

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
имени М.В.ЛОМОНОСОВА

*На правах рукописи*

**Балушкина Наталья Сергеевна**  
**Иерархическая структура природного резервуара**  
**баженовской высокоуглеродистой формации**

1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
доктора геолого-минералогических наук

**Москва-2026**

Диссертация подготовлена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова

**Официальные  
оппоненты:**

*Постников Александр Васильевич*- доктор геолого-минералогических наук, профессор, «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», факультет геологии и геофизики нефти и газа, заведующий кафедрой литологии

*Прищепин Олег Михайлович*- доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II», ректорат, проректор по научной деятельности, заведующий кафедрой геологии нефти и газа

*Скоробогатов Виктор Александрович*- доктор геолого-минералогических наук, «Газпром ВНИИГАЗ», отдел мониторинга и оценки ресурсной базы ТРИЗ Центра геологического и научно-методического сопровождения разработки месторождений и ТРИЗ, главный научный сотрудник

Защита диссертации состоится «15» мая 2026 г. в 14 часов 30 минут на заседании диссертационного совета МГУ.016.8 Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова по адресу: 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, МГУ имени М.В.Ломоносова, Геологический факультет, ауд. А-621.

E-mail: poludetkinaelena@mail.ru

С диссертацией можно ознакомиться в отделе диссертаций научной библиотеки МГУ имени М.В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д. 27) и на портале <https://dissovet.msu.ru/dissertation/3826>

Автореферат разослан « » марта 2026 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета МГУ.016.8,  
кандидат геолого-минералогических наук



Е.Н. Полудеткина

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность работы**

Высокоуглеродистые отложения представляют интерес не только как нефтематеринские и рудовмещающие (полиметаллы, редкие металлы, драгоценные металлы, уран, фосфориты и др.) (Юдович и др., 1988), но и промышленно нефтегазоносные, и, в связи с этим являются важными для нефтяной отрасли объектами. Наиболее изученными с точки зрения нефтегазоносности являются высокоуглеродистые отложения баженовской (БС) и тутлеймской (ТС) свит Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗСНГБ). В разрезе осадочного чехла ЗСНГБ повышенной концентрацией аквагенного органического вещества (ОВ) и битуминозных компонентов характеризуются не только (БС) и (ТС), но комплекс их пелитоморфных аналогов в составе мулымьинской, марьяновской, яновстанской, гольчихинской и даниловской свит, которые рассматриваются в работе как единая баженовская высокоуглеродистая формация (БВУФ). БВУФ и баженовский горизонт (БГ) являются разными геологическими объектами, принципы выделения которых различны. БВУФ представляет собой высокоуглеродистый нетрадиционный перспективный объект, площадь распространения которого достигает 2 млн.км<sup>2</sup>. БВУФ содержит углеводороды во всем объеме и является региональным (мега) резервуаром стратегически важного значения.

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 составляют 489 млн т., а годовая добыча из этих отложений в 2020 г. составила 1,043 млн т. нефти, то есть запасы находятся на начальном этапе освоения. Успешное освоение нефти БВУФ связано с решением взаимосвязанных вопросов, среди которых геология лежит в основе обоснованного проведения всех последующих мероприятий. О существующих сложностях при геологическом изучении и прогнозе нефтегазоносности БВУФ свидетельствует высокий процент «сухих» скважин, отсутствие широкомасштабного успешного опыта целенаправленного планирования и проведения поисково-разведочных работ. Успешная разработка ведется на нескольких месторождениях: Ай-Пимское, Средне-Назымское, Салымское, Пальяновское, Гальяновское и др. Экспертами отмечается важность настройки комплекса исследований и технологии разработки для каждой конкретной породы и залежи [Шпильман, 2024]. Детализация строения регионального резервуара БВУФ и повышение эффективности ГРП за счет бурения

большого числа скважин, подобно тому, как это реализуется в США (DMR, 2013, Mason, 2012 и др.), на сегодняшний день экономически не оправданы. Ф.Г.Гурари выделил БС в Тарском Прииртышье и впервые 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, А.Э. Конторовичем, О.В. Барташевич, В.И.Белкиным, Т.В. Дорофеевой, В.П.Сониным, В.А.Скоробогатовым, М.Ю.Зубковым, А.В.Постниковым, В.Г.Эдер, В.Д.Немовой, Г.А.Калмыковым и др. Являясь региональным нетрадиционным резервуаром, БВУФ представляет собой совокупность нетрадиционных резервуаров более мелкого ранга, для которых отсутствует прямой лито-фациальный контроль площади распространения и изменчивости коллекторских свойств, нет и литологического разграничения коллекторов и неколлекторов в составе резервуаров. Уникальность углеводородных скоплений в БВУФ обуславливает необходимость адаптации поисково-разведочных работ.

**Цель работы** - разработка концепции рационального планирования и повышения эффективности поисково-разведочных работ 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 резервуар БВУФ в разрезе осадочного чехла и оконтурить территорию его распространения;
- 2) выявить совокупности природных углеводородонасыщенных 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 мезокатагенезе 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;

б) разработать методологию системного изучения БВУФ и концепцию планирования поисково-разведочных работ, сформулировать цели и задачи, охарактеризовать объекты прогноза и разработать рекомендации по выбору наиболее рационального комплекса методов и видов работ.

#### **Фактический материал**

База фактического материала, собранная за последние 15 лет в МГУ имени М.В.Ломоносова при непосредственном участии автора, охватывает 90% территории ЗСНГБ и содержит результаты аналитических исследований керна по 600 скважинам, а также данные единого комплекса исследований колонок керна по 200 скважинам, проведенных в лабораториях МГУ, данные стандартных и расширенных комплексов каротажа по 3800 скважинам, результаты испытаний пласта Ю<sub>0</sub> по 900 скважинам и совместно с другими пластами по 1800 скважинам, картографический материал, 2Д (100 тыс. км.) и 3Д (около 250 тыс.км<sup>2</sup>) сейсмические материалы.

#### **Личный вклад соискателя**

Соискатель с 2008 года занимается проблематикой высокоуглеродистых формаций (ВУФ), 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 в соавторстве с коллегами соискателю принадлежит литолого-минералогическая, геохимическая (ОВ и пластовые флюиды), петрофизическая характеристика отложений, интерпретация ГИС (публикации 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 (публикации 2013, 2015, 2016, 2019, 2021, 2023, 2024 гг.); характеристика морфологии пустотного пространства (публикации 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, 2025 гг., 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 геологического моделирования и прогноза нефтегазоносности БВУФ с учетом системных уровней организации 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 поисково-разведочных работ с учетом иерархической структуры регионального 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 регионального резервуара БВУФ является систематика совокупных углеводородонасыщенных пустотных объемов, которая отражает его иерархическую структуру.
2. Стадийность формирования в мезокатагенезе пустотных объемов, насыщенных подвижными углеводородными соединениями, в зависимости от литологической принадлежности пород БВУФ, проявлена в том, что в раннем мезокатагенезе пустотные объемы, насыщенные подвижными углеводородными соединениями, формируются в радиоляритовых и фосфатных породах, в среднем

мезокатагенезе – в биогенных карбонатных породах, в позднем мезокатагенезе – в смешанных высокоуглеродистых породах. Объединяющим фактором для совокупности пустотных объемов является система трещиноватости. К концу мезокатагенеза формируется иерархическая система пустотных объемов.

3. В структуре регионального резервуара БВУФ 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 БВУФ, формированию положительных катагенетических аномалий, увеличению степени реализации углеводородного потенциала керогена.

5. При поисково-разведочных работах объектами прогноза являются следующие элементы регионального резервуара БВУФ: совокупности резервуаров и межрезервуарных флюидоупоров в пределах структурно-фациальных зон - на региональном этапе, нетрадиционные резервуары разных типов - на зональном, нефтенасыщенные породы с разной структурой пустотного пространства и их положение в разрезе - на локальном.

**Практическая значимость** полученных результатов заключается в формировании обоснованных стратегий поисково-разведочных работ в БВУФ и проведении адекватных оценок по целесообразности вовлечения их в разработку. Практическим результатом работы являются методические рекомендации (МР) по исследованию керна ВУФ, позволяющие выделять нефтенасыщенные толщины, обосновывать подсчетные параметры (патент #RU2681801C1, 12 марта 2019г), оценивать флюидонасыщенность и подвижность флюидов в поровом пространстве. МР аккумулированы в программу работ с кернавым материалом ВУФ 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 Верхнеляминского 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 «Палеонтология, биостратиграфия и палеогеография мезозоя и кайнозоя борейальных 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., Балушкина Н.С., 2017) и «Нефтегазоносные высокоуглеродистые толщи на границе юры и мела» (авторы Калмыков Г.А., Киселева Н.Л., Балушкина Н.С., Цветков Л.Д., 2018), 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 опубликованы в 38 работах, из них 36 - в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности и отрасли наук, а также иные публикации – 2 монографии.

### **Структура и объем диссертации**

Диссертация состоит из введения, 7 глав и заключения, общим объемом 237 страниц, включая 120 рисунков, 10 таблиц и список цитируемой литературы из 359 наименований.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

### **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.км<sup>2</sup>.

#### *1.1. История формирования представлений о геологических формациях*

Учение о геологических формациях вобрало в себя элементы стратиграфии, литологии, минералогии, петрографии, геотектоники, структурной геологии. Представители разных направлений и геологических школ (Н.С.Шатский, В.Н.Шванов,

Н.Б.Вассоевич, П.П.Тимофеев, В.Т.Фролов, Л.Б.Рухин, Г.Ф.Крашенинников, О.В.Япаскурт, М.Бертран, В.Е.Хаин, М.А.Усов, А.Н.Дмитриевский) изначально по-разному понимают этот термин и подходят к изучению формаций в земной коре. В качестве основных направлений можно выделить следующие: *парагенетическое (структурно-вещественное), генетическое (фациально-генетическое), тектоническое (тектоно-стадиальное); стратиграфическое, минералогическое.*

В общем виде облик и свойства формации определяют 3 фактора: вещественный состав парагенетических ассоциаций пород; фации, отражающие среду и условия осадконакопления; палеотектоника.

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

Границами БВУФ являются зоны фациальных переходов с постепенным ухудшением нефтематеринских свойств пород: уменьшением концентрации ОВ до кларковых величин для осадочных пород, ухудшением его генерационного потенциала. Мощность БВУФ на территории бассейна меняется от 5 до 65 метров, средняя концентрация ОВ от 2% до 18%. В центральной части бассейна БВУФ по стратиграфическому объему и вещественному составу совпадает с БС и БГ. В восточной части бассейна в яновстанской свите к высокоуглеродистым битуминозным относятся только породы средней части средневожского подъяруса (Сухарев и др., 2006). В западной части бассейна битуминозные отложения тутлеймской и мулымьинской свит встречаются в диапазоне от волжского яруса до низов готерива, что превышает стратиграфический диапазон БГ (Брадучан, 1989). На Каменном месторождении из верхнетутлеймской подсвиты валанжина, входящей в БВУФ, но не принадлежащей горизонту, получены промышленные притоки нефти (Хотылев и др., 2021). В отложениях киммеридж-берриаской даниловской свиты высокоуглеродистыми являются отдельные маломощные пропластки. На некоторых участках полуострова Ямал границей распространения формации служат дизъюнктивные нарушения и связанные с ними поверхности несогласий в зонах размыва верхнеюрских отложений (Кислухин, 2012).

При изучении всей высокобитуминозной юрско-меловой части разреза в составе единой формации у исследователей появляется возможность на единой методической основе изучать БВУФ как нетрадиционный перспективный объект, что соответствующим образом скажется на оценках ресурсной базы. Позиция по поводу необходимости отказа от стратиграфической привязки высказывается и в отношении доманиковых отложений (Вашкевич, 2019, Заграновская, 2021).

## **Глава 2. Обзор представлений о формировании нетрадиционных ресурсов, способах прогноза и оценки целесообразности вовлечения их в разработку**

### *2.1. Существующие в США представления о нетрадиционных ресурсах УВ и нетрадиционных коллекторах. Концепции поиска и оценки скоплений сланцевой нефти и сланцевого газа*

Понятие «чёрные сланцы» является буквальным переводом термина «black shales», который употребляется в англоязычной литературе для группы осадочных пород, обогащённых ОВ. Основная особенность нефтегазоносности черносланцевых отложений состоит в том, что ресурсы нефти и газа имеют «непрерывный» характер. В основе этих представлений лежит концепция «непрерывных нефтегазовых систем» и скоплений УВ с «трудноопределяемыми» границами, которые рассредоточены по всей толще пород на всем протяжении, в отличие от «дискретных», образующих изолированные залежи (Шмокер, 1995). При поисковых работах типичным является наличие нефтегазопроявлений почти во всех скважинах (Guidelines..., 2011). Концепция поиска сланцевой нефти и газа в «непрерывных» скоплениях предполагает, что собственно УВ следует искать на глубинах, соответствующих «нефтяному» или «газовому» окну. Однако этот подход эффективен не во всех нефтегазоносных бассейнах и не во всех сланцевых формациях (Driskill et al., 2013; Milliken et al., 2013 и др.). При оценке целесообразности вовлечения в разработку и освоении «непрерывных» скоплений подходы, методы и технологии, эффективно работающие для «дискретных» ресурсов УВ, часто или неприменимы, или требуют коренной модификации. Коэффициент пористости пород в продуктивных зонах варьируется от 1% до 10 % (чаще от 2 до 4 %), проницаемость - от 0,1 до 0,01 мД и ниже. Это значит, что коллекторы являются нетрадиционными, и их матрица не может обеспечить промышленный приток нефти без стимуляции пласта. При ранжировании объектов для разведочного/эксплуатационного бурения в качестве первоочередных выбираются зоны типа «лакомых кусочков» («sweet spots»), - обогащенные УВ, с улучшенными коллекторскими свойствами и высоким содержанием термически зрелого ОВ (Montgomery, 2004, Arthur et al., 2014 и др.).

Среди главных характеристик скоплений сланцевых УВ, определяющих принятие решения по разработке, выделяются: термическая зрелость, толщина пласта и глубина его залегания, минералогия, форма нахождения УВ, водонасыщенность, поровое давление, деформационно-прочностные свойства пород, степень насыщенности порового пространства пород УВ.

## 2.2. *Развитые в РФ представления о нетрадиционных ресурсах УВ и нетрадиционных коллекторах. Концепции прогноза нефтегазоносности БВУФ*

В РФ понятийная база относительно «нетрадиционности» строго не закреплена. Это понятие в равной степени может употребляться в отношении природных резервуаров, коллекторов, содержащихся в породах УВ флюидов, и в отношении их скоплений. К *нетрадиционным коллекторам* чаще всего относят породы, вмещающие УВ, отличные по составу (глины, мергели, сланцы и др.), фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) (низкопроницаемые, низкопоровые и др.), форме нахождения УВ (водорастворенный газ, кероген горючих сланцев и высокоуглеродистых пород и др.). 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» (Якуцени и др., 2009). Они сосредоточены в сложных для освоения скоплениях и нуждаются в специальных способах извлечения из недр, что повышает их себестоимость. Последнее обстоятельство относит нетрадиционные запасы к трудноизвлекаемым (ТРИЗ). Однако, если освоение ТРИЗ – это, прежде всего, технологический вызов нефтегазодобывающим компаниям, то нетрадиционные ресурсы и запасы требуют пересмотра представлений в части геологической природы скоплений УВ. Это скопления, характеризующиеся особыми условиями образования и связями жидких и газообразных УВ с компонентами вмещающих пород (М.Ю.Зубков, В.А.Скоробогатов, А.Н.Дмитриевский и др.). В процессе катагенеза ОВ переживает несколько этапов трансформации, в результате чего формируются свободные УВ и гетероатомные соединения (ГАС), утратившие связь с материнским керогеном и способные к миграции («микронефть»), а также не затронутые миграцией (сорбированные). Соотношение свободных и сорбированных УВ в разных участках формации сильно меняется. История проведения оценок ресурсной базы (отличия в оценках могут составлять несколько порядков) БС показывает отсутствие у геологов чётких представлений о том, какие именно объемы УВ подлежат оценке: подвижные, сорбированные или находящиеся в структуре макромолекул керогена. Современный этап изучения БВУФ показывает необходимость и возможность дифференцированной оценки ресурсной базы БВУФ для каждого типа объемов УВ (Калмыков, 2016): подвижная нефть, дополнительно высвобождаемая (сорбированные УВ и ГАС) и «синтетическая» (УВ в составе макромолекул керогена). На сегодняшний день в России и Мире из нефтегазоматеринских отложений добывается подвижная нефть, способная перемещаться из пласта в скважину. Поиск скоплений подвижной нефти в БВУФ сопровождается многочисленными исследованиями в ведущих научных

организациях (ЗапСибНИГНИ, ИГиРГИ, ВНИГРИ, ВНИГНИ, ВНИИГАЗ, СНИИГГиМС и др.). На сегодняшний день сформулированы и признаются большинством специалистов основные критерии промышленной нефтегазоносности БВУФ: достаточные (не менее 15-25 м) ее толщины; высокие концентрации рассеянного ОВ (не менее 7,5%); наличие изолирующих подстилающих и перекрывающих пачек глинистых пород мощностью не менее 10 м; степень преобразованности ОВ не ниже градации МК1; высокие современные пластовые температуры (не менее 90<sup>0</sup>С); микрослоистая структура пород, приводящая при катагенезе ОВ к листоватости и формированию коллекторов.

Модели коллекторов и механизмы их образования разрабатывались Белкиным В.И., Билибиным С.И., Гурами Ф.Г., Дорофеевой Т.В., Дьяконовой Т.Ф., Зубковым М.Ю., Немовой В.Д., Нестеровым И.И., Постниковым А.В., Соничем В.П., Хабаровым В.В., Халимовым Э.М., и др. Существует ряд авторских подходов к картированию зон природной трещиноватости (Зубков, 2021, Глухманчук, 2014, Гогоненков, Некрасова, 2010 и др.). Общепринятой модели коллектора и резервуара в БВУФ нет. В настоящее время, согласно «Методическим рекомендациям по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта» (2022 г) 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 гидроразрыва пласта (ГРП). Закрепилось мнение, что скопления подвижной нефти в БВУФ имеют литологический контроль и приурочены к пластам фосфоритов, радиоляритов, карбонатов. Масштабы их площадного распространения, сильная изменчивость ФЕС и практически непрогнозируемое распространение, когда «на одну продуктивную скважину приходится три сухих» (Батурин, 2010), ставит под сомнение возможность прямого прогноза нефтегазоносности БВУФ по литологическому признаку. Приемы проведения поисково-разведочных работ и прогноз нефтегазоносности должны быть адаптированы к особенностям строения высокоуглеродистых формаций (ВУФ) и специфике формирования их нефтегазоносности: масштабы развития скоплений подвижной нефти, методы изучения и прогноза, оценка возможности вовлечения в разработку, будут отличаться от традиционных скоплений УВ. В настоящее время в РФ широкомасштабные работы по системному планированию нефтегазопоисковых работ для ВУФ отсутствуют, что обосновывает актуальность заявленной цели работы и поставленных задач.

### Глава 3. Иерархическая структура регионального резервуара БВУФ

#### 3.1. Углеводородонасыщенные пустотные объемы БВУФ

Единой систематики, которая увязывала бы между собой в единую иерархическую последовательность все природные углеводородонасыщенные объемы высокоуглеродистых отложений в настоящее время не разработана. В нефтеносных ВУФ сами понятия *коллектор*, *нефтенасыщенная порода* и *резервуар* 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 лабораторными геохимическими методами, чаще всего методом пиролиза. Наличие свободных УВ надежно определяется по превышению относительно фона битумоидного и/или УВ коэффициентов, увеличению значений параметра  $S_1$  и индекса продуктивности  $PI$ , на графиках зависимости  $S_1/TOC$ ,  $S_1/S_2 > 1$  (Лопатин, 2009, Балущкина, 2012, Козлова, 2015 и др.). Соотношение свободных и сорбированных УВ в разных участках формации обуславливается распределением в породах пустот и степенью связности их между собой. Результаты экспериментов по измерению коэффициента пористости ( $K_p$ ), заполненной подвижным флюидом, систематизированы в диссертации Калмыкова Г.А. (2016). Им было показано, что наиболее корректно проводить определения  $K_p$  на неэкстрагированных образцах газовольметрическим методом. Измеряемую величину предложено называть: коэффициент подвижной пористости ( $K_{пп}$ ). Расхождение между  $K_p$ , определенными до и после экстракции, показывает объем порового пространства, который занимают сорбированные УВ и свободные, закупоренные в порах тяжелыми смолисто-асфальтовыми компонентами (Калмыков, 2016).

В результате исследования керн продуктивных скважин различных месторождений была выявлена эмпирическая корреляция (*Рисунок 1*) между объемом порового пространства, заполненного подвижным флюидом, и удельными промышленными притоками нефти ( $> 1 \text{ т/сутки/1 м отложений}$ ), которая показала, что промышленные притоки возможны при  $K_{пп} \geq 5,3\%$ . Эта величина принята в качестве минимального значения пористости *естественного коллектора*. Нефтенасыщенная порода, объем порового пространства которой не достаточен для обеспечения притока УВ в скважину ( $K_{пп} < 5,3\%$ ), является *низкоемким коллектором или полукolleктором*. Если порода не является нефтенасыщенной, то она относится к неколлекторам.

*Нетрадиционные резервуары* - это геологические тела, представляющие собой ассоциацию нефтегазонасыщенных высокоуглеродистых пород коллекторов, полуколлекторов, в которых содержатся свободные УВ флюиды, а также частично неколлекторов. Они ограничены межрезервуарными флюидоупорами, нацело сложенными неколлекторами.

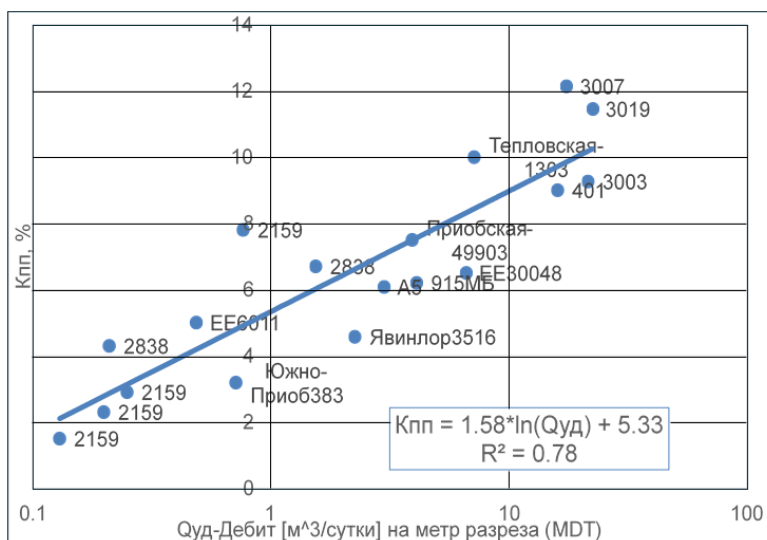


Рисунок 1. Соотношение между величиной удельного притока нефти и коэффициентом пористости пород, слагающих приточные интервалы

Важным вопросом является содержание воды в породах БВУФ. На основании следующих фактов: достоверных притоков свободной воды из отложений БВУФ не получено; свободной воды при центрифугировании не получено; объем воды, выделившейся из пород в аппарате Загса, превышает объем порового пространства (Калмыков и др., 2017), минерализация воды из водных вытяжек составляет около 10 г/л (Казак и др., 2022), что отличается от минерализации свободной воды во вмещающих толщах (20-30 г/л); был сделан вывод, что вода в БВУФ содержится в сорбированном состоянии на гидрофильных поверхностях минеральных компонентов (прежде всего глинистых), в микрокапиллярах и в межслоевом пространстве глинистых минералов.

### 3.2. Методология изучения и структура регионального резервуара БВУФ

В качестве методологической основы системного изучения и прогнозирования свойств регионального резервуара БВУФ предлагается разработанная диссертантом систематика природных углеводородонасыщенных пустотных объемов. Систематика разработана в результате обобщения мировых знаний и опыта в области изучения нефтегазоносности высокоуглеродистых отложений и освоения нетрадиционных запасов, анализа данных керна скважин и ГИС, характеризующих отложения БВУФ на всей территории ЗСНГБ. Она построена по иерархическому принципу и включает в себя 4 уровня (Рисунок 2). Каждому иерархическому уровню соответствует свой тип неоднородности и, соответственно, свои объекты и методы изучения.

Объектами **первого** уровня являются *элементы матричного пустотного пространства (глава 4)*. На этом уровне проявляется *микронеоднородность* БВУФ, отвечающая структурно-минералогическим особенностям и структуре матричного пустотного пространства, которое может быть заполнено как подвижными, так и связанными УВ флюидами. Исследования проводятся в масштабе от первых микрон (рентгеновская микротомография, электронная микроскопия, петрография, рентгено-флуоресцентный анализ и др.) до первых десятков мм (микропалеонтологический анализ и др.). Основная характеристика резервуара БВУФ на этом уровне изучения – геометрия матричного пустотного пространства. Матричные пустоты по размеру подразделяются на микро-, мезо- и макропоры. В породах, в которых среди матричных пустот преобладают мезопоры и макропоры, формируются скопления свободных УВ, утративших связь с материнским керогеном и тогда породы приобретают новую характеристику - *нефтенасыщенность*.

Нефтенасыщенные породы являются объектами **второго** уровня систематики, их распределение и свойства отображают *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 (ЯМР, механико-прочностные свойства, рентгеновская макротомография, определение ФЕС, удельного электрического сопротивления (УЭС), геохимические исследования ОВ и пластовых флюидов, профильные измерения на керне и др.) в совокупности с данными предыдущего уровня. Ключевыми свойствами резервуара БВУФ на этом уровне являются степень катагенеза ОВ, объем сообщающегося порового пространства нефтенасыщенных пород, а также их минерально-компонентный состав, геомеханические и петрофизические свойства, которые позволяют создавать петрофизические интерпретационные модели. Совокупности нефтенасыщенных пород с различным составом, коллекторскими свойствами и структурой пустотного пространства, слагают тот или иной тип *нетрадиционного резервуара*.

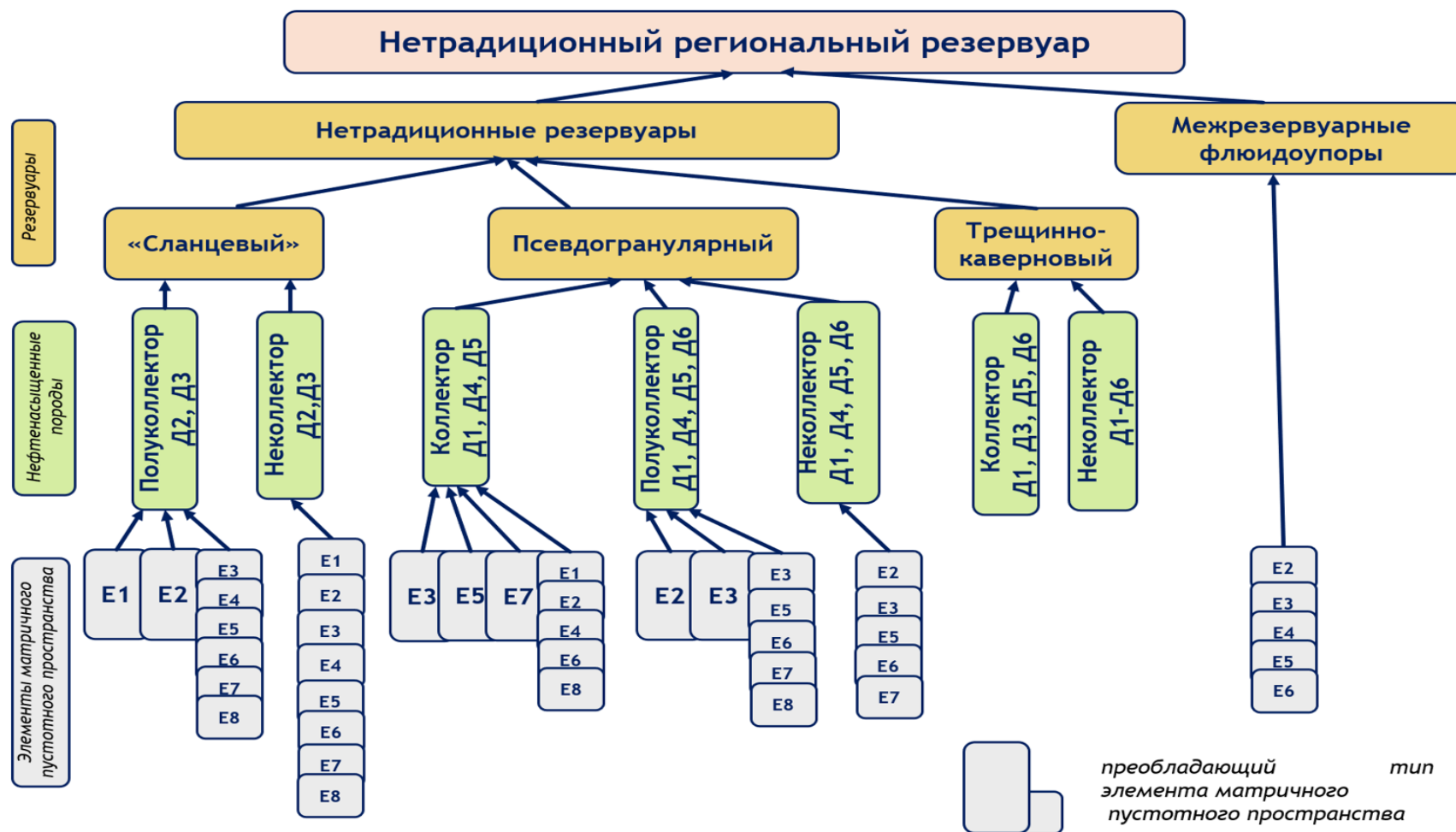
Нетрадиционные резервуары являются объектами **третьего** уровня систематики. Их пространственное распространение проявляет *макронеоднородность* БВУФ. В структуре регионального резервуара БВУФ выделяются следующие нетрадиционные резервуары: псевдогранулярные, «сланцевые», трещинно-каверновые и комбинированные. Принадлежность пород разреза к тому или иному нетрадиционному резервуару определяется параметрами изучения предыдущих уровней. Для каждого типа нетрадиционного резервуара критерии площадного распространения индивидуальны (*Глава 5*). 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, катагенетическая преобразованность 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. На объектах с доказанной продуктивностью проводится оконтуривание искомых скоплений и оцениваются запасы подвижной нефти.

Наиболее характерные для разных территорий ЗС бассейна совокупности нетрадиционных резервуаров и межрезервуарных флюидоупоров и их разобщенность характеризуют *неоднородность БВУФ зонального и регионального масштаба*. Совокупности нетрадиционных резервуаров формируют региональный резервуар БВУФ и являются объектами последнего, **четвертого** уровня систематики. Полученная на предыдущих уровнях информация аккумулируется в моделях в масштабе структур I и II порядков (десятки и сотни километров). Проводится структурно-фациальная типизация разрезов и районирование БВУФ по типам разреза, основой для которого служат структурные карты по основным отражающим горизонтам, карты мощностей, схема катагенеза и параметры предыдущих уровней (*глава 7*). В пределах территории распространения одного типа разреза БВУФ характеризуется относительно одинаковыми условиями формирования и свойствами, которые можно определить по набору петрофизических связей. Результатом работ на этом уровне изучения является прогноз наиболее характерной для каждой структурно-фациальной зоны ассоциации резервуаров и межрезервуарных флюидоупоров.

Представленный подход к комплексному исследованию разномасштабной неоднородности регионального резервуара БВУФ является основной для организации нефтепоисковых работ, совершенствования всей методологии исследований и разномасштабного геологического моделирования ВУФ (Балушкина и др., 2021, 2025, Богатырева и др., 2024).

*Таким образом, обосновано **первое защищаемое положение**: методологической основой системного исследования и моделирования свойств регионального резервуара БВУФ является систематика совокупных углеводородонасыщенных пустотных объемов, которая отражает его иерархическую структуру.*



**Элементы матричного пустотного пространства:** E1- поры и трещины керогена, E2- межагрегатные, E3- межкристаллические, E4- во фрамбоидах пирита, E5- пустоты растворения кристаллов, E6- внутри скелетов и раковин, E7- следы растворения биоморфных компонентов, E8- микротрещины

**Нефтенасыщенные породы (коллекторы, полуколлекторы) и неколлекторы:** Д1- вторично преобразованные радиоляриты, Д2- глинистые, Д3 - смешанные высокоуглеродистые, Д4- фосфатные и кремнево-фосфатные, Д5- биогенные карбонатные, Д6- вторичные карбонаты

**Резервуары:** «сланцевый», псевдогранулярный, трещинно-каверновый

Рисунок 2. Совокупности углеводородонасыщенных пустотных объемов в БВУФ

## Глава 4. Элементы пустотного пространства БВУФ. Характеристика и стадийность формирования

### 4.1. Методика исследования

В разрезах скважин выделялись нефтенасыщенные интервалы по комплексу признаков с привлечением данных керна и испытаний скважин. Затем формировалась специальная коллекция образцов керна нефтенасыщенных пород, на которых проводились стандартные петрографические исследования, рентгеновская микро- и макротомография (последняя для трещинно-каверновых коллекторов), сканирующая электронная микроскопия, рентгено-фазовый, рентгено-структурный анализы, пиролиз, определение пористости.

### 4.2. Матричные пустоты БВУФ

Все выявленные пустоты разделены на две группы: матричные и аматричные (Рисунок 3а). Матричные пустоты сопоставимы по размерам со структурными компонентами пород, которые варьируют в диапазоне от 0,1 нм до 1 мм, преобладающая часть относится к микропорам с диаметром не более 10 мкм (Рисунок 3б). Это пустоты между кристаллами во фрамбоидах пирита, поры керогена, межагрегатные и межкристаллические, пустоты растворения кристаллов (Рисунок 4). Наибольшими размерами (макропоры) до 200 мкм характеризуются пустоты, ассоциированные с биоморфными компонентами. Они преобладают в коллекторах.

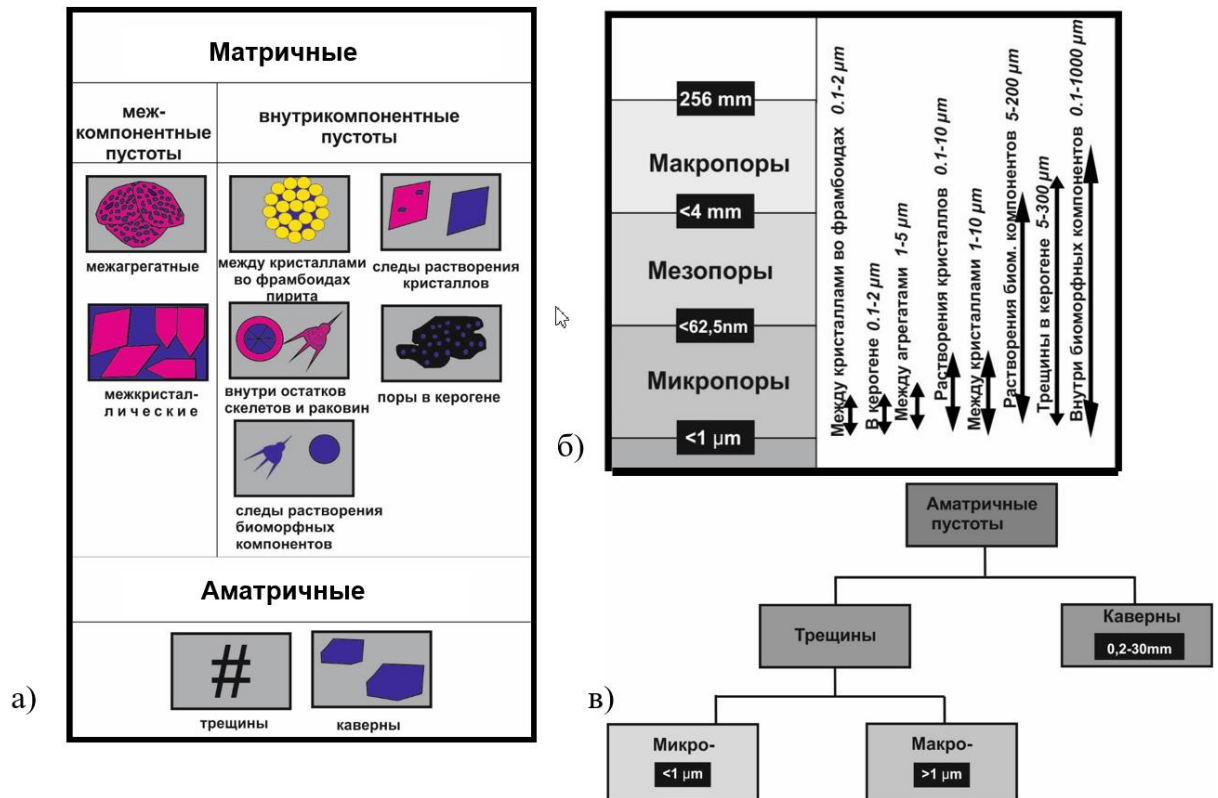
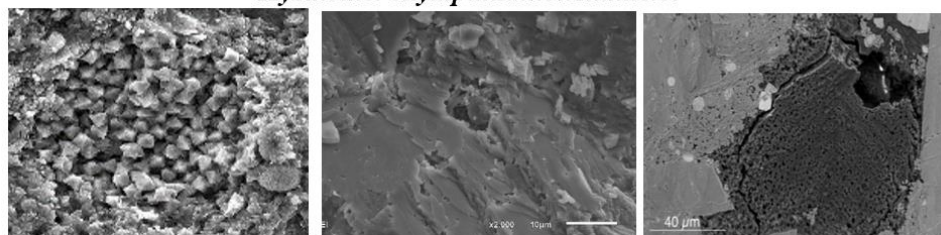
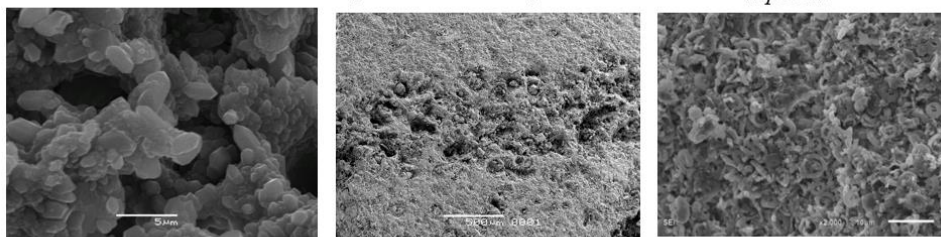


Рисунок 3. а) типы и б) размеры (по Loucks et al., 2012) матричных пустот и в) трещин нефтенасыщенных пород БВУФ

**Пустоты межкомпонентные:***Между агрегатами кварца-халцедона**Между кристаллами кварца**Между кристаллами карбонатных минералов***Пустоты внутрикомпонентные:***Между кристаллами во фрамбоидах пирита**Внутри кристаллов карбонатных минералов**Поры и трещины в керогене**В биоморфных компонентах**Следы растворения скелетов и раковин*

**Рисунок 4. Матричные пустоты, снятые под растровым электронным микроскопом**

**4.3. Амматричные пустоты БВУФ**

Амматричные пустоты представлены трещинами и кавернами. Трещины по раскрытости делятся на микротрещины (раскрытость до 0,1 мм) и макротрещины, (раскрытость от 0,1 мм и более). Микротрещины встречаются редко, не вносят существенный вклад в объем пустотного пространства. Расположение микротрещин относительно слоистости часто секущее, в ряде случаев – субвертикальное. Среди микротрещин присутствуют как литогенетические, так и тектонические. Литогенетические трещины не ветвящиеся, параллельные слоистости, единичные. Тектонические трещины имеют изогнутую, реже прямоугольную форму с неровной, иногда шероховатой стенкой.

Макротрещины, доступные для изучения в керне, в основном имеют техногенное происхождение (Рисунок 5 а, б). Макротрещины нетехногенного происхождения в нефтенасыщенных интервалах параллельны напластованию, вертикальные или наклонные под разными углами к оси керна, длиной до 15 см, имеют сине-голубое или белесо-желтое свечение под ультрафиолетом (Рисунок 5 в, г).

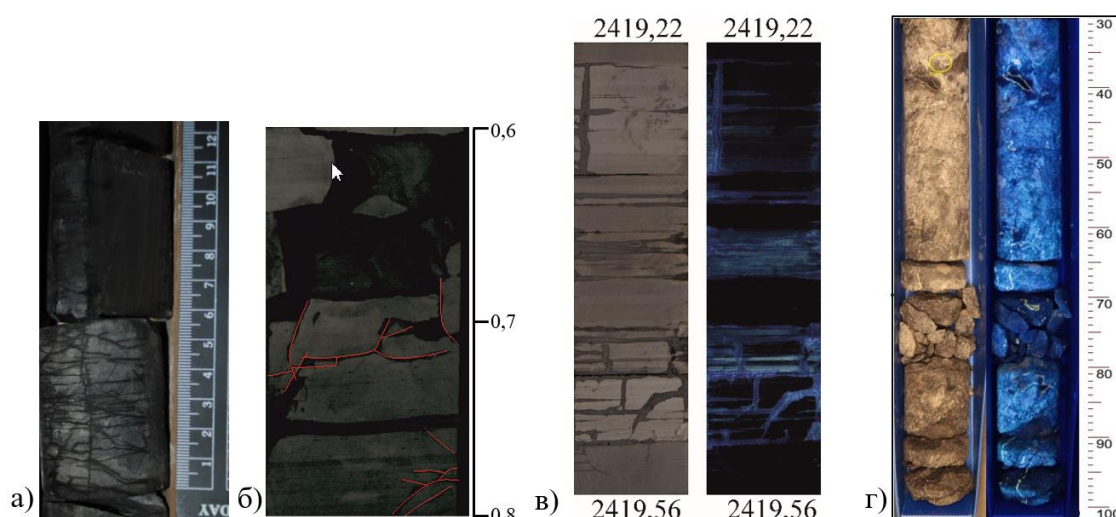


Рисунок 5. Техногенные трещины: а) Приразломное месторождение, б) Ем-Еговское месторождение; природные трещины, снятые в дневном и ультрафиолетовом освещении. Месторождения: в) Ем-Еговское, г) Салымское

Трещинная пористость определялась методом рентгеновской макротомографии. В зависимости от выбранной зоны обсчета и степени сохранности кернавого материала, она варьируется в диапазоне 5-8%. Каверны приурочены к трещиноватым карбонатным породам, диаметр каверн изменяется от 0,2 см до 3 см.

#### 4.4. Стадийность формирования элементов пустотного пространства

Для матричных элементов пустотного пространства, которые заполнены подвижными углеводородными соединениями, выявлена стадийность их формирования в мезокатагенезе.

Ввиду отсутствия в отложениях БВУФ мацералов группы витринита и невозможности, в связи с этим, использовать общепринятый параметр его отражательной способности, для определения и ранжирования степени катагенетической преобразованности ОВ БВУФ были использованы результаты пиролитических измерений. Степень катагенеза ОВ оценивалась по величине индекса трансформации «Transformation Ratio»  $TR = (HI_0 - HI) / HI_0 \times 100\%$ , где  $HI_0$  – водородный индекс непреобразованного ОВ до начала активных процессов генерации УВ,  $HI$  – текущая величина водородного индекса, рассчитанная по результатам пиролиза. Изменчивость геохимических параметров ОВ БВУФ в процессе лабораторного моделирования его катагенетического созревания, сопоставленная с многочисленными результатами исследования оптических характеристик мацералов разной степени преобразованности, результатами газо-жидкостной хроматографии, хромато-масс-спектрометрии (Пронина и др., 2021, 2022, Савостин и др., 2024, Марунова и др., 2023 и др.), позволили установить, что величины TR от 0% до 30% могут быть соотнесены с градацией катагенеза ПКЗ

(поздний протокатагенез), величины TR от 30 до 50% -с градацией МК1 (ранний мезокатагенез), величины TR от 50% до 75% - с градацией МК2 (средний мезокатагенез) и от 75% до 100% - с градацией МК3 (поздний мезокатагенез).

В позднем протокатагенезе, когда начинается реализация генерационного потенциала керогена, а величина TR не превышает 30%, породы плотные, не содержат миграционных битумоидов, являются неколлекторами, пустоты единичные, изолированные, межкристаллические и межагрегатные. Такие характеристики БВУФ установлены в разрезах Самотлорского, Чапровского, Тайтымского и других месторождений (*Рисунок 7*).

В раннем мезокатагенезе, когда TR меняется в диапазоне от 30% до 50%, формируются межкомпонентные и межагрегатные пустоты и пустоты выщелачивания биоморфных компонентов, которые заполняются подвижными углеводородными соединениями. Это отражается в улучшении коллекторских свойств и появлении в разрезах нефтенасыщенных пород - кремнистых и карбонатно-кремнистых с радиоляриевой структурой, коллофановых фосфоритов. Примером служат разрезы БВУФ Приобского, Талинского, Тепловского, Малобалыкского и других месторождений. В среднем мезокатагенезе, когда кероген реализовал свой генерационный потенциал более, чем наполовину, величина TR изменяется в диапазоне 50-75%, появляется пустотное пространство в керогене, пустоты выщелачивания, меж- и внутрикристаллические пустоты в карбонатах, развиваются сообщающиеся межагрегатные пустоты в кремнистой части пород за счет преобразования биогенного кремнезема из опала в агрегаты кварца-халцедона. Итогом таких преобразований является формирование разнообразных по литологическому составу нефтенасыщенных пород и возрастание пористости уже сформированных ранее. Притоки нефти из таких пород получены на Северо-Демьянском, некоторых участках Ем-Еговского и других месторождениях. В конце мезокатагенеза, когда генерационный потенциал керогена почти полностью реализован и TR превышает 75%, происходит увеличение количества трещин, преимущественно внутри керогена и на его границе с минеральными компонентами, в кремнисто-глинистом матриксе растет доля и размер пустот выщелачивания и перекристаллизации, увеличивается размер и сообщаемость пор керогена. Элементы пустотного пространства соединяются между собой, таким образом обеспечивая нефтенасыщенность и возрастание общей пористости и проницаемости всех минеральных компонентов пород и керогена, не зависимо от литологического состава. Из отложений БВУФ, степень катагенеза отложений которой отвечает градации МК3, получены на Салымском, Приразломном, Назымском месторождениях.

В соответствии с последовательностью формирования матричных пустот, заполненных подвижными углеводородными соединениями, и их связи с компонентами пород, устанавливается и последовательность формирования нефтенасыщенных пород: в раннем мезокатагенезе нефтенасыщение формируется в радиоляритах, карбонатизированных радиоляритах средней части разрезов и фосфатных породах верхней части разрезов. Особенности структуры пустотного пространства и установленная зависимость «пористость-проницаемость» позволяют относить эту группу нефтенасыщенных пород к псевдогранулярным коллекторам и полуколлекторам. В среднем мезокатагенезе дополнительно формируется нефтенасыщение в разнообразных карбонатных породах. Так, 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, фосфатных пород за счет новообразованных пустот растворения костных остатков рыб, единичных пор в керогене и микротрещин. В позднем мезокатагенезе за счет активного формирования системы сообщающихся пор в керогене, межкристаллических и межагрегатных пустот в кремнистых минералах, возрастают коллекторские свойства уже сформированных нефтенасыщенных пород, а также появляется нефтенасыщение в смешанных высокоуглеродистых породах матрицы. К концу мезокатагенеза совокупная мощность нефтенасыщенных пород может достигать общей мощности БВУФ, и фактически весь разрез вне зависимости от литологической принадлежности слагающих пород, будет нефтенасыщенным, представляющим собой чередование коллекторов и полуколлекторов с матричными и аматричными элементами пустотного пространства (Рисунок б). В соответствии с катагенетической стадийностью нефтегазообразования, на поздних стадиях катагенеза ожидается получение в притоке не только нефти, но и газа, что подтверждается испытаниями на Салымском, Восточно-Унлорском и ряде месторождений ЯНАО ( Пякутинское, Малопякутинское, Вынгайхинское, Тагринское и др.).

*Таким образом, обосновано второе защищаемое положение: стадийность формирования в мезокатагенезе пустотных объемов, насыщенных подвижными углеводородными соединениями, в зависимости от литологической принадлежности пород БВУФ, проявлена в том, что в раннем мезокатагенезе пустотные объемы, насыщенные подвижными углеводородными соединениями, формируются в радиоляритовых и фосфатных породах, в среднем мезокатагенезе – в биогенных карбонатных породах, в позднем мезокатагенезе – в смешанных высокоуглеродистых породах. Объединяющим фактором для совокупности*

пустотных объемов является система трещиноватости. К концу мезокатагенеза формируется иерархическая система пустотных объемов.

## Глава 5. Резервуары. Площадь распространения и условия формирования

### 5.1. Принципы литолого-стратиграфического расчленения разрезов и латеральная изменчивость литологического состава БВУФ

Для анализа и прогноза изменчивости литологического строения разрезов в соседних скважинах одной площади и на удаленных друг от друга территориях, применен разработанный автором совместно с коллегами (Панченко И.В., Вишневская В.С., Гатовский Ю.А., Хотылев О.В. и др.) универсальный подход к литолого-стратиграфическому расчленению разрезов, увязанному с данными каротажа. Он включает в себя выделение в полном разрезе БВУФ 6 пачек-ассоциаций пластов, которые маркируются комплексами микро- и макрофауны, а также литолого-физическими параметрами.

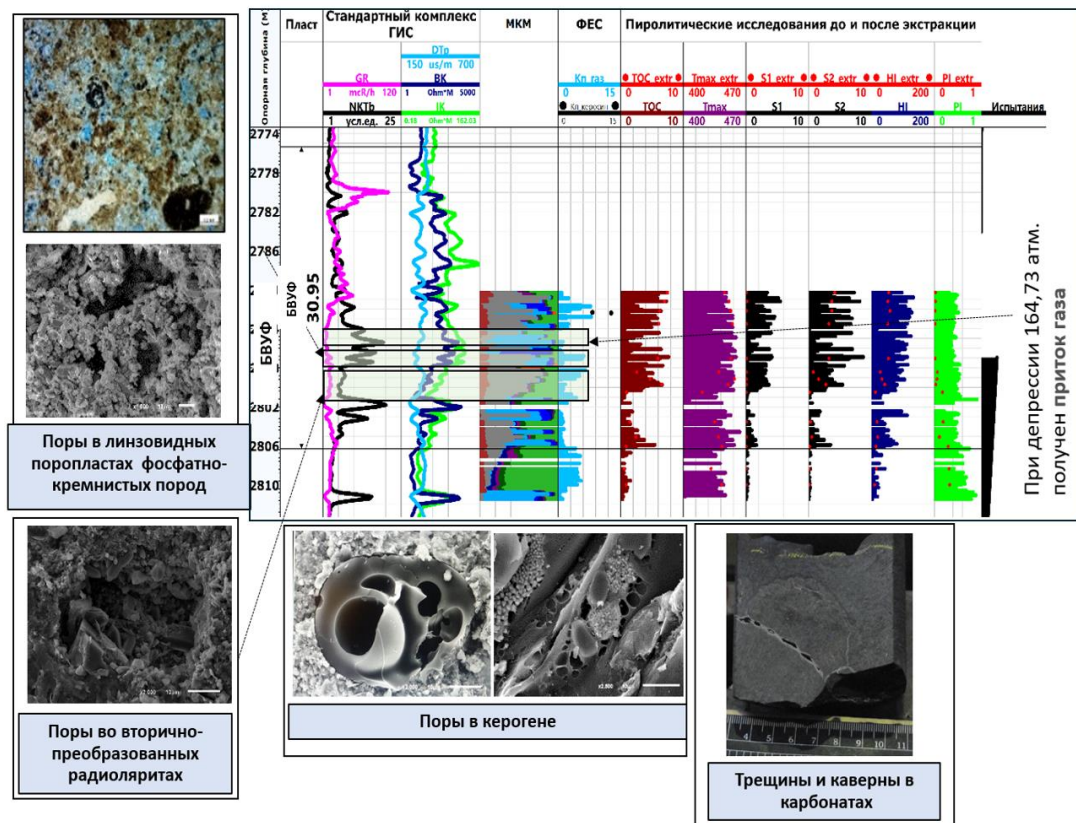


Рисунок 6. Геолого-геофизический планшет и фото элементов пустотного пространства БВУФ, Восточно-Унлорское месторождение. Катагенез ОВ соответствует градации МК4. В скважине при испытании получен приток газа. Параметры пиролиза показывают, что весь разрез является нефтенасыщенным. Элементы пустотного пространства представлены микро, мезо- и макропорами. Трещины и каверны являются объединяющим фактором системы пустотных объемов.

Закономерности изменчивости литологического состава самих 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 и др., 2019). Наибольшей мощностью, выдержанностью состава и наименьшей глинистостью характеризуются радиоляриты, приуроченные в проксимальной зоне течения (например, радиоляриты в разрезах Усть-Тегусского и Малобалыкского месторождений). Эти пласты имеют четкие границы, практически без глинистой компоненты, мощностью до 3 м. По мере удаления от оси палеотечения радиоляриты глинизируются, их мощности уменьшаются, литологические границы становятся нечеткими, часто наблюдаются только единичные линзы, сложенные остатками радиолярий. Такие единичные кремнистые линзы установлены в разрезах на Нижневарттовском своде, на Правдинской и др. месторождениях. Радиоляриты отсутствуют в разрезах в осевой части течения и за пределами зоны его влияния. Такие разрезы описаны на Каменной, Урненской и др. площадях. Фосфориты и кремнево-фосфатные породы встречаются в основании разрезов и в пятой пачке, преимущественно на склонах внутрибассейновых поднятий, они описаны на Каменном и Пальяновском месторождениях (Грабовская, 2016). Вероятнее всего, механизмом формирования фосфоритов на склонах поднятий являлся апвеллинг. Разнообразие биогенных карбонатных образований в пятой пачке обусловлено относительной мелководностью обстановок седиментации. Количество карбонатов в разрезе по направлению к погруженным участкам палеобассейна и на территории распространения БВУФ снижается. Вертикальная и латеральная изменчивость литологического состава каждой пачки обобщены в моделях седиментации БВУФ, которые были разработаны при непосредственном участии автора (Хотылев и др., 2021). Модели седиментации позволяют прогнозировать площадное распространение и выдержанность свойств основных литологических пластов.

## *5.2. Корреляция литолого-стратиграфических уровней по комплексу ГИС и структурно-фацциальное районирование территории распространения БВУФ*

Совокупность литолого-минералогических и палеонтологических данных, увязанных с каротажными диаграммами, была применена для проведения единого литолого-стратиграфического расчленения и корреляции разрезов БВУФ в разных частях бассейна по комплексу ГИС (Балушкина и др., 2021; Богатырева и др., 2024). В разных частях бассейна величина радиоактивности (р/а) нижней части разрезов (три нижние пачки) оказалась наиболее изменчивой характеристикой. Было установлено, что характер р/а нижней части разрезов БВУФ отражает

характеристики палеорельефа морского дна и положение разреза относительно оси палеотечения. На приостровных участках (Красноленинский свод, Демьянский вал) из разреза последовательно выпадают нижние наименее р/а пачки, из-за чего не наблюдается скачка р/а по разрезу при переходе из 3-ей к 4-ой пачке. Вне приостровных участков одинаковая р/а верхней и нижней частей разреза наблюдается на площадях вне зоны действия палеотечения (Самотлорское месторождение), относительно небольшое уменьшение р/а нижней части по сравнению с верхней характерно для разрезов дистальной зоны течения (Правдинское, Салымское, Назымское и др. месторождения). Резкое снижение р/а нижней части разрезов до кларковых величин для обычных аргиллитов характерно для проксимальной части течения (Рогожниковское месторождение). Диссертантом с коллегами было реконструировано положение оси палеотечения, с которым связано распространение основных потенциально-продуктивных пластов, определены его дистальные и проксимальные участки (*Рисунок 9а*), проанализировано влияние береговых источников сноса и внутрибассейновых поднятий на состав, мощность и геофизические характеристики разрезов. Выявленные особенности явились основой для структурно-фациального районирования территории распространения БВУФ: «Таркосалинско-Ургенгойский», «Тамбейский», «Губкинский», «Нижевартровский», «Фроловский», «Сургутский», «Малобалыкский», «Салымский», «Красноленинский» типы. Автором в пределах «Красноленинского» типа разреза определены области предполагаемого действия апвеллинга, околочурены приостровные участки («приостровной» тип разреза), а также участки бассейна, где значительно влияние береговых источников сноса терригенного материала на состав и строение БВУФ («Окраинный» и «Низкоомный» типы).

### *5.3. Типы нетрадиционных резервуаров и их геолого-генетическая характеристика*

Анализ закономерностей формирования и площадного распространения основных продуктивных пластов БВУФ, стадийность формирования в них элементов пустотного пространства, анализ обширного набора петрофизических, минералогических и геохимических данных и результатов опробования, позволили автору разработать качественно новую характеристику нетрадиционных резервуаров БВУФ, которая определяет индивидуальные поисковые критерии каждого из них. Обобщенные параметры резервуаров и их совокупностей приведены в таблице (*Таблица 1*). Значительный вклад в нефтегазоносность вносят резервуары, по своим свойствам наиболее близкие к традиционным гранулярным - *псевдогранулярные*. Они имеют ограниченное площадное распространение,

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 кремнистых и карбонатно-кремнистых пластов выделяются надежно по комплексу ГИС. В этих коллекторах выявлена корреляционная связь пористости и проницаемости (Хамидуллин и др., 2013; Балущкина и др., 2014; Калмыков и др., 2015), 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 (АВПД) и температурой, т.к. скопления подвижной нефти в таких резервуарах начинают формироваться уже в начале мезокатагенеза (к примеру, Малобалыкское месторождение, где пластовые температуры в продуктивных скважинах составляют 90-95<sup>0</sup>С). Коллекторы «сланцевых» резервуаров практически невозможно диагностировать визуально в керне, т.к. они не имеют выраженных литологических границ, слагаются высокоуглеродистыми нефтенасыщенными породами с низкой пористостью - полуколлекторами, реже неколлекторами. 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. Из-за высокого катагенеза для «сланцевых» резервуаров характерными признаками будут АВПД и высокие температуры. Примером продуктивности, обусловленной наличием «сланцевого» резервуара, является Салымское месторождение: притоки из БВУФ получены практически из всех скважин, пластовые температуры превышают 120<sup>0</sup>С и достигают 140<sup>0</sup>С, а коэффициент АВПД достигает 2,2. «Трещинно-каверновые» резервуары приурочены к локальным участкам тектоно-гидротермальной проработки, которые маркируются положительными катагенетическими аномалиями (ПАК). «Трещинно-каверновые» резервуары выявлены в карбонатных и кремнистых породах БВУФ на локальных участках повышенной трещиноватости и повышенного катагенеза (отдельные участки Ем-Еговского, Салымского, Восточно-Унлорского месторождений). Образование и распространение «трещинно-каверновых» резервуаров подчиняется закономерностям, которые рассмотрены в следующей главе. Наибольший вклад в нефтегазоносность вносят

Таблица 1. Типы нетрадиционных резервуаров БВУФ и их геолого-генетическая характеристика

Резервуар	Псевдогранулярный/ подтип кремнистый	Псевдогранулярный/ подтип фосфатный и карбонатный	«Сланцевый»	Трещинно- каверновый	Комбинированный
<b>Площадное распрост- ранение</b>	Дистальные и проксимальные участки палеотечения	Зоны апвеллинга, склоны подводных возвышенностей	Зоны катагенеза МК3 и выше	Локальные участки тектоно- гидротермальной проработки	Определяется неоднородностью геологического строения территории
<b>Литологический состав нефтенасыщен- ных пород</b>	Кремнистый, карбонатно- кремнистый	Карбонатный, фосфатный, кремнисто-фосфатный	Высокоуглеродис- тые смешанные породы	Карбонатный, кремнистый, смешанный	Кремнистый, карбонатно- кремнистый, фосфатный, карбонатный, высокоуглеродистый смешанный
<b>Катагенез</b>	МК1 и выше	МК2-МК3	МК3-МК4	МК3-МК4	МК2-МК4
<b>Внутреннее строение</b>	Чередование коллекторов, полуколлекторов, реже неколлекторов	Чередование коллекторов и полуколлекторов	Полуколлекторы с подчиненным количеством неколлекторов	Чередование коллекторов и неколлекторов	Определяется неоднородностью геологического строения территории
<b>Мощность</b>	До 4,5 м	До 0,8 м	До 35 м	До 35 м	До 50 м
<b>Максимум ФЕС</b>	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
<b>Процессы, формирующие коллектор</b>	Трансформация кремнезема, выщелачивание	Дегидратация, выщелачивание и вынос вещества	Трансформация кремнезема, крекинг керогена	Трещинообразова- ние, каверно- образование	Выщелачивание, трансформация кремнезема, трещинообразование , крекинг керогена
<b>Преобладающие элементы пустотного пространства</b>	Межкристаллические, следы растворения кристаллов и биоморфных компонентов, внутри остатков скелетов и раковин	Межкомпонентные и внутрираковинные	Поры и трещины керогена, межагрегатные, во фрамбоидах пирита	Трещины и каверны	Все элементы матричного пустотного пространства, трещины, каверны

«комбинированные» резервуары, которые сочетают в себе характерные признаки и свойства одного или нескольких описанных типов резервуаров и, соответственно, формировались под равновесным влиянием нескольких геологических факторов. К примеру, на Назымском месторождении продуктивность БВУФ связана с «комбинированным» резервуаром, который сочетает в себе характеристики «сланцевого» и псевдогранулярного резервуаров.

Приведенные характеристики резервуаров необходимо учитывать при оконтуривании скоплений подвижной нефти, выборе мест заложения скважин и подборе оптимальных мероприятий воздействия на пласт.

*Таким образом, обосновано **третье защищаемое положение**: в структуре регионального резервуара БВУФ 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 нефтегазоносности БВУФ**

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

По отношению к установленной стадийности формирования и распространению резервуаров с матричным типом пустотного пространства слагающих коллекторов и полуколлекторов, трещинно-каверновые резервуары выступают особняком. Они выявлены только на участках аномально высокого катагенеза, их образование и распространение не подчиняется условиям седиментации, а является результатом тектоно-гидротермальной проработки пород осадочного чехла. Разбуривание глубоко залегающих продуктивных горизонтов ЗСНГБ показало, что по мере приближения к фундаменту все большее значение в формировании вторичной емкости начинают приобретать гидротермальные процессы, развивающиеся вдоль тектонически ослабленных зон (Зубков, 2010). Воздействие гидротермальных растворов на ОВ БВУФ положительно сказывается на нефтегазоносности, т.к. приводит к ускорению процессов катагенетического созревания керогена и генерации УВ флюидов.

О влиянии гидротермальных растворов на процессы преобразования ОВ пишут М.Ю. Зубков, Н.С. Бескровный, Н.А.Кудрявцев, В.Н. Ермакова, Марютина Т.А., Т.А. Киреева, А.Э. Конторович, А.Ф. Кунц, А.Д. Коробов и др. Лабораторные эксперименты по гидротермальному воздействию на ОВ ВУФ (работы Калмыкова А.Г., Савостина Г.Г., Burnham, Lewan и др.) доказали катагенетическое созревание керогена, реализацию им нефтегазогенерационного потенциала и генерацию УВ флюидов, близких по составу к природной нефти. В природе свидетельством

неравномерного протекания процессов созревания ОВ служат ПАК (Балушкина и др., Патент #RU2798146C1) или «катагенетические окна» (Прищепа и др., 2013) - области с нарушенной глубинной катагенетической зональностью. Такие области были выявлены в доманиковых отложениях (Прищепа и др., 2014), в нижнесилурийских отложениях Калининградской области, обогащенных остатками граптолитов (Суханов и др., 2014). В БВУФ ПАК выявлены и оконтурены в результате уточнения и дополнения схемы катагенеза ОВ верхнеюрских отложений, разработанной А.Н. Фоминым (2012 г), с использованием результатов пиролиза пород БВУФ по 400 скважинам 80 месторождений (Рисунок 7).

Кроме ПАК, в БВУФ установлены структурно-вещественные признаки гидротермальных систем: структуры наложенной жильной минерализации с зональным выполнением пустот и трещин, микроструктуры растворения или метасоматического замещения, характерные новообразованные минералы щелочного (кутнагорит, сфалерит и др.) и кислого (гематит, гипс, ангидрит, натроярозит, ярозит, мелантерит, сольфатерит) метасоматоза. В кальците и кварце в гидротермальных жилах фиксируется температура гомогенизации газовой-жидких включений, достигающая до 267°C. Генетическая группа гидротермальных карбонатов выделяется по изотопному составу углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ : {-4; 4}‰), и кислорода ( $\delta^{18}\text{O}$  < -18‰), что отвечает интервалу температур от 80÷85°C до 215°C, и отличаются от средних палеотемператур для вмещающих известняков (40÷80°C). Гидротермальные карбонаты выявлены автором с коллегами на Нижневартковском, Сургутском, Красноленинском сводах, Северо-Салымском мегавале, Фроловской мегавпадине (Балушкина, и др. 2012, 2015, 2019, Gafurova et al. и др., 2024).

#### *6.2. Обобщенная модель деятельности гидротермальных систем*

Комплексная интерпретация данных изотопной геохимии, литологии, органической геохимии, петрографии, стандартной и специальной петрофизики по керну плотной сетки скважин, увязанные с данными каротажа и сейсморазведки 3Д, позволила создать обобщенное представление о деятельности гидротермальных и других флюидных систем, их приуроченности к разным структурным элементам, о результатах их положительной и отрицательной деятельности в отношении нефтегазоносности БВУФ и абалакской свиты (Рисунок 8) (Карпова и др., 2021). Гидротермально-породная система состоит из двух элементов: 1) зоны подводящих каналов, по которым осуществляется вертикальная (или наклонная) миграция (инфильтрация) флюида из фундамента вверх по разрезу; 2) флюидопроводящие

горизонты и участки, которые обеспечивают субгоризонтальную или пологонаклонную миграцию внутри пластов.

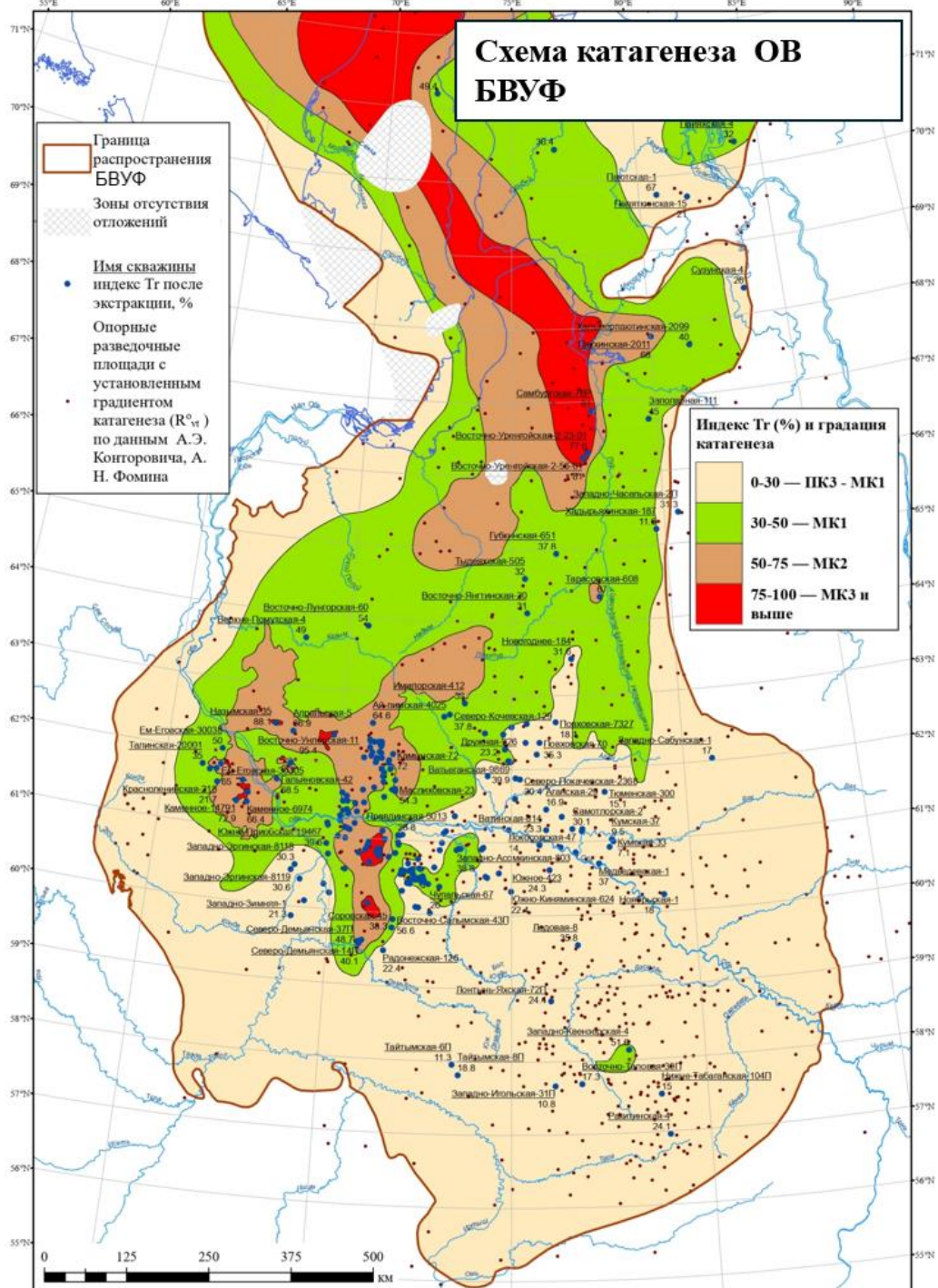
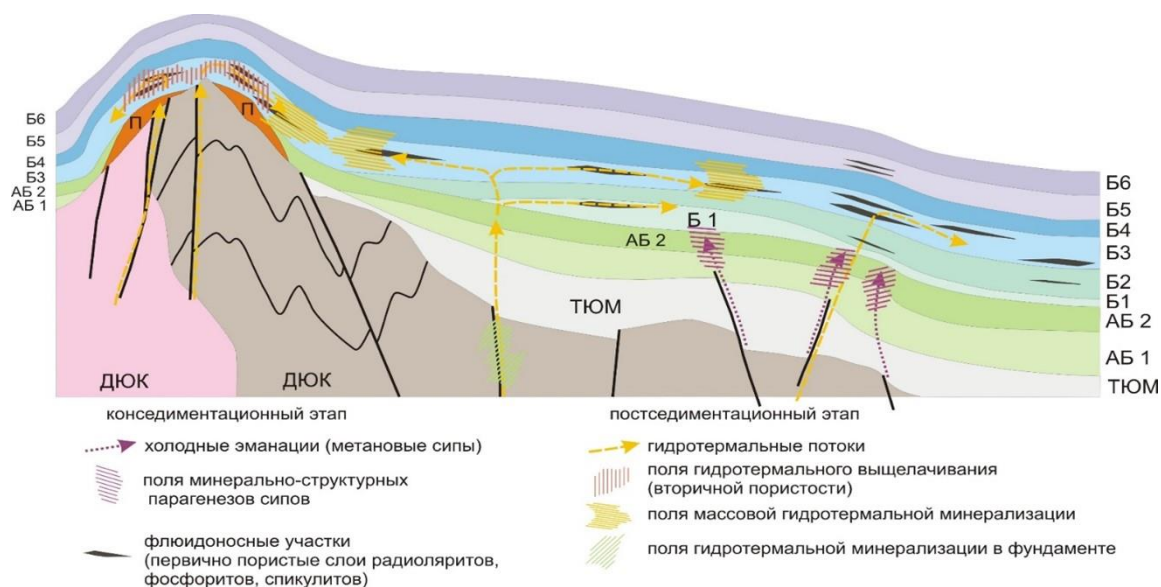


Рисунок 7. Схема катагенеза ОВ БВУФ

Каналы движения флюида представляют собой разрывные нарушения разной кинематики. Разрывы могут как проходить из фундамента в чехол, так и прослеживаться только в чехле. Флюидопроводящие системы контролируются литологией: низкоглинистые породы обеспечивают внутрипластовую миграцию

флюидов, приводящую к изменению минеральной матрицы: растворению компонентов и/или минералообразованию.



ДЮК-доюрский комплекс, ТЮМ-тюменская свита, АБ-абалакская свита, Б-БВУФ, номерами показаны пачки

*Рисунок 8. Принципиальная модель функционирования сипов и гидротермальных систем на конседиментационном и постседиментационном этапах развития (Карпова и др., 2021)*

Положительное влияние гидротермальных флюидов проявлено в формировании участков выщелачивания и увеличения коллекторских свойств, отрицательное – в аутигенном минералообразовании, закупоривающем поровое пространство, вплоть до формирования вторичных флюидоупоров.

В зоне проявления тектоно-гидротермальных процессов в непосредственной близости от разломных зон на участках ПАК в БВУФ могут формироваться трещинно-каверновые резервуары.

Комплекс специальных структурно-минералогических и геохимических исследований керн скважин, вскрывших трещинно-каверновые резервуары на Салымском, Ем-Еговском, Восточно-Унлорском месторождениях, подтверждает влияние гидротерм. Выявленная связь зон ПАК с участками улучшенных коллекторских свойств БВУФ и с местами поступления гидротермальных флюидов в осадочный чехол позволяет создать новые методические приемы поиска и разведки залежей нефти и газа и расширить прогнозные критерии не только в БВУФ, но и в других горизонтах осадочного чехла и доюрского комплекса.

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

## **Глава 7. Учет разномасштабной неоднородности мегарезервуара БВУФ при планировании поисково-разведочных работ**

Разработанная автором иерархическая структура регионального резервуара БВУФ позволила предложить концепцию рационального планирования поисково-разведочных работ: сформулировать основные цели и задачи, охарактеризовать разномасштабные объекты прогноза, дать рекомендации по выбору рационального комплекса методов и видов работ.

### *7.1. Региональный прогноз*

Материалами для регионального прогноза служат структурные карты по основным отражающим горизонтам, карты мощностей, схемы структурно-вещественного строения доюрского комплекса и схема катагенеза ОВ БВУФ. Близкие по геологическому строению территории объединяются в структурно-фациальные зоны, в пределах которых БВУФ характеризуется схожими условиями формирования, строением разреза, которое выражено в мощности, стратиграфической полноте, соотношении пачек и слагающих их пластов, в геофизических характеристиках и закономерностях площадного распространения последних. Размеры выделяемых структурно-фациальных зон варьируют в пределах  $n \cdot 10\ 000 \div n \cdot 100\ 000$  км<sup>2</sup>. Свойства БВУФ в каждой структурно-фациальной зоне можно определить по индивидуальному набору петрофизических связей.

### *7.2. Зональный прогноз*

Этап работ предусматривает выявление перспективных участков, в которых возможно наличие одного или нескольких резервуаров. Размеры прогнозируемых участков варьируются в пределах  $n \cdot 100$  км<sup>2</sup>  $\div$   $n \cdot 10\ 000$  км<sup>2</sup>. Основными критериями прогноза выступают: палеогеографические обстановки, благоприятные для формирования радиоляритов, фосфоритов и разнообразных карбонатных пород, повышенный катагенез, ПАК и зоны природной трещиноватости, имеющие ограниченное площадное распространение. Каждый из этих критериев сам по себе не является прямым критерием продуктивности, но различное их благоприятное сочетание позволяет ожидать формирования того или иного типа резервуаров.

В качестве седиментационного критерия выбрано положение оси палеотечения, а также зоны апвеллинга, которые были реконструированы в результате анализа структуры морского дна, динамики течений и строения разрезов

всех изученных в рамках работы скважин (*Рисунок 9а*). Вторым критерий - степень катагенетической преобразованности. Наибольшая зрелость ОВ БВУФ установлена на севере ЗС и на отдельных площадях Фроловской и Среднеобской зон (*Рисунок 7*). Следующий критерий - это гидротермальные процессы (*Рисунок 9б*). Развитие и интенсивность гидротермальной деятельности сильно зависят от структуры и состава комплекса фундамента. По генезису гидротермы можно разделить на условные группы: 1) связанные с формированием и развитием пермь-раннетриасового вулканогенно-осадочного комплекса; они были активны синхронно или сразу после накопления вулканитов; 2) связанные с крупными гранитоидными массивами; они были активны после формирования массивов; 3) связанные с региональными сутурными зонами, выполненными серпентинитами; их активность могла быть как при формировании этих зон, так и позже. Максимальное превышение катагенеза установлено над гранитоидными массивами, минимальное - над сутурными зонами. При прогнозе важно учитывать изученность территории и полноту кондиционных скважинных данных, пригодных для интерпретации (*Рисунок 9в*). Для каждого критерия была построена схема ранжирования по площади бассейна и оценено влияние на формирование и свойства резервуаров. Для всех возможных комбинаций критериев была оценена вероятность успешного бурения (вероятность обнаружения резервуара или их совокупностей) (*Рисунок 9в*). Выделенные объекты представляют собой территории, в пределах которых рекомендуется проводить работы по оконтуриванию резервуаров.

### *7.2. Локальный прогноз*

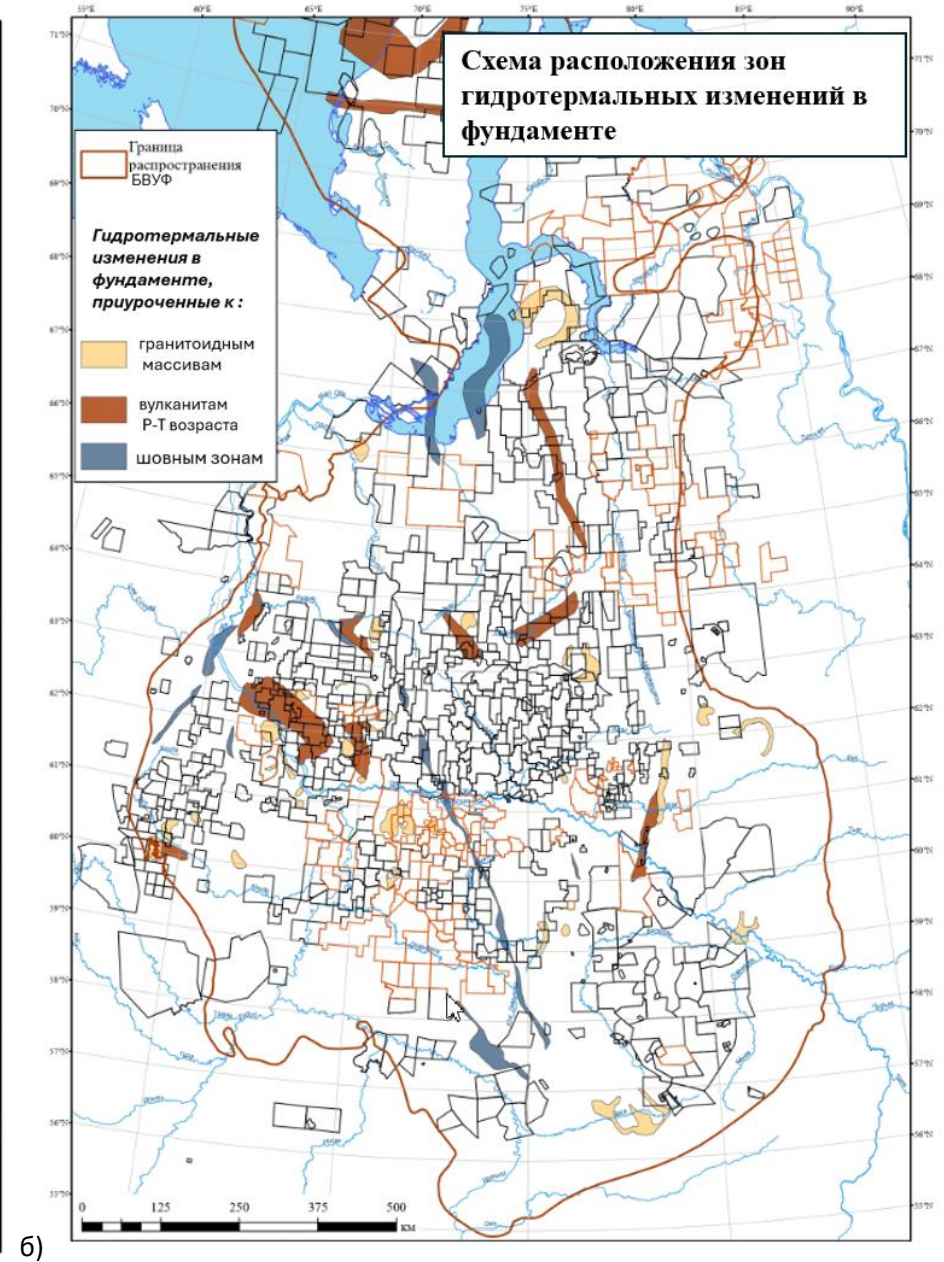
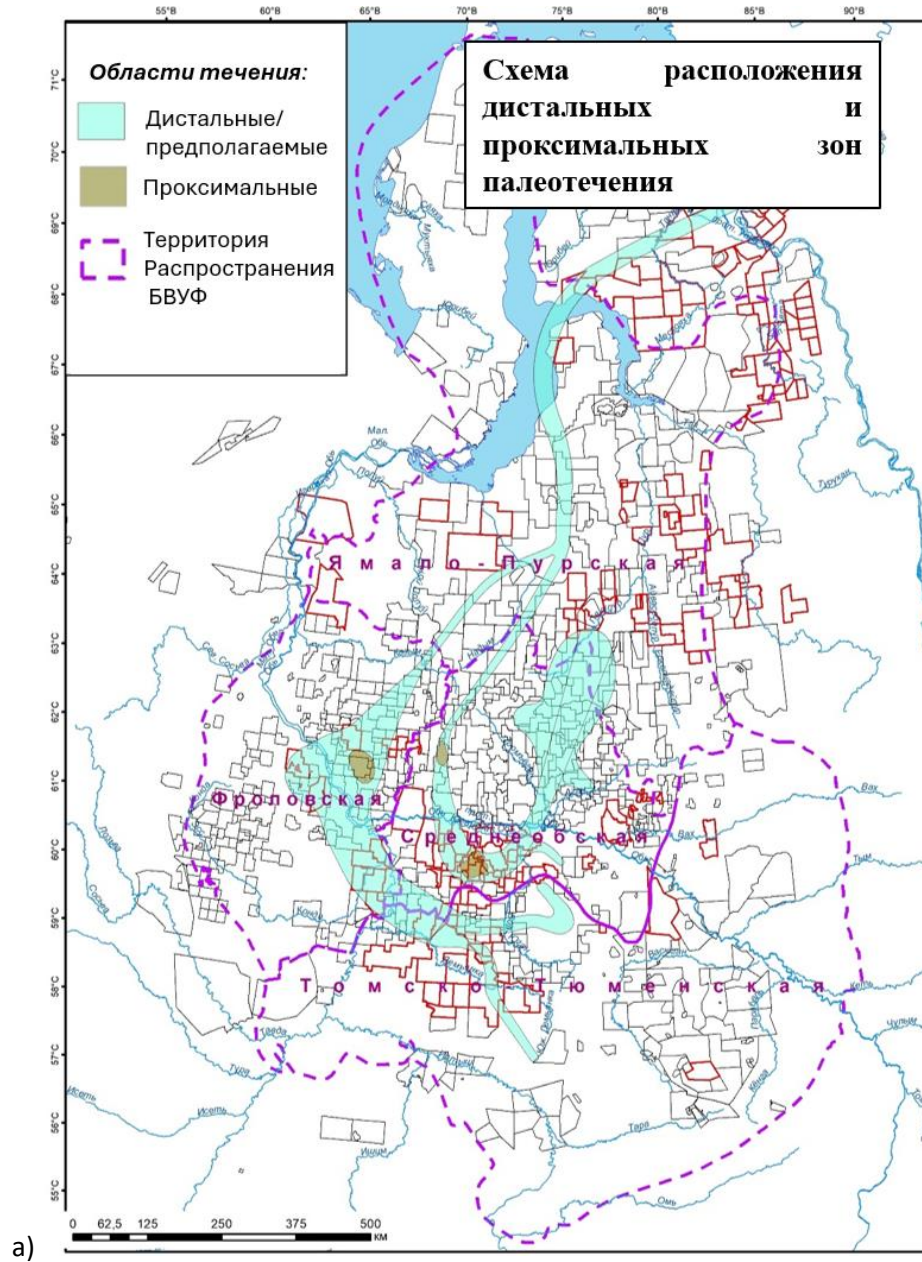
Объектами локального прогноза являются контуры ожидаемой промышленной продуктивности, ограниченные распространением резервуаров, а также положение в разрезе нефтенасыщенных пород. Площадь объектов прогноза варьирует в диапазоне  $n \text{ км}^2 \div n * 1000 \text{ км}^2$ .

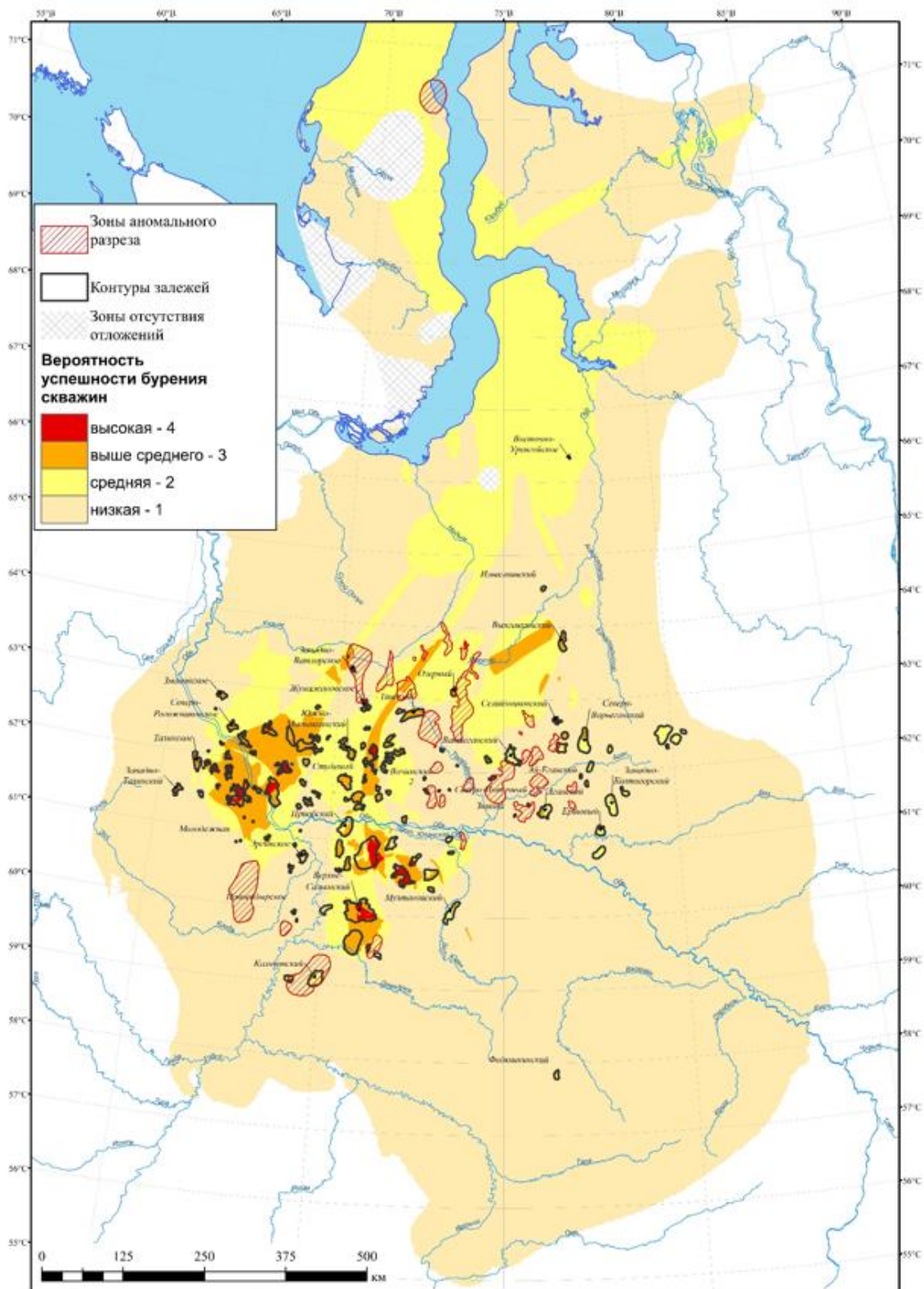
Результаты опробования и исследования керна БВУФ являются источником информации о наличии коллектора, а опробования после ГРП - о наличии полуколлектора. На основании косвенных исследований (повышенные показания газокаротажа при ГТИ, наличие пористости по данным ЯМК, наличие трещин по данным каротажа FMI или широкополосного 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 керна и его исследование. Результаты исследований керна будут лежать в основе планирования всех последующих работ. По данным керна 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. Если в керне выявляются нефтенасыщенные интервалы, то дальнейшие исследования проводятся по расширенной программе, направленной на определение принадлежности нефтенасыщенных пород к коллекторам/полуколлекторам в составе разных типов нетрадиционных резервуаров, а также на характеристику структуры их пустотного пространства (Таблица 1). Для каждого нетрадиционного резервуара поисковые критерии индивидуальны, выделение и оценка площадного распространения коллекторов и полуколлекторов в составе разных типов нетрадиционных резервуаров проводится с опорой на результаты исследований керна.

Прогноз площадного распространения псевдогранулярных резервуаров базируется на совместном анализе обстановок осадконакопления и направленности вторичных преобразований, для чего по данным керна и комплексу ГИС с учетом геологического 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.

Площадь распространения «сланцевых» резервуаров контролируется повышенным катагенезом. Для их прогноза необходимо проводить анализ пластовых давлений и температур. Это могут быть как территории регионального повышенного катагенеза погружения, как в северных районах ЗСНГБ, так и локальные участки ПАК, сформированные вследствие гидротермального воздействия. «Сланцевые» резервуары слагаются в основном полуколлекторами, промышленные притоки из которых возможны после проведения ГРП. Трещинно-каверновые резервуары непосредственно в БВУФ, а не подстилающих отложениях абалакской и георгиевской свит (пласт КС1 в Салымском районе или ЮК0-1 в Красноленинском районе и их аналоги) редки, приурочены к разломным зонам в области ПАК. На сегодняшний день разработан ряд авторских методик по выявлению зон природной трещиноватости в БВУФ по данным сейсморазведки (Фурсов, 2005, Глухманчук, 2012 и др.).





в)

Рисунок 9. Схемы распределения ключевых параметров нефтегазоносности БВУФ по наличию и свойствам нетрадиционных резервуаров, а также итоговая схема вероятности успешного бурения а) схема положения дистальных и проксимальных зон палеотечения, б) схема положения гидротермально измененных зон в фундаменте, в) итоговая схема вероятности успешного бурения

Прогноз зон, где в БВУФ ожидается развитие комбинированного резервуара, проводится по совокупности критериев (Таблица 1). Контуры ожидаемой промышленной продуктивности, выделенные на основании такого подхода, подтвердились получением промышленных притоков, в частности, на Назымском и Северо-Демьянском месторождениях.

*Таким образом, обосновано **пятое защищаемое положение**: при поисково-разведочных работах объектами прогноза являются следующие элементы регионального резервуара БВУФ: совокупности резервуаров и межрезервуарных флюидоупоров в пределах структурно-фациальных зон - на региональном этапе, нетрадиционные резервуары разных типов - на зональном, нефтенасыщенные породы с разной структурой пустотного пространства и их положение в разрезе - на локальном.*

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В результате диссертационного исследования была выделена и оконтурена в разрезе осадочного чехла БВУФ. Региональный резервуар БВУФ содержит «непрерывные» скопления УВ с трудноопределяемыми границами, для которых нет прямого лито-фациального контроля коллекторских и флюидоупорных свойств. Для разработки концепции рационального планирования и повышения эффективности поисково-разведочных работ региональный резервуар БВУФ представлен в виде иерархической совокупности природных углеводородонасыщенных пустотных объемов. Такое представление раскрывает механизмы формирования разномасштабной неоднородности нефтегеологических свойств БВУФ. *Микронеоднородность* проявлена в сложной картине распределения матричных элементов пустотного пространства. Система природных пустотных объемов, объединяющая пустоты разного размера и геометрии, макротрещины и микротрещины, формируется непрерывно до позднего мезокатагенеза. *Мезонеоднородность* определяется распределением в разрезе нефтенасыщенных пород с разными коллекторскими свойствами (коллекторов и полуколлекторов), а также ненасыщенных пород, относящихся к неколлекторам. В раннем мезокатагенезе нефтенасыщение начинает формироваться во вторично преобразованных радиоляритах и фосфоритах, в среднем катагенезе – в биогенных карбонатных породах, в позднем катагенезе – в смешанных высокоуглеродистых породах матрицы. *Макронеоднородность* характеризует пространственное распространение нетрадиционных резервуаров. В БВУФ выделяются следующие нетрадиционные резервуары: псевдогранулярные, «сланцевые», трещинно-каверновые, комбинированные. Для каждого из них дана характеристика ключевых свойств и разработаны индивидуальные поисковые критерии. Площадь

распространения псевдогранулярных резервуаров ограничена обстановками формирования кремнистых радиоляритовых илов, биогенных карбонатов, коллофановых фосфоритов, а коллекторские свойства определяются стадийностью образования элементов пустотного пространства. Площадь распространения «сланцевых» резервуаров контролируется повышенным катагенезом не зависимо от литологии разреза: градации МКЗ и выше, обусловленные глубиной погружения отложений или ПАК. Для скоплений подвижной нефти «сланцевых» резервуаров характерны аномально высокие пластовые давления и температуры. Трещинно-каверновые резервуары приурочены к локальным разломным зонам в пределах ПАК. *Региональная неоднородность* отвечает пространственной разобщенности совокупностей нетрадиционных резервуаров и межрезервуарных флюидоупоров в разных структурно-фациальных зонах.

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.

Разработанная автором иерархическая структура регионального резервуара БВУФ позволила предложить концепцию рационального планирования поисково-разведочных работ: сформулировать основные цели и задачи, охарактеризовать разномасштабные объекты прогноза в составе регионального резервуара, дать рекомендации по выбору рационального комплекса методов и видов работ. На региональном этапе объектами прогноза являются наиболее ожидаемые ассоциации резервуаров и межрезервуарных флюидоупоров на территориях близкого геологического строения. Объектами зонального прогноза являются участки, перспективные для развития одного или нескольких типов резервуаров. На локальном этапе прогнозируются контуры ожидаемой промышленной продуктивности, ограниченные распространением резервуаров, а также положение в разрезе нефтенасыщенных пород. Учет разномасштабной неоднородности БВУФ является основой для рационального планирования поисково-разведочных работ и геологического моделирования: для каждого уровня неоднородности задаются объекты прогноза соответствующего масштаба, конкретизируются решаемые задачи и подбираются оптимальные комплексы методов и видов работ. Реализуя такой

подход возможно существенно оптимизировать и повысить успешность поисково-разведочных работ 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.Карнюшиной, 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.

**Научные статьи, опубликованные в рецензируемых научных изданиях, а также в изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности 1.6.11 - Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений**

1. **Балушкина Н.С.**, Калмыков Г.А. Систематика природных пустотных объемов как основа прогноза нефтегазоносности высокоуглеродистых баженовских отложений // *Научный журнал Российского газового общества*. – 2025. – №4(50). С.6-15. EDN: TUKQWI. Импакт-фактор 0,481 (РИНЦ) (0,95 п. л., авторский вклад 80%).
2. 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 п. л., авторский вклад 25%).
3. 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 п. л., авторский вклад 30%).
4. Gafurova, D., Maltseva, A., Kalmykov, A., Mazzini, A., **Balushkina, N.**, Karpova, E., Khotylev, A., Latypova, M., Fomina, M., Manuilova, E., Kotochkova, J., Ivanova, D., Churkina, V., Kalmykov, G. Impact and implications of hydrothermal fluids migration in the Frolov hydrocarbon province in West Siberia // *Marine and Petroleum Geology*, 2024, Vol. 164. – page 106826. EDN: TXIQKZ. Импакт-фактор 3,600 (JIF) (3,538 п. л., авторский вклад 25%).
5. Латыпова М. Р., Калмыков А. Г., Чуркина В. В., Карпова Е. В., **Балушкина 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. EDN: PINCRZ. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (1,862 п. л., авторский вклад 20%).
6. Латыпова М. Р., Прокофьев В. Ю., **Балушкина Н.С.** Коточкова, Ю. А., Чуркина, В. В., Иванова, Д. А., Махнутина, М. Л., Калмыков, А. Г., Калмыков, Г. А. 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. EDN: FTFCTY. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (1,862 п. л., авторский вклад 25%).

7. Эдер В. Г., **Балушкина 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. EDN: USPHUJ. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (1,729 п. л., авторский вклад 20%).

8. Латыпова М. Р., Хотылев О. В., **Балушкина Н. С.** Калмыков А. Г., Калмыков Г. А., Копаевич Л. Ф., Карпова Е. В., Чуркина В. В. Обстановки осадконакопления абалакской свиты и вогулкинской толщи на территории Каменной вершины Красноленинского свода (Западная Сибирь) // *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 2021. – №6. – С. 49–60. EDN: VAUTAH. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (1,596 п. л., авторский вклад 20%).

9. **Балушкина 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. EDN: QAWDAN. Импакт-фактор 0,496 (РИНЦ) (0,970 п. л., авторский вклад 75%).

10. Карпова Е. В., Хотылев А. О., Мануилова Е. А., Майоров А. А., Краснова Е. А., Хотылев О. В., **Балушкина Н. С.**, Калмыков Г. А., Калмыков А. Г. Гидротермально-метасоматические системы как важнейший фактор формирования элементов нефтегазоносного комплекса в баженовско-абалакских отложениях // *Георесурсы*, 2021. – Т.23. – №2. – С. 142–151. EDN: YRMLDU. Импакт-фактор 1,165 (РИНЦ) (0,9 п. л., авторский вклад 25%).

11. Фомина М. М., **Балушкина Н. С.**, Хотылев О. В., Калмыков А. Г., Богатырева И. Я., Калмыков Г. А., Реуцкая И. О., Романенко С. А., Топчий М. С., Алехин А. А. Выделение потенциально-продуктивных интервалов тутлеймской свиты центральной части Красноленинского свода // *Георесурсы*, 2021. – Т.23. – №2. – С.132–141. DOI: 10.18599/grs.2021.2.13. EDN: XZGEVO. Импакт-фактор 1,165 (РИНЦ) (1,273 п. л., авторский вклад 30%).

12. 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 тутлеймской и баженовской свит // *Георесурсы*, 2021. – Т.23. – №2. – С.120–131. DOI: 10.18599/grs.2021.2.11. EDN: XXBPDA. Импакт-фактор 1,165 (РИНЦ) (1,527 п. л., авторский вклад 30%).

13. Эдер В. Г., Костырева Е. А., Юрченко А. Ю., **Балушкина 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. – Т.21. – №2. – С. 129–142. EDN: ZXYYOL. Импакт-фактор 1,165 (РИНЦ) (1,782 п. л., авторский вклад 20%).
14. Юрченко А. Ю., Потапова А. С., Бумагина В. А., Вилесов А. П., Чертина К. Н., **Балушкина 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. EDN: SFEVKO. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (0,931 п. л., авторский вклад 30%).
15. Калмыков А. Г., Карпов Ю. А., Топчий М. С., Фомина М. М., Мануилова Е. В., Третьякова И. О., Пронина Н. В., Шишков В. А., **Балушкина Н. С.**, Фадеева Н. П., Ступакова А. В., Калмыков Г. А. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения // *Георесурсы*, 2019. – Т.21.- №2.– С. 159–171. DOI: 10.18599/grs.2019.2.159-171. EDN: SUJGWL. Импакт-фактор 1,165 (РИНЦ) (1,782 п. л., авторский вклад 25%).
16. Хотылев О. В., **Балушкина Н. С.**, 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. 92–97. EDN: ZCDQIH. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (0,694 п. л., авторский вклад 45%).
17. Карпов Ю. А., **Балушкина Н. С.**, Ступакова А. В., Фомина М. М., Топчий М. С., Мифтахова А. А., Калмыков А. Г., 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. 58–71. EDN: ARLDTN. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (1,729 п. л., авторский вклад 45%).
18. Ахапкин М. Ю., Калмыков Г. А., Дьяконова Т. Ф., **Балушкина Н. С.**, Полищук В. И., Юканова Е. А. Развитие представлений о модели нефтеносности баженовской свиты // *Геофизика*, 2017. – №5. – С. 202–210. EDN: ZHNBWL. Импакт-фактор 0,530 (РИНЦ) (1,263 п. л., авторский вклад 25%).
19. Макарова О. М., Коробова Н. И., Калмыков А. Г., **Балушкина Н. С.**, Белохин В. С., Козлова Е. В., Косоруков В. Л., Мануилова Е. А. Основные типы пород баженовской свиты на Сургутском своде и сопредельных

- территориях // *Георесурсы*, 2017. – №2. – С. 155–164. EDN: UPSKXR. Импакт-фактор 1,165 (РИНЦ) (1,273 п. л., авторский вклад 20%).
20. Бычков А. Ю., Калмыков Г. А., Бугаев И. А., **Балушкина 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. EDN: XXJALD. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (1,064 п. л., авторский вклад 20%).
21. Юрченко А.Ю., Такахата Н., Танака К., Сано Ю., **Балушкина 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. EDN: XICDRL. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (0,764 п. л., авторский вклад 25%).
22. **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. – Vol. 71, № 1. – pp. 71-80 . EDN: WWGGMV. Импакт-фактор 0,210 (SJR) (1,330 п. л., авторский вклад 70%).
23. **Балушкина 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. EDN: VOPCNT. Импакт-фактор 0,496 (РИНЦ) (0,647 п. л., авторский вклад 50%).
24. **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: VHNIAZ. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (1,197 п. л., авторский вклад 70%).
25. Юрченко А. Ю., **Балушкина 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. – Т.41. – №4. – С. 22–26. EDN: VCMRHP. Импакт-фактор 0,338 (РИНЦ) (0,636 п. л., авторский вклад 50%).
26. 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 0,496 (РИНЦ) (0,647 п. л., авторский вклад 25%).

27. Юрченко А. Ю., **Балушкина 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. EDN: VHINAF. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (0,931 п. л., авторский вклад 45%).
28. Козлова Е. В., Фадеева Н. П., Калмыков Г. А., **Балушкина Н. С.**, Пронина Н. В., Полудеткина Е. Н., Костенко О. В., Юрченко А. Ю., Борисов Р. С., Бычков А. Ю., Калмыков А. Г., Хамидуллин Р. А., Стрельцова Е. Д. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогенонасыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь // *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 2015. – №5. – С. 44–53. EDN: VHIMZL. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (1,330 п. л., авторский вклад 20%).
29. Билибин С. И., Калмыков Г. А., Ганичев Д. И., **Балушкина Н. С.** Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты // *Геофизика*, 2015. – №3. – С.5–14. EDN: UABABR. Импакт-фактор 0,530 (РИНЦ) (1,403 п. л., авторский вклад 30%).
30. Козлова Е. В., Калмыков Г. А., Ганичев Д. И., **Балушкина Н. С.** Формы нахождения УВ в породах баженовской свиты // *Геофизика*, 2015. – №3. – С. 15–22. EDN: UABACB. Импакт-фактор 0,530 (РИНЦ) (1,122 п. л., авторский вклад 20%).
31. Панченко И. В., **Балушкина Н. С.**, Барабошкин Е. Ю., Вишневская В. С., Калмыков Г. А., Шурекова О. В. Комплексы палеобиоты в абалакско-баженовских отложениях центральной части Западной Сибири // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 2015. – Т.10. – №2. – С.1–29. DOI: 10.17353/2070-5379/24\_2015. EDN: TYOJFN. Импакт-фактор 0,462 (РИНЦ) (2,021 п. л., авторский вклад 25%).
32. 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 п. л., авторский вклад 45%).
33. Билибин С. И., Калмыков Г. А., **Балушкина Н. С.** Былевский А. Г., Юканова Е. А., Бачин С. И., Валова Л. Н. К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти// *Недропользование XXI*, 2015.– Т.51. – №1. – С.34–45. EDN: TONSOL Импакт-фактор 0,261 (РИНЦ) (1,436 п. л., авторский вклад 20%).
34. **Балушкина 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. – №2. – С. 35–43. EDN: SCNMPT. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (1,197 п. л., авторский вклад 70%).

35. Хамидуллин Р. А., Калмыков Г. А., Корост Д. В., **Балушкина Н. С.**, Бакай А.И. Фильтрационно-емкостные свойства пород баженовской свиты // *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 2013. – №5. – С. 57–64. EDN: RGQTAV. Импакт-фактор 0,301 (РИНЦ) (1,064 п. л., авторский вклад 30%).

36. **Балушкина 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. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти // *Геология нефти и газа*, 2013.– №3. – С. 48–61. EDN: QBWTVR. Импакт-фактор 0,517 (РИНЦ) (1,938 п. л., авторский вклад 75%).

**Другие публикации:**

**Монографии:**

37. Калмыков Г.А., Киселева Н.Л., **Балушкина Н.С.**, Цветков Л.Д. Нефтегазоносные высокоуглеродистые толщи на границе юры и мела // *Ярославль: Аверс Плюс*, 2017. – 308 с. (38,25 п. л., авторский вклад 20%).

38. Калмыков Г.А., **Балушкина Н.С.** Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала // *М.: ГЕОС*, 2017. – 247 с. (35,0 п. л., авторский вклад 35%).