межскважинном пространстве.

Помимо увеличения коллекторских свойств во флюидопроводящих пластах, ускорения процессов нефтегазогенерации и формирования вторичных флюидоупоров, в зоне проявления тектоно-гидротермальных процессов могут формироваться трещинно-каверновые резервуары (*Рисунок 100*). Нам удалось провести расширенные исследования нескольких разрезов таких скважин, пробуренных на разных площадях во Фроловской и Среднеобской нефтегазоносных областях. Мощность трещиноватых нефтенасыщенных пород в изученных разрезах достигает 35 метров, трещины и каверны заполнены углеводородами. Скважины располагаются в непосредственной близости от разломных зон, ОВ характеризуется аномально высокой преобразованностью, соответствующей грациям МКЗ-4, оно практически полностью исчерпало свой генерационный потенциал. На этих стадиях катагенеза продуктом генерации является не только нефть, но и газ. Соответственно, в этих скважинах в притоке получен либо газ, либо нефть с высоким газовым фактором (*Рисунок 51*).

Таким образом, показано, что гидротермальные флюиды, проходя через осадочную оболочку, меняют свойства важнейших элементов нефтяной системы: нефтематеринских толщ, флюидоупоров и резервуаров. Выявленная связь зон развития трещино-каверновых и «сланцевых» резервуаров со степенью катагенетической преобразованности ОВ и с местами поступления гидротермальных флюидов в осадочный чехол позволяет создать новые методические приемы поиска и разведки скоплений УВ и расширить прогнозные критерии. Поиск и разведка скоплений УВ, формирование которых обусловлено воздействием гидротермальных растворов, предполагает учет влияния этого последнего фактора при исследовании элементов нефтяной системы. Разномасштабные исследования

должны быть ориентированы одновременно на прямую диагностику гидротермальных процессов (специализированные лабораторные методы), поиск ловушки и изучение резервуара, картирование зоны подводящих каналов и флюидопроводящих горизонтов определенной литологии и сопутствующей катагенетической аномалии на разных горизонтах осадочного разреза. А сам критерий наличия ПАК можно использовать в качестве одного из главных, указывающих на перспективы формирования УВ скоплений в высокоуглеродистых отложениях.

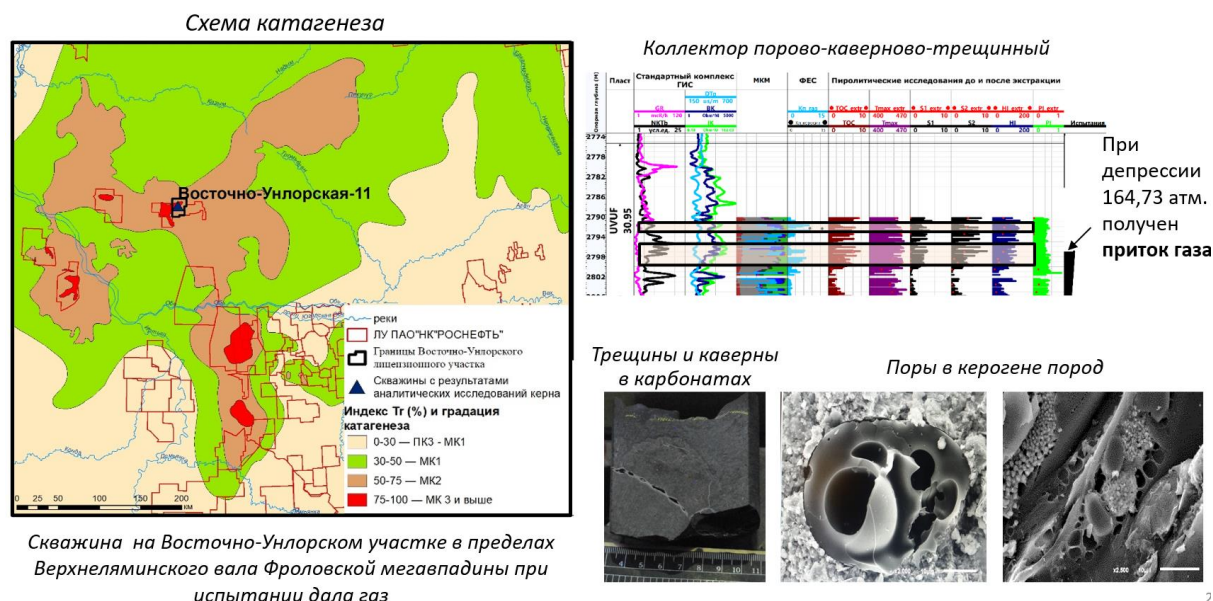


Рисунок 100. Газоносность БВУФ на территории Фроловской мегавпадины. Положение скважины на схеме катагенеза ОВ БВУФ, сводный геолого-геофизический планшет и элементы пустотного пространства

Таким образом, обосновано **четвертое защищаемое положение**: функционирование гидротермальных систем приводит к локальному разнонаправленному преобразованию пустотных объемов баженовской высокоуглеродистой формации, формированию положительных катагенетических аномалий, увеличению степени реализации углеводородного потенциала керогена.

ГЛАВА 7. СТРАТЕГИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ⁵

При прогнозе нефтегазоносности и оценке ресурсной базы БВУФ невозможно использование последовательности этапов и стадий ГРП, принятых для традиционных залежей. Рациональная организация процесса изучения недр при поиске скоплений УВ в БВУФ возможна только с учетом разномасштабной неоднородности БВУФ и закономерностей формирования и размещения скоплений УВ в разных типах нетрадиционных резервуаров.

Одной из первых концепций организации поисково-разведочных работ, базирующейся на подробном изучении свойств нефтематеринской толщи и процессов, происходящих в ней, является концепция Н.В. Лопатина [Лопатин и др., 1998, 1999]. Обоснованию необходимости применения иной последовательности и комплекса ГРП в сланцевых отложениях посвящены исследования Аверьяновой О.Ю. [Аверьянова, 2015].

В качестве основы для построения геологических моделей и формирования стратегии поисково-разведочных работ в БВУФ диссертаном предлагается систематика природных нефтегазонасыщенных пустотных объемов (*Рисунок 33*). Каждый уровень систематики детализирован по параметрам и описывает неоднородность мегарезервуара с известной степенью детальности. Таким образом, возможно сформулировать четкие требования к степени детализации строения БВУФ: конкретизировать масштабы выделяемых и описываемых на каждом уровне объектов и соответствующие масштабу комплексы методов получения информации (*Таблица 7*). Учет разномасштабной неоднородности БВУФ в геологоразведочном процессе позволяет существенно его рационализировать. Этапы геологоразведочных работ в БВУФ и характеристика объектов прогноза на каждом этапе приведены в таблице (*Рисунок 101*).

⁵ При подготовке данного Раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором в соавторстве, в которых, согласно «Положению о присуждении ученых степеней в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова», отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

13. Богатырева И. Я., Коточкова Ю. А., Балущкина Н.С., Хотылев О. В., Фомина М. М., Тюрина Н. А., Яблоновский Б. И., Калмыков Г. А. Структурно-фациальная типизация разрезов баженовской высокоуглеродистой формации Западо-Сибирского бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2024. – № 1. – С. 66-82. EDN: JIQPXW. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (2,222 печатных листа, авторский вклад 25%).

Таблица 7. Характеристика и комплексы методов изучения мегарезервуара БВУФ, основанная на выделении и изучении разномасштабных УВ-насыщенных пустотных объемов

Разномасштабные УВ-насыщенные пустотные объемы мегарезервуара БВУФ				
Уровни исследования	<i>Элементы матричного пустотного пространства</i>	<i>Элементы аматричного пустотного пространства (трещины и каверны), УВ-насыщенные породы (коллекторы, полуколлекторы)</i>	<i>Псевдогранулярные, «сланцевые», трещинно-каверновые и комбинированные резервуары</i>	<i>Ассоциация резервуаров и межрезервуарных флюидоупоров структурно-фациальной зоны</i>
Характеристики мегарезервуара БВУФ на соответствующих уровнях	Минерально-компонентный состав, микроструктура, элементы и структура пустотного пространства Генезис пустот, стадийность их формирования, масса подвижной нефти, керогена, сорбированных углеводородов: УВС и ГАС	Кровля и подошва нефтенасыщенных пород, литологический состав и петрофизические свойства нефтенасыщенных пород, продуктивные интервалы разреза, соотношение коллекторов и полуколлекторов, стратификация разреза, катагенетическая преобразованность, остаточный генерационный потенциал. Структура пустотного пространства трещинно-каверновых коллекторов. Линейные запасы подвижной нефти и ресурсы сорбированных УВ	Обстановки седиментации и попластовая межскважинная корреляция пластов, латеральная изменчивость литологического состава. Структурная неоднородность, разломная тектоника, структурно-вещественное строение фундамента. Литологические пласты и литолого-стратиграфические коррелируемые уровни разреза. Типы резервуаров, композиция пластов в составе резервуаров. ПАК. Площадь распространения скоплений подвижной нефти. Запасы и ресурсы	Структурно-фациальные районы, типовое строение разреза, соотношение элементов нефтяной системы, структурно-вещественный состав фундамента, тепловые потоки, история геологического развития
Модели	Модель структуры пустотного пространства,	Петрофизические интерпретационные модели,	Модели седиментации, модели функционирования гидротерм,	Бассейновая модель и региональная петрофизическая модель

	флюидодинамическая модель	модели коллекторов и полуколлекторов	3Д цифровая модель месторождения	
Комплексы методов	Рентгеновская микротомография, рентгено-структурный, рентгено-флуоресцентный анализы, электронная микроскопия, стандартная петрография, органическая и минеральная геохимия, лабораторная петрофизика	ГИС, ПГИ, МЭР, ГТИ, профильные измерения, биостратиграфия, органическая геохимия, пластовые давления и температуры	ГИС и петрофизика, 3Д сейсморастведка, 2Д локальная сейсморастведка, ВСП.	2Д региональная сейсморастведка, структурные карты по основным отражающим горизонтам, гравирастведка, магниторастведка.

Уровень работ	Размеры объектов прогноза	Объект прогноза/исследования
Скважинный	$n \text{ м} \div n*10 \text{ м}$	Нефтегазонасыщенные интервалы разреза
Скважинный Породный	$n \text{ мм} \div n \text{ м}$	Нефтенасыщенные породы, слагающие коллекторы и полуколлекторы, типы коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства и флюидонасыщенность
Скважинный Микро	$m*\mu\text{м} \div n \text{ мм}$	Структура пустотного пространства нефтенасыщенных пород
Локальный	$n \text{ км}^2 \div n*1000 \text{ км}^2$	Площадное распространение резервуаров и связанных с ними скоплений подвижной нефти
Зональный	$n*1000 \text{ км}^2 \div n*10\,000 \text{ км}^2$	Перспективные участки, в которых ожидается развитие «сланцевых», псевдогранулярных и трещинно-каверновых резервуаров
Региональный	$n*10\,000 \div n*100\,000 \text{ км}^2$ (5-20% территории распространения БВУФ)	Структурно-фациальные зоны с характерной совокупностью резервуаров и межрезервуарных флюидоупоров. Перспективные участки для поиска «сланцевых» резервуаров

Рисунок 101. Этапы геологоразведочных работ и объекты прогноза в БВУФ

7.1. Этап работы со скважинными данными

Результаты опробования БВУФ являются единственным прямым источником информации о наличии коллектора, а опробования после ГРП - о наличии полуколлектора. На основании косвенных исследований (повышенные показания газокаротажа при ГТИ, наличие пористости по данным ЯМК, наличие трещин по данным каротажа ФМІ или широкоплоского акустического каротажа) выявляются скважины, которые вскрыли коллектор или полуколлектор БВУФ. Для определения типа коллектора и его принадлежности к тому или иному нетрадиционному резервуару необходимы отбор керн и его исследование. Результаты исследований керн будут лежать в основе планирования всех последующих работ. По данным керн в совокупности с результатами ЯМК, опробований и опытно-промышленной эксплуатации, выделяются продуктивные интервалы. В БВУФ отсутствие притока при испытании не всегда указывает на неперспективность разреза: «сухая» при обычном испытании скважина после ГРП может дать промышленный приток. Поэтому на керне как приточных, так и неприточных скважин проводятся геохимические исследования для выделения нефтенасыщенных пород. Если в результате исследований не выявлены нефтенасыщенные породы, а данные опробования свидетельствуют об отсутствии притока, то скважина относится к непродуктивной и комплекс работ по исследованию резервуара в ней не проводится. Получаемые при исследовании данные являются базой для построения разномасштабных моделей строения БВУФ, однако не позволяют судить о строении резервуара и слагающих его нефтенасыщенных породах.

Если в керне выявляются нефтенасыщенные интервалы, то дальнейшие исследования проводятся по расширенной программе (*Рисунок 102*), позволяющей получить комплексную характеристику нефтенасыщенных пород, и тем самым определить их принадлежность к коллекторам/полуколлекторам в составе разных типов нетрадиционных резервуаров, провести обоснование линейных подсчетных параметров, подсчет линейных запасов, построить петрофизические интерпретационные модели (*Рисунок 103*) и оценить подвижность УВ (флюидодинамические модели) в системе порового пространства, а также выявить следы гидротермальных процессов. Методики исследования керна БВУФ и вмещающих флюидов, результаты исследований, принципы интерпретации данных каротажа в высокоуглеродистых отложениях, описаны в многочисленных работах диссертанта с коллегами [Балушкина и др., 2012, 2019, Бычков и др., 2016, Калмыков и др., 2016, Билибин и др., 2015 и др.]. Подтвердить наличие коллекторского интервала и уточнить его нефтенасыщенную мощность возможно с помощью информации о притоках, проведенных попластовых испытаниях или по данным ЯМК. На рисунке (*Рисунок 104*) приведен геолого-геофизический планшет для скважины Ем-Ёговского месторождения с результатами определения пористости по методу ЯМК. Алгоритмы расчета линейных запасов приведены в патенте #RU 2 681 801 С1.

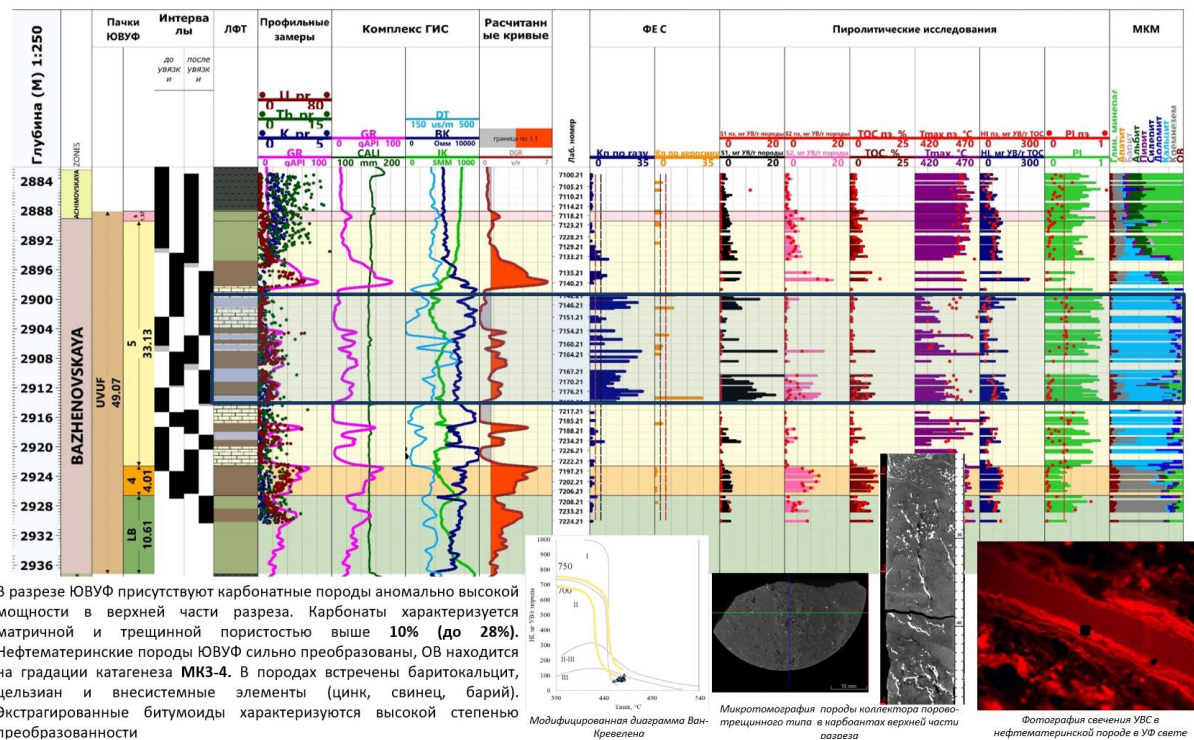


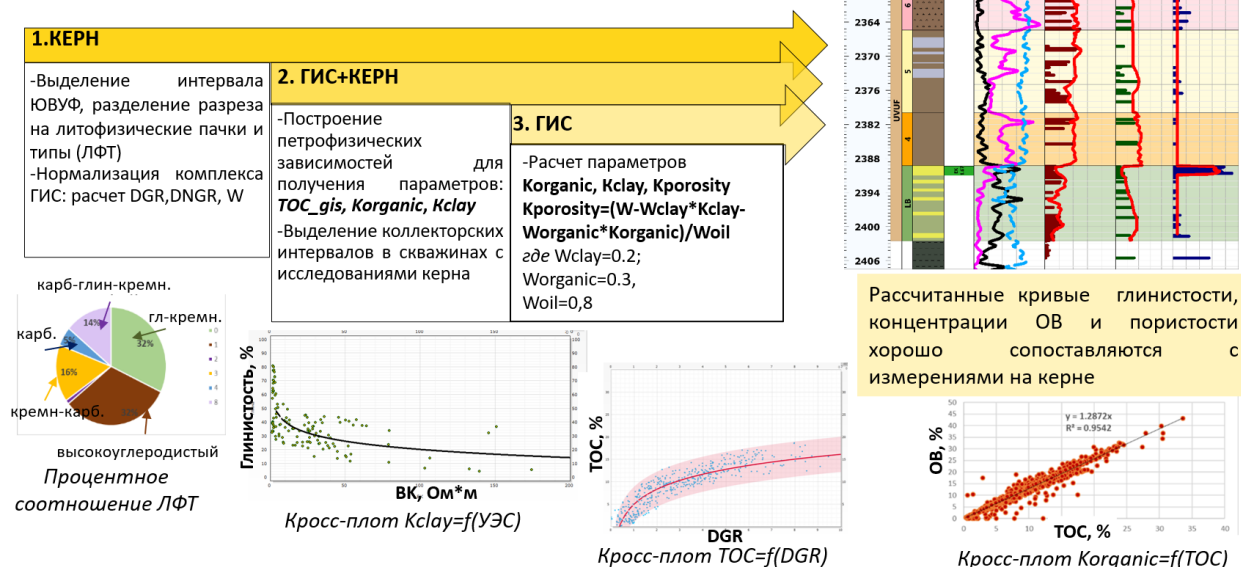
Рисунок 102. Пример результатов комплексных исследований трещинно-кавернового резервуара пород БВУФ, ОВ и вмещающих флюидов. Салымское месторождение

Исследования были проведены по расширенной программе, которая, помимо обязательных для высокоуглеродистых отложений, включает также рентгеновскую макро- и микротомографию нефтенасыщенных пород, выявление минералов маркеров гидротермальных процессов

Каждый нетрадиционный резервуар характеризуется индивидуальными поисковыми критериями, композицией пластов разреза, и спецификой структуры пустотного пространства нефтенасыщенных пород. Поэтому стратегия нефтегазопроисловых работ последующих этапов выстраивается в зависимости результатов исследования керна (п.7.2).

Алгоритм расчета пористости для последующей оценки запасов отличается от стандартного:

- Строится зависимость содержания глинистых минералов, определенных на керне, от сопротивления,
- Зависимости ТОС-ОВ, ТОС-ДГК строятся с учетом разного катагенеза,
- Расчет Кпп ведется только в ППИ с настройкой на базовых скважинах



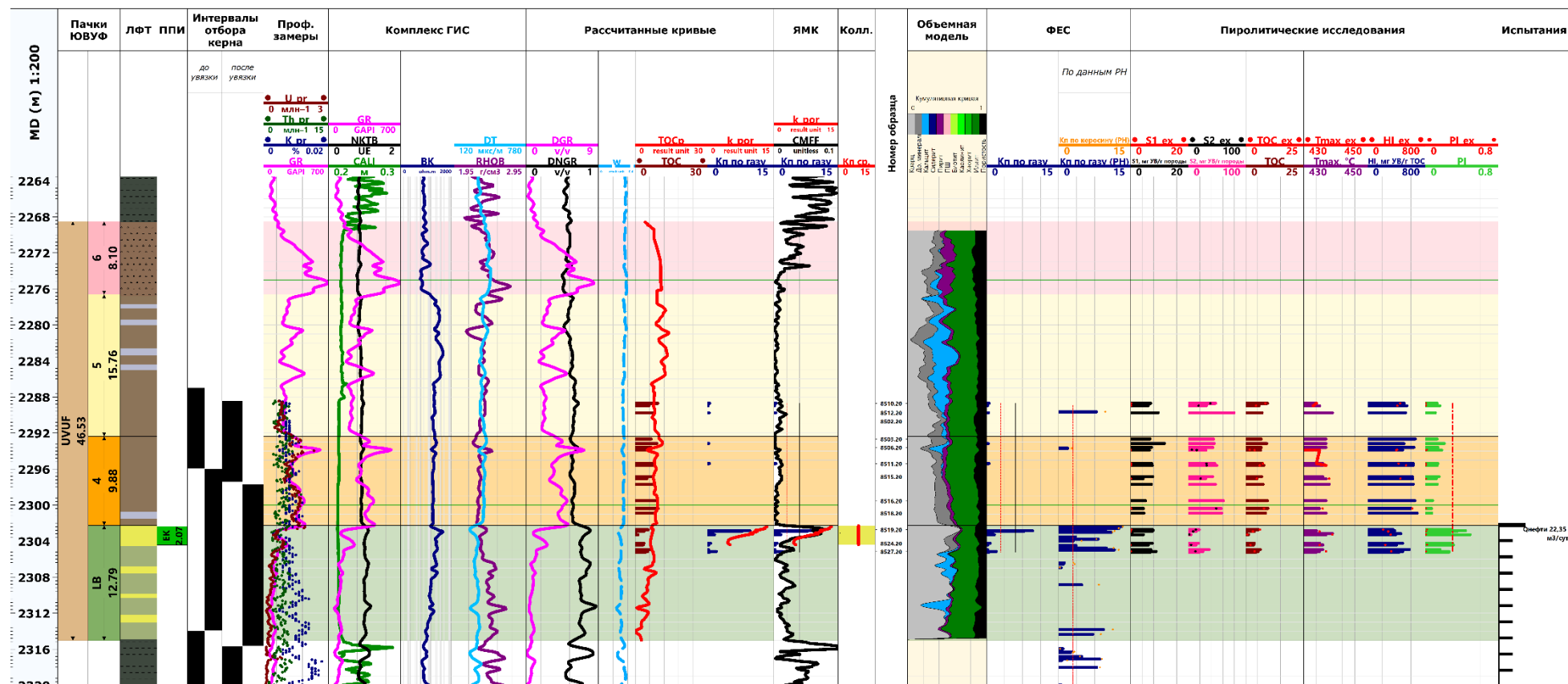


Рисунок 104. Геолого-геофизический планшет для скважины Ем-Еговского месторождения. Результаты выделения коллектора в разрезе скважины по данным ЯМК и по величине коэффициента пористости в совокупности с параметрами пиролиза, сопоставимы между собой

Скважинный микроуровень – это работы по изучению и моделированию структуры пустотного пространства коллекторов и полуколлекторов. Размеры изучаемых на этом уровне объектов: $n \cdot \mu\text{м} \div n \text{ мм}$. Модели строятся по результатам специализированных исследований коллекции керн нефтенасыщенных пород в результате комплексной интерпретации методов растровой электронной микроскопии, петрографии и рентгеновской макро- и микротомографии [Gerke К.Е., 2013]. Так, на рисунке ниже приведены модели структуры пустотного пространства полуколлектора в составе «сланцевого» резервуара (Рисунок 105 а), охарактеризованного керном скважины Приразломного месторождения, а также структура пустотного пространства полуколлектора в составе псевдогранулярного резервуара, вскрытого скважиной на Средне-Назымском месторождении (Рисунок 105 б). В обоих случаях объем порового пространства ниже величины 5.3%, которая является граничной для разделения коллекторов и полуколлекторов.

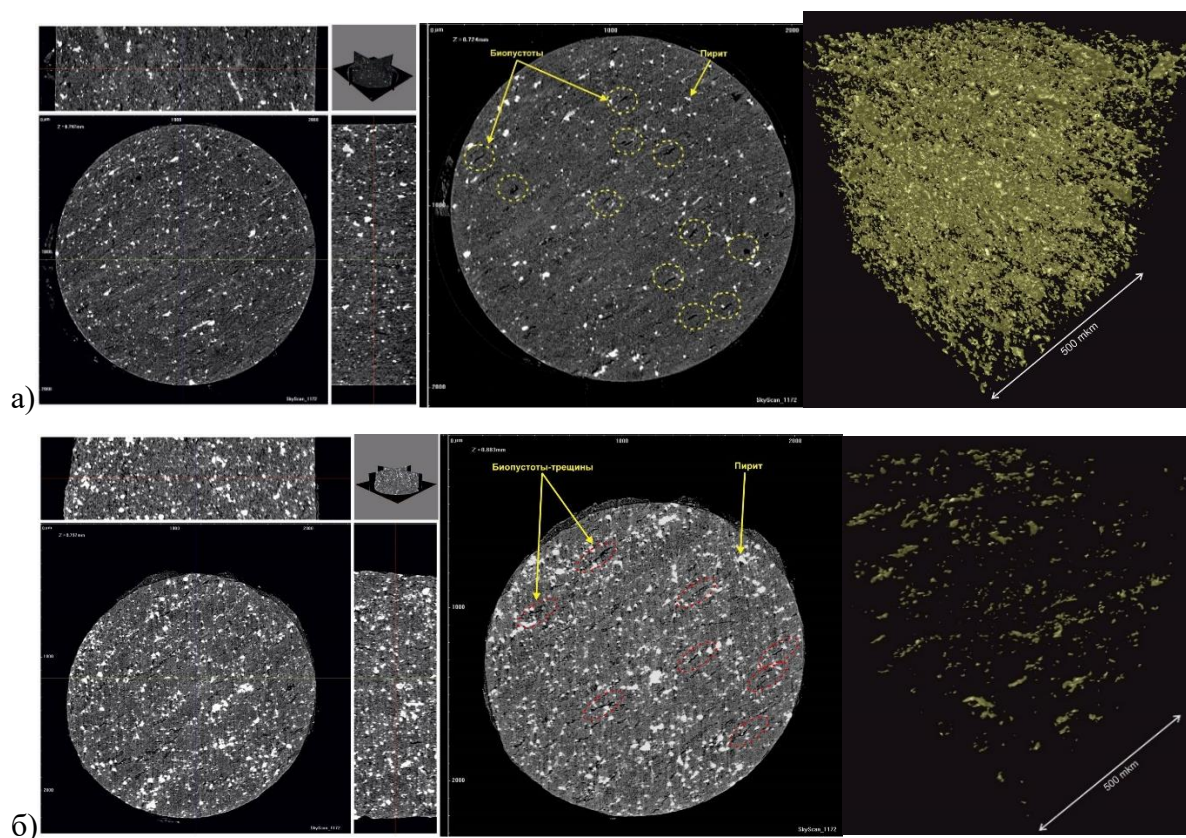


Рисунок 105. Плотностные рентгеновские сечения и объемные модели структуры пустотного пространства а) полуколлектора в составе «сланцевого» резервуара, Приразломное месторождение, б) полуколлектора в составе псевдогранулярного резервуара, Средне-Назымское месторождение

В первом случае пустотное пространство представлено микропорами керогена и минеральной матрицы, равномерно распределенными во всем объеме породы, повторяя распределение ОВ, и единичными, не связанными между собой пустотами растворения скелетов радиолярий и межагрегатными пустотами. Сообщаемость пустотного пространства обеспечивается за счет связанности кремнистых микролинз и микролинз керогена между собой. Во втором случае пустоты относятся к мезо- и макропорам по размеру, сформированы в результате растворения скелетов радиолярий и последующего выноса вещества. Малый объем пустотного пространства и изолированный характер пор обусловлен процессами пиритизации порового пространства, что привело к ухудшению как пористости, так и проницаемости отложений, утрате нефтенасыщенной породой коллекторских свойств.

Исследования на микроуровне необходимы для планирования процесса разработки и подбора оптимальных способов интенсификации притока в зависимости от строения пустотного пространства: для псевдогранулярных резервуаров наиболее эффективным будет воздействие на систему пустотного пространства для увеличения объема и сообщаемости пустот (глино-кислотная, соляно-кислотная обработка призабойной зоны, гидроразрыв пласта и др.); для «сланцевых» резервуаров это увеличение площади дренирования за счет бурения горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта; для трещинно-каверновых – увеличение проницаемости трещин, их сообщаемости между собой и с матрицей (*Рисунок 106*).

7.2. Оконтуривание участков ожидаемой продуктивности

Объектами прогноза на следующем этапе работ являются контуры ожидаемой промышленной продуктивности, ограниченные распространением резервуара, площадь которых варьирует в диапазоне $n \text{ км}^2 \div n \cdot 1000 \text{ км}^2$. Материалами для работы служат данные испытаний и эксплуатации скважин, пластовые давления и температуры, комплексы ГИС, данные 3Д-сейсморазведки.

На этом этапе по индивидуальным критериям оценивается площадное распространение «сланцевых», псевдогранулярных, трещинно-каверновых резервуаров и их разнообразных комбинаций. Так, псевдогранулярные резервуары приурочены к пластам кремнистого, карбонатного, фосфатного и смешанного состава, поэтому прогноз их площадного распространения базируется на совместном анализе изменчивости обстановок осадконакопления и интенсивности вторичных преобразований, приведших к

формированию широкого спектра пустот и улучшению фильтрационно-емкостных свойств пород (*Рисунок 36*).

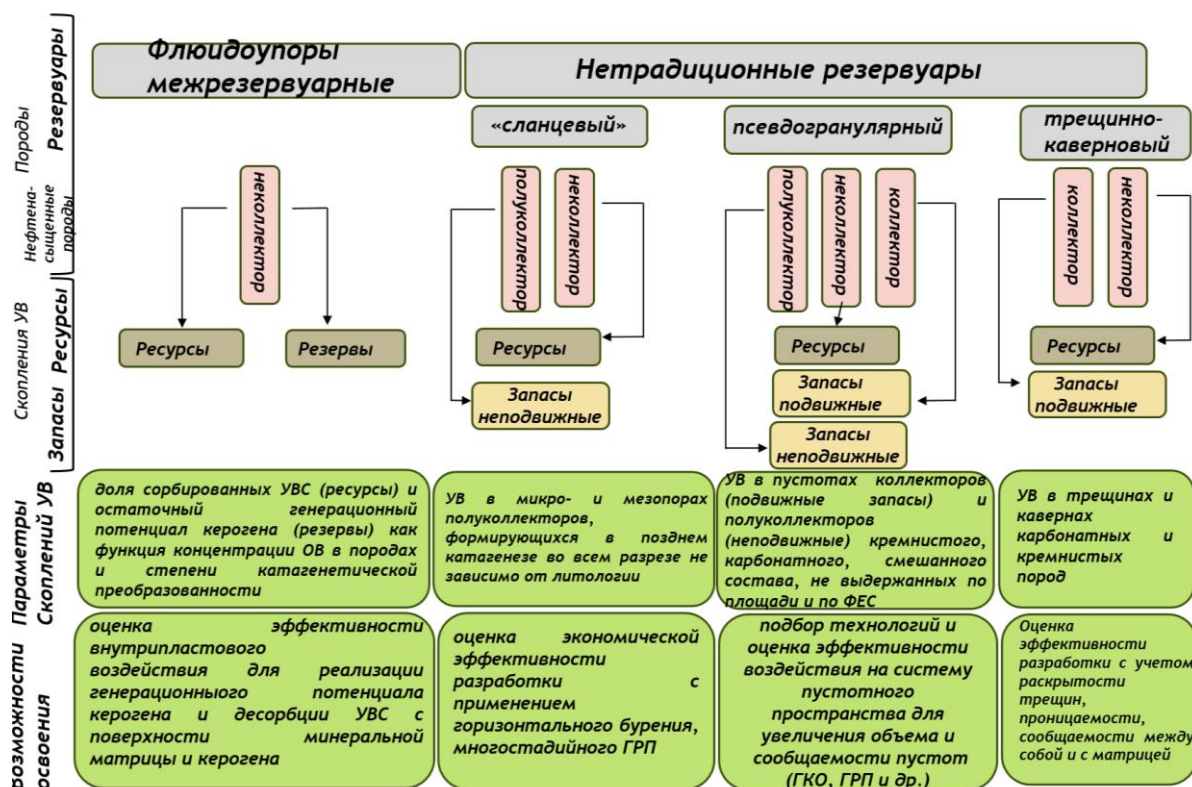


Рисунок 106. Характеристика скоплений УВ в БВУФ и подходы к их освоению

По данным керна и комплексу ГИС с учетом структурного строения территории строятся модели седиментации БВУФ, прогнозируется литологическое строение разрезов в межскважинном пространстве и изменчивость этого строения, анализируется направленность вторичных преобразований в потенциально продуктивных пластах. Псевдогранулярные резервуары формируются в радиоляритах дистальной части течения уже на стадии катанеза МК1, для них повышенные пластовые давления и пластовые температуры не являются обязательными (*Рисунок 76*). В зависимости от степени изменчивости коллекторских свойств, псевдогранулярные резервуары состоят из полукolleкторов и коллекторов в различном соотношении. Промышленные притоки нефти из коллекторов возможно получить без специальных геолого-технических мероприятий, поэтому для запасов нефти в таких коллекторах предлагается дать условное название «подвижные запасы», тогда как запасы нефти в полукolleкторах называть «неподвижными» (*Рисунок 106*).

Напротив, площадь распространения «сланцевых» резервуаров контролируется степенью катагенеза, который отвечает грациям МКЗ и выше. На этих территориях, вследствие

активных процессов генерации углеводородов, пластовые давления и температуры повышены (*Рисунок 76*). Это могут быть как обширные территории регионального повышенного катагенеза погружения, как в северных районах Западно-Сибирского бассейна, так и локальные участки положительных катагенетических аномалий, образованных вследствие гидротермального воздействия (к примеру, Каменная площадь Красноленинского месторождения). Последние выявляются при специальных исследованиях керна, однако их картирование дистанционными методами ГИС и сейсморазведки затруднено. Основным признаком таких зон являются ПАК. «Сланцевые» резервуары слагаются в основном полуколлекторами, промышленные притоки из них возможны после проведения ГРП. Запасам нефти в полуколлекторах «сланцевых» резервуаров, также как и псевдогранулярных, предлагается дать условное название «неподвижные» (*Рисунок 106*). Целесообразность вовлечения их в разработку определяется не только геологическими, но и технологическими факторами. Трещинно-каверновые резервуары непосредственно в БВУФ, а не подстилающих отложениях абалакской и георгиевской свит (которые части индексируются как пласт КС1 в Салымском районе или ЮКО-1 в Красноленинском районе, а также и их аналоги) редки, приурочены к разломным зонам. На сегодняшний день разработан ряд авторских методик по выявлению зон природной трещиноватости в БВУФ по данным сейсморазведки [Фурсов, 2005, Глухманчук, 2012 и др.]. На *Рисунок 107* показано положение скважины на фрагменте временного разреза Салымскую структуру. Скважина находится вблизи купола структуры. В интервале ниже- и среднеюрских отложений наблюдаются многочисленные, предположительно разрывные, нарушения, амплитуда которых уменьшается вверх по разрезу. В верхнеюрских отложениях смещений фаз не наблюдается и предположить наличие разломов можно только по динамике отражений. Анализ керна показывает, что скважина прошла через разломную зону и вскрыла трещинно-каверновый резервуар. Приведенный пример показывает, что данные о наличии или отсутствии разломов в верхнеюрском интервале достаточно субъективны. Кроме того, даже флексур на сейсмическом разрезе может быть признаком наличия зоны трещиноватости.

Выделенные диссертантом с коллегами контуры ожидаемой промышленной продуктивности подтвердились результатами бурения и опробования, в частности, на Назымском и Северо-Демьянском месторождениях (*Рисунок 108*).

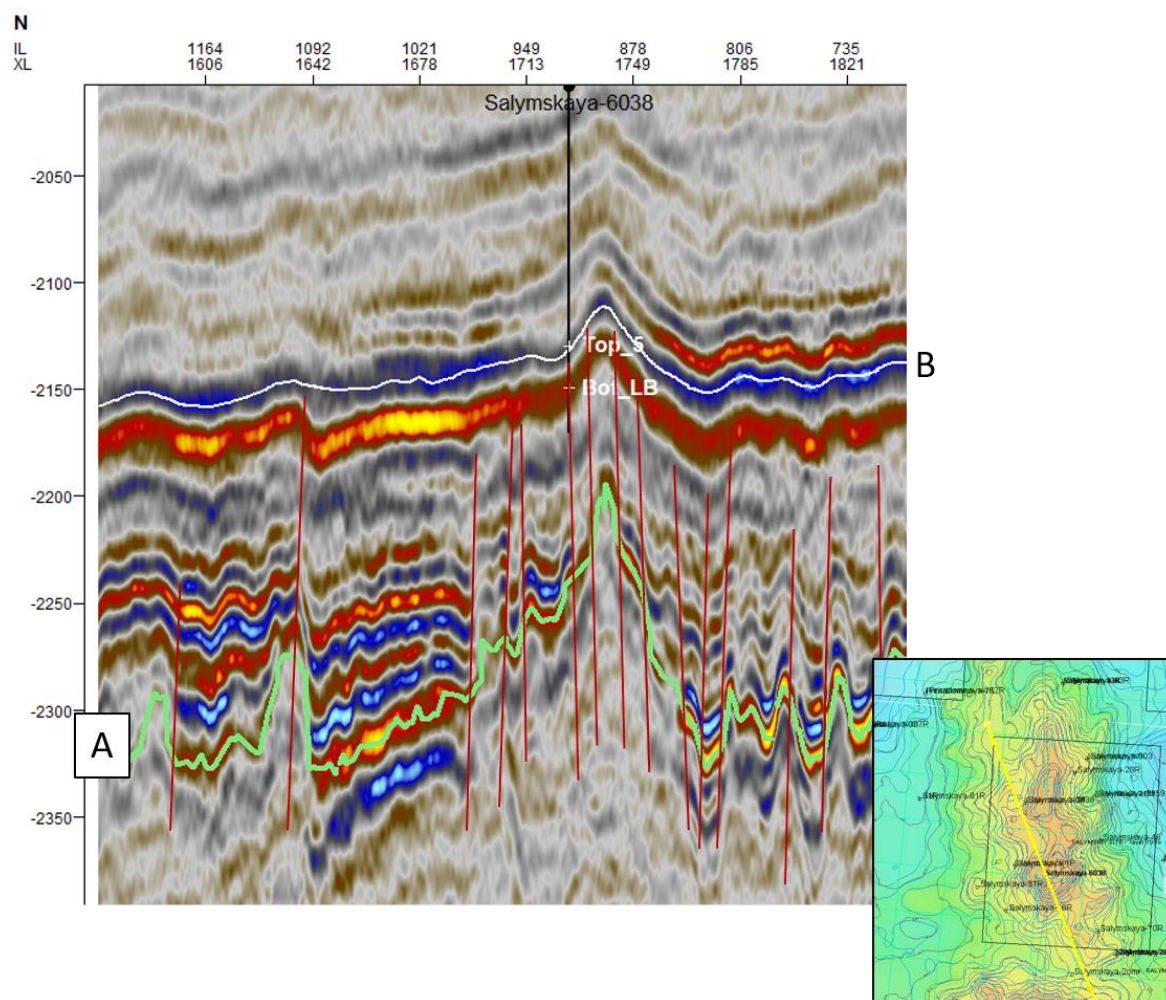


Рисунок 107. Фрагмент временного разреза через скв.6038. Салымское месторождение

Часто скважинами вскрываются не один, а два или три резервуара, разнообразные комбинации которых («комбинированный резервуар») и определяют разномасштабную неоднородность всего регионального резервуара и затрудняет выработку четких критериев прогноза площадного распространения зон ожидаемой промышленной продуктивности. Так, к примеру, на *Рисунок 64* приведен разрез скважины, которая вскрыла все три резервуара: «сланцевый», псевдогранулярный в радиоляритах и трещинно-каверновый. Безусловно, участки БВУФ подобного строения являются наиболее перспективными. Прогноз зон, где в БВУФ ожидается развитие одного или нескольких резервуаров, проводится не только на локальном, но и на зональном и региональном этапах работы.

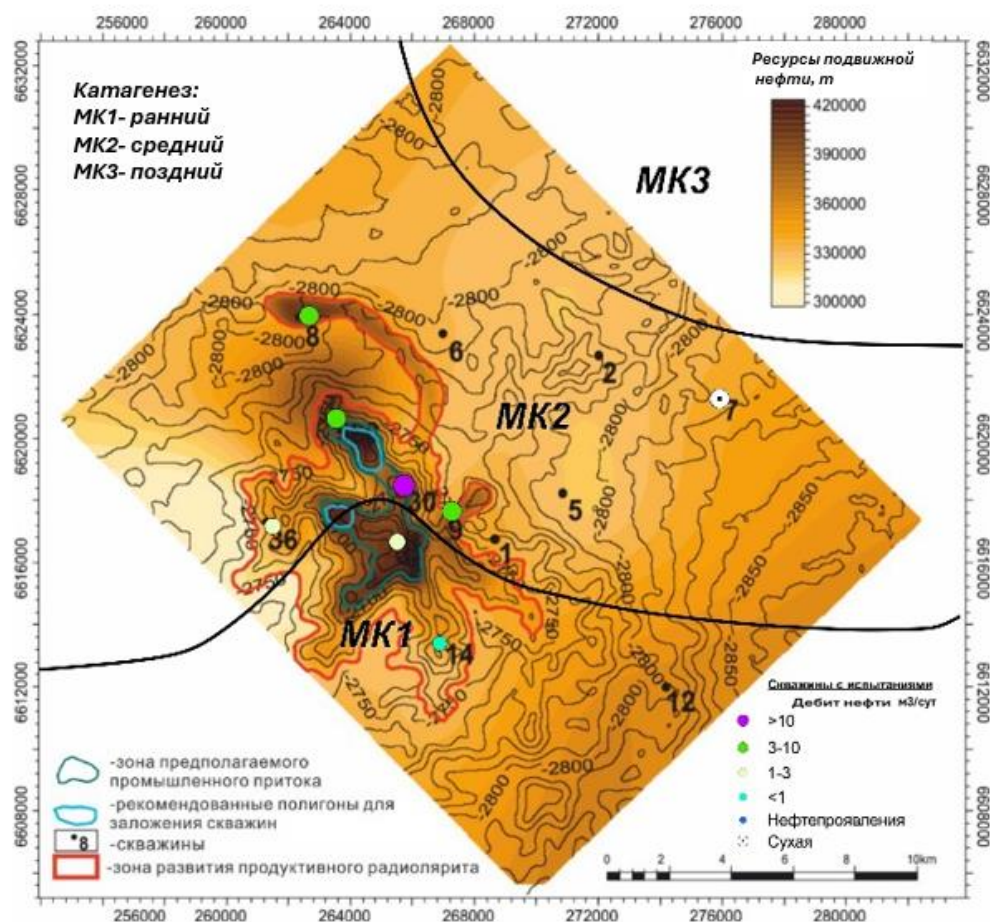


Рисунок 108. Пример выделения контура промышленной продуктивности, подтвержденный успешным бурением, на Северо-Демьянское месторождение

7.3. Зональный прогноз перспективных участков

На этом этапе объектами прогноза являются перспективные участки, в пределах которых ожидается развитие одного или нескольких типов нетрадиционных резервуаров и связанных с ними скоплений подвижной нефти. Размеры прогнозируемых участков варьируют в пределах $n \cdot 1000 \text{ км}^2 \div n \cdot 10\,000 \text{ км}^2$. В основу схемы поиска перспективных участков в отложениях БВУФ легли выявленные закономерности в формировании и латеральном распространении резервуаров. Ключевыми параметрами отложений, ответственными за формирование нетрадиционных резервуаров и обусловленную ими нефтегазоносность БВУФ, являются: обстановка седиментации; степень катагенетической преобразованности, участки гидротермальной проработки (Таблица 5). Результатом интерпретации ограниченного комплекса ГИС является литофизическая типизация и поплавовая корреляция отложений. Результаты исследований керна и структурные построения позволяют выделить аномалии катагенеза и следы гидротермальных

процессов, а привлечение данных магнито- и гравirazведки позволяет судить о структурно-вещественном строении фундамента и обусловленных этим строением гидротермальных системах.

«В качестве седиментационного критерия выбрано положение оси палеотечения и зоны его влияния на состав, мощность и выдержанность радиоляритов, а также предполагаемые зоны апвеллинга. Реконструкция контуров течения, зон апвеллинга и ранжирование территории по степени их влияния на седиментацию, основано на анализе строения разрезов всех изученных в рамках работы скважин» (*Рисунок 109*) [Коточкова и др., 2024]. Наилучшими свойствами в качестве потенциального резервуара (максимальная мощность, низкая глинистость, однородный состав) характеризуются радиоляриты проксимальной части течения. Такие радиоляриты описаны нами на Средне-Назымском, Ай-Пимском, Малобалыкском и других месторождениях. «Чаще всего скважинами вскрываются дистальные радиоляриты, которые имеют несколько худшие свойства: более высокая глинистость, часто нечеткие границы и невыдержанность по площади. Радиоляриты, формировавшиеся вблизи оси течения, развиты, к примеру, на Салымском месторождении. Выделена также территория отсутствия радиоляритов, которая на момент осадконакопления находилась за пределами действия течения. Это преимущественно территории Нижневартовского свода. Пласты фосфоритов, с которыми могут быть связаны коллекторы в верхней части разрезов, формируются на наиболее возвышенных участках палеорельефа и выявлены на некоторых площадях Красноленинского свода» [Балушкина и др., 2021] (*Рисунок 109*). Второй критерий - степень катагенетической преобразованности отложений. На схеме катагенетической преобразованности ОВ БВУФ (*Рисунок 78*) видно, что наибольшая зрелость ОВ наблюдается на севере ЗС, где установлено максимальное погружение кровли верхнеюрских отложений, а также на отдельных месторождениях Фроловской и Среднеобской зон: на Салымском, Ай-Пимском, Каменном, Восточно-Унлорском, а также прилегающих территориях. В ходе исследований диссертанта с коллегами было установлено, что зоны ПАК маркируют места поступления гидротермальных растворов в осадочные образования БВУФ (глава 6). Интенсивность катагенеза зависит от характера теплового поля и проявленности гидротермальных процессов. А.Н.Фомин пришел к выводу, что «градиент катагенеза ОВ с глубиной особенно значителен в районах, где мезозойские отложения перекрывают гранитные массивы, а также вдоль рифтов и активных флюидопроводящих разломов (Шаимский, Красноленинский, Салымский, Колтогорский).

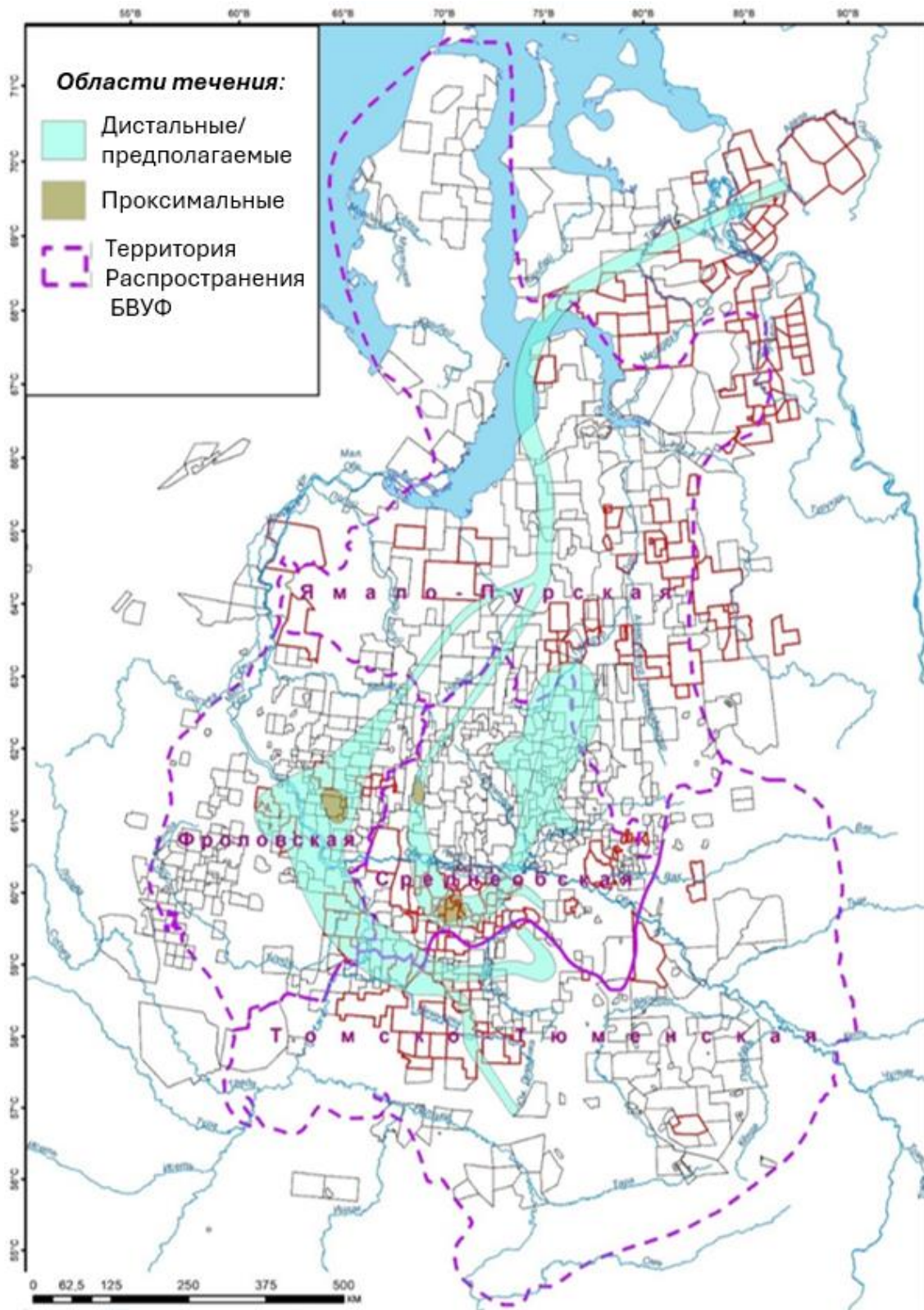


Рисунок 109 Схема области развития радиоляритов различных типов в пределах контуров течения, а также предполагаемой области апвеллинга на территории распространения БВУФ

На территориях с добайкальским возрастом складчатости фундамента, градиент катагенеза самый низкий» [Фомин, 2012]. Для их возникновения необходимо наличие проницаемых зон и самого флюида. По генезису, гидротермы можно разделить на условные группы: связанные с крупными гранитоидными массивами; их активность происходила существенно после формирования массивов; связанные с формированием и развитием пермь-раннетриасового вулканогенно-осадочного комплекса; они были активны синхронно или сразу после накопления вулканитов; связанные с региональными сутурными зонами, выполненными серпентинитами; их активность могла быть как при формировании этих зон, так и существенно позже.

Гидротермальные системы, связанные с гранитными массивами (Рисунок 110) приурочены к приконтактовым зонам наиболее крупных плутонов. Причин их развития, видимо, несколько: повышенный тепловой поток кислых пород и более легкая проницаемость приконтактовых зон массивов. Повышенный тепловой поток у кислых плутонов связан с более высокими, по сравнению с другими породами, содержаниями урана, тория и калия в них [Хуторской, Поляк, 2016]. Генерация теплового потока напрямую зависит от содержания упомянутых элементов и от вертикального размера интрузива, поэтому наибольший прогрев отмечается над самыми крупными массивами. По данным Майорова А.А., Хотылева А.О., «над мелкими массивами прогрев ОВ не фиксируется, что еще раз подчеркивает связь размеров массива со степенью преобразования ОВ и может являться доказательством участия собственного теплового поля гранитов в катагенетическом преобразовании. В эту же модель хорошо вписывается и преобразование ОВ над одним из массивов центральной части Красноленинского свода: массив погружается на восток [Хотылев и др., 2021], максимальная степень преобразования ОВ отмечается над погружающимся корнем массива (где его вертикальная мощность максимальна) в местах выхода массива на поверхность фундамента. Над обширным же языком основной его части, где мощность относительно мала, столь активного преобразования ОВ не отмечается» [Майоров и др., 2020]. Похожий механизм прогрева осадочного чехла, судя по разбросу величин катагенеза (глава 6), можно предполагать над гранитными массивами Салымским и Ляминским. Восходящее движение гидротермальных потоков будет проходить по субвертикальным и наклонным разрывным нарушениям, которые приурочены к зонам контакта устойчивых гранитных блоков с вмещающими породами. В самом осадочном чехле движение гидротерм будет определяться наличием проницаемых для потоков пластов (глава 6). Как отмечают

Майоров А.А. и Хотылев А.О., такое «сочетание приведет к тому, что подводящие каналы могут быть сосредоточены по границам массива (по разломам), а вот преобразование ОВ будет иметь место уже на большей площади за счет латеральной миграции. Судя по размаху гидротермальных систем в рогожниковском комплексе [Кирюхин. Шадрина, Пузанков, 2013], затронутыми могут оказаться площади на расстоянии до 10 км и более от питающего канала (разлома)» [Майоров и др., 2020]. Способствуют миграции флюида любого генезиса и системы прототектонических трещин, которые развиваются в кровельных частях гранитоидных плутонов. Такие трещины, распространены неравномерно и не повсеместно, что связано, скорее всего, с неравномерными темпами застывания массивов [Леонов и др., 2018].

Потенциальные гидротермальные системы в связи с ультрабазитовыми массивами

Гидротермальные процессы, приуроченные к сутурным зонам, формируются за счет высокой проницаемости пород серпентинитового меланжа, их неоднородности и обилия разрывных нарушений. Данных о вещественном составе этих образований не очень много, но в серпентинитах, особенно в выветрелых и дезинтегрированных, на сегодняшний день известны залежи легкой нефти и газа на Карабашевской, Усть-Балыкской, Фестивальной, Узбекской, Хултурской площадях, месторождениях Кальчинского массива [Шадрина и др., 2019]. Прямых подтверждений развития гидротерм в осадочном чехле над такими структурами нет. Для зон серпентинитового меланжа характерно развитие метасоматитов разного состава, в зависимости от состава попавших туда пород. Одновременно с этим, серпентиниты в силу своего состава являются одними из крупнейших концентраторов флюида, который способен выделять при разложении. В сочетании с высокой проницаемостью и трещиноватостью это делает зоны серпентинитового меланжа важным и интересным объектом [Перчук и др., 2015]. Существуют точки зрения, согласно которым при серпентинизации ультраосновных пород происходит генерация водорода и метана [Савельева и др., 2016].

Гидротермальные системы пермь-триасового возраста.

Интенсивность развития гидротермальных процессов в пермь-триасовом комплексе и их проявление в осадочном чехле крайне неравномерные. Известные сегодня месторождения УВ в этих образованиях приурочены к относительно небольшим структурам с вулканическими толщами в непосредственной близости от выходов дорифтогенного комплекса фундамента. Притоки нефти дебитом 204 м³/сут получены из

пепловых туфов на Даниловском месторождении. На Потанайском месторождении их игнимбритов получены промышленные притоки дебитом 9,6 и 118,8 м³/сут. В пепловых туфах нефтепроявления установлены на Урьевском месторождении [Яцканич, 2003]. Признаки нефти и битумов в керне эффузивов триаса выявлены в скважинах Хохряковская, Пермьяковская. Притоки газа получены из трещиноватых коллекторов триаса в скв. 4П Ершовая [Усманов и др., 2008]. На Северо-Рогожниковском месторождении промышленные притоки нефти получены из доюрских отложений, на рядом расположенном Средне-Назымском месторождении. Недоизученным остается вопрос распространения этих самых гидротермальных систем, приуроченности их к определенным структурам. А.В. Кирюхин с коллегами [2013] предполагают, что подводными являются жерловые аппараты, по которым и происходит миграция вверх гидротермальных растворов. Вулканические аппараты с большой вероятностью были приурочены к рифтовым структурам или кальдерам, и в их пределах максимальная степень переработки пород будет вокруг разломов, которые ограничивают структуры, так как жерловые тела тоже формируются в первую очередь по ослабленным зонам на границах вулканогенных структур [Тихомиров и др., 1992]. Неравномерность распределения кислого и основного вулканизма усиливает действие гидротерм. В локальных зонах видимо сильнее развиты кислые вулканы, которые в силу петрологических особенностей легче подвергаются гидротермальной переработке. На основании интерпретации гравимагнитных данных и сейсмометрии, с учетом карт фундамента, построенных Рихтер Я.А., Ивановым К.С., Цимбалюком Ю.А., выделены зоны гидротермального изменения в фундаменте, приуроченные: к контактам гранитных интрузий с вмещающими породами, к зонам контакта блоков фундамента разного состава, к зонам излияния вулканитов Р-Т возраста (*Рисунок 110*).

Степень достоверности представленных здесь построений определяется во многом полнотой фактических данных. Поэтому степень изученности территории и полнота кондиционных керновых данных, пригодных для интерпретации, также были учтены в прогнозе (*Рисунок 111*). По плотности покрытия керновой информацией область работ подразделяется на 3 зоны: зона наличия информации, условной информативности и отсутствия информации. Плотность скважин с керновыми данными в радиусе 100 км высокая в центральной части, относящейся к Ханты-Мансийскому автономному округу, а на юге и севере Западной Сибири плотность минимальна.

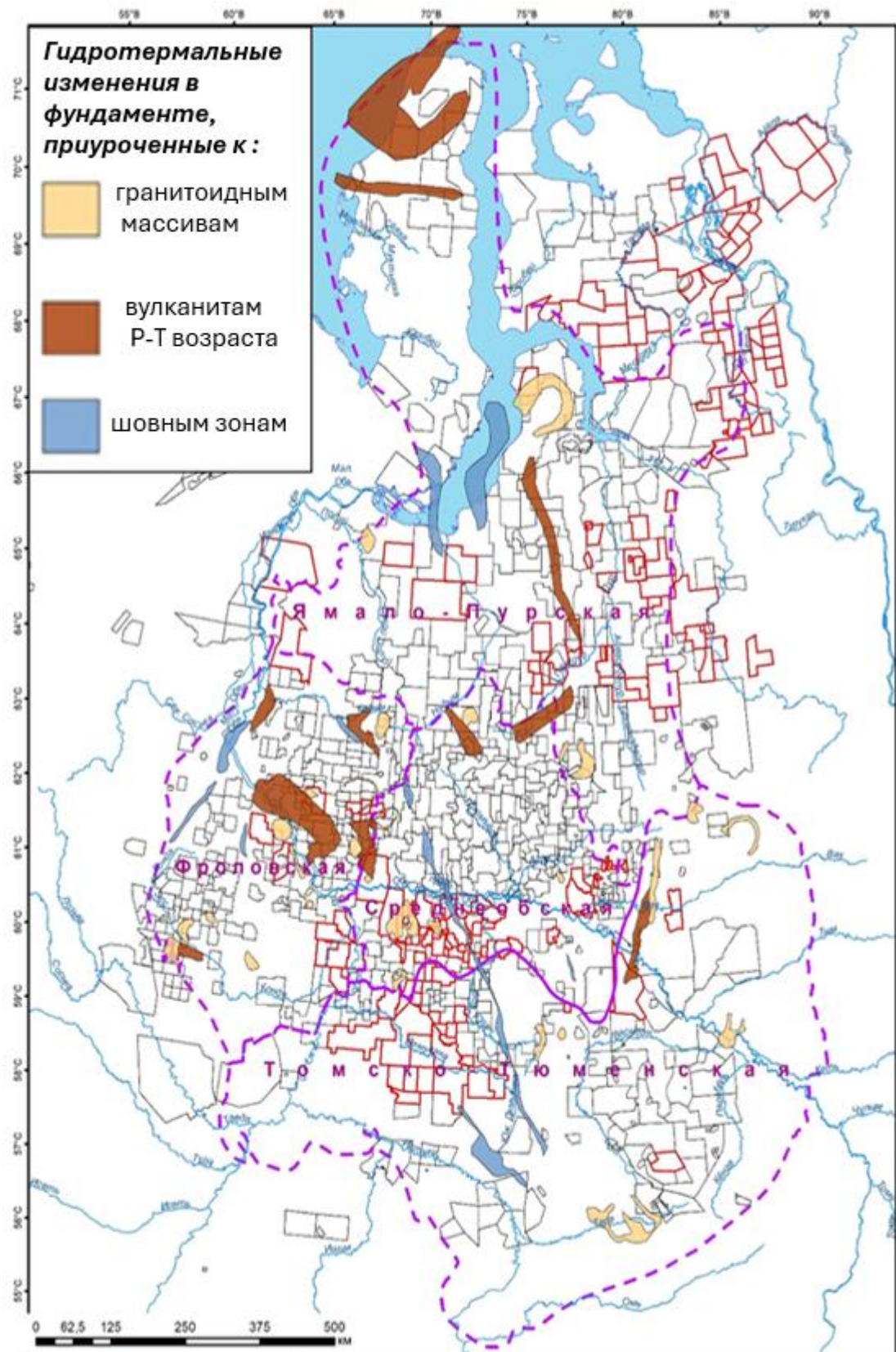


Рисунок 110. Схема положения зон гидротермальных изменений в фундаменте

Для каждого критерия была построена схема распределения его по площади исследования и проведено ранжирование по степени влияния на формирование и свойства резервуара (Таблица 8). В качестве параметра, характеризующего вероятность успешного бурения, был выбран четырехкатегорийный признак Р, значения которого представлены в таблице (Таблица 9). Для всех возможных комбинаций критериев было проведено ранжирование итоговой перспективности: 1-низкая, 2- средняя, 3- выше среднего, 4- высокая.

Ранжирование проводилось на основе экспертного анализа всех имеющихся материалов методом геологической аналогии. В качестве эталонов выбирались хорошо изученные месторождения и площади, которые отражают разные благоприятные комбинации факторов и для которых установлены особенности строения резервуара ключевые параметры нефтеносности.

Таблица 8. Перечень ключевых параметров прогноза, количество и значения категорий, использованных при ранжировании территории по каждому параметру

Фактор формирования резервуара	Количество категорий при ранжировании	Значения категорий	Расшифровка значений
Катагенез	4	1,2,3,4	1-Катагенез ПКЗ-МК1, TR 0-30 % 2-Катагенез МК1, TR30-50% 3-Катагенез МК2, TR 50-75% 4-Катагенез МК3 и выше, TR 75-100 %
Седиментация	5	1,2,3,4,5	1 – отсутствие радиоляритов 2 – дистальные радиоляриты 3 - проксимальные радиоляриты 4 – два и более пластов радиоляритов 5 – длительное течение и апвеллинг
Гидротермальная деятельность	2	1,2	1 – в зоне действия гидротерм 2 – вне зоны действия гидротерм
Степень изученности территории	4	1,2,3,4	1- нет данных по исследованиям керн или не кондиционные 2-единичные скважины на большом удалении друг от друга 3-многочисленные скважины 4-многочисленные скважины в пределах одного участка

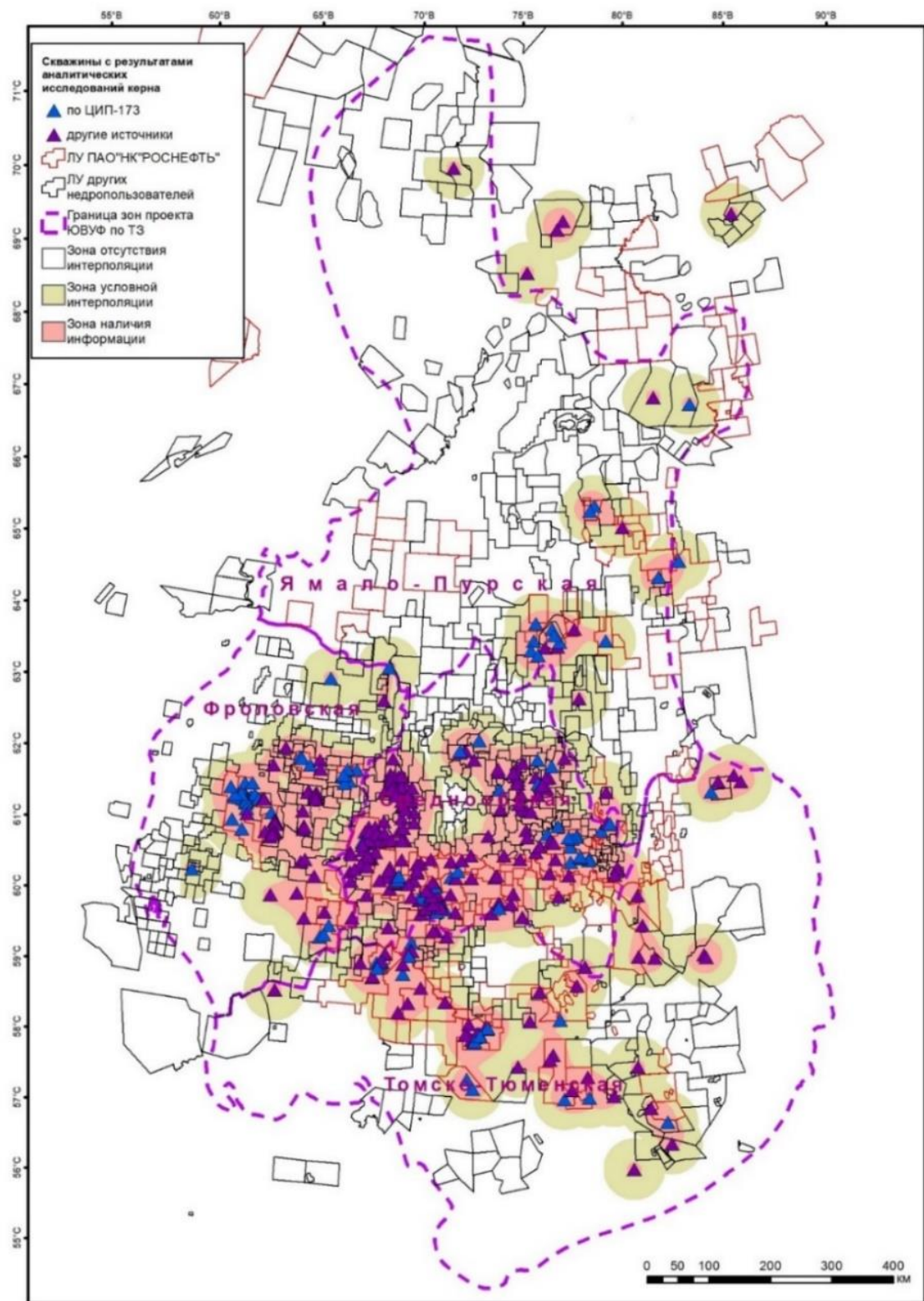


Рисунок 111. Схема плотности покрытия данными по исследованию керна

Таблица 9. Значение категорий вероятности успешного бурения

Значение Р	Вероятность успешного бурения
1	низкая
2	средняя
3	выше среднего
4	высокая

Итоговая вероятностная схема успешного бурения скважин с целью выявления залежей подвижной нефти в отложениях БВУФ построена для всей территории ее распространения и приведена на *Рисунок 112*. Выделенный ряд перспективных объектов представляют собой территории, в пределах которых рекомендуется дальнейшее оконтуривание залежей.

7.2.Региональный прогноз

Объектами регионального прогноза являются территории близкого геологического строения, в каждой из которых БВУФ имеет характерное строение разреза- структурно-фациальные зоны. Размеры выделяемых структурно-фациальных зон варьируют в пределах $n \cdot 10\,000 \div n \cdot 100\,000 \text{ км}^2$. Каждая структурно-фациальная зона имеет индивидуальные особенности геологического строения территории, типовое строение разреза БВУФ, выраженное в объеме и полноте литологических пачек, соотношении слагающих их литологических пластов и закономерностях их площадного распространения. Свойства БВУФ и ожидаемую ассоциацию резервуаров в каждой структурно-фациальной зоне можно определить по петрофизическим связям и количественным зависимостям между минеральным составом и физическими свойствами пород при углубленном изучении БВУФ каждой зоны.

Также на региональном этапе оценивается степень катагенетической преобразованности отложений, обусловленная региональным катагенезом погружения. Территории, на которых катагенез погружения БВУФ превышает градации МКЗ, могут быть оценены как перспективные для развития «сланцевых» резервуаров – «sweet spots».

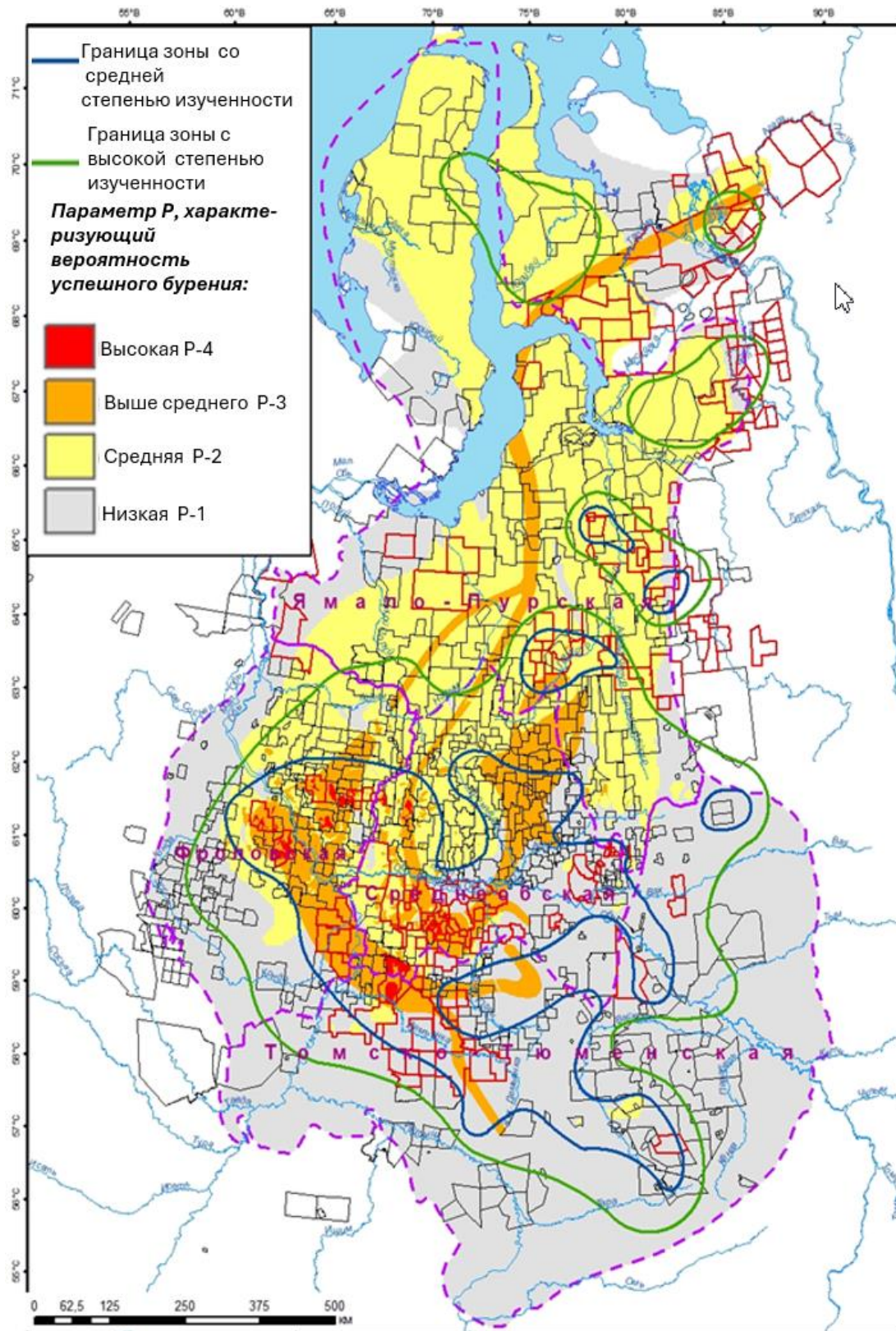


Рисунок 112. Вероятностная схема успешного бурения с целью обнаружения резервуара и дальнейшего оконтуривания скоплений подвижной нефти

Прогноз участков развития псевдогранулярных и трещинно-каверновых резервуаров на региональном уровне без прямой керновой информации провести невозможно.

Структурно-фациальная зональность и типы разрезов БВУФ

Основой для структурно-фациального районирования ЗСНГБ «по соответствующим типам разреза послужил анализ структурных карт по разным отражающим горизонтам, карт мощностей БВУФ в целом и каждой пачки в отдельности, анализ керна, с использованием каротажных обликов, которые отражают характерные изменения литологических, геохимических, петрофизических параметров (например, глинистости, пористости, ТОС и др.) в разных частях бассейна. Основными методами ГИС, используемыми для типизации разрезов БВУФ по комплексу ГИС являются GR (гамма-каротаж) и НК (нейтронный) каротаж. Изменение конфигурации кривой GR по площади отражает палеогеографические характеристики бассейна и их эволюцию, а НК – свойства и основной состав пачек БВУФ» [Богатырева и др., 2024]. В пределах территории распространения одного типа разреза БВУФ характеризуется близкими геологическим строением территории и условиями формирования отложений. Для каждого типа разреза определен индивидуальный набор петрофизических связей, которые позволяют определить ключевые параметры отложений и положены в основу моделирования свойств БВУФ. Бассейн был разделен на 13 структурно-фациальных зон (СФЗ), каждая из которых имеет свои особенности строения разреза БВУФ, выраженные в стратиграфическом объеме, общей мощности, наличии литолого-геофизических пачек, литофизических типов пород в пачках, общей концентрации Сорг.

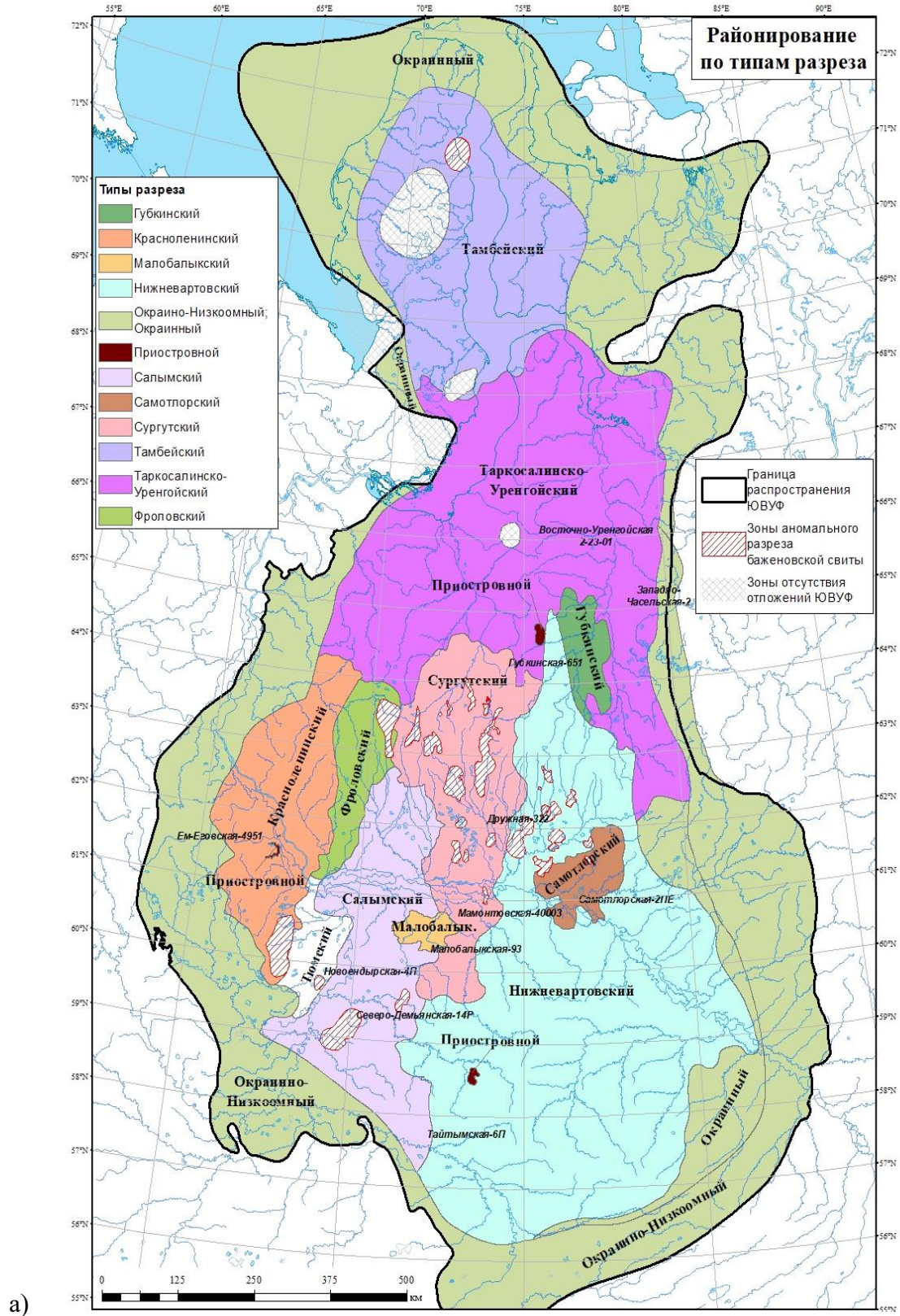
В соответствии с зональностью, было выделено 13 типов разрезов: «Низкоомный, Окраинный, Низкоомный, Красноленинский, Фроловский, Салымский, Малобалыкский, Сургутский, Нижневартовский, Самотлорский, Островной, Губкинский, Таркосалинско-Уренгойский, Тамбейский. В отдельный тип выделены зоны отсутствия БВУФ» [Богатырева и др., 2024] (*Рисунок 113*).

Разрезы центральной части бассейна (Красноленинский, Салымский, Сургутский, Самотлорский, Нижневартовский, Губкинский типы разрезов) имеют близкий стратиграфический диапазон и литологический состав, основные слагающие пачки прослеживаются по комплексу ГИС.

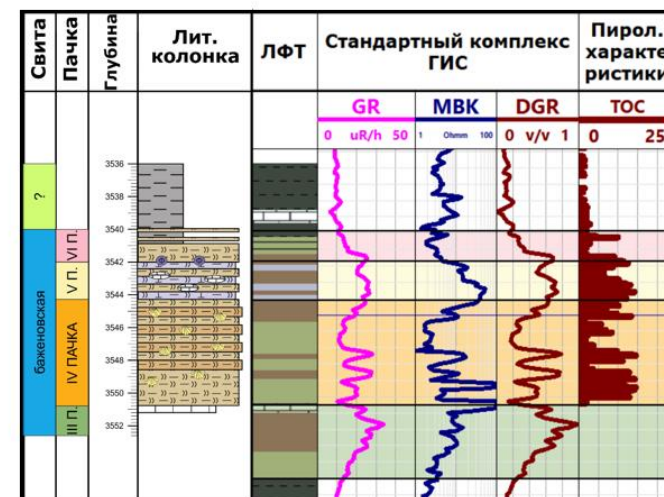
В краевых частях бассейна пачки меняют состав и стратиграфический диапазон (Окраинный и Низкоомный типы). Влияние береговых источников сноса отражается в

повышении глинистости отложений и уменьшении сопротивления («Низкоомные» разрезы). При сильной глинизации отложений, когда удельное электрическое сопротивление отложений примерно в среднем составляет 10 Ом, какое-либо внутреннее расчленение и корреляция разрезов становятся практически невозможными, а все прогнозы и построения теряют свою достоверность. По граничной величине сопротивления в 10 Ом был выделен и о контурен окраинный тип разреза. Этот тип является территориальным ограничением для применения разработанных способов корреляции и стратификации отложений.

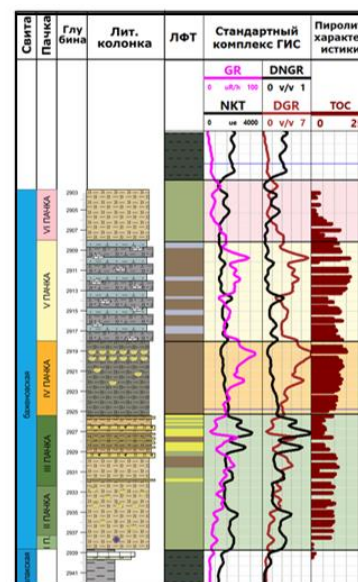
На приостровных участках разрезы характеризуются пониженной мощностью и отсутствием одной или нескольких нижних пачек в разрезе («Приостровные разрезы»). Действие северного течения, в результате которого формировались пласты радиоляритов, наблюдается в титонской и берриасской частях разрезов на западе и в центре Центральной части ЗС (Красноленинский, Фроловский, Салымский, Сургутский типы разрезов) [Богатырева и др, 2024] - *Таблица 10*.



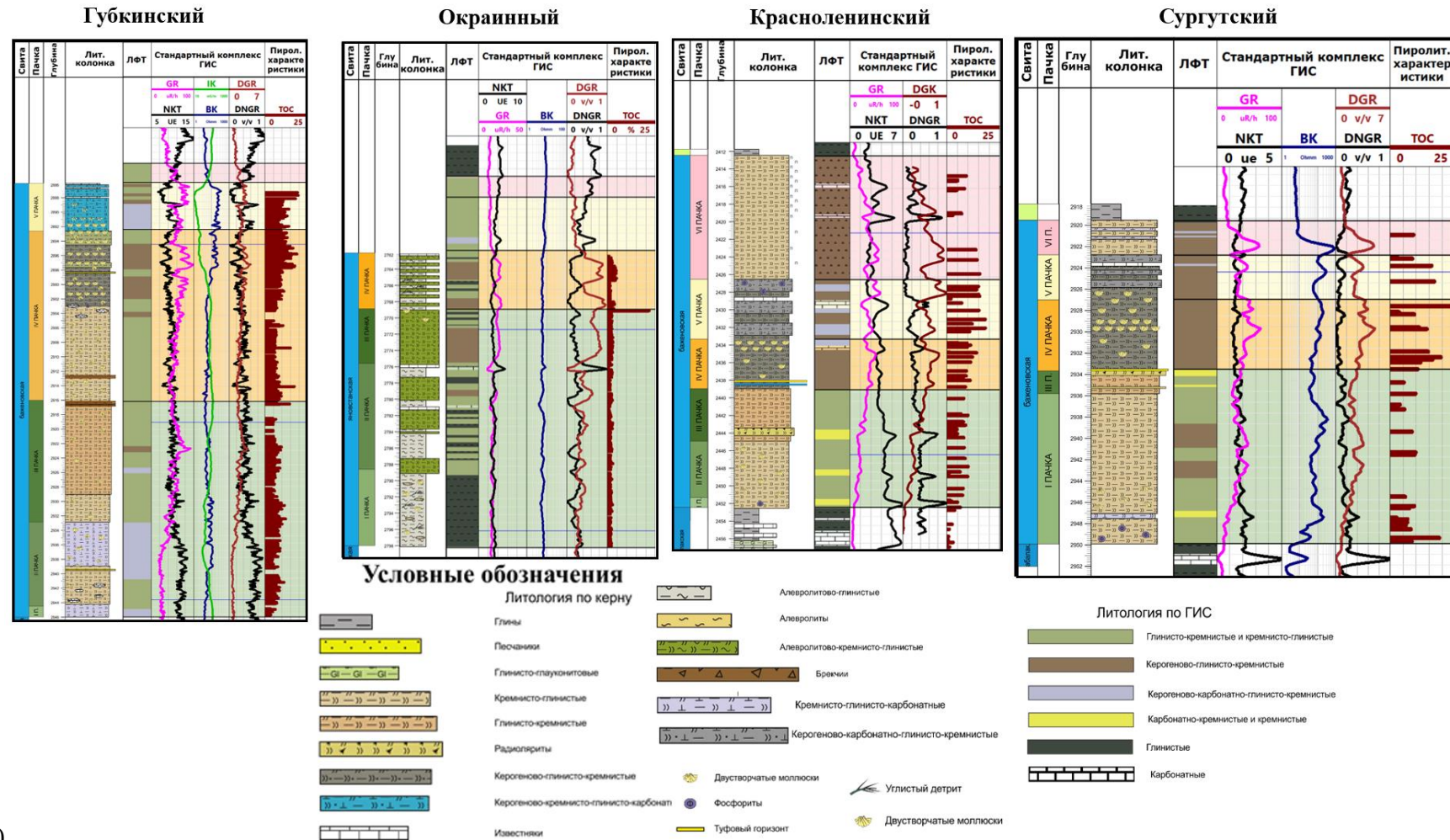
Тамбейский



Салымский



Свита	Панча	Глу бина	Лит. колонка	ЛФТ	Стандартный комплекс ГИС		Природные характеристики
					GR	DGR	
					0 IMIN 100	0 w/v 7	
					NKT	DNGR	TO
					0 IMIN 5	0 w/v 1	0 % 2
		2620					
	V ПАНЧА	2620					
	V ПАНЧА	2620					
	IV ПАНЧА	2620					
	III ПАНЧА	2620					
	II ПАНЧА	2620					
	I ПАНЧА	2620					
	ГЛ	2620					



б)

Рисунок 113. а) Схема распространения типов разрезов БВУФ (составлено Богатыревой И.Я.), б) типовые разрезы (составлено Коточковой Ю.А.)

Таблица 10. Комплексная характеристика типов разрезов БВУФ [Богатырева и др., 2024]

Структурно- Фациальная зона	Основные тектонические элементы	Средняя мощность БВУФ, м	Свита БВУФ	Площадь , км ²	Наличие пачек	Наличие ЛФТ по пачкам	Среднее содержание органического углерода (ТОС _{ср}), %	Примечание
КРАСНОЛЕНИНСКАЯ	Красноленинский свод, Согомская моноклиналь, Полуйский свод, западный борт Фроловской мегавпадины	30-40	тутлеймская, баженовская	65 100	I - VI	-III - 0, 3, 4 IV - 0, 1, 5 V - 1, 4, 5 VI - 0, 1, 2	9.6	VI пачка представлена преимущественно ЛФТ 2. Яркие пики GR в V пачке, Карбонатно-фосфатные и фосфатные стяжения в V пачке
ФРОЛОВСКАЯ	Фроловская мегавпадина	25-35	баженовская, тутлеймская	30 400	I - VI	-III - 0, 3 IV - 0, 1, 5 V - 1, 4, 5 VI - 0, 1, 2	9	переходный от Красноленинского к Салымскому
САЛЫМСКАЯ	Восточный борт Фроловской мегавпадины, западный склон Сургутского свода, западную часть Салымского мегавала, юго-западную часть Юганской мегавпадины и северную часть Верхнесалымского мегавала	30-40	баженовская, тутлеймская	80 285	I - VI	-III - 0, 3, 4 IV - 0, 1, 5 V - 1, 4, 5 VI - 0, 1	10	Двучленное строение V пачки, Радиоактивность верхней части разреза выше нижней части
МАЛОБАЛЫКСКАЯ	Восточная часть Салымского мегавала, Малобалыкской седловине, юго-западная часть Усть-Балык- Мамонтовского вала.	30-35	баженовская	4 400	I - VI	-III - 0, 3, 4 IV - 0, 1, 5 V - 1, 4, 5 VI - 0, 1	13.3	Мощный (до 2 м) радиолярит в кровле нижней части разреза. Радиоактивность нижней части разреза сопоставима с верхней частью
СУРГУТСКАЯ	Сургутский свод, Северо-Сургутская моноклиналь, северная	25-30	баженовская	75 500	отсутс ствие II пачки	-III - 0, 3, 4 IV - 0, 1, 5 V - 1, 4, 5	11.2	Радиолярит в кровле нижней части разреза до 0.7м. Наличие зон АРБ. Переходный разрез от

	часть Юганской мегаплатины							погруженных областей к восточным приподнятым блокам. VI пачка по керну не выделяется
НИЖНЕВАРТОВ СКАЯ	Северо-Вартовская моноклиналь, Нижевартовский свод, юго-восточная часть Юганской мегаплатины	20	баженовская	265 800	отсутс твие I и II пачек	II - 0, 3 IV - 0, 1, 5 V - 1, 4, 5	9.3	Мощность БВУФ уменьшается. Форма GR дугобразная с максимум в IV пачке. VI пачка по керну не выделяется
САМОТЛОРСКА Я	Нижевартовский свод	15	баженовская	13 250	отсутс твие I и II пачек	II - 0, 3 IV - 0, 1, 5 V - 1, 4, 5	11.8	Мощность БВУФ уменьшается за счет отсутствия двух нижних пачек. Форма кривой GR сохраняет форму "сундучка" VI пачка по керну не выделяется
ПРИОСТРОВНО Й	Каменная вершина, Уренская вершина	15-13	баженовская, тутлеймская	Локальны е участки (Каменно я вершина, Уренски й выступ)	отсутс твие I- III пачек	II - 0, 3, 4 IV - 0, 1 V - 1, 4, 5	8.9	БВУФ залегает с разрывом. Приурочен к выступам фундамента. Уменьшение мощностей с полным отсутствием нижней части разреза. Выделение пачек не всегда возможно, VI пачка по керну не выделяется
ГУБКИНСКАЯ	Етыпурский мегавал, северная часть Зэнгапуровского мегавала, Губкинский и Гаркосалинский валы, восточная часть Лякупурского мегапрогиба.	50-60	баженовская	11 400	I - V	I-III - 0, 4, 5 IV - 0, 1, 3 V - 1, 4, 5	8	Большая мощность БВУФ, низкое содержание ТОС
ТАРКОСАЛИНС КО- УРЕНГОЙСКАЯ	Верхнеполуйская моноклиналь, Заполярно- Береговая мегатерраса, Северо-Ямбургского мегапрогиба, Северо- Комсомольская террасы	15	баженовская	216 900	отсутс твие II пачки	I-III - 0, 3 IV - 0, 1 V - 0, 1	7	Небольшая мощность БВУФ, низкое содержание ТОС

ТАМБЕЙСКАЯ	Центральная часть полуостровов Ямал и Гыдан, территория севернее Мессояхской ряды.	15-20	баженовская, гольчихинская	117500	I - V	-III - 0, 3 IV - 0, 1 V - 0, 1, 5	6	Небольшая мощность БВУФ, низкое содержание ГОС, разрез аглинизирован.
НИЗКООМНАЯ	Картируются внутри окраинного типа	-	баженовская, яновстанская, даниловская, марьяновская, мулымьинская, тутлеймская	276 500	пачки не выделяются	-	2.6	Выделяются по сопротивлению в разрезе менее 10 Ом*м. Внутрипластовая корреляция не проводится ввиду отсутствия надежных реперов. Керн не было
ОКРАИННАЯ	Обрамляет Западно-Сибирский бассейн со всех сторон	-	мулымьинская, тутлеймская, баженовская, марьяновская, яновстанская	248 000	пачки не выделяются	-	3.7	Внутрипластовая корреляция не проводится ввиду отсутствия надежных реперов. Большой привнос терригенного материала. Разрез алевро-глинистый с микролинзами кремнисто-глинистого состава.

Учет разномасштабной неоднородности БВУФ является основой для рационального планирования ГРП. Для каждого уровня неоднородности задаются объекты прогноза соответствующего масштаба и конкретизируются решаемые задачи, подбираются методы и виды работ, формируются рекомендации по наиболее рациональному комплексу исследований. Реализуя такой подход возможно существенно оптимизировать геологоразведочный процесс как для БВУФ, так и для ВУФ других нефтегазоносных бассейнов.

Таким образом, обосновано *пятое защищаемое положение: стратегия планирования геологоразведочных работ с учетом разномасштабной неоднородности БВУФ должна базироваться на том, что объектами прогноза являются: структурно-фациальные зоны и перспективные участки для поиска «сланцевых» резервуаров – на региональном уровне; участки, в которых ожидается развитие нетрадиционных резервуаров - на зональном уровне; скопления подвижной нефти - на локальном; продуктивные интервалы разреза и структура пустотного пространства нефтенасыщенных пород – при планировании разработки.*

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате диссертационного исследования введено понятие БВУФ, которая была выделена и оконтурена в разрезе осадочного чехла ЗС. Границы БВУФ не совпадают с границами баженовского горизонта: она включает в полном объеме отложения баженовской и тутлеймской свит и частично отложения даниловской, мулымьинской, марьяновской и яновстанской свит. Обоснована необходимость рассмотрения всего объема формации в качестве регионального резервуара с доказанной нефтегазоносностью.

Региональный резервуар БВУФ содержит «непрерывные» скопления УВ с трудноопределяемыми границами, для которых нет прямого лито-фациального контроля коллекторских и флюидоупорных свойств, как в традиционных отложениях. Для разработки концепции рационального планирования и повышения эффективности ГРП, БВУФ представлена в виде иерархической совокупности природных нефтенасыщенных пустотных объемов. Такое представление раскрывает механизмы формирования разномасштабной неоднородности нефтегеологических свойств БВУФ.

Микронеоднородность проявлена в сложной картине распределения элементов матричного пустотного пространства. Система природных пустотных объемов, объединяющая пустоты разного размера и геометрии, трещины и микротрещины, формируется непрерывно до позднего катагенеза. К концу катагенеза формируется иерархическая система пустотных объемов, объединяющим фактором для которой является система разнонаправленных трещин.

Мезонеоднородность определяется неоднородным распределением в разрезе пород неколлекторов (содержащих только сорбированные углеводороды) и нефтенасыщенных пород (в поровом пространстве содержатся миграционные углеводороды, утратившие связь с материнским керогеном и минеральной матрицей) с разными коллекторскими свойствами (коллекторов и полукolleкторов). Закономерности их размещения зависят от литологического строения разреза и проявлены в том, что в раннем катагенезе нефтенасыщение формируется во вторично преобразованных радиоляритах и фосфоритах, в среднем катагенезе – в биогенных карбонатных породах, в позднем катагенезе – в смешанных высокоуглеродистых породах. Макронеоднородность характеризует пространственное распространение нетрадиционных резервуаров. *Нетрадиционный резервуар* БВУФ - это геологическое тело, представляющее собой ассоциацию нефтегазонасыщенных высокоуглеродистых пород коллекторов, полукolleкторов и частично неколлекторов, в котором содержатся свободные

углеводородные флюиды и которое ограничено межрезервуарными флюидоупорами. В БВУФ выделяются следующие нетрадиционные резервуары: псевдогранулярные, «сланцевые», трещинно-каверновые, для каждого из которых дана характеристика основных свойств и разработаны индивидуальные поисковые критерии. Площадь распространения псевдогранулярных резервуаров ограничена обстановками формирования радиоляритовых илов, биогенных карбонатов, коллофановых фосфоритов, а также стадийностью образования пустотного пространства в литогенезе. Коллекторские свойства псевдогранулярных резервуаров сильно изменчивы и слабо прогнозируются по латеради. Площадь распространения «сланцевых» резервуаров контролируется повышенным катагенезом не зависимо от литологии разреза: градации МКЗ и выше, обусловленные глубиной погружения отложений или ПАК. Такие резервуары слагаются в основном полуколлекторами, промышленные притоки из которых возможны после проведения ГРП. Для скоплений подвижной нефти «сланцевых» резервуаров характерны аномально высокие пластовые давления и температуры. Трещинно-каверновые резервуары непосредственно приурочены к локальным разломным зонам на территории ПАК.

Региональная неоднородность БВУФ отвечает пространственной и геологической разобщенности различных совокупностей нетрадиционных резервуаров и межрезервуарных флюидоупоров. Территория ЗС бассейна разделена на 13 структурно-фациальных зон, отличающихся близкими геологическим строением, условиями формирования и преобразования, и, как следствие, ожидаемыми в разрезе совокупностями резервуаров.

По комплексу признаков выявлены следы деятельности относительно высокотемпературных гидротермальных флюидов в фундаменте и осадочном чехле. Разработана модель функционирования гидротермальных систем, которая описывает их влияние на нефтегазоносность БВУФ: положительное выражено в формировании матричного и трещинно-кавернового емкостного пространства, в ускорении катагенетического созревания керогена и реализации его генерационного потенциала, отрицательное - в минерализации пустотного пространства и формировании вторичных флюидоупоров. В зоне функционирования гидротерм максимальное превышение катагенеза установлено над гранитоидными массивами, минимальное - над сутурными зонами фундамента, выполненными серпентинитами.

Предложено проводить учет разномасштабной неоднородности БВУФ при формировании стратегий ГРП и выборе наиболее оптимального комплекса методов и видов работ для каждого этапа. На этапе работы с опорными скважинами выявляются нефтенасыщенные интервалы разреза, исследуется структура пустотного пространства для подбора технологии разработки, определяется их принадлежность нефтенасыщенных пород к коллекторам или полукolleкторам, а также тип резервуара. В зависимости от типа резервуара, выстраивается стратегия оконтуривания участков ожидаемой промышленной продуктивности, которое проводится на локальном этапе работ. На зональном этапе работ проводится выделение участков, перспективных для развития одного или нескольких типов нетрадиционных резервуаров. На региональном этапе работ объектами прогноза являются структурно-фациальные зоны - территории схожего геологического строения БВУФ, в каждой из которых ожидается определенная ассоциация нетрадиционных резервуаров и межрезервуарных флюидоупоров.

Реализуя такой подход возможно существенно оптимизировать геологоразведочный процесс как для БВУФ, так и для ВУФ других нефтегазоносных бассейнов.

Благодарности

Автор глубоко признательна своим педагогам, преподавателям геологического факультета МГУ О.К.Баженовой, М.К.Иванову, Ю.К.Бурлину, А.И.Конюхову, Т.А.Кирюхиной, Н.П.Фадеевой, Н.А.Соловьевой, Е.Е.Карньюшиной, Е.В.Соболевой, С.В.Фролову, Н.В.Прониной, С.В.Крылову, Н.И.Коробовой, В.В.Мальцеву, Е.Ю.Макаровой, Э.А.Абля за приобретенные знания, многолетнюю поддержку, помощь в постановке исследований. Автор выражает благодарность своему мужу, Калмыкову Георгию Александровичу, за постоянную всестороннюю поддержку на всех этапах подготовки диссертации, а также за привлечение к исследованиям и к разработке специальных программ работ с высокоуглеродистыми отложениями. Автор благодарит прекрасных специалистов геологов Л.Д.Цветкова, Н.Л.Киселеву, О.В.Хотылева, И.Я.Богатыреву, Ю.А.Коточкову, А.Ю.Мальцеву, А.О.Хотылева, Е.В.Карпову, В.С.Вишневскую, Е.А.Мануилову, В.С.Белохина, Т.Г.Исакову, Н.И.Коробову, М.Р.Латыпову, В.А.Шишкова, К.А.Герке, Д.В.Короста, Е.В.Козлову, В.В.Волянскую, В.С.Вишневскую, И.В.Панченко, В.Г.Эдер, Е.В.Гаврилову, А.Ю.Бычкова, С.И.Билибина, Д.Е.Заграновскую, Р.А.Хамидуллина, А.Г.Калмыкова, М.М.Фомину, Ю.А.Гатовского, А.А.Мифтахову, М.С.Топчий, В.Ю.Прокофьева, Д.Р.Гилязетдинову, И.М.Натитник, В.Н.Блинову, Ю.А.Гатовского, Т.Г.Исакову, К.В.Колесниченко, И.В.Панченко, И.О.Третьякову, Б.И.Яблоновского, А.А.Майорова, К.А.Седых, Г.Г.Савостина, Ю.С.Тихонову, Н.А.Тюрину за интересные совместные эксперименты и работы, научные и творческие дискуссии. Автор признательна специалистам компаний ПАО «НК Роснефть», ООО «РН-УфаниПИНефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и ООО «КогалымНИПИнефть», ООО «ТННЦ», Сколковский институт науки и технологий «Сколтех», «НАЦ РН им.В.И. Шпильмана», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Новатек» за плодотворное сотрудничество. За проявленный интерес к работе, поддержку, мотивацию, ценные научные консультации, важные критические замечания, которые способствовали существенному улучшению работы, автор выражает благодарность д.г.-м.н.: Ступаковой А.В., Жемчуговой В.А., Дьяконовой Т.Ф., Постниковой О.В.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы сланцевых материнских формаций. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Санкт-Петербург, 2015.
2. Авраменко Э.Б., Грищенко М.А., Ахмадищин А.Т., Кудаманов А.И., Смышляева М.Д., Кузьмина С.С., Маринов В.А., Потапова А.С. Практическое применение геохимических индикаторов для уточнения обстановок осадконакопления в отложениях бажено-абалакского комплекса Красноленинского района // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE-2019 (Москва, октябрь 2019)
3. Алексеев А.Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на верхнем Салыме// Роктех. — 2014. — № 35 — с. 14–27.
4. Алексеев А.Д. Определение количества подвижной нефти лабораторными методами в поровом пространстве нетрадиционных коллекторов, приуроченных к зрелым нефтегазоматеринским свитам // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т. 17. - № 3. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/23_2022.html DOI: 10.17353/2070-5379/23_2022
5. Афанасьев И.С., Гаврилова Е.В., Балушкина Н.С. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»», 2010. №12. С. 35-37.
6. Афанасьева М.С., Амон Э.О., Болтовской Д. Экология и биогеография радиолярий: новый взгляд на проблему: Часть 1. Экология и тафономия // Литосфера, 2005, №3. С. 31–56
7. Афанасьева М.С., Михайлова М.В. Доманиковская свита Тимано-Печорского бассейна: радиолярии, биостратиграфия и условия седиментации // Стратиграфия. Геол. корреляция. 2001. Т. 9. № 5. С. 3–25
8. Афанасьева М.С., Тимохин И.М. Радиолярии и вопросы гидродинамики: новый взгляд на проблему // Материалы по стратиграфии и палеонтологии Урала. Вып. 2. Екатеринбург: УрО РАН, 1999. С. 219–226.
9. Афанасенков А.П., Пырьев В.И., Скоробогатов В.А. Сланцевая нефть России: от мифов к реальности// Вести газовой науки: науч.-техн. Сб., 2016.- №1(25). – 87-101
10. Аухатов Я.Г. Влияние надвиговых движений на характер строения продуктивных пластов Тевлинско-Русскинского месторождения (Среднее Приобье,

Западная Сибирь). // Материалы IV науно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Изд. Путиведь, 2001. – С.399–401.

11. Аухатов Я.Г., Ситдикова Л.М. Нетипичные разрезы потенциально нефтематеринской баженовской свиты Западной Сибири. // Материалы VIII Всероссийского совещания с международным участием. Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2020. – С.14–17.

12. Ахапкин, М. Ю., Калмыков, Г. А., Дьяконова, Т. Ф., Балущкина, Н. С., Полищук, В. И., Юканова, Е. А. Развитие представлений о модели нефтеносности баженовской свиты// Геофизика, 2017.- №5.- С.202–210.

13. Баженова О.К. Аутигенная нефтеносность кремнистых толщ. Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Москва, 1991. – 489

14. Байков И.В., Кашников О.Ю., Гатин Р.И., Ханов А.В., Данько М.Ю. Прогнозирование работы скважин баженовской свиты на основе модифицированной модели динамического материального баланса// PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. 2021. - №6(4). – с. 106-115. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-106-115>

15. Балущкина Н.С. Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов: Дис. кандидата геолого-минералогических наук. Москва, 2012. - 187 с.

16. Балущкина Н.С., Богатырева И.Я., Волянская В.В. и др. Патент РФ №2798146С1 от 16 июня 2023 «Способ прогноза наличия залежей подвижной нефти в баженовских отложениях на основе выявления катагенетических аномалий».

17. Балущкина, Н. С., Волянская, В. В., Осипов, С. В., Ступакова, А. В., Фомина, М. М., Коточкова, Ю. А., Богатырева, И. Я., Яблоновский, Б. И., Хотылев, О. В., Иванова, Д. А., Тихонова, Ю. С., Калмыков, А. Г., Калмыков, Г. А.. Комплексирование разномасштабных исследований при изучении и моделировании свойств высокоуглеродистых баженовских отложений//XXV НПК Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири, 2021.- с. 243–256

18. Балущкина Н.С., Волянская В.В., Осипов С.В., Хотылев О.В., Калмыков Г.А. Системный подход и комплексирование исследований при моделировании свойств и прогнозе нефтегазоносности баженовской высокоуглеродистой формации в Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2021. - №4. – С. 34-39. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-4-34-39

19. Балущкина, Н. С., Калмыков, Г. А., Белохин, В. С., Хамидуллин, Р. А., Корост, Д. В. Кремнистые коллекторы баженовского горизонта Средне-Назымского месторождения и структура их пустотного пространства// Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2014. - №4(2). – с. 35–43.
20. Балущкина, Н. С., Калмыков, Г. А., Кирюхина, Т. А., Коробова, Н. И., Корост, Д. В., Соболева, Е. В., Ступакова, А. В., Фадеева, Н. П., Хамидуллин, Р. А., Шарданова, Т. А. (2013). Закономерности строения Баженовского горизонта и верхов Абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти// Геология нефти и газа, 2013. - №3.- с. 48–61.
21. Балущкина, Н. С., Калмыков, Г. А., Коробова, Н. И., Шарданова, Т. А. Структура пустотного пространства нефтенасыщенных пород баженовской абалакской свит в центральной части Западно-Сибирского бассейна// Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2015. - №56 с. 69–77.
22. Балущкина Н. С., Калмыков Г. А. Прогноз залежей нефти и газа в баженовских отложениях на основе выявления катагенетических аномалий // Современные вопросы литологии и морской геологии – 2024. Наука. Обучение. Практика. Материалы научно-практического форума, посвященного 270-летию МГУ имени М. В. Ломоносова, 25 – 27 сентября 2024 г. — Москва: ООО МАКС Пресс, 2024. — С. 7.
23. Балущкина, Н. С., Калмыков, Г. А., Хамидуллин, Р. А., Белохин, В. С., Коробова, Н. И., Петракова, Н. Н., and Бакай, А. И. Комплексная литофизическая типизация пород баженовской свиты по данным кернa и комплексу ГИС// SPE-171168-RU, 2014.
24. Балущкина, Н. С., Юрченко, А. Ю., Калмыков, Г. А., Коробова, Н. И., Петракова, Н. Н., Бугаёв, И. А. Условия образования и нефтенасыщенность карбонатных пород баженовской и абалакской свит// Нефтяное хозяйство, 2016. - №1. – с. 32–35.
25. Батурин Г.Н. Фосфоритонность окраин океанов // Литология и полезные ископаемые. – 1988. – №2. - с. 25-36.
26. Батурин Ю.Е. Обоснование необходимости отмены налога на добычу полезных ископаемых при разработке нефти баженовских отложений// Вестник ЦКР Роснедра – 2010 - №6 – с.17-21
27. Белецкая С.Н., Баженова Т.К., Климова Л.И. Геохимия процессов эмиграции углеводородов в баженовской свите верхней юры Западной Сибири // Разведка и охрана недр. 2010 - №4 - с. 54-58.
28. Белецкая С.Н. Первичная миграция нефти. - М.: Недра, 1990

29. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 1983. – №10. – С. 27–31.
30. Бескровный Н.С., Набоко Н.И., Главатских С.Ф. и др. О нефтеносности гидротрещинных систем, связанных с вулканизмом// Геология и геофизика, 1971.- №2. Том 12. – с.3-14
31. Билибин, С. И., Калмыков, Г. А., Балущкина, Н. С., Былевский, А. Г., Юканова, Е. А., Бачин, С. И., Валова, Л. Н. К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти. Недропользование XXI, 2015. - №1. – с. 34–45.
32. Билибин, С. И., Калмыков, Г. А., Вовк, А. В., Дьяконова, Т. Ф., Ганичев, Д. И., Исакова, Т. Г., Юканова, Е. А. Геолого-геофизические критерии выделения зон разной продуктивности баженовской свиты на примере салымской группы месторождений //Геофизика. – 2015. – №. 3. – С. 51-58.
33. Билибин, С. И., Калмыков, Г. А., Ганичев, Д. И., Балущкина, Н. С. Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты. Геофизика, 2015. - № 3. – с. 5–14.
34. Богатырёва, И. Я., Коточкова, Ю. А., Балущкина, Н. С., Хотылев, О. В., Фомина, М. М., Тюрина, Н. А., Яблоновский, Б. И., Калмыков, Г. А. Структурно-фациальная типизация разрезов баженовской высокоуглеродистой формации западно-сибирского бассейна// Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2024. - №1. – с. 66–82. DOI: [10.55959/msu0579-9406-4-2024-63-1-66-82](https://doi.org/10.55959/msu0579-9406-4-2024-63-1-66-82)
35. Бордюг М.А. Перспективы нефтеносности и освоения верхнеюрсконинжемеловых природных резервуаров в зонах развития «аномальных» разрезов баженовской свиты (Широтное Приобье). Дисс. ... канд. геол.-мин. наук. /Бордюг Максим Александрович. – Москва, 2011.
36. Бордюг М.А., Славкин В.С., Гаврилов С.С., Потрясов А.А. Особенности строения и формирования аномального разреза баженовской свиты на примере Северо-Конитлорского месторождения//Геология нефти и газа. – 2010. – № 1. С.32 – 40.
37. Бочкарев В.С. Вулканогенные образования Западной Сибири / Триас Западной Сибири (материалы к стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты). Новосибирск, 2001.- С.70-80
38. Бочкарев В.С. Типизация пермо-триасовых вулкано-тектонических депрессий и грабенов Западной Сибири // Горные ведомости. – 2010. – № 5. – С. 6–

39. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Чувашов Б.И., Соболев Н.Н., Ларионов А.Н. Новые определения абсолютного возраста цирконов U-Pb системы из риолитов туринской серии — индикатора смены развития уралид // Горные ведомости., 2013.- №3. -С. 6-28
40. Брадучан Ю.В., Гулари Ф.Г, Захаров В.А. Баженовский горизонт западной Сибири. Новосибирск, Наука, 1986.- 216 с.
41. Брадучан Ю.В., Захаров В.А., Месежников М.С. Стратиграфия и условия образования битуминозных отложений верхней юры – неокома Европейской части СССР и Западно Сибири // Осадочная оболочка Земли в пространстве и времени. Стратиграфия и палеонтология. М.: «Наука», 1989 г.
42. Бочкарев В.С., Криночкин В.Г. Докембрийские и палеозойские формации Западной Сибири //Тектоника платформенных областей. Новосибирск, «Наука», Сибирское отделение. 1988, с.80-104.
43. Брехунцов А.М. и др. «Литолого-фациальные критерии прогноза коллекторов ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны». ГНГ, 2003. – №3. – С. 2-10.
44. Брехунцов А.М., Нестеров И.И. Нефть битуминозных глинистых, кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород//Вестник ЦКР Роснедра – 2010 - №6 – с.3-16
45. Бро Е.Г. Влияние катагенеза на физические свойства терригенных пород и минерализацию подземных вод. Л.: Недра. 1980. 151с.
46. Булатов Т.Д., Козлова Е.В., Спасенных М.Ю., Леушина Е.А., Морозов Н.В. Сапропелитовые прослои в отложениях баженовской свиты // Материалы 21-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2019 (Геленджик, 9-13 сентября 2019 г.). – Геленджик, 2019.
47. Бумагина В.А., Потапова А.С., Кудаманов А.И., Маринов В.А., Ахмадишин А.Т., Алифиров А.С. Строение и условия формирования бажен-абалакского комплекса в пределах Красноленинского свода // Нефтяная провинция, 2018. - No 4(16). <http://www.vkro-gaen.com>
48. Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнющина Е.Е. Литология нефтегазосных толщ: Учеб. Пособие для вузов. М.: Недра, 1991.-286 с
49. Бурштейн Л.М., Конторович А.Э., Рыжкова С.В., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Сафронов П.И., Сотнич И.С. К методике количественной оценки ресурсов углеводородов баженовской свиты юго-восточных районов Западно-Сибирского бассейна. Нефтегазовая геология. Теория и практика – 2021. Т. 16. №3, с. 1-2

50. Бычков, А. Ю., Калмыков, Г. А., Бугаев, И. А., Балущкина, Н. А., Калмыков, А. Г. Геохимические особенности пород Баженовской и Абалакской свит (Западная Сибирь)// Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2016. - №6. – с.86–93.
51. Ван А.В., Предтеченская Е.А., Злобина О.Н. Продукты вулканизма в юрских отложениях Приуральской части Западно-Сибирской плиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 4. С. 15–22.
52. Ванисов А.М., Тренин Ю.А., Хабаров В.В. Оценка нефтегазоносности баженовской свиты Западной Сибири по данным полевой и промысловой геофизики // Вестник недропользователя ХМАО – 1999- №4. – С.35-38
53. Варламов А.И. Афанасенков А.П., Пырьев В.И. Материалы по перспективам освоения нетрадиционных ресурсов УВС. Москва, 2013.
54. Васильев, А. Л., Пичкур, Е. Б., Михуткин, А. А., Спасенных, М. Ю., Богданович, Н. Н., Балущкина, Н. С., and Калмыков, Г. А. (2015). Исследования морфологии пустотного пространства керогена баженовской свиты// Нефтяное хозяйство, 2015.- №10. – с. 28–31.
55. Вассоевич Н.Б., Меннер В.В. Системные уровни организации сообществ осадочных пород // Изв. АН СССР. Сер. геологическая. 1978. № 11. С. 5-14.
56. Вассоевич Н.Б. О понятии термина «осадочные бассейны» // Бюлл. МОИП. Отд. геология. 1979. Т. 54. Вып. 4. С. 114—118.
57. Вашкевич А.А., Стрижнев К.В. Шашель В.А. и др. Геолого-геофизические особенности строения отложений доманикового типа, влияющие на оценку запасов и ресурсов углеводородов//Нефтяное хозяйство, 2019.- №12. – 16-20.
58. Вишневская В.С., Амон Э.О., Гатовский Ю.А. Радиолариевая биостратиграфия баженовского горизонта (верхняя юра- нижний мел) Западной Сибири // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2020а. – Т. 28(№6). - С.105-124.
59. Вишневская В.С., Гатовский Ю.А., Козлова В.А. Радиолариевый биогоризонт *Parvicingula khabakovi*–*Williriedellum salymicum* баженовской свиты Западной Сибири (берриас) // Современная микропалеонтология – проблемы и перспективы. Ред. Афанасьева М.С., Алексеев А.С. М.: ПИН РАН, 2018. С. 209–212.
60. Вишневская В.С., Гатовский Ю.А., Рогов М.А. Кимеридж-ранневожжская биота Ямала (Арктическая Сибирь) – относительно тепловодная или эпизод потепления? // ПАЛЕОСТРАТ-2020. Годичное собрание (научная конференция) секции палеонтологии

МОИП и Московского отделения Палеонтологического общества при РАН. Москва, 27–29 января 2020 г., С. 11–12.

61. Вишневская В.С. Радиоляриевая биостратиграфия юры и мела России. М.: ГЕОС, 2001. 376 с.

62. Вишневская В.С. Радиоляриты как аналоги современных радиоляриевых илов. М.: Наука, 1964. 118 с.

63. Вишневская В.С. Ревизия и новое описание вида *Williriedellum salymicum* Kozlova, 1983 (Radiolaria, ранний мел, берриас) // Палеонтол. журн. 2019. № 4. С. 14–19.

64. Вишневская В.С., Филатова Н.И. Корреляция юрско-меловых кремнисто-вулканогенных отложений северо-западного обрамления Тихого океана (Корякское нагорье) // Стратиграфия. Геол. Корреляция, 2008.- Т. 16. №6. С. 42–43.

65. Волков В.А., Олейник Е.В., Оксенойд Е.Е., Сидоров А.А. Строение и генерационный потенциал баженовской свиты на территории центральной части Западной Сибири // Геология и минеральные ресурсы Сибири. - 2016. - №3(27). - С. 79-98.

66. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазоносности Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2012. №3. С.60–68

67. Гайворонский И.Н., Леоненко Г.Н., Замахаев В.С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири, их вскрытие и опробование. М.: ЗАО «Геоинформарк», 2000. 364с.

68. Геология и геохимия нефти и газа. Москва, 2000. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник/ О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин; Под ред. Б.А. Соколова. - М.: Изд-во МГУ, 2000. - 384 с.

69. Геолого-промысловое обоснование промышленного освоения залежей углеводородов баженовской свиты Западной Сибири /Лобусев А.В. [и др.]/ Территория НЕФТЕГАЗ, 2010. №3. С. 12-17.

70. Глотов А.В., Михайлов Н.Н., Молоков П.Б., Лопушняк Ю.М. Насыщенность пород баженовской свиты //Нефтяное хозяйство, 2021, №3, С.28-33

71. Глотов А.В., Скрипкин А.Г., Молоков П.Б., Михайлов Н.Н. Остаточная водонасыщенность нефтематеринских пород баженовской свиты//Журнал Neftegaz.ru№3 (123)- 2022. С.40-46-

72. Глухманчук, Е.Д. Межслоевой сдвиг в породах баженовской свиты как региональный фактор внутриформационного разрывообразования / Е.Д. Глухманчук, В.В. Крупицкий, А.В. Леонтьевский // Недропользование - XXI век .— 2014 .— №5 (49) .— С. 26-28 .— URL: <https://rucont.ru/efd/432743>

73. Гогоненков Г.Н., Некрасова Л.А. Прогноз зон повышенной продуктивности баженовской толщи Западной Сибири сейсморазведкой 3Д// Геофизика. – 2012.- №5.- с. 71-77
74. Гольберт А. В. Региональная палеоклиматология Сибири. (Юра-палеоген. Методы, результаты). Диссертация ... доктора геолого-минералогических наук: - Новосибирск, 1986. – 396 с.
75. Грабовская Ф.Р., Жуков В.В., Заграновская Д.Е. Строение и условия формирования баженовского горизонта Пальяновской площади Западной Сибири // Литология и полезные ископаемые. – 2018. - №3. - С. 195-206.
76. Гурари Ф. Г., Вайц Э. Я. Палеогеография доманикитных палеобассейнов в свете некоторых особенностей населявшей их биоты. // В кн.: Проблемы геологии и нефтегазоносных верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. Новосибирск: изд. СНИИГГиМС, 1984 - с. 47—59.
77. Гурари Ф.Г. Возможные типы коллекторов, связанные с даманикитами // Геология и геофизика, 1981 - № 12 - с.3-8.
78. Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Л.: Гостоптехиздат, 1959 – с. 174
79. Гурари Ф.Г. Доманикиты и их нефтегазоносность. // Советская геология, 1991 - №11 - с.3-12
80. Гурвич Е.Г., Богданов Ю.А., Лисицын А.П. Поведение бария в современном осадконакоплении в Тихом океане // Геохимия. 1978. № 3. С. 410-415.
81. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. М., Недра, 1982. 230 с.
82. Дмитриевский А.Н. Системный подход в геологии: теоретические и прикладные аспекты. Ин-т проблем нефти и газа РАН.- М.: Наука, 2008. Т.1:– 2008.- 454 с.
83. Дмитриевский А.Н. Нетрадиционные ресурсы нефти и газа России: проблемы и перспективы освоения // Актуальные проблемы нефти и газа.- 2014.-Т.10.-№2.
84. Дорофеева Т.В., Аристаров М.Т., Блинкова Е.Ю. и др. Локальный прогноз залежей нефти в баженовской свите Широного Приобья. // Проблемы оценки новых зон нефтегазонакопления в основных продуктивных толщах Западной Сибири. - СПб.: ВНИГРИ, 1992 - с. 39-46.
85. Дорофеева Т.В., Краснов О.Г., Лебедев Б.А. и др. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. Л., Недра, 1983 – с.131.

86. Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А. и др. Пористость аргиллитов баженовской свиты Западной Сибири // Известия АН СССР. Сер. геол., 1979 - №9 - с. 146-148.
87. Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А., Петрова Г.В. Особенности формирования коллекторских свойств баженовской свиты Салымского месторождения. // Геология нефти и газа, 1979 - №9 - с. 20-23.
88. Елисеев А. И. Геологические формации и методы формационного анализа/ Сыктывкар: Геопринт, 2008 36 с.
89. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. - Москва: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014. -232 с.
90. Заграновская Д.Е. Геолого-геофизические особенности строения отложений доманикового типа, влияющие на оценку запасов и ресурсного потенциала углеводородов. Москва, 2020-2021
91. Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Эдер В.Г., Красавчиков В.О.Редкоземельные элементы в баженовской свите Западно-Сибирского осадочного бассейна //Литосфера. – 2011.- №6. – С. 38-54.
92. Занин Ю.Н., Замирацлова А.Г., Эдер В.Г. Никель, молибден, кобальт в черных сланцах баженовской свиты Западно-Сибирского морского бассейна // Геохимия. – 2017.- №2. – С.161-170.
93. Захаров В. А. В защиту волжского яруса. Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2003. Том11, № 6, с. 60-69
94. Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // В кн.: Эволюция биосферы и биоразнообразия. К 70-летию А.Ю Розанова. М.: Товарищество научных изданий КМК. 2006. С. 552–568.
95. Захаров В.А., Шурыгин Б.Н. Географическая дифференциация морских двустворчатых моллюсков в юре и раннем мелу Арктической зоогеографической области // Мезозой Советской Арктики. Новосибирск: Наука, 1983. Тр. ИГиГ СО АН СССР. Вып. 555. С. 72-94.
96. Захаров В.А., Шурыгин Б.Н., Курушин Н.И., Меледина С.В., Никитенко Б.Л. Мезозойский океан в Арктике: палеонтологические свидетельства // Геология и геофизика. 2002. Т. 43. № 2. С. 155-181.

97. Зарипов О.Г., Сонич В.П., Юсупов К.С. Модель пласта Ю0 баженовской свиты. – Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. – М.: ИГиРГИ, 1980. – С. 57-67.
98. Зубков М. Ю. Анализ распределения К, U, Th и В в верхнеюрских отложениях центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) с целью их стратификации, корреляции и выделения в них потенциально продуктивных пластов» // Геохимия. – 2001. – № 1. – С. 51 – 70
99. Зубков М.Ю. Вторичные коллекторы тектоно-гидротермального происхождения в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна журнал «Neftegaz.RU», 2017.- №6.
100. Зубков М. Ю. Использование модифицированного метода материального баланса в комплексе с пиролизом для оценки нефтегенерационных свойств баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геохимия. – 2021. – Том 66, № 2. – С. 1 – 22.
101. Зубков М. Ю. Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза // Геология нефти и газа. – 2014. – № 5. – С. 58 – 72
102. Зубков М. Ю. Минеральный состав и значение $\delta^{13}\text{C}$ в трещиноватых карбонатных породах бажено-абалакского комплекса Западной Сибири»/Геология нефти и газа. – 2017. – № 6. – С. 67 – 81.
103. Зубков М. Ю. Моделирование гидротермального воздействия на юрские отложения Западно-Сибирского осадочного бассейна (серия с H_2O и H_2O_2) // Георесурсы. – 2020. – Т. 22, № 4. – С. 30 – 40.
104. Зубков М. Ю. Подсчет запасов нефти в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири // УГЖ. – 2020. – № 4 (136). – С. 19 – 56;
105. Зубков М.Ю. Применение методов экспериментальной тектоники в нефтяной геологии на примере месторождений Западной Сибири // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 92 – 109.
106. Зубков М.Ю., Сонич В.П., Зарипов О.Г. Геологические и литолого-геохимические критерии промышленной нефтеносности отложений баженовской свиты Западной Сибири II Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири. — М.: ИГиРГИ, 1986.
107. Зубков М.Ю. Тектоногидротермальные процессы в меловых отложениях Западной Сибири» // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 7 – 26.

108. Иванов М. К., Конюхов А. И. Глубинное строение и осадки подводного конуса выноса р. Дунай // Доклады Академии наук. 1989. Т. 305, № 1. С. 171–175.
109. Интерпретация данных ГИС: учеб. пособие в рамках программы профессиональной переподготовки «Нефтегазовая геология шельфов РФ»/ Белохин В.С. и др. –Москва, 2017. – 83 с.
110. Казак Е.С., Казак А.В. Вода баженовской свиты. Опыт и результаты комплексных исследований// Библиотека EAGE ISBN 978-5-9651-1360-6 2022 г., 151 стр.
111. Калмыков, Г. А., Афанасьев, И. С., Гаврилова, Е. В., Бирун, Е. М., Балущкина, Н. С. Баженовская свита. Общий обзор, Нерешенные проблемы// Научно-технический вестник ОАО НК РОСНЕФТЬ, 2010. - №4. -с. 20–25.
112. Калмыков Г. А., Балущкина, Н. С., Алешин, А. П., Глебочева, Н. К. (2009). Об особенностях распределения радиоактивности в породах баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода Западной Сибири // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2009. – с.38-46.
113. Калмыков Г. А., Балущкина, Н. С., Белохин, В. С., Билибин, С. И., Дьяконова, Т. Ф., and Исакова, Т. Г. (2015). Пустотное пространство пород баженовской свиты и насыщающие его флюиды// Недропользование XXI, 2015.- №1, с. 64–71.
114. Калмыков Г.А., Балущкина Н.С., Калмыков А.Г. и др. Патент РФ № 2681801С1 от 12 марта 2019. «Способ определения линейных ресурсов углеводородных отложений нетрадиционного резервуара юрской высокоуглеродистой формации».
115. Калмыков Г.А., Балущкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. - М: ГЕОС, 2017. - 246 с.
116. Калмыков, А. Г., Карпов, Ю. А., Топчий, М. С., Фомина, М. М., Мануилова, Е. В., Третьякова, И. О., Пронина, Н. В., Шишков, В. А., Балущкина, Н. С., и др. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения. Георесурсы, 2019.- №21(2).- №159–171. DOI: 10.18599/grs.2019.2.159-171
117. Калмыков Г.А., Киселева Н.Л., Балущкина Н.С., Цветков Л.Д. Нефтегазоносные высокоуглеродистые толщи на границе юры и мела. - 2017. - место издания Аверс Плюс Ярославль, ISBN 978-5-9527-0331-5, 308 с.
118. Калмыков А.Г., Мануилова Е.А., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Коробова Н.И., Макарова О.М., Козлова Е.В., Хамидуллин Р.А., Шишков В.А., Иванова А.Г.

Фосфатсодержащие прослои баженовской свиты как возможный коллектор //Вестник Московского университета. Серия 4. Геология, 2016. С. 60-66.

119. Калмыков Г. А. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности: диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук: Москва, 2016.- 391 с.

120. Карпов, Ю. А., Балущкина, Н. С., Ступакова, А. В., Фомина, М. М., Топчий, М. С., Мифтахова, А. А., Калмыков, А. Г., and Калмыков, Г. А. Критерии распространения нефтепродуктивных пород баженовской высокоуглеродистой формации с развитой системой поровой емкости в керогене// Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2019.- №2. – с. 57–69.

121. Карпова, Е. В., Хотылев, А. О., Мануилова, Е. А., Майоров, А. А., Краснова, Е. А., Хотылев, О. В., Балущкина, Н. С., Калмыков, Г. А., and Калмыков, А. Г.// Гидротермально-метасоматические системы как важнейший фактор формирования элементов нефтегазоносного комплекса в баженовско-абалакских отложениях// Георесурсы, 2021. - Т.23. №2. С. 70-7823(2):142–151. DOI: 10.18599/grs.2021.2.14

122. Карта размещения скоплений нефти в баженовской свите на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. [Карта] под ред. ИГиРГИ. – 1:100000. – 2009.

123. Киреева Т.А., Казак Е.С. Поровые растворы пород баженовской свиты Западной Сибири и их изменение в результате гидротермальной проработки// Геология нефти и газа, 2017.- №1.- с. 83-92.

124. Киричкова А.И., Куликова Н.К., Овчинникова Л.Л., Тимошина Н.А., Травина Т.А., Федорова В.А. Биостратиграфическое расчленение мезозойских отложений, вскрытых Тюменской сверхглубокой скважиной // Стратигр. Геол. корреляция, 1999.- Т.7.- №1.- С.71-85.

125. Кирюхин А.В., Шадрина С.В., Пузанков М.Ю. Моделирование термогидрогеохимических условий формирования продуктивных резервуаров в вулканогенных породах // Вулканология и сейсмология. 2013. №2. С. 90-104

126. Кислухин И.В. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал/; под ред. И.И.Нестерова.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2012.- 116с. -6

127. Козлова, Е. В., Калмыков, Г. А., Ганичев, Д. И., and Балущкина, Н. С. Формы нахождения углеводородов в породах баженовской свиты// Геофизика, 2015.- №3.- с. 15–22.
128. Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Балущкина Н.С., Пронина Н.В., Полудеткина Е.Н., Костенко О.В., Юрченко А.Ю., Борисов Р.С., Бычков А.Ю., Калмыков А.Г., Хамидуллин Р.А., Стрельцова Е.Д., Борисов М.В. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогенонасыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь)//Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, издательство Изд-во Моск. ун-та (М.), № 5, 2015, с. 44-53
129. Коробов А.Д., Ахлестина Е.Ф., Заграновская Е.Д., Коробова Л.А., Логинова М.П., Колотухин А.Т., Мухин В.М. Роль тектоногидротермальной активизации рифтогенного седиментационного бассейна в создании вторичных терригенных экранов и сохранении продуктивности баженовской свиты // Недра Поволжья и Прикаспия. Вып. 92, ноябрь 2017 – С. 29-44.
130. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Вторичные кварциты и пропилиты Западной Сибири – индикаторы нефтегазоперспективного рифтгенно-осадочного формационного комплекса // Разведка и охрана недр. 2012. №4. С. 30–35
131. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Морозов В.П. и др. Особенности гидротермального минерогенеза верхнеюрских продуктивных толщ Тевлинско-Русскинского месторождения//Эволюция осадочных процессов в истории Земли: материалы 8-го Всероссийского литологического совещания – М.: РГУ нефти и газа имени Н.М. Губкина. – 2015 – Том I. – С. 251-254. 140.
132. Коробов А. Д., Коробова Л. А. Петрогенная вода, гидротермальный процесс и миграция нефти в тектонически активизированном погребенном континентальном рифте (Западная Сибирь)// Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2015. Т. 15, вып. 4
133. Коровина Т.А. Закономерности формирования и распространения коллекторов в битуминозных отложениях баженовской свиты для оценки перспектив нефтегазоносности западного склона Сургутского свода. Дисс. канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 – СПб. – 2004
134. Кондратьев И.К., Рыжков В.И., Бондаренко М.Т., Рейгасс Е.В., Киссин Ю.М., Данько Д.А. Возможность прогнозирования коллекторов баженовской свиты способами сейсмической инверсии // EAGE Tumen, Expanded Abstracts, 2013

135. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С., Бурштейн Л.М., Исмагилов З.Р., Ефимова О.С., Костырева Е.А., Лемина Н.М., Рыжкова С.В., Созинов С.А., Фомин А.Н., Лившиц В.Р. Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта // Геохимия. - 2019. - Т. 64. - №6. - С. 585-593.
136. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. Баженовская свита- главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России//Георесурсы, геознергетика, геополитика, 2014. -№2 (10). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/bazhenovskaya-svita-glavnyy-istochnik-resursov-netraditsionnoy-nefti-v-rossii>.
137. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н. и др. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геология и геофизика.- 1998.- Т.39, № 8.- С.888-896.
138. Коточкова Ю.А., Балущкина Н.С., Богатырева И.Я., Калмыков Г.А. Условия формирования волжских радиоляритовых отложений в баженовском эпиконтинентальном морском бассейне // Вестник Московского университета. Серия 4:Геология, 2024.- Т.63. № 5.-С.83-90.
139. Кругликова С.Б. Радиолярии (Polycystina) из донных осадков Арктики // Известия Академии наук СССР. Сер. Геол. М.: Наука, 1988. Т. 1. С. 92-101.
140. Кудаманов А.И., Карих Т.М. Следы проявления вулканогенно-гидротермальных процессов в глинисто-кремнистых отложениях верхнего мела Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18. – № 1. – http://www.ngtp.ru/rub/2023/4_2023.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2023.
141. Кудаманов А. И. Краткая характеристика эпизодов кремнеиакпления в истории Западно-Сибирской плиты //Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. – 2017. – С. 193-198.
142. Кудрявцев Н.А. Нефть, газ и твердые б!ртумы в из•верженных и метаморфических породах. //Т.р. ВНИГРИ, вып. 1142, 1959.
143. Кузнецов В.Г. Литология природных резервуаров нефти и газа: Учеб. Для вузов.- М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2012.- 260 с.
144. Куляпин П.С., Соколова Т.Ф. Прогноз коллекторов в разрезе баженовской свиты по материалам керна и геофизических исследований скважин //Известия Томского политехнического университета. 2015, Т.326., №1.- с. 118-133.

145. Кунц А.Ф. Гидротермально-метасоматическое рудообразование в карбонатных породах (экспериментальные модели и их приложения). Екатеринбург. УрО РАН. 2002. с. 344.
146. Латыпова, М. Р., Калмыков, А. Г., Чуркина, В. В., Карпова, Е. В., Балущкина, Н. С., Калмыков, Г. А. Геохимические особенности микробиальных карбонатов абалакской и георгиевской свит на территории Западной Сибири// Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2024.- №4.- с. 49–62. DOI: 10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-4-49-62.
147. Латыпова, М. Р., Прокофьев, В. Ю., Балущкина, Н. С. и др. Геохимические характеристики флюидных включений как индикаторы степени преобразованности органического вещества из юрских отложений Ем-Еговской вершины (Красноленинский свод, Западная Сибирь)// Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2023.- №2.- с. 79–92. DOI: 10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-2-79-92.
148. Латыпова, М. Р., Хотылев, О. В., Балущкина, Н. С. и др. Обстановки осадконакопления абалакской свиты и вогулкинской толщи на территории Каменной вершины Красноленинского свода//Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2021.- №6. – с. 49–60.
149. Леонов М.Г., Пржиялговский Е.С., Лаврушина Е.В. Граниты. Постмагматическая тектоника и углеводородный потенциал//Труды Геологического института, 2018, Вып. 619. 331 с.
150. Летников Ф.А. Синергетические аспекты изучения природных открытых неравновесных систем // Докл. АН. 2000. Т. 370. №2. С. 212-215.
151. Летников Ф.А. Флюидные фазы континентальной литосферы и проблемы рудообразования // Смирновский сборник – 99. М.: ВИНТИ. 1999. С. 63-98.
152. Лисицын А.П. Биодифференциация вещества в океанах и осадочный процесс // Биодифференциация вещества в морях и океанах. Ростов-н/Д: Изд-во Рост. ун-та, 1986. С. 3-66.
153. Лисицын А.П. Потоки вещества и энергии во внешних и внутренних сферах Земли / В кн.: Глобальные изменения природной среды -2001 (Ред. Добрецов Н.Л., Коваленко В.И.). Новосибирск: Издательство СО РАН, филиал “Гео”. 2001. С. 181.
154. Лисицын А.П. Процессы терригенной седиментации в морях и океанах. М., Наука, 1991. 271 с.
155. Липатова В.В., Казаков А.М. Проект стратиграфической схемы триасовых отложений Западной Сибири (по решениям межведомственного рабочего совещания в

Ярославле, июнь 2000 г.) //Триас Западной Сибири (материалы к стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты). Новосибирск, 2001.- С.215-220.

156. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Баженовская свита Западно-Сибирского бассейна: нефтегенерационные свойства и катагенетическая зрелость. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1999 - №7. - с.2-28.

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

158. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И. и др. Баженовская нефтяная генерационно-аккумуляционная система на западе Хантейской антеклизы. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1998. - №5. - с.2-27.

159. Майоров А.А., Хотылев А.О. Нефтеносность гарнитных массивов и в связи с ними (на примере Красноленинского свода, Западная Сибирь)// Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий. №8, 2020, с. 94-98.

160. Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Макарова И.Р., Суханов А.А., Крыкова Т.Н. Перспективы поисков и освоения нетрадиционных источников нефти на территории Северо-Запада России. Недропользование XXI век. Июнь, 2014.- с.48-55.

161. Макарова, О. М., Коробова, Н. И., Калмыков, А. Г., Калмыков, Г. А., Балущкина, Н. С., Белохин, В. С., Козлова, Е. В., Косоруков, В. Л., and Мануилова, Е. А. (2017). Основные типы пород баженовской свиты на Сургутском своде и сопредельных территориях. Георесурсы, №2.- с.155–164. DOI: 10.18599/grs.19.1.16

162. Максимов Е.М. Тектоника и геологические формации Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Е. М. Максимов ; Тюм. гос. нефтегазовый ун-т. - Тюмень : ТюмГУ, 2014. — 369 с.; ISBN 978-5-9961-0941-8.

163. Марютина Т.А., Карпов Г.А., Варфоломеев С.Д. Базовые углеводородные компоненты и химический состав среды накопления самой молодой нефти на земле// Доклады Академии наук, 2013, том 449, № 1, с. 38-41 DOI

164. Мастепанов А.М. Нетрадиционные источники нефти и газа в мировом энергетическом балансе: некоторые оценки и перспективы «Neftegaz.RU»- 2014, №11-12, с. 54-63.

165. Мастепанов А.М. Традиционные и нетрадиционные источники углеводородов: некоторые сравнительные оценки/ Доклад на ежегодном форуме Клуба Ниццы. Сайт Club de Nice. URL: <http://www.clubdenice.eu/2012/MASTEPANOV.pdf> (дата обращения: 19.02.2019)

166. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Официальный сайт Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых. - 2021. - https://gkzrf.ru/sites/default/files/docs/mr_po_pz_nefti_v_otl_bg_zsnp_na_sayt.pdf
167. Микуленко К.И. Перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты // Тр. СНИИГТиМС. Новосибирск, 1974 - Вып. 194 - с. 37-41.
168. Михайлов Н.Н., Глотов А.В., Скрипкин А.Г., Молоков П.Б. Остаточная водонасыщенность нефтематерисных пород баженовской свиты // «Neftegaz.RU», №3, 2022.
169. Морозов Н.В., И.Ю. Беленькая, В.В. Жуков. 3Д моделирование углеводородных систем баженовской свиты: детализация прогноза физико-химических свойств углеводородов // ПРОнефть. Геология и геолого-разведочные работы. №1. С. 38-45.
170. Мкртчян, О. М. Актуальные направления геологического изучения недр Западной Сибири / О. М. Мкртчян. - (Основные направления геологоразведочных работ в Западной Сибири). // Геология нефти и газа. - 2018. - № 3. - С. 37-41.
171. Мухер А.Г., Кулагина С.Ф., Пахомова Е.А. Районирование баженовского горизонта по типам разреза в пределах Краснотенинско-Фроловской зоны (Западная Сибирь) // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийского литологического совещания (Новосибирск, 28–31 октября 2013 г.). – 2013. – Т. I. – С. 297-301.
172. Мухер А.Г., Тугарева А.В. Палеогеографические особенности строения и перспективы нефтегазоносности нижне- и среднеюрских отложений Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Вторая научно-практическая конференция) / Под ред. В.И. Шпильмана, В.А. Волкова. Ханты-Мансийск, «Путиведь», 1999. – С. 123-133.
173. Научное наследие М.А.Усова и его развитие (Очерки по истории геологических знаний, вып. 23). Отв. Ред. В.В. Тихомиров. - Новосибирск: Наука, 1984
174. Нежданов А.А., Кулагина С.Ф., Корнев В.А., Хафизов Ф.З. Аномальные разрезы баженовской свиты: взгляд через полвека после обнаружения. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017;(6):34-42. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-6-34-42->

175. Немова В.Д. Литогенетическая классификация пород и техноморфизм отложений баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Москва, 2021. С. 342.
176. Немова В.Д., Панченко И.А. Факторы продуктивности баженовского горизонта во Фроловской мегавпадине// Нефтегазовая геология и практика. Теория и практика. – 2017.- Т.12, №4.- С. 1-16.
177. Немова В.Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины//Нефтегазовая геология и геофизика. Теория и практика. – 2012. – Т.7, №2. – С. 1-14.
178. Нестеров И.И., Шпильман В.И., Плавник Г.И., Судат Л.Г. Методика локального прогноза нефтегазоносности // Советская геология. - 1987. - №2. - С. 16-26.
179. Оксенойд Е.Е., Поповская В.Г., Печерин Т.Н., Демичев П.С. Динамика освоения трудноизвлекаемых запасов баженовскоабалакского нефтегазоносного комплекса на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Геология нефти и газа №2, 2022.- с.95-104
180. Олейник Е.В., Оксенойд Е.Е. Литологические особенности баженовско-абалакских Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2023. - Т.18. - №4. – с.70-79. http://www.ngtp.ru/rub/2023/40_2023.html ISSN 2070-5379
181. Основные тенденции развития мирового рынка жидких углеводородов до 2035 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://lukoil.ru/FileSystem/9/451551.pdf>.
182. Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири: сборник. Тюмень, СибНИИНП, 1985. Т.1. 213 с.
183. Панченко, И. В., Балущкина, Н. С., Барабошкин, Е. Ю., Вишневская, В. С., Калмыков, Г. А., and Шурекова, О. В. (2015). Комплексы палеобиоты в абалакско-баженовских отложениях центральной части Западной Сибири//Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2015.- №10(2). - С.1–29. DOI: 10.17353/2070-5379/24_2015
184. Панченко И.В., Вишневская В.С., Калмыков Г.А., Барабошкин Е.Ю. Новые данные по биостратиграфии абалакской и баженовской свит Широкого Приобья, полученные на основе комплексного изучения макро- и микрофаунистических остатков // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. VII Всероссийское Собрание. – 2013. - С. 162–165.

185. Панченко И.В., Камзолкин В.А., Латышев А.В., Соболев И.Д. туфы и туффиты в баженовском горизонте//Эволюция осадочных процессов в истории Земли. Материалы 8-го Всероссийского литологического совещания (Москва, 27-30 октября 2015 г), М., РГУ им.Губкина, том 2, с. 258-261
186. Панченко И.В. Немова В.Д. Контуриты в баженовских отложениях Западной Сибири: формирование, распространение и практическое значение//Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: научные материалы Седьмого Всероссийского совещания (г. Москва, 18-22 сентября 2017 г.); ред. Захаров В.А., Рогов М.А., Щепетова Е.В. - Москва: ГИН РАН, 2017. с. 153-157.
187. Панченко И.А., Немова В.Д., Смирнова М.Е. и др. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения керн и ГИС. Геология нефти и газа.- 2016.- №6.- С. 22-34.
188. Перозио Г.Н., Мандрикова Н.Т. Протодоломиты Сибири и их генезис // Докл. АН СССР. Т. 199. 1971. № 4. С. 913–914.
189. Перозио Г.Н., Предтеченская Е.А., Стасова О.Ф. О преобразованиях состава вмещающих пород и нефтей Западно-Сибирской плиты / Геология и геофизика. Новосибирск: Наука, Сибирское отд-е. 1982. № 6. С. 141-145.
190. . Поднебесных, А.В. Марьянович Ю.В., Кузнецов С.В., Овчинников В.П. Оценка ресурсов газогидратов на Восточно-Мессояхском месторождении // «Известия ВУЗов». – 2015. – №4. – С. 40-44
191. Перчук А.Л., Сафонов О.Г., Сазонова Л.В., Тихомиров П.Л., Шур М.Ю. Основы петрологии магматических и метаморфических процессов: учебное пособие // Университетская книга, 2015. – 472 с.
192. Попов В.И., Запроматов В.Ю. Генетическое учение о геологических формациях. М.: Недра, 1985
193. Постников А.В., Гутман И.С., Постникова О.В., Оленова К.Ю., Хасанов И.И., Кузнецов А.С., Потемкин Г.Н. Разномасштабные исследования геологической неоднородности баженовской свиты как основа оценки ее углеводородного потенциала// Нефтяное хозяйство. – 2017.- №3. С.8-11.
194. Постников А.В., Гутман В.С., Постникова О.В. и др. Разномасштабные исследования геологической неоднородности баженовской свиты как основа для оценки ее углеводородного потенциала // Нефтяное хозяйство, 2017.-№ 3, с. 8-11

195. Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Гурари Ф.Г. О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты// Литосфера, 2006. №4 С. 131-148.
196. Предтеченская Е.А., Фомичева А.С. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. -Т.6. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2011.pdf
197. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Высоцкий В.И., Морариу Д. Формация Баккен: геология, нефтегазоносность и история разработки. Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. -№2. С. 1-29. Rogers Oil&Gas Consulting, Varch 2013 <http://bgrodgers.com>
198. Прищепа О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р. Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014 -Т.9. -№4. -http://www.ngtp.ru/rub/12/46_2014.pdf
199. Разницин Ю.Н. Геодинамика офиолитов и формирование месторождений углеводородов на шельфе Восточного Сахалина // Геотектоника. 2012. №1. С. 3-18.
200. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск 2003 г
201. Рогов М.А., Бизиков В.А., Мироненко А.А., Ипполитов А.П., Панченко И.В. Мегаонихиты (Coleoidea, Cephalopoda) в поздней юре и раннем мелу Северного полушария // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. VII Всероссийское совещание: Москва, 18-22 сентября 2017 г. Научные материалы. Москва: ГИН РАН, 2017. С. 192-196.
202. Розин А.А., Сердюк З.Я. Преобразование состава подземных вод и пород Западно-Сибирской плиты под воздействием глубинного углекислого газа // Литология и полез. ископаемые. 1970. № 4. С. 102–113.
203. Российская газета, 2018, <https://rg.ru/gazeta/rg/2018/07/20.html>
204. Роуз Питер Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами / Перевод с англ. под ред. В.И. Порокуна; под общей ред. Н.А. Малышева. - Ижевск, 2011. - 304 с.
205. Рыжков В.И. Данько Д.А. Изучение свойств радиоляритовой пачки в интервале баженовской свиты по сейсмическим данным // Геофизика. 2016. № 3. С. 2-11.

206. Савельева Г.Н., Разницин Ю.Н., Меркулова М.В. Метаморфизм перидотитов в мантийном клине над зоной субдукции: гидратация литосферной мантии // ДАН. 2016. Т. 486. №1. С. 62–64.
207. Самойленко В.В. Геохимия органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов. Диссертация на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук, 2011. С. 181.
208. Сердюк, З.Я. Особенности постседиментационного преобразования верхнеюрских отложений Западной Сибири / З.Я. Сердюк, А.И. Кудаманов, Г.Д. Исаев, И.К. Микуленко, А.Р. Сайфутдинов // Георесурсы – Казань. – 2008. – № 5. – С. 24-26.
209. Скворцов М.Б., Кузнецов Г.В., Сурова Н.Д., Копилевич Е.А. Новые данные о размещении нефтегазопродуктивных зон баженовских отложений Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2018. - №2. – С. 89-96.
210. Скоробогатов В.А. Баженовская нефть Западной Сибири: генезис, запасы, ресурсы, перспективы освоения//Вести газовой науки, 2023.- № 1(53).- 206-221
211. Скоробогатов В.А., Истомин В.А., Журило А.А. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти. 2014.- Место издания Недра Москва, 284 с.
212. Скоробогатов В.А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее//Вести газовой науки, 2017.- №3/31.- с. 36-58.
213. Соболева Е.В. Формирование состава нефтей пласта Ю0 баженовской свиты Салымского месторождения//Георесурсы, 2017.- Ч.2.- с. 144-154
214. Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа: Избр. труды. М.: Изд-во МГУ. 2001. 480с.
215. Сонич В.П. Тип коллектора в породах баженовской свиты и механизм его образования// Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири. Тюмень: СибНИИНП, 1985г.
216. Смирнов В.И. Геология полезных ископаемых. М.: Недра. 1976. 688 с
217. Смолин А.С. Литологические особенности и нефтегазоносность баженовской свиты территории Среднего Приобья. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва, 2006.
218. Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Суслова А.А., Гиляев Р.М. Обстановки осадконакопления и палеогеографическая зональность баженовского горизонта (титон-нижний берриас) Западной Сибири // Георесурсы, 2017.- с.134-143

219. Степанов В.П. и др. Основные итоги и перспективы разработки баженовской свиты Салымского месторождения. // «Геофизика», 2007 - №4
220. Стратиграфический кодекс России. ВСЕГЕИ, С-Петербург, 2006. 95 с.
221. Страхов Н.М., Логвиненко Н.В. О стадиях осадочного породообразования и их наименовании // Докл. АН СССР. 1959. Т. 125. № 2. С. 389-392
222. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. 143 с.
223. Сурков В.С., Смирнов Л.В. Консолидированные блоки земной коры в фундаменте Западно-Сибирской плиты. – Мат-лы Всерос. науч. конф. «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности», 27-29 апреля 2010 г., г.Тюмень. - Тюмень: СИБНАЦ, 2008. С. 207–210.
224. Суханов А.А., Макарова И.Р., Чельшев С.С. Методические подходы установления причин нарушения катагенетической зональности в доманикитах с целью повышения эффективности ГРП // Геология и минеральные ресурсы. – 2014 – Т.3. - С. 145-148.
225. Тектоника и геологические формации Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Е. М. Максимов. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. — 370 с.
226. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Москва, Мир, 1981, 501с.
227. 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. Изменчивость состава углеводородных соединений в юрских нефтегазоматеринских толщах Каменной вершины Краснотеннинского свода (Западная Сибирь). Георесурсы, 23(2):158-169, 2021.
228. Тихомиров П.Л., Акинин В.В., Накура Э. Мезозойский магматизм Центральной Чукотки: новые данные U-Pb геохронологии и их геодинамическая интерпретация // Доклады Академии наук. 2008. Т. 419. № 2. С. 237-241.
229. Тихомиров В.Г., Журавлев Б.Я., Федоров Т.О. Структурная геология магматических массивов / Под ред. В.Г. Тихомирова. – М.: Изд-во МГУ, 1992. – 216 с.
230. Тихонова, М. С., Иванова, Д. А., Калмыков, А. Г., Борисов, Р. С., Калмыков, Г. А. Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров. Георесурсы, 2019. - №21(2).- с.172–182.

231. Тугарова М.А. Микробиолиты триаса архипелага Шпицберген / Труды ВНИИ-Океангеология. Т. 227. — СПб.: ВНИИОкеангеология, 2014. - 198 с.
232. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. М.: Недра, 1988. 197 с.
233. Усманов И.Ш., Куриленкова Г.А., Штепа Е.Г. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрского фундамента северной части Сургутского свода // Нефтяное хозяйство. 2009. №1. С. 24-26
234. Федорова Т.А., Бочко Р.А. Водно-растворимые соли баженовской свиты как критерий выделения зон коллекторов// Геология нефти и газа. 1991. №2, с.
235. Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: Наука. – 1984. – 44 с
236. Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. Л.: Недра, 1967. 124 с.
237. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011 г., 331 с.
238. Фомина, М. М., Балущкина, Н. С., Хотылев, О. В., Калмыков, А. Г., Богатырева, И. Я., Калмыков, Г. А., Реуцкая, И. О., Романенко, С. А., Топчий, М. С., and Алехин, А. А. Выделение потенциально-продуктивных интервалов тутлеймской свиты центральной части Краснотеннинского свода. Георесурсы, 2021. - № 23(2):132–141. DOI: 10.18599/grs.2021.2.13
239. Фор Г. Основы изотопной геологии. – М.: Мир, 1989. - 590 с. 23-26
240. Хабаров В.В., Нелепченко О.М., Волков Е.Н., Барташевич О.В. Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология. 1980. №10, с. 94–105.
241. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики: Учебник- 2-е изд., испр. И доп. – М.: КДУ, 2005.- 560 с.
242. Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите. // Геология нефти и газа, 1980. - №6 - с. 1-10.
243. Халимов Э.М. Методика подсчета запасов нефти в баженовской свите. // Нефтяное хозяйство. 1984. - №6. - с.26-29.

244. Хамидуллин, Р. А., Калмыков, Г. А., Корост, Д. В., Балущкина, Н. С., and Бакай, А. И. Фильтрационно-емкостные свойства пород баженовской свиты. Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2013. - №5. – с. 57–64.
245. Холодов В.Н. Постседиментационные преобразования в элизионных бассейнах. М.: Наука. 1983. 152 с.
246. Хотылев А.О., Майоров А.А., Худoley А.К, Ершова В.Б., Калмыков Г.А., Хубанов В.Б., Червяковская М.В. Гранитоидные массивы Краснoленинского свода в Западной Сибири: состав, структура, возраст и условия образования // Геотектоника. 2021. №2. С. 70-93.
247. Хотылев, О. В., Балущкина, Н. А., Вишневская, В. С., Коробова, Н. И., Калмыков, Г. А., Рослякова, А. С. Модель накопления радиоляритовых слоев в баженовской свите Западной Сибири. Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2019. - №1. – с. 89–94.
248. Хотылев, О. В., Гатовский, Ю. А., Балущкина, Н. С., Коточкова, Ю. А., Коробова, Н. И., Фомина, М. М., Карпова, Е. В., and Калмыков, Г. А. Модели седиментации баженовской высокоуглеродистой формации в зоне развития тутлеймской и баженовской свит. Георесурсы, 2021. - №23(2). – с.120–131. DOI: 10.18599/grs.2021.2.11
249. Хуторской М.Д., Поляк Б.Г. Роль радиогенной теплогенерации в формировании поверхностного теплового потока // Геотектоника. 2016. №2. С. 43-61.
250. Цветков Д.Л., Киселева Н.Л., Цветков Л.Д. «Мадстоуны и сланцы». Ярославль, Аверс Плюс. 2018 г. 400 с.
251. Цейслер В.М. Формационный анализ: Учебник. - М.: Изд-во РУДН, 2002.- 186 с.
252. Чернова О.С. Систематика и иерархия природных резервуаров как основа палеоседиментологического моделирования//Известия Томского политехнического университета.2010. №1. Т.317. с. 116-121.
253. Шадрина С.В., Азарапина У.Ю., Шадрин А.А., Крицкий И.Л. Формирование пустотного пространства в серпентинитах // Геология нефти и газа. 2019. №6. С. 41-46
254. Шатский Н.С. Геологические формации и осадочные полезные ископаемые. Избранные труды. Т.3.- М.: Наука, 1965
255. Шахновский И.М. Формирование залежей нефти и газа в нетрадиционных резервуарах, 1997. - №9

256. Шнюков Е.Ф., Топаческий И.В. Газовые сипы Мирового океана// Геологія і корисні копалини Світового океану. 2019. 15, № 2: 3—15.
257. Шпильман А.В., Шубина А.В. 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, октябрь 2019 г.)
258. Шумилов И.Х. Экзотические отложения в девонской толще среднего Тимана // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2018. - 1(33) - С. 60-67.
259. Щепетова Е.В, Панченко И.В., Барабошкин Е.Ю., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Зуйкова М.В. Штормогенные отложения в баженовской свите Фроловской мегавпадины // Материалы VIII Всероссийского литологического совещания. - 2015. - с. 312-314.
260. Эдер В. Г., Балущкина Н. С., Замирайлова А. Г., Фомин А. Н. Литолого-геохимические свидетельства катагенетических преобразований черных сланцев на примере баженовской свиты Западной Сибири. Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2021. - №1.- с.58–70.
261. Эдер В.Г. Замирайлова А.Г. Литология баженовской свиты Западной Сибири// Рос. акад. наук, Сиб. Отд-ие, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им.А.А.Трофимука.- Новосибирск: СО РАН, 2023.- 243 с.
262. Эдер, В. Г., Костырева, Е. А., Юрченко, А. Ю., Балущкина, Н. С., Сотнич, И. С., Козлова, Е. В., Замирайлова, А. Г., Савченко, Н. И. Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири. Георесурсы, 2019.- №21(2). – с. 129–142.
263. Эдер В.Г. Некоторые типы разрезов верхнеюрских баженовской и георгиевской свит Обь-Иртышского междуречья // Геология и геофизика. 2006. Т. 47. № 6. С. 746-754.
264. Эдер В. Г., Рыжкова С. В., Дзюба О. С., Замирайлова А. Г. Литостратиграфия и обстановки седиментации баженовской свиты (Западная Сибирь) в центральном, юго-восточном и северном районах ее распространения // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2022. Т.30. №5. С.46-74.
265. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Жигульский И.А. Литология баженовской свиты в районах Хантейской гемиянтеклизы и Межовского мегамыса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. 2016. № 6. С. 87-96.

266. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Калмыков Г.А. Свидетельства образования карбонатных пород на геохимических барьерах в черных сланцах на примере баженовской свиты Западной Сибири // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 2. С. 143-152
267. Юдович Я. Э. , Кетрис М.П. Геохимия черных сланцев . - Ленинград: Наука. Ленингр. отд-ние, 1988. - 270 с
268. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Элементы- примеси в черных сланцах. – Екатеринбург: Наука., 1994.- 303 с.
269. Юдович Я. Э., Кетрис М.П. Геохимические и минералогические индикаторы вулканических продуктов в осадочных толщах. Екатеринбург: УрО РАН. 2010. 412 с.
270. Юрченко, А. Ю., Балущкина, Н. С., Калмыков, Г. А., Хамидуллин, Р. А., Коробова, Н. И., Блинова, В. Н. Строение и генезис известняков на границе абалакской и баженовской свит в центральной части Западно-Сибирского бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2015. - №5. – с. 62–68.
271. Юрченко, А. Ю., Балущкина, Н. С., Калмыков, Г. А., Шарданова, Т. А., Бычков, А. Ю., Прокофьев, В. Ю. 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, 2015. - №4. – с. 22–26.
272. Юрченко А.Ю., Блинова В.Н. Распределение стабильных изотопов углерода и кислорода в карбонатах из осадков центральной части Баренцева моря// Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2010. - № 6. - с. 51-55.
273. Юрченко, А. Ю., Потапова, А. С., Бумагина, В. А., Вилесов, А. П., Чертина, К. Н., Балущкина, Н. С., Калмыков, Г. А., Хотылев О. В. Морфологическая и литогенетическая типизация карбонатных пород абалакско-баженовского комплекса //Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2019. - №3. – с. 44–50.
274. Юрченко, А. Ю., Такахата, Н., Танака, К., Сано, Ю., Балущкина, Н. С., Калмыков, Г. А. Природа рассеянного и конкреционного пирита в верхах абалакской свиты Салымского месторождения (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2016. - №5. С. 96–101.
275. Яковлева Н.П., Мясникова Г.П., Чернова Г.А. Вещественный состав и перспективы нефтегазоносности триасовых и пермско-триасовых отложений на западе территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры // Нефть и газ, 2017. №4. С. 42-50.

276. Яковлева Н.П., Мясникова Г.П., Чернова Г.А. Вещественный состав и перспективы нефтегазоносности триасовых и пермско-триасовых отложений на западе территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры // Нефть и газ. 2017. №4. С. 42-50.
277. Якуцени В.П., Жузе Н.Г., Кругликов Н.М., Лебедев Б.А., Петрова Ю.Э., Тимошенкова Н.В. Проблемы подготовки к освоению нетрадиционных видов и источников углеводородного сырья // «Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов России». –СПб.: ВНИГРИ, 2000. –с.312-322
278. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов -резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России.// Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009 (4). С. 1-20
279. Япаскурт. О.В. Литология. Разделы теории: В двух частях: Часть I: Процессы и факторы эпигенезиса горных пород: диагностика и системный анализ: Учебное пособие. - М.: МАКС Пресс, 2013. -216с.
280. Япаскурт О.В. Основы учения о литогенезе. Учебное пособие. – М.: Изд-во Моск. ун-та. 2005. 379с.
281. Ясович Г.С., Поплавская М.Д. К стратиграфии битуминозных отложений верхней юры и неокома ЗападноСибирской равнины // Материалы по геологии нефтегазоносных районов Западной Сибири. Тюмень: Труды ЗапСибНИГНИ. 1975. № 102. С. 28-57.
282. Яцканич Е.А. Вулканиты центральных районов Широтного Приобья // Материалы научно-практической конференции «Круглый стол. Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на территории ХМАО». – Ханты-Мансийск, 2003.
283. Balushkina N.S., Kalmykov G.A. Cavity structure in oil-saturated Bazhenov and Abalak shale rock in the Western Siberian basin// Moscow University Geology Bulletin, 2016. - том 71, № 1. - pp. 71-80 .
284. Burnham A.K., Pomerantz A.E., Gelin F., Oil, bitumen, and other confusing concepts: what do laboratory experiments really tell us?. AAPG Bull. submitted (2016)
285. Cardott, B. J., 1989, Thermal Maturation of the Woodford Shale in the Anadarko Basin, in K. S. Johnson, ed., Anadarko basin symposium, 1988, Oklahoma Geological Survey Circular, 90, p. 32–46. Cardott, B. J., 2012, Thermal maturity of Woodford Shale gas and oil plays, Oklahoma, USA: International Journal of Coal Geology, v. 103, p. 109-119.

286. Complex lithophysical typization of Bazhenov formation rocks from core analysis and well logging. Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Khamidullin R.A., Belokhin V.S., Korobova N.I., Petrakova N.N., Bakay A.I. в сборнике Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2014, RO and G 2014, том 1, с. 207-224

287. Curtis, M. E., Ambrose, R. J., Energy, D., Sondergeld, C. H., & Rai, C. S. (2010). Structural Characterization of Gas Shales on the Micro- and Nano-Scales. Canadian Unconventional Resources & International Conference, Calgary, 19-21 October 2010. CUSG / SPE 137693.

288. Driskill, B., J. Walls, J. DeVito, and S. W. Sinclair, 2013, Applications of SEM imaging to reservoir characterization in the Eagle Ford Shale, South Texas, USA, in W. K. Camp, E. Diaz, and B. Wawak, eds., Electron microscopy of shale hydrocarbon reservoirs: AAPG Memoir 102, p. 116–136.

289. Euzen T. Shale Gas an Overview. IFP Technologies (Canada) Inc. 2011. pp. 1-75

290. Gafurova, D., Maltseva, A., Kalmykov, A., Adriano, M., Balushkina, N., et al. Impact and implications of hydrothermal fluids migration in the frolov hydrocarbon province in west Siberia// Marine and Petroleum Geology, 2024.- page 106826. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2024.106826

291. Gerke K.M., Vasilyev R.V., Korost D.V., Karsanina M.V., Balushkina N.S., Khamidullin R., Kalmykov G.A., Mallants D. Determining physical properties of unconventional reservoir rocks: From laboratory methods to pore-scale modeling //Society of Petroleum Engineers - Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition 2013: Delivering Abundant Energy for a Sustainable Future, место издания Society of Petroleum Engineers, Inc United States, том 2, с. 599-612

292. Grammer, G. M., Gregg, J. M., Puckette, J. O., Jaiswal, P., Pranter, M., Mazzullo, S. J., and Goldstein, R. H., eds., Mississippian Reservoirs of the Mid-Continent, U.S.A.: American Association of Petroleum Geologists Memoir 116, DOI: 10.1306/13632161M1163366.

293. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System "SPE/WPC/AAPG/SPEE, November 2011

294. Holditch, S.A. 2006. Tight Gas Sands. JPT 58 (6) 86-93. SPE 103356-MS DOI: 10.2118/103356-MS.

295. Lewan M. D., Winters J.C., and McDonald J.H. Generation of Oli-Like Pyrolyzates from Organic-Rich Shales// Science, 203 (4803), DOI: 10.1126/science. 203.4803.897

296. Loucks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., Jarvie, D. M. (2009). Morphology, Genesis, and Distribution of Nanometer-Scale Pores in Siliceous Mudstones of the Mississippian Barnett Shale. *Journal of Sedimentary Research*, 79(12), 848-861.
297. Loucks, R.G., Reed, R.M., Ruppel, S.C., Hammes, U. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. [AAPG Bulletin 96], 2012 – p. 1071–1098.
298. Mason J. Oil Production Potential of the North Dakota Bakken//Oil and Gas Journal February 10, 2012
299. Michael A. Arthur and David R. Cole. Unconventional Hydrocarbon Resources: Prospects and Problems// ELEMENTS, VOL. 10, 2014, PP. 257–264, DOI: 10.2113/gselements.10.4.257
300. Milliken, K. L., and R. Day-Stirrat, 2013, Cementation in mudrocks: Brief review with examples from cratonic basin mudrocks, in J.-Y. Chatellier and D. M. Jarvie, eds., Critical assessment of shale resource plays: AAPG Memoir 03, p. 133–160.
301. Milner, M., McLin, R., & Petriello, J. (2010). Imaging Texture and Porosity in Mudstones and Shales: Comparison of Secondary and Ion-Milled Backscatter SEM Methods. Canadian Unconventional Resources & International Conference, Calgary, 19-21 October 2010. CSUG / SPE 138975.
302. Montgomery, S. L., 2004, Barnett Shale: A new gas play in the Fort Worth Basin: *Petroleum Frontiers*, v. 20, no. 1, p. 1– 73.
303. Netzel D.A., Miknis F.P., Hydrocarbon type analysis of eastern and western shale oils produced by the IGT Hytort and Fischer Assay processes, in *Synthetic Fuels from Oil Shale II*, Symposium Papers, Nashville TN, Oct. 1981, (Institute of Gas Technology, Chicago, 1982), pp. 229–250
304. NMR T2 Distributions in the Eagle Ford Shale: Reflections on Pore Size. Erik Rylander, Philip M. Singer, Tianmin Jiang, Rick Lewis, Ryan McLin Schlumberger and Steve Sinclair, Matador Resources. This paper was prepared for presentation at the Unconventional Resources Conference-USA held in The Woodlands, Texas, USA, 10-12 April 2013 SPE 164554
305. Passey, Q.R., Bohacs, K.M., Esch, W.L., Klimentidis, R., Sinha, S., From oil-prone rock to gas-producing shale reservoir—geological and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs. [International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers, Beijing, China], 2010. - p. 29.- SPE 131350.

306. Prakashrao V. Deshpande. General screening criteria for shale gas reservoirs and production data analysis of Barnett Shale. Submitted to the Office of Graduate Studies of Texas A&M University in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master Of Science. 2008
307. Ragan, V. M., 1996, Evidence for extensive hydrothermal events in the genesis of the Mississippi Valley-type (MVT) deposits of eastern Kansas and the Tri-State zinc-lead mining district of Kansas, Missouri, and Oklahoma, University of Missouri-Kansas City, 167 p.
308. Review of Emerging Resources U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays» U.S. Energy Information Administration, July 2011
<http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>
309. Rybacki, E., Reinicke, A., Meier, T., Makasi, M. & Dresen, G. 2015. What controls the mechanical properties of shale rocks? – Part I: strength and Young's modulus. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, 702–722. Rybacki, E., Meier, T. & Dresen, G. 2016. What control the mechanical properties of shale rocks? – Part II: Brittleness. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 144, 39–58.
310. Shale gas an overview by Tristan Euzen. IFP Technologies (Canada) Inc., 2011
311. Schieber, J. (2010). Common Themes in the Formation and Preservation of Intrinsic Porosity in Shales and Mudstones - Illustrated With Examples Across the Phanerozoic. SPE Unconventional Gas Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 23-25 February, 2010. Society of Petroleum Engineers. SPE 132370.
312. Sliwinski, J., Harrington, J., Power, M., Hughes, P., & Yeung, B. (2010). A High-Definition Mineralogical Examination of Potential Gas Shales. AAPG Annual Convention and Exhibition, New Orleans, USA, April 11- 14, 2010 (Vol. 50290).
313. Sone, H. & Zoback, M.D. 2013. Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks – Part 1: Static and dynamic elastic properties and anisotropy. *Geophysics*, 78, D381–D392.
314. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Department of Energy. Washington, DC 20585, June 2013.
315. Usman A., D. Nathan Meehan, Baker Hughes. 14 Jun 2016, Characteristics of Unconventional Oil and Gas Resources from: Unconventional oil and gas Resources Exploitation and Development CRC Press Accessed on: 03 Dec 2021
<https://www.routledgehandbooks.com/doi/10.1201/b20059-4>
316. Wang Q., Liu H., Sun B., Study on pyrolysis characteristics of Huadian oil shale with isoconversional method. *Oil Shale* 26, 148–162 (2009)

317. Weil S.A, Oil shale hydroretorting laboratory studies at IGT, in Synthetic Fuels from Oil Shale, Symposium Papers, Atlanta GA, Dec. 1979, (Institute of Gas Technology, Chicago, 1980), pp. 353–376

Фондовая литература

318. Дифференцированная оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты Западно - Сибирской НГП (нетрадиционные источники сланцевой нефти) с выделением перспективных зон и участков на основе разработки и совершенствования критериев ее потенциальной продуктивности и методических подходов к оценке прогнозных ресурсов: Отчет о НИР по государственному контракту №7/14 / ФГБУ «ВНИГНИ»; Отв. исполн. М.Б. Скворцов. – г. Москва. – 2016.

319. Исследование кернового материала и пластовых флюидов по Хальмерпаютинской поисково-оценочной скважине №2099 «ТПП «Ямалнефтегаз» / ООО «КогалымНИПИнефть», 3 кн. Сухарев А.И., Шурыгин Б.Н., Гордин А.И. - 2006. – 767 с.

320. Комплексная интерпретация сейсмических материалов 3D Приобского месторождения» Отчет ООО «РН-УфаниПИнефть, Лопин А.Ф. г.Уфа, 2013г

321. Оценка перспективы нефтедобычи и формирование концепции разработки пластов баженовской свиты на месторождениях деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз, Отчет Югорского НИИ ИТ, Кремлев А.Н., Стариков Л.Е. г. Ханты- Мансийск, 2010г.

322. Оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты (пласта Ю0) на территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» на основании региональных закономерностей, Ларичев А.И. ФГУП ВСЕГЕИ, 2009.

323. Оценка перспектив нефтеносности и добычи нефти баженовской свиты на территории деятельности ООО «Лукойл-Западная Сибирь», ООО «Лукойл-Инжиниринг», Шарафутдинов В.Ф., 2012.

324. Пересчет запасов нефти и растворенного газа по продуктивным пластам Ем-Еговского ЛУ Краснотенинского месторождения, г.Тюмень, 2015г

325. Построение геологической модели Салымского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Нуриманова М.О., Хидиятов М.М. г. Уфа, 2019г

326. Проведение интерпретации сейсмических данных в пределах Петелинского, Малобалыкского, Средне-Балыкского месторождений и создание геологической модели по неокомским и юрским отложениям на Малобалыкском куполовидном поднятии и мегаседловине, Давыдова Т.В. ООО «РН-УфаниПИнефть», ООО «ЛАРГЕО», 2011г

327. Проведение комплексной интерпретации сейсмических данных 3Д, ГИС и ВСП, их обобщение в пределах Салымского и Приразломного месторождений. Чернова О.В. ООО «РН-УфаниПИНефть», «Шлюмберже Лоджелко инк», г.Москва, 2012г.

328. Проведение комплексной интерпретации сейсмических материалов 3D Приобского месторождения сезона 2008- 2010 (СП 7, 88, 70) и их обобщения с материалами смежных сейсмических съемок 2005- 2008. Галиев Р.Р., Абдрахимов Р.И. и др., Уфа, 2011.

329. Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д на Приразломном ЛУ», «РН-УфаниПИНефть, Галеева Р.Х. г.Уфа, 2019г.

330. Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д на Салымском лицензионном участке (Лемпинская площадь), ООО «РН-БашНИПИНефть», Нуриманова М.О., Хидиятов М.М. г.Уфа, 2019г.

331. Создание детальной модели геологического строения ниже-среднеюрских образований Западной Сибири, оценка ресурсного потенциала и обоснование главных направлений поисково-разведочных работ. А.В. Шпильман и др., «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», ФГУП «СНИИГГиМС», «ЗапСибНИИГГ», 2008 г.

332. Создание региональной сейсмогеологической модели мезозойских осадочных образований чехла Западно-Сибирской геосинеклизы. Козубовская И.Г., Игошкин В.П., ООО «НППГМ «ГЕОСЕЙС», г. Тюмень, 2005г.

333. Сонич В.П. «Опытно-методические работы по обоснованию поиска, разведки и освоения залежей нефти в баженовской свите». Тюмень, 1999 г

334. Теплоухова Е.Ф. и др. «Обобщение результатов 2D/3D сейсморазведочных работ и актуализация геологической фациальной 3D модели на Ем-Ёговском лицензионном участке Краснотенинского месторождения». Отчет ООО «ТННЦ», г. Тюмень, 2018г.

335. Цимбалюк Т.А. «Отчет о работах Правдинской сейсморазведочной партии 88/00-01 методом трехмерной сейсморазведки на Правдинской площади в полевой сезон 2000-2001гг. ЦАГГИ ОАО «Ханты-Мансийскгеофизика», Тюмень, 2002г

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1. Карта фактического материала, использованного при подготовке работы а) сейсморазведочные данные, б) каротажные данные, в) керновые данные, г) данные по испытаниям	11
Рисунок 2. Границы БВУФ на стратиграфической схеме БГ [Брадучан и др., 1986], составлено Балускиной Н.С.	17
Рисунок 3. Выделение БВУФ в разрезах БС, ТС, даниловской и мулымьинской свит в скважинах, расположенных вдоль регионального сейсмического профиля №6.	18
Рисунок 4. Фрагмент геолого-геофизического планшета по скважине Леушинская- 502 с границами верхнемулымьинской и нижнемулымьинской подсвит и возрастными датировками [«Дифференцированная оценка..», 2016]	19
Рисунок 5. Геофизический планшет по скважине Каменной вершины Красноленинского свода. Из верхнетутлеимской подсвиты БВУФ, не входящей в баженовский горизонт, получен приток нефти [Хотылев и др., 2021]	20
Рисунок 6. Территория распространения и мощность БВУФ. Составлено Балускиной Н.С. с коллегами	22
Рисунок 7. Карта среднего содержания органического углерода Сор _г в БВУФ. Составлено Балускиной Н.С. с коллегами	23
Рисунок 8. Ресурсный треугольник [Holditch 2006]	24
Рисунок 9. Ресурсный треугольник [Usman et al., 2016]	24
Рисунок 10. Блок-схема принятия решений по перспективности разработки скоплений сланцевого газа [Euzen, 2011]	28
Рисунок 11. Базовая схема изучения скоплений сланцевого газа [Deshpande, 2008]	29
Рисунок 12. Классификация нетрадиционных ресурсов газа Всероссийского научно- исследовательского Геологического Нефтяного Института (ВНИГНИ) [Варламов и др., 2013]	31
Рисунок 13. Соотношение в породах БВУФ материнского керогена, сорбированных и свободных углеводородов в люминесцентном микроскопе и на схематическом рисунке [Калмыков и др., 2017]	32
Рисунок 14. Схематическая модель коллектора БС, предложенная ВНИГРИ [Халимов, 2009г, устное сообщение]	35

Рисунок 15. Главные факторы и количественные критерии оценки промышленной нефтеносности БС ЗСНГБ [Скоробогатов и др., 2019].....	37
Рисунок 16. Сопоставление некоторых региональных критериев промышленной нефтегазосности БВУФ и участков, на которых получены промышленные притоки и посчитаны запасы по пласту Ю0 а) концентрация ОВ в БВУФ (построено диссертантом с коллегами), б) катагенез ОВ БВУФ (построено диссертантом с коллегами), в) глинистость БВУФ (построено диссертантом с коллегами), г) суммарная мощность карбонатных пород в БВУФ [Нестеров, 2009 г]	39
Рисунок 17. Расположение продуктивных (более 1м ³ /сут) и «сухих» скважин в БВУФ на фрагменте схемы катагенеза БВУФ, построенной в величинах индекса трансформации органического вещества (построено Н.С.Балушкиной с коллегами).....	41
Рисунок 18. Зависимость газосодержания от зрелости ОВ баженовских отложений [Морозов и др, 2016]	42
Рисунок 19. Иерархия седиментологических [по Черновой, 2018] и нефтегазовых объектов [по Кузнецову, 2012] и их несоответствие в связи с отсутствием прямого лито-фациального контроля нетрадиционных резервуаров и изменчивости их свойств в высокоуглеродистых отложениях.....	47
Рисунок 20. Эксперимент по оценке полноты очистки от УВ [Михайлов и др., 2022]	49
Рисунок 21. Доля объемного содержания воды и УВ (сумма объемов остаточной нефти и битумоидов) в объеме образца	51
Рисунок 22. Доля объемного содержания (по оси ординат) воды в объеме образца	51
Рисунок 23. Зависимость объемного содержания воды в породе (по оси ординат) от массового содержания глинистых минералов	51
Рисунок 24. Схема центрифугирования цилиндра для извлечения подвижной нефти [SPE164554].....	52
Рисунок 25. Сопоставление спектрограмм ЯМК-ЯМР [SPE164554]	53
Рисунок 26. Сопоставление сигналов ядерного магнитного каратожа скважины и ЯМР образца [SPE164554].....	53
Рисунок 27. Сопоставление парциальных спектров для различных состояний образца с глубины (после увязки) 3071,21м [Калмыков и др., 2017]	55
Рисунок 28. Сопоставление парциальных спектров для различных состояний образца с глубины (после увязки) 3076м [Калмыков и др., 2017]	55

Рисунок 29. Сопоставление парциальных спектров для различных состояний образца с глубины (после увязки) 3079,27 м [Калмыков Г.А. и др., 2017]	56
Рисунок 30. Геолого-геофизический планшет с данными ЯМК в разрезе БВУФ [Калмыков и др., 2017]	57
Рисунок 31. Выделение свободных углеводородов (миграционных битумоидов) по комплексу параметров пиролиза на примере пиролитического разреза одной из скважин	60
Рисунок 32. Соотношение между величиной удельного притока нефти и коэффициентом пористости пород, слагающих приточные интервалы. Промышленные дебиты нефти (более 1 м ³ /сут) возможно получить уже при объеме порового пространства 5,3%	61
Рисунок 33. Совокупности УВ-насыщенных пустотных объемов в БВУФ	63
Рисунок 34. Схема интерпретации ограниченного комплекса ГИС в БВУФ	65
Рисунок 35. Пример выделения и корреляции ППИ в БВУФ по данным исследования керна и комплексу ГИС на одной из площадей Краснотеннинского месторождения (составлено Балуткиной Н.С. с коллегами)	66
Рисунок 36. Построение цифровой петрофизической модели и оконтуривание залежи в БВУФ одного из месторождений [Балуткина и др., 2021 г]	68
Рисунок 37. Соотношение пористости и проницаемости в продуктивных кремнистых породах БВУФ [Хамидуллин и др., 2012]	71
Рисунок 38. Диаметр поровых каналов и размер частиц в песчаниках и сланцах [Nalson, 2009, Passey, 2010]	72
Рисунок 39. Литогенетические трещины, заполненные кальцитом в БВУФ Ем-Еговского месторождения. Изображение в рентгеновском томографе	73
Рисунок 40. Основные типы пористости в сланцах [Euzen, 2011]	75
Рисунок 41. Алгоритм цифрового моделирования системы микропор высокоуглеродистых коллекторов и расчета ФЕС [Gerke et al, 2013]	78
Рисунок 42. Матричные пустоты БВУФ	79
Рисунок 43. Фото шлифа породы коллектора БВУФ Правдинского месторождения. Межкомпонентные пустоты в кремнистой части породы, сообщающиеся между собой (наиболее темные участки на плотностном рентгеновском сечении- а) и соответствующие им прокрашенные синим цветом участки на фото петрографического шлифа в параллельных николях-б))	80

Рисунок 44. Внутриконтинентные пустоты, сформированные вследствие растворения кокколитофорид. Кп=8%. БВУФ Ем-Еговского месторождения	81
Рисунок 45. Типы и размеры пустот пород БВУФ	82
Рисунок 46. а) литогенетические трещины БВУФ, б) тектонические трещины	83
Рисунок 47. Техногенные трещины в БВУФ: а) фрагменты керна угловато-округлой формы; желтые прямоугольники – открытые вертикальные трещины. Формирование подобных трещин связано с режимами бурения, б) густая сеть «техногенных» трещин, развитых на поверхности керна, в) трещины, образованные в процессе продольной распиловки керна.....	83
Рисунок 48. Плотностное рентгеновское сечение с техногенными трещинами. Каменное месторождение.....	84
Рисунок 49. Фото полноразмерного керна в дневном и УФ освещении. Светящиеся под УФ горизонтальные, вертикальные и наклонные трещины в нефтенасыщенных породах. БВУФ Ем-Еговского месторождения	85
Рисунок 50. Фото полноразмерного керна в дневном и УФ освещении. Красные прямоугольники – участки сильнонарушенного керна, зеленые прямоугольники – участки керна со сквозными вертикальными трещинами, желтый прямоугольник (насыщенный инетрвал) – верхняя часть – открытая диагональная трещина, нижняя часть – сеть разноориентированных трещин. БВУФ Каменного месторождения	85
Рисунок 51. Каверны в БВУФ а) визуально наблюдаемые в дневном и УФ освещении, б) изученные с помощью рентгеновской макротомографии. БВУФ Салымского месторождения.....	86
Рисунок 52. Плотностное рентгеновское сечение кремнисто-карбонатной породы коллектора 10,6%.....	87
Рисунок 53. Рисунок. Фото SEM аншлифа породы БВУФ, Тайтымское месторождение.....	88
Рисунок 54. Поровидные изролированные пустоты в БВУФ, катагенез ПКЗ, Мамонтовская площадь	88
Рисунок 55. Элементы пустотного пространства БВУФ на стадии катагенеза МК1-2, на примере БВУФ Красноленинского свода: а) структурные микротрещины, б) трещины в керогене, в) межагрегатные пустоты в кремнистой части пород, БВУФ Красноленинского свода.....	89

Рисунок 56. Изображение пор в поперечном срезе керогена, снятое под РЭМ. БВУФ на стадии катагенеза МК 4, Приразломное месторождение [Васильев и др., 2014]	90
Рисунок 57. а) фрагмент кремнисто-карбонатной породы- коллектора, б) увеличенный фрагмент фото а), на котором видны элементы пустотного пространства. БВУФ на стадии катагенеза МК3, Средне-Назымское месторождение	90
Рисунок 58. Схема эволюции пустотного пространства БВУФ на разных стадиях катагенеза	91
Рисунок 59. Сопоставление пористости по керосину с абсолютной газопроницаемостью для кремнисто-карбонатных коллекторов. БВУФ Средне-Назымского месторождения [Хамидуллин и др, 2012]	92
Рисунок 60. Рисунок Геолого-геофизический планшет по скважине Малобалыкского месторождения, вскрывшей БВУФ ранней катагенетической зрелости МК1.	93
Рисунок 61. а) Фото керна в дневном и УФ освещении, фото шлифа в скрещенных николях и фото под РЭМ пустот растворения радиоларий в карбонатно-кремнистом коллекторе, б) применры вторичных процессов, которые влияют на величину пористости на примере карбонатно-кремнистого коллектора	93
Рисунок 62. Комплексная характеристика пустотного пространства коллекторов БВУФ Каменного месторождения	94
Рисунок 63. Поровое пространство фосфоритов верхней части разреза, снятое в прокрашенном шлифе и под РЭМ, сформированное за счет межагрегатных пустот на стадии катагенеза МК3. Каменное месторождение	95
Рисунок 64. Геолого-геофизический планшет по скважине Восточно-Унлорской площади	96
Рисунок 65. Геолого-геофизический планшет по скважине Салымского месторождения. Стадия катагенеза отложений МК3-4, все породы матрицы содержат подвижные углеводороды. ПГИ после ГРП показывают работу всего интервала с разной степенью интенсивности	97
Рисунок 66. Строение обобщенного разреза БВУФ, биостратиграфическая и геофизическая, минералогическая характеристика литолого-стратиграфических коррелируемых уровней в зоне развития а) тутлеимской свиты и б) баженовской свиты [Хотылев и др., 2021].	101

Рисунок 67. Реликты радиолярий в керогеново-глинисто-кремнистой породе, характерной для участков фоновой седиментации (николи: а – параллельные; б – скрещенные).....	104
Рисунок 68. Модель формирования радиоляритов различных типов [Коточкова и др., 2024].....	105
Рисунок 69. Проксимальные радиоляриты: а) БВУФ Малобалыкского месторождения б) БВУФ Тепловского месторождения. Дистальные радиоляриты: в) БВУФ Среднебалыкского месторождения; г) БВУФ Мамонтовского месторождения. ДС – дневной свет, УФ – ультрафиолет	106
Рисунок 70. Палеогеоморфологический профиль и характеристики радиоляритов БВУФ Урненской и Усть-Тегусской площадей.	108
Рисунок 71. Принципиальные модели формирования разрезов БВУФ : А, Б - для условий внутрибассейновых поднятий (А – Северо-Демьянское месторождение; Б – Ем-Еговское месторождение), В, Г – для островных условий (В – Урненское месторождение; Г – месторождение Каменное) [Хотылев и др., 2013].....	109
Рисунок 72. Характер кривой ГК в разных интервалах разреза в зависимости от положения разрезов относительно палеотечения [Балушкина и др., 2021]	112
Рисунок 73. Схема области развития радиоляритов различных типов в пределах контуров течения в центральной части бассейна (Фроловская мегавпадина и сопредельные структуры)[Балушкина и др., 2021].....	113
Рисунок 74. Псевдогранулярные резервуары: площадное распространение, характеристика по ГИС, фото керна и структура пустотного пространства.....	116
Рисунок 75. «Сланцевые» резервуары: площадное распространение, характеристика по ГИС, фото керна и структура пустотного пространства	117
Рисунок 76. Расположение продуктивных скважин на карте пластовых температур, приведенных к кровле БС [ВНИГНИ, 2016].....	118
Рисунок 77. Трещинно-каверновые резервуары: площадное распространение, характеристика по ГИС, фото керна и структура пустотного пространства.....	118
Рисунок 78. Схема катагенетической преобразованности отложений БВУФ (составлена специалистами МГУ им.М.В.Ломоносова при участии диссертанта)	122
Рисунок 79. Пустоты гидротермального выщелачивания в породах тутлеимской и абалакской свит. а, б, в – в шлифах; г–и – под РЭМ; а, г, ж – бактериально-водорослевые	

доломито-известняки; б, д, з – халцедон-кварцевые радиоляриты; в, е, и – сфероагрегатные коллофановые фосфориты [Карпова и др, 2021].....	126
Рисунок 80. Минералы маркеры гидротермальных процессов а) кислотного ряда, б) щелочного ряда [Карпова и др., 2021 г]	126
Рисунок 81. Соотношение изотопного состава углерода и кислорода карбонатных пород на примере БВУФ Правдинского месторождения	127
Рисунок 82. Пример отбора проб для изотопных исследований (Правдинское месторождение): а) в брекчированном комковатом известняке с трещинами, залеченными кальцитом; б) в кальцитизированной, неравномерно насыщенной трещине.....	128
Рисунок 83. Фото УВ флюидного включения в кристалле кварца из отложений абалакской свиты А – общий вид фрагмента кристалла с включением; Б – двухфазное, газово-нефтяное включение [Латыпова и др.,2022].....	129
Рисунок 84. График соотношения $\delta^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$, ‰ для жильного кальцита и величины катагенеза в единицах индекса трансформации (TR, %) [Латыпова и др.,2021]	130
Рисунок 85. Распределение образцов с бактериальной метан-производной углекислотой по разрезу, скважинам и палеотемпературы пересчета. Площадь Каменная	132
Рисунок 86. Карта разрывных нарушений для доюрского комплекса и БВУФ Ем-Еговского (слева) и Каменного (справа) участков (на подложке рельефа фундамента) ...	134
Рисунок 87. Пористость и распределение по разрезу и скважинам литотипов флюидопроводящих систем (радиоляриты, фосфориты). Б – ТС, АБ – абалакская свита	134
Рисунок 88. Распределение карбонатов железа, марганца, цинка (сидерит, анкерит, родохрозит, смитсонит) вторичной гидротермально-метасоматической природы. Свиты: ТЮМ – тюменская, АБ – абалакская, Б – тутлеимская, ВИК – викуловская.....	135
Рисунок 89. Распределение карбонатов кальция и магния (кальцит, доломит, магнезит, кутнагорит) вторичной гидротермально-метасоматической природы по разрезу и скважинам.	135
Рисунок 90. Коэффициенты пористости в гидротермально-метасоматических карбонатах. А- участок Каменный; Б – участок Ем-Еговский.....	136
Рисунок 91. Распределение сульфатов (барит, гипс, ангидрит, алюмо-натровые квасцы, ярозит, натроярозит, мелантерит).....	137
Рисунок 92. Распределение сульфидов (пирит, халькопирит, сфалерит, пирротин).	137

Рисунок 93. Фотография под РЭМ и элементный состав гематита в абалкской свите [Карпова и др., 2021]	138
Рисунок 94. а) Обобщенный график распределения величин $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ двух типов карбонатов, связанных с наложенными процессами, б) фото керна и шлифов, величины $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ из двух типов карбонатов [Gafurova et al., 2024]	139
Рисунок 95. Распределение образцов с гидротермальной углекислотой по разрезу, скважинам, и палеотемпературы пересчета.....	140
Рисунок 96. Схема полей развития палеосипов и распространения гидротермальных метасоматитов на подложке структурной карты фундамента	141
Рисунок 97. Схемы распределения индекса TR для Ем-Еговского (левая) и Каменного (правая) участков	143
Рисунок 98. Принципиальная модель функционирования сипов и гидротермальных систем на конседиментационном и постседиментационном этапах развития [Карпова и др., 2021].....	144
Рисунок 99. Фрагмент субмеридионального сейсмического профиля через Красноленинское поднятие;	145
Рисунок 100. Газоносность БВУФ на территории Фроловской мегавпадины. Положение скважины на схеме катагенеза ОВ БВУФ, сводный геолого-геофизический планшет и элементы пустотного пространства	147
Рисунок 101. Этапы геологоразведочных работ и объекты прогноза в БВУФ	151
Рисунок 102. Пример результатов комплексных исследований трещинно-кавернового резервуара пород БВУФ, ОВ и вмещающих флюидов. Салымское месторождение.....	152
Рисунок 103. Алгоритм интерпретации ограниченного комплекса ГИС для расчета пористости и пример расчета для одной из скважин Ем-Еговского месторождения.....	153
Рисунок 104. Геолого-геофизический планшет для скважины Ем-Еговского месторождения. Результаты выделения коллектора в разрезе скважины по данным ЯМК и по величине коэффициента пористости в совокупности с параметрами пиролиза, сопоставимы между собой.....	154
Рисунок 105. Плотностные рентгеновские сечения и объемные модели структуры пустотного пространства а) полуколлектора в составе «сланцевого» резервуара, Приразломное месторождение, б) полуколлектора в составе псевдогранулярного резервуара, Средне-Назымское месторождение	155

Рисунок 106. Характеристика скоплений УВ в БВУФ и подходы к их освоению .	157
Рисунок 107. Фрагмент временного разреза через скв.6038. Салымское месторождение.....	159
Рисунок 108. Пример выделения контура промышленной продуктивности, подтвержденный успешным бурением, на Северо-Демьянское месторождение	160
Рисунок 109. Схема области развития радиоляритов различных типов в пределах контуров течения, а также предполагаемой области апвеллинга на территории распространения БВУФ	162
Рисунок 110. Схема положения зон гидротермальных изменений в фундаменте..	166
Рисунок 111. Схема плотности покрытия данными по исследованию керна.....	168
Рисунок 112. Вероятностная схема успешного бурения с целью обнаружения резервуара и дальнейшего оконтуривания скоплений подвижной нефти	170
Рисунок 113. а) Схема распространения типов разрезов БВУФ (составлено Богатыревой И.Я.), б) типовые разрезы (составлено Коточковой Ю.А.)	175

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1. Характеристика проницаемости традиционных и нетрадиционных коллекторов [Макаревич и др., 2012]	27
Таблица 2. Геологическая характеристика основных месторождений сланцевых углеводородов США [Макаревич и др., 2012].....	28
Таблица 3. Некоторые характеристики нефтенасыщенных пород БВУФ [Балушкина и др., 2021].....	46
Таблица 4. Сопоставление коэффициентов пористости по данным ЯМР. Скважина Приобского месторождения	54
Таблица 5. Типы нетрадиционных резервуаров БВУФ и их геолого-генетическая характеристика.....	115
Таблица 6. Соотношение отражательной способности витринита, величиной индекса трансформации и температурного максимума пиролиза для подстадий катагенеза	121
Таблица 7. Характеристика и комплексы методов изучения мегарезервуара БВУФ, основанная на выделении и изучении разномасштабных УВ-насыщенных пустотных объемов.....	149
Таблица 8. Перечень ключевых параметров прогноза, количество и значения категорий, использованных при ранжировании территории по каждому параметру	167
Таблица 9. Значение категорий вероятности успешного бурения.....	169
Таблица 10. Комплексная характеристика типов разрезов БВУФ [Богатырева и др., 2024].....	176