

На правах рукописи



ЗУБКОВ МИХАИЛ ЮРЬЕВИЧ

**ТЕКТОНО-ГИДРОТЕРМАЛЬНЫЕ ПРОЦЕССЫ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА
ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА**

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Тюмень – 2026

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

Официальные оппоненты: **Скоробогатов Виктор Александрович** - доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник, центр ресурсов и запасов углеводородов. ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва

Эдер Вика Георгиевна - доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, лаборатория седиментологии и геохимии осадочных бассейнов, Геологический институт РАН, г. Москва

Немова Варвара Дмитриевна - доктор геолого-минералогических наук, начальник управления геологического моделирования и мониторинга ГРП ТРИЗ, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени академика А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), г. Новосибирск

Защита состоится 25 сентября 2026 года в 14:00 на заседании диссертационного совета 24.2.419.04 на базе Тюменского индустриального университета по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, Нефтегазовый институт, аудитория 312.

С диссертацией можно ознакомиться на сайте ФГБУ ВО «Тюменский индустриальный университет» www.tyuiu.ru и в библиотечно-информационном центре ТИУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в 2 экземплярах просим направлять по адресу 625000, г. Тюмень, ул. Луначарского 2, Тюменский индустриальный университет, ученому секретарю диссертационного совета 24.2.419.04, Семеновой Татьяне Владимировне.

Тел. 8 (3452) 53-94-73, e-mail: semenovativ@tyuiu.ru

Автореферат разослан 12 августа 2026 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Семенова Татьяна Владимировна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Разработка нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири осуществляется на протяжении более 60 лет, однако, несмотря на столь продолжительный срок изучения нефтегазоносного бассейна, по-прежнему отсутствуют общепринятые строго доказанные представления о происхождении нафтидов и механизме формирования углеводородных (УВ) залежей как в доюрском комплексе (ДК), так и осадочном чехле бассейна.

Неполнота этих знаний не позволяет осуществлять достоверный прогноз перспективных территорий и проведение эффективных поисково-разведочных работ на нефть и газ, что является весьма актуальной проблемой, так как в настоящее время самые старые и самые крупные месторождения уже находятся на завершающей стадии разработки, а поэтому остро стоит вопрос разведки и введение в эксплуатацию новых УВ залежей.

До настоящего времени отсутствуют надежные общепринятые методы поисков и разведки УВ залежей, а также оценки геологических ресурсов в баженовской свите (БС) и её аналогах, хотя с нею связываются большие перспективы и по имеющимся оценкам специалистов в ней содержатся громадные ресурсы «сланцевой» нефти (более 10 млрд. т).

Актуальной, в сложившейся в настоящее время сложной ситуации с ресурсами УВ в Западной Сибири, является также оценка перспектив нефтегазоносности ДК, который наряду с баженовской свитой относится к классам коллекторов, содержащих трудно извлекаемые запасы (ТРИЗы).

В такого рода объектах невозможно вести эффективные поисково-разведочные работы, не имея четких представлений, основанных на большом объеме фактических, в том числе экспериментальных данных о механизме формирования в них коллекторов, генезисе нафтидов и, собственно, самих УВ залежей.

Наиболее слабо разработанной и малопонятной в осадочно-миграционной гипотезе образования месторождений УВ является форма или способ миграции микронепти в породу-коллектор, особенно если нефтематеринская толща перекрыта мощными глинистыми экранами. Объяснение этого феномена также является весьма актуальной задачей.

Степень разработанности темы исследований

В настоящее время при прогнозе нефтегазоносности осадочных бассейнов обычно используется осадочно-миграционная теория происхождения УВ, основной вклад в развитие которой внесли А.М. Акрамходжаев, Л.М. Бурштейн, Н.Б. Вассоевич, И.В. Гончаров, И.М. Губкин, Ф.Г. Гурари, А.Н. Гусева, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев, Н.В. Лопатин, П.Н. Мельников, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, О.М. Прищепа, М.Я. Рудкевич, Ф.К. Салманов, В.А. Скоробогатов, А.В. Ступакова, А.А. Трофимук, В.А. Успенский, А.Н. Фомин, В.В. Шиманский и многие другие.

Существует также альтернативная теория неорганического происхождения нафтидов, к известным приверженцам которой относятся Р.М. Бембель, Н.С. Бескровный, Б.М. Валяев, К.С. Иванов, Т.А. Киреева, Н.П. Костров, В.А. Краюшкин, П.Н. Кропоткин, Н.А. Кудрявцев, Д.И. Менделеев, А.А. Нежданов, Ю.И. Пиковский, В.Б. Писецкий, В.Б. Порфирьев, Т.А. Теплицкая, А.И. Тимурзиев, Л.В. Хмелевская, Э.Б. Чекалюк и др.

Часть исследователей придерживается дуалистической позиции, то есть они признают, как органическую, так и флюидодинамическую модели происхождения УВ (Н.В.

Бердников, В.Н. Бородкин, В.П. Гаврилов, А.Н. Дмитриевский, В.А. Карпов, Ю.А. Косыгин, В.В. Лапковский, Р.Х. Муслимов и др.).

Существуют также представления об активном участии в нефтидогенезе эндогенных факторов, таких как тектонические движения и сейсмические процессы, сопровождаемые механохимическими реакциями с участием органического вещества (ОВ) и образованием из него вследствие этих процессов УВ (С.М. Астахов, В.И. Молчанов, А.А. Трофимук, В.П. Царев, Н.В. Черский и др.).

С конца 90-х годов прошлого столетия начала развиваться концепция нефтегазовой флюидодинамики (геофлюидодинамики), как универсального процесса, сопровождающего развитие осадочного бассейна (Э.А. Абля, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин), а также объясняющая аккумуляцию УВ в природных резервуарах (В.Ю. Керимов и др.) и используемая при поисках скоплений УВ в земной коре (Л.А. Абукова, Ю.А. Волож). В работах О.Ю. Баталина и Н.Г. Вафиной, рассматривается конденсационная модель образования залежей нефти и газа.

Большое количество публикаций посвящено связи вулканических и в частности гидротермальных процессов с нефтидогенезом (Н.С. Бескровный, Г.А. Карпов, Т.А. Киреева, А.Б. Кольцов, А.Д. Коробов, Н.А. Кудрявцев, Б.А. Лебедев, Е.К. Мархинин, Ю.И. Пиковский, С.Д. Талиев, В.Н. Флоровская и др.). Однако эти представления не получили широкого распространения и развития в работах именно нефтяников, которые относятся к фактам связи УВ с гидротермами как к исключительно экзотическим явлениям, не имеющим широкого распространения и значительного влияния на нефтегазоносность Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ).

Лишь в последнее время ряд ученых вновь обратил внимание на возможность участия гидротермальных процессов в формировании вторичных коллекторов в разновозрастных породах (А.Э. Конторович, Г.А. Калмыков, Н.С. Балущкина, А.Ю. Юрченко, Е.А. Предтеченская, Д.Е. Заграновская и др.). Однако отсутствуют работы, в которых содержалось бы объяснение причин совместного, почти одновременного тектонического и гидротермального воздействия на породы и сам механизм возникновения и проявления тектоно-гидротермальных процессов, что подробно рассмотрено в настоящей работе.

Полученные автором новые фактические данные, включая результаты экспериментальных лабораторных исследований, позволили по-новому взглянуть на процессы преобразования литологического состава, возникновение вторичной пористости и, собственно, самих вторичных коллекторов, генерации нефтидов, а также механизма формирования УВ залежей в интервале от кровельной части ДК до верхнего неокома ЗСБ под воздействием тектоно-гидротермальных процессов (ТГП).

Объектом исследования в диссертационной работе являются породы кровельной части ДК, а также отложения юрского и неокомского возраста ЗСБ, подвергшиеся тектоно-гидротермальному воздействию (ТГВ).

Цель работы

Обосновать возможность активного участия тектоно-гидротермальных процессов (ТГП) в формировании коллекторов и УВ залежей и месторождений в ЗСБ на основе литолого-петрофизических, геохимических данных и результатов экспериментального гидротермального и тектонофизического моделирования.

Доказать высокую эффективность предлагаемых методов прогноза перспективных участков для поисков и разведки УВ залежей и месторождений в ДК и осадочном чехле ЗСБ, а также оценки их геологических ресурсов на основе:

- тектонофизического моделирования с использованием данных сейсморазведки;
- оценки нефтегазогенерационных свойств разновозрастных пород с использованием модифицированного метода материального баланса и результатов пиролиза;
- результатов комплексных литолого-петрофизических исследований пород и сейсмических данных с целью выделения перспективных участков для поисков и разведки УВ залежей и месторождений в кровельной части ДК, сложенного кремнистыми известняками (КИ) и осадочном чехле ЗСБ, а также оценки их геологических ресурсов;
- доказать возможность участия в процессе образования УВ залежей и месторождений наряду с ОВ, входящим в состав осадочного чехла ЗСБ, также и УВ, присутствующих в составе гидротермальных флюидов.

Основные задачи исследований

1. Провести анализ собранных данных о литологическом составе и петрофизических свойствах различных типов пород, слагающих верхнюю часть ДК и мезозойский чехол ЗСБ.

2. Доказать на основе собранной литолого-петрофизической информации реальность существования тектоно-гидротермальных процессов (ТГП), действовавших на разновозрастные породы в пределах ЗСБ.

3. Используя комплексные литолого-петрофизические и геохимические исследования нативных образцов, а также результаты гидротермального моделирования, доказать возможность формирования вторичных коллекторов и УВ залежей в кровельной части ДК, сложенного кремнистыми известняками, а также другими типами пород в результате воздействия на них ТГП, обосновать наиболее вероятные температуры и состав природных гидротермальных флюидов (ГФ), принимавших участие в образовании этих типов коллекторов в составе ДК. Привести пример оценки геологических ресурсов УВ в кровельной части ДК на примере конкретной площади.

4. Доказать, что источниками нефти, насыщающей залежи в кровельной части ДК, являются преимущественно базальные юрские отложения с высоким содержанием ОВ (углистые аргиллиты и глинистые (зольные) угли, реже баженовская свита и её литостратиграфические аналоги), а также в меньшей степени метан и его гомологи, поступающие в составе гидротермальных флюидов.

5. Разработать методику выделения перспективных для поисков УВ залежей участков (зон трещиноватости и разуплотнения) в осадочном чехле используя данные сейсморазведки и выполненного на их основе тектонофизического моделирования.

6. Обосновать набор критериев и методических приемов, используя которые можно осуществить региональный и локальный прогнозы нефтегазоносности бажено-абалакского комплекса (БАК) и выполнить эти виды работ. Привести пример оценки геологических ресурсов УВ в БАК на примере конкретной площади.

7. Разработать методику оценки нефтегазогенерационных свойств разновозрастных отложений, включая главную нефтематеринскую толщу - баженовскую свиту (БС) с использованием модифицированного метода материального баланса и данных пиролиза.

8. На основе экспериментального гидротермального моделирования доказать, что при достаточно высоких температурах CO_2 приобретает свойства окислителя, разлагаясь на O_2 и CO , что, с одной стороны, вызывает формирование зон осветления в породах, содержащих в своем составе ОВ, а с другой, позволяет предположить возможность её

реагирования с водородом, поступающим в составе гидротермальных флюидов (ГФ), вызывая в небольших количествах генерацию УВ (природный процесс Фишера-Тропша).

Научная новизна

1. Разработан и впервые использован способ применения данных сейсморазведочных работ для тектонофизического моделирования с целью прогноза перспективных (высокопродуктивных) участков для размещения в их пределах поисково-разведочных, а также эксплуатационных скважин.

2. Впервые использовано экспериментальное (лабораторное) гидротермальное моделирование с целью восстановления механизма формирования вторичных коллекторов в различных литологических типах пород, присутствующих в составе ДК и осадочном чехле ЗСБ, образования из $OB_{исх}$ нафтидов и формирования равновесных ассоциаций гидротермальных минералов, аналогичных природным.

3. Доказано активное участие ТГП в формировании вторичных коллекторов, сопровождающихся изменением их литологического состава, в генерации нафтидов и образовании УВ залежей в разновозрастных породах ЗСБ.

4. Впервые установлено, что при высоких температурах и давлении углекислота проявляет свойства окислителя, вызывая окисление OB и других природных восстановителей с образованием окиси углерода, что в присутствии водорода делает возможным образование «синтетических» УВ.

5. Разработан модифицированный метод материального баланса в комплексе с пиролизом для оценки нефтегазогенерационных свойств разновозрастных пород.

6. На основе детального анализа литолого-геохимических и геофизических данных впервые установлены закономерности в распределении урана в БС и его перераспределении под действием гидротермальных флюидов (ГФ).

7. Осуществлен региональный и локальный прогнозы перспектив нефтегазоносности БАК, проведена оценка геологических ресурсов УВ в БАК на примере конкретной площади.

8. Разработан оригинальный способ прогноза вторичных коллекторов в кровельной части ДК, сложенной кремнистыми известняками на основе результатов литолого-петрофизических исследований и данных сейсморазведочных работ.

Теоретическая значимость работы заключается:

1. В дальнейшем развитии методов тектонофизического моделирования, основы которого были заложены в работах В.В. Белоусова, М.В. Гзовского, П.М. Бондаренко, Н.Д. Осокиной и других исследователей, с инновационным применением данных сейсморазведки, что позволило разработать новые теоретические основы для использования этого метода в нефтегазовой геологии с целью выделения перспективных участков и оценки прогнозных геологических ресурсов в их пределах.

2. В комплексных литолого-петрофизических исследованиях пород, слагающих ДК и осадочный чехол ЗСБ, что дало возможность обосновать типы пород, входящих в их состав, в которых возможно образование вторичных коллекторов тектоно-гидротермального происхождения.

3. В экспериментальном гидротермальном моделировании и литологических исследованиях пород, слагающих ДК, а также осадки юрско-нижнеэокомского возраста, что позволило подготовить теоретические основы: 1) для восстановления состава природных высокоэнтальпийных флюидов; 2) образующихся из них вторичных гидротермальных минералов; 3) последовательности их выделения; 4) возможности

формирования вторичной пористости за счет растворения этими флюидами конкретных типов неустойчивых минералов.

4. В разработке модифицированного метода материального баланса, заложенного классиками осадочно-миграционной гипотезы (Акрамходжаев, 1982; Вассоевич, 1969; Конторович, 1970; Лопатин, 1969; Неручев, 1970; Трофимук, 1984; Успенский, 1954 и др.) с использованием результатов пиролитических исследований, что сделало возможным создать теоретическую базу для оценки нефтегазогенерационных свойств органического вещества, входящего в состав разновозрастных пород.

5. В использовании термодинамических данных, на основе которых были вычислены Р-Т условия, при которых становится возможным флюидоразрыв пород-коллекторов, возникновение в них депрессионных условий и изменение величины их пористости в зависимости от температуры гидротермальных флюидов.

Практическая значимость работы

В существующей в настоящее время тяжелой ситуации с поисками новых месторождений и УВ залежей предлагаемая возможность активного участия ТПП в их формировании позволяет оптимизировать поисково-разведочные работы, особенно в таких объектах, как ДК и БАК, которые относятся к категории ТРИЗов.

На основе разработанного способа прогнозирования высокопродуктивных зон в осадочном чехле ЗСБ по результатам комплексирования сейсморазведочных работ и выполненного на их основе тектонофизического моделирования построены карты перспектив БАК в пределах 12 площадей и месторождений со степенью подтверждаемости сделанных прогнозов от 67 до 100 %: Кальчинское; Маслиховское; Северо-Даниловское; Славинское месторождения; Ем-Еговская; Камынская; Восточно-Каменная; Пальяновская площади; Итьяхский; Назымский; Галяновский ЛУ; Лебяжий поисковый ЛУ.

Проведена оценка прогнозных ресурсов углеводородов, содержащихся в отложениях БАК Ханты-Мансийского Автономного округа (отчет: «Оценка прогнозных ресурсов углеводородов, содержащихся в отложениях баженовской и абалакской свит Ханты-Мансийского Автономного округа», Зубков, Пормейстер и др. 2003 г.).

Разработана оригинальная методика определения нефтегазогенерационных свойств отложений на основе данных пироллиза и модифицированного метода материального баланса, с помощью которой выполнена количественная оценка генерационных свойств разновозрастных осадков в пределах следующих месторождений и площадей ЗСБ:

- в составе ДК: Северо-Варьеганское, Андреевское, Семивидовское, Западно-Тугровское месторождения;

- в составе БАК: Тевлинско-Русскинское, Южно-Ягунское, Новоортъягунское, Дружное, Повховское, Нонг-Еганское, Северо-Ягурьяхское, Приобское, Верхне-Салымское, Маслиховское месторождения и Пальяновская, Ем-Еговская, Каменная площади.

- в составе юрских и нижнеэокомских отложений: Андреевское, Западно-Семивидовское, Западно-Тугровское, Красноленинское, Лазаревское, Сыморьяхское, Тальниковое, Медвежье, Уренгойское месторождения.

Впервые на основе экспериментального гидротермального моделирования установлено, что при достаточно высоких температурах (около 275°C и выше) углекислота приобретает свойства окислителя, разлагаясь на кислород и окись углерода, что может вызывать формирование зон осветления в породах, за счет окисления содержащегося в их составе ОВ.

Доказано участие гидротермальных флюидов в перераспределении урана, присутствующего в составе баженовской свиты с формированием локальных участков (пропластков), содержащих его рудные концентрации.

Предложенный способ прогноза УВ залежей на основе комплексирования результатов исследования литолого-петрофизических свойств исходных кремнистых известняков и образующихся по ним гидротермальных силицитов (ГС) с данными сейсморазведочных работ, позволили построить прогнозные карты с выделением перспективных участков в пределах Северо-Варьеганского и Ханты-Мансийского месторождений с подтверждаемостью сделанных прогнозов порядка 75 %.

Кроме отмеченных ранее сложных геологических объектов предлагаемые методы тектонофизического моделирования позволяют выделять наиболее перспективные участки и в обычных гранулярных коллекторах, входящих в состав юрских и неокомских отложений Западной Сибири.

Гидротермальное моделирование позволило установить механизм формирования вторичной пористости за счет растворения неустойчивых минеральных зерен и прогнозировать возможный состав вторичных минералов, включая глинистые разновидности.

Методология и методы исследования

В процессе выполнения работы использовались следующие методы исследований:

- анализ и обобщение собственных результатов исследований, а также материалов из открытых источников;

- систематизация и обработка литолого-петрофизических и геохимических данных по разновозрастным породам, входящим в состав ДК и осадочного чехла ЗСБ в количестве около 3500 образцов, отобранных из более 250 скважин.

- использование полученных фактических, включая экспериментальные, данных по тектонофизическому и гидротермальному моделированию для осуществления прогноза распространения вторичных коллекторов тектоно-гидротермального происхождения в породах, слагающих кровельную часть ДК и осадочный чехол ЗСБ в Зауральской, Фроловской, Среднеобской и Надым-Пурской нефтегазоносных провинциях.

- применение разработанной оригинальной методики оценки нефтегазогенерационных свойств пород с использованием метода материального баланса, основанного на результатах пиролитических исследований разновозрастных пород (от доюрского комплекса до верхне-неокомских отложений) в количестве 580 образцов.

Положения, выносимые на защиту

1. Тектоно-гидротермальные процессы принимают активное участие в генерации нафтидов, образовании вторичных коллекторов и формировании углеводородных залежей и месторождений в Западной Сибири. Это подтверждается исследованиями образцов керна, экспериментами лабораторного гидротермального и тектонофизического моделирования, результаты которых позволяют восстановить механизм формирования вторичной пористости в породах, имеющих тот или иной литологический состав и равновесные минеральные ассоциации в определенных термодинамических условиях и при различных составах гидротермальных флюидов.

2. Коллекторы, встреченные в кровельной части доюрского комплекса и в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири, имеют вторичное тектоно-гидротермальное происхождение. В доюрском комплексе они развиваются преимущественно по кислым магматическим, метаосадочным, кремнистым, карбонатным и переходными между ними

литологическими разновидностями пород, а в бажено-абалакском комплексе, главным образом, по карбонатным и кремнистым литологическим типам пород.

3. Использование данных сейсморазведки и выполненного на их основе тектонофизического моделирования позволяет выделять перспективные зоны разуплотнения с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов с межгранулярным типом пористости, а также участки формирования вторичных коллекторов трещинного и трещинно-кавернозного типов.

4. Разработанный автором модифицированный метод материального баланса с использованием результатов пиролитических исследований позволяет оценивать нефтегазогенерационные свойства пород, содержащих в своем составе органическое вещество.

Степень достоверности результатов исследований

1. Большой объем комплексных литолого-петрофизических, геохимических, тектонофизических и гидротермальных исследований подтверждает предложенные механизмы формирования вторичных коллекторов в разновозрастных толщах ЗСБ в результате тектоно-гидротермального воздействия (ТГВ).

2. Проведенное сопоставление минеральных ассоциаций, формирующихся в гидротермальных экспериментах с таковыми в нативных образцах, подтверждает правильность определенных термодинамических условий, в которых происходило образование вторичных коллекторов.

3. Результаты прогноза продуктивных участков в БАК на основе комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования характеризуются подтверждаемостью порядка 76-100%.

4. Сопоставление результатов прогнозов нефтеносности кровельной части ДК, сложенных кремнистыми известняками, выполненных на основе комплексирования данных литолого-петрофизических исследований и результатов сейсморазведочных работ свидетельствуют об успешности этих прогнозов около 75%.

5. Результаты разведочного и эксплуатационного бурения подтверждают сделанный на основе тектонофизического моделирования прогноз, что юрские отложения в участках роста поднятий находятся в зонах сжатия, а меловые – в зонах растяжения (разуплотнения).

6. Подтверждаются результаты тектонофизического моделирования, прогнозирующие выход зон разуплотнения, формирующихся над антиклинальными структурами на дневную поверхность, в форме озер, русел и проток рек, а также возникновения над ними субвертикальных зон дробления, по которым осуществляется активная миграция флюидов.

7. Детальные литолого-петрофизические, геофизические и геохимические исследования подтвердили правильность выделенных потенциально-продуктивных пород (ППП) в составе БАК, которые в результате тектоно-гидротермального воздействия (ТГВ) на них превращаются в продуктивные породы (ПП), именно из них получены основные притоки УВ.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 1.6.11 – «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), следующим пунктам: п. 1 «Условия образования месторождений нефти и газа» (геохимия нефти и газа; резервуары нефти и газа, коллекторы и покрышки;

условия формирования скоплений нефти и газа в земной коре (генерация, миграция и аккумуляция углеводородов; проблема происхождения углеводородов, современные подходы в её решении), п. 2 «Прогнозирование, поиски, разведка и оценка месторождений» (методология прогнозирования и критерии нефтегазоносности, методы оценки ресурсов; современные методы поисков и разведки месторождений нефти и газа; совершенствование методов геологического моделирования и подсчета запасов нефти и газа, п. 4 «Совершенствование методов геологического моделирования залежей и месторождений нефти и газа».

Реализация работы

В основу подготовленной диссертационной работы положен фактический материал, полученный лично автором по результатам 45-летних (1980-2025 гг.) научно-практических исследований по литологии, петрофизике, геохимии, геофизике, геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ) и ряда месторождений, расположенных в Урало-Поволжской и Восточно-Сибирской нефтегазоносных провинциях, использованных в отчетах по подсчету запасов УВ, выделению прогнозных участков для расположения проектных разведочных и добывающих скважин.

Результаты выполненных комплексных литолого-петрофизических, геохимических, экспериментальных гидротермальных и тектонофизических исследований нашли отражение в более 100 научных отчетах, выполненных в рамках договоров с ПАО «ЛУКОЙЛ», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ПАО «ГАЗПРОМ», ООО «ТюменНИИГипрогаз», АО «ЛУКОЙЛ», АО «РИТЭК» (НГДУ «РИТЭКБелоярскнефть»), ПАО НК «Русс Нефть», АУ ХМАО-Югры «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», АО «ННК-Печеранефть», АО «НК «Конданефть», ОАО «НК «Янгпур», ОАО «Евротэк», АО «ЦГЭ», АО «Уралнефтесервис», ФБГУ «ВСЕГЕИ», ФГУП «ЗапСибНИИГГ», АО «СибНИИНП», АО «Комнедра», ЗАО «ТУРСУНТ», ОАО «Тюменская нефтяная компания», ООО «Газпром добыча Красноярск», ОАО НГК «Славнефть» (ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»), ООО «Газпром геологоразведка», ОАО «Варьеганнефть», ОАО «Тюменнефтегаз», ООО «НК «Бурнефтегаз», ООО «Соровскнефть», ООО «Тортасинскнефть», ООО «Нефтегазпромтех», ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр», ЗАО СП «Нафта-Ульяновск», ОАО СП «Соболь», ОАО АНК «Югранефть», ЗАО «Назымская НГРЭ», ОАО «Ханты-Мансийская нефтяная компания», ЗАО «Зауралнефтегаз». В выполнении этих работ автор был руководителем или ответственным исполнителем.

Личный вклад

1. Автором доказано активное участие тектонических и гидротермальных (флюидодинамических) процессов в образовании коллекторов и УВ залежей в ЗСБ.

2. На основе данных сейсморазведочных работ разработал оригинальный способ тектонофизического моделирования роста антиклинальных структур и обработки полученных результатов, используемых при прогнозе перспективных зон распространения вторичных коллекторов в осадочном чехле, включая основной объект – БАК.

3. Непосредственно участвовал в проведении экспериментов по тектонофизическому моделированию и последующей обработке полученных данных.

4. Принимал непосредственное участие в проведении экспериментов по гидротермальному моделированию с различными типами пород и гидротермальными флюидами, а также обработке полученных результатов.

5. Руководил работой по «Оценке прогнозных ресурсов углеводородов, содержащихся в отложениях баженовской и абалакской свит Ханты-Мансийского автономного округа» (2003), а также построении прогнозных карт с размещением на них рекомендуемых для бурения разведочных скважин в БАК.

6. Подготовил оригинальную методику оценки нефтегенерационных свойств отложений, содержащих в своем составе ОВ (баженовская свита, угли, углистые аржиллиты) на основе модифицированного метода материального баланса и результатов пиролитических исследований.

7. Разработал способ прогноза распространения вторичных пород-коллекторов в ДК на основе результатов литолого-петрофизических исследований керна и данных сейсморазведки, защищенный патентом.

8. Автор принимал непосредственное участие в подготовке и исследованиях коллекций образцов керна из более 150 скважин, пробуренных в пределах Ханты-Мансийского, Ямало-Ненецкого автономных округов, отобранных в широком возрастном интервале – от ДК до верхненемеловых отложений, результаты исследований которых использовались в настоящей работе, а также ряда месторождений, расположенных в Урало-Поволжской нефтегазоносной провинции и Красноярского края.

9. Разработал оригинальный способ прогнозирования зон развития вторичных коллекторов трещиноватого типа в осадочном чехле, защищенный патентом.

Апробация результатов исследований

Основные положения и результаты исследований, составляющих основу диссертации, докладывались на научных, включая международные конференции: Во втором Международном симпозиуме «Термодинамика природных процессов» и российском симпозиуме «Термодинамика в геологии», Новосибирск, 1992; «300 лет горно-геологической службе России», Санкт-Петербург (2000); Международной научно-практической конференции, посвященной 130-летию со дня рождения И. М. Губкина «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов», Москва (2001); Международной кафедре ЮНЕСКО НГУ и СО РАН «Вопросы устойчивого и бескризисного развития» (секция науки о Земле), Новосибирск (2001); РОО ЯГО: Санкт-Петербург, Москва, Тверь, Бугульма, Октябрьский, Санта-Круз-де-Тенерифе, Агадир, Санья, Фантьет, Варадеро, Пунта-Кана, Денпасар, Сидней, Коломбо (2004-2016); ОАО НПП ВНИИГИС, Октябрьский (2012); ЕАГО, Тюмень (2014, 2015); Мин. науки и высшего образования РФ, ТИУ «Современные технологии нефтегазовой геофизики», Тюмень (2019); ЕАГЕ: Геленджик, Тюмень, Санкт-Петербург, Иркутск, Калининград (2015-2022); В материалах научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», Ханты-Мансийск (1999-2009, 2015-2020); в сборниках научных трудов СНИИГГиМС, Новосибирск (1982, 1984, 1990, 1991); ЗапСибНИГНИ, Тюмень (1984, 1988, 1989); СибНИИМП, Тюмень (1985); ИГиРГИ, Москва (1986); Материалы докладов Национальной научно-практической конференции с международным участием (27-28 апреля 2023г.). Современные технологии нефтегазовой геофизики. – Тюмень – ТИУ – 2023; «Тектоника и геодинамика Земной коры и мантии: фундаментальные проблемы-2024»; Материалы LV Тектонического совещания. Т. 1. М.: ГЕОС, 2024; «Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту)», Иркутск, ИЗК СО РАН, 2023, 2024; «Геотектоника и геодинамика сейсмоактивных районов, посвященной 300-летию Российской академии наук». М.: ИФЗ РАН, 2024; «Тектоника и геодинамика

Земной коры и мантии: фундаментальные проблемы - 2025». М.: ООО «Издательство ГЕОС», 2025.

Публикации

По теме диссертации автором опубликовано 76 научных работ, в том числе 2 монографии, имеются 2 авторских свидетельства и 2 патента на изобретения (один в соавторстве), из них 26 работ в журналах, рекомендованных ВАК, в том числе 14 работ в изданиях, включенных в международные базы цитирования Web of Science, Scopus и др. МБД. Статьи опубликованы в следующих журналах: «Геология нефти и газа», «Нефтяное хозяйство», «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», «Геология и геофизика», «Геохимия», «Геотектоника», «Вестник МГУ. Сер.4. Геология», «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири», «Георесурсы».

Объем и структура диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав и заключения, текст состоит из 383 машинописных страниц, содержит –181 рисунок, - 28 таблиц, библиография – 327 названий.

Благодарности

Материалы для диссертации собирались на протяжении почти 45 лет, поэтому, к большому моему сожалению, многих моих учителей и коллег уже нет среди нас, более того, исчезли даже крупные отраслевые институты и организации, в которых я трудился и/или собирал необходимый материал для написания диссертации. Поэтому часть названий организаций, приводимых мною, являются в известном смысле условными.

Автор выражает искреннюю признательность своим первым учителям и наставникам: д.г.-м.н. Ф.Г. Гурари (СНИИГГиМС), д.г.-м.н. П.М. Бондаренко (ИНГГ СО РАН), д.г.-м.н. Г.Ю. Шведенкову (ИГМ СО РАН).

Автор благодарит д.г.-м.н. И.В. Гончарова (ОАО «ТомскНИПИнефть») за консультации по интерпретации результатов пиролитических исследований образцов баженовской свиты, Т.А. Киреевой (МГУ) за предоставленные материалы по новообразованным сульфатам в баженовской свите, к.г.-м.н. В.В. Мормышева и к.г.-м.н. В.П. Соница (ОАО «СибНИИИП») за плодотворное сотрудничество при изучении строения и нефтегазоносности баженовской свиты.

Сердечную благодарность автор выражает всем сотрудникам ООО «ЗапСибГЦ» за проведение необходимых видов литолого-петрофизических, геохимических и тектонофизических исследований.

Автор признателен сотрудникам ИНГГ СО РАН: д.г.-м.н. А.Н. Фомину, к.г.-м.н. В.Н. Меленевскому, д.г.-м.н. В.В. Лапковскому, д.г.-м.н. В. Н. Бородкину за внимательное изучение моей работы и ценные замечания.

Особую признательность и благодарность автор выражает академику РАН А.Э. Конторовичу за содействие и ценные замечания автору, а также чл. корр. РАН А.Р. Курчикову за предоставленные материалы по распределению пластовых температур по кровле баженовской свиты, использованных при региональном прогнозе нефтегазоносности бажено-абалакского комплекса.

Выражаю свою благодарность и признательность чл. корр. РАН Л.М. Бурштейну, чл. корр. РАН В.А. Конторовичу и другим специалистам за конструктивный и критический анализ выполненной работы.

Автор признателен всем коллегам, с которыми он проводил совместные литолого-петрофизические, геохимические и тектонофизические исследования, результаты которых отражены в совместных отчетах и публикациях.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении отмечается роль тектоно-гидротермальных процессов (ТГП) в формировании вторичных (эффективных) коллекторов в доюрском комплексе (ДК) и осадочном чехле, а также генезисе залежей УВ.

Из приведенного перечня генетических моделей нефтидогенеза основными сегодня являются осадочно-миграционная или биогенная и флюидогеодинамическая модели. При этом отмечается, что часть ученых (Баланюк Н.Е., Сорохтин О.Г., 1993; Гаврилов В.П., 1988; Бородкин В.Н., Смирнов О.А., 2022) считает, что во флюидальном (глубинном) потоке в значительных объемах присутствуют УВ, связанные с преобразованием ОВ нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) мезозойских отложений (дуалистическая модель).

В первой главе «Тектоно-гидротермальные процессы в кровельной части доюрского комплекса» приводятся существующие представления различных авторов о генезисе коллекторов в ДК в пределах ЗСБ, описание их типов, способы их прогноза.

В разделе 1.1. «Нефтегазоносность кровельной части доюрского комплекса, типы коллекторов в его составе и механизм их формирования» рассматривается нефтегазоносность кровельной части доюрского комплекса (ДК) (рисунок 1), типы пород-коллекторов в его составе и механизм их формирования. Выделены основные типы пород в составе ДК, в которых в результате тектоно-гидротермального воздействия (ТГВ) возможно образование вторичных коллекторов. К этим породам относятся известняки, доломиты, кремнистые известняки.

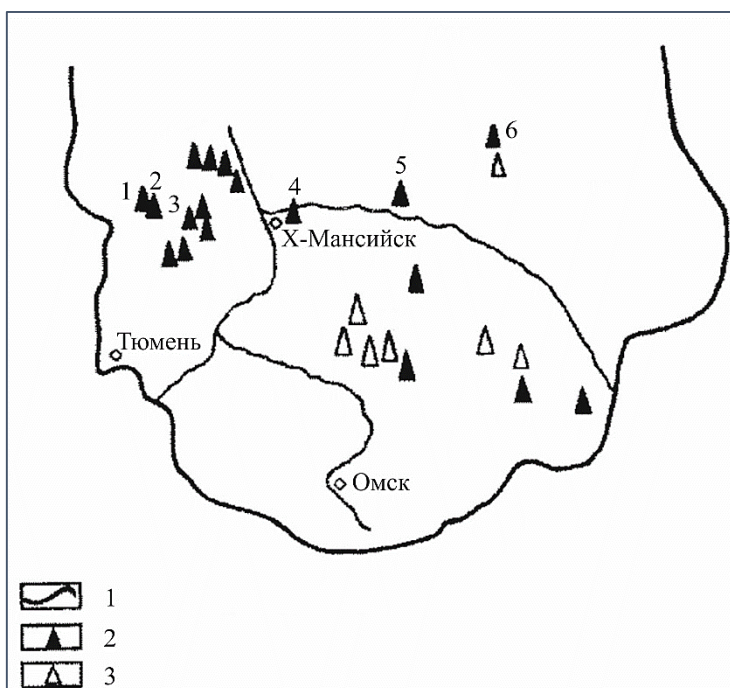


Рисунок 1 - Результаты испытаний кровельной части доюрского комплекса центральной и южной частей Западно-Сибирской плиты.

Условные обозначения: 1 – внешний контур Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, скважины, из которых получен приток: 2 – нефти; 3 – воды. Цифрами обозначены месторождения, рассматриваемые в настоящей диссертационной работе: 1 – Северо-Даниловское; 2 – Даниловское; 3 – Убинское; 4 – Ханты-Мансийское; 5 – Урьевское; 6 – Северо-Варьганское

По последним вследствие ТГВ образуются гидротермальные силициты (ГС), пористость которых достигает 25% и более (рисунок 2а-в). Среди изверженных пород наибольший интерес представляют таковые, имеющие кислый и средний составы (рисунок 2г-е). Из метаморфических пород перспективны метаосадочные породы, кремнистые сланцы. В

результате ТГВ в этих породах формируются вторичные коллекторы трещинного, трещинно-порового и трещинно-кавернозного типов.

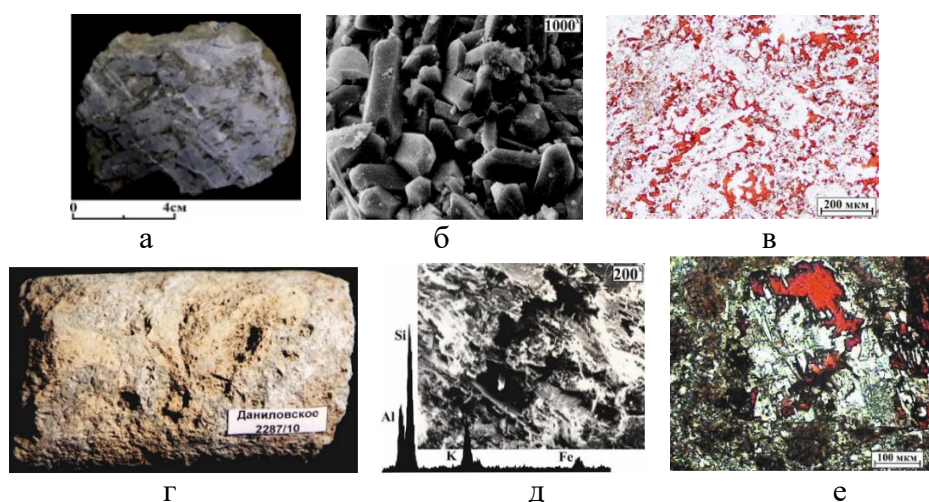


Рисунок 2 - Фотографии образцов

Гидротермального силицита (а) и кислого эффузива (г), снимки их РЭМ (б, д) и петрографических шлифов, прокрашенных красной смолой (в, е); скв. 2П Северо-Варьеганское (а-в) и скв. 2287 Даниловское (г-е) месторождения

В разделе 1.2. «Гидротермальное моделирование формирования вторичных коллекторов в кремнистых известняках» рассмотрены результаты гидротермального моделирования формирования вторичных коллекторов в кремнистых известняках (КИ) в системах H_2O-CO_2 , $H_2O-CO_2-Соли$, $H_2O-H_2O_2$ и H_2O-HCl . Гидротермальное моделирование в системе H_2O-CO_2 (χ_{CO_2} изменяется от 0 до 1.0, Т – от 215 до 410°C, Р = 70 МПа) позволило установить, что кальцит (Кц), входящий в состав КИ неустойчив и растворяется гидротермальным флюидом (ГФ). Однако после насыщения ГФ ионами Ca^{2+} и CO_3^{2-} и возникновения конвективной ячейки в автоклаве становится возможным его перекристаллизация в виде гидротермальной разновидности. Доломит (Дл) полностью растворяется ГФ. Неустойчив и пирит (Пи). В интервале температур 215-315°C образуются гидротермальные сидерит (Сид) и/или анкерит (Анк). При температуре 360°C эти карбонаты не образуются, вместо них возникает гидротермальный железистый хлорит (Fe-Хл). Доля кварца (Кв) во всех экспериментах увеличивалась, а в трех опытах (при температуре ГФ, равной 215, 245 и 295°C) образовался мелкокристаллический гидротермальный Кв. Каолинит (Кт) устойчив, а при 295°C отмечается образование его гидротермальной разновидности. Однако при 360°C он становится неустойчивым и полностью разлагается, вместо него образуется гидротермальный Fe-Хл. При этой же температуре неустойчивы железистые карбонаты (Сид и Анк). Это позволяет предположить, что в гидротермальной системе существует равновесие: Кт + Сид (или Анк) \leftrightarrow Fe-Хл, которое ориентировочно при температуре ниже 340°C смещается влево, а при более высокой температуре – вправо. Установлено, что при достаточно высокой температуре CO_2 приобретает свойства окислителя, то есть существует равновесие: $2CO_2 \leftrightarrow 2CO + O_2$. Действительно, хроматографический анализ газовой фазы после проведения высокотемпературного эксперимента подтвердил наличие большого количества CO в её составе (рисунок 3г). Так как в гидротермальных флюидах всегда присутствует H_2 , то в

результате его взаимодействия с CO возможно образование новых порций УВ в соответствии с известным процессом Фишера-Тропша: $CO + H_2 = УВ + H_2O$.

Гидротермальное моделирование в системе $H_2O-CO_2-Соли$ (минерализация ГФ равна 39.9 г/л, $T = 400^\circ C$, $P = 70$ МПа) позволило установить, что в этом случае образуются иные ассоциации гидротермальных минералов, состоящие из Анк, волластонита, плагиоклазов, цеолитов, Na-Са силикатов и Na-Са карбонатов. При этом полностью исчезали Дл, Кт, Хл, уменьшалось содержание Кц, иллита (Ил), Пи, в некоторых экспериментах и Кв. Поскольку такая минеральная ассоциация отсутствует в составе ГС, то можно смело утверждать, что природные ГФ были кислыми и имели очень низкую минерализацию.

Гидротермальное моделирование в системе $H_2O-H_2O_2$ продемонстрировало ожидаемые результаты, а именно, образовались окислы: гематит (Гем), сульфаты: ангидрит (Анг), S^0 . Исходный Кц интенсивно растворялся, но в тоже время образовался гидротермальный Кц. Исчезли Дл, Пи, Кт, Ил. Вследствие преимущественного растворения карбонатов доля кремнезема увеличилась, отмечается также присутствие аморфной его разновидности (Ам.кр). Результаты этих экспериментов показали, что несмотря на то, что ГФ окислил ОВ, присутствовавшее в составе КИ, тем не менее очевидно, что концентрация O_2 в ГФ была гораздо ниже, чем в проведенных опытах.

Гидротермальное моделирование в системе H_2O-HCl показало, что, образующаяся ассоциация гидротермальных минералов зависит от концентрации кислоты в составе ГФ. При самой высокой концентрации HCl (1,0 N) в составе ГФ отмечается интенсивное растворение карбонатов, в результате чего образуется большое количество пор и микроаверн (рисунок 3а, б). Возникают гидротермальные Сид (рисунок 3в), Кт, увеличивается доля Кв, Ил, отмечается Ам.кр. Напротив, вместе с карбонатами пропадают Хл и Пи. При снижении концентрации кислоты вместе с Кц и Дл исчезают Сид и Кт, уменьшается содержание Пи, однако появляется гидротермальный Fe-Хл. Поскольку в ГС отсутствует Хл, то можно сделать вывод, что природные ГФ имели достаточно высокую кислотность.

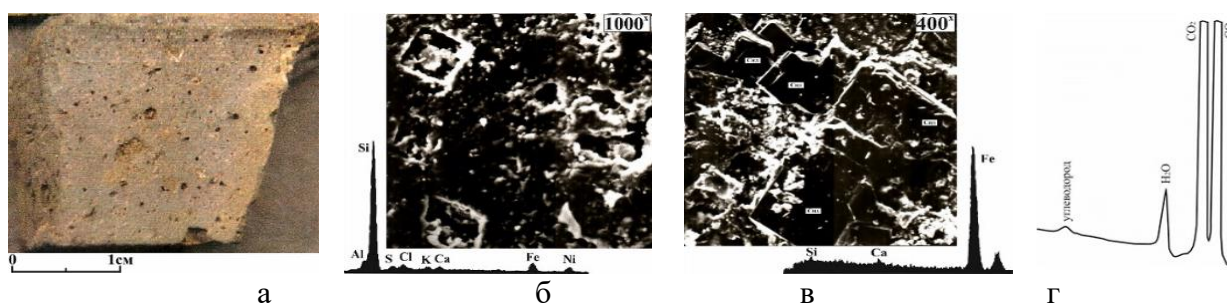


Рисунок 3 - Фотография образца

кремнистого известняка (а) и снимки РЭМ его поверхности (б, в) после воздействия на него гидротермального флюида ($T = 410^\circ C$, $HCl = 1.0N$) и хроматограмма газовой фазы (г) после эксперимента с кремнистым известняком ($T = 275^\circ C$, $\chi_{CO_2} = 0,15$)

Результаты гидротермального моделирования позволили реконструировать состав природных ГФ: они содержали низкие концентрации O_2 ; были слабо минерализованными, имели кислый состав; в результате их воздействия на исходные КИ происходило растворение Кц, Дл, Пи, Хл, возникали кремнистые породы (ГС), в которых кроме Кв присутствуют гидротермальные Сид, Кт, Анг. В результате разложения CO_2 на CO и O_2 (см.

рисунок 3г) происходит окисление ОВ, присутствующего в составе КИ, из-за чего они приобретают светло-серый цвет, а образующаяся СО реагирует с Н₂, присутствующим в ГФ, с возникновением дополнительных количеств УВ. Основная часть УВ генерируется из ОВ_{исх}, входящего в состав базальных юрских отложений в результате его гидропиролиза, вызванного тектоно-гидротермальным воздействием (ТГВ).

В разделе 1.3. «Источники углеводородов в верхней части доюрского комплекса» рассмотрены источники нефти в кровельной части ДК. Анализ полученных данных показал, что нефти, образующие УВ залежи, возникшие во вторичных коллекторах кровельной части ДК, имеющие тектоно-гидротермальное происхождение, обладают единым генезисом с таковыми, присутствующими в перекрывающих их юрских песчано-алевритовых породах-коллекторах. Источником нефти в них послужили юрские осадки, обогащенные ОВ. Чаще всего эти породы представлены углистыми аргиллитами и/или глинистыми (зольными) углями. В тех случаях, когда породы ДК перекрыты отложениями БС или её лито-стратиграфическими аналогами, УВ генерируются этими морскими глинисто-кремнистыми осадками, богатыми сапропелевым ОВ.

В разделе 1.4. «Прогноз зон распространения вторичных коллекторов в верхней части доюрского комплекса» представлены примеры прогноза зон распространения вторичных коллекторов в кровельной части ДК, а также механизм формирования в них УВ залежей. На основе комплексирования результатов изучения акустических свойств КИ, а также образующихся в них в результате тектоно-гидротермального воздействия ГС и данных сейсморазведки, предложен способ прогноза зон распространения ГС в КИ. Выделение прогнозных участков производится путем выявления увеличенных «временных» мощностей между отражающим горизонтом, возникшим на границе юрских базальных отложений и первым регулярным отражением в кровле ДК (рисунок 4).

Приведен пример оценки прогнозных геологических ресурсов УВ в гидротермальных силицитах (ГС) в пределах сейсморазведочных работ 3D Северо-Варьеганского месторождения с использованием уравнения, применяемого при подсчете запасов объемным методом. На основе петрофизических исследований образцов керна, отобранного из ГС, было обосновано среднее значение их пористости. По материалам ГИС выделены ГС и определена их средняя мощность с учетом уровня ВНК. С использованием данных сейсморазведки определено расположение и площадь участков, где образовались ГС (рисунок 4б). Определив среднее значение остаточной водонасыщенности и вычислив среднюю величину нефтенасыщенности в ГС, плотность пластового нефтеконденсата, определена оценочная величина геологических ресурсов нефти в пределах одного из перспективных участков рассматриваемой площади сейсморазведочных работ 3D.

Проведенными исследованиями, установлено, что среди изверженных пород наибольший интерес представляют таковые, имеющие кислый и средний составы, а из метаморфических пород перспективны метаосадочные породы и кремнистые сланцы, в которых в результате ТГВ формируются вторичные коллекторы трещинного, трещинно-порового и трещинно-кавернозного типов. Выполненное гидротермальное моделирование позволило реконструировать состав природных ГФ, проникавших в ДК и установить отмеченный ранее факт разложения СО₂ на СО и О₂, что при условии присутствия в составе ГФ Н₂ делает возможным образование УВ.

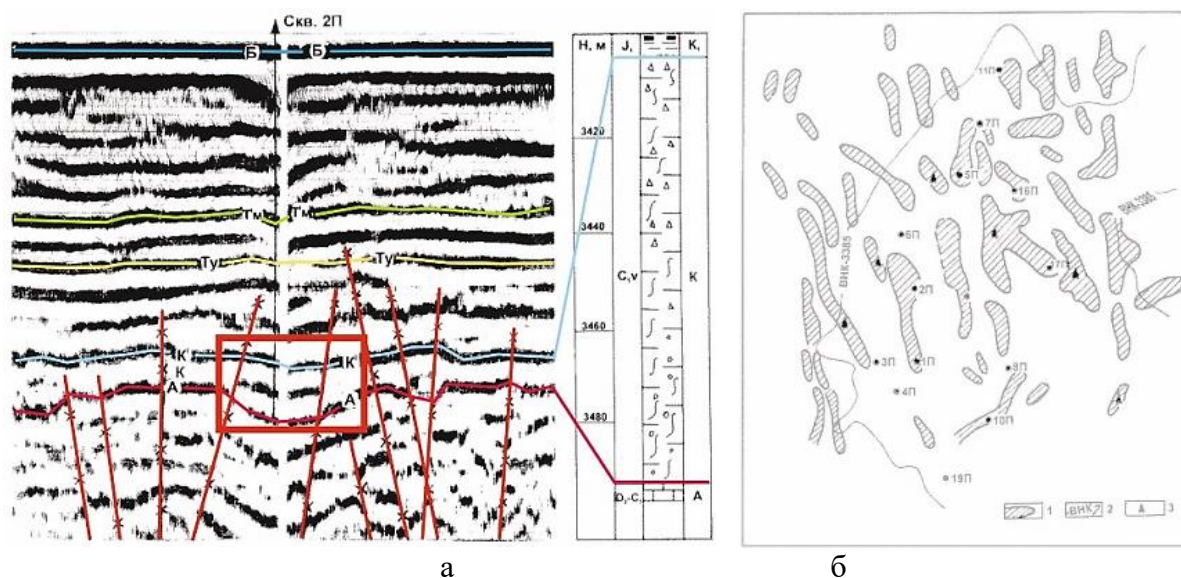


Рисунок 4 - Сейсмический и литологический разрезы, проходящие через скв. 2П (а) и прогнозная схема расположения зон развития вторичных коллекторов тектоно-гидротермального происхождения в кровле доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения (б); 1- прогнозные участки вторичных коллекторов; 2- положение ВНК; 3- расположение проектных скважин; красным прямоугольником на сейсмическом разрезе выделен участок прогнозируемого развития гидротермальных силицитов (ГС)

Комплексирование данных сейсморазведки и литолого-петрофизических исследований дало возможность осуществить прогноз распространения вторичных коллекторов в ДК Северо-Варьганского и Ханты-Мансийского месторождений, а хроматографические анализы нефтей и битумоидов, полученных из пород ДК и базальных юрских отложений, позволили установить источники УВ, заполнивших породы-коллекторы в ДК.

Таким образом, обоснованы 1 и 2 защищаемые положения и сформулированы 2-4 и 8 пункты научной новизны.

Вторая глава «Тектоно-гидротермальные процессы в гранулярных юрских отложениях» посвящена тектоно-гидротермальным процессам (ТП) в гранулярных юрских отложениях.

В разделе 2.1. Факты гидротермального преобразования гранулярных коллекторов в юрских отложениях приведены факты гидротермального преобразования гранулярных коллекторов в юрских отложениях, которые выразились в интенсивном выщелачивании и растворении ГФ неустойчивых минералов (плагиоклазов, карбонатов, биотита, Хл и др.) с образованием вторичной пористости (рисунок 5а, б) и новообразованных гидротермальных минералов: Кв, Кт, диккита (рисунок 5в), Ил, альбита, редко адуляра, диаспора, магнезиального Кц, Сид, Анк, разнообразных сульфидов (Пи, акантита, миллерита, халькопирита, сфалерита, галенита, сульфидов меди и олова, меди и палладия), фосфатов (апатита, гойяцита, монацита), сульфатов (Анг, барита). Обычно также присутствие в поровом пространстве битума (Бит) (рисунок 5, г).

В разделе 2.2. «Гидротермальное моделирование формирования вторичных коллекторов» рассмотрены результаты гидротермального моделирования вторичных коллекторов и нафтидов в юрских отложениях в системах H_2O-CO_2 и $H_2O-H_2O_2$.

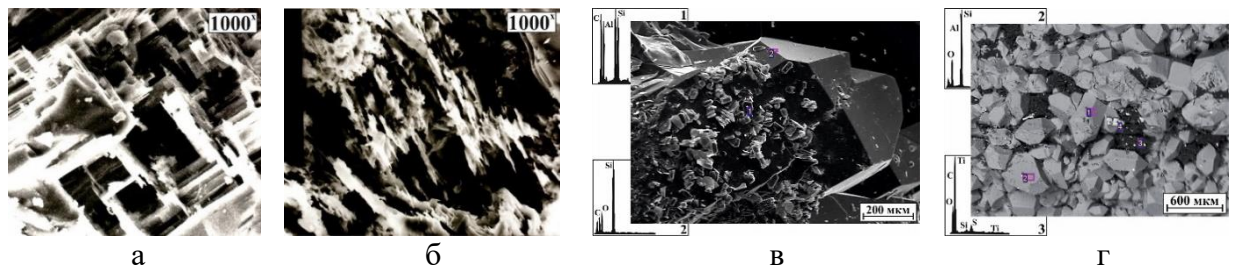


Рисунок 5 - Снимки РЭМ выщелоченных гидротермальными флюидами обломочных зерен полевых шпатов (а, б), гидротермальных кристаллов кварца и каолинита (в) и «псевдокварцита», поры в котором заполнены тиобитумом (г)

Гидротермальное моделирование в системе H_2O-CO_2 (χ_{CO_2} изменяется от 0 до 0.5, Т – от 235 до 400°C, Р = 70МПа) позволило установить, что самыми неустойчивыми являются плагиоклазы и Кц, они растворялись ГФ во всех экспериментах. Хл оказался неустойчивым в более низкотемпературных экспериментах (235°C) и самом высокотемпературном (400°C) в котором в ГФ были добавлены соли (NaCl и CaCl₂). Неустойчивыми в интервале температур 275-360°C оказались также Кт и Сид. Во всех экспериментах ОВ_{исх} превращалось в УВ и Бит, имевший различную консистенцию – от вязко-пластичной до твердо-хрупкой. Причем в образовавшемся Бит отмечают многочисленные пустоты от выделившихся из него газообразных УВ (рисунок ба, б).

Среди новообразованных гидротермальных минералов отмечается Сид. В двух экспериментах (235°C и 290°C) зафиксировано образование гидротермального альбита.

После завершения экспериментов отмечается увеличение относительного содержания Кв, присутствует Ам.кр. В экспериментах, проводившихся в интервале температур 275-360°C, наблюдается образование гидротермального Хл. Во всех экспериментах отмечался Бит, образовавшийся из ОВ_{исх} (см. рисунок ба, б).

В самой высокотемпературной серии (400°C) с добавлением солей (NaCl и CaCl₂) образовались труднодиагностируемые фазы, представленные, вероятно, силикатами Са и Na-Са цеолитами.

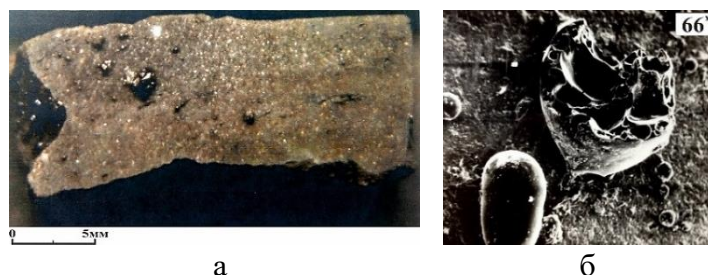


Рисунок 6 - Фотография образца углистого аргиллита (а) и снимок РЭМ его поверхности (б) после воздействия на него гидротермального флюида (360°C) с каплями тиобитума различной формы и размеров

Хроматографический анализ газовой фазы, отобранной из автоклавов после завершения гидротермальных экспериментов, показал, что кроме паров воды и CO₂ в её составе присутствует большое количество СО, а УВ газы наряду с метаном содержат много более высокомолекулярных его гомологов, среди которых преобладает С₅ и близкие к нему по времени удержания УВ.

Гидротермальное моделирование в системе $H_2O-H_2O_2$ позволило установить, что во всех экспериментах неустойчивыми являются Кц, Пи, плагиоклазы, Сид. Кт устойчив лишь в экспериментах с самым высоким содержанием H₂O₂. ОВ_{исх} во всех экспериментах

превратилось в УВ и Бит. Однако при соотношениях H_2O/H_2O_2 , равных 6/2 и 5/3, все $OB_{исх}$, включая образовавшиеся из него УВ и Бит полностью окисляются. Сохраняются лишь полости в местах, где находилось $OB_{исх}$. Образуются гидротермальный Fe-Хл, Анг, магнетит и гематит, а также самородная сера (S^0). В результате растворения неустойчивых минералов происходит относительное обогащение образцов Кв, то есть отмечается их окремнение. В эксперименте с максимальной концентрацией H_2O_2 образуются гидротермальные Кт и Ил. В качестве закалочной фазы во всех опытах отмечается Ам.кр.

Сравнение природных минеральных ассоциаций с таковыми, возникшими в гидротермальных экспериментах позволяет заключить, что природные гидротермальные флюиды (ГФ) имели гораздо меньшую концентрацию кислорода, чем в выполненных опытах, их температура была близка к $390^{\circ}C$, они обладали кислым составом и низкой минерализацией. Вторичная пористость возникала за счет растворения ГФ неустойчивых минералов (в первую очередь плагиоклазов и карбонатов), а также вследствие превращения $OB_{исх}$ в УВ и Бит. При высоких температурах CO_2 активно проявляет свойства окислителя, разлагаясь на CO и O_2 .

В разделе 2.3. «Тектонофизическое моделирование образования зон разуплотнения и вторичной трещиноватости в юрских отложениях, выделение перспективных участков» рассмотрены результаты тектонофизического моделирования образования зон разуплотнения и вторичной (тектоногенной) трещиноватости в юрских отложениях с целью выделения перспективных участков для поисков УВ залежей.

Моделирование осуществлялось двумя способами: **оптико-поляризационным** (сокращенно оптическим) и **тектоно-седиментационным** (седиментационным). Оптическим методом изучены простейшие моно и многослойные тектонические структуры (флексура, прогиб, симметричные антиклинальное и трапециевидное поднятия, а также модели, построенные по конкретным сейсмическим разрезам (рисунок 7). Оптический метод позволил получить детальную картину распределения касательных и нормальных напряжений в любой структурно-тектонической ситуации и спрогнозировать зоны сжатия, растяжения, направление и тип дислокаций (трещины отрыва, сколово-сдвиговые смещения), выделить перспективные для поисков УВ-залежей участки.

Седиментационное моделирование осуществлялось в виде двух модификаций – **двумерной и трехмерной**.

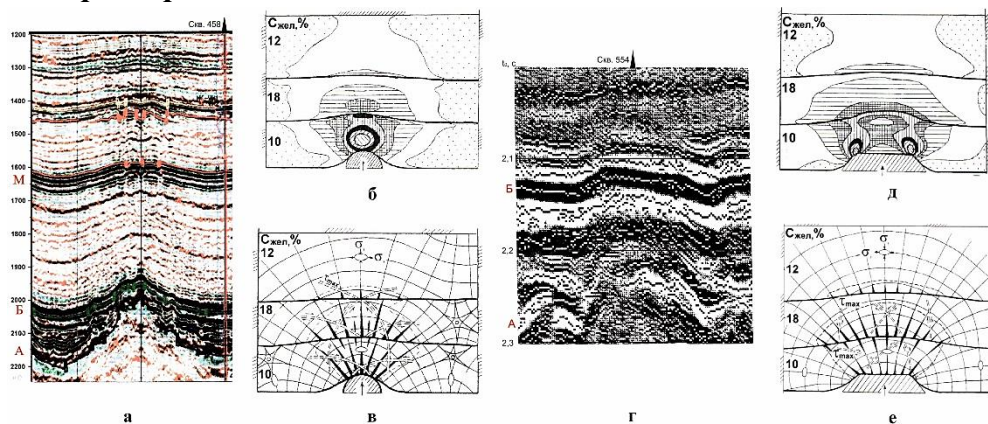


Рисунок 7 - Фрагменты сейсмических разрезов (а, г) и расшифровка построенных на их основе оптико-поляризационных моделей симметричного (б, в) и трапециевидного (д, е) антиклинальных блоков; б, д – поля напряжений; в, е – траектории нормальных (σ_1, σ_3) и касательных (τ_{max}) напряжений

Двумерное проводилось на основе конкретных сейсмических разрезов (рисунок 8). С его помощью удалось объяснить механизмы формирования опрокинутых складок, «бескорневых» поднятий, возникающих между двумя антиклинальными блоками, «застывшими волнами», зон разуплотнения (просадки осадков), а также принцип работы тектонического «насоса». С помощью этого метода моделирования удалось получить зависимости линейной плотности трещин, «трещинной» пористости, размеров зоны трещиноватости и характера распределения трещин по высоте двумерных седиментационных моделей от амплитуды поднятий и их размеров.

Трехмерные седиментационные модели в отличие от двумерных, готовятся не по сейсмическим разрезам, а по антиклинальным структурам, построенным по сейсмоотражающему горизонту А. Также, как и в двумерных, в этих моделях, изучается характер распределения трещин по их высоте и строятся зависимости плотности трещин, «трещинной» пористости в зависимости от высоты и размеров поднятий.

Зоны разуплотнения над вершинами поднятий возникают в осадках любого типа. Однако в гранулярных коллекторах (песчаниках, алевролитах) они часто маскируются присутствующей первичной межзерновой пористостью и проницаемостью. Хотя в зонах разуплотнения наблюдаются высокодебитные участки и повышенные ФЕС у образцов, поднятых из этих зон.

Поскольку по данным сейсморазведки антиклинальные структуры прослеживаются от фундамента до самых молодых отложений кайнозойского возраста, входящих в состав Западно-Сибирского осадочного бассейна, то можно заключить, что их образование произошло сравнительно недавно (в масштабах геологического времени). Этот факт является главным аргументом в пользу использования метода тектонофизического моделирования для объяснения наблюдаемых на сейсмических разрезах структурных феноменов и прогноза зон повышенной продуктивности в различных типах пород-коллекторов.

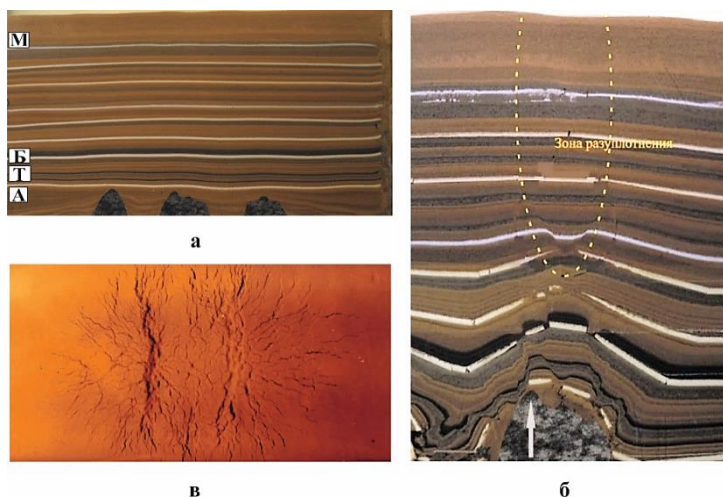


Рисунок 8 - Фотографии двумерной седиментационной модели
в исходном состоянии (а), после роста центрального поднятия с образованием над ним зоны разуплотнения или просадки осадков (б) и вид сверху на вышедшую на поверхность модели зону разуплотнения (в)

В разделе 2.4. «Механизм формирования углеводородных залежей в гранулярных юрских осадках» рассматривается механизм формирования УВ залежей в гранулярных юрских отложениях, основанный на выполненном в предыдущих подразделах анализе полученных экспериментальных и фактических геолого-геофизических и гидрохимических данных. Полученные данные позволяют в общих чертах предложить следующую модель формирования УВ-залежей в юрских отложениях.

Поднимающиеся из астеносферы магматические тела формируют зоны напряжений в фундаменте, которые передаются в осадочный чехол, в котором, в свою очередь, вследствие их подъема, образуются антиклинальные поднятия. Обращает на себя внимание тот факт, что на сейсмических разрезах эти антиклинальные структуры проникают в самые верхние отложения, поэтому можно заключить, что их рост осуществлялся в позднекайнозойское время. Эти процессы сопровождаются дроблением пород как ДК, так и мезозойских осадков, происходит «разгерметизация» системы, из-за чего давление в магматическом очаге падает, и из него выделяются высокоэнтальпийные флюиды (ВФ), которые по зонам дробления устремляются в осадочный чехол. Благодаря высокой температуре, давлению, низкой минерализации и кислому составу этих флюидов они активно взаимодействуют с вмещающими их породами, выщелачивая и растворяя неустойчивые в этих условиях минералы и обломки пород, формируя вторичную ёмкость тектоно-гидротермального происхождения. В результате взаимодействия с поровыми водами они превращаются в ГФ, которые продолжают начатую ими работу по растворению неустойчивых минеральных фаз и образованию вторичной пористости. Из-за кислого состава ВФ и ГФ происходит избирательное (инконгруэнтное) растворение из обломочных минералов главных породообразующих элементов, за исключением кремния, в результате чего происходит метасоматическое окремнение исходных осадков вплоть до образования практически мономинеральных кварцевых песчаников и «псевдокварцитов» (пласты ЮК₁₀₋₁₁ Талинского, Ю₁⁰ Грибного и Ахтамарского месторождений).

Вследствие взаимодействия этих кислых ГФ с вмещающими их породами происходит их ощелачивание, рост их рН, постепенное уменьшение температуры и давления. Происходит пересыщение образовавшихся растворов растворенными в них компонентами и из них начинают выделяться эпигенетические (гидротермальные) минералы, представленные сначала Кв, поровыми диккитом и Кт, затем щелочными полевыми шпатами (преимущественно альбитом) и Ил. При достаточно высокой активности сульфид иона возможно образование кристаллического Пи. По мере дальнейшего охлаждения ГФ из них выделяются карбонатные минералы, сульфаты, фосфаты и, наконец, наиболее низкотемпературные сульфиды, имеющие разнообразный элементный состав.

Проникающие в юрские осадки ВФ и ГФ активно воздействуют на присутствующее в их составе ОВ, вызывая ускоренную генерацию нафтидов вследствие природного гидропиролиза ОВ, а также реакций гидрогенизации за счёт входящего в состав этих флюидов водорода.

Из-за высоких температур ГФ наряду с тектоническим дроблением осадков происходит их флюидоразрыв генерируемыми нафтидами и вследствие теплового расширения поровой воды, поэтому на некоторое время все породы, включая глинистые отложения становятся проницаемыми. Образующиеся нафтидо-водные флюиды находятся в надкритическом состоянии и представляют собой одну гомогенную фазу, поэтому тип смачиваемости пород не имеет значения, кроме того, снимается проблема фазовой проницаемости по нефти (газу) и воде при фильтрации этого однородного флюида через осадочные породы, а также пропадает пресловутый эффект Жамена.

Вследствие охлаждения описываемого флюида, во-первых, он распадается на две фазы – нафтидную и водную, скорее всего, проходя фазу образования эмульсии, а, во-вторых, в первоначально наиболее прогретых участках из-за их последующего охлаждения образуются наиболее выраженные депрессионные зоны, в которые начинает засасываться

нафтидо-водный флюид или уже разделившиеся на две (нефть-вода) или три фазы – нефть, газ и подстилающая их вода. В результате формируется УВ-залежь. При этом, если описываемые процессы происходили сравнительно недавно, то депрессионные зоны в большей или меньшей степени сохраняются и до настоящего времени, как, например, на Талинском месторождении в базальных продуктивных пластах.

Движение нафтидов и подстилающих их пластовых вод в депрессионную зону сопровождается наклоном ВНК в этом направлении, которое может составлять несколько десятков метров. Если депрессионная зона распространяется и в породы ДК, то и в них возможно формирование УВ-залежей, поэтому в пределах таких участков следует проводить опробование пород кровельной части ДК.

Поиски вторичных коллекторов тектоно-гидротермального происхождения следует проводить, используя оригинальный метод комплексирования данных сейсморазведки и выполненного на их основе тектонофизического моделирования, описанный в предыдущих подразделах.

Таким образом, обосновано 1 защищаемое положение и сформулированы 2 и 3 пункты научной новизны.

Третья глава «Тектоно-гидротермальные процессы в бажено-абалакском комплексе и его нефтегазоносность» посвящена тектоно-гидротермальным процессам в бажено-абалакском комплексе и его нефтегазоносности.

В разделе 3.1. «Региональный прогноз нефтегазоносности бажено-абалакского комплекса» выполнен региональный прогноз нефтегазоносности бажено-абалакского комплекса (БАК). Рассмотрены результаты региональных прогнозов, выполненные другими исследователями (О.И. Бостриков, Э. Я. Вайц, Ф.Г. Гулари, Т.В. Дорофеева, В.И. Москвин, Т.А. Коровина, С.Г. Краснов, А.И. Ларичев, Б.А. Лебедев, В.Н. Меленевский, В.Д. Немова, И.И. Нестеров, А.Э. Конторович, Г.Н. Перозио, Е.А. Предтеченская, В.А. Скоробогатов, В.П. Сонич, И.Н. Ушатинский, В.Г. Эдер и многие др.). В качестве критериев выбраны результаты испытания БАК; мощность свиты (≥ 20 м); содержание в ней ОВ (≥ 10 %); пластовая температура по кровле свиты (≥ 100 °С); мощность подстилающих и перекрывающих флюидоупоров (≥ 10 м); средние кажущиеся сопротивления отложений свиты ≥ 200 Омм; величина удельной нефтегенерации (≥ 4 усл.ед).

На основе этих критериев осуществлён региональный прогноз нефтеносности отложений БАК в пределах Западно-Сибирского НГБ и выделены земли различных категорий перспективности. Исходя из полученных данных, наиболее перспективными (с максимальными значениями удельной генерации нафтидов) являются западные районы плиты, в составе которых к максимально перспективным можно отнести Красноленинский свод и расположенные к востоку от него Назымскую и Галяновскую площади, западный склон Сургутского свода, район месторождения Большой Салым с прилегающими территориями, включая Северо-Демьянское (на юге), Приобское, Приразломное месторождения и далее на север – Тортасинский лицензионный участок, Камыньское и, наконец, Ай-Пимское месторождения (рисунок 9).

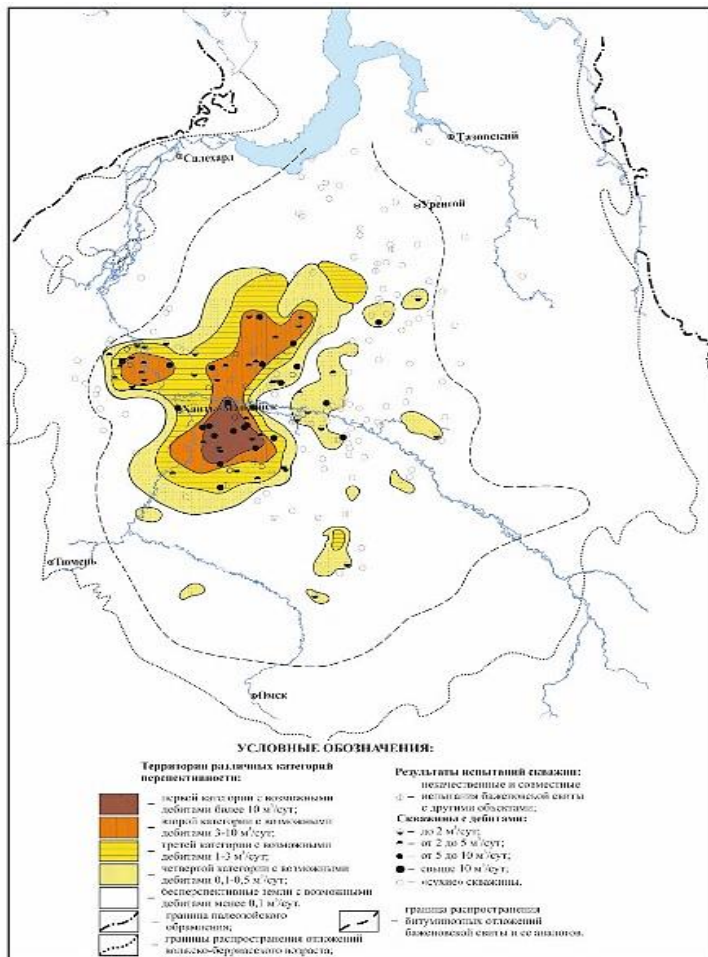


Рисунок 9 - Карта-схема региональных перспектив баженовской свиты в пределах Западно Сибирского бассейна

В разделе 3.2. «Локальный прогноз нефтегазоносности бажено-абалакского комплекса» проведен локальный прогноз нефтегазоносности БАК. Для этого на первом этапе проанализирован состав и строение БАК, выделены основные литологические типы пород, входящих в его состав. Существует большое количество различных классификаций, созданных исследователями ведущих научно-исследовательских организаций (В.А. Волков, Ф.Г. Гулари, Т.В. Дорофеева, А.Г. Замирайлова, Ю.Н. Занин, О.Г. Зарипов, В.Д. Немова, И.И. Нестеров, Калмыков Г.А., А.Э. Конторович, Т.А. Коровина, Е.А. Костырева, Л.А. Кроль, Е.В. Олейник, Е.Е. Оксенойд, Г.Н. Пероziо, И.Д. Полякова, Е.А. Предтеченская, В.П. Сонич, И.Н. Ушатинский, В.Г. Эдер, П.А. Ян и др.), в основу которых положены четыре главных преимущественно аутигенных пороодообразующих компонента: кремнезем, карбонаты, глинистые минералы и ОВ. Иногда некоторыми исследователями также добавляется и пирит, содержание которого нередко достигает 10-15% и более. Накопление осадков БАК происходило в условиях следующих геохимических фаций: пиритовой, переходной – глауконитовой и хлорит-сидеритовой.

В составе БАК выделяются следующие типы пород-коллекторов (первичные – это радиоляриты) и вторичные, образующихся в результате тектоно-гидротермального воздействия (ТГВ):

в кремнистых разновидностях – силициты (трещинный тип) (рисунок 10а, б); радиоляриты (псевдо-гранулярный тип); гидротермальные силициты (псевдо-гранулярно-микрокавернозный тип), они встречаются исключительно в БС;

Таким образом, в результате ТГВ на отложения БАК вторичные коллекторы образуются, главным образом в кремнистых и карбонатных разновидностях, то есть в

потенциально продуктивных породах (ППП), причем первые преобладают именно в составе баженовской, а вторые – в абалакской свитах.

в карбонатных разновидностях – трещинно-кавернозный тип (рисунок 10в, г);

Многие исследователи полагают, что в результате превращения исходного ОВ (ОВ_{исх}), входящего в состав БАК и превращения его в нефтиды, образуется вторичная пористость, которая заполняется нефтью (Н.С. Балущкина, Ф.Г. Гулари, Г.А. Калмыков, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, В.А. Скоробогатов и многие др.). Однако выполненные эксперименты по гидротермальному моделированию и литолого-петрофизические исследования керна показали, что возникающая за счет ОВ_{исх} вторичная пористость заполняется образовавшимся из него Бит, а благодаря низкой механической прочности битуминозных пород, они вдобавок ещё и уплотняются под действием литостатического давления. Поэтому вся вторичная пористость, возникшая за счет ОВ_{исх} оказывается заполненной Бит. Более того, его «излишки» оказываются выдавленными из порового пространства и присутствуют в БС в виде тонких битуминозных прослоев различного размера и мощности, имея от вязко-пластичной до твердо-хрупкой консистенцию.

Образовавшиеся наряду с Бит в результате ТГВ жидкие и газообразные УВ эмигрируют в ближайшие породы-коллекторы, представленные в БАК радиоляритами и трещиноватыми силицитами, а также в трещинно-кавернозные карбонатные пласты (см. рисунок 10). Позднее, в разделе 5.4 будет показано, что в породах-коллекторах БАК присутствуют УВ образовавшиеся преимущественно из ОВ баженовской свиты под действием высокоэнтальпийных гидротермальных флюидов (ГФ).

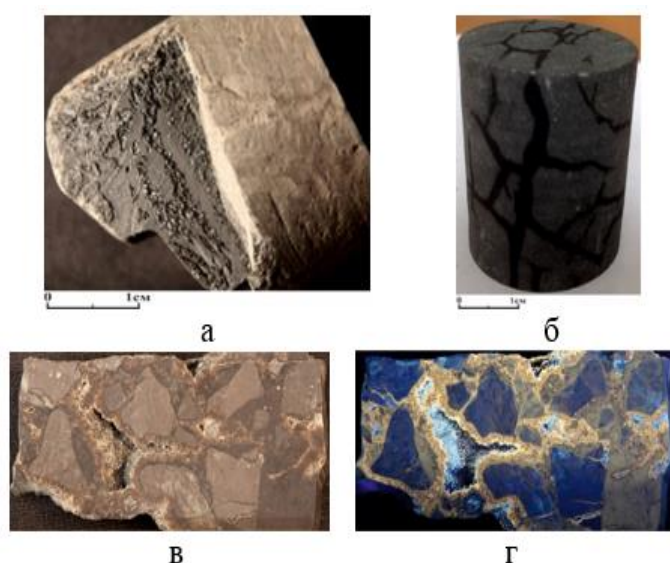
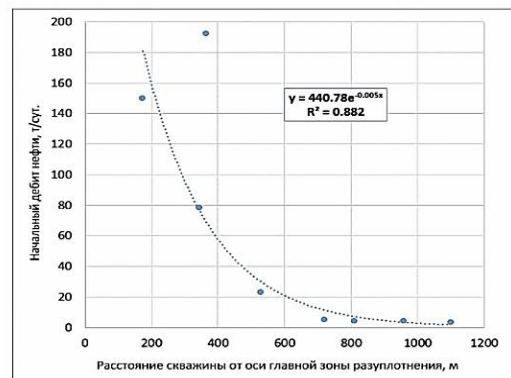
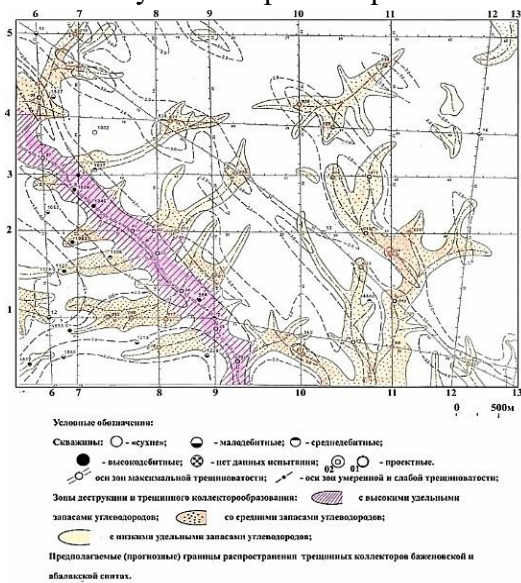


Рисунок 10 - Фотографии образцов трещиноватых силицитов (а, б) и трещинно-кавернозных карбонатов (в, г); а - трещина с битумом на её поверхности; б - трещины, насыщенные керосином; в, г - трещинно-кавернозный образец, снятый в «белом» (в) и ультрафиолетовом (г) свете; Маслиховское (а), Северо-Конитлорское (б) и Салымское (в, г) месторождения

Результаты изучения стабильных изотопов углерода в составе карбонатов, входящих в состав БАК и битумоидов позволил установить, что в отличие от карбонатных раковин двустворок и белемнитов, богатых «тяжелым» изотопом углерода, карбонатные прослои в БАК, а также карбонатные радиоляриты и копролиты характеризуются высоким содержанием «легкого» изотопа углерода, имеющего биогенное происхождение.

Недостаток легкого изотопа углерода в составе липидов по сравнению с нефтью и битумоидами, по мнению академика Э.М. Галимова, компенсируется обязательным участием метана в процессе их образования из ОВ_{исх}.

В разделе 3.3. «Пример оценки прогнозных геологических ресурсов УВ в бажено-абалакском комплексе (участок сейсморазведки 3D Ем-Еговской площади)» приведен пример оценки прогнозных геологических ресурсов УВ в БАК в пределах сейсморазведочных работ 3D Ем-Еговской площади с использованием уравнения, применяемого при подсчете запасов объемным методом. На основе петрофизических исследований образцов керна, отобранного из БАК и результатов ГИС было обосновано среднее значение пористости пород-коллекторов, то есть продуктивных пород (ПП) в составе рассматриваемых отложений. По данным ГИС выделены потенциально продуктивные породы (ППП) и определена их средняя мощность. С помощью тектонофизического моделирования, выполненного с использованием данных сейсморазведки 3D, определено расположение зон дробления (разуплотнения) и их осей, в пределах которых сформировался вторичный коллектор, то есть где исходные ППП превратились в ПП (рисунок 11а). Путем сопоставления результатов опробования разведочных скважин и их расстояния до оси зон разуплотнения определена ширина зон тектонического дробления (разуплотнения), в пределах которых ППП превратились в ПП (рисунок 11б), что позволило определить объем ПП. Приняв экспертно коэффициент нефтенасыщенности, плотность пластовой нефти и используя принятую среднюю величину пористости ПП определена оценочная величина геологических ресурсов нефти в пределах перспективных участков рассматриваемой площади сейсморазведочных работ 3D.



б

а

Рисунок - 11 Структурно-прогностическая схема размещения трещинных коллекторов в бажено-абалакском комплексе Ем-Еговской площади (а) (по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования) и зависимость начальных дебитов нефти из скважин от их расстояния до оси главной зоны разуплотнения (б)

Зона разуплотнения, сформировавшаяся над антиклинальной структурой, вышла на дневную поверхность участка сейсморазведочных работ 3D в виде малоамплитудного грабенообразного провала, по которому в настоящее время протекает река Ем-Еган. Поэтому русло этой реки служит своеобразным поисковым признаком для прогноза УВ залежей в БАК на рассматриваемой территории.

На основе полученных данных предлагаются следующие рекомендации по дальнейшим научно-исследовательским работам, связанным с выделением коллекторов в составе БАК и прогнозом территорий, в пределах которых они образуются:

1. При анализе ФЕС керна, отобранного из БАК, наряду со стандартными петрофизическими методами, следует использовать, во-первых, ЯМР – исследования, позволяющие оперативно определять структуру порового пространства и её долю, заполненную свободными УВ, которые могут быть добыты традиционным способом; во-вторых, результаты пиролитических исследований, которые в комплексе с методом материального баланса позволяют выделить литологические разновидности пород в составе БАК, являющиеся генераторами нефтидов и породами-коллекторами, в которые они поступают. Кроме того, этим способом можно оценить величину вторичной пористости, образовавшейся за счет $ОВ_{исх}$ вследствие его превращения в нефтиды и её долю, сохранившуюся после уплотнения осадков, вызвавшего их эмиграцию.

2. На основе результатов оценки региональных перспектив нефтеносности БАК в пределах наиболее перспективных участков выделить территории для локального прогноза УВ залежей в его составе, в пределах которых по данным ГИС определить интервалы залегания ППП в составе БАК, построить карты их распространения и суммарной мощности. Вторым обязательным условием должно быть их дробление и превращение во вторичный коллектор в результате тектоно-гидротермального воздействия.

3. Выполнение второго условия осуществляется путём выделения этих зон дробления, для чего используются данные сейсморазведки и результаты выполненного на их основе тектонофизического моделирования (см. рисунок 11).

4. Для оценки величины вторичной пористости (включая и трещинные дислокации) необходимо использовать результаты исследований ФЕС керна, обращая особое внимание на продуктивные пласты (ПП), а также данные по трещиноватости компетентных слоёв в тектоно-седиментационных моделях.

Полученные результаты комплексных исследований помогут построить более адекватную модель пород-коллекторов в составе БАК, а впоследствии и осуществить подсчёт запасов УВ, содержащихся в нём объёмным методом.

Таким образом, обоснованы защищаемые положения 1-3 и сформулированы 1, 3, 6 и 7 пункты научной новизны.

Четвертая глава «Тектоно-гидротермальные процессы в нижнемеловых отложениях» посвящена этим процессам в нижнемеловых отложениях.

Тектоно-гидротермальные процессы (ТГП) не останавливают свою деятельность в юрских отложениях. Несмотря на мощные экраны, представленные БАК, а также и глинистыми осадками базальных нижнемеловых отложений, они продолжают активно проявлять себя и в осадках неокомского возраста. Гидротермальные флюиды по образовавшимся в результате тектонического дробления трещинам проникают в неокомские отложения, вызывая выщелачивание неустойчивых минералов, в результате чего формируется вторичная пористость (рисунок 12а, б).

В порах из ГФ отлагаются карбонатные и глинистые минералы, также рутил (рисунок 12в), титанит, Анг, барит, сульфиды.

Характерным для неокомских отложений является появление в их составе редкоземельных и радиоактивных минералов, причем последние часто ассоциируют с Бит (рисунок 12г).

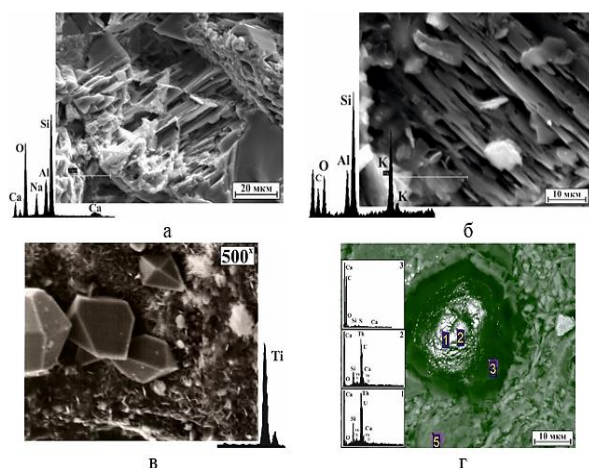


Рисунок 12 - Снимки РЭМ пород-коллекторов мелового возраста, подвергшихся тектоно-гидротермальному воздействию

а – выщелоченное зерно плагиоклаза с оставшимися пертитами альбита; б – выщелоченное зерно щелочного полевого шпата с оставшимися пертитами ортоклаза; в – кристаллы гидротермального рутила; г – зерна гидротермального торита в тиобитуме

Однако наблюдается ряд явных отличий в проявлении ТГП в нижнемеловых отложениях по сравнению с юрскими осадками в пределах Западно-Сибирского НГБ, которые заключаются в следующем:

1. В меловых отложениях не встречены зоны окремнения, что, скорее всего, обусловлено тем, что к моменту попадания ГФ в эти отложения, величина их рН заметно возросла, и они из кислых превратились в нейтральные или даже в слабощелочные.

2. В неокомских осадках отсутствуют зоны «осветлённых» пород. Этот феномен можно объяснить тем, что присутствовавший в составе ГФ кислород был израсходован на окисление богатых ОВ породах юрского возраста.

3. В юрских отложениях среди эпигенетических глинистых минералов, имеющих гидротермальный генезис, преобладают Кт и диксит, а Хл полностью отсутствует, в то время как в неокомских осадках, напротив, плёночный Хл часто является преобладающим глинистым минералом в поровом пространстве песчаников, что подтверждает ощелачивание ГФ в меловых осадках.

4. В меловых отложениях гораздо чаще, чем в юрских, встречаются редкоземельные минералы гидротермального происхождения.

5. Юрские отложения, особенно нижнеюрского возраста, в большинстве случаев находятся в зоне сжатия, распространяющейся от растущих из фундамента антиклинальных блоков, а меловые, напротив, - в зоне разуплотнения, формируемой ими на некотором удалении от их вершины. Поэтому УВ, генерированные преимущественно юрскими осадками (главным образом, баженовской свитой) по зонам дробления, распространяющимся по направлению вверх от этих поднятий, в составе сверхкритических ГФ, переносятся в зоны разуплотнения, возникающие в меловых осадках, и образуют крупные нефтяные и газовые залежи и месторождения именно в них.

6. В юрских осадках в описываемых тектонически активных зонах возникают тонкие субвертикальные (иногда S-образные) трещины сколово-сдвигового типа с небольшой раскрытостью, а в меловых – преимущественно трещины отрыва с гораздо большей шириной зияющих трещин, часто покрытых щётками гидротермальных минералов.

Таким образом, обоснованы защищаемые положения 1 и 3, а также сформулирован 3 пункт научной новизны.

Пятая глава «Нефтегазогенерационные свойства доюрского комплекса, юрских и нижнеокомских отложений Западной Сибири» посвящена оценке

нефтегенерационных свойств доюрского комплекса, юрских и нижнеэоценовых отложений Западной Сибири.

В разделе 5.1. «Модифицированный метод материального баланса и данные пиролиза с целью оценки нефтегазогенерационных свойств отложений Западной Сибири разного возраста» рассмотрен модифицированный метод материального баланса в комплексе с пиролизом, используемый для оценки нефтегазогенерационных свойств разновозрастных отложений Западной Сибири.

Для оценки перспектив нефтегазоносности того или иного осадочного бассейна геологи-нефтяники в середине прошлого века обычно использовали метод материального баланса в комплексе с осадочно-миграционной теорией нафтидогенеза (Н.Б. Вассоевич, А.Э. Конторович, Н.В. Лопатин, С.Г. Неручев, А.А. Трофимук, В.А. Успенский и многие другие). Но позднее начали активно развиваться пиролитические методы исследования нефтематеринских пород, которые дали возможность оперативно оценивать генерационные свойства ОВ, присутствующего в тех или иных типах пород, а затем послужили началом следующему этапу моделирования процесса образования нафтидов, получившему название «бассейновое моделирование» (С.М. Астахов; Л.М. Бурштейн; В.А. Волков; Ю.Н. Галушкин; И.В. Гончаров; А.Э. Конторович; Н.В. Лопатин; В.Н. Меленевский; В. Durand; J. Espitalié; E. Lafargue; P.V. Tissot; D.H. Welte и многие другие).

Несмотря на явную перспективность развивающегося направления, оно не лишено ряда недостатков. Главные из них – это отсутствие достоверных данных о палеотектонической и термической истории развития того или иного осадочного бассейна, а также набора кинетических параметров, позволяющих реконструировать процесс генерации УВ и собственно самих образцов нефтематеринских пород, ещё не вступивших в главную зону нефтегенерации. Кроме того, не учитывается возможность влияния на процессы образования УВ из ОВ_{исх} высокоэнтальпийных гидротермальных флюидов (ВГФ), поступающих в зонах дробления из фундамента в осадочный чехол.

Поэтому в настоящей работе в качестве альтернативного метода оценки нефтегазогенерационных свойств на примере разновозрастных пород Западной Сибири, предлагается достаточно простой вариант использования модифицированного метода материального баланса и пиролитических исследований.

Для проведения геохимических расчётов на основе полученных пиролитических данных применялась оригинальная модифицированная Tmax-НI диаграмма, которая от обычно используемых диаграмм подобного типа, отличается равномерным (через 20%) распределением изолиний катагенетического созревания ОВ того или иного типа от исходного («незрелого») его состояния (точка 1) до завершения процесса нефтегазогенерации (точка 2) в определенный момент времени (рисунок 13а). Для облегчения понимания полученных экспериментальных и расчётных данных приведена упрощённая схема термического созревания ОВ_{исх} II типа, в процессе которого им генерируются нафтиды от исходного (цифра 1) до современного (цифра 2) состояний (рисунок 13б).

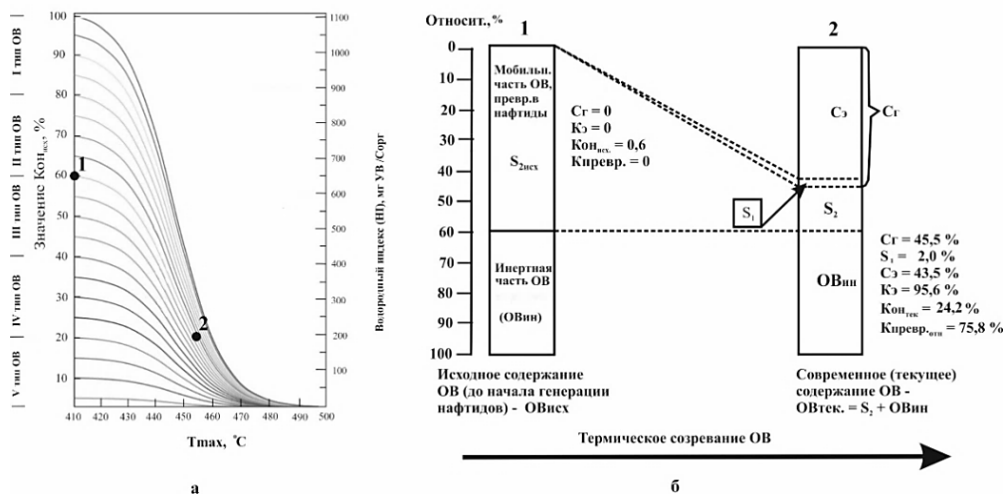


Рисунок - 13 Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена ($HI-T_{max}$) (а) и схема термического созревания органического вещества II типа (б); 1 – ОВ до начала генерации УВ; 2 – то же ОВ в зоне генерации нафтидов

В разделе 5.2. «Нефтегазогенерационные свойства пород, слагающих кровельную часть доюрского комплекса» проанализированы нефтегазогенерационные свойства пород, слагающих кровельную часть ДК Шаимской и Красноленинской НГО, которые позволили сделать вывод, что в пустотном пространстве исследованных образцов, присутствует лишь эпигенетический нефтебитум, а исходное органическое вещество ($OB_{исх}$) полностью превратилось в инертный карбонизированный остаток, не дающий вклад в пик S_2 . Иными словами эти образцы в настоящее время не являются генераторами нафтидов, а представляют собой очень плохие коллекторы, содержащие в себе незначительное количество эпигенетических нафтидов.

В разделе 5.3. «Нефтегазогенерационные свойства юрских и нижненеокомских отложений на примере Приуральской и Красноленинской НГО» проанализированы нефтегазогенерационные свойства юрских и нижненеокомских отложений на примере Приуральской и Красноленинской НГО (рисунок 14). Выбор этих районов обусловлен тем, что нефтегазогенерационные свойства пород, слагающих прибортовые районы Западно-Сибирского бассейна, изучены сравнительно слабо, поэтому были проведены пиролитические исследования образцов с использованием метода материального баланса в комплексе с пиролизом отложений юрского и мелового возрастов именно из этих областей.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что разнообразие нефтегазогенерационных свойств углей и углистых аргиллитов, в первую очередь определяются их мацеральным составом и степенью их окисленности. Выполнена оценка удельного количества нафтидов, генерируемых ОВ, входящим в состав викуловской, даниловской и тюменской свит, в расчете на $1m^3$ породы. Так из *викуловской* свиты (Красноленинское месторождение), из этого объема пород в среднем образуется 4,5 кг нафтидов. Из *даниловской* свиты того же объема в среднем - 11,5 кг нафтидов.

Для *тюменской* свиты расчеты выполнены только для отложений, богатых ОВ, т.е. для углистых аргиллитов и углей. В результате для того же объема пород получена следующая средняя оценка образовавшихся нафтидов - 10,5 кг.

Таким образом, несмотря на то, что нефтегенерационный потенциал даниловских аргиллитов гораздо меньше, чем углей и углистых аргиллитов, входящих в состав тюменской свиты, последние, вследствие их небольшой удельной (линейной) мощности в

расчёте на погонный метр, генерируют немного меньше нефтидов, чем даниловские аргиллиты. Таким образом, основными генераторами нефтидов в рассматриваемых отложениях являются даниловская и тюменская свиты.



Рисунок 14 - Схема расположений месторождений, в пределах которых отбирались образцы для пиролитических исследований

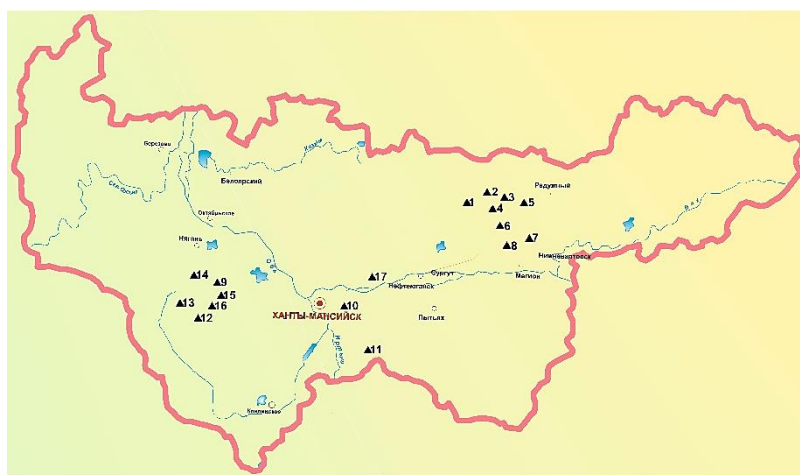
Самой низкой удельной генерацией нефтидов обладает $OB_{исх}$ викуловской свиты, величина которой в 2,6 раз меньше, чем у OB даниловской и в 2.3 раза меньше, чем тот же параметр, рассчитанный для тюменских отложений.

Полученные результаты позволили оценить удельные объёмы УВ, генерированных викуловской, даниловской и тюменской свитами в пределах той или иной площади Приуральской НГО и, соответственно, оценить перспективы её нефтегазоносности. Если допустить участие в процессе нефтегенерации гидротермальных высокоэнтальпийных флюидов (ВФ), содержащих в своём составе метан и его гомологи, а также водород, то объём образовавшихся нефтидов на самом деле окажется выше, чем вычисленный с помощью предлагаемой методики.

В разделе 5.4. «Нефтегазогенерационные свойства верхнеюрских (бажено-абалакский комплекс) отложений и их связь с тектоно-гидротермальными процессами» проанализированы нефтегазогенерационные свойства верхнеюрских отложений и их связь с ТГП на примере 16 месторождений и площадей (рисунок 15).

Проведенные исследования позволили установить, что в образцах, имеющих высокие значения T_{max} (например, *Верхне-Салымское, Красноленинское, Маслиховское* месторождения, *Ем-Еговская, Пальяновская, Каменная* площади) величина их исходного генерационного потенциала ($K_{он\text{ исх}}$) имеет сравнительно низкие значения - в среднем всего 39,4-44.7%.

Все эти месторождения и площади характеризуются повышенными современными пластовыми температурами по кровле БС и её аналогов, по сравнению с нормальными (фоновыми) для этих глубин значениями, на 30-40°C! Органическое вещество, присутствующее в этих образцах, представлено в различной степени термически преобразованным тиобитумом, который часто отмечается на поверхности трещин и каверн в кремнистых и карбонатных литологических типах пород (ППП).



Условные обозначения:

— границы Ханты-Мансийского автономного округа

▲ - расположение месторождений

Месторождения: 1 - Тевлинско-Русскинское; 2 - Южно-Ягунское; 3 - Ново-Ортыгунское; 4 - Дружное; 5 - Повховское;

6 - Нон-Еганское; 7 - Северо-Егурьянское; 8 - Лас-Еганское; 9 - Пальяновское; 10 - Приобское; 11 - Верхне-Салымское;

12 - Западно-Семивидовское; 13 - Тальниковое; 14 - Ем-Еговское; 15 - Каменное; 16 - Красноленинское; 17 - Маслиховское.

Рисунок 15 - Расположение месторождений, в пределах которых производился отбор образцов из баженовской свиты на пиролитические исследования

Здесь же отмечаются друзы и отдельные прекрасно огранённые кристаллы многочисленных гидротермальных минералов, представленных Кв, Кц, Сид, барито-кальцитом, баритом, гармотомом, Кт, диккитом, Анг, Пи и другими более редкими сульфидами (миллерит, акантит, сфалерит и др.). Все эти факты однозначно свидетельствуют о том, что отложения БС и её аналогов, распространённых в пределах, перечисленных выше площадей и месторождений, были подвергнуты тектоно-гидротермальному воздействию (ТГВ), в результате чего образовались вышеперечисленные гидротермальные минералы и тиобитум. Скорее всего, кинетика термического «созревания» $OB_{исх}$ в условиях воздействия на него ГФ и превращения его в тиобитум отличается от таковой, характерной для территорий с нормальным геотермическим градиентом. Поэтому для образцов, подвергшихся ТГВ генерационные кривые на зависимостях T_{max} -НП должны быть расположены круче (то есть левее), чем для стандартных (с нормальным геотермическим градиентом) термодинамических условий, существующих в осадках БС и её аналогов. Тогда и значения начального генерационного потенциала ($K_{он\text{ исх}}$) примут более высокие значения. После проведённой коррекции данных оказалось, что на самом деле $OB_{исх}$ в составе обсуждаемых образцов относится преимущественно к II, реже III типам. Поэтому расчётные значения генерационного потенциала и, соответственно, количества образовавшихся из $OB_{исх}$ нафтидов на самом деле значительно больше и в среднем величина $K_{он\text{ исх}}$ составляет 68%.

Установлен широкий диапазон изменений генерационных параметров даже в соседних образцах, находящихся на расстоянии всего 1-3 см друг от друга, что объясняется резкими изменениями качества $OB_{исх}$, что, в свою очередь, невозможно объяснить лишь соотношением террагенного и аквагенного OB , входящего в состав этих отложений, без учёта особенностей процессов их микробиального разложения и окислительно-восстановительных условий, в которых происходило их накопление.

По результатам выполненных на основе этой методики расчетов удельная генерация нафтидов в рассматриваемых отложениях с площади в 1 км^2 при принятой их средней мощности равной 25 м, в пределах изученной территории изменяется от 0,19 до 4,4 млн.

тонн, составляя в среднем 1,8 млн. тонн на 1 км², что в первом приближении соответствует средним значениям удельных геологических запасов УВ, содержащихся в породах-коллекторах Ханты-Мансийского автономного округа в пределах той же площади, равной 1 км². С помощью предлагаемой оригинальной методики установлено, что в западной части рассматриваемой территории, где расположены *Ем-Еговская, Пальяновская, Каменная* площади, *Западно-Семивидовское, Красноленинское, Тальниковое* месторождения ОВ, входящее в состав аналогов БС, обладает более низкими генерационными свойствами, изменяющимися от 0,19 до 2,0 млн. тонн УВ на 1 км², при среднем значении равном 1,1 млн. тонн УВ на 1 км². В то время, как месторождения, расположенные в центральной части нефтегазоносного бассейна, характеризуются гораздо более высокими генерационными свойствами пород, входящих в состав БС. Органическое вещество, присутствующее в их составе, генерировало от 1,5 до 4,4 млн. тонн УВ на 1 км², при средней величине этого показателя равного 2,1 млн. тонн УВ на 1 км². То есть БС в центральной части Западно-Сибирского бассейна обладает гораздо более высоким генерационным потенциалом, чем её западные аналоги. На эту особенность БС и её аналогов обращали внимание и другие исследователи (И.В. Гончаров, В.А. Скоробогатов и др.).

В разделе 5.5. «Нефтегазогенерационные свойства юрских и нижнемеловых отложений северной части Западной Сибири на примере Медвежьего и Уренгойского месторождений» проведена оценка нефтегенерационных свойств юрских и нижнемеловых отложений севера Западной Сибири на примере Медвежьего и Уренгойского месторождений.

В настоящее время осадки юрского и неокомского возраста северной части Западно-Сибирского бассейна слабо охарактеризованы геохимическими исследованиями ОВ. В частности, дискуссионными являются вопросы, связанные с выделением нефтематеринских толщ, продуцирующих «неокомскую» и «юрскую» нефть, а также соотношение генерационных и емкостных свойств нижнемеловых и юрских отложений. С этой целью была проведена оценка перспектив нефтегазоносности осадочного чехла в пределах этого района, для чего, с одной стороны, использовалась описанная выше методика, а с другой – емкостные свойства этих отложений.

Самую низкую степень катагенеза имеет ОВ из нижнемеловых отложений, вскрытых скв. 50 *Медвежьего* месторождения. Они находятся в верхней зоне мезокатагенеза (МК₁) и величина R_{vt}^0 изменяется в пределах от 0,54 до 0,62%, закономерно увеличиваясь с глубиной (А.Н. Фомин, ИНГГ СО РАН). Эти осадки характеризуются очень низким содержанием рассеянного ОВ в составе глинистых и глинисто-алевритистых отложений, вскрытых рассматриваемой скважиной (величина $C_{орг}$ варьирует в пределах от 0,37 до 1,86% при среднем значении 0,5-0,7%). Исходное органическое вещество (ОВ_{исх}) относится к V типу ($K_{он\text{ исх}}$ в среднем составляет всего 9,9%), а степень его превращения в нафтиды ($K_{превр\text{ отн}}$) в среднем равна 38,0%. Значение коэффициента генерации ($C_{г}$) в среднем составляет всего 0,03%, что говорит о незначительном объеме образовавшихся нафтидов, причем их основная часть осталась в составе рассматриваемых неокомских отложений, так как коэффициент эмиграции ($K_{э}$) в среднем составляет всего 27,2%.

Скважиной 739 *Уренгойского* месторождения вскрыты осадки в возрастном диапазоне от верхней юры до нижнего мела. Весь рассматриваемый интервал содержит ОВ, имеющее градицию катагенеза МК₁. Величина R_{vt}^0 закономерно увеличивается с глубиной от 0,70 до 0,84 % (А.Н. Фомин ИНГГ СО РАН). В этом интервале выделяются три толщи, в состав которых входит ОВ различного типа. Самая верхняя – надачимовская

характеризуется тем, что в ней присутствует ОВ, относящееся исключительно к V типу, обладающее, несмотря на, казалось бы, небольшую степень катагенеза, высоким $K_{\text{превр отн}}$, который изменяется от 42,16 до 60,62%, при среднем значении 48,1%. Причем основная часть образовавшихся нафтидов эмигрировала из этих отложений – K_3 в среднем составляет 90%. Средняя пачка, совпадающая с интервалом залегания ачимовской и подачимовской толщ, содержит в своем составе ОВ, относящееся в большинстве случаев к IV типу. Оно характеризуется немного меньшим $K_{\text{превр отн}}$, чем ОВ, входящее в перекрывающие осадки надачимовской толщи, и составляет в среднем 43,0%, а C_T , наоборот, заметно выше и равен в среднем 0,16%. При этом основная часть образовавшихся нафтидов эмигрировала из этих отложений – K_3 в среднем составляет 82%.

Нижняя пачка соответствует интервалу залегания баженовской свиты (БС), которая содержит в своем составе ОВ I-III типов. Органическое вещество, входящее в состав БС, обладает высокими генерационными свойствами. Так величина C_T этих отложений в среднем равна 4,8%. Величина $K_{\text{превр отн}}$ в среднем составляет 51,9 %. Основная часть образовавшихся нафтидов эмигрировала из БС - K_3 в среднем равен 78,8%.

Анализ типов ОВ, входящих в состав рассматриваемых отложений с использованием прозрачных петрографических шлифов, показал, что в осадках БС присутствуют гелефицированные бесструктурные органические остатки темно-бурого цвета.

Органическое вещество IV типа, входящее в состав ачимовской и подачимовской толщ по внешнему виду также напоминает гелефицированные остатки, преимущественно витринитового состава темно-коричневого цвета в проходящем свете. Содержание в этих осадках ОВ заметно ниже, чем в отложениях БС и изменяется от 0,73 до 1,93%.

Наконец, в аргиллитах, входящих в состав надачимовской толщи, ОВ представлено обрывками сильно окисленных (фюзинизированных) фрагментов древесной и менее окисленной, вероятно, водорослевой органики, имеющих темно-бурый, до черного, цвет в проходящем свете. Содержание ОВ в этих осадках самое низкое – 0,67-1,49%.

Самый большой по мощности разрез вскрыт скважиной 292 *Уренгойского* месторождения, включающий среднеюрские осадки *большехетской серии*, небольшой интервал *нижнеवासюганской* подсвиты, *подачимовскую* и *ачимовскую* толщи и нижнюю часть *надачимовской* толщи.

В состав *надачимовской* толщи входит рассеянное ОВ, относящееся к V типу. Его современное содержание изменяется от 0,5 до 1,03%. По результатам определения R_{vt}^0 оно находится на стадии MK_2 (А.Н. Фомин ИНГГ СО РАН). Органическое вещество, входящее в состав рассматриваемых отложений, характеризуется низкими значениями $K_{\text{превр отн}}$, имеющим среднее значение 27,0%. Часть образовавшихся в аргиллитах УВ эмигрировала из них (величина K_3 в среднем составляет 42%). Рассматриваемые отложения обладают очень низким генерационным потенциалом. Величина C_T в среднем равна всего 0,02%.

Органическое вещество, содержащееся в глинистых разновидностях осадков *ачимовской* и *подачимовской* пачек, относится к V и IV типам. Его среднее содержание в аргиллитах составляет около 2,0%. Величина $K_{\text{превр отн}}$ в среднем составляет 33,8%. Количество образовавшихся в рассматриваемых отложениях нафтидов, на порядок больше, чем таковых, сгенерированных перекрывающими их отложениями (средняя величина C_T в них равна 0,25%). Величина K_3 в рассматриваемом интервале в среднем равна 47%.

Среднеюрские осадки *большехетской серии* (верхняя и средняя её части), вскрытые рассматриваемой скважиной, по результатам определения величины R_{vt}^0 , которая

изменяется от 0.83 до 1.0 %, характеризуются градациями катагенеза от МК₂ до МК₂₋₃, а в подошвенной части до МК₃ (А.Н. Фомин ИНГГ СО РАН).

Значения $K_{\text{он исх}}$ изменяются от 17,3 до 68,6%, то есть $OB_{\text{исх}}$ относится к типам – от IV до II. Величина $K_{\text{превр отн}}$ в рассматриваемом интервале глубин в среднем составляет 75,7%. Количество образовавшихся из $OB_{\text{исх}}$ нафтидов варьирует в широких пределах – от 0.13 до 81.72%, что обусловлено различной концентрацией $OB_{\text{исх}}$ в образцах, содержание которого изменяется от 2.47 до 98.2%, а также степенью его катагенетического превращения. Существенным отличием рассматриваемых отложений от перекрывающих их осадков являются очень высокие значения K_3 , средняя величина которого равна 91%. В составе рассматриваемого интервала следует обратить внимание на два класса пород, которые являются главными генераторами нафтидов: во-первых, *углистые аргиллиты*, и, во-вторых, *малозольные угли*. Именно эти литологические разновидности пород, входящие в состав большехетской серии, характеризуются максимальными генерационными способностями, но в тоже самое время для них же характерны очень высокие значения K_3 (95-99%).

Изучение мацерального состава OB в прозрачных петрографических шлифах показало, что V тип OB , входящий в состав преимущественно надачимовской толщи, представлен смесью мелких обломков фюзинизированной террагенной растительности и, вероятно, морских менее окисленных водорослевых остатков. IV тип OB также является смесью в большей или меньшей степени окисленного углистого детрита (преимущественно витринит) террагенного происхождения (небольшая часть) и гелефицированным аморфным и менее преобразованным OB явно водорослевого происхождения (преобладающий компонент). Важно, что и в составе углистых аргиллитов, и малозольных углей явно преобладают остатки низшей, а не высшей растительности, представленные различными типами водорослей (от одноклеточных, типа сине-зеленых до многоклеточных, обладающих слоевищем). Именно последним обстоятельством объясняются довольно высокие нефтематеринские свойства $OB_{\text{исх}}$, входящего в состав рассматриваемых отложений, приближающие его ко II типу.

Значительные по мощности интервалы сплошного отбора керна и высокий процент его выноса из скважин позволил провести сопоставление нефтегенерационных и емкостных свойств осадков, вскрытых тремя рассматриваемыми скважинами.

Для этого вдоль ствола каждой из скважин «вырезаются» прямоугольные блоки с основанием в 1 м². В составе этих блоков, выделен, с одной стороны, объем генерирующих УВ пород, представленных аргиллитами, включая углистые, а также малозольные угли и БС, а с другой, породы-коллекторы, которыми являются алевро-песчаники. Промежуточные литологические разности с высоким содержанием глинисто-алевритистого материала во внимание не принимаются, так как в них отсутствует как эффективная емкость (все содержащиеся в них поры заняты связанной водой), так и значимые генерационные свойства. Сопоставление генерационных и емкостных свойств *нижненеокомских* отложений, вскрытых скв. 292 *Уренгойского* месторождения, показало, что «собственными» УВ может быть заполнено от 0,27% (надачимовская толща) до 2,58% (ачимовская и подачимовская толщи) эффективной емкости алевро-песчаников, входящих в состав этих отложений. То есть эффективный объем алевро-песчаников в 364 и 34.8 раз, соответственно, превышает объем нафтидов, образовавшихся в тех же отложениях.

Оценка генерационных свойств отложений *большехетской серии*, вскрытых этой скважиной несколько отличается от рассмотренных выше. В этих отложениях необходимо

выделить два типа генерирующих отложений. Во-первых, *углистые аргиллиты* и, во-вторых, *малозольные угли*, у которых C_T в сумме в среднем составляет 7,9%.

В отличие от *нижненеокомских* отложений, в осадках *большехетской серии* объем образовавшихся УВ превышает эффективную емкость, присутствующую в алевро-песчаниках, входящих в состав этих же отложений почти в 7 раз.

Если сопоставить объем всех нефтидов, образовавшихся в *большехетской серии* и *нижненеокомских* отложениях с эффективным объемом алевро-песчаников тех же отложений, вскрытых этой скважиной, то окажется, что их объем превышает эффективную пористость всех алевро-песчаников в рассматриваемом интервале в 1,8 раз.

По результатам выполненных исследований, *основными генераторами нефтидов в рассматриваемом регионе являются юрские отложения, а главными коллекторами – неокомские осадки.*

Таким образом, обосновано 4 защищаемое положение и сформулирован 5 пункт научной новизны.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе выполненного автором комплексирования геолого-геофизических, литолого-петрофизических, геохимических, тектонофизических и гидротермальных экспериментальных данных доказано участие в формировании УВ залежей и месторождений в Западной Сибири тектоно-гидротермальных процессов (ТГП), обусловленных, в свою очередь, активностью астеносферы, что имеет важное научно-практическое и методическое значение для развития нефтегазовой отрасли страны.

Локальные участки, в пределах которых установлено проявление ТГП, встречены практически на всей территории ЗСБ. Однако эти процессы характеризуются различным возрастом. Самые поздние из них, имевшие, вероятно, позднекайнозойский возраст, проявили себя в её западной и северной частях. Эти участки выделяются повышенным современным геотермическим градиентом и, соответственно, высокими пластовыми температурами. В восточной половине ЗСБ рассматриваемые процессы, вероятно, происходили раньше и участки, в пределах которых они осуществляли свою деятельность, успели остыть. Поэтому эти участки практически не выделяются повышенными геотермическими градиентами и пластовыми температурами.

Приведенные результаты новых исследований свидетельствуют о том, что классическая осадочно-миграционная модель образования УВ месторождений может быть дополнена новой тектоно-гидротермальной гипотезой, которая позволила автору получить ***следующие основные научные и практические результаты:***

1. Проведен анализ собранных данных о литологическом составе и петрофизических свойствах различных типов пород, слагающих верхнюю часть доюрского комплекса (ДК) и мезозойский чехол Западно-Сибирского бассейна.

2. Доказано на основе собранной литолого-петрофизической информации, что в формировании УВ залежей в ДК и осадочном чехле Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна активное участие принимали тектоно-гидротермальные процессы (ТГП).

3. Путем экспериментального гидротермального моделирования восстановлен механизм формирования вторичных коллекторов, получивших название гидротермальные силициты (ГС), образующихся в кровельной части ДК по исходным кремнистым известнякам в результате растворения кислыми гидротермальными флюидами карбонатов, входящих в их состав и кристаллизацией из биогенного кремнезема мелкокристаллического кварца, слагающего образовавшиеся ГС. Обоснованы наиболее вероятные температуры и

состав природных гидротермальных флюидов (ГФ), принимавших участие в образовании этого и других типов вторичных коллекторов в составе ДК. Приведен пример оценки прогнозных геологических ресурсов в ГС.

4. Доказано, что источниками нефти, насыщающей залежи в кровельной части ДК, являются преимущественно базальные юрские отложения с высоким содержанием ОВ (углистые аргиллиты и малозольные угли, реже баженовская свита и её литостратиграфические аналоги, а также в меньшей степени УВ, входящие в состав гидротермальных флюидов.

5. Разработана и запатентована методика выделения перспективных для поисков УВ залежей участков (зон трещиноватости и разуплотнения) в осадочном чехле, используя данные сейсморазведки и выполненного на их основе тектонофизического моделирования.

6. Обоснован набор критериев и методических приемов, позволивших осуществить региональный и локальный прогнозы нефтегазоносности БАК. Выполнен прогноз зон трех категорий продуктивности в БАК в пределах Пальяновской, Ем-Еговской, Камынской, Восточно-Каменной площадей, Маслиховского, Славинского, Кальчинского, Северо-Даниловского месторождений, Назымского, Галяновского, Лебяжьего и Итьяхского ЛУ с подтверждаемостью сделанных прогнозов от 76 до 100%. Приведен пример оценки геологических ресурсов УВ на участке сейсморазведочных работ 3Д Ем-Еговской площади.

7. Разработана оригинальная методика определения нефтегазогенерационных свойств отложений на основе модифицированного метода материального баланса и данных пиролитических исследований, с помощью которой выполнена количественная оценка образовавшихся нафтидов в разновозрастных отложениях, включая главную нефтематеринскую толщу - баженовскую свиту, в пределах нескольких участков Западно-Сибирского осадочного бассейна.

8. Впервые на основе экспериментального гидротермального моделирования доказано, что при достаточно высоких температурах CO_2 приобретает свойства окислителя, разлагаясь на O_2 и CO , что с одной стороны вызывает формирование зон осветления в породах, содержащих в своем составе ОВ, а с другой, можно предположить, что образующаяся окись углерода, реагируя с водородом, поступающим в составе гидротермальных флюидов, способна участвовать в генерации УВ (природный процесс Фишера-Тропша).

Для успешного и эффективного решения задач поиска, разведки и разработки УВ месторождений необходимо в практику работ специалистов нефтегазовых предприятий внедрять разработанные автором методы прогноза перспективных зон, основанные на данных сейсморазведки и выполненного на их основе тектонофизического моделирования, а также модифицированный метод материального баланса в комплексе с результатами пиролитических исследований.

Дальнейшее развитие и совершенствование предложенного автором метода прогноза перспективных зон развития вторичных коллекторов и УВ залежей на основе комплексирования данных сейсморазведки и результатов тектонофизического моделирования предполагает использование трехмерных тектоно-седиментационных моделей с применением 3Д принтеров для построения структурных моделей по отражающему горизонту (ОГ) А.

С целью выделения перспективных участков для поисков и разведки УВ залежей и месторождений в ДК и осадочном чехле ЗСБ следует использовать результаты литолого-петрофизических исследований пород и сейсмические данные.

**Список основных работ, опубликованных в научных журналах (изданиях),
входящих в перечень ВАК**

1. Зубков М.Ю. Вторичные коллекторы в доюрском комплексе Урьевского месторождения / М.Ю. Зубков, А.Ш. Ситдииков // Геология нефти и газа. – 1994. – № 4. – С. 5 – 9.
2. Зубков М.Ю. Критерии оценки региональных перспектив нефтегазоносности юрских отложений Шаимского района / М.Ю. Зубков, П.И. Пастух, М.Ф. Печеркин // Геология нефти и газа. - 2002. - № 4. - С. 18-25.
3. Зубков М.Ю., Маринин В.И., Облеков Г.И. Степень катагенеза, а также соотношение нефтегенерационных и емкостных свойств юрских и неокомских отложений Медвежьего и Уренгойского месторождений / М.Ю. Зубков, В.И. Маринин, Г.И. Облеков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. - № 8. - С. 18-33.
4. Зубков М.Ю. Вторичные коллекторы тектоно-гидротермального происхождения в кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты и способы их прогноза / М.Ю. Зубков // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6. – С. 78 – 95.
5. Зубков М.Ю. Минеральный состав и значение $\delta^{13}\text{C}$ в трещиноватых карбонатных породах бажено-абалакского комплекса Западной Сибири / М.Ю. Зубков // Геология нефти и газа. – 2017. – № 6. – С. 67 – 81.
6. Зубков М.Ю. Тектоногидротермальные процессы в юрских отложениях Западной Сибири / М.Ю. Зубков // Геология нефти и газа. – 2017. – № 1. – С. 60 – 76.
7. Зубков М.Ю. Тектоногидротермальные процессы в меловых отложениях Западной Сибири / М.Ю. Зубков // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 7 – 26.
8. Зубков М.Ю. Экспериментальное моделирование процесса взаимодействия гидротермальных флюидов с юрскими отложениями Западно-Сибирского бассейна (система $\text{H}_2\text{O}-\text{CO}_2$) / М.Ю. Зубков // Геология нефти и газа. – 2020. – № 5. – С. 95 – 112.
9. Зубков М.Ю. Тектонофизическое и петрофизическое моделирование – инновационные направления при прогнозе перспективных зон для разведки и выборе способов разработки углеводородных залежей. / М.Ю. Зубков // Недропользование XXI век. - 2022. - №. 3 (95). - С. 110-129.
10. Зубков М.Ю. Связь тектоно-гидротермальных процессов с нефтегазоносностью Западносибирского мегабассейна. / М.Ю. Зубков // Недропользование XXI век. - 2023. - №. 1-2 (99). - С. 66-88.
11. Зубков М.Ю. Применение равнозамедленных камуфлетных взрывов для разработки отложений баженовской и тутлеймской свит. / М.Ю. Зубков // Недропользование XXI век. - 2024. - №. 2 (103). - С. 62-72.
12. Зубков М.Ю. Тектоно-флюидодинамические процессы и их влияние на формирование вторичных коллекторов, генерацию, миграцию нефтидов и образование их залежей (на примере Западной Сибири). / М.Ю. Зубков, В.Н Бородкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2025. - № 4(400). – С. 5-18.

**Публикации в изданиях, индексируемых в международных базах данных,
Web of Science и Scopus**

13. Зубков, М.Ю. Вещественный состав и условия образования пород баженовской свиты Салымского месторождения. / М.Ю. Зубков, В.В. Мормышев // Литология и полезные ископаемые. – 1987. - № 2. - С. 73-80.

14. Зубков, М.Ю. Нефте- и газогенерационный потенциалы баженовской свиты. / М.Ю. Зубков, И.А. Прямоносова // Геохимия. – 1988. - № 3. - С. 386-392.
15. Зубков, М.Ю. Преобразование микроструктуры органического вещества по мере его катагенетической эволюции. / М.Ю. Зубков, Т.А. Федорова // Литология и полезные ископаемые. – 1989. - № 5. – С. 71-79.
16. Водородосодержание терригенных пород шеркалинского горизонта Талинского месторождения. С.В. Дворак, М.Ю. Зубков, Е.А. Романов [и др.]. // Геология и геофизика. – 1990. - № 1. – С. 56-61.
17. Зубков М.Ю. Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь) / М.Ю. Зубков, С.В. Дворак, Е.А. Романов [и др.]. // Литология и полезные ископаемые. – 1991. - № 3. - С. 122-132.
18. Зубков М.Ю. Литолого-петрофизическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь). / М.Ю. Зубков // Геология и геофизика. – 1999. - Том 40. - С. 1821-1835.
19. Зубков М.Ю. Анализ распределения К, U, Th и В в верхнеюрских отложениях центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) с целью их стратификации, корреляции и выделения в них потенциально продуктивных пластов / М.Ю. Зубков // Геохимия. – 2001. – № 1. – С. 51 – 70.
20. Зубков М.Ю. Состав, строение и условия образования пород баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) / М.Ю. Зубков // Литология и полезные ископаемые. – 2001. – № 1. – С. 37 – 48.
21. Зубков М.Ю. Оценка перспектив нефтегазоносности даниловской свиты Южно-Сыморьяхской площади. / М.Ю. Зубков, А.А. Качкин, Я.А. Пормейстер // Нефтяное хозяйство. – 2002. - № 1. - С. 10-16.
22. Зубков М.Ю. Региональный прогноз нефтеносности баженовской свиты. / М.Ю. Зубков // Геология и геофизика. - 2017. - Т. 58. - № 3-4. - С. 504-510.
23. Зубков М.Ю. Применение методов экспериментальной тектоники в нефтяной геологии на примере месторождений Западной Сибири. / М.Ю. Зубков // Геотектоника. – 2019. - № 3. - С. 92-109.
24. Зубков М.Ю. Моделирование гидротермального воздействия на юрские отложения Западно-Сибирского осадочного бассейна (серия с H_2O и H_2O_2) / М.Ю. Зубков // Георесурсы. – 2020. – Т. 22, № 4. – С. 30 – 40.
25. Зубков М. Ю. Использование модифицированного метода материального баланса в комплексе с пиролизом для оценки нефтегенерационных свойств баженовской свиты (Западная Сибирь). – М.Ю. Зубков // Геохимия. – 2021. – Том 66. - № 2. – С. 1 – 22.
26. Зубков М.Ю. Тектоногидротермальные процессы и их связь с нефтеносностью бажено-абалакского комплекса Западной Сибири / М.Ю. Зубков // Геология и геофизика. 2024. Т. 65. № 10. С. 1398-1417.

Публикации в других изданиях, индексируемых в РИНЦ

27. Опыт и проблемы применения геофизических методов при изучении залежей нефти в абалакской свите Красноленинского месторождения / С.А. Скрылев, А.И. Чуйко, М.Ю. Зубков // Каротажник. - 1997. - Вып. 41. - С. 49-58.
28. Исследование пористой среды с помощью ядерного магнитного резонанса / А.А. Кислицин, А.Г. Потапов, М.Ю. Зубков [и др.] // Вестник Тюменского гос. университета. Физ.-мат. науки. Информатика. - 2014. - № 7. - С. 58-67.

29. Зубков М.Ю. Спектры ЯМР пород бажено-абалакского комплекса Западной Сибири / М.Ю. Зубков М.Ю, А.Г. Потапов // Каротажник. – 2014. - Вып. 8 (242). - С. 3-32.
30. Зубков М.Ю. Особенности распределения урана в битуминозных отложениях баженовской свиты (Западная Сибирь). / М.Ю. Зубков // Каротажник. – 2015. - Вып. 5 (251). - С. 3-32.
31. Зубков М.Ю. «Твёрдые растворы» углеводородов в составе битумов баженовской свиты и экстрактов, установленные по данным ядерно-магнитного резонанса. / М.Ю. Зубков, А.Г. Потапов // Каротажник. – 2015. - Вып. 9 (255). - С. 3-13.
32. Зубков М.Ю. Понятие «остаточная водонасыщенность» и возможность её определения в лабораторных условиях. / М.Ю. Зубков // Каротажник. – 2015. - Вып. 7 (253). - С. 63-78.
33. Зубков М.Ю. Использование профилографа при изучении микрослоистых разрезов продуктивных отложений. / М.Ю. Зубков, А.А. Ишков // Каротажник. – 2016. - Вып. 2 (260). - С. 28-44.
34. Зубков М.Ю. Примеры использования программно-аппаратурного комплекса на основе ЯМР-релаксометра «Протон 20М» при петрофизических исследованиях керна и флюидов. / М.Ю. Зубков, А.А. Потапов // Каротажник. – 2016. - Вып. 1 (259). - С. 11-23.
35. Зубков М.Ю. Анализ возможных причин низкоомности пласта Ю₁ (Западная Сибирь) / М.Ю. Зубков // Каротажник. – 2017. - Вып. 3 (273). - С. 3-38.
36. Зубков М.Ю. Вторичные коллекторы тектоно-гидротермального происхождения в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / М.Ю. Зубков // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2017. – № 6(66). – С. 62-75
37. Зубков М.Ю. Нефтегенерационные свойства различных типов пород Приуральской нефтегазоносной области М.Ю. Зубков // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : Двадцать первая научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск.: ИздатНаукаСервис, 2018. – Т. 1. – С. 157 – 185.
38. Зубков М.Ю. Определение направления «главного стресса» в осадочной толще и его ориентация по сторонам света с помощью палеомагнитного метода / М.Ю. Зубков // Каротажник. – 2019. - Вып. 23 (296). - С. 23-33.
39. Зубков М.Ю. Механизм образования зон повышенной трещиноватости. Прогноз размещения залежей углеводородов / М.Ю. Зубков // Каротажник. – 2019. - Вып. 3 (297). - С. 39-72.
40. Зубков М.Ю. Генезис битумов в юрских отложениях Западной Сибири / М.Ю. Зубков Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : Двадцать вторая научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2019. – Т. 1. – С. 228 – 255.
41. Зубков М.Ю. Подсчет запасов нефти в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири / М.Ю. Зубков // Уральский геологический журнал. – 2020. – № 4(136). – С. 19-57.
42. Зубков М.Ю. Моделирование гидротермального воздействия на юрские отложения (Западная Сибирь) / М.Ю. Зубков // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Двадцать третья научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2020. – С. 68 – 76.
43. Зубков М.Ю. Механизм формирования коллекторов и углеводородных залежей в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири, прогноз их зон распространения. / М.Ю. Зубков // Каротажник. - 2021. - Вып. 2 (308). - С. 23-63.
44. Зубков М.Ю. Подсчет запасов нефти в бажено-абалакском комплексе. Проблемы и пути решения / М.Ю. Зубков // Геология и недропользование. – 2021. № 2(2). С. 106-141.

45. Зубков М.Ю. Экспериментальное моделирование процессов гидрофобизации пород различного состава в термоградиентном поле. / М.Ю. Зубков // Каротажник. - 2021. - Вып. 3 (309). - С. 76-99.
46. Зубков М.Ю. Оценка нефтегенерационных свойств юрских отложений Западной Сибири на основе результатов пиролиза с использованием метода материального баланса. М.Ю. Зубков // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы : Альманах / Составитель Б. Н. Еникеев. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью "ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ", 2022. – С. 24-58
47. Зубков М.Ю. Краткое дополнение к статье «Анализ возможных причин низкоомности пласта Ю₁ (Западная Сибирь). / М.Ю. Зубков // Каротажник. - 2023. - Вып. 1 (321). - С. 106-111.
48. Зубков М.Ю. Возможности оценки емкостных свойств пород баженовской свиты. / М.Ю. Зубков // Каротажник. - 2024. - Вып. 1 (327). - С. 90-113.

В коллективных монографических работах:

49. Характеристика палеогеографии юрско-неокомских отложений Западной Сибири, литологического состава, коллекторских свойств пород и влияние тектоно-гидротермальных процессов на их параметры / В.Н. Бородкин, О.А. Смирнов, А.В. Лукашов, М.Ю. Зубков, К.А. Галинский, А.А. Тепляков. – Тюмень: Изд-во Вектор Бук, 2024. - 280 с.
50. Зубков М.Ю. Влияние тектоно-гидротермальных процессов на модель нафтидогенеза в разрезе палеозойско-мезозойских отложений Западно-Сибирского бассейна / М.Ю. Зубков, В.Н. Бородкин, О.А. Смирнов, А.В. Лукашов – Тюмень: Изд-во Вектор Бук, 2024. – с. 230.

Авторские свидетельства

51. Зубков М.Ю. Способ оценки потенциальных ресурсов углеводородов, образовавшихся в битуминозных сланцах. Авторское свидетельство № 1485857 А1 СССР, МПК G01N 13/02. № 4257686 : заявл. 08.06.1987 : опубл. 08.02.1989 / заявитель Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности.
52. Зубков М.Ю. Способ определения нижней температурной границы необратимой гидрофобизации поверхности нефтеводонасыщенных пород-коллекторов. Авторское свидетельство № 1711037 А1 СССР, МПК G01V 9/00. № 4739631 : заявл. 22.09.1989 : опубл. 07.02.1992 / заявитель Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности.

Патенты

53. Способ прогнозирования зон развития вторичных коллекторов в фундаменте. Патент № 2085975 С1 Российская Федерация, МПК G01V 9/00. № 94025989/25 : заявл. 12.07.1994 : опубл. 27.07.1997 / М.Ю. Зубков/ заявитель Акционерное общество закрытого типа "Эколого-Инженерный центр».
54. Способ прогнозирования зон развития вторичных коллекторов трещиноватого типа в осадочном чехле. Патент № 2183332 С1 Российская Федерация, МПК G01V 9/00, № 2000127958/28 : заявл. 08.11.2000 : опубл. 10.06.2002/ М.Ю. Зубков, П.М. Бондаренко; заявитель и патентообладатель Зубков М.Ю.