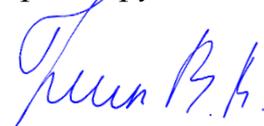


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



НИКИФОРОВ ВИТАЛИЙ ВИКТОРОВИЧ

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗЛОМНОЙ
ТЕКТОНИКИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШАИМСКОЙ ГРУППЫ**

Специальность 2.8.3. – «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология,
геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Котенев Юрий Алексеевич

Уфа 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ВЛИЯНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	10
1.1 Изучение связи тектонических нарушений с нефтеносностью	10
1.2 Трещиноватость горных пород.....	15
1.3 Механизм образования трещинной пористости.....	20
1.4 Тектонические трещины.....	27
1.4.1 Трещины отрыва и трещины скалывания.....	30
1.4.2 Вторичные изменения зон трещиноватости.....	31
1.4.3 Катаклазиты и милониты	33
1.5 Капиллярные барьеры.....	35
Выводы к главе 1	38
ГЛАВА 2. ИЗУЧЕННОСТЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА	40
2.1 Общие сведения.....	40
2.2 Геолого-геофизическая изученность.....	43
2.3 Особенности геологического строения Шаимского НГР	47
2.3.1 Литолого – стратиграфическая характеристика	47
2.3.2 Характеристика тектонического строения	62
2.3.3 Характеристика продуктивных комплексов	70
2.3.4 Литолого-фациальные особенности продуктивных отложений	71
Выводы к главе 2	85
ГЛАВА 3. КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОВОДИМОСТИ ЗОН ДЕСТРУКЦИЙ	87
3.1 Прямые методы изучения зон деструкции	89
3.1.1 Изучение керна и шлифов.....	89
3.1.2 Индикаторные (трассерные) исследования	93
3.1.3 Гидродинамические исследования скважин (ГДИС).....	96
3.2 Косвенный метод оценки проводимости зон деструкции.....	101
Выводы к главе 3	111
ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ПРОВОДИМОСТИ ЗОН ДЕСТРУКЦИЙ.....	112
4.1 Анализ сопоставления тектонических нарушений различной генерации.....	112
4.2 Повышение достоверности геолого-гидродинамических моделей на основе полученных результатов.....	114
4.3 Геолого - техническое обоснование мероприятий по оптимизации системы разработки....	118
Выводы к главе 4.....	130
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	131
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	133
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	134

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Практически все разрабатываемые месторождения Западной Сибири имеют достаточно сложное геологическое строение и структуру запасов нефти, эффективное освоение которых является главной задачей для недропользователя.

Одним из критериев, по которому месторождение относят к категории сложных, является наличие разрывных нарушений. Активное проявление тектонических процессов в истории развития нефтегазоносных областей, районов – основная причина формирования дизъюнктивных дислокаций, включая системы трещин в зонах деструкции, а также образования неструктурной пустотности. Тектонический фактор в таком случае является определяющим для развития особенностей геологического строения залежей углеводородов. При этом влияние тектоники как в палео-, так и в современных условиях весьма неоднозначно.

Как показывает практика, в процессе разработки месторождения сильно изменяется структура запасов, а также энергетика залежи, проявляются экранирующие свойства дизъюнктивных нарушений. Образуются капиллярные барьеры в зонах с резкой неоднородностью фильтрационных свойств. Все это обуславливает перестройку системы разработки с учетом всех выше перечисленных условий. В связи с этим требуется комплексный методический подход для оперативного принятия решения регулирования разработки месторождений, осложненных разломно-блоковым строением с учетом достоверного представления о проводимости выделенных зоны деструкции.

Данный вопрос является весьма актуальным для месторождений Шаимского нефтегазоносного района (ШНГР) Приуральской нефтегазоносной области Западной Сибири, мезозойские отложения которого вызывают особый интерес. Залежи данной области осложнены многочисленными разрывными нарушениями, имеют выклинивания, а также замещения коллектора глинистыми разностями. При разработке объектов ШНГР с трудноизвлекаемыми запасами нефти существенное влияние на показатели скважин оказывает система трещин, образованная в результате геологического формирования исследуемой территории.

Таким образом, изучение влияния тектонических нарушений с целью повышения эффективности извлечения остаточных запасов нефти на залежах со сложным геологическим строением и структурой порового пространства является актуальной и востребованной задачей.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Содержание диссертационной работы в области исследования соответствует паспорту научной специальности ВАК 2.8.3. - Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр по следующим пунктам:

1. Методы, средства, технологии и организация геологического изучения эксплуатируемых месторождений; повышение эффективности доразведки (в пределах горного отвода), эксплуатационной разведки и геолого-промышленной оценки месторождений в процессе их освоения.

2. Научные основы методов, средств, компьютерных технологий геологического моделирования месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых для их эффективного промышленного освоения.

Степень разработанности темы. Множество научно-исследовательских и производственных организаций, а также ученых-исследователей, среди которых В. П. Алексеев, С. Р. Бембель, В. Б. Белозеров, В. С. Бочкарев, И. М. Губкин, Ф. Г. Гурари, В. И. Ермаков, Е. Т. Журавлев, Н. П. Запывалов, А. М. Казаков, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, В. Г. Криночкин, И. И. Нестеров, В. С. Сурков, А. И. Тимурзиев, А. В. Шпильман, С. Б. Шацкий и другие, занимались проведением исследований, анализом геологического строения и нефтеносности мезозойских отложений Западной Сибири, а также решением вопросов и проблем разработки и эффективной выработки запасов нефти.

Значимые научно-практические результаты опубликованы в научных трудах В. Е. Андреева, Р. Х. Гильмановой, А. Н. Дмитриевского, И. Б. Дубкова, Ю. В. Желтова, И. В. Ивановой, В. А. Иванова, Ю. А. Котенёва, А. Р. Курчикова, С. П. Максимова, Н. Н. Михайлова, И. Т. Мищенко, А. Ю. Прохорова, К. Г. Скачека, Н. А. Скибицкой, Т. Н. Стариковой, В. А. Старикова,

А. В. Стенькина, М. А. Токарева, А. Я. Хавкина, Н. Ш. Хайрединова, Н. И. Хисамутдинова, А. А. Ханина и других исследователей, связанные с увеличением добычи нефти из низкопроницаемых и глинистых продуктивных пластов в юрских отложениях.

Большое внимание при изучении трещинных коллекторов и проблематики влияния дизъюнктивных нарушений на нефтегазоносность уделялось в работах А. В. Пейве, В. В. Белоусов, Т. Д. Голф-Рахта, В. П. Гаврилов, К. И. Багринцева, Т. В. Дорофеевой, Е. М. Смехова, В. Е. Хайн, Ю. М. Пушаровский, М. Я. Рудкевич, Р. М. Бембель, Г. И. Баренблатта, А. Н. Дмитриевский, С. Н. Журкова, Ю. П. Желтова, Н. П. Запивалов, Р. Х. Муслимов, А. М. Овчинникова, Е. М. Смехова, Б. А. Соколов, Г. И. Клооса, Е. Е. Крекиса, Н. И. Кригера, Н. В. Хераскова, А. В. Пэка, Е. Н. Перманова, М. В. Гзовского, О. И. Гущенко, Р. И. Медведского, С. Н. Чернышева И. М. Шахновский и др.

Несмотря на значительное количество исследований геологического строения регионов Западной Сибири и тектонических аспектов формирования нефтегазоносных залежей, все еще существуют нерешенные вопросы, требующие дальнейшего исследования. Необходимо более детально исследовать влияния тектонических нарушений на геологические характеристики пород-коллекторов, что позволит решить вопросы, связанные с регулированием разработки и выработки нефтяных залежей, осложненных разломно-блоковым строением с учётом проводимости зон деструкций.

Целью диссертационной работы является геологическое обоснование повышения эффективности выработки запасов нефти месторождений со сложным геологическим строением с учетом проводимости зон деструкции на поздних стадиях разработки месторождений Шаимской группы Западной Сибири.

Задачи исследования:

1. Детальный анализ геологических особенностей, определяющих сложное строение залежей Шаимской группы и обуславливающих пространственное распределение остаточных запасов нефти.

2. Обзор и анализ причин следственных взаимосвязей влияния тектонических факторов на геологические характеристики продуктивных отложений и распределения фильтрационных свойств.

3. Анализ проводимости зон деструкции на основе комплексных исследований на примере залежи Шаимской группы с разломно-блоковым строением.

4. Обоснование рекомендации для повышения эффективности применяемой системы разработки на основе данных проводимости тектонических нарушений.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются нефтяные залежи Шаимской группы, которые характеризуются разломно-блоковым строением, наличием литологических замещений и вторичных изменений пород коллекторов, а также значительной анизотропией фильтрационно-емкостных характеристик как по площади, так и по разрезу. Предметом исследования являются тектонические нарушения, а также результаты анализа проводимости зон деструкции.

Научная новизна диссертации:

1. На основе детального анализа седиментационных моделей, литолого-фациального, геолого-гидродинамического моделирования продуктивных пластов, оценки влияния тектонических нарушений на гидродинамическую связность пластов и формирование блоков разработки нефтяных залежей Шаимского региона, впервые уточнено распределение фильтрационных неоднородностей, установлены особенности строения мезозойских отложений с учетом воздействия тектонических нарушений, наличия трещин и образования капиллярных барьеров.

2. Разработана методика оценки проводимости зон деструкции, учитывающая интерференцию скважин статистическим методом ранговой корреляции, комплексирование гидродинамических результатов исследований и геолого-физических критериев регулирования системы разработки месторождений с учетом разломно-блокового строения.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Обобщены исследования, посвященные влиянию тектонических нарушений на коллекторские характеристики пластовых систем и их нефтеносность, а также представлены выводы, полученные при изучении проводимости разрывных нарушений.

2. Обоснована методика оценки проводимости тектонических нарушений, на основе анализа интерференции скважин статистическим методом ранговой корреляции и комплексирования гидродинамическими исследованиями.

3. Уточнены и детализированы геолого-гидродинамические модели месторождений Шаимской группы, с учетом особенностей тектонического строения.

4. Результаты выполненных исследований легли в основу рекомендации по совершенствованию системы разработки и выработки запасов нефти ряда месторождений (Новомостовского, Западно-Тугровского, Потанай-Картопьянского, Тальникового, Лазаревского, Толумского, Ловинского, Пайтыхского) с учетом проводимости зон деструкции.

5. Результаты диссертационной работы использованы в учебном процессе при подготовке студентов ФГБОУ ВО УГНТУ специальностей: 21.05.02 – «Прикладная геология» специализация «Геология нефти и газа»; 05.03.01 – «Геология» специализация «Геология», «Нефтегазовая геология и геофизика»; 21.05.03 – «Технология геологической разведки» специализация «Геофизические методы исследования скважин».

Методология и методы научного исследования. В процессе проведения данных исследований использованы широко применяемые методологии, подходы и технологии для изучения нефтегазоносности природных резервуаров. Для достижения поставленных в работе задач применены следующие методы: обобщение, систематизация и анализ геолого-промысловых данных, анализ разработки и выработки нефтяных месторождений, изучение седиментационных и лито-фациальных моделей, результатов сейсморазведки, а также геофизических исследований скважин.

Для изучения влияния дизъюнктивных тектонических нарушений на фильтрацию флюида в пористой среде применены основные методы, включающие многомерный статистический анализ и геолого-гидродинамическое моделирование. Основой для изучения влияния разрывных нарушений являлись результаты трассерных и гидродинамических исследований. Методы математического, геолого-статистического моделирования, а также методы математической статистики использовались при обработке геолого-промысловых данных. Построение геолого-гидродинамической модели осуществлялось с использованием специализированных программных комплексах (РФД) tНавигатор, а также (ROXAR) IRAP RMS, Tempest и ResView.

Положения, выносимые на защиту:

1. Особенности палеогеографических условий и постседиментационных тектонических нарушений, обусловленные унаследованностью в структуре осадочного чехла доюрской разломной тектоники, определяющие фильтрационные неоднородности и гидродинамическую сообщаемость продуктивных пластов мезозойских отложений за счет образования трещин в зоне деструкций, катаклаза и вторичных процессов.

2. Методика оценки граничных значений проводимости зон деструкции, построенная на основе анализа интерференции скважин методом ранговой корреляции и результатов комплексного гидродинамического исследования, а также геолого-геофизические критерии регулирования системы разработки месторождений с учётом постседиментационных разрывных нарушений, определяющих блоки разработки нефтяных залежей Шаимского района.

Степень достоверности и апробация результатов. Достоверность научных результатов диссертационной работы и рекомендаций обоснована применением актуальных, широко признанных методов сбора и обработки первичных геологических и геолого-промысловых данных, а также геолого-статистического и математического анализа. В процессе исследования учтены результаты предыдущих научных исследований, выполненных другими специалистами в

данной области, что дополнительно подтверждает надежность и значимость полученных выводов.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на научно-технических совещаниях и семинарах различного уровня в ОАО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» территориально-производственных предприятиях «Урайнефтегаз», «Когалымнефтегаз», «Повхнефтегаз; на 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов г. Октябрьский - 2016; на 68-ой, 72-ой, 73-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов УГНТУ; на Всероссийской научно-технической конференции УГНТУ; на «Форуме молодежной науки» студентов, аспирантов и молодых ученых; на VI Международной молодежной научной конференции г. Казань - 2022; на Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добычи углеводородных ресурсов» г. Санкт-Петербург - 2022; на международной научно-технической конференции г. Октябрьский - 2022; на VII Международной молодёжной научной конференции г. Казань - 2023; на XVI Международной научно-практической конференции молодых ученых г. Уфа - 2023.

Публикации по теме диссертации. Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 26 научных трудах, в том числе 9 статьях – в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендуемых ВАК Министерства науки и высшего образования РФ и 1 публикации в изданиях, входящих в международную реферативную базу Scopus.

Структура и объём работы. Диссертационная работа изложена на 147 страницах, содержит 40 рисунков, 7 таблиц. Состоит из введения, 4 глав, заключения, списка использованных источников из 109 наименований.

Автор выражает благодарность научному руководителю, доктору технических наук, профессору Ю. А. Котеневу, а также доктору технических наук Ш. Х. Султанову, кандидату геолого-минералогических наук А. В. Стенькину за ценные советы и поддержку.

ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ВЛИЯНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Одним из приоритетных направлений в нефтяной геологии является рациональное освоение трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти на залежах со сложным геологическим строением и структурой порового пространства. Практически все месторождения Западной Сибири, находящиеся на данный момент в разработке, относятся к таковым.

Важным критерием, по которому принято относить месторождение к сложным - наличие дизъюнктивных нарушений. Активное проявление тектонических процессов, основная причина образования неструктурной пустотности, дизъюнктивных дислокаций, включая системы трещины в зонах деструкции. Тектонический фактор в таком случае является определяющим в формировании и развитии особенностей геологического строения залежей углеводородов.

Выделение и картирование тектонических нарушений в пределах залежей, анализ проводимости, а также оценка их влияния на эффективность нефтеизвлечения, являются важными и востребованными задачами для большинства месторождений, особенно на поздней стадии разработки.

1.1 Изучение связи тектонических нарушений с нефтеносностью

Вопрос о влиянии дизъюнктивной тектоники на геологическое распределение нефтяных и газовых месторождений является актуальной темой для исследования и обсуждения среди научного сообщества. В середине прошлого века в работах ученого, академика Г.В. Абиха впервые отмечается существование связи тектонических нарушений с нефтегазоносностью территории. В последующие годы его теоретические представления о распределении углеводородов (УВ) вдоль

тектонических нарушений и о возможной активизации миграционных процессов при землетрясениях получили широкое признание и стали объектом активного исследования.

Большое внимание изучению влияния разломов на нефтегазоносность уделялось в работах А. В. Пейве, В. В. Белоусов, Т. Д. Голф-Рахта, В. П. Гаврилов, Ф. Г. Гурари, Т. В. Дорофеевой, В. Е. Хайна, Ю. М. Пущаровского, М. Я. Рудкевича, В. А. Конторовича, А. Н. Дмитриевского, С. Н. Журкова, Ю. П. Желтова и др. Главным достижением было установление пространственной связи месторождений нефти и газа, в том числе гигантских, с дизъюнктивными нарушениями [15, 16, 19, 20, 61, 66, 68].

Результаты исследований многих ученых, включая работы академика А. Д. Архангельского, подтверждают, что фундамент Западно-Сибирской плиты состоит из блоков, ориентированных в разных направлениях, которые подвергались периодическим вертикальным и горизонтальным перемещениям. В результате тектонической активности блоков происходило формирование дизъюнктивных нарушений, а также зон повышенной трещиноватости, которые существенно повлияли на формирование нефтегазоносности региона исследования.

Такие ученые как Р. М. Бембель, Б. А. Соколов, Н. П. Запивалов, А. И. Тимурзиев, В. А. Трофимов, И. М. Шахновский, Р. Х. Муслимов и др. признают, что разломно-блоковая тектоника способствует развитию зон деструкции, процессу разуплотнению пород, вертикальной миграции флюида, а также формированию областей нефтегазонакопления [9, 78].

М. Я. Рудкевич рассматривал в своих работах влияние инверсионных движений в пределах Западно-Сибирской плиты на нефтегазоносность. По его мнению, подобные тектонические движения обуславливали формирование разломных нарушений, а также «оживлению» старых разломов, что создавало условия для первичной и вторичной миграции УВ вверх по разрезу [68].

В ряде своих публикаций В. А. Конторович отмечает наличие определенного типа палеотектонического развития Западной Сибири. Конкретно, он обращает

внимание на активную тектоническую инверсию, происходящую в кайнозое, которая способствовала формированию дизъюнктивных нарушений. Автор подчеркивает, что разломы являются основными каналами миграции углеводородов, что в свою очередь привело к выявлению углеводородного потенциала Западно-Сибирской плиты [20]. По его мнению, инверсионный тип тектонического развития создает условия для активной миграции флюидов.

В работах С. Р. Бембеля дизъюнктивные зоны рассматриваются как нефтегазоконтролирующие и влекут за собой увеличение проницаемости горных пород, создавая предпосылки для миграции пластовых флюидов, а также обеспечивают связь нефтегазоматеринских пород с высокими горизонтами, увеличивая площадь и глубину дренирования. В своих исследованиях автор отмечает, что наиболее перспективные участки территории, обладающие значительным потенциалом для обнаружения нефти и газа, испытали "пульсационный" характер развития. С. Р. Бембель и его соавторы связывают эти участки с зонами максимальной деструкции, которые представляют сложную систему трещиноватости.

История изучения проблемы трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа является давней и обширно изучаемой областью в геологии. Ее начало относится к концу XVIII века и связывают ее с именем А. Г. Вернера. Множество исследователей, такие как К. И. Багринцева, Г. И. Баренблатта, М. В. Гзовского, О. И. Гущенко, В. Н. Майдебор, А. М. Овчинникова, Е. М. Смехова, Н. В. Хераскова, А. В. Пэка, Е. Н. Перманова, Р. И. Медведского, Г. И. Клооса, К. Терцаги, М. В. Раца, С. Н. Чернышева и других, посвятили свои усилия изучению этого явления в различных типах горных пород, включая карбонатные и терригенные отложения. Работы в этой области также были представлены авторами К. Б. Аширова, А. С. Новиковой, В. Н. Калачевой, Л. П. Гмид, Л. Д. Кноринг и многих других исследователями [7, 27, 62].

Трещинами (диаклазами) принято называть разрывные нарушения без смещения или с незначительной, малой амплитудой. Их образование связано с различными эндогенными и экзогенными геологическими процессами, когда

напряжение превышает предел прочности горной породы. Они отличаются от других полостей в породах, таких как поры и каверны, своей особой формой, где преобладает вытянутость и протяженность.

Система трещин представляет собой совокупность трещин, которые расположены субпараллельно друг другу (имеют близкую пространственную ориентацию) и развиваются в определенном объеме породы. Обычно в породе развивается несколько таких систем трещин, однако также встречаются случаи, когда горные массивы содержат только одну систему трещин или имеют бессистемное, хаотичное распределение трещин.

Интенсивная трещиноватость гранулярных коллекторов, вызванная тектоническими процессами, оказывает значительное влияние на неоднородность фильтрации и анизотропию проницаемости, а также на показатели продуктивности скважин. Тектонические трещины формируют сложную сеть каналов, по которым происходит перемещение нефти, газа и других флюидов. Это приводит к неоднородному распределению проницаемости внутри резервуара. Более того, направление и ориентация трещин могут создавать предпочтительные пути для потока флюидов. В результате, это влияет на характер распределения давления и фильтрацию внутри залежи и может сказываться на эффективности разработки.

Трещинный тип коллектора характеризуется прежде всего тем, что его емкостные свойства определяются двойной пористостью. А особенностью, данного типа коллектора является широкий диапазон проницаемости от 1 до $500 \cdot 10^{-3}$ мкм² и более. Определяющим критерием для порово - трещиноватого коллектора является не столько наличие самих трещин, сколько их влияние на фильтрацию флюида в пласте [17]. Наличие высокопроводящих каналов с низким фильтрационным сопротивлением наблюдается на многих месторождениях Западной Сибири [16].

Необходимо отметить, что оценка трещиноватости представляет собой более сложную задачу по сравнению с оценкой пористости и проницаемости гранулярного коллектора. В случае горной породы трещиноватость зависит от распределения механических напряжений и прочностных свойств. Это означает,

что характеристики трещиноватости, такие как открытость трещин, их плотность, размер, распределение и ориентация, тесно связаны с особенностями напряженного состояния и типами пород (хрупкие или пластичные), их составом, текстурно-структурными особенностями, глубиной залегания, толщиной пласта и другими факторами [22].

В работах Н. Я. Кунина, Л. А. Самойлюка, А. Э. Конторовича В. С. Суркова, П. К. Куликова, В. С. Бочкарева, О. Г. Жеро и некоторых других авторов, особое внимание уделяется грабен-рифтовым структурам раннемезозойского периода Западной Сибири, как результата послегеосинклинального сводового развития. В исследованиях отмечается, что дизъюнктивные дислокации в осадочном чехле Западной Сибири унаследованы от древних рифтовых зон, сформированных в начале триасового периода. Дизъюнктивные дислокации (параклазы) представляют собой тектонические нарушения, которые вызывают изменение залегания горных пород и сопровождаются разрывом сплошности и смещением. В области воздействия этих дислокаций происходят существенные изменения физико-механических и других свойств отложений. Такие амплитудные нарушения играют определяющую роль в геометризации недр, формировании геологических структур и форм залежей, а также оказывают значительное влияние на ресурсный потенциал [12, 82, 83].

Таким образом, активное формирование доюрского основания, а также осадочных пород юрского периода в Западной Сибири, приводит к широкому распространению тектонических нарушений и зон разуплотнения пород. Этот процесс также способствует образованию трещинных коллекторов во всех продуктивных отложениях. А развитие вертикальной трещиноватости способствует объединению нескольких пластовых залежей в единую гидродинамическую систему [15].

Стоит отметить, что палеотектоническая модель Шаимского нефтегазоносного района (ШНГР) напрямую связана с развитием геосинклинального обрамления Западно-Сибирской плиты. Структурно-тектоническое строение ШНГР имеет унаследованный характер развития, от

доюрских форм рельефа с сохранением направленности тектонических движений. Основной ареал развития рифтовых процессов приурочен к западному и южному геосинклинальному обрамлению плиты, а также к центральной части, где сопровождался формированием мощного комплекса отложений.

На территории ШНГР по данным бурения и сейсморазведочных материалов МОГТ 3D выделяется большое количество тектонических разрывных нарушений, которые затрагивают нижний этаж нефтеносности, а именно доюрские образования, юрские отложения и реже нижнемеловые отложения.

Тектоническая трещиноватость является важным фактором, который может способствовать формированию нефтегазоносных коллекторов. Роль дизъюнктивной тектоники и трещиноватости, образованной в процессе тектонической активности, настолько значимы при формировании залежей, что их необходимо учитывать при разведке, подсчете запасов и обосновании системы разработки.

1.2 Трещиноватость горных пород

Изучению образования трещиноватости горных пород посвящено много научных работ как советских, так и зарубежных ученых. Особое внимание уделялось таким вопросам, как разработка методики выделения трещин различного генезиса, классификация трещин по генетическим, морфологическим и другим признакам, влияние трещин на коллекторские свойства и на выработку запасов.

Исследователи в XIX веке А. Добрэ, А. Гроддек и А. Ласо составили первые классификации трещин. А. Ласо в своих работах разделил все трещины на два типа - эндокинетические (контракционные) и экзокинетические (дислокации). Эта генетическая классификация была принята многими учеными в последующие годы (И. В. и Д. И. Мушкетовы, М. А. Усов, Г. Д. Ажгирей, Ю. А. Косыгин и др.).

– Эндокинетические трещины, или контракционные, формируются в результате сжатия горных пород. Они имеют форму узких щелей, в которых границы пород сближаются друг с другом.

– Экзокинетические трещины, или дислокации, возникают из-за разрывов в горных породах. Они имеют форму зон разломов, которые могут быть прямолинейными или изогнутыми.

В первой трети XX в. для анализа генезиса трещиноватости применяли моделирование (Г. Клоос, Ф. Ю. Левинсон – Лессинг) и детальные полевые исследования с последующей обработкой результатов измерений в форме круговых диаграмм трещиноватости (О. Зейтц, В. Шмидт, И. Штини).

В 30 – 50 -е годы создавались работы по трещиноватости горных пород, в которых был отображен огромный фактический материал для характеристики различных генетических типов трещин и трещиноватости различных горных пород (А. А. Белицкий, Я. Н. Белевцев, Г. В. Тохтуев, В. Н. Данилович, Г. А. Иванов, И. В. Кириллова, Л. И. Лукин, И. П. Кушнарев, А. С. Новикова, Е. Н. Пермьяков, В. Ф. Чернышев, А. В. Пэк). Генезис трещин в горных породах был объяснен в рамках теории формирования тектонических разрывов с помощью деформационных разрушений, развитой в механике (В.В. Белоусов, М. В. Гзовский, Б. Н. Достовалов). Методика исследования трещиноватости отображена в работах Л. Мюллера, Б. П. Беликова, Е. М. Смехова, А. В. Пэка, И. В. Кирилловой, А. В. Королева, Н. И. Кригера, А. В. Михайлова, Л. И. Нейштадт.

Н. Н. Масловым было введено понятие «сети трещин» и говорилось о необходимости детального изучения ряда ее параметров (направление трещин, частота трещин одного направления, зияние трещин, протяженность). М. В. Рац также считал, что для оценки устойчивости массива, для расчета блочности пород, оценки водопроницаемости пород требуются знания целого ряда показателей.

Исследования трещиноватости коллекторов нефти и газа в большом объеме выполнены в СССР под руководством Е. М. Смехова. Этими исследованиями установлены особенности тектонической трещиноватости и микротрещиноватости осадочных горных пород глубоких горизонтов и слоев, выведенных на поверхность [19].

Изучение трещиноватых пластов основывается на зависимости процесса трещинообразования от геологических процессов. Трещиноватость горных пород в основном имеет тектоническое происхождение, формируясь с образованием разломов или при складкообразовании. Чем интенсивнее происходило смещение тектонического блока (чем больше амплитуда смещения), тем более развита система трещин в горной породе.

Система трещин играет важную роль флюидодинамики. Трещины являются естественными путями для флюидов в горных породах, обеспечивая высокую проницаемость и пропускную способность. Однако, свойства трещин могут меняться в разных направлениях, что усложняет процесс добычи нефти. Например, в горных породах могут существовать главные и второстепенные трещины, которые имеют разную направленность и проницаемость, что приводит к неоднородному потоку флюидов внутри пласта. Скважины, попавшие в зону трещиноватости, могут иметь улучшенные дебиты нефти, поскольку трещины представляют собой путь, через который могут протекать углеводороды из пласта с большей эффективностью, чем через поровые каналы. При этом также могут возникать и некоторые проблемы, такие как слияние трещин и потеря давления в пласте, а также преждевременное обводнение.

Основные извлекаемые запасы углеводородов чаще всего сосредоточены именно в трещинной среде, и вырабатываются раньше всего. После извлечения основных запасов УВ в разработку вовлекаются поровые. Тектонические нарушения могут сопровождаться вертикальными трещинами, способствующих тому, что между пластами происходит переток флюидов и формирование многопластовых залежей низкопроницаемые коллекторы.

Разнонаправленность и неоднозначность геологических процессов обуславливает большое разнообразие трещин различного генезиса и размерности. Трещины, образующиеся в осадочных породах, развитых в различных геолого-структурных условиях, весьма существенно различаются по размерам, форме, взаиморасположению, густоте и происхождению.

В.В. Белоусов выделяет трещины скрытые, закрытые и открытые:

– Скрытые трещины, невидимые невооруженным глазом в породе на макроскопическом уровне, могут быть обнаружены с помощью специальных методов насыщения или при механическом воздействии на породы. Наличие этих скрытых трещин существенно увеличивает емкостные свойства породы. Развитие скрытой трещиноватости считается важным качеством, которое широко учитывается в инженерной геологии при строительстве и разработке открытых карьеров.

– Закрытыми трещинами называются трещины, которые заполнены различными минеральными веществами и могут быть видимыми невооруженным глазом. Обычно такие трещины содержат кристаллический кальцит, ангидрит, глину, органические вещества, а иногда могут присутствовать сразу несколько разных минералов. По последовательности выполнения таких трещин можно судить о возрасте их заложения.

– Открытые трещины обладают незначительной раскрытостью, но благодаря отсутствию в них смещения и небольшой ширине зияния сохраняется сплошность пород. Следует отметить, что раскрытость трещин не всегда является результатом их раздвигания. Даже в очень тонкие микротрещины за счет капиллярных сил может проникнуть вода, которая растворяет породу и способствует ее расширению. Открытые трещины являются эффективными, они определяют фильтрацию флюидов (Рисунок 1.1).

В процессе формирования трещин в пласте происходит множество циклических событий, это означает, что открытые трещины могут повторно закрываться в результате выпадения кристаллов из растворов или вторичного заполнения продуктами перетирания пород (катаклаза).

В. В. Белоусов отмечает, что по своему размеру трещины могут быть малыми (внутрислойными) и большими (секущими). Малыми он называет трещины, которые не выходят за пределы одного пласта; они очень широко распространены в земной коре. Результаты моделирования складчатых и разрывных нарушений доказывают существование в земной коре «зон прерывного состояния» горных пород, в которых процесс разрушения еще не достиг своего максимума.



Рисунок 1.1 - Схема классификации трещин в горных породах

Формирование множества трещин в породах определяет повышенную емкость и проницаемость отложений. Крупные тектонические нарушения и сопровождающие их секущие разломы образуют сложную систему трещин. Эти трещины пересекают толщи горных пород и в некоторых случаях представляют собой разрывы огромных размеров: их протяженность по латерали и вертикально может достигать значительных расстояний, иногда простираясь на километры [20].

1.3 Механизм образования трещинной пористости

В соответствии с представлениями геомеханики, напряженное состояние земной коры является нормальным условием ее существования. Это означает, что горные породы всегда находятся в напряженном состоянии и подвержены деформациям. Согласно принципам физики твердого тела, ионы, кристаллической структуры взаимодействуют друг с другом через силы притяжения и отталкивания. Когда на горную породу воздействуют силы, направленные на сдвиг, внутри возникают внутренние силы, противодействия, что приводит к появлению напряженного состояния.

$$\vec{\sigma} = \frac{d\vec{F}}{dS}, \quad (1-1)$$

где σ - представляет напряжение, которое определяется как сила, приложенная к единице площади материала;

F - это дифференциальная сила, действующая на материал;

S - это поперечное сечение материала, на которое действует сила.

Данное уравнение описывает связь между напряжением (σ), силой (F) и площадью (S) в материале, подвергающемся деформации или механической нагрузке. Это уравнение является основным концептом в науке о механике, материалах, инженерии и физике. Уравнение также может быть представлено в виде $F = \sigma \cdot S$, где сила, действующая на материал, пропорциональна произведению напряжения на поперечное сечение площади материала. Связь между напряжением

и деформацией используется для изучения поведения материалов при различных типах нагрузок и деформациях [87, 93, 99].

Напряжение является тензорной величиной, которая имеет направление и величину. Напряжение можно представить в виде вектора в трехмерном пространстве. При нагружении тела на каждом элементе площадки возникают различные типы напряжений, которые могут быть нормальными и касательными. Нормальные напряжения (σ), действуют перпендикулярно к поверхности элемента площадки. Они направлены от внешней силы к внутренним слоям материала и влияют на его сжатие или растяжение. Касательные напряжения (τ), действуют вдоль поверхности элемента площадки (Рисунок 1.2). Они возникают при приложении сил, приводящих к сдвигу или скольжению частей материала друг относительно друга. Каждый элемент площадки может иметь свои собственные напряжения, которые зависят от направления и величины приложенных сил и свойств материала, из которого сделано тело. Для расчета общей силы при деформациях необходимо учитывать все напряжения на каждом элементе площадки.

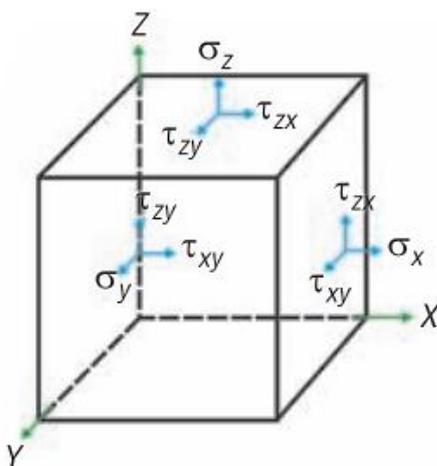


Рисунок 1.2 - Компоненты напряжений, действующих на грани элементарного параллелепипеда

Если обозначить напряжение как σ , то его можно представить в виде вектора с компонентами σ_x , σ_y и σ_z . Формула для векторной величины напряжения в трехмерном пространстве будет выглядеть следующим образом:

$$\sigma = [\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z]. \quad (1-2)$$

В этой формуле σ_x , σ_y и σ_z являются компонентами напряжения в трех ортогональных направлениях в пространстве. Направления этих осей могут быть любыми, в зависимости от выбранной системы координат. Если необходимо учитывать касательные напряжения, то напряжение будет представлено не только в виде вектора σ , но и дополнительным вектором касательных напряжений τ .

В результате, состояние внутренних напряжений в небольшом объеме породы описывается девятью компонентами, в виде матрицы, которая называется тензором напряжений. Тензор (Рисунок 1.3) напряжения описывает распределение сил в материале и зависит от направления.

$$T_{\sigma} = \begin{vmatrix} \sigma & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{vmatrix}$$

Рисунок 1.3 - Матрица тензора напряжения

В геологии для оценки напряжений и деформаций в земной коре широко используется эллипсоид деформации (или эллипсоид напряжений) вместо тензора напряжений. Это обусловлено тем, что земная кора является неоднородной и анизотропной, и поэтому распределение напряжений и деформаций в ней может быть довольно сложным. Эллипсоид деформации представляет собой геометрическую модель, которая позволяет описывать распределение напряжений и деформаций в трехмерном пространстве в более простой и наглядной форме, чем тензор напряжений. Он является геометрическим объектом, состоящим из трех взаимно перпендикулярных осей, которые отображают направления максимальной, средней и минимальной деформации в данной точке.

Эллипсоид деформации (Рисунок 1.4) используется для определения направления и величины главных напряжений, которые могут в свою очередь использоваться для прогнозирования различных геологических процессов, таких

как тектонические нарушения. Кроме того, использование эллипсоида упрощает интерпретацию геологических данных, так как он позволяет геологам визуализировать направления деформаций и установить связь между направлениями деформаций и геологическими структурами [5, 6].

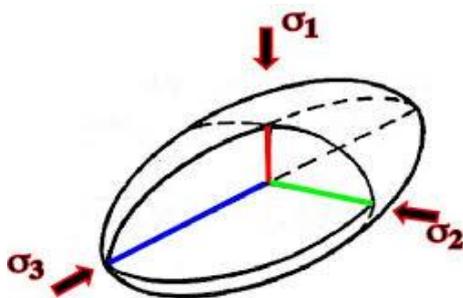


Рисунок 1.4 - Эллипсоид напряжений

Механические свойства горных пород - свойства, которые определяют поведение горных пород при их деформировании. Понятие о деформациях ввел во второй половине XIX в. Л. Навье. Так как горные породы характеризуются различным составом, неоднородной структурой, обладают дифференциально-упругими свойствами. То есть модули упругости и деформационные характеристики зависят от направления и интенсивности приложенных нагрузок. Выделяют три последовательных стадии деформации горных пород: упругую, пластическую и хрупкую.

– *Упругая деформация* - это стадия, когда горная порода подвергается деформации без постоянного изменения ее формы и объема. Приложенная сила вызывает натяжение в горной породе, которое может быть выражено в виде закона Гука. После снятия нагрузки горная порода возвращается к своей исходной форме и объему. Упругие свойства горных пород являются важными для понимания их поведения при действии механических нагрузок, так как они определяют возможность горной породы выдерживать давление без постоянной деформации.

– *Пластическая деформация* - это стадия, когда горная порода продолжает деформироваться при продолжительном воздействии приложенной силы. На этой стадии горная порода теряет свою упругость и начинает пластически

деформироваться. Примером пластической деформации является текучесть горных пород, которая проявляется в их способности деформироваться без разрушения под действием постоянной силы. На этой стадии образуются складки.

– *Хрупкая или разрывная деформация (разрушение)* наступает, когда тектонические силы превышают предел прочности породы, что приводит к ее деформации с потерей целостности структуры. Это проявляется в образовании тектонических трещин отрыва и скалывания, когда порода неспособна сопротивляться дальнейшему нагружению. Причинами такого разрушения могут быть избыточная нагрузка, циклические или динамические воздействия. В результате этой стадии происходит необратимое изменение формы и объема горной породы, что приводит к ее окончательному разрушению.

Зависимость между напряжением (σ) и деформацией (ϵ) удобнее рассмотреть с помощью графика $\epsilon = f(\sigma)$ в системе прямоугольных координат (Рисунок 1.5).

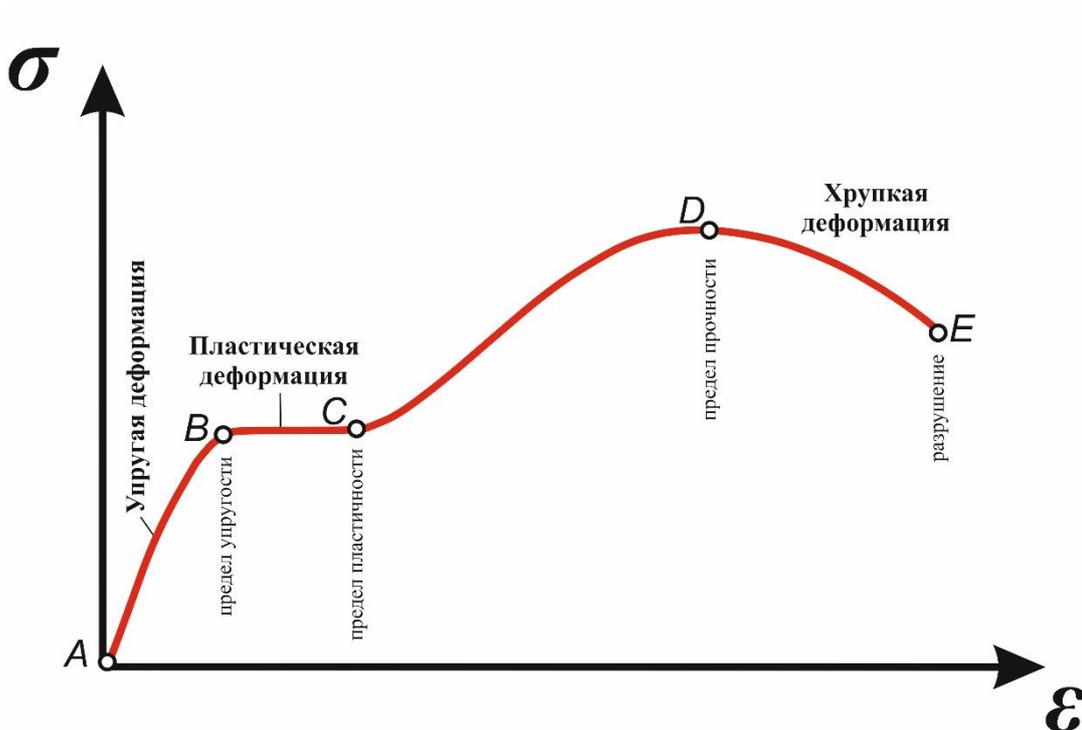


Рисунок 1.5 - График процесса деформации

Виды деформации и напряженного состояния определяются системой приложенных сил и соответствующей системой напряжений. Варианты

деформации и напряженного состояния включают сжатие, растяжение, изгиб, сдвиг и кручение.

При одноосном сжатии усилия действуют в направлении оси сжатия σ_1 . При этом, напряжения, действующие в плоскостях, перпендикулярных к этой оси, будут равны и составляют $\sigma_2 = \sigma_3$. Данный вид напряженного состояния часто возникает в зонах коллизий, где плиты земной коры сталкиваются между собой. В результате сжатия горных пород могут возникать различные деформации, такие как складки, разломы и трещины.

Напряженное состояние горных пород при одноосном растяжении характеризуется наличием главных напряжений σ_1 , σ_2 и σ_3 , расположенных в плоскостях, перпендикулярных к оси растяжения. При этом σ_1 является напряжением растяжения, а σ_2 и σ_3 являются напряжениями сжатия и равны друг другу: $\sigma_2 = \sigma_3$. Одноосное растяжение может возникать, например, в зонах растяжения коры, в рифтовых зонах, где происходит расширение земной коры и разломы могут возникать вдоль направления растяжения.

В трехосном сжатии, напряжение определяется соотношением трех нагрузок (σ_1 , σ_2 , σ_3). Обычно значения σ_1 , σ_2 и σ_3 различны ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$), однако исследования показывают, что наибольшую роль в деформационных процессах играют крайние напряжения σ_1 и σ_3 , в то время как влияние промежуточного напряжения, действующего в перпендикулярной плоскости, ограничено не более чем 15%. Поэтому типичную тектоническую ситуацию можно описать как состояние двухосного напряжения.

Распределение напряжений в процессе изгиба может быть лучше изучено на примере формирования складок. Во внешней области формирующейся дуги возникают напряжения, причиной которых является растяжение (σ_3), в то время как во внутренней области возникают напряжения сжатия (σ_1). Значения этих напряжений уменьшаются по мере продвижения вглубь слоя и достигают нулевого значения вдоль определенной нейтральной поверхности. Изгиб слоя является результатом упруговязкой деформации, при этом упругая составляющая в современных складках полностью подверглась полной релаксации. В связи с этим,

смятые пласты не восстанавливают свою исходную форму даже после разгрузки. Упруговязкая деформация имеет ограниченную величину, и образование разрывных нарушений начинается, когда в условиях формирования складок достигается предельное значение деформации. Обычно прочность на сжатие превышает предел прочности на растяжение в 10-30 раз, поэтому после достижения предела упругого течения, породы во внешней части дуги, где возникают наибольшие растягивающие напряжения (σ_3), начинают разрушаться в первую очередь.

В результате приложения пары сил происходит смещение элемента, что приводит к возникновению деформации сдвига. Оси наименьшего (σ_3) и наибольшего (σ_1) напряжений направлены по диагонали относительно векторов приложенных сил, в то время как ось промежуточного напряжения (σ_2) перпендикулярна к плоскости, на которой действуют эти векторы. В процессе деформации оси наименьшего и наибольшего напряжений изменяют своё положение, перемещаясь в соответствии с деформацией элемента, а ось промежуточного напряжения не перемещается.

Вертикальные движения разной амплитуды, формируют деформацию кручения. Такая комбинация напряжений, сопровождается изгибом горной породы в двух перпендикулярных плоскостях. Воздействие внешних сил вызывают деформации в материале: нормальные напряжения приводят к изменению линейных размеров образца, а касательные напряжения влияют на его форму.

В зависимости от соотношения напряжений σ_1 , σ_2 , σ_3 , складкообразующих факторов, а также от наличия возможности расширения среды и разрыва в любом направлении могут возникать различные типы разрывных нарушений такие как сбросы, взбросы, надвиги, раздвиги, сдвиги или тектонические покровы. В случае отсутствия возможности расширения среды, процесс разрушения завершается формированием трещин [5].

1.4 Тектонические трещины

Тектонические трещины широко распространены в породах земной коры и образуются из-за напряжений, вызванных тектоническими движениями. Формирование трещин связано с образованием складок, разломов, которые проявляются в разных масштабах в зависимости от источника напряжений. Появление и характер трещин зависят от сложной взаимосвязи структуры земной коры и тектонических сил, которые могут варьировать в разных географических областях [10, 93].

Микротрещины, которые образуются в результате воздействия тектонических напряжений на горные породы включая катагенетическо-тектонические, трещины разгрузки и собственно тектонические, имеют гораздо большую протяженность по сравнению с литогенетическими трещинами. Время их возникновения различно и определяется изменением напряжений, действующих на горную породу.

Чаще всего открытые трещины являются эффективными, поскольку они активно участвуют в фильтрации флюидов и способствуют формированию вторичной пористости [8].

Тектонические трещины подразделяются на несколько групп (Рисунок 1.6):

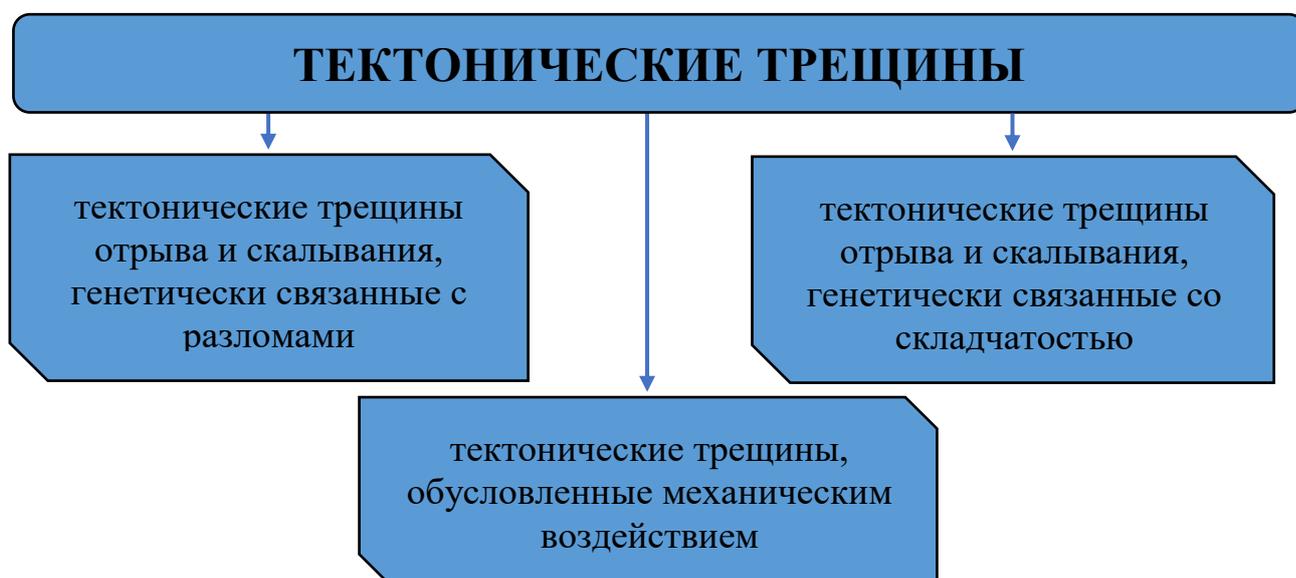


Рисунок 1.6 - Группы тектонических трещин

Внутри этих групп можно выделить подгруппы трещин: региональную тектоническую трещиноватость, связанную с развитием крупных геологических структур, и локальную тектоническую трещиноватость, обусловленную формированием отдельных складок и разломов. Трещины, которые сопровождают отдельные разломы, обычно называются трещинами оперения [23].

Тектонические трещины отрыва и скалывания, генетически связанные с разломами. Динамические нагрузки, которые возникают в зонах разломов, приводят к растрескиванию пород и возникновению сложной взаимосвязанной системы макро – и микротрещин. То есть разрывные нарушения образуют вокруг себя зону дробления породы. Эта область называется областью динамического влияния, и в зависимости от размера трещин, определяется масштаб возникновения разлома. Мощность таких зон дробления, связанных с региональными тектоническими нарушениями, обычно составляет 2-3 км (доходит до 5 км).

Тектонические трещины отрыва и скалывания являются одними из наиболее распространенных деструктивных форм, генетически связанными с разломами. Трещины отрыва образуются в результате движения горных пород относительно друг друга вдоль разлома. Эти трещины располагаются перпендикулярно к разлому и образуются под влиянием растягивающих напряжений. Они могут иметь различные размеры, от нескольких миллиметров до нескольких метров в ширину. Трещины скалывания образуются под воздействием сжимающих напряжений и располагаются параллельно к разлому. Они могут иметь глубокий характер и простираются глубоко в горную породу.

В результате формируется двойная среда, состоящая из поровых блоков, которые вмещают в себя УВ, и сети трещин, которая служит путями миграции для перемещения и транспортировки нефти.

Тектонические трещины отрыва и скалывания, генетически связанные со складчатостью. Одним из основных механизмом образования трещин является процесс складкообразования. Трещины, относящиеся к складкам, по большому счёту представлены процессом растяжения. Выделяются две основные системы трещин, относящихся к складкам:

– В результате действия главного напряжения σ_1 вдоль падения напластования на крыле складки и второстепенных напряжений σ_3 и σ_2 , параллельных плоскости напластования и перпендикулярных напластованию соответственно. Такая система смежных трещин обычно отличается высокой протяженностью в вертикальном и горизонтальном направлениях, что облегчает перемещение флюидов на большие расстояния.

– В результате действия главного напряжения σ_1 вдоль плоскости напластования параллельно шарниру складки и второстепенных напряжений σ_3 и σ_2 вдоль падения напластования на крыле складки и перпендикулярно напластованию соответственно. Данный тип смежных трещин обычно характеризуется небольшой протяженностью, но обладает весьма хорошими фильтрационными свойствами, что обусловлено высокой плотностью их расположения.

Трещины, обусловленные механическим воздействием. Для образования подобных трещин необходимо механическое воздействие, которое может быть вызвано различными факторами как внешними, так и внутренними. Внешние факторы включают такие явления, как эрозия, ледниковые движения и др. Внутренние факторы, такие как избыточное давление и термический удар, могут также вызывать трещины в породах. Сжатие пород может происходить при коллизионных процессах двух литосферных плит, а растяжение происходит при поднятии горных массивов или растяжении земной коры в процессе рифтообразования.

Механическое воздействие на горные породы может вызывать различные типы трещин:

- трещины продольного смещения;
- трещины поперечного смещения;
- трещины растяжения (расщелины).

Эти трещины могут быть связаны с направлением напряжения и ориентацией породы, а также с ее механическими свойствами. В целом, механическое воздействие на горные породы - это сложный процесс, который зависит от многих

факторов, таких как напряжение, скорость нагружения, температура, влажность и другие физические свойства породы.

1.4.1 Трещины отрыва и трещины скалывания

Вне зависимости от источника нагрузки, формируются два типа разрывов: трещины отрыва, возникающие в результате упругой деформации, и трещины скалывания, которые образуются после значительной пластической деформации.

– Трещины отрыва (раскола) являются результатом воздействия сжимающих и растягивающих сил на породу. Они формируются в плоскости, параллельной направлению сжатия и перпендикулярной направлению растягивания. Когда величина растягивающих сил превышает предел прочности породы на отрыв, происходит образование трещин. Форма трещин отрыва обычно не является прямолинейной и зависит от физико-механических свойств породы. Они могут огибать более твердые включения в породе и часто меняют свою ориентацию или затухают по мере распространения. Размеры трещин отрыва могут варьировать в широких пределах, начиная от микроскопических размеров до нескольких десятков или сот метров в длину, при ширине открытия от миллиметров до метров. Обычно эти трещины приоткрыты и могут служить каналами миграции.

Региональные трещины отрыва характеризуются крутым или вертикальным наклоном, прямолинейной формой и открытым характером. Они часто формируют речную и овражную сеть, соответствующую планам расположения этих трещин. Эти трещины развиваются в чехлах платформ и орогенных комплексах.

Локальные трещины отрыва образуются на участках, где происходило растяжение при формировании складок и разрывов. Они возникают на сводах пологих куполовидных поднятий, в областях крутого погружения шарниров и в ядрах складок, а также на смыкающих крыльях флексур.

– Трещины скалывания обычно ориентированы прямолинейно, имеют большую протяженность и не зависят от физико-механических свойств породы. Они образуются под углом около 45° к направлениям сжимающих и

растягивающих сил, образуя сопряженные системы трещин. Это связано с определенными особенностями напряженно-деформированного состояния породы при действии внешних нагрузок. На стенках таких трещин могут быть видны штрихи, борозды, ступени и зеркала скольжения, которые свидетельствуют о процессе перемещения породы. А также следы глинки трения, которая образуется в результате мелкого перетирания породы при ее смещении [91].

1.4.2 Вторичные изменения зон трещиноватости

Дизъюнктивные нарушения, формирующиеся в результате тектонической активности, образуют вокруг себя зоны дробления породы (сеть трещин). Образуется двойная среда, представленная поровыми блоками, вмещающими УВ, и сети трещин благодаря которой создается повышенная проницаемость, происходит миграции глубинных флюидов вверх по разрезу. В результате этого происходят значительные постседиментационные преобразования минерального состава отложений и изменяются свойства пород-коллекторов всего осадочного чехла. Степень таких трансформаций минерального состава структуры порового пространства пород-коллекторов зависит от удаленности от проводящих дизъюнктивных нарушений, по которым циркулируют агрессивные гидротермальные растворы.

Все эти вторичные изменения пород – коллекторов могут оказывать как положительное, так и отрицательное влияние на фильтрационно – емкостные свойства (ФЕС) пород – коллекторов. Результатом этого влияния является значительное усложнение порового пространства резервуара [43].

Вторичные парагенезисы развиты крайне неравномерно в осадочных породах Западно – Сибирской плиты. В наиболее активных тектонических зонах они могут практически полностью изменять первичные вещественные и структурно – текстурные признаки осадочных пород, сильно затрудняя разработку этих объектов [26, 27, 28, 29].

Одним из самых распространенных процессов метасоматических преобразований, встречающихся в породах-коллекторах на территории Западно-

Сибирской плиты, является процесс выщелачивания, который тесно и связан с процессом вторичного минералообразования. Интенсивность и характер вторичных парагенезисов имеют значительное влияние не только на связность коллектора, но и на неоднородность резервуара в целом. Геологические неоднородности, в большинстве случаев, связаны с особенностями процессов осадконакопления продуктивных отложений [30] или с вторичными процессами, происходящими после накопления отложений (постседиментационными) [62, 63]. Качество геологической модели определяется ее способностью корректно воспроизводить неоднородности природного резервуара, что помогает выявить анизотропию свойств, различные типы вторичных изменений и степень их влияния на фильтрационно-емкостные характеристики, а, в конечном итоге, на объемы подвижных запасов и коэффициент извлечения нефти (КИН). Следует добавить, что большинство вторичных изменений неравномерно распределены как по разрезу, так и по площади продуктивных пластов.

Процесс карбонатизации отмечается как наиболее часто встречаемый из вторичных изменений коллектора, который приводит к ухудшению фильтрационно-емкостные свойства пород и снижению уровня добычи. Карбонаты заполняют поры между сохранившимися обломками, могут залечивать имеющиеся открытые поры и трещины. По данным изучения кернового материала и описания шлифов на месторождениях ШНГР (Ловинская, Лазаревская, Тальниковая площади) отмечаются как макро- так и микротрещины, многочисленные поры выщелачивания, выполненные кальцитом. Выделяются трещиноватые песчаники и алевролиты с карбонатным цементом. По петрографическим данным шлифов кальцит, доломит и сидерит выделяются как акцессорные минералы, образованные за счет вторичных процессов [43].

По мнению А. В. Поднебесных, изучающего вторичные изменения пород-коллекторов, образование различных карбонатов способствовала тектоническая активизация. Во время такого происходит перераспределение воды и растворенных минералов в породах, что приводит к образованию карбонатного цемента в поровом пространстве. Кроме того, тектоническая трещиноватость в

породах, создает дополнительные условия для проникновения растворов, содержащих карбонаты.

1.4.3 Катаклазиты и милониты

Деформационные процессы земной коры приводит к образованию блоков и межблокового пространства. Зона дизъюнктивного нарушения - это динамическая система, обладающая анизотропией свойств. Это обусловлено образованием в зоне деструкции пород катакластического типа, которые изменяют фильтрационные свойства пород.

В процессе деформации в зависимости от температуры и давления, происходят преобразования структурно-текстурных особенностей и минерального состава горных пород межблокового пространства. Вследствие чего, образуется широкий спектр особых пород катакластического типа, объединённых под общим названием тектониты (Рисунок 1.7). К ним относятся все раздробленные и перетертые породы, сопровождающие разрывные нарушения, от тектонической брекчий, глинки трения до милонитов.

Можно выделить две основные разновидности тектонитов: катакластические тектониты (катаклазиты) образуются в результате хрупкого разрушения пород; стресс-метаморфические тектониты (стресс-тектониты) образуются в результате пластического течения.

При катаклазе происходит процесс разрушения монолитной породы без признаков действия механизмов внутрикристаллической пластической деформации, рекристаллизации и растворения под давлением. Хрупкие минералы подвергаются дроблению, а пластичные смятию и образованию зеркал скольжения. Преобладающий механизм (микротрещиноватость) образование множества трещин, вдоль которых происходит смещение одних частей относительно других. Цементация связующей тонкозернистой массы катаклазитов происходит в результате повышенного всестороннего давления при участии флюидов. В условиях высокой проницаемости зон разрывов матрикс часто замещается

различными метасамотическими минералами, в том числе, и более поздним кварцем [42, 43, 48, 53].

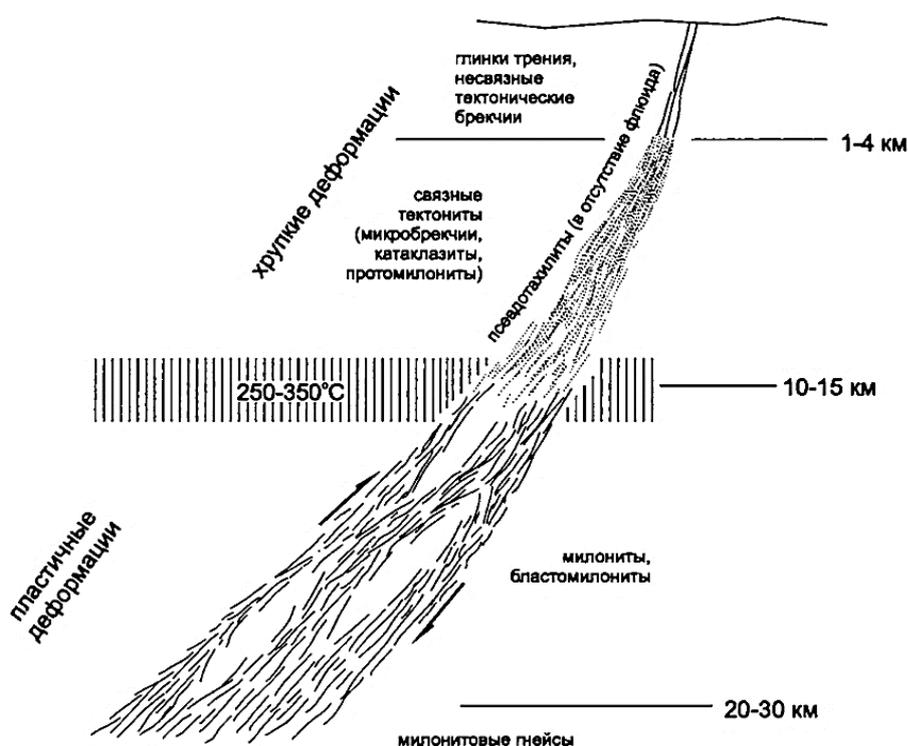


Рисунок 1.7 - Распределение различных типов тектонитов глубинного разлома [Sibson, 1977; White et al., 1980; Higgins, 1971]

Смена хрупких деформаций (процесс катаклаза и брекчирование пород) пластическими (образование милонитов) происходит на глубине 10 - 15 км при температуре около 250 - 300 °С.

Совершенно другой тип деформации наблюдается при образовании милонитов. Хрупкая деформация сменяется пластической, при которой уменьшение размеров зерен происходит за счет динамической рекристаллизации, основными механизмами которой являются миграция по границам зерен и вращение субзерен. Характерная особенность милонитов состоит в том, что часто имеют ленточную или волокнистую текстуру и помимо тонко истертого матрикса, присутствуют более крупные обломки - порфирокласты.

На месторождениях Шаимского НГР глубина залегания продуктивных отложений составляет 2,5 - 3 км. На данной глубине при относительно низких

термобарических условиях в процессе перемещения блоков по сместителю формируются несвязные породы, к которым относится тектоническая брекчия и глинка трения. Степень измельчения пород зависит от интенсивности движений по разлому, характеру исходных пород и всестороннего давления. Разломные (несвязные тектонические) брекчии характеризуются содержанием обломков, размеры которых больше обломков матрикса.

На плоскости сместителя в результате трения блоков и сопутствующего метаморфизма в зоне деструкции образуется «глинка трения», препятствующая латеральной миграции УВ. Глинки трения - это окатанные или угловатые зерна первичной породы, погруженные в матрикс из тонкоизмельченных частиц глинистой размерности.

В работах А. А. Шпиндлера рассматривалась зависимость проводимости зоны деструктивных нарушений от количества «глинки трения», которая присутствует в зоне разлома. Установлено, что амплитуда смещения разлома напрямую влияет на толщину слоя «глинки». В следствии этого с увеличением амплитуды смещения разлома возрастает сила трения между блоками, толщина слоя «глинки» на поверхности сместителя становится больше. Экранирующие свойства данной поверхности проявляются сильнее, а разлом становится менее проводимым [81].

Результаты вторичных изменений и образование катакластических пород приводят к различиям в фильтрационно-емкостных свойствах и образованию капиллярных "барьеров" на границах с разными ФЕС и в зонах деструкции, что создает препятствия для фильтрации флюидов.

1.5 Капиллярные барьеры

На движение флюидов в условиях зональной неоднородности существенное влияние оказывают капиллярные барьеры первого рода. Образование которых обусловлено контрастной изменчивостью фильтрационных свойств пород. Такого рода условия, как правило возникают на стыках фаций, выраженных разными

литотипами пород или в зонах деструктивных нарушений, за счет изменения по латерали структуры порового пространства. При изменении размера поровых каналов системы изменение как проницаемости, так и капиллярного давления. Образование барьерных условий способствует снижению пластового давления в смежных блоках за счёт длительного процесса разработки [11].

Одними из ключевых параметров, влияющих на распределение воды, нефти и газа в природных резервуарах, являются капиллярные эффекты. Эти эффекты зависят от свойств породы-коллектора, а именно от ее смачиваемости и капиллярного давления. Согласно закону Юнга-Лапласа, капиллярное давление при наличии двух несмешивающихся фаз в пористой среде пропорционально произведению межфазного натяжения на кривизну межфазной поверхности.

Капиллярное давление - это давление, которое проявляется в пористых материалах или в тонких капиллярах, вызванное силой поверхностного натяжения жидкости и кривизной межфазной поверхности. Оно определяется формулой:

$$\Delta P = (2\gamma \cos\theta) / r, \quad (1-3)$$

где ΔP - капиллярное давление;

γ - коэффициент поверхностного натяжения;

θ - угол смачивания;

r - радиус капилляра.

Таким образом, капиллярное давление зависит от коэффициента поверхностного натяжения жидкости и угла смачивания, который определяется свойствами материала, на котором находится жидкость. Но основным фактором, определяющим величину капиллярного давления, - это радиус порового канала, через который происходит протекание жидкости. Чем меньше радиус канала, тем выше капиллярное давление, которое возникает в нем.

В терригенных породах с широким диапазоном проницаемости, капиллярное давление обладает обратной зависимостью: при более низкой проницаемости соответствует более высокое капиллярное давление. Следовательно,

сверхкапиллярные породы-коллекторы с высокой проницаемостью имеют наименьшие по модулю значения капиллярного давления, в то время как глинистые породы имеют максимальные значения [11].

Капиллярное давление в гидрофильных породах стремится не допустить перемещения УВ из областей с крупными порами, где создаются наиболее благоприятные условия для нефти и газа, в области с мелкими порами. Капиллярное давление положительно, это означает, что давление внутри нефти превышает давление воды на определенную величину капиллярного давления. При этом поверхность контакта между флюидами и поровыми стенками имеет вогнутую форму в сторону водной фазы.

В гидрофильном коллекторе нефти энергетически выгодно занимать относительно крупные поры и трещины, а воде мелкие. Вода в первую очередь стремится вытеснить нефть из сравнительно мелких пор, что может привести к формированию языков обводнения вокруг крупнопоровых разностей коллекторов.

Таким образом, капиллярные давления и фильтрационно-емкостные свойства пород тесно связаны между собой, и изменение одного из этих свойств влияет на другое. Уменьшение диаметра пор может повысить капиллярные давления и уменьшить проницаемость породы, что приведет к снижению ее фильтрационной способности. Стоит отметить, что образование капиллярных барьеров в зонах тектонических нарушений связано с различными геологическими процессами, которые препятствуют движению жидкости.

В зонах деструкции, как описывалось выше, породы подвергаются стрессовым напряжениям и деформациям, что приводит к образованию трещин. В таких зонах происходит изменение структуры порового пространства и характеристик капиллярных процессов. Если по плоскости сместителя образовался контакт разных литотипов, то между этими породами создаются условия для возникновения капиллярных барьеров.

Препятствия на пути фильтрации УВ могут вызывать вторичные процессы, протекающие в зонах тектонических нарушений. Метасоматические преобразования пород-коллекторов, процессы выщелачивания и вторичные

минералообразования, которые связаны с миграцией глубинных флюидов. Как один из результатов это «залечивание» трещин.

Кроме того, зонам деструкции сопутствуют перетертые и раздробленные породы, так называемые тектониты. Такие заполнения создают дополнительные условия, которые препятствуют гидродинамической связи. Следовательно, ранжирование разрывных нарушений на «проводящие» и «непроводящие» весьма важная задача при разработке залежей нефти. В целом, образование капиллярных барьеров в зонах тектонических нарушений является достаточно сложным процессом, который однозначно влияет на выработку и разработку залежей нефти.

Выводы к главе 1

На основе обобщения, анализа и систематизация научной и научно-технической литературы по геологическому строению обозначены основные проблемы влияния тектонических нарушений на геологические характеристики продуктивных отложений:

1. Зона дизъюнктивного нарушения - это динамическая система, обладающая анизотропией свойств. Это обусловлено рядом факторов, в том числе палеогеографическими и палеотектоническими условиями развития месторождений Шаимской группы.

2. Дизъюнктивные дислокации сопровождаются геологическими процессами, которые влияют на фильтрационно-емкостные характеристики продуктивных отложений.

2.1 Динамические нагрузки, характерные для зон тектонических нарушений, приводят к механическому разрушению пород и образованию сложной системы трещин различного уровня от крупных макротрещин до мельчайших микротрещин. То есть разрывные нарушения образуют вокруг себя область динамического влияния, и в зависимости от направленности и размера трещин, определяется масштаб влияния. Показатель трещинной пустотности играет значительную роль в процессах выработки запасов нефти из коллекторов с двойной пористостью.

2.2 Вторичные изменения, связанные с процессами выщелачивания и образованием вторичных минеральных веществ. По данным изучения кернового материала и описания шлифов на месторождениях ШНГР отмечаются как макротак и микротрещины, многочисленные поры выщелачивания, выполненные кальцитом. Результатом этого влияния является значительное усложнение порового пространства резервуара.

2.3 Возникновение особых раздроблено-перетертых пород заполнения зон тектонических нарушений. В процессе деформации в зависимости от температуры и давления, происходят преобразования структурно-текстурных особенностей и минерального состава горных пород межблокового пространства. Вследствие чего образуется широкий спектр особых пород катакластического типа. На месторождениях Шаимского НГР глубина залегания продуктивных отложений составляет 2,5 - 3 км. На данной глубине при относительно низких термобарических условиях в процессе перемещения блоков по сместителю формируются несвязные породы, к которым относится тектоническая брекчия и глинка трения.

3. Ранжирование разрывных нарушений на «проводящие» и «непроводящие» и оценка влияния зон тектонических нарушений на выработку остаточных запасов юрско-нижнемеловых продуктивных отложений имеет весьма важное значение. Выявлены следующие направления обозначенной проблемы:

3.1 Совершенствование научно-обоснованного способа определения проводимости разрывных нарушений при разработке нефтяных месторождений.

3.2 При проектировании системы разработки открытых и вновь открываемых месторождений необходимо учитывать проводимость разрывных нарушений, которые существенно влияют на эффективность выработки запасов нефти.

ГЛАВА 2. ИЗУЧЕННОСТЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

2.1 Общие сведения

Шаимский нефтегазоносный район (ШНГР) является одним из перспективных объектов для исследования. Он расположен в центральной части Приуральской нефтегазоносной области на территории Ханты-Мансийского автономного округа, охватывая Советский и Кондинский административные районы, и находится рядом с границей Свердловской области (Рисунок 2.1). Этот район является одним из старейших объектов освоения в Западной Сибири и продолжает оставаться актуальным для изучения.

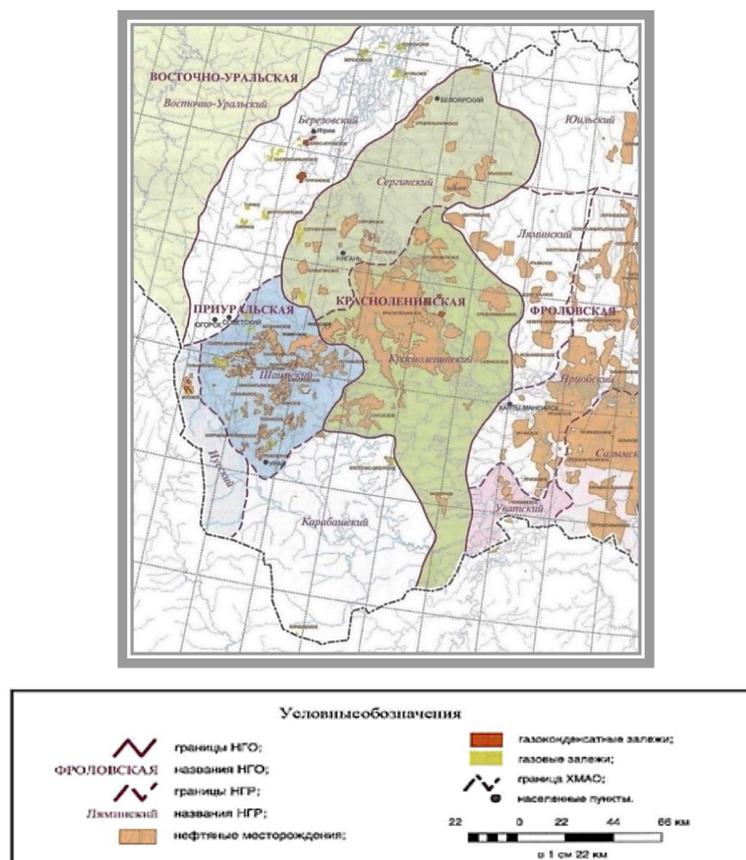


Рисунок 2.1 - Фрагмент карты нефтегеологического районирования территории Ханты-Мансийского автономного округа. Научно-Аналитический центр РН ХМАО, 2001 г., /под редакцией А. В. Шпильмана, Г. П. Мясниковой

Поиски нефти в Шаимском регионе начаты более полувека назад. В 1959 году вблизи села Шаим по рекомендациям геофизиков пробурена первая поисковая скважина. А 1960 году на юге района открыто первое, в истории Западной Сибири нефтяное месторождение, Трехозерное в верхнеюрских отложениях. С момента открытия первого месторождения в зоне контакта доюрских пород с юрскими выявлено свыше 70 залежей. Открыто и введено в эксплуатацию более 30 месторождений нефти [59].

В настоящее время основная добыча нефти обеспечивается месторождениями, находящимися на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой степенью выработки запасов и обводненности добываемой продукции. По геологическому строению месторождения района исследования относятся к группе «сложных» или «очень сложных». Залежи тектонически нарушены, выделяются литологические замещения, вторичные изменения пород коллекторов, высокая анизотропия фильтрационно-емкостных характеристик по площади и разрезу. Остаточные запасы относятся к «трудноизвлекаемым».

Тем не менее, стоит отметить потенциал увеличения извлекаемых запасов нефти Шаимского нефтегазоносного района, что подтверждает актуальность решаемых в работе проблем, теоретическую и практическую значимость ожидаемых результатов исследований [26].

Впервые, гипотеза о перспективах нефтегазоносности юрских отложений была высказана академиком И. М. Губкиным в 1932 году. По его мнению, предполагалось, что вдоль восточного склона Урала развиты юрские отложения такого же типа, как и в Челябинском районе угольных месторождений. Считалось, что угольная фация, характеризующая отложениями прибрежного типа, возникающая в озерно – лагунных условиях, сменялась к востоку в сторону открытого моря осадками сапропелитового характера.

Теория И. М. Губкина предполагала, что в зонах глубоких депрессий осадки сапропелевого характера попадают в благоприятные условия для возникновения диффузно – рассеянной нефти. Также предполагалось, что по краю

Западно – Сибирской депрессии могут встречаться структуры, благоприятные для скопления углеводородов. При проявлении тектоники, нефть концентрировалась в поднятых краях депрессии, где происходило ее скопление или образование нефтяных залежей.

В конце 50-х и начала 70-х годов установлено, что континентальные и прибрежно - морские фации юры Западно - Сибирского осадочного бассейна сменяются морскими от центра в северном направлении. Установлено, что в волжский (титонский) и раннеберриаский века морские осадки (тутлеймская свиты) были обогащены планктоно- и бентосными организмами. В течении последних 100 - 80 млн лет эти отложения находились в термодинамических условиях, отвечающих главной зоне нефтеобразования и генерировали огромные массы углеводородов (УВ).

Подтверждением данной гипотезы стало изменение направления геолого – разведочных работ (ГРП) Шаимском районе в сторону тюменской свиты, с отложениями которой связано более 60% начальных извлекаемых запасов нефти [3].

Также установлено, что по краям внутренних депрессий в осадочном чехле Западно - Сибирского осадочного бассейна расположены крупные тектонические структуры (Сургутский, Нижневартовский, Краснотенинский, Каймысовский, Северный и др. своды), благоприятные для скопления УВ, к которым относится Шаимский нефтегазоносный район (Рисунок 2.2) [59].

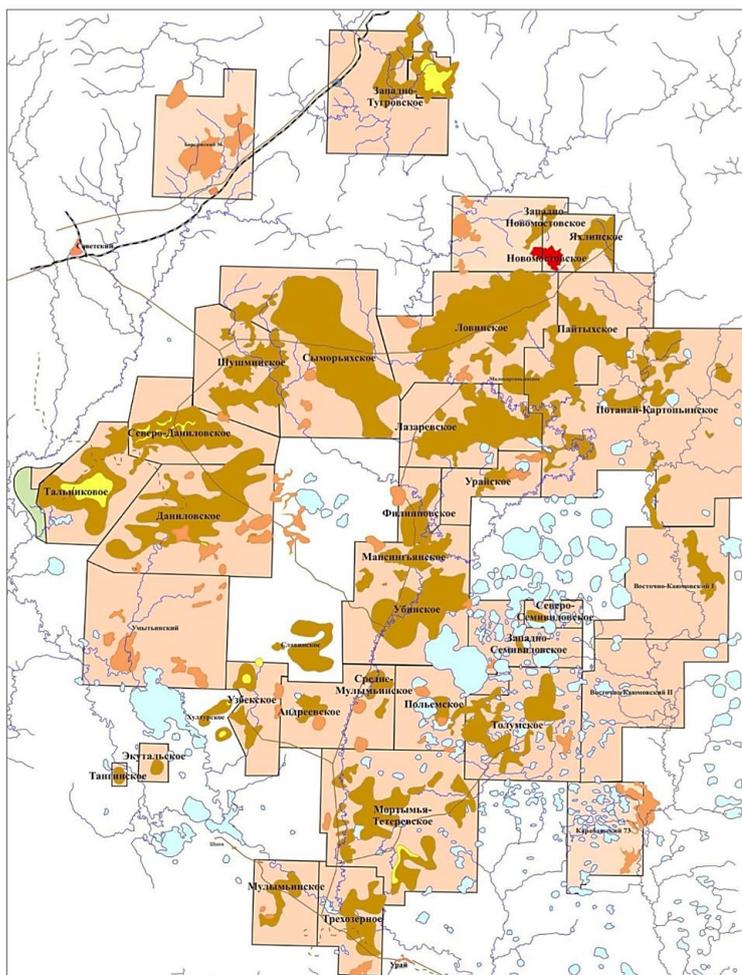


Рисунок 2.2 – Обзорная схема Шаймского нефтегазоносного района

2.2 Геолого-геофизическая изученность

Планомерное изучение геологического строения западной части Западно-Сибирской низменности и, в частности, Шаймского нефтегазоносного района началось с 50-х годов, когда Западно-Сибирское геологическое управление начало проводить геологическую съемку масштаба 1:1 000 000. Одновременно с этим, по плану, утвержденному Министерством геологии СССР в 1947 году, начинается бурение сети опорных скважин. Наиболее близкими к Шаймскому нефтегазоносному району были Кузнецовская и Леушинская опорные скважины, позволившие составить общее представление о разрезе мезо-кайнозойских отложений Приуральской части Западно-Сибирской низменности.

В период с 1949 г. по 1963 г. проведены следующие работы:

- аэромагнитные съемки масштабов 1:1 000 000; 1: 200 000;
- электроразведочные работы масштабов 1:500 000; 1:200 000;
- аэрогравиметрическая съемка масштаба 1:1 000 000.

В 1951 году в результате работ Всесоюзного аэрогеологического треста была составлена геологическая карта Западной Сибири в масштабе 1:100000. С 1952 года начинается систематическое изучение строения при помощи геофизических методов. В 1952-1956 годах проводятся аэромагнитные и аэрогравиметрические съемки на территории Кондинского района, по результатам которых выделены различные тектонические зоны.

Первые сведения по стратиграфии и литологии мезо-кайнозойского чехла в Кондинском районе получены в 1954 году по результатам бурения Леушинской опорной скважины. В этом же году по долине реки Конда проводится структурно-картировочное бурение по профилю Почерах-Болчары. В результате бурения изучены четвертичные, палеогеновые и верхняя часть меловых отложений.

В 1956-1958 гг. с целью изучения регионального геологического строения по верхним горизонтам мезо-кайнозоя трестом «Тюменьгеология» проведен профиль колонковых скважин. В период 1958-1959 гг. в результате региональных исследований, проведенных геофизическими партиями № 4/58, 3/58, 30/58 выявлена положительная структура – Шаимский вал.

В период с 1958 по 1959 годы были проведены исследования с целью более подробного изучения строения Шаимского вала. Эти исследования включали площадные сейсмические работы и гравиметрическую съемку масштаба 1:100 000. С начала 1958 года также начались рекогносцировочные работы МОВ по рекам. В результате этих работ были выявлены общие закономерности геологического строения региона, составлены первые схемы тектонического строения фундамента и осадочного чехла с выделением крупных тектонических элементов.

Основной целью геологоразведочных работ на региональном этапе было изучение закономерностей геологического строения района, определение первоочередных районов и литолого-стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ.

С начала 60-х годов на многих перспективных структурах начинаются площадные сейсморазведочные работы, проводимые партиями экспедиций Тюменского территориального геологического управления (Ханты-Мансийский, Верхнекондинская, Кондинская, Шаимские экспедиции). Совместно с глубоким поисково-разведочным бурением был детализирован общий структурный план района, выделены и детально изучены локальные поднятия. По результатам интерпретации материалов сейсморазведочных работ построены структурные карты по основным отражающим горизонтам.

С конца 70-х годов в Шаимском районе начинает внедряться более эффективная модификация МОВ - способ общей глубинной точки (ОГТ). Этот метод значительно повысил качество сейсмических работ, что позволило более уверенно выделять и прослеживать отраженные волны от слабых границ раздела в продуктивных интервалах. Работы проводил Главтюменнефтегаз трестом «Тюменнефтегеофизика» и управлением «ЗапСибнефтегеофизика» в масштабе 1:50 000.

На основании результатов сейсморазведочных работ по некоторым крупным месторождениям (Даниловское, Трехозерное и др.) составлены проекты поисково-разведочного бурения. Пробуренные предприятиями «Главтюменьгеологии» имени Ю. Г. Эрвье скважины, устанавливали промышленную нефтегазоносность территории и в последствии дали основания для начала эксплуатационного разбуривания месторождений.

С начала 80-х годов сейсморазведка в Шаимском районе перешла с аналоговой на цифровую сейсморегистрацию, что позволило увеличить плотность изученности месторождений. Работы сеймопартий Тюменнефтегеозики позволили детально изучить локальные структуры. По основным отражающим горизонтам построены структурные карты масштаба 1:25000.

В комплексе с бурением новых скважин уточнены подсчётные параметры и геометрия залежей, подсчитаны и утверждены запасы углеводородов (УВ). На месторождениях открыты новые залежи.

В 1990 году была составлена "Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинклинали" под редакцией И. И. Нестерова при участии авторов Г. К. Боярских, Г. Г. Бердинских и О. Н. Щербакова.

В 1990 году на основе тектонической карты И. И. Нестерова, в ТПП "Урайнефтегаз" была разработана детальная карта "Тектонического районирования осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района" масштаба 1:200 000. Она предоставляла информацию о структурных особенностях и геологических формациях, кроме того, учтены результаты сейсморазведочных работ. Обобщение данных позволило получить более точное представление о геологическом строении и потенциале нефтегазоносности.

В 1999 г. специалистами ГУП ХМАО НАЦРН под редакцией В. И. Шпильмана выполнена «Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты».

1991 г. МСК СССР утвердила регионально-стратиграфические схемы мезозоя Западно-Сибирской равнины, которые с дополнениями, принятыми МСК РФ в 2004 г. В основу литолого-стратиграфического расчленения положен разреза мезо-кайнозойского чехла Шаимского района.

В 2001-2002 гг. в результате обобщения большого объема геолого-геофизической информации с использованием современных аналитических и геоинформационных технологий коллективом К. С. Ивановым, В. В. Кормильцевым, Ю. Н. Федоровым, И. В. Князевой и др. составлена карта доюрского основания Шаимского нефтегазоносного района.

В 2001 г. А. Э. Конторовичем проведены комплексные геологические исследования Шаимского нефтегазоносного района, в которых проведено структурно-фациальное районирование верхнеюрско-нижнемеловых отложений, по литологическим исследованиям были реконструированы условия седиментации отложений.

С 2000-х годов на территории ШНГР «Башнефтегеофизика» и «Сибнефтегеофизика» начинают использование МОГТ 3Д для сейсморазведочных

работ. Также проводятся тематические работы по переинтерпретации и обобщению полученных сейсморазведочных данных. Результатами работ являются уточненные структурные поверхности по основным отражающим горизонтам, установленные новые тектонические нарушения, построенные карты распределения свойств продуктивных пластов. Результаты интерпретации позволили уточнить области выклинивания коллектора и выделить области распространения кавернозно-трещиноватого коллектора в КВ, линии глинизации продуктивных пластов. Также для месторождений проводились палеотектонические и литолого-фациальные анализы отложений мезозойского возраста с целью восстановления истории развития исследуемой площади.

К концу 2010 г. на месторождениях активно создаются сейсмогеологические модели, отражающие детальное строение исследуемых участков. Также проводится доразведка месторождений, детально изучаются продуктивные и перспективные выше- и нижележащие пласты.

С 2007 по 2010 гг. группой авторов под редакцией В. П. Алексеева проделана работа по обобщению информации о стратиграфии и генезису мезозойско-кайнозойского разреза Шаимского НГР. Описаны типы разреза, а также литологический состав и происхождение тюменских отложений, распределение коллекторов юрско-нижнемелового разреза на месторождениях рассматриваемой территории [3, 4, 75].

2.3 Особенности геологического строения Шаимского НГР

2.3.1 Литолого – стратиграфическая характеристика

Геологический строение Шаимского НГР изучено по материалам геологоразведочных работ (ГРР), включая сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D и 3D, данных глубокого поисково-разведочного и эксплуатационного бурения. В целом, геологический разрез Шаимского района представлен разнообразным комплексом горных пород складчатого фундамента, промежуточного комплекса и

отложениями осадочного чехла, охватывающим по возрасту образования от докембрийских до четвертичных включительно (Рисунок 2.3).

Мезозойско-кайнозойские терригенные породы слагают осадочный чехол. Их суммарная толщина в сводовых частях локальных поднятий составляет около 1700 м и увеличивается в сторону прилегающих прогибов до 1950 м и более. Отложения мезозоя с размывом залегают на породах доюрского комплекса - гетерогенного фундамента и его коры выветривания.

Доюрский комплекс ДЮК. В пределах Шаимского района Западно-Сибирской плиты доюрский разрез представлен двумя структурными этажами:

Нижний этаж - складчатый фундамент, сложенный докембрийскими и палеозойскими породами (в интервале от ордовика до перми). Представлен метаморфизованными сланцами, гранито-гнейсами, роговиками мраморами (верхнего протерозоя – нижнего палеозоя), карбонатными породами (среднего – верхнего девона), черными сланцами (нижнего карбона), вмещающими интрузиями разного состава, а также вулканогенными и терригенно-карбонатными породы характерные для Уральского складчатого пояса. Состоит из блоков, разбитых многочисленными разломами, имеющими различную вертикальную латеральную протяжённость.

Наиболее древние образования доюрского комплекса вскрыты в осевой зоне Шаимского мегавала (Мортымья - Тетеревская площадь). Эти образования относят к ордовикскому возраст, представлены сланцами, с включениями конгломератов и песчаников. Девонские образования, которые можно найти на площадях Мулымьинская, Даниловская и других, состоят из вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород с разнообразными порфиритми, переслоенных песчаниками, песчано-глинистыми и филлитовыми сланцами. Также встречаются линзы мраморизованных известняков. Более молодые раннекаменноугольные отложения, вскрыты только на склонах Шаимского мегавала, состоят преимущественно из глинистых сланцев с включениями песчаников и песчано-глинистых сланцев.

Непосредственно на Тальниковой и Даниловской площади породы доюрского фундамента вскрыты многими скважинами. Среди них встречаются магматические и метаморфические породы, представленные базальтовыми и диабазовыми порфиритами (долеритами), которые в основной своей массе плотные, с разноориентированными трещинами, заполненными кальцитом и кварцем. Отмечаются многочисленные вкрапления карбонатного материала (кальцит) и очень мелкие пирита. В верхней части разреза, на контакте с терригенными породами, порфириты в различной степени каолинизированы.

Верхняя часть (этаж) доюрских образований - кора выветривания (КВ). Возраст коры выветривания определяется условно триасовым. Промежуточный (рифтовый) комплекс является продуктом выветривания коренных образований и имеет различный состав, различную степень разрушения и плотность, разнообразную цветовую гамму. Образования коры выветривания на месторождениях ШНГР вскрыты и охарактеризованы керном во многих скважинах (Ловинская площадь 31Р, 33Р, 34Р, 35Р, 37Р, 39Р, 40Р, 44Р, 45Р, 48Р, 57Р и 72Р). Литолого-петрографический состав пород коры выветривания на месторождении очень разнообразен и представлен вулканическими, трещиноватыми разновидностями базальтов, долеритов, а также соответствующих им по составу метаморфизованным сланцам. Толщина коры выветривания по площади изменяется в значительных пределах - от единиц до 100 м и более.

Триасовая система (Т)

На исследуемой площади отложения триасовой системы представлены вулканогенно-осадочными образованиями туринской серии. Эти отложения формируют грабены, глубины которых, согласно сейсмическим данным, достигают 3,5 км. Разрез туринской серии вскрыт скважинами 10291Р, 10292Р, 10628Р на Южно-Ловинской площади, где мощность комплекса по данным сейсмических исследований (3D) составляет около 1800 м. Разрез сложен базальтами, долерито-базальтами (часто кайнотипного облика), их туфами и, в подчиненном количестве, осадочными породами – аргиллитами.

Брекчированной песчанно-глинистой породой с зеленоватым оттенком, сильно перемятой, с зеркалами скольжения, плотной, местами хрупкой, с включениями угловатых, слабо окатанных обломков, мелкокристаллических туфо-песчаников, сильно измененных вторичными процессами хлоритизации так представлен разрез коры выветривания на Ловинском лицензионном участке в скважине 57Р.

В Шаимском нефтегазоносном районе с корой выветривания связано распространение коллекторов промышленной значимости. Так, на Тальниковой площади промышленная нефтеносность коры выветривания установлена в пределах Лопуховской структуры. Здесь образования коры выветривания имеют широкое площадное распространение и представлены сильно выветрелыми эффузивными породами пестрой окраски. В целом это сильно каолинизированная зернистая порода, сильно перемятая, с зеркалами скольжения, иногда кавернозная и пропитанная нефтью (скв. 10079R). Породы пестрой окраски, серые, зеленые, коричневые с различными оттенками.

К кровле доюрского основания приурочен сейсмический отражающий горизонт «А».

Плитный комплекс. Осадочный чехол Западно-Сибирской плиты (ЗСП) представлен мезо-кайнозойским комплексом отложений. Породы этого этажа представлены континентальными, прибрежно-морскими и в преобладающим морскими осадками. Осадки платформенного чехла залегают на образованиях складчатого, гетерогенного фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием. Большинство локальных структур по особенностям строения и условиям формирования мезо-кайнозойский чехол, представляет непрерывный разрез отложений от среднего и верхнего триаса до голоцена. Подразделяется на три структурных этажа: нижнеплитный (средний триас – средняя юра, без келловей), собственно плитный (келловей – палеоген) и верхнеплитный или неотектонический (эоцен – четвертичный). Мезозойские породы представлены континентальными, прибрежно-морскими и морскими отложениями юрского и мелового возраста.

Мезозойская эратема

Юрская система (J)

В пределах Шаимского НГР юрские отложения начинают разрез мезокайнозойского осадочного чехла с резким угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают палеозойские образования. Представлены двумя отделами: средне- и верхнеюрским, в составе которых выделяются тюменская, абалакская и нижняя подсвита мулымьинской свиты.

Среднеюрские отложения объединены в тюменскую свиту.

Тюменская свита. Отложения свиты с несогласием залегают на размытой поверхности доюрского комплекса. Представлена в основном прослаиванием сероцветных аргиллитов, песчаников и алевролитов, с маломощными прослоями гравелитов, конгломератов и карбонатов.

Преимущественное положение занимают глинистые породы, в которых отмечаются углефицированные растительные остатки и прослои бурого угля, что свидетельствует о континентальном генезисе осадков (аллювиальные, озерные и озерно-болотные условия). Растительный детрит встречается в виде линз, прослоек и намывов. Отложения верхней части свиты сформировались в прибрежно-морских условиях.

Аргиллиты представлены серыми, темно-серыми, в некоторых случаях почти до черных, за счет высокого количества углистого материала плотными, плитчатыми разностями. Породы алевролитистые, слюдистые, слабобитуминозные. На поверхности напластования проявлены беспорядочно ориентированные зеркала скольжения.

Полимиктовые песчаники в основном имеют светло-серый, серый до темно-серого цвет, иногда с буроватым оттенком, обладают массивной текстурой. В верхней части песчаники мелкозернистые, а в нижней части они варьируются от средне- до крупнозернистых, включая примеси гравийных обломков. Они состоят преимущественно из кварц-полевошпатовых минералов и часто содержат слюдистые и сидеритизированные включения, местами крепкоцементированные.

Встречается линзовидное переслаивание песчанистого и алевритистого материала с включениями сидерита. Алевролиты от серого до коричневого цвета, представлены плотными, крепкими разностями, характеризующиеся наличием линз песчаника и прослоями аргиллита. В них также обнаруживаются включения слюдистого и углистого материала, иногда с незначительным содержанием карбоната. Глинистый цемент, отличающийся проницаемостью, присутствует в алевро-песчаниках с переменным содержанием каолинита.

Возраст нижних пластов свиты по споро-пыльцевым комплексам определен как раннесреднеюрский, верхних - байос-батский.

В разрезе тюменской свиты ШНГР выделяют до 7 пластов песчаников (Ю₂ - Ю₈). Мощность отложений тюменской свиты изменяется в пределах от 30 м до 200 м и более метров, минимальные толщины связаны с зонами выступов фундамента. Песчаники тюменской свиты являются нефтегазоносными и объединяются в продуктивный горизонт «Т».

В разрезе тюменских отложений выделяют три подсвиты:

Нижняя подсвита включает песчаные пласты Ю₇ и Ю₈. Пласт Ю₉, который согласно «Решениям...» 1991 г., должен входить в состав подсвиты, не встречается ни в одном из разрезов Шаимского НГР.

Пласт Ю₈ вскрыт лишь в единичных скважинах на Ловинской, Яхлинской площадях. Представлен чередованием светло-серых средне-, мелкозернистых песчаников, алевролитов и углей. Суммарная толщина достигает 28 м.

Пласт Ю₇ имеет более широкое распространение. Представлен прослаиванием светло-серых средне-, мелкозернистых песчаников с зеленоватым оттенком, зеленовато-серых алевролитов и прослоев углей. Пласт выклинивается в направлении палеовыступов.

Средняя подсвита объединяет песчаные пласты Ю₅ и Ю₆.

Пласт Ю₆ выделяется на многих площадях (Яхлинская, Тальниковая, Ловинская, Новомостовская). Представлен гравелитами, темно-серыми алевролитами с прослоями углей и углефицированными остатками. Толщина

песчаных прослоев достигает 20 м. Пласт характеризуется изменчивостью толщин и повсеместным выклиниванием в поднятиях фундамента.

Пласт Ю₅ установлен в большинстве скважин исследуемого района. По данным анализа спор и пыльцы (В. И. Ильиной) установлен байосский возраст отложений. Характеризуется значительной мощностью. Сложен светло-серыми, мелкозернистыми, массивными песчаниками, с прослоями темно-серых алевролитов и поропластков углей. Толщины песчаных прослоев от 10 - 15 м до полного выклинивания в направлении выступов фундамента.

Верхняя подсвита в ее состав входят песчаные пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄.

Пласт Ю₄ распространен на большей части территории. Батский возраста пород, подтверждается анализами спор и пыльцы возраст. Песчаные пласты характеризуются невыдержанной мощностью до полного замещения или выклинивания.

Пласт Ю₃ представлен переслаиванием светло-серых мелкозернисты песчаников и темно-серых алевролитов с прослоями углей. Характеризуется неравномерными толщинами может полностью замещаться либо выклиниваться.

Пласт Ю₂ представлен светло-серыми песчаниками хорошо отсортированными. Характеризуется появлением глинистых пропластков в разрезе, разделяющие пласт на отдельные слои толщиной от 1 до 7 м. По мнению некоторых исследователей, пласт имел широкое распространение в пределах Шаимского мегавала и возможно покрывал полностью всю его территорию. А в процессе дальнейшего воздымания гребневая часть мегавала подвергалась размыву, в следствие чего верхние отложения тюменской свиты отсутствуют.

Абалакская свита. В Шаимском нефтегазоносном районе (НГР) абалакская свита образует неравномерные толщи, залегающие с перерывом на породах тюменской свиты, а в пределах отдельных выступов и на породах фундамента или коре выветривания. Отложения абалакской свиты имеют более широкое распространение в отличие от пород тюменской свиты, но на отдельных участках мощность их значительно сокращается за счет выпадения нижних частей разреза,

а в скважинах, расположенных на сводовых участках структур, свита полностью выпадает из разреза. Состоит из двух подсвит: нижней и верхней.

Нижняя подсвита образована черными аргиллитами, слюдистыми иногда карбонатными, с присутствием обугленных остатков растений. Отложения характеризуются низкой прочностью, включениями пирита, глауконита и остатками аммонитов, белемнитов, двустворок и брахиопод. Толщина подсвиты варьирует незначительно в пределах 12-20 метров на всей ее площади. Отложения присутствуют во всех скважинах и являются надежным репером при корреляции различных разрезов юрских отложений.

Верхняя подсвита представлена морскими осадочными отложениями, которые подверглись углефикации. Состоит из аргиллитов темно-серого и черного цвета с низким содержанием алевритов и массивной текстурой. В определенных участках встречаются карбонатные породы с редкими битуминозными разностями. В аргиллитах обнаруживаются многочисленные остатки пелециподов, аммонитов, комплексы фораминифер, ростры белемнитов, а также останки рыб и моллюсков. Верхняя подсвита имеет характерную кровлю, которая также служит надежным ориентиром при сопоставлении отложений тюменской свиты. Толщина верхней подсвиты составляет от 20 до 33 метров.

Абалакская свита на месторождениях Шаимского НГР является переходной от континентальных отложений тюменской свиты к вышележащим морским, отложениям мулымьинской свиты.

Свита в зависимости от структурного положения имеет различную литологическую характеристику. Во впадинах она представлена глинистыми или глинисто-алевритовыми породами, а на склонах Мортымьинского и Тетеревского валов глинистые отложения замещаются вогулкинской толщей, сложенной песчаниками, алевритами и аргиллитами, с незначительными по толщине пропластками известняков. Вогулкинская толща на ряде месторождений является основным продуктивным на нефть горизонтом.

Отложения абалакской свиты перекрываются породами мулымьинской свиты, накопление которых происходило в позднеюрские-нижнемеловые периоды ($J_3 t$ -

К₁ b-v). К кровле абалакской свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт «П».

Даниловская свита. Отложения свиты трансгрессивно перекрывают отложения тюменской свиты и по литологическим признакам подразделяются на две подсвиты.

Нижнеданиловская подсвита (вогулкинская толща) представлена прибрежно-морскими песчано-глинистыми отложениями.

Аргиллиты и алевролиты серого и темно-серого цвета, слоистые, слюдистые, прослоями пиритизированные, с включениями растительных остатков, ростров белемнитов и обломков раковых пелеципод. С отложениями нижнеданиловской подсвиты связан продуктивный пласт П₂.

Вогулкинская толща - стратиграфический аналог абалакской свиты и нижнеданиловской подсвиты. Толща разделена на три пачки. Нижняя представлена темно-серыми уплотненными глинами, песчаниками и алевролитами с оолитами сидерита, и глауконитом в верхней части. Толщина - до 20 м. Отложения накапливались в течение раннего келловоя. Выделяется в качестве пласта П₃.

Средняя пачка представлена песчаниками разномзернистыми, с линзами алевролитового материала, с влечениями глауконита, прослоями гравелитов и редкими обугленными растительными остатками. Толщина – до 15 м. Выделяется в качестве пласта П₂. Возраст совпадает с возрастом кровли нижеабалакской подсвиты (граница среднего и позднего оксфорда).

Верхняя пачка вогулкинских отложений состоит из разномзернистых песчаников с прослоями органогенно-обломочных известняков, содержащих обломки раковин двустворок и ростров белемнитов. Мощность этой пачки достигает 18 метров и обозначается как пласт П₁. По геологическому возрасту, соответствует верхнеабалакской подсвиты.

Мулымьинская свита. Выделена в 1972 г. В. Г. Елисеевым и В. С. Бочкарёвым в Шаимском НГР по разрезу скважины 13 Р Мулымьинской площади.

Нижняя подсвита выделена в объеме титонского яруса (J_3t) и сложена аргиллитами темно-серыми с буроватым оттенком, слабобитуминозными и алевритистыми. Среди аргиллитов отмечаются единичные маломощные прослойки глинистых известняков, а в нижней части подсвиты – глинисто-глауконито-карбонатные породы с включениями пирита. На приподнятых склонах поднятий аргиллиты нижней подсвиты замещаются проницаемыми породами, объединенными в трехзерную толщу.

Трехзерная толща встречается в пределах Шаимского мегавала на Толумской, Трехзерной, Мортымьинской, Тетеревской и др. площадях. Представлена гравелитами, конгломератами, песчаниками мелкозернистыми, кварцево-полевошпатовыми, переслаивающимися с плотными известковыми породами, замещающиеся вниз по падению, глинами аргиллитоподобными серыми, темно-серыми сверху с зеленоватым оттенком. Породы фациально изменчивы. Песчаники светло-серые и серые, разнозернистые, полимиктовые, кварцево-полевошпатовые с прослоями алевролитов, гравелитов, конгломератов и известняков. В объеме трехзерной толщи выделяется пласт P_0 (верхняя пачка продуктивного пласта П).

Меловая система (К)

Отложения меловой системы согласно перекрывают юрские и представлены в полном объеме, двумя отделами нижним и верхним. В ее составе выделяются отложениями верхнемулымьинской подсвитой и отложения улансынская, леушинская, кошайская, викуловская, ханты-мансийская, уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская свит.

Нижнемеловой отдел

Верхнемулымьинская подсвита относится к нижнему мелу, к берриас-готеривскому ярусу. Состоит из темно-серых и черных тонкоплитчатых аргиллитов, которые иногда содержат битуминозные примеси. Встречаются линзы сидеритов, а также разнообразная фауна, включая белемнитов, аммонитов и обширный комплекс фораминифер. В подсвите также присутствуют пиритизированные остатки водорослей. Толщина верхнемулымьинской подсвиты

составляет от 68 до 108 метров. Кровля этой подсвиты в Шаимском НГР соответствует сейсмическому отражающему горизонту "Б".

Улансынская свита состоит из плотных, содержащих алевриты, темно-серых и массивных аргиллитов. Залегает согласно на отложениях мулымьинской свиты и имеет готеривский возраст. Присутствие слоев мергелей составляет около 5-10%. Характерной особенностью свиты это клиноформное строение, которое обусловлено ее формированием в условиях континентального склона. Мощность свиты составляет от 90 до 184 метров.

Леушинская свита залегает непосредственно над улансынской свитой без значительных прерывов. Нижняя часть свиты состоит из серых и темно-серых аргиллитов с тонкими прослоями алевролитов и глинистых известняков. Верхи свиты отличаются чередованием небольших прослоев песчаников, алевролитов и известковистых аргиллитов. Общая толщина изменяется в пределах от 220 до 440 метров.

Кошайская свита представлена темно-серыми слюдистыми глинами с неясной слоистостью, присутствуют редкие прослои маломощных алевролитов, песчаников и известняков. В верхней части свиты встречаются тонкокристаллические заглинизированные прослои известняка. Также отмечается наличие углистого детрита, встречаются редкие остатки фораминифер. Спорово-пыльцевого анализа указывает на аптский возраст отложений. Мощность свиты колеблется от 32 до 102 метров. По подошве данной свиты отбивается сейсмический горизонт «М».

Викуловская свита, по литологическим особенностям делится на две подсвиты. Нижняя подсвита характеризуется последовательностью слоев серых и светло-серых алевритов, плотных песков и песчаников, а также содержит прослои серых алевритовых глин и глинистых известняков. В образцах пород обнаружены отпечатки растений и значительное количество растительных остатков. Верхняя подсвита представлена серыми и светло-серыми алевритами, уплотненными песками и песчаниками, с единичными тонкими прослоями глинистых известняков

и серых алевроитовых глин. Породы ближе к верхней части кровли подсвиты слабо каолинизированы.

Мощность свиты оценивается в диапазоне от 220 до 290 метров. К кровле свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт «M₁».

Хантымансийская свита приурочена к альбскому возрасту, представлена двумя подсвитами: нижней и верхней. Нижняя подсвита состоит из темно-серых аргиллитоподобных глин, слабослюдистых, с содержанием небольшого количеством алевроитового материала, вдоль плоскостей напластования. Выделяются мелкие прослои сидеритов и известняков. В отложениях подсвиты встречаются обломки раковин аммонитов и пелеципод. Верхняя подсвита представлена преимущественно прибрежно-морскими отложениями, серо-цветными алевролитами, а также темно-серыми глинами с редкими прослоями песчаников. Отложения содержат значительное количество обугленного детрита. Мощность хантымансийской свиты составляет от 208 до 230 метров.

Верхнемеловой отдел

Уватская свита, принадлежащая сеноманскому возрасту, начинает разрез верхнемелового возраста и состоит из двух подсвит: нижней и верхней. Нижняя подсвита характеризуется отложениями алевроитов с маломощными прослоями мелкозернистых светло-серых песчаников, буровато-серых до серых алевроитистых глин, а также глинистых известняков. Встречаются включения пирита, сидерита и лимонита. Верхняя подсвита представлена алевроитами, с прослоями уплотненных мелкозернистых, светло-серых песков, карбонатных разностей и глин. В породах верхней подсвиты обнаруживаются многочисленные обугленные и органические остатки. В породах верхней подсвиты встречается значительное количество обугленных и органических остатков. Мощность свиты составляет 220 – 255 метров.

Кузнецовская свита туронского возраста представлена глинами серыми, темно-серыми, слабо алевроитистыми, с редкими прослойками глинистых алевролитов и песчаников. Породы изобилуют обломками раковин пелеципод, лингул, остатками рыб, растительным пиритизированным и обугленным детритом.

Мощность свиты составляет 25 - 50 м. Кузнецовская свита является уникальной по площади распространения региональной глинистой покрывкой, а также надежным опорным горизонтом. К свите приурочен отражающий горизонт «Г».

Березовская свита, соответствует коньяк-кампанскому веку, по литологическим признакам разделена на две подсвиты. Нижняя подсвита преимущественно состоит из опоковидных глин и серых, темно-серых опок, с очень редкими прослоями мелкозернистых глауконитовых песчаников. Верхняя подсвита выделяется в основном по серым, зеленовато-серым опоковидным глинам с существенным уменьшением количества алевролитов, иногда имеющих аргиллитоподобную структуру. Встречаются редкие прослои чистых опок. Образцы пород содержат обломки пелеципод, чешуи рыб, лингул, а также богатые комплексы радиолярий и фораминифер. Мощность березовской свиты составляет от 210 до 240 метров.

Ганькинская свита завершает разрез верхнемеловых отложений. Сложена она характерной толщей известковистых зеленовато-серых глин, иногда опоковидными, алевритистыми, с прослоями алевролитов и мергелей. Маастрихтский возраст свиты установлен на основании фауны моллюсков, характерных комплексов фораминифер и остракод.

Кайнозойская эратема

Палеогеновая система (Р)

Палеогеновая система, перекрывающая меловую систему, представлена на месторождении тремя отделами: палеоценовым, эоценовым и олигоценовым. Разрезы палеоценового, эоценового и низов олигоценового отделов состоят в основном из морских отложений. Разрезы верхов нижнего, среднего и верхнего олигоцена состоят из пород континентального происхождения.

Палеоценовый отдел в Шаимском НГР представлен талицкой свитой.

Талицкая свита характеризуется наличием темно-серых, черных плотных, слюдястых глин. В породах присутствуют линзовидные включения или тонкие прослойки алеврита и кварцевого песка. Встречаются включения пирита и

глауконита. Также обнаружены остатки ихтиофауны, лингулы, отпечатки водорослей и микрофауны в этой свите. Мощность свиты составляет 80 - 140 м.

Эоценовый отдел представлен отложениями люлинворской и тавдинской свит.

Люлинворская свита подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижняя подсвита представлена опоками и опокovidными серыми, слабоалевритистыми глинами. В этих глинах отмечаются ходы червей. Средняя и верхняя подсвиты состоят из зеленовато-серых глин, содержащих диатомитовые осадки с прослоями алевритов и кварцево-глауконитового песка. Также в этих подсвитах отмечены следы червей. Мощность свиты составляет от 200 до 248 метров. По кровле свиты выделяется отражающий сейсмический горизонт "Э".

Тавдинская свита с несогласием залегает на люлинворскую свиту. Сложена пластинчатыми глинами голубовато-зеленого, зеленовато-серого и серого цвета. Глины алевритистые, листоватые с присутствием желваков и прослоев сидерита. В породах отмечаются стяжения марказита, а также обнаружены обломки пелеципод и чешуи рыб. Мощность отложений составляет 110 метров.

Олигоценый отдел представлен породами атлымской, новомихайловской и туртасской свит.

Атлымская свита состоит из разномзернистых песков, кварцево-полевошпатового и кварцевого состава, а также прослоев алевритов и глин. Мощность данной свиты составляет приблизительно 30 метров.

Новомихайловская свита представляет собой комплекс переслаивающихся отложений, состоящих из коричневатых-серых глин, алевритов и мелкозернистых песков, с маломощными прослоями углей и лигнитов. Толщина отложений свиты варьируется от 30 до 70 метров.

Туртасская свита представлена глинистыми алевролитами, содержащими прослой диатомита, мелко- и тонкозернистых песков, а также алевритов с примесями глауконита. Общая толщина свиты находится в диапазоне от 10 до 40 метров.

На исследуемой территории отложения неогеновой системы практически не встречаются. Вместо них преобладают четвертичные отложения, которые развиваются на эродированной поверхности олигоценых отложений.

Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения широко распространены и залегают непосредственно на палеогеновые породы. Они представлены типичными континентальными озерно-аллювиальными отложениями в основном серыми песками, супесми. В этих отложениях также присутствуют прослой серых и бурых глин, суглинков и торфов. Мощность четвертичных отложений изменяется в пределах от 5 до 120 метров.

Таким образом, общая мощность платформенного чехла в Шаимском нефтегазоносном районе составляет от 2100 до 2500 метров.

2.3.2 Характеристика тектонического строения

В разные годы проблемами тектоники Западно-Сибирской плиты занимались Ю. Т. Афанасьев, С. К. Барыкин, В. С. Бочкарев, Ф. Г. Гулари, О. Г. Жеро, Н. Т. Запивалова, В. П. Макаревич, К. И. Микуленко, И. И. Нестеров, Н. Я. Кунин, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич, В. С. Сурков, и многие другие исследователи [16, 18, 19].

Шаимский нефтегазоносный район (ШНГР), расположенный в центральной части Приуральской нефтегазоносной области, приурочен к Западно - Сибирскому осадочному бассейну. Структурно-тектоническое строение имеет унаследованный характер развития, от доюрских форм рельефа с сохранением направленности тектонических движений [28].

Доюрские комплексы Уральской складчатой системы, погружаясь под мезозойско-кайнозойские отложения, образуют пологую моноклираль, осложненную большим числом положительных и отрицательных структур. В ряде случаев эти структурные формы проявляются нечетко. В центральных и южных частях склона преобладающее простирание структур северо-восточное, согласное

Рассматриваемые площади относятся к двум надпорядковым структурам – Туринско-Тавдинской и Кондинско-Полуйской моноклиналям. Относительно структур I порядка участки приурочены к Шаимскому мегавалу, к Шеркалинской впадине или находятся на сочленении этих двух структур. В свою очередь перечисленные тектонические элементы осложнены структурами II-IV порядков, из которых в пределах изучаемых площадей выделяются: Тетеревский вал, Мортымьинское поднятие, Убинский вал, Семивидовская группа поднятий, Потанайские и структуры, Арантурское куполовидное поднятие, Демьяновский вал, Тугровский малый вал.

В пределах описываемого района выделяется 7 субмеридиональных структурно-формационных зон (СФЗ), различающихся набором и структурой слагающих их формаций, историей геологического развития и, соответственно, физическими полями. С запада на восток это: 1 - Пелымская СФЗ; 2 - Шаимско-Кузнецовская СФЗ; 3 - Тавдинская СФЗ; 4 - Урайская СФЗ; 5 - Красноленинская СФЗ; 6 - Тюменско-Кустанайский прогиб; 7 – Атлымская СФЗ. На эти палеозойские структуры наложены триасовые грабен-рифты. Наиболее детально из них изучен самый Даниловский. Восточнее расположен субширотный Половинкинский грабен.

Со структурно-формационными зонами, консолидированными в фундаменте молодой платформе и погребенными под осадочным чехлом, генетически связаны крупные структурные формы в самом осадочном чехле. Поэтому разграничение СФЗ представляет интерес не только для тектонической реконструкции в палеозое, но и для нефтяной геологии (Рисунок 2.5).

Формирование сложной конфигурации структурных форм, обусловлено напряженно-деформированным состоянием пород и свидетельствует о высокой степени тектонической активности исследуемой площади. Простираение основных структур, а также последовательность локальных поднятий, указывает на наличие определенной корреляции между блочным строением фундамента и морфологией структурных форм.

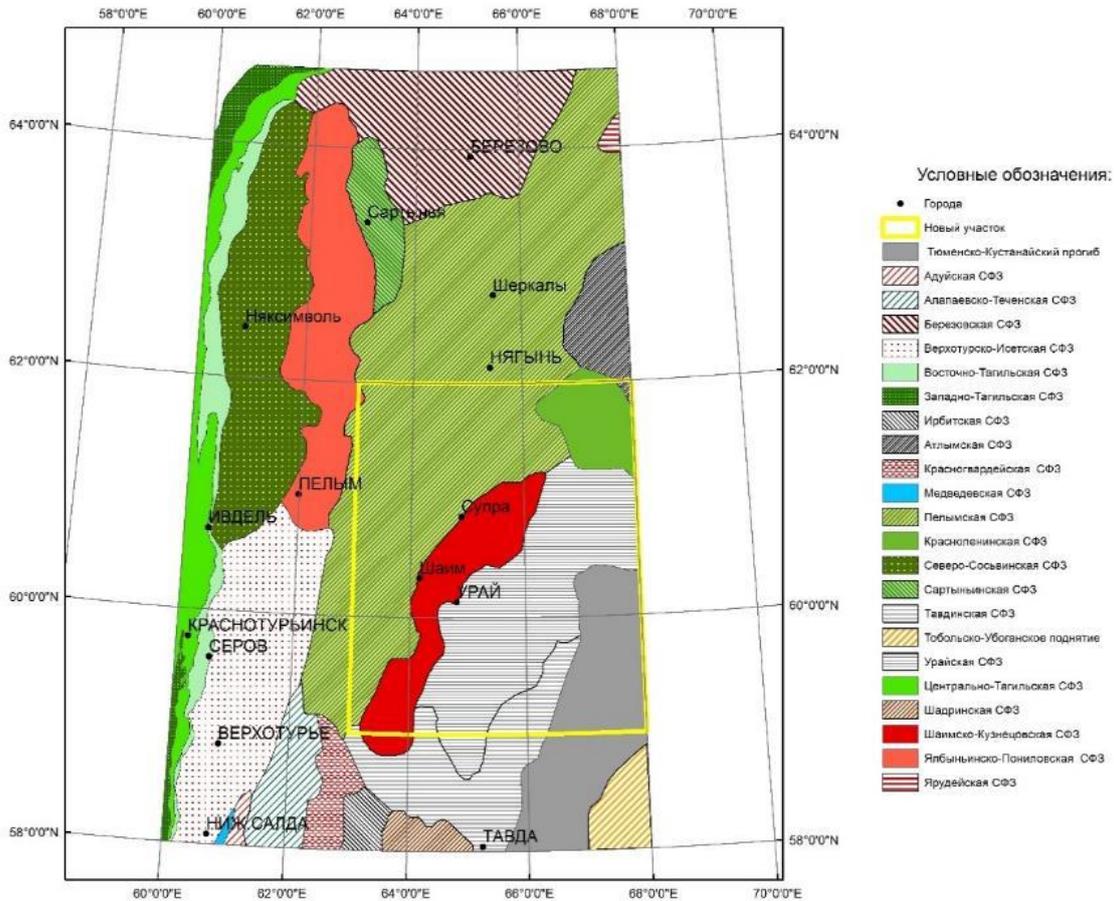


Рисунок 2.5 – Структурно-формационные зоны ШНГР

Структуры отделяются друг от друга разрывными нарушениями ранних генераций, имеющими как северо-восточное, так и северо-западное простирание. Разрывные нарушения достаточно хорошо соответствуют структурному плану. Прежде всего, все крупные разломы приурочены к градиентным зонам изогипс поднятий и прогибов, где создаются аномальные значения угла наклона структурной поверхности. В областях, где разрывные нарушения не прослеживаются, углы наклона стратиграфических границ, как правило, не превышают 1 градуса, что отвечает нормальным условиям залегания для Западной Сибири Система глубинны разломов доюрского основания Шаимского района, выделена по ряду геологических и геофизических признаков, а также на основании картирования фундамента. Отмечается система крупных региональных правых сдвигов западно-северо-западного простирания с амплитудой до 10-12 км. Субмеридиональное простирание региональных тектонических нарушений,

формирует в районе блоковое строение, протяженность которых составляет около 40-50 км.

Образование таких нарушений, по мнению многих исследователей, есть результат воздействия палеозойской складчатости. Также отмечается, что в области геосинкинального обрамления породы фундамента характеризуются более мощным магматическим и метаморфическим комплексом отложений.

Раннемезозойский период, характеризуется заложением грабен-рифтов, как результат послегеосинклинального сводового развития. Что способствует дальнейшему развитию дизъюнктивных нарушений различной генерации.

Кроме того, основной ареал развития рифтовых процессов Западной Сибири по мнению многих ученых, приурочен к западному и южному геосинклинальному обрамлению плиты. К переходной зоне между областями воздымания и прогибания молодой плиты. Развитие процессов рифтогенеза, начавшихся в позднем палеозое и наиболее полно проявившихся в триасово-нижнеюрском периоде, сопровождалось формированием мощного комплекса отложений [28].

Анализ сейсмических материалов свидетельствует о том, что в исследуемом регионе строение осадочного чехла осложнено тектоническими нарушениями. Разрывные нарушения, зафиксированные по поверхности доюрского комплекса, проникают в осадочную толщу (некоторые вплоть до отражающего горизонта «М» и выше), что говорит о наличии неотектогенеза, а особенности сейсмической записи указывают на многообразие тектонических процессов, протекающих в разные этапы геологического развития. Основным признаком, по которому выполнено выделение разрывных нарушений, является разрывы и смещения осей синфазности.

Активность неотектонических движений послужила изменению геологических условий. Инверсионная перестройка тектонического режима – от стабильного прогибания территории Западно-Сибирского осадочного бассейна к ее воздыманию на отдельных участках – фиксируется на границе олигоцена и миоцена, соответствуя переходу режима развития территории в неотектоническую стадию [77]. Результатом происходивших процессов стало формирование системы

постседиментационных разрывных нарушений. Повышенное напряженное состояние структур, способствует дальнейшему образованию зон разуплотнения.

По геолого - геофизическим исследованиям установлено, что фундамент залегает на глубинах от 1,5 до 2,5 км. Наиболее древние образования доюрского комплекса вскрыты в осевой зоне мегавала. Доюрские геологические комплексы слагают две главные региональные структуры:

– Шаимско-Кузнецовский мегантиклинорий Зауральского поднятия, известный как позднепалеозойская "гранито-сланцевая ось", расположена восточнее Даниловского грабена. Эта структура простирается через всю территорию Шаимского района и далее в субмеридиональном направлении. Гравиметрические данные свидетельствуют о наличии региональной отрицательной аномалии в этой области. В пределах данной структуры наблюдаются локальные субизометричные, отрицательные аномалии, которые интерпретированы как позднепалеозойские гранитные массивы, а окружающие эти аномалии области представлены метаморфическими сланцами.

– Даниловский грабен, который простирается в субмеридиональном направлении через весь регион, является тектонической структурой триасового возраста. Он граничит с палеозойскими комплексами, расположенными западнее и восточнее грабена. Вдоль этих границ, выделяющих по разломам, местами встречаются тела серпентинитов, которые явно определяются на основе крупных положительных магнитных аномалий, сочетающихся с практически непрерывным гравитационным полем, обычно имеющим слабо отрицательное значение [77].

Для Шаимского НГР выделяют три структурно-тектонических этажа:

– нижний (средне-позднепалеозойский), сложенный комплексами, присущими Уральскому складчатому поясу (от гранитоидов до серпентинитов, включая теригенно-карбонатные отложения), породы фундамента;

– средний (пермо-триасовый промежуточный) - формирование грабенов с выполняющими их вулканогенными породами, кора выветривания;

– верхний - собственно осадочный чехол [86].

Наиболее древними осадочными породами в Шаимском районе являются среднеюрские отложения тюменской свиты, которые весьма широко распространены. В некоторых скважинах по данным палинологического анализа (А. Ф. Фрадкиной) достоверно установлены осадочные триасовые образования (Лазаревская и Саморьяхская площади). Данные отложения приурочены к наиболее погруженным зонам. Нижнеюрские отложения выделяются в северной и северо-восточной части Шаимско-Кузнецовского мегантиклинория (Западно-Тугровская площадь).

Осадочный чехол Западно-Сибирской плиты (ЗСП) представлен мезокайнозойским комплексом отложений, который залегает на большей части территории на разновозрастный гетерогенный фундамент. Глубины погружения составляют от 1,5 – 2,5 км в западных частях плиты до 3,5 км в центральных, увеличиваясь к северу до 6-9 км. На период формирования плитного комплекса территория Шаимского мегавала представляла собой медленно погружающийся сильно расчлененный рельеф, сложенный породами доюрского фундамента. Породы этого этажа представлены континентальными, прибрежно-морскими и в преобладающим морскими осадками. Накопление мощной осадочной толщи происходило без значительных перерывов в осадконакоплении и заметных угловых несогласий в нормальной последовательности горизонтов. Что в свою очередь свидетельствует о компенсированном режиме осадконакопления и отсутствие крупных тектонических перестроек.

В условиях компенсированного погружения мощность осадков хорошо коррелируется с амплитудой тектонического опускания. Такие условия осадконакопления характерны для шельфов и платформенных областей глубина моря, которых не более 50 м. Особенности такого режима являются накопление в разрезе пород однородного литологического состава или монотонное переслаивание близких по глубине отложений, а также сходство распределения мощностей разновозрастных осадков по площади бассейна.

Существенные изменения в седиментогенезе Шаимского нефтегазоносного района начинают проявляться в конце батского и раннем келловейского периодов.

Континентальный режим осадконакопления сменился морским режимом осаднения. Эти изменения связаны с масштабной трансгрессией моря, которая охватила значительную часть территории Западно-Сибирского осадочного мегабассейна. Аккумулятивные равнины с континентальным режимом седиментации сохранились в период максимума трансгрессии только на южных и юго - восточных окраинах геосинеклизы. Скорость и глубина проникновения моря на континент в значительной степени были определены геоморфологией Западно-Сибирской равнины к моменту начала трансгрессии.

Эпиконтинентальный полузамкнутый морской бассейн был широко открыт на севере и имел устойчивые связи с Палеоарктическим океаном и частично на юге в позднем мелу – палеогене с палеоокеаном Тетис. Этот режим просуществовал до олигоцена включительно.

Основные области сноса в батском и раннекелловейском веках служили Алтае-Саянская область, Енисейский кряж, западная часть Сибирской платформы, Северный Казахстан, Пайхой, Полярный и Приполярный Урал, Туринский выступ, Северо - Сосьвинская гряда, второстепенные это Таймыр, северо-западная окраина Сибирской платформы, Средний Урал. Отсутствие или слабое проявление инверсии геотектонического режима и в целом компенсированное осадконакопление в условиях пригибания бассейна позволило сформировать мезозойско-кайнозойских комплекс отложений без значительных перерывов.

Таким образом, район характеризуется резко дифференцированным структурным планом, особенно по кровле фундамента, и сильной литолого-фациальной изменчивостью юрских отложений. Основная структурная расчлененность мезозойско-кайнозойского чехла была обусловлена нисходящим движением рифтовых зон и интенсивным восходящим движением межрифтовых поднятий. В последующих периодах активизации тектонических процессов происходило перемещение блоков вдоль имеющихся разломов. О продолжительности и неоднократном возобновлении тектонической активности свидетельствуют элементы дизъюнктивной тектоники, которые наблюдаются в доюрских, юрских и реже в нижнемеловых отложениях [73,74].

2.3.3 Характеристика продуктивных комплексов

Доюрский нефтегазоносный комплекс.

В настоящее время выделяется локально и характеризуются ограниченной площадью распространения. Выделен в пределах некоторых площадей, таких как Даниловская, Потанай-Катопьинская, Толумская, Мортымья – Тетеревская, Тальниковская, Лазаревская. В основном представлен корой выветривания различного типа - линейно-трещинной, связанной с глубинными разломами, и площадной. Породы-коллектора разного литологического состава со сложным трещинно-каверново-поровым типом пустотного пространства. Проявление трещинных коллекторов обуславливает интенсивный приток углеводородов из пород доюрского комплекса.

В отдельный, самостоятельный нефтегазоносный комплекс как правило не выделяется, а наращивает среднеюрский или келловей - верхнеюрский продуктивные отложения.

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс.

Включает тюменскую свиту, которая располагается в основании мезозойского разреза и состоит из пород, включающих песчано-алевролитоглинистые отложения, с общей толщиной более 180 метров. Породы свиты по литофациальным особенностям, соответствуют континентальным озерным, болотным и озерно-аллювиальным условиями осадконакопления. Озерно-болотные отложения в основном преобладают в западной части Верхнекондинского прогиба, которые представлены серыми, темно-серыми алевролитоглинистыми породами с многочисленными прослоями и линзами угля. В нижней части разреза свиты обособляются маломощные толщи песчаников и гравелитов. Песчаники обычно от светло-серого до серого цвета, мелко-, среднезернистые, кварцевого и кварц-полевошпатового состава. Имеют массивную, иногда линзовидную текстуру, связанную с намывом растительных остатков. Тюменские отложения Шаимского мегавала, в частности на его крыльях, периклиналях и межструктурных понижениях представлены более проницаемыми породами.

В период средней юры эти породы широко распространены в пределах Шаимского мегавыступа и накапливались почти на всей его территории. Однако, в начале поздней юры, структура мегавала подверглась некоторому поднятию на фоне общего прогибания Западно-Сибирской плиты, что привело к денудации верхних слоев тюменской свиты. Продукты разрушения послужили материалом для формирования нижнего пласта вогулкинской толщи. В среднеюрском продуктивном комплексе были выявлены нефтяные и газонефтяные залежи на Лазаревской, Северо-Даниловской, Мортымья-Тетеревской и Тальниковской площадях.

Келловей - верхнеюрский нефтегазоносный комплекс.

Представлен двумя свитами - на западе района исследования даниловской и абалакской на всей остальной территории. Глубина залегания данного комплекса варьирует от 1450 до 2500 метров, а его максимальная толщина составляет 30-40 метров. Отложения Шаимского мегавыступа и на Северо-Даниловской площади представлены в основном песчано-глинистыми разностями. По лито-фациальным характеристикам отложения преимущественно морские и прибрежно-морские. В окрестностях крупных поднятий, абалакские отложения (нижнеданиловская подсвита) фациально замещаются алеволито-песчаными отложениями вогулкинской толщи. Келловей-верхнеюрский комплекс залегает на породах фундамента, коры выветривания или тюменской свите.

Перспективы нефтегазоносности связаны с отложениями вогулкинской толщи, которая развита в области распространения даниловской свиты. Для этого типа разреза характерно развитие двух пластов вогулкинской толщи - P_1 и P_2 , которые обладают хорошими коллекторскими свойствами и значительной моноостью.

2.3.4 Литолого-фациальные особенности продуктивных отложений

Мезозойские отложения осадочного бассейна ШНГР характеризуются различными палеогеографическими обстановками осадконакопления, что обуславливает литолого-фациальную изменчивость и высокую неоднородностью

пород коллекторов как по площади, так и по разрезу. Одной из причин анизотропии свойств коллекторов является, динамичная смена условий обстановок осадконакопления в период формирования отложений [58, 95].

Согласно общепринятым представлениям о формировании продуктивных отложений Западно-Сибирского бассейна на территории Шаимского нефтегазоносного района (ШНГР), можно выделить три группы пластов: отложения коры выветривания, юрские отложения тюменской свиты и юрско-нижнемеловые отложения абалакской, даниловской и мулымьинской свит.

Юрские и меловые отложения характеризуется сильной площадной и вертикальной изменчивостью, поэтому в отложениях этого возраста выделяют на несколько типов разрезов, отличающихся друг от друга литолого-фациальными условиями накопления осадков (Рисунок 2.6 – 2.7).

В общем формирование отложений связано с трансгрессией Западно-Сибирского бассейна. В период ранней и средней юры, на территории ШНГР, развиты континентальные условия осадконакопления. В пониженных участках рельефа формировались аллювиальные аккумулятивные равнины. На приподнятых участках доюрского фундамента были развиты проллювиально-деллювиальные обстановки осадконакопления.

Породы раннеюрского возраста объединены в *шеркалинскую свиту*. В пределах Шаимского НГР данная часть мезозойских отложений проявлена локально, преимущественно в северной и северо-восточнее части территории. В составе выделены нижняя и верхняя подсвиты.

– *Нижняя подсвита* включает пласт Ю₁₁ и тогурскую пачку, но в пределах объекта исследования эти отложения отсутствуют и в разрезе шеркалинской свиты выделяется только верхняя подсвита.

– *Верхняя подсвита* включает пласт Ю₁₀ и радомскую пачку. Пласт Ю₁₀ представлен песчаниками, алевролитами, гравелитами кварцевыми, полимиктовыми с прослоями аргиллитоподобных глин. Прослеживается в наиболее погруженных участках впадин и имеет широкое площадное распространение. Является продуктивным пластом на Тальниковом и Западно-

Тугровском месторождении. Мощность отложений варьирует в диапазоне до 150 м.

Отложения *тюменской свиты* широко развиты по площади. При этом отмечается уменьшение их толщины по направлению к сводам структур, вплоть до полного выклинивания. Среднее значение общих толщин пласта на территории ШНГР принимает значения от 0 до 100м.

– *Нижняя подсвита* преимущественно распространена в северо-восточной и западной частях ШНГР в наиболее погруженных частях (Шеркалинская впадина – Ловинская, Западно-Тугровская; Тальниковая площади). Мощность подсвиты в областях ее распространения принимается в среднем от 35 до 38 м.

Условия формирования отложений отнесены к континентальным, осадконакопление происходило в аллювиальных аккумулятивных равнинах. В сводовых частях локальных структур формировались склоновые отложения, представленные хаотичным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Большую часть составляют алевролито-глинистые отложения пойменных частей аллювиальных долин, в разрезе которых выделяются небольшие по мощности отложения песчаников, а также пропластки углей [48, 54].

Наибольшую глинистость имеют отложения озер и болот, зачастую являясь областью глинизации коллектора. В разрезе выделяются глинистые отложения с пропластками углей и отложениями пирита и сидерита.

Наибольший промышленный интерес представляют аллювиальные отложения русел, представленные относительно мощными пропластками песчаников, вверх по разрезу сменяющихся алевролитами.

– *Средняя подсвита* имеет широкое распространение по площади - северо-восточная часть ШНГР (Даниловская, Тальниковая площади). Условия формирования отложений также отнесены к континентальным. Отложения пласта Ю₆ имеют более хорошие показания ФЕС и коэффициента песчаности, по сравнению с пластом Ю₅. Связано это с общим повышением застойности

обстановок осадконакопления и развитием озерно-болотных фаций. Средние значения толщин подсветы принимаются равными 25-45 м.

– *Верхняя подсвета* в северо-восточной части ШНГР характеризуется внедрением бассейна в наиболее погруженные части. На большей территории формируется прибрежно-морская заливная равнина. Отложения в основном представлены переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Песчанистые пропластки в основном формируются в прибрежно-морских обстановках (отложениях дельт, пляжа и вдольбереговых валов) на погруженной части территории и в аллювиальных отложениях поднятых структур. Средние значения мощности пласта принимаются равными 18-35 м.

Пласты Ю₂₋₃ характеризуются общим повышением уровня моря. Пониженные участки территории (Западно-Тугровская, Тальниковая, Даниловская, Ловинская площади) были полностью охвачены бассейном. Отложения характеризуются чередованием аргиллитов серых, алевролитов с прослойками углей. Песчанистые отложения приурочены к прибрежно-морским обстановкам осадконакопления – пляжевые, дельтовые группы фаций, характеризующиеся песчаниками светло-серыми, хорошо отсортированными, субгоризонтально слоистыми, переслаивающихся с алевроито-песчаными и глинистыми породами. Средняя мощность отложений пластов Ю₂₋₃ на территории ШНГР принимается равной 18-33 м.

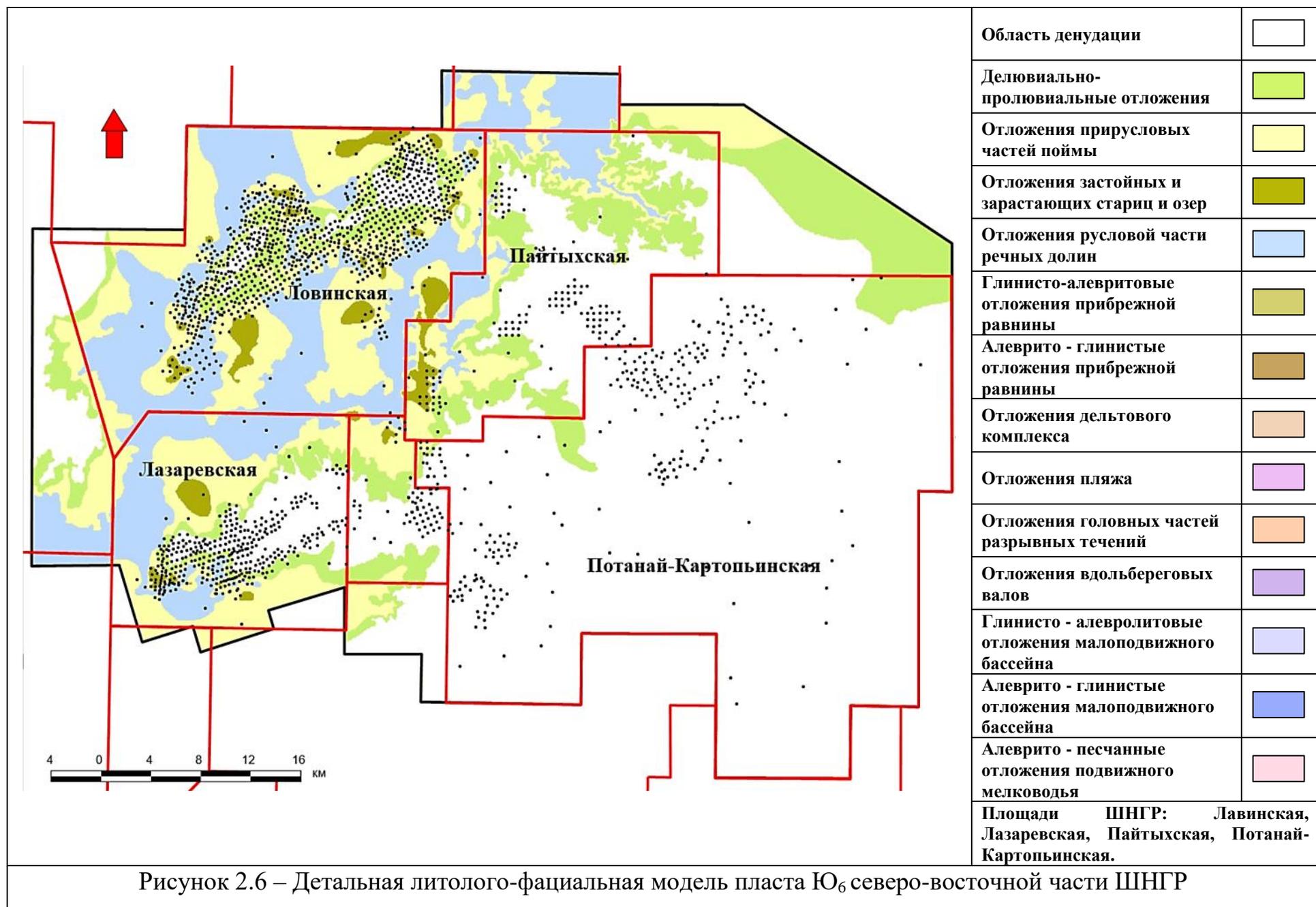
В областях, приуроченных к сводовой части Шаимского мегавала (Потанай-Картопьянская, Толумская, Пайтыхская, южная часть Лазаревской площади), сохранялись континентальные и частично прибрежно-морские обстановки осадконакопления, сформированные аллювиальными речными долинами.

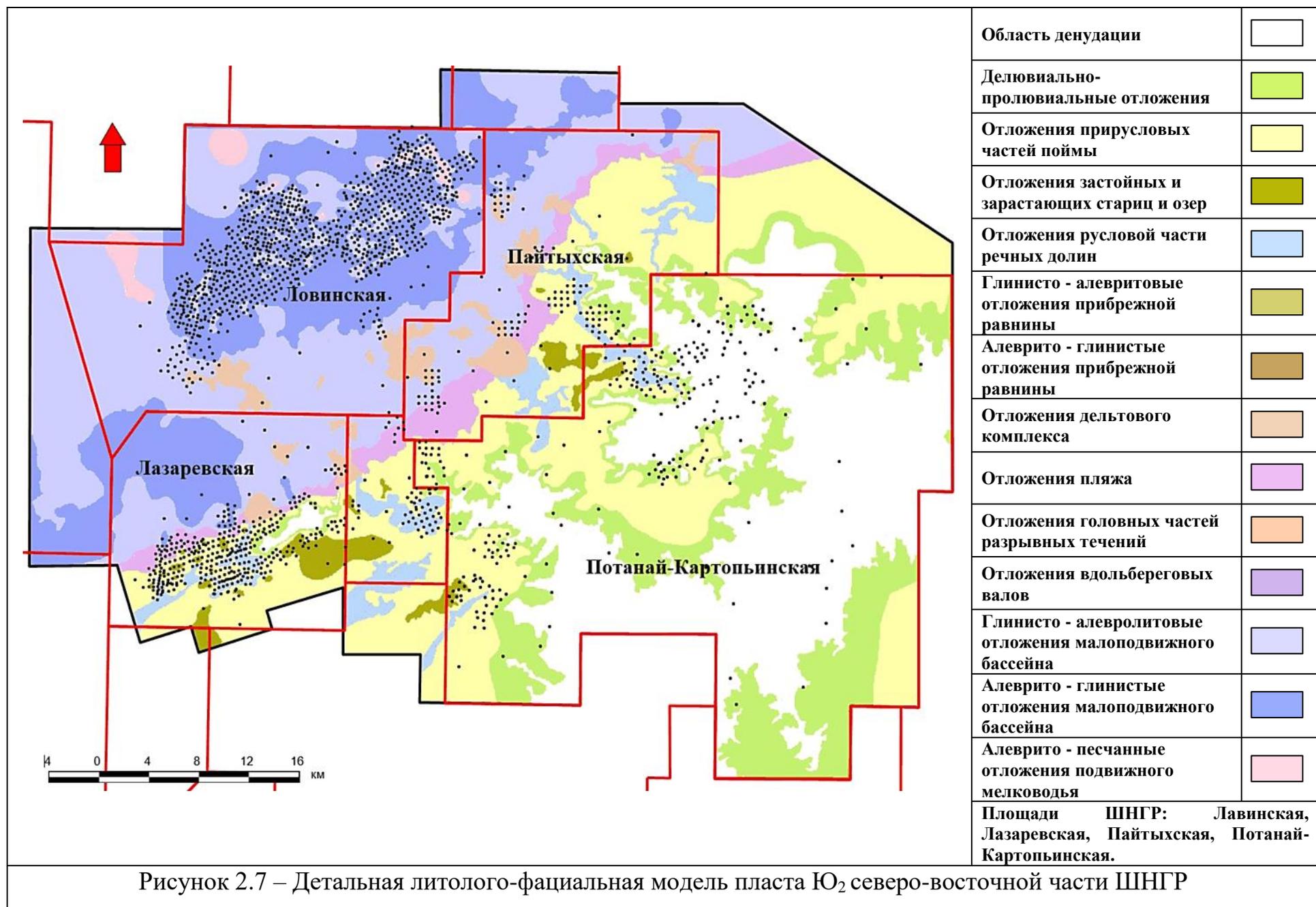
На территории ШНГР в разрезе верхнеюрско-нижнемеловых отложений выделяются *даниловская и абалакская свиты*, трансгрессивно перекрывающие отложения тюменской свиты. Обе они характеризуются преимущественно глубоководными морскими обстановками осадконакопления. В приподнятых областях доюрского фундамента (Толумская, Потанай-Картопьянская площади) сформировались продуктивные песчанистые разности свит, названные

вогулкинской толщей. Осадконакопление в областях развития толщи характеризовалось узкой полосой прибрежно-морской равнины, огибающей отдельные останцы фундамента, представляющие собой отдельные острова.

К началу мелового периода почти вся территория ШНГР была покрыта бассейном. В разрезе выделяются продуктивные отложения вогулкинской и трехозерной толщи, сформированные в прибрежно-морских условиях на приподнятых областях доюрского фундамента. Выделение в разрезе даниловской и абалакской свит на территории зависит от принадлежности месторождения к определенному типу разреза [48, 54].

Мулымьинская свита широко распространена и представлена темно-серыми аргиллитами, практически черными, битуминозными, слабо алевритистыми. Содержит включения фосфатных и сидеритовых стяжений. В свите также наблюдаются прослойки глинистого известняка. Толщина достигает 100 метров. Условия формирования свиты для большей части района приурочены к глубоководным частям бассейна.





Типы разрезов продуктивной части

Активное дифференцированное геодинамическое развитие в юрско-неокомского времени, а также непосредственная близость к западному геосинклинальному обрамлению Западно – Сибирской плиты предопределили литолого – фациальную обстановку Шаимского НГР и прилегающих территорий [77].

Юрско-нижнемеловые отложения района отличаются сложным строением и большим разнообразием слагающих пород, формирование которых происходило в различных фациальных обстановках. Разрез можно разделить на две крупные группы толщ – ниже-среднеюрские отложения шеркалинской и тюменской свиты, имеющие континентальные условия осадконакопления, и среднеюрско-неокомские отложения – переходно-морского и морского генезиса. Литолого-фациальные обстановки контролируются интенсивностью проявления тектонических движений в отдельные периоды развития седиментационного бассейна [3, 4, 21].

История выделения и стратификация диапазона свит юрско-неокомского интервала осадочных толщ Шаимского НГР довольно непростая. Различными авторами выделялись свои принципы подразделения территории на районы.

На схеме районирования верхнеюрских отложений, принятых «Решением 1991 г. МСК», территория Шаимского НГР находится в пределах Шаимского подрайона Игримско-Леушинского района, частично захватывая Ляпино-Челноковский подрайон Ерёмино-Ямальского района. Для данной территории в схеме выделены абалакская, даниловская, мулымьинская свиты, вогулкинская и трёхозёрная толщи [59].

На исследуемой территории Шаимского и прилегающей Красноленинского нефтегазоносных районов, исследователями В. Г. Елисеевым, И. И. Нестеровым и Г. С. Ясовичем для юрско-неокомского и частично аптского интервала осадочной толщи, выделены четыре типа разрезов, которые характерны для различных подрайонов: ляпинский, шаимский, убинский и фроловский.

Западная часть территории Шаимского НГР характеризуется ляпинским типом разреза. В разрезе, включающем юрские, неокомские и частично аптские отложения, можно выделить несколько свит, таких как тюменская, марьяновская, харасоимская, улансынская, леушинская и кошайская. В рамках тюменской свиты ляпинского типа можно выделяются четыре отдельные пачки (от нижней юры до нижнего келловея): радомская, тетеревская, даниловская и убинская.

В юго-западной части Шаимского мегавала, восточнее ляпинского типа выделяется шаимский тип разреза, в составе юрских, неокомских и частично аптских отложений, выделяются несколько свит, включая тюменскую, шаимскую, улансынскую, леушинскую и кошайскую. В тюменской свите выделяются отложения, образующие тетеревскую, даниловскую и убинскую пачки. Эти отложения последовательно выклиниваются на приподнятых выступах фундамента.

Для средней части Шаимского мегавыступа и на склонах Восточно-Туринской моноклинали, а также в некоторых участках Верхне-Кондинского мегапрогиба, восточнее шаимского типа выделяется убинский тип разреза. На данной территории, в составе юрских, неокомских и частично аптских отложений, можно выделить несколько свит, включая тюменскую, абалакскую, тутлеймскую, алясовскую, леушинскую и кошайскую. Тюменская свита включают четыре пачки: радомскую, тетеревскую, даниловскую и убинскую. На юго-востоке в районах с выступами фундамента, где характерен шаимский тип разреза, тетеревская и даниловская пачки вероятно отсутствуют, а отложения убинской пачки (батский интервал) залегает на размытой поверхности верхней части нижней юры (радомская пачка).

В Красноленинском НГР преобладает фроловский тип разреза. На этой территории, в юрских, неокомских и частично аптских отложениях, можно выделить несколько свит, таких как тюменская, абалакская, баженовская, фроловская и кошайская. Тюменские отложения стратиграфический расчленены на пять пачек: шеркалинской, радомской, подгорненской, перегребненской и нарыкарской [77].

А. Э. Конторович, М. А. Левчук, В. И. Москвин предложили другой подход в районировании средне-верхнеюрских отложений территории. Ввиду недостатка фактического материала (описания керн и определения фауны) был предложен подход, основанный на каротажной характеристике разрезов скважин.

Исходя из содержания углерода в отложениях, по данным каротажа сопротивления пластов, авторами были выделены три типа разреза включающих в себя четыре соответствующих района: даниловский, шаимский, трехозерный и яхлинский.

Даниловский тип разреза выделяется на западе территории, в районе Тальниковой, Усть-Иусской, Северо-Даниловской, части Даниловской, Хултурской и Узбекской площадей. В разрезе присутствуют даниловская свита и вогулкинская толща. Данный тип характеризуется почти полным отсутствием высокоуглеродистых пород и, как следствие, низкими значениями КС. Значения гамма-каротажа постепенно увеличиваются в восточном направлении, также высокие значения наблюдаются в верхней подсвите даниловской свиты. Это можно объяснить увеличением содержания органического вещества, которое способно активно адсорбировать различные элементы, в том числе и радиоактивные, что влечет за собой повышение уровня ГК.

Шаимский тип разреза выделяется на большей части Шаимского НГР, в который вошли отложения мулымьинской, абалакской свит и вогулкинской толщи. Для данного типа разреза характерно наличие мощной толщи слабобитуминозных аргиллитов волжско-раннеготеривского возраста.

На крайнем востоке Шаимского района, на территории Яхлинской площади выделяется одноименный тип разреза. Разрез характеризуется повышенными значениями КС для мулымьинской свиты, причем максимальные значения приходятся на нижнюю часть разреза.

На юге, в пределах территории Шаимского мегавала можно выделить отдельный подтип - трёхозёрный. Для данного подтипа характерно развитие разнотернистых образований трёхозёрной толщи ранне-средневолжского возраста, а также сокращение отложений мулымьинской свиты [3].

Альтернативная схема районирования Шаимского нефтегазоносного района и прилегающих территорий предложена А. Г. Мухер. Выделение местных, характерных типов разрезов отложений основано на анализе геологического строения всей толщи юрско-неокомских отложений с учетом детальной корреляции по скважинам и опорным отражающим горизонтам на временных сейсмических разрезах, а также на обобщении палеонтологических материалов. В результате для юрско-неокомских отложениях Шаимского НГР выделено три основных типа и два подтипа разреза (Рисунок 2.8), а именно даниловский, фроловский и мулымьинский тип, а также трехозерный и переходный (от даниловского типа к фроловскому) подтип [12, 70].

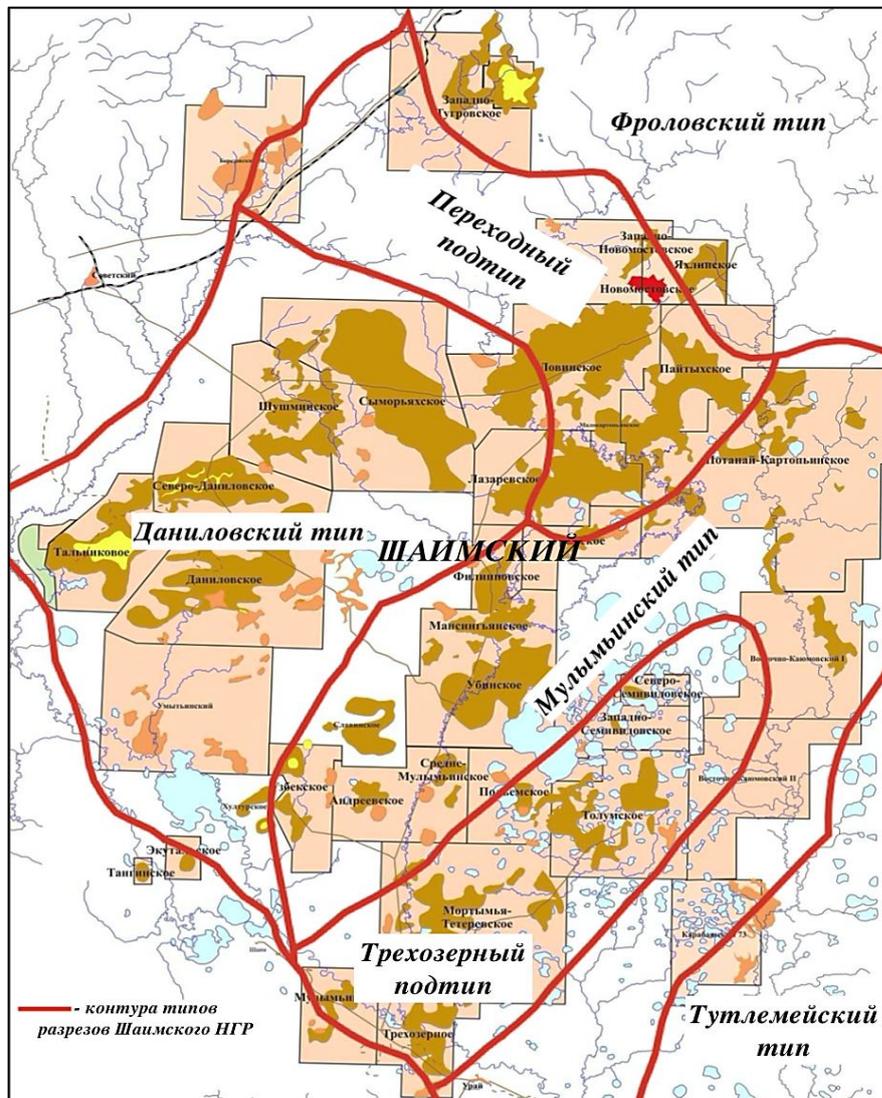


Рисунок 2.8 – Типы разрезов верхнеюрско - неокомских отложений Шаимского нефтегазоносного района

Даниловский тип разреза преобладает в западной части Шаимского нефтегазоносного района Приуральской нефтегазоносной области (НГО), охватывая Даниловскую, Северо-Даниловскую, Тальниковую и частично Лазаревскую площади. Одной из характерных особенностей данного типа разреза являются уменьшенные толщины мезозойско-кайнозойских отложений из-за размыва части юрских отложений. В результате этого, отложения юрской системы представлены только средним и верхним подразделами в данном разрезе.

В верхней юре отмечается почти полное отсутствие битуминозных аргиллитов, а также преобладание в составе тюменской свиты глинисто-алевролитовых, песчаных пород.

Северо-восточнее даниловский тип разреза постепенно переходит во фроловский, через переходный подтип. А в центральной части Шаимского района юго-восточнее, сменяется мулымьинским типом.

Фроловский тип разреза широко распространен в Красноленинском НГР (Западно-Тугровская площадь) и частично в северной части Шаимского нефтегазоносного района (Яхлинская площадь). Характерной особенностью данного типа разреза является увеличение толщины мезозойско-кайнозойских отложений и появление нижнеюрских отложений.

Отложения нижнеюрского возраста на Западно-Тугровской площади представлены шеркалинской свитой. В составе верхнеюрско-нижнеберриасских отложений выделяются также абалакская и тутлеймская свиты. Эти отложения залегают как на породах тюменской свиты, так и на гетерогенном фундаменте и перекрываются глинистыми разностями фроловской свиты [71].

Переход от фроловского типа разреза к мулымьинскому, связан с выклиниванием шеркалинской в нижней юре и тутлемейской свиты в верхней юре.

Переходный подтип разреза развит в пределах Ловинской, Лазаревской, Пайтыхской, Новомостовской и других площадей. По лито-фациальным условиям осадконакопления, этот подтип соответствует смене прибрежно-морских песчаных отложений на морские глубоководные глинистые разности [78].

Постепенный переход от даниловского к фроловскому типу разреза связан с особенностью геологического строения, выклиниванием даниловской свиты и обособлением абалакской и нижней подсвиты тутлемейской свиты.

Отложения тюменской свиты представлены сложным переслаиванием гравелитов, песчаников, алевролитов и аргиллитов, выделяются пласты углей. Отложения имеют различный генезис и приурочены как к континентальным обстановкам осадконакопления (в основном пласты Ю₄₋₈) так и к переходным (Ю₂₋₃) в северной части исследуемой территории выделяются отложения открытого мелководного бассейна (Ю₂ на Ловинской площади). Характер распространения песчаных тел в отложениях подобного типа преимущественно линзовидный.

Абалакская свита принята в объеме верхнего бата – низов нижневолжского яруса. Представлены битуминозными аргиллитами. На наиболее приподнятых участках территории Потанай-Картопьянского месторождения свита латерально переходит в песчано-алевролитовую продуктивную вогулкинскую толщу. Генезис отложений морской, у выступов фундамента – прибрежно-морской.

Нижнетутлеймская подсвита – (титонский ярус), в соответствии с данными, залегает на абалакской свите. Сложена темно-серыми до черных, тонкоплитчатыми аргиллитами с массивной структурой. Содержит разнообразную фауну, включая пелециподы, аммониты и рыбы. Битуминозность аргиллитов увеличивается вверх по разрезу. Встречаются редкие конкреции фосфатов, а также карбонатные прослои и стяжения пирита. Толщина нижнетутлеймской подсвиты составляет от 25 до 40 метров.

Мулымьинский тип разреза приурочен к осевой зоне Шаимского мегавала и охватывает следующие площади Потанай-Каропьянскую, Оханскую, Средне-Мулымьинскую, Убинскую и другие. Для верхнеюрских отложений характерны абалакская и мулымьинская свиты. Последняя перекрыта отложениями нижнемелового возраста улансынкой и леушинской свит.

В областях, где имеются выступы фундамента, выделяется карбонатно-грубообломочная вогулкинская толща, которая может залегать как в нижней части свиты, так и охватывать всю её стратиграфическую мощность. Пласты данной

группы, выделенные в составе этой толщи, как указывалось выше являются основными продуктивными пластами в Шаимском НГР.

Трехозерный подтип занимает центральную часть мулымьинского типа разреза и охватывает Мулымьинскую, Трёхозёрную, Мортымьинскую, Тетеревскую и Толумскую площади. В данном подтипе наблюдается выклинивание отложений абалакской свиты, тогда как отложения мулымьинской свиты трансгрессивно залегают на доюрских породах основания. Породы мезозойского возраста на этих площадях представлены разнообразными отложениями, включая континентальные, прибрежно-морские и морские отложения юрского и мелового возраста.

В составе нижнемулымьинской свиты выделяется *трёхозёрная толща*. В стратиграфическую схему 1976 г. трёхозёрная толща вошла в качестве свиты. Позднее по предложению Ю. В. Брадучана и А. И. Лебедева была переведена в ранг толщи, как не имеющая единого литологического признака. Толща представлена конгломератами, гравелитами, песчаниками, алевролитами, серыми аргиллитоподобными глинами, сменяющими друг друга по латерали вниз по падению.

В. П. Алексеев, Э. О. Амон, А. Ф. Глебов, В. А. Савенко, Ю. Н. Федоров предложили свой подход районирования по типам разрезов территории Шаимского НГР. Предложено две отдельные классификации типов разреза для среднеюрско-нижнемелового и ниже- среднеюрского интервала осадочных толщ рассматриваемой территории. Типизация разрезов и выделение подрайонов зависят от различных критериев, связанных с палеогеографическими, литологическими и структурными характеристиками. Эти критерии включают анализ расположения подрайонов относительно Шаимского мегавала и западного геосинклинального обрамления Западно-Сибирской плиты, а также сходство по литологии выделенных литостратонов и толщине.

Центральный подрайон имеет сложную строение, занимает центральную наиболее высокую часть Шаимского мегавала, включая его гребень. Для данной части в васюганском горизонте выделяют абалакскую свиту и вогулкинскую толщу, выше которых залегают мулымьинская и леушинская свиты. Характерной

особенностью отложений абалакская и вогулкинская толща — это многочисленные фациальные замещения на небольших расстояниях. Вогулкинские песчаные образования могут иметь различное залегание: на доюрских комплексах, на осадочных породах тюменской свиты и прослеживаться в виде тонких маломощных слоев под абалакской свитой.

Западный и восточный подрайоны приурочены к более низким, погруженным, склоновым участкам. Литологический состав западного подрайона тяготеет к западной Приуральской частью Западной Сибири, по разрезу выделяются следующие свиты: даниловская, харасоимская, улансынская и леушинская. Восточный подрайон больше характерен по составу к центральным районам Западно-Сибирской провинции, где по разрезу выделяются абалакская, тутлеймская и фроловская свиты [78].

Выводы к главе 2

Проведен детальный анализ регионального геологического строения, палеогеографических и палеотектонических условий формирования, а также литолого-фациальные особенности объекта диссертационного исследования:

1.2 Тектоническая активность, неоднократно возобновляемая на территории Западно – Сибирского осадочного бассейна, послужила образованию сложных систем тектонических нарушений. О продолжительности тектонической активности свидетельствуют элементы дизъюнктивной тектоники, которые наблюдаются в доюрских, юрских и реже в нижнемеловых отложениях.

1.3 Район характеризуется резко дифференцированным структурным планом, особенно по кровле фундамента, и сильной литолого-фациальной изменчивостью отложений. Активная дифференцированная геодинамика юрско-неокомского времени предопределила литолого – фациальные обстановки осадконакопления. В результате для юрско-неокомских отложениях Шаимского НГР выделено три основных типа и два подтипа разреза, а именно даниловский, фроловский и мулымьинский тип, а также трехозерный и переходный (от даниловского типа к фроловскому) подтип. Выявлено, что одной из причин

анизотропии свойств коллекторов является динамичная смена условий обстановок осадконакопления в период формирования продуктивных отложений.

1.4 Установлено, что изученные месторождения района исследования по геологическому строению относятся к категории «сложных» или «очень сложных». Залежи тектонически нарушены, выделяются литологические замещения, вторичные изменения пород коллекторов, высокая анизотропия фильтрационно-емкостных характеристик по площади и разрезу. Выше указанные геологические факторы осложняют процессы нефтеизвлечения, сопровождающихся увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти разрабатываемых месторождений. Тем не менее, стоит отметить потенциал прироста извлекаемых запасов нефти Шаимского нефтегазоносного района, что обуславливает актуальность дальнейшего исследования.

ГЛАВА 3. КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОВОДИМОСТИ ЗОН ДЕСТРУКЦИЙ

В нефтегазовой отрасли основным резервом поддержания уровня добычи нефти являются трудноизвлекаемые запасы углеводородов. Одним из критериев для отнесения запасов УВ к трудноизвлекаемым является раздробленность месторождения тектоническими нарушениями.

Система разработки, заложенная еще на начальной стадии, должна совершенствоваться в ходе эксплуатации месторождений с учетом геолого-промыслового данных, а также особенностей геологического строения. Помимо литолого-фациальных особенностей, макро- и микронеоднородностей, а также закономерностей локального распределения остаточных запасов нефти слабодренируемых и застойных зон, к факторам, оказывающим значительное влияние на технологические показатели разработки, относят дизъюнктивные нарушения.

Наличие и ориентацию тектонических нарушений устанавливают на основании интерпретации сейсморазведочных работ, которые характеризуются ограниченной разрешающей способностью и не позволяют определить проводимость нарушений. В целом, изучение фильтрационных процессов в зонах дизъюнктивных нарушений и трещиноватости пород коллекторов, позволяет более точно определить характеристики месторождений и рационально планировать процесс разработки.

При эксплуатации тектонически нарушенных залежей нефти одним из ключевых аспектов, который необходимо учитывать, является определение проводимости дизъюнктивных нарушений. Критерий проводимости тектонических нарушений, имеет важное значение при заложении оптимальной конфигурации эксплуатационной сетки скважин, разработке эффективных методов поддержания энергетического состояния и планировании стратегий увеличения нефтеотдачи.

Ранжирование тектонических нарушений на проводящие и непроводящие является первостепенной задачей при проектировании многопластовых

месторождений. При этом проводимость разломов может существенно варьироваться, в зависимости от их характеристик и состояния. Поэтому корректная оценка данного параметра является необходимой для рационального освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.

Для решения данной задачи можно выделить несколько взаимосвязанных направлений, основанных на явлении интерференции скважин и изучении межскважинного пространства. Явление интерференции состоит в том, что под влиянием спуска, остановки или изменения режима работы одной группы скважин (возмущающими) изменяются (через некоторый промежуток времени в той или иной степени) дебит и забойные давления другой группы скважин, эксплуатирующих тот же пласт. Схема проведения комплексной методики изучения проводимости зон разрывных нарушений представлено на Рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 - Схема комплексного анализ и оценка проводимости зон деструкций

3.1 Прямые методы изучения зон деструкции

К ряду прямых методов, основанных на вещественном составе, можно отнести изучение керн и шлифов, а также гидродинамические (ГДИС) и индикаторные методы исследования скважин. Данные исследования наиболее эффективны при изучении качественных и количественных характеристик межскважинного пространства и направлены на определение добывных возможностей скважин, оценки фильтрационных свойств пласта, выявления характера неоднородности, изменения параметров во времени и контроля за энергетическим состоянием залежи.

3.1.1 Изучение керн и шлифов

Прямые методы, проводимые на керновом материале, являются наиболее достоверными и информативными среди прочих. Детальное изучение и своевременное исследование извлеченного керн необходимо для эффективного проведения геологоразведочных работ при поиске и разведке скоплений УВ. Исследование керн позволяет получить сведения о строении нефтегазовых комплексов, о составе и генезисе отложений, о характере насыщения и других свойствах пород – коллекторов [34, 35, 36].

При изучении керн получают геологическую информацию, связанную с закономерностями вертикального строения разрезов (последовательность и характер напластования, мощность слоев, литологический состав отложений, текстурно – структурные особенности пород и т.д.).

Фактическая трещиноватость горной породы зависит от ее прочностных свойств и распределения в ней механических напряжений. Трещиноватые коллекторы чаще всего обнаруживаются в хрупких породах с низкой пористостью, которые находятся в областях с тектонической активностью. В таких условиях образуются крупные трещины, которые имеют значительную протяженность и называются макротрещинами. Если порода менее хрупкая и обладает высокой межгранулярной пористостью, трещины характеризуются ограниченной

протяженностью и относительно небольшой открытостью, такие трещины называются микротрещинами.

Для изучения трещин по образцам горных пород используются различные методы, включая оптико-микроскопический метод и метод капиллярного насыщения горных пород люминесцирующими жидкостями. При помощи этих методов можно определить характеристики микротрещин. Микротрещины развиваются в более плотной сети и вместе с ней формируют единую систему, подчиняющуюся общим закономерностям развития трещин.

Оценка параметров порового и трещинного пространства пород-коллекторов (трещиноватость) - вопрос, который также можно решить с помощью исследования кернового материала. Характер распределение трещин, размеры, плотность, ориентация их раскрытость; выполнения и вторичные преобразования устанавливаются при макро - и микроскопических исследованиях (Е. М. Смехов и др.).

Так, лабораторные исследования керна условно можно разделить на три этапа: ряд исследований на полноразмерном керне; исследование микротекстуры, вещественного состава и геомеханических параметров при нормальных и пластовых условиях; создание моделей физических свойств на основе проведенных экспериментальных исследований.

– **Исследование полноразмерного керна.** На данном этапе проводят сканирование полноразмерного керна с помощью метода компьютерной томографии (КТ), а также многоуровневое ультразвуковое (УЗ) исследование. По результатам этих исследований выделяются зоны однородности со схожей микроструктурой (Рисунок 3.2). Исследования микротекстуры, вещественного состава и исследования на стандартных образцах при нормальных условиях выполняются параллельно.

В шлифе наблюдается сеть многочисленных разветвленных, разноориентированных мелких, толщиной от 0,01 до 0,05 мм, микротрещин выполненных преимущественно карбонатами. Более крупные трещинки выполнены вторичным кварцем.

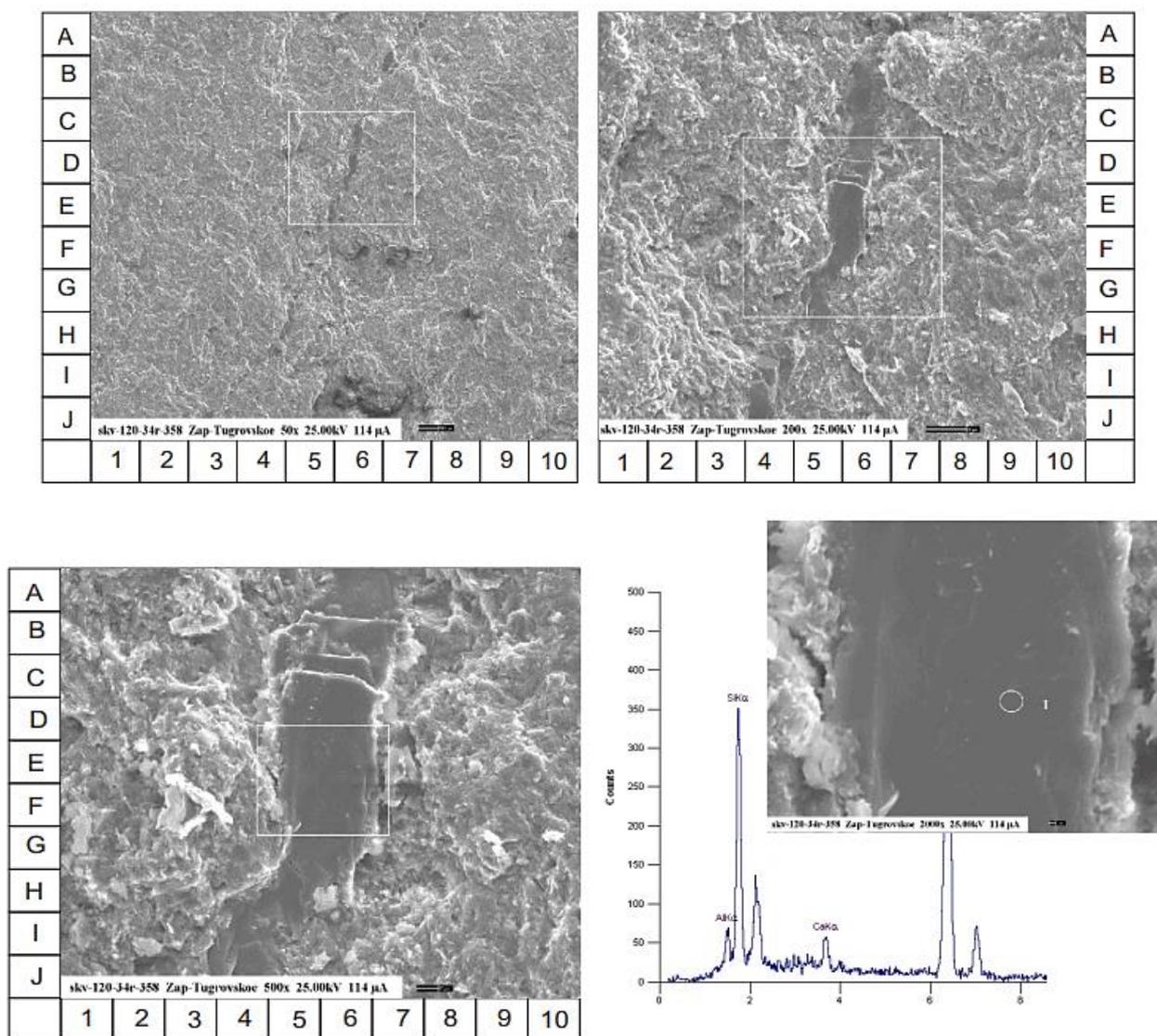


Рисунок 3.2 – Характеристика порового-трещинного пространства пород-коллекторов по РЭМ снимкам Западно-Тугровская площадь (алевролит слабо карбонатизированный)

– **Исследование микротекстуры, вещественного состава и геомеханических параметров при нормальных и пластовых условиях.** Данный этап состоит из нескольких подэтапов, включающих в себя исследования на образцах горной породы, отобранной близко к местам отбора образцов стандартного размера; исследования на стандартных образцах при нормальных условиях (КТ, многоуровневое УЗ, определение ФЕС стандартных образцов); исследования на стандартных образцах при пластовых условиях (УЗ измерение скоростей упругих волн, определение деформационно - прочностных

характеристик, параметров ползучести, интенсивности акустической эмиссии при нагруженности породы) (Рисунок 3.3).



Рисунок 3.3 – Определение деформационно – прочностных характеристик керна (Ловинская площадь)

– **Создание моделей физических свойств на основе проведенных экспериментальных исследований.** На данном этапе строятся математические модели физических свойств породы, проводится калибровка этой модели для пластовых условий [37].

Лабораторные исследования кернового материала имеют свои преимущества. С их помощью можно получать данные, необходимые для создания моделей, описывающих поведение месторождения в процессе разработки и иметь представление о структурном каркасе месторождения и физических свойствах горных пород, слагающих месторождение. Важным положительным качеством лабораторного эксперимента является возможность повторения опытов.

Вместе с тем следует отметить, что исследования кернового материала имеют и недостатки. Несмотря на информативность изучения свойств керна, процесс получения керна не простой и требует значительных временных затрат.

Детальное изучение трещиноватых пород по материалам керна осложнено несколькими моментами:

– вынос керна из трещиноватых интервалов маловероятен, как следствие, более плотные интервалы пород оказываются более изученными и охарактеризованными;

– в лабораторных условиях параметры макротрещин изучаются на полноразмерном керне, обязательным условием проведения подобных исследований является наличие ориентированного керна.

3.1.2 Индикаторные (трассерные) исследования

Для исследования межскважинного пространства продуктивных пластов и оценки фильтрационно-емкостных характеристик наиболее информативными являются методы, которые непосредственно отражают процесс фильтрации жидкости в пластовых условиях. Один из таких методов - это индикаторный (трассерный) метод исследования, позволяющий получить данные о фильтрационных неоднородностях залежи.

Метод исследования заключается в использовании меченых веществ для изучения процесса фильтрации жидкости в пласте-коллекторе [38]. Проведение индикаторных исследований осуществляется по следующей схеме. Сначала выбираются нагнетательные скважины для закачки трассера и осуществляется предварительный выбор добывающих скважин (расположенных в зоне потенциального влияния). Затем производится фоновый отбор проб жидкости. На следующем этапе определяется необходимое количество меченых веществ для закачки в каждую отдельную нагнетательную скважину, и осуществляется непосредственно введение меченой жидкости в пласт (Рисунок 3.4). В заключительном этапе производится отбор и анализ проб пластовой воды на наличие индикаторного вещества, а затем проводится интерпретация полученных данных [39].

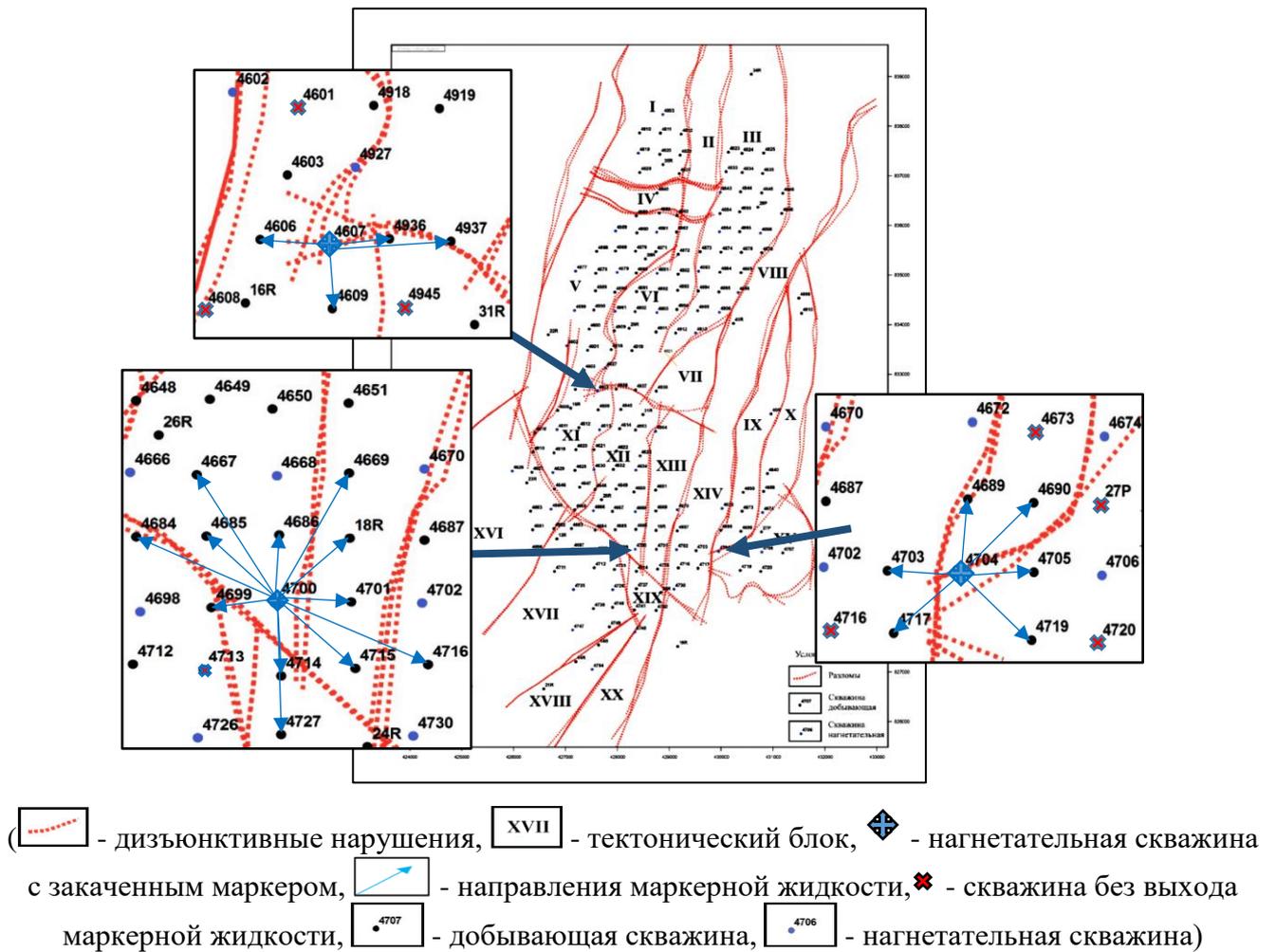


Рисунок 3.4 – Трассерные исследования (Западно-Тугровская площадь)

При выборе индикаторов для проведения исследований важно учитывать особенности и условия работы. Жидкость в пластовых условиях движется с небольшой скоростью через микроскопические каналы, образованные порами или трещинами, взаимодействуя с обширной поверхностью породы. Горные породы имеют свой минералогический состав и часто содержат элементы, которые могут задерживать индикатор. В глубоко залегающих нефтяных горизонтах высокие давление и температура. Они также насыщены различными флюидами, а пластовые воды обычно имеют высокую минерализацию. Все эти факторы предъявляют особые требования к выбору меченой жидкости.

По данным исследования определяют основные параметры пласта: наличие трещин и разрывных нарушений, скорость фильтрации, проницаемость, объем непродуцируемой закачки агента, а также гидродинамическую связь, оптимальное давление нагнетания вытесняющего агента. Время прихода каждой порции индикатора определяет скорость фильтрации, а скорость фильтрации определяет эффективную проницаемость каждого высокопроницаемого канала фильтрации (ВКФ).

Индикаторный метод позволяет решить такие задачи как: выявление особенностей геологического строения пласта; установление гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, а также между пластами и горизонтами; определение направления и скорости фильтрации закачиваемых флюидов; количественное распределение потока нагнетаемой жидкости между добывающими скважинами и выявление источников обводнения добывающих скважин; определение эффективности различных методов повышения нефтеотдачи пласта путем проведения закачек индикаторной жидкости до и после воздействия на пласт [38].

Индикаторные исследования позволяют существенно улучшить информативность геолого-промысловых данных и значительно повысить достоверность при изучении зон деструкции.

Таким образом, трассерный метод обладает рядом существенных преимуществ и позволяет изучать реальную фильтрацию флюида в пластовых

условиях, что дает представление о фильтрационных неоднородностях и структуре, исследуемой залежи. Кроме того, можно оценить гидродинамическую связь различных зон эксплуатационных объектов, пластов или отдельных нагнетательных и добывающих скважин. Получить характеристику направления потоков, скорости движения жидкости в коллекторе, а также данные о фильтрационно-емкостных свойствах горных пород и многое другое.

Следует отметить, что трассерный метод имеет ряд недостатков. Во-первых, он требует значительного времени и экономических затрат для проведения исследований. Во-вторых, для этого метода имеются специфические требования, предъявляемые к трассерам, что ограничивает его применение. Кроме того, для каждого закачиваемого индикатора требуется разная масса, которая зависит от геологических особенностей пласта, скважин и их состояния [40].

3.1.3 Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) являются основой контроля за процессами разработки нефтяных месторождений. Важным преимуществом ГДИС является то, что они позволяют получить информацию о свойствах пласта вблизи скважины и на большом расстоянии от нее, что дает возможность построить достоверную картину строения залежи и определить оптимальные параметры ее разработки. Гидродинамические исследования могут быть проведены на разных этапах разработки месторождения, начиная с первичного изучения пласта и заканчивая мониторингом процесса его выработки. Они могут быть также использованы для определения эффективности различных методов добычи и для прогнозирования будущего поведения пласта. [2, 14, 41].

ГДИС основываются на анализе изменений определенных параметров (давление, температура, уровень жидкости, дебит и др.) и отбор проб пластовых флюидов (нефти, воды, газа и газового конденсата) при их эксплуатации во времени. Конечная цель гидродинамических исследований скважин заключается в получении данных, которые позволят оптимизировать процесс добычи нефти и

газа. Для этого используются различные методы исследования, которые могут быть применены в зависимости от условий работы скважин и характеристик пластов.

Гидродинамические исследования скважин могут быть проведены как в условиях установившихся процессов фильтрации, так и в условиях неустойчивых процессов. В зависимости от условий используются различные методы исследования [14, 41]. Определение гидродинамических параметров при неустойчивых режимах осуществляется по кривым восстановления давления (КВД), кривым падения дебита (КПД) и по кривым восстановления уровня (КВУ); при установившихся режимах – с помощью фильтрационных волн давления (ФВД).

– В случае неустойчивых процессов фильтрации, гидродинамические исследования проводятся на начальном этапе работы скважины, когда давление в пласте еще не стабилизировалось. Самым распространенным видом исследования скважин при неустойчивых режимах является снятие кривой восстановления давления и кривой падения давления. Эти исследования могут быть использованы для определения проницаемости пласта, оценки объема запасов нефти и газа, а также для определения температуры и давления в пласте.

Метод КВД - КПД применяется для скважин, фонтанирующих с высокими и устойчивыми дебитами. Для этого скважину, работающую при установившемся режиме ($P_c = \text{const}$, $Q = \text{const}$), останавливают и фиксируют темпы восстановления забойного давления (забойные давления в различные моменты времени t после остановки скважины). По результатам замеров строится график – кривая восстановления давления (КВД) и кривая падения давления (КПД). Полученная информация предназначена для создания динамической модели пластовой фильтрационной системы, на базе которой осуществляется проектирование и регулирование процессов разработки залежей УВ и эксплуатации нефтяных и газовых скважин [98].

Метод кривой восстановления уровней (КВУ) применяется в скважинах, которые не фонтанируют или фонтанируют неустойчиво. В этих скважинах

стимулирование притока жидкости осуществляется путем снижения уровня жидкости в скважине с помощью методов компрессирования или свабирования.

В процессе проведения КВУ, скважина находится в состоянии простоя, что означает прекращение отбора жидкости, и ее устье остается открытым. Из пласта продолжает поступать затухающий со временем приток, сопровождающийся поднятием уровня жидкости в стволе скважины. В течение этого времени регистрируется изменение глубины динамического уровня жидкости. Подъем уровня и рост столба жидкости приводят к повышению давления. Кривая изменения давления в этом случае называется кривой притока (КП). После полного прекращения притока и восстановления давления проводятся измерения статического уровня и пластового давления. Продолжительность регистрации КВУ или КПД зависит от нескольких факторов, включая продуктивность скважины, плотность флюида, площадь сечения потока жидкости, поднимающегося в стволе скважины, а также угол наклона ствола скважины. Обработка данных, полученных при КВУ, позволяет рассчитать важные параметры скважины, такие как пластовое давление, дебит жидкости и коэффициент продуктивности.

– Гидродинамические исследования скважин в условиях установившихся процессов фильтрации позволяют получить информацию о параметрах пласта и скважины на стационарном режиме работы скважины. Технология проведения исследований заключается в последовательном измерении дебитов скважин на различных установившихся режимах ее эксплуатации, то есть при различных забойных давлениях. Эти исследования проводятся после того, как давление в пласте стабилизируется, т.е. когда давление внутри скважины и пласта остается постоянным в течение некоторого времени. Выполненные таким образом замеры позволяют получить информацию о дебитах скважин для различных забойных давлений [98].

В результате таких исследований можно определить режим работы скважины; коэффициенты фильтрационных сопротивлений по индикаторной кривой, ухудшения или улучшения параметров призабойной зоны; пьезопроводность пласта, наличие экранов и ухудшений параметров пласта за

пределами призабойной зоны, емкостные параметры пласта, приведённый радиус скважины и др [45].

При установившихся режимах гидродинамические параметры определяются с помощью фильтрационных волн давления (ФВД). Методом ФВД можно определять, как фильтрационные, так и релаксационные свойства системы. К тому же, исследования в частотном диапазоне позволяют зондировать пласт на разную глубину по радиусу и, следовательно, дают возможность обнаруживать его характерные неоднородности, в том числе, и в призабойной зоне скважины.

Гидропрослушивание

Суть данного метода заключается в измерении изменений давления или уровня жидкости в одной скважине, вызванных изменением отбора жидкости в соседних скважинах. Путем фиксации времени, прошедшего от изменения отбора жидкости в возмущающей скважине до изменения давления в реагирующей скважине, что позволяет оценить характеристики пласта в межскважинном пространстве.

Если при проведении гидропрослушивания в скважине не наблюдается реагирование на изменение отбора жидкости в соседней скважине, это указывает на отсутствие гидродинамической связи между ними, возникающей из-за наличия непроницаемого экрана. Причиной образования такого экрана может быть наличие тектонических нарушений или выклинивания пласта.

Таким образом, гидропрослушивание позволяет обнаружить особенности геологического строения пласта, включая тектонические нарушения, которые могут быть скрыты или пропущены в процессе разведки и геологического изучения залежи. Однако для получения более точных результатов требуется проведение комплексных исследований.

Данные методы имеет ряд преимуществ: большая разрешающая способность, позволяющая определить гидропроводности, пьезопроводность области реагирования, а также наличие или отсутствие гидродинамической связи между скважинами; позволяет количественно оценить фильтрационные характеристики пласта.

Наряду с преимуществами, метод не лишен недостатков, а именно имеет большую длительность исследований и экономические затраты, слабый измеряемый сигнал (варьируются от 0.01 до 0.1 атм.), который достигает наблюдательной скважины с определенной временной задержкой, а также появляются помехи из-за соседних работающих скважин [14].

Таким образом, применение «прямых методов» исследования трудно переоценить, особенно при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти на зрелых залежах ШНГР со сложным геологическим строением и структурой порового пространства. При изучении проводимости тектонических нарушений на месторождениях, как правило, отдают предпочтение специализированным исследованиям - закачке индикаторных жидкостей или гидропрослушиванию. Данные методы весьма информативны и позволяют уточнить особенности строения залежи и установить наличие трещин и разрывных нарушений. Позволяют оценить фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений, характеристики межскважинного пространства, выявить макро и микронеоднородности.

Однако такие исследования проводятся адресно, получая данные локального участка, имеют определенную временную длительность и экономические затраты. Требуют специалистов высокого уровня и компетенции особенно при работе с керновым материалом. Такой подход не дает полной характеристики зоны тектонического нарушения.

В этой связи наиболее предпочтительным является применение косвенных методов динамического анализа степени интерференции скважин по промысловым данным. Которые позволяют с достаточной степенью надежности, оперативно решать вопросы регулирования разработки месторождений, осложненных разломно-блоковым строением с учетом представления о проводимости зон деструкций.

3.2 Косвенный метод оценки проводимости зон деструкции

Для оценки проводимости зон деструкции косвенным методом используется статистический анализ массива данных, геолого-промысловой информации. С целью выявления стохастических признаков взаимосвязи и их количественной оценки между скважинами-кандидатами применялся корреляционный анализ.

Корреляция описывает связь между двумя или несколькими случайными величинами, где изменения значений одной или нескольких из них сопутствуют систематическим изменениям значений другой или других величин. Коэффициент корреляции является математической мерой этой связи и позволяет оценить степень зависимости между величинами (Жорж Кювье 1806 г.). Важно отметить, что рассматриваемые величины могут быть как случайными, так и неслучайными, но при этом должны быть измеримы и представлены числами с достаточной точностью. В зависимости от характера данных, типа переменных, между которыми ищется связь и целей исследования применяются разные расчеты коэффициента корреляции. Например, для измерений на метрической шкале используют коэффициент Пирсона (Pearson), который использует фактические значения признаков и позволяет выявить только линейную зависимость между двумя непрерывными переменными. Для измерений на порядковой шкале применяют коэффициент ранговой корреляции Спирмена (Spearman) или Кендалла (Kendall), которые используют ранги, являются не линейными и позволяют определить монотонную зависимость. Использование этих коэффициентов делает их более универсальными для различных типов данных. В некоторых случаях для оценки связи между двумя бинарными переменными может применяться коэффициент Фишера (Fisher) [1, 2, 79, 95, 96].

В этой связи наиболее предпочтительным является метод математической статистики коэффициент ранговой корреляции Спирмена. Считается что данный метод непараметрический и позволяет установить степень взаимовлияния для любого количества объектов на рассматриваемый промежуток времени.

Правила расчёта коэффициента корреляции Спирмена. Каждому элементу переменной X и Y необходимо присвоить ранг (проранжировать) в соответствии со значением. При ранжировании особое внимание следует обращать на сохранение всех горизонтальных связей. Затем нужно вычислить разности между рангами R_x и R_y , и возвести их в квадрат. После этого нужно подсчитать сумму квадратов разностей. При наличии одинаковых рангов рассчитываются поправки:

$$T_x = \Sigma (a^3 - a)/12; T_y = \Sigma (b^3 - b)/12, \quad (3-1)$$

где, a - объём каждой группы одинаковых рангов в ряду X ;

b - объём каждой группы одинаковых рангов в ряду Y .

При отсутствии одинаковых рангов вычислить коэффициент ранговой корреляции по формуле:

$$r = 1 - \frac{6 \Sigma d^2}{n(n^2-1)}, \quad (3-2)$$

где Σd^2 – сумма квадратов разностей рангов;

n – число парных наблюдений.

При наличии одинаковых рангов вычислить коэффициент ранговой корреляции по формуле:

$$r_s = 1 - \frac{6 \Sigma d^2 + T_x + T_y}{n(n^2-1)}. \quad (3-3)$$

Следует отметить, что коэффициент корреляции Спирмена может быть положительным и отрицательным, характеризуя направленность связи между двумя признаками, измеренными в ранговой шкале [51]. При этом отрицательный коэффициент корреляции позволяет принять гипотезу о наличии монотонной отрицательной связи, т.е. увеличение значения одной переменной ведет к уменьшению значения коррелирующей с ней переменной. Положительный коэффициент корреляции свидетельствует о положительной связи между

переменными: увеличение одной переменной соответствует увеличению другой или наоборот (снижение одной переменной приводит к снижению другой) [50,52].

В качестве входных параметров для анализа используются временные ряды ежемесячных показателей работы добывающих и нагнетательных скважин в виде дебитов жидкости, нефти и закачка воды. На основе этих данных проводится статистический анализ, позволяющий определить характеристики гидродинамической взаимосвязи между единой системой скважин, а также проводимость зоны деструкции.

Главными критериями при выборе скважин-кандидатов для определения проводимости зон деструкции является:

- скважины должны быть расположены на разных блоках относительно разрывного нарушения и иметь минимальное расстояние между забоями, чтобы обеспечить возможность определения интерференции;
- наличие гидродинамической связи с пластом, то есть вскрывать один объект разработки;
- длительную историю работы с постоянными дебитами, чтобы обеспечить более точную оценку проводимости.

Качественная оценка тесноты связи, полученных с помощью метода Спирмена, может быть охарактеризована на основе шкалы Чеддока. В качестве контрольных показателей для статистического анализа взяты данные по добывающим и нагнетательным скважинам гидропроводность которых, установлена на основе метода гидропрослушивания или индикаторных исследований. Таким образом получены граничные значения коэффициента корреляции между скважинами, где значения от 0,5 до 0,7 (заметная связь), от 0,7 до 0,9 (высокая связь), от 0,9 до 1,0 (весьма высокая, сильная связь) свидетельствуют о проводимости зоны деструкции (Рисунок 3.5) [42].

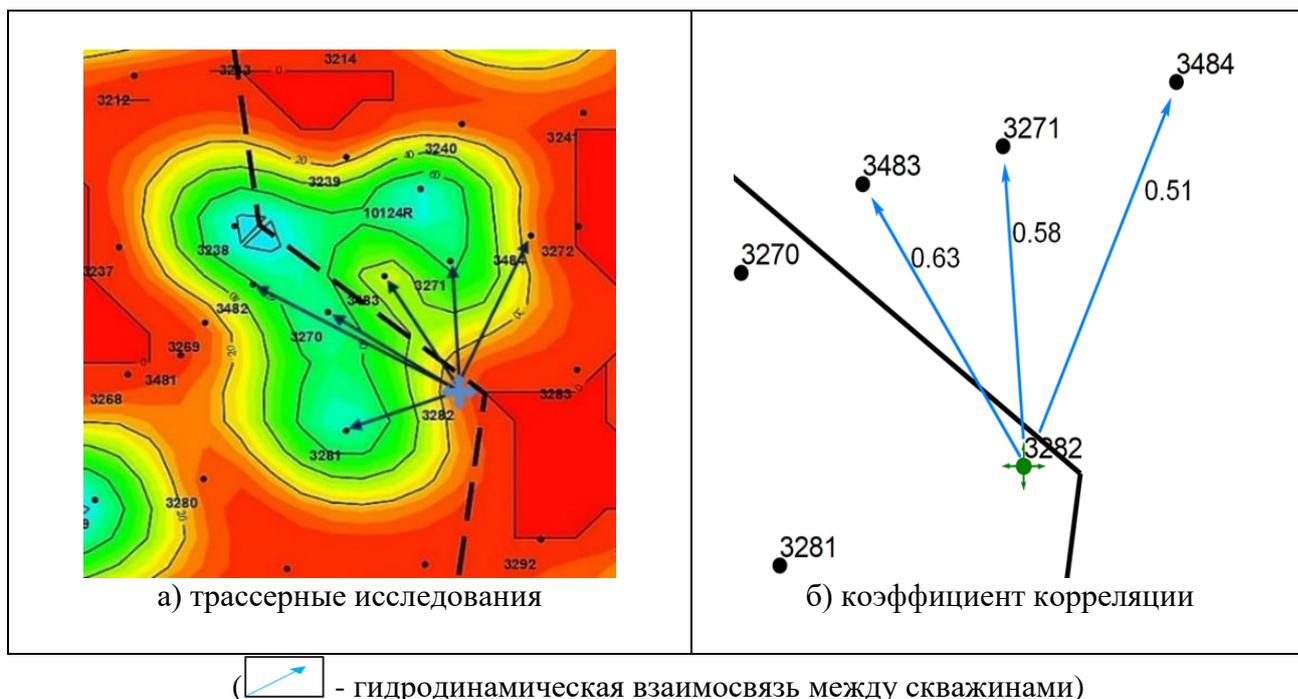


Рисунок 3.5 – Сопоставление полученных данных с индикаторными исследованиями по скважине № 3282 Лазаревская площадь

Коэффициент ранговой корреляции подкреплён результатами анализа трассерных исследований на участке нагнетательной скважины № 3282 Лазаревская площадь. В процессе проведения исследований установлена гидродинамическая связь с 3-я скважинами (№ 3483, 3271, 3484) соседнего блока.

Таблица 1 - Матрица интерференции по скважинам

Well Matrix - LAZ_NDD				
Injectors well	Producton well	Layer	Interference of well	Correlation ratio
3282 (трассер)	3483	Ю ₂ -Ю ₄	0,637	заметная
	3271	тюменская	0,582	заметная
	3484	свита	0,514	заметная

Такой подход был применен по простирацию зоны деструкции на Лазаревской площади. Месторождение разделено на блоки разрывными нарушениями с разными отметками ВНК (Рисунок 3.6). Стоит отметить, что блоки месторождения вводились в разработку в разные периоды, и имеют различные геолого-физические характеристики, соответственно, отличаются различной степенью выработки запасов нефти.

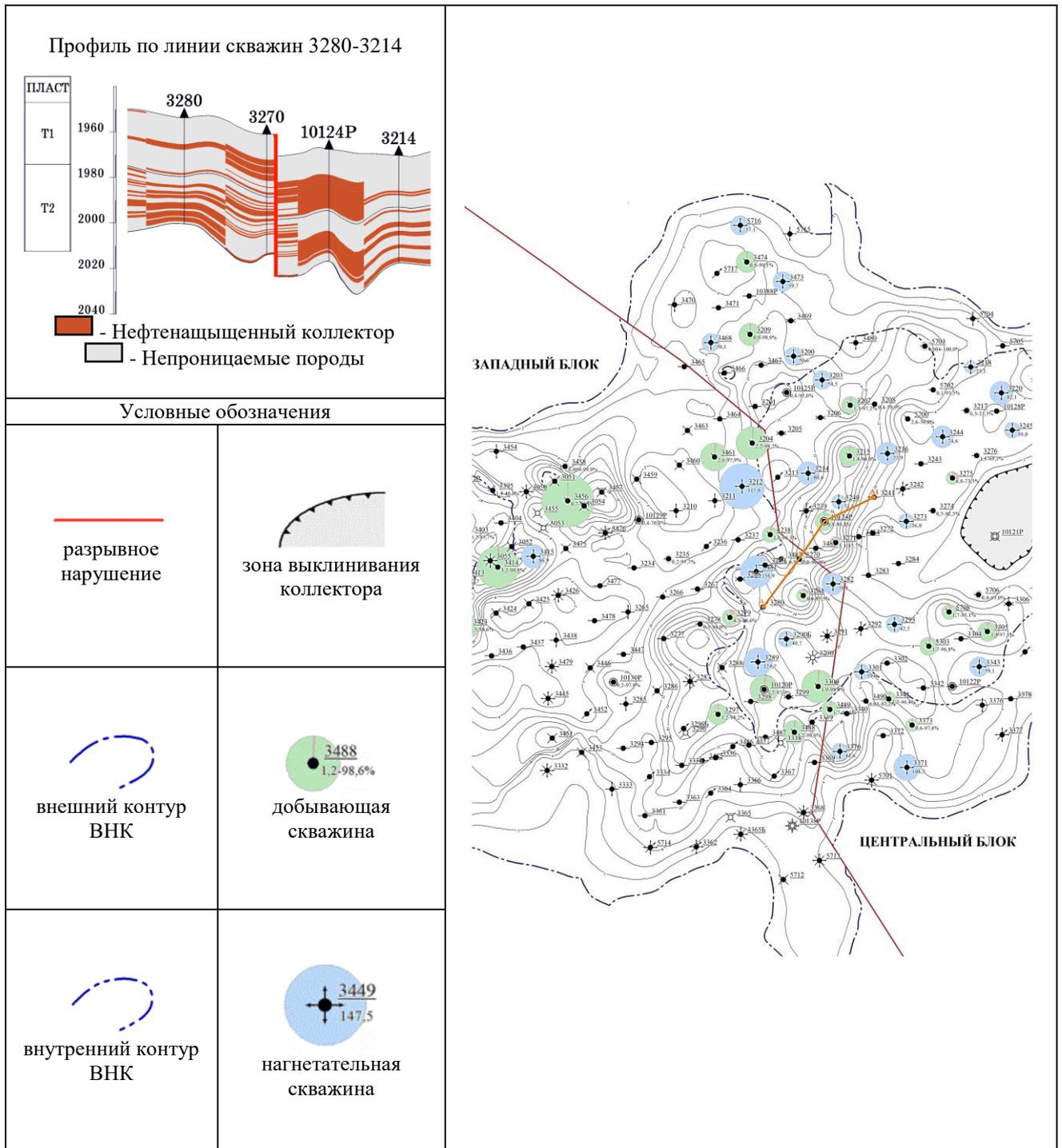


Рисунок 3.6 – Блочное строение Лазаревской площади

Проведенные исследования указывают на то, что существует проводимость тектонического нарушения, тем самым осуществляется гидродинамическая связь между западным и центральным блоками Лазаревской площади. (Рисунок 3.7).

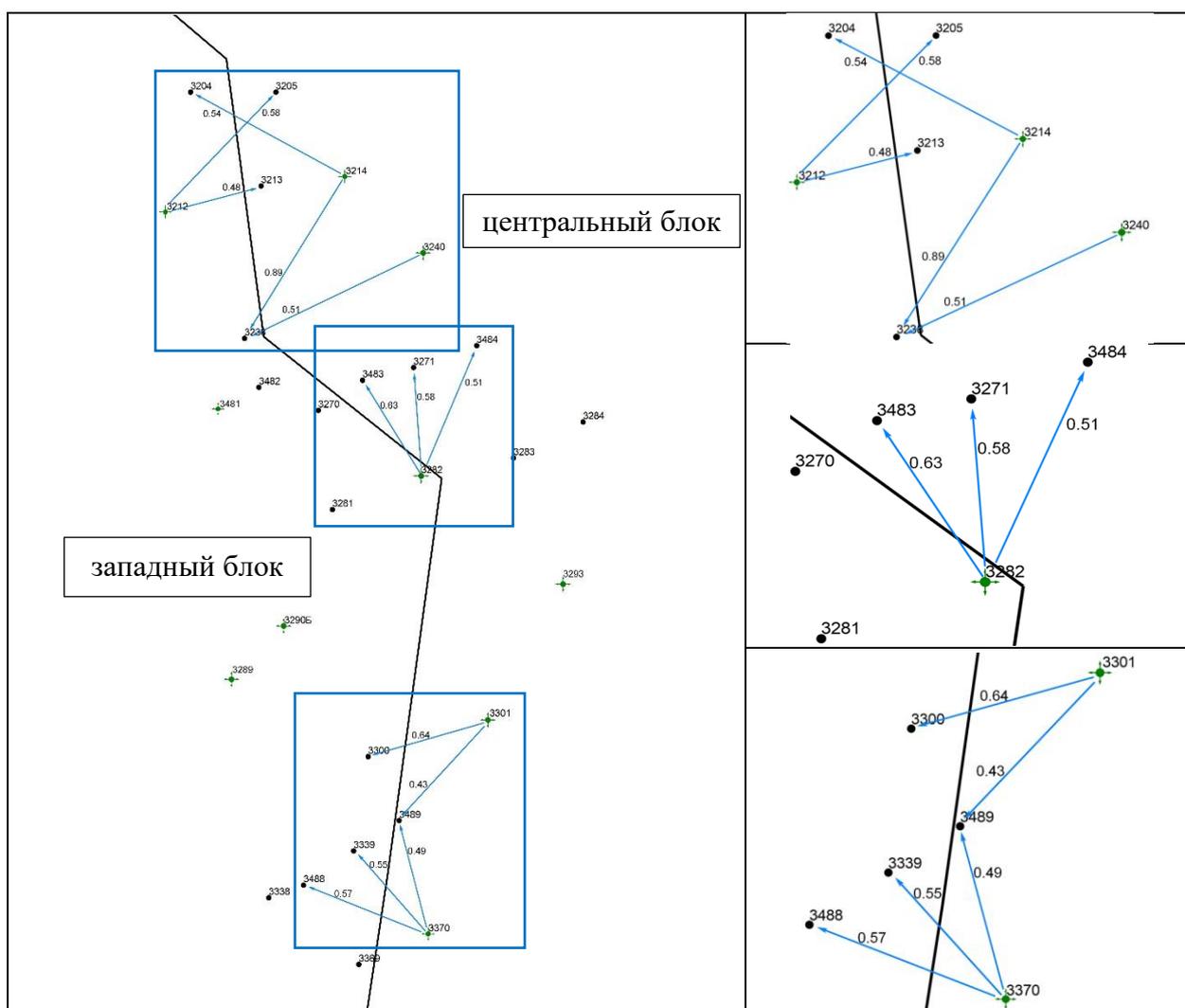


Рисунок 3.7 – Коэффициент корреляции в зоне деструкции западный и центральный блок Лазаревская площадь

Таким образом, предложенный интегральный анализ массива данных позволяет получить более точную оценку проводимости зоны деструкции, чем при использовании только данных одной скважины. В качестве апробации предложенного методического подхода рассмотрим нижеследующий пример [46].

Ловинское месторождение

В целях изучения проводимости тектонических нарушений на Ловинском площади проведен анализ гидродинамической взаимосвязи блоков месторождения и проводимости зоны деструкции. Структуры контролируются системой тектонических нарушений в данном районе и простираются в направлении северо-восток. Площадь месторождения разделена на три крупных тектонических блока: западный, центральный и восточный (Рисунок 3.8).

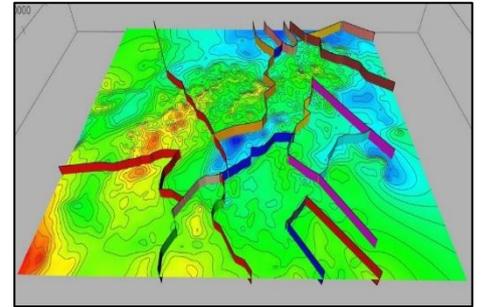
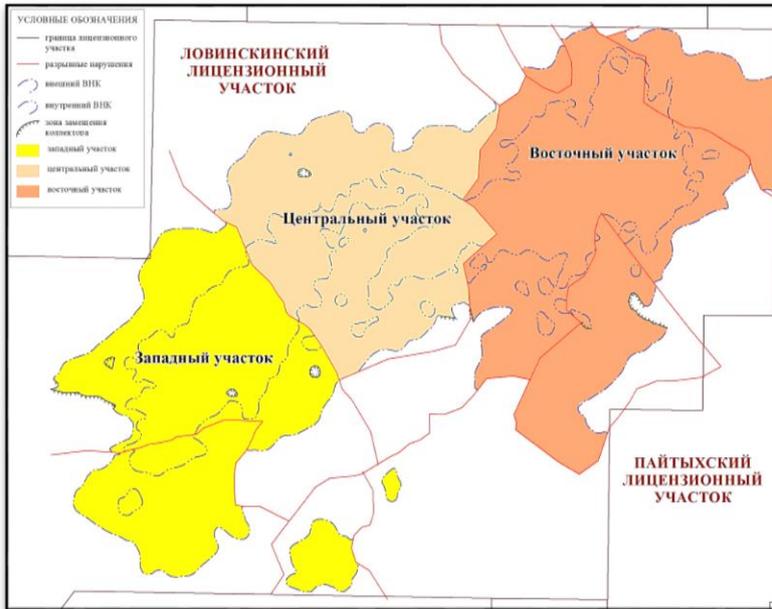


Рисунок 3.8 – Схема разделения территории месторождения на блоки

Предполагается, если разлом отчетливо выделяется по наличию смещения и различию отметок ВНК в разных блоках, то характер его проводимости неизвестен. Экранирование залежей при небольших амплитудах смещения блоков может достигаться за счет образования зон трещиноватости вдоль плоскости разлома и, как следствие, приводит к изменению структуры порового пространства, что и обеспечивает, в отдельных случаях, разобщение залежей. Образованию барьерных условий способствует снижение пластового давления в смежных блоках за счёт длительного процесса разработки.

Для выявления гидродинамической взаимосвязи между блоками месторождения проведен корреляционный анализ влияния нагнетательных скважин на добывающие (Рисунок 3.9 - 3.11).

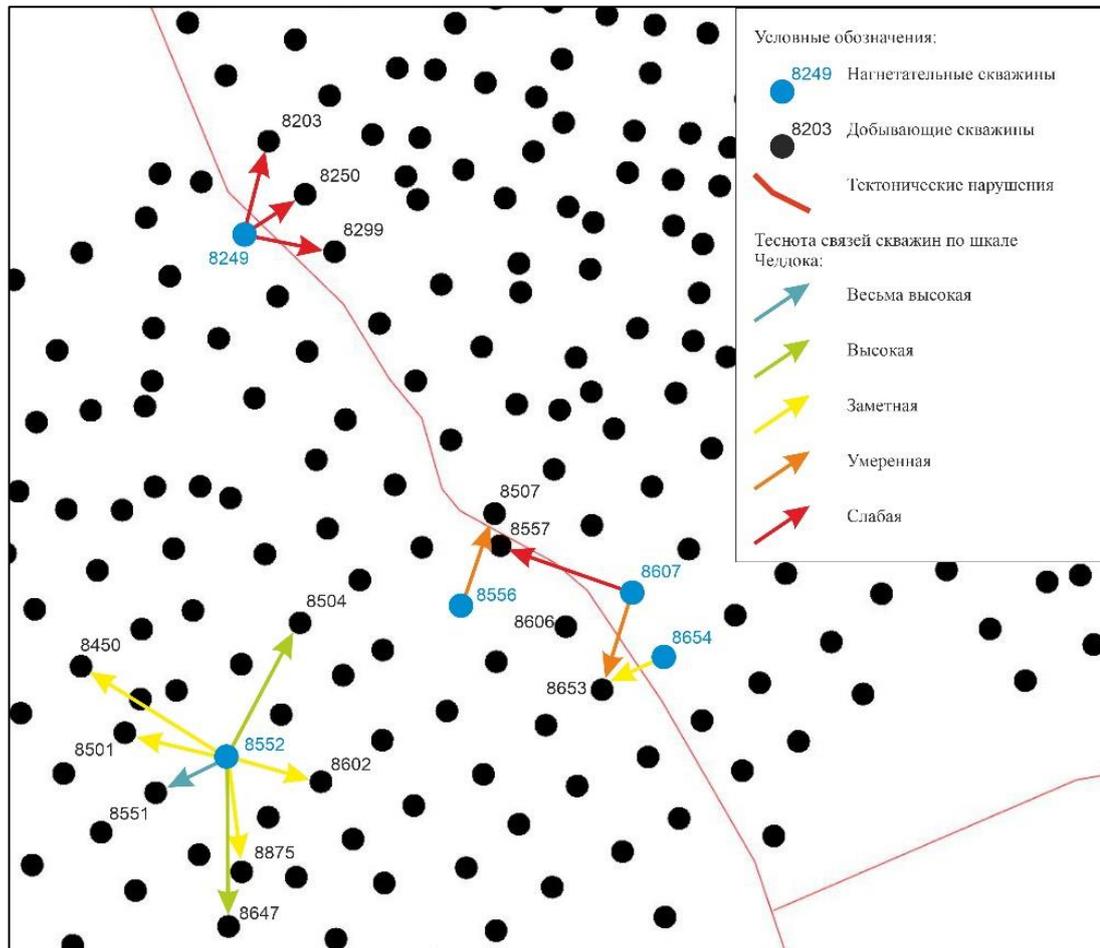


Рисунок 3.9 – Схема распределения гидродинамической связи (западный и центральный блоки)

Таблица 2 - Интерференция нагнетательных и добывающих скважин

Нагнетательные	Добывающие	Пласт	Коэф. кор.	Теснота связи
8552 (трассер)	8504	Ю ₂ -Ю ₄	0,701	высокая
	8602		0,648	заметная
	8875		0,69	заметная
	8647		0,743	высокая
	8551		0,918	весьма высокая
	8501		0,606	заметная
	8450		0,616	заметная
8249	8250	Ю ₂ -Ю ₄	0,217	слабая
	8203		0,107	слабая
	8299		0,248	слабая
8556	8507	Ю ₂ -Ю ₄	0,4	умеренная
8607	8557	Ю ₂ -Ю ₄	0,256	слабая
	8653		0,493	умеренная
8654	8653	Ю ₂ -Ю ₄	0,748	заметная

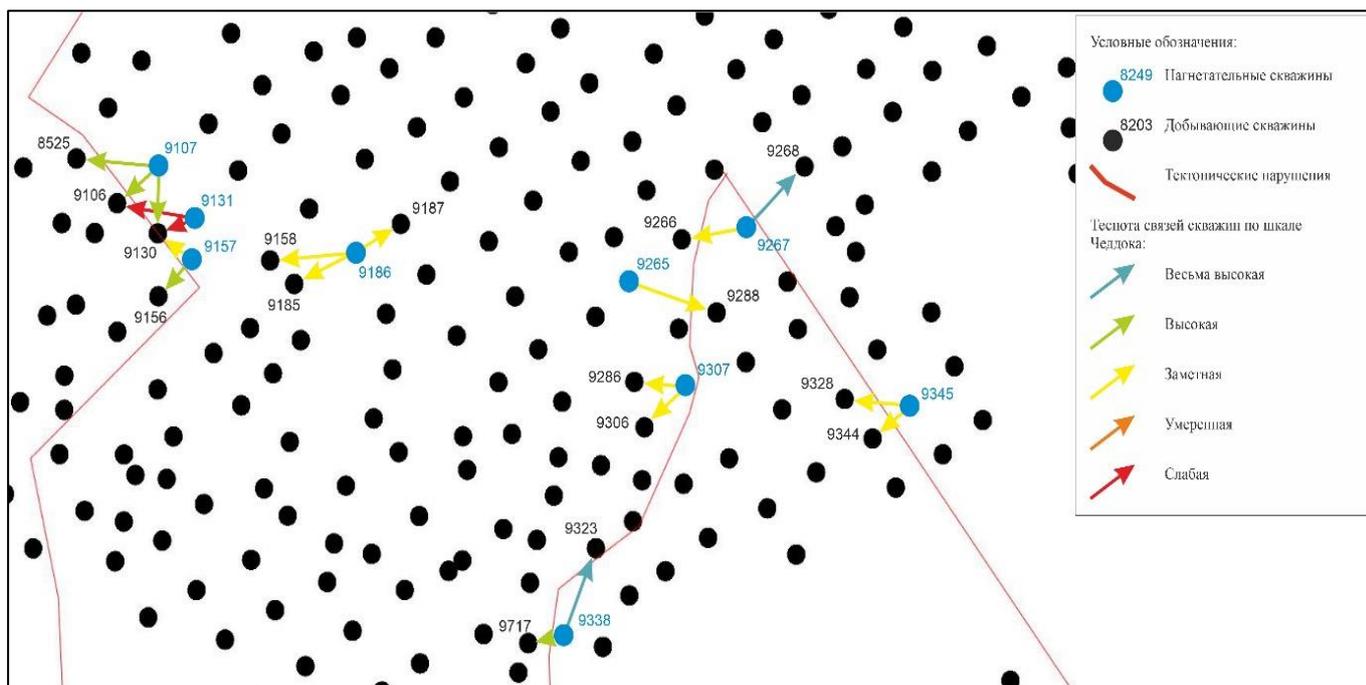


Рисунок 3.10 – Схема распределения гидродинамической связи (центральный и восточный блоки)

Таблица 3 - Интерференция нагнетательных и добывающих скважин

Нагнетательные	Добывающие	Пласт	Коэф. кор.	Теснота связи
9186 (трассер)	9187	Ю ₂ -Ю ₆	0,669	заметная
	9185		0,518	заметная
	9158		0,657	заметная
9131	9106	Ю ₃	0,133	слабая
	9130		0,149	слабая
9107	9106	Ю ₃	0,782	высокая
	9130		0,902	весьма высокая
	8525	Ю ₂ -Ю ₄	0,813	высокая
9157	9156	Ю ₂ -Ю ₄	0,862	высокая
	9130		0,626	заметная
9338	9717	Ю ₂ -Ю ₄	0,88	высокая
	9323		0,93	весьма высокая
9307	9306	Ю ₂ -Ю ₄	0,684	заметная
	9286		0,648	заметная
9265	9288	Ю ₃	0,653	заметная
9267	9266	Ю ₃	0,674	заметная
	9268		0,903	весьма высокая
9345	9344	Ю ₃	0,51	заметная
	9328		0,537	заметная

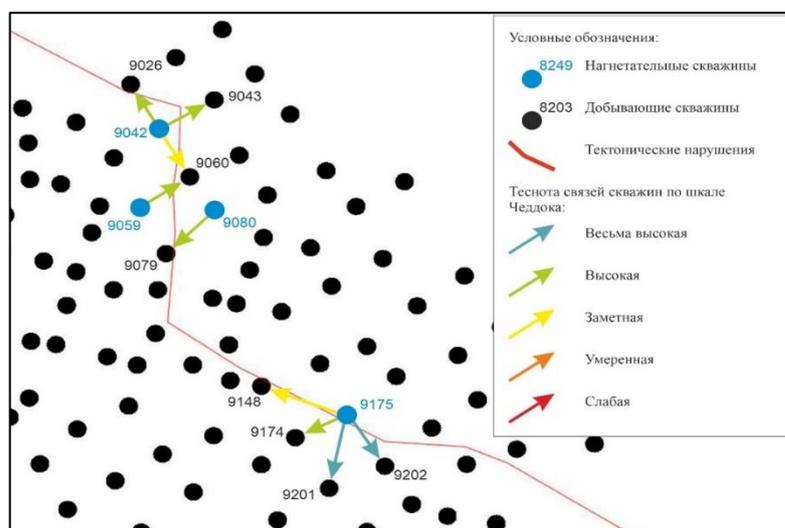


Рисунок 3.11 – Схема распределения гидродинамической связи (восточный блок)

Таблица 4 - Интерференция нагнетательных и добывающих скважин

Нагнетательные	Добывающие	Пласт	Коэф. кор.	Теснота связи
9175	9202	Ю ₃	0,983	весьма высокая
	9201		0,945	весьма высокая
	9148		0,73	высокая
	9174		0,648	заметная
9080	9079	Ю ₃	0,846	высокая
9059	9060	Ю ₃	0,77	высокая
9042	9043	Ю ₂ -Ю ₄	0,866	высокая
	9026		0,825	высокая
	9060		0,508	заметная

На основании выполненных расчетов установлена корреляционная зависимость влияния нагнетательных и добывающих скважин. В таблицах 2 - 4 приведен расчет коэффициента корреляции между добывающими и нагнетательными скважинами. Для минимизации погрешности и контроля показателей проводилось сопоставление и увязки гидродинамических показателей между скважинами используя данные индикаторных исследований.

Проведенный анализ позволил сделать вывод, о том, что тектонические нарушения Ловинского месторождения обладают разным характером проводимости. Дизъюнктивное нарушение между Западным и Центральным блоком обладает экранирующими свойствами. Только в южной части отмечается проводимость зоны деструкции. Данный участок обладает лучшими ФЕС, также большими значениями эффективных толщин (более 10 м.), что в свою очередь не

позволяет разломам нарушать гидродинамическую взаимосвязь скважин в разных блоках.

Тектоническое нарушение между Центральным и Восточным блоком по малочисленным исследованиям интерференции скважин показал, что в данной области есть весьма устойчивая гидродинамическая связь. Стоит отметить, что выделенные главные тектонические нарушения не прямолинейны. Наблюдаются изменения угла простирания разных частей разлома. В связи с этим можно сделать вывод, о том, что в текущей утвержденной разломной модели не учитывается система локальных тектонических нарушений, которая подтверждается результатами интерпретации сейсморазведочных работ по Южно-Ловинской площади.

Выводы к главе 3

1. Показаны основные недостатки при изучении проводимости тектонических нарушений на месторождениях «прямыми методами» - проводятся адресно, получая данные локального участка, имеют определенную временную длительность и экономические затраты. Требуют специалистов высокого уровня и компетенции особенно при работе с керновым материалом. Такой подход не дает полной характеристики зоны тектонического нарушения.

2. Предложен методический подход для исследования тектонических нарушений, который позволяет с достаточной степенью надежности, оперативно решать вопросы регулирования разработки месторождений, осложненных разломно-блоковым строением с учетом представления о характере проводимости выделенных зон деструкции.

3. Показаны фактические результаты методики на реальных объектах ШНГР Западной Сибири. Статистический анализ данных проведен по 7 месторождениям с разломно-блоковым строением, позволил обоснованно сделать выводы и ранжировать тектонические нарушения на «проводящие» и «непроводящие».

ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ПРОВОДИМОСТИ ЗОН ДЕСТРУКЦИЙ

4.1 Анализ сопоставления тектонических нарушений различной генерации

В целях дальнейшего изучения тектонических нарушений Шаимского нефтегазоносного района проведено сопоставление тектонических нарушений разной генерации, локальных выявленных на площадях (Ловинской, Лазаревской, Западно-Тугровской, Новомостовской, Потанай-Картопьянской, Тальниковой, Толумской) по сейсмическим данным и региональных глубинных разломов доюрского основания, выделенных по грави- и магниторазведке (Рисунок 4.1 – 4.2).

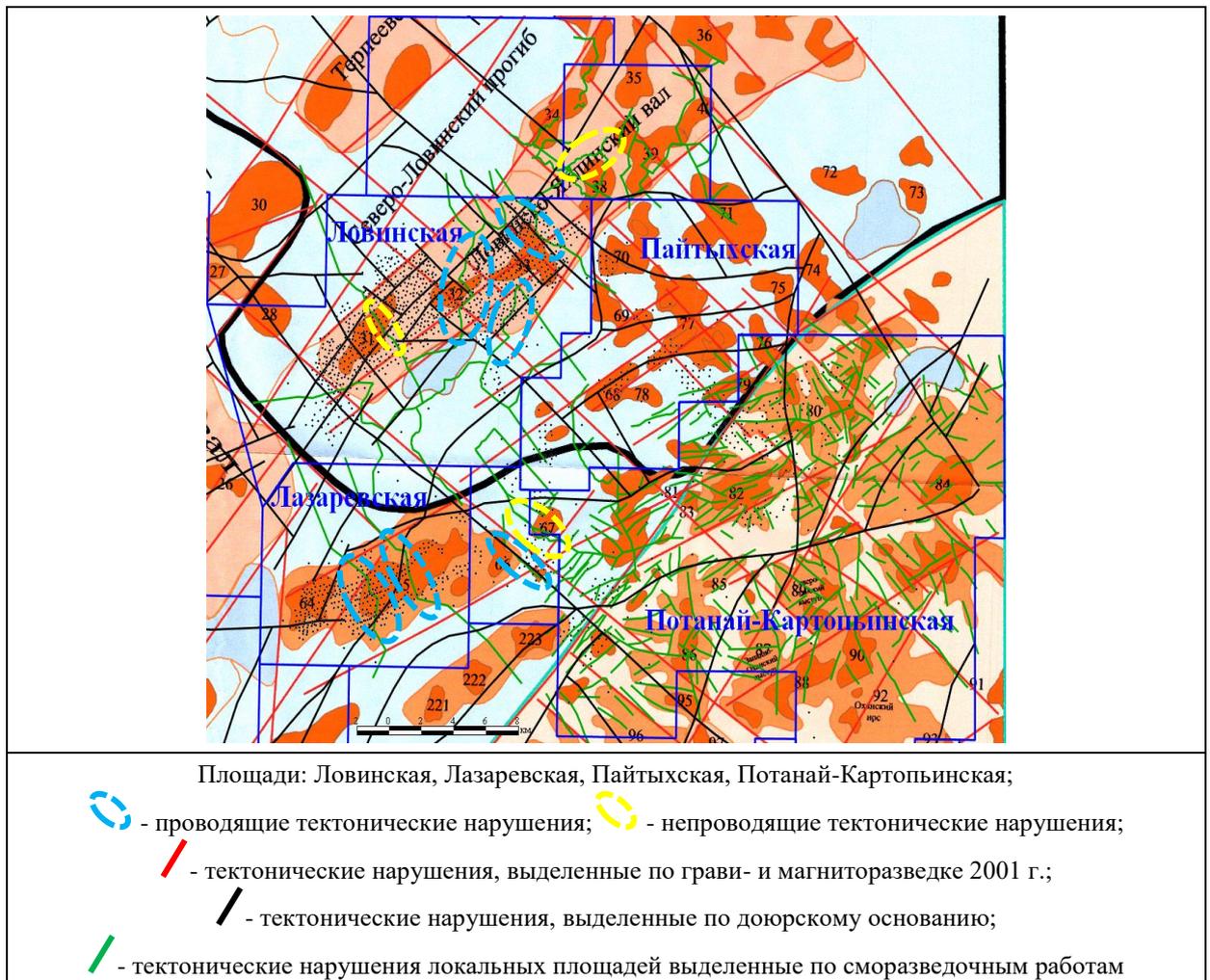


Рисунок 4.1 – Сопоставление тектонических нарушений различной генерации

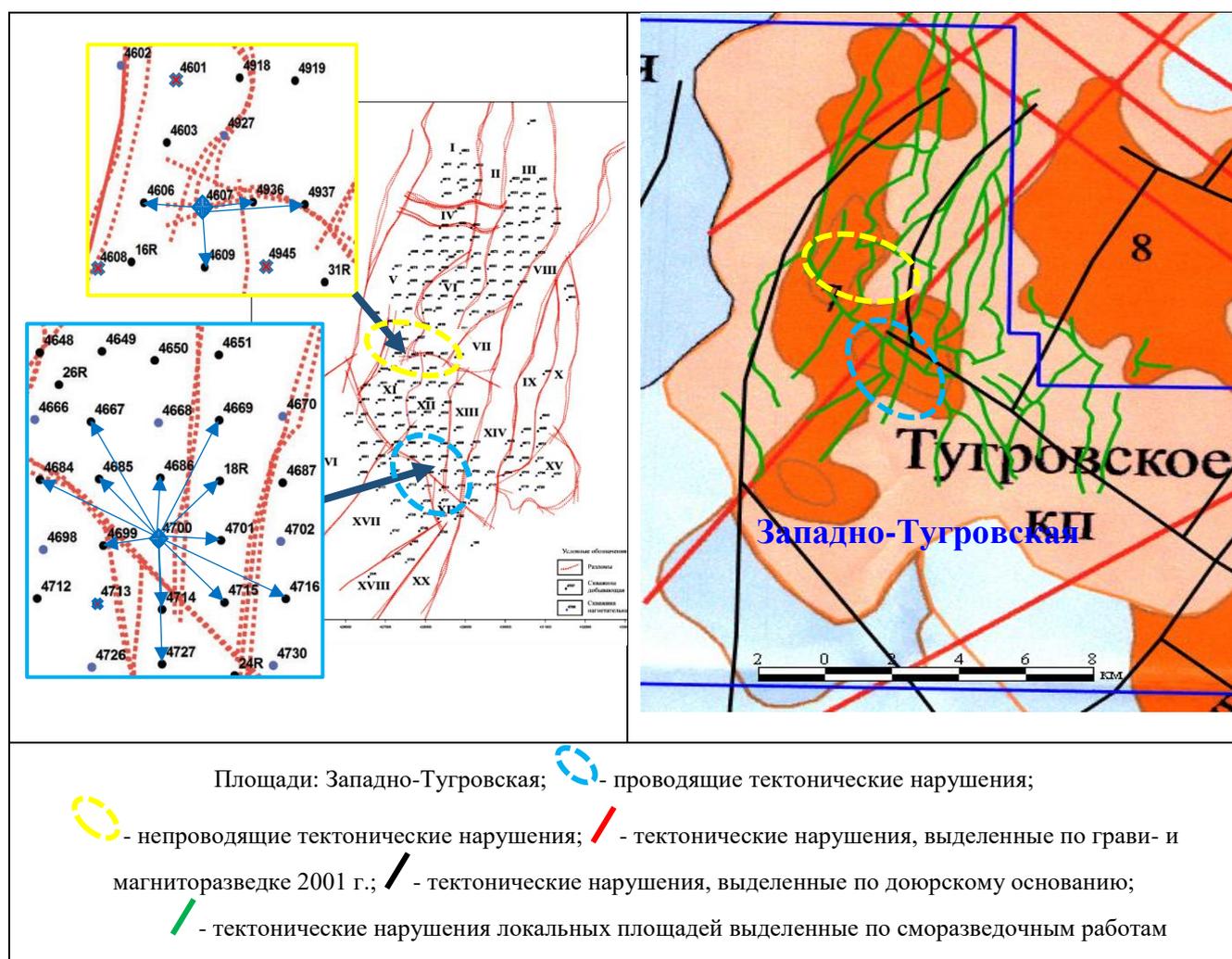


Рисунок 4.2 – Сопоставление тектонических нарушений различной генерации на Западно-Тугровской площади

Стоит отметить, что дизъюнктивы выделенные на локальных площадях по сейсморазведочным данным не прямолинейны и часто меняют направления простирания при сохранении общего субмеридионального тренда, ввиду своей генетической связи с глубинными разломами. Такие нарушения поздней генерации скорее всего образовались в результате инверсионной перестройки осадочного бассейна и сформировали систему постседиментационных разрывных нарушений

В результате, локальные участки лучшей гидродинамической связи выявлены в зонах сопряжения разрывных нарушений разных генераций. Таким образом можно сделать вывод, что развитие трещиноватости по тектоническим нарушениям юрских продуктивных отложений проявляет унаследованность разломной тектоники от доюрского фундамента [38].

4.2 Повышение достоверности геолого-гидродинамических моделей на основание полученных результатов

На сегодняшний день одним из современных подходов к изучению и анализу месторождений является геолого-гидродинамическое моделирование (ГГДМ), которое используется для контроля состояния пласта и принятия проектных решений в области разработки месторождений и снижения рисков геолого-технологических мероприятий (ГТМ). ГГДМ включает в себя расчет гидродинамических моделей при помощи специализированного симулятора, основанного на методе материального баланса и законах, описывающих поведение флюидов в пористой среде. Путем расчета таких моделей с использованием различных программных продуктов можно оценить выработку запасов как отдельных блоков, так и всего месторождения в целом, оптимизировать процессы добычи, спрогнозировать разработку на длительный период, а также проанализировать влияние разрывных нарушений на эффективность нефтеизвлечения.

Основными критериями, которые предъявляются к геолого-гидродинамическим моделям является качество и достоверность. Чем выше достоверность модели, тем больше можно полагаться на ее результаты и использовать их в принятии решений. Модель должна основываться на качественных данных, включая данные о скважинах, пробах пород, пластовых свойствах, геохимии и других параметрах. Важно учесть и геологические неопределенности при построении модели. Определение свойств тектонических нарушений является сложной задачей, особенно при недостатке прямых наблюдений [39, 40, 41, 42, 46].

Моделирование разрывных нарушений проходит на этапе создания структурного каркаса, где чаще всего разломы нужны для адекватной геометризации залежи. В таких случаях проводимость разрывного нарушения обычно не учитывается и рассматривается как постоянная величина, не оказывающая влияния на фильтрацию флюидов в пластах. Игнорирование данной

характеристики приводит к созданию моделей, которые не соответствуют реальности физико-геологических процессов, а также к нерациональному проектированию их разработки.

Таким образом, результаты комплексных исследований крайне необходимы для гидродинамического моделирования подземных резервуаров, с целью уточнения фильтрационной модели и получения качественных данных о проводимости зон деструкций. Системный подход позволит обосновать гидродинамически связанные блоки, образованные в результате тектонической активности.

Для подтверждения и контроля заложенных в модель характеристик проводимости тектонических нарушений применялось несколько визуальных способов:

– **Линии тока флюидов (streamlines)**. Линии тока представляют собой графическую визуализацию динамической системы на определенный шаг времени и отображают долю флюида, поступающего к каждой скважине в зависимости от выбранного типа. Данные линии строятся на основе численных расчетов, которые учитывают гидродинамические условия, фильтрационно – емкостных свойств пласта и параметры скважин [59].

Использование линий тока флюидов в гидродинамической модели позволяет оценить степень взаимодействия между скважинами. Они позволяют определить, какое количество флюида достигает каждой скважины и как они влияют друг на друга в контексте разрывных нарушений. Линии тока широко используются при моделировании нефтегазовых месторождений для решения задач оптимизации заводнения, воспроизведения истории разработки месторождения, визуализации результатов расчета гидродинамических симуляторов.

Выбор типа линий тока зависит от конкретной задачи и интересующих параметров. Например, можно рассчитывать линии тока для флюида, поступающего к каждой скважине, или для доли флюида, проходящей через определенные области резервуара. Это позволяет более детально изучать влияние тектонических нарушений на интерференцию.

На Рисунке 4.3 а) представлены изолированные блоки, разделенные тектоническим нарушением. Отсутствие гидродинамической связи, подтверждается линиями тока.

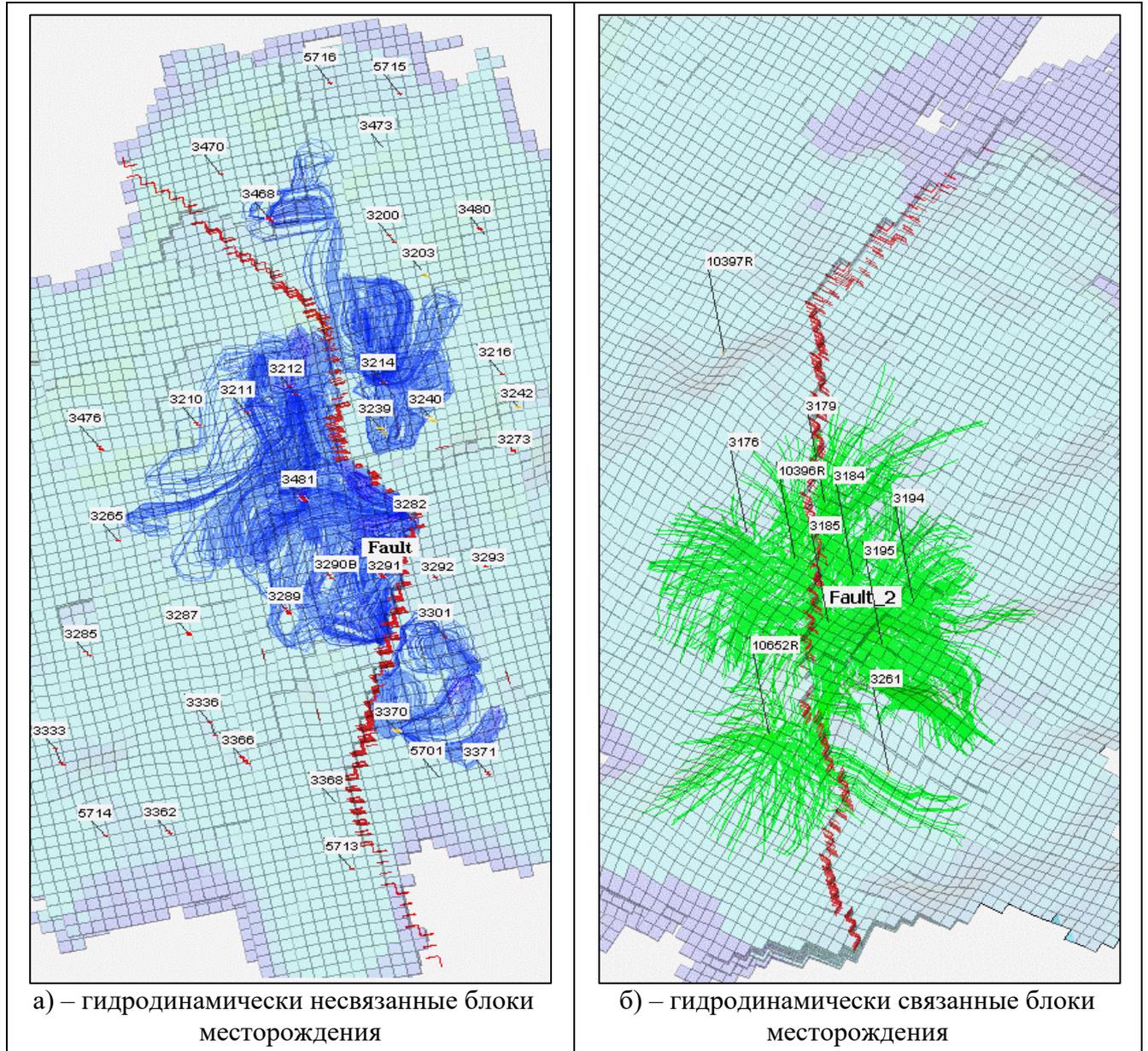


Рисунок 4.3 – Визуализация линий тока при различных свойства проводимости тектонических нарушений

– **Моделирование трассера.** Для визуализации экранирования тектонических нарушений в гидродинамическую модель в нагнетательные скважины, которые находятся в непосредственной близости к дизъюнктиву заложена симуляция закачки индикатора.

Для чистоты эксперимента, на двух идентичных моделях были смоделированы трассерные исследования, разрывные нарушения в одном случае были абсолютно проводимые, а в другом – экранами для флюидов (Рисунок 4.4). Данный эксперимент показывает возможности моделирования проницаемости разрывных нарушений в программных комплексах; возможности применения полученных результатов в данной работе как способы повышения достоверности ГГДМ с разломно-блоковым строением.

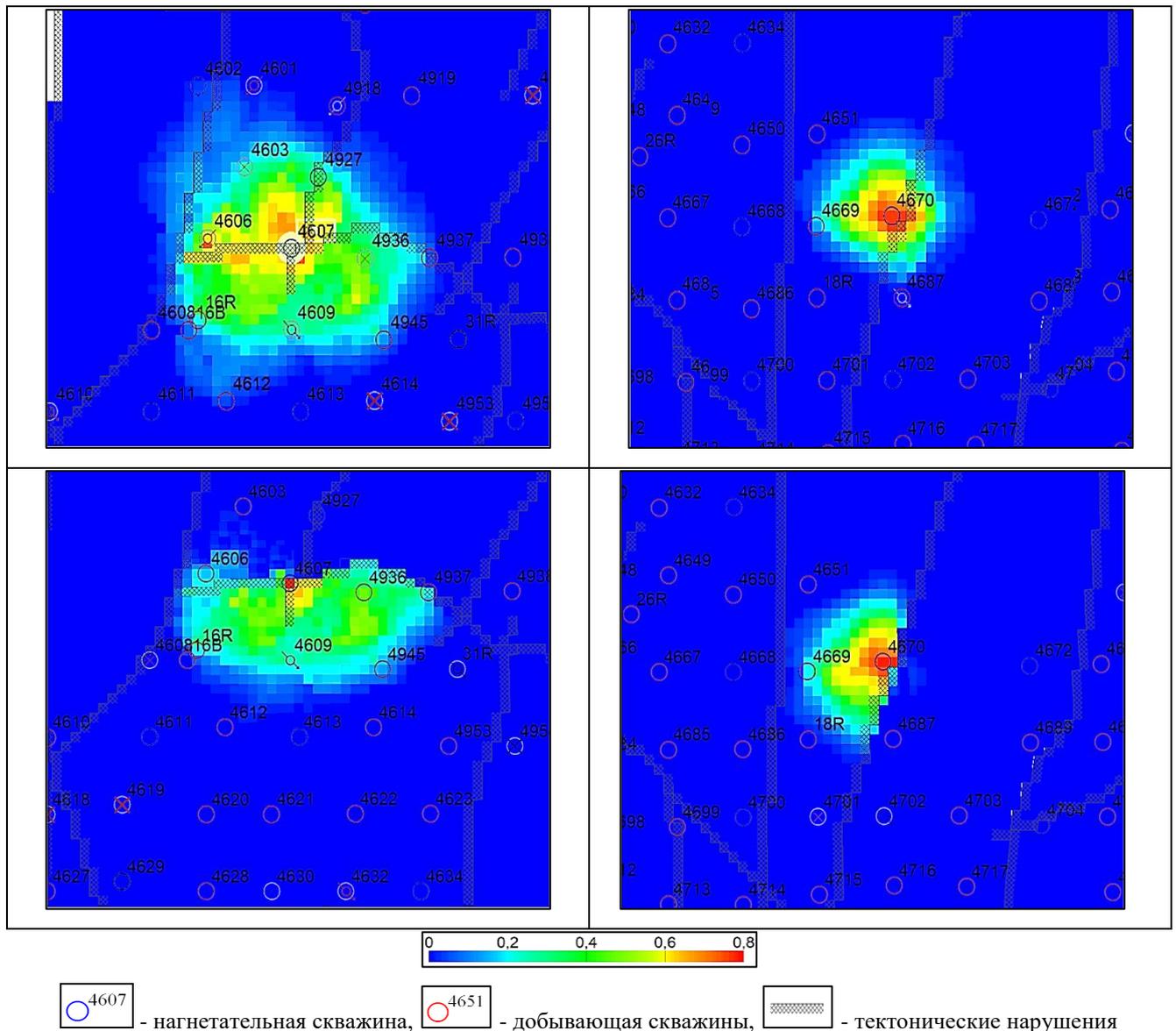


Рисунок 4.4 – Распределение искусственного индикатора в гидродинамической модели

Таким образом все актуализированные модели месторождений Шаимской группы учитывают характер проводимости тектонических нарушений и полностью

согласуется с гидродинамическими и трассерными исследованиями, что позволяет повысить достоверность построенных трехмерных ГГДМ [41, 47, 49, 51].

4.3 Геолого - техническое обоснование мероприятий по оптимизации системы разработки

На основе изучения детального геологического строения и анализа текущего состояния разработки, а также уточненных трехмерных моделей были выработаны рекомендации для повышения эффективности применяемой системы разработки с учетом проводимости тектонических нарушений на нижеследующих месторождениях.

– Лазаревское месторождение

На текущий момент на Лазаревском месторождении реализовано площадное заводнение в сочетании с очагово-избирательным. Для месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки с применением технологий поддержания пластового давления, наблюдается низкий охват продуктивного пласта закачиваемой водой. Это обусловлено особенностями геологического строения залежей, неоднородностью и анизотропией проницаемости коллекторов. В связи с этим основной объем закачиваемой воды фильтруется по высокопроницаемым промытым каналам, оставляя невыработанными менее проницаемые объемы продуктивного пласта [22, 38, 53].

Для проведения адресных геолого-технических мероприятий нас интересует участок с высокой плотностью остаточных запасов и низким коэффициентом взаимодействия скважин. Для извлечения остаточных запасов в пределах такого участка необходимо проведение дополнительных мероприятий по регулированию системы заводнения. Исходя из того, в какой зоне расположена скважина и близости расположения к контуру нефтеносности устанавливаются причины падения добычи.

На основе сходимости полученных результатов ранговой корреляции с результатами трассерных исследований установлена проводимость тектонического

нарушения, построена схема распределения фильтрационных потоков на западном и центральном блоках (Рисунок 4.5). В таблицах 5 и 6 представлены расчеты интерференции скважин методом ранговой корреляции и по ГГДМ.

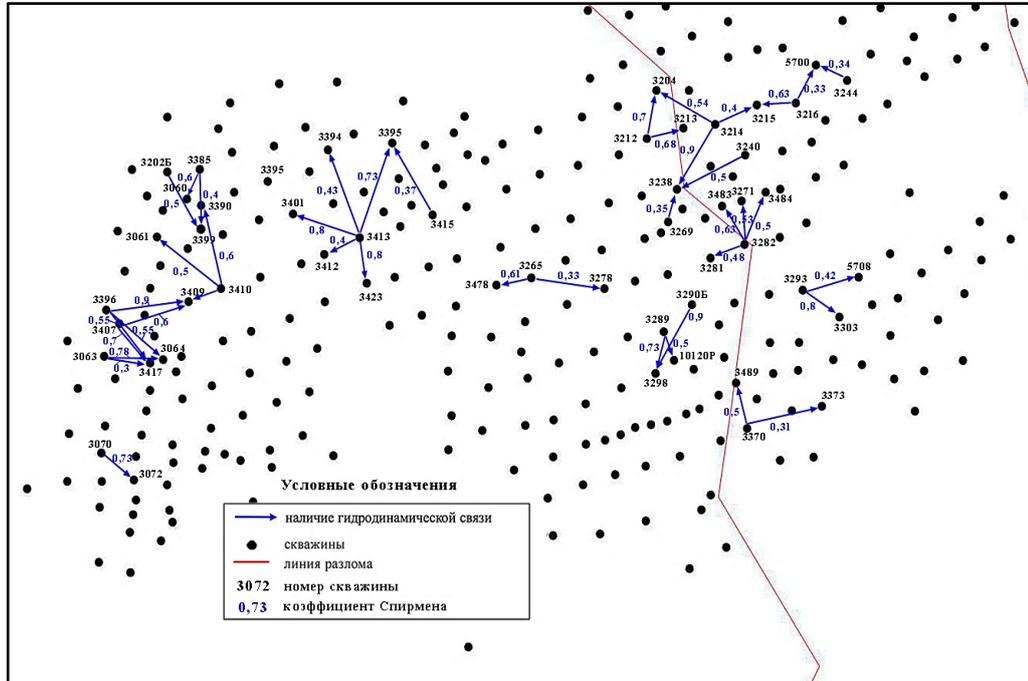


Рисунок 4.5 – Схема распределения фильтрационных потоков западный и центральный блок Лазаревская площадь

Таблица 5 – Интерференция нагнетательных и добывающих скважин

Нагнетательные	Добывающие	Пласт	Коэф. кор.	Теснота связи
3216	3215	Ю ₂ -Ю ₄	0,63	заметная
3293	5708		0,59	заметная
3343	3303		0,51	заметная
	3305		0,67	заметная
3370	3373		0,54	заметная
	3489		0,52	заметная
3070	3072		0,73	заметная
3383	3399		0,43	умеренная
	3391		0,57	заметная
3202В	3399		0,62	заметная
	3391		0,41	умеренная
3413	3414		0,61	заметная
	3395		0,73	заметная
3415	3414		0,42	умеренная
	3395		0,47	умеренная
3481	3238		0,35	умеренная
	3281		0,48	умеренная
3282	3281		0,49	умеренная
3212	3238		0,57	заметная
3289	3278		0,51	заметная
3265	3278	0,33	умеренная	

Таблица 6 - Матрица интерференции добывающих и нагнетательных скважин, полученная по гидродинамической модели

Well Matrix - LAZ_NDD_last_week		
Producton well	Injectors well	Interference of well
3215	3214	0,16667
	3216	0,55556
	3240	0,25397
	3242	0,02381
3303	3293	0,5286
	3306	0,0099
	3343	0,48069
	3376	0,0236
5708	3343	0,31231
	3293	0,66462
	3306	0,02308
3305	3306	0,20134
	3343	0,79195
	3376	0,00671
3373	3370	0,49333
	3371	0,20667
	3376	0,26
	5701	0,04
3489	3301	0,2322
	3370	0,67024
	3371	0,09756
3072	3070	0,8
	3015	0,03333
	3428	0,16667
3391	3202B	0,40481
	3383	0,50305
	3411	0,1521
3399	3202B	0,50704
	3383	0,33099
	3411	0,1338
	10134R	0,02817
3414	3050	0,06098
	3413	0,5
	3415	0,43902
3395	3413	0,47619
	3415	0,52381
3238	3212	0,57143
	3481	0,42857
3281	3282	0,45268
	3481	0,54732
3278	3289	0,34694
	3265	0,4898
	3481	0,16327

Выделены основные направления фильтрации и зоны с высоким и низким взаимодействием. По карте плотности остаточных запасов выявлены целики нефти, не охваченные заводнением. Области с низкими значениями плотности остаточных запасов были убраны для наглядности. В результате выделены наиболее приоритетные участки для проведения ГТМ (Рисунок 4.6).

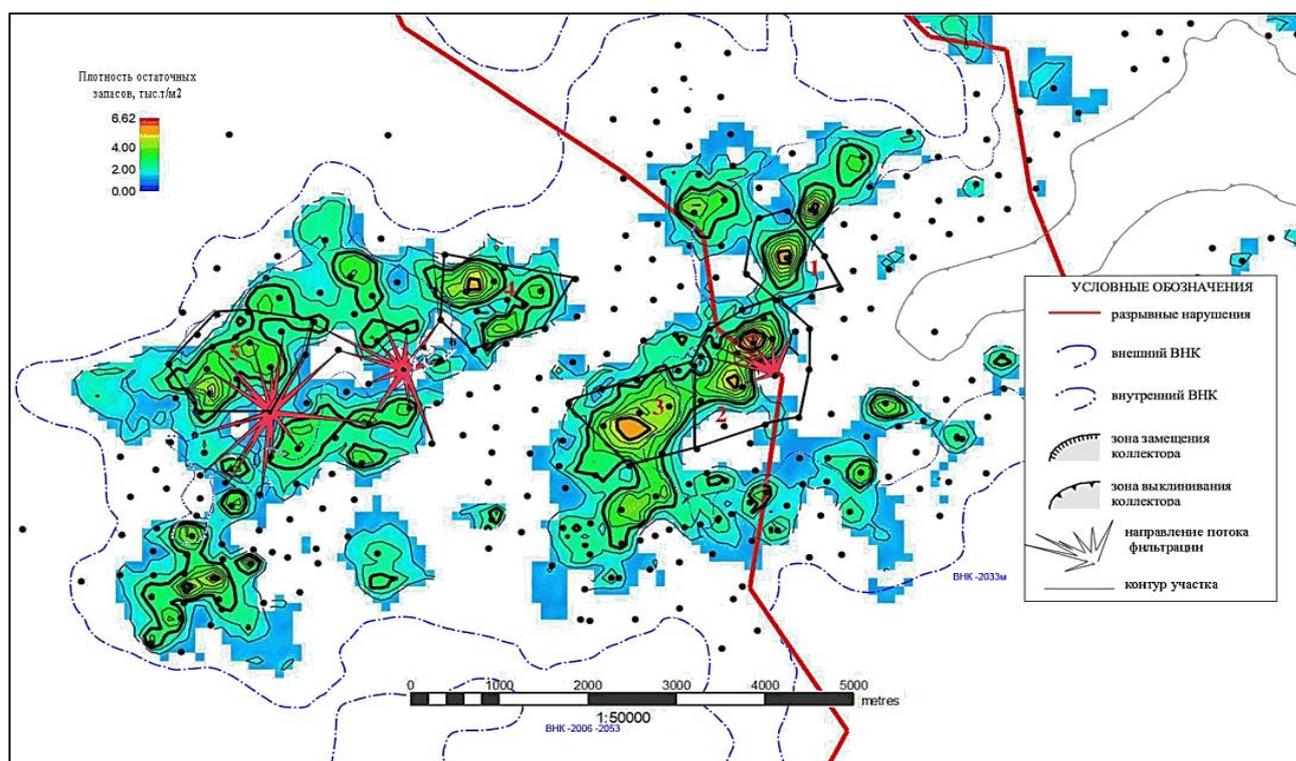


Рисунок 4.6 – Выбор первоочередных участков для проведения ГТМ

Для повышения нефтеотдачи Лазаревского месторождения рекомендуется оптимизировать систему заводнения месторождения с учетом текущего состояния выработки запасов и особенностей геологического строения месторождения, а также задействовать в активную разработку участки с высокими удельными остаточными запасами. Ниже приведено несколько примеров.

Для 1 участка повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием, при прогрессирующем обводнении, предлагается ограничение водопритока скважины №3215 по нижнему пропластку пласта T_2 . В дальнейшем, для наиболее полного вовлечения в разработку запасов нефти пластов T_1 , T_2 и T_3 западного блока рекомендуется проведение физико-химических методов

увеличения нефтеотдачи (ФХМУН), что обеспечит перераспределение энергии закачиваемой воды, охват воздействием малопроницаемых пропластков.

Для 2 участка рекомендуется применение ФХМУН для скважины №3240 с целью перераспределения фильтрационных потоков, доизвлечения целиков нефти и снижения обводненности добываемой продукции, в сочетании с проведением нестационарного (циклического) заводнения (НЗ) (Рисунок 4.7). Схема нестационарного заводнения на участке представляет собой попеременное отключение нагнетательных скважин группами (1-й полуцикл – нагнетательные скважины №3214, №3282 и №3481, 2-й полуцикл – нагнетательные скважины №3240, №3212 и №3290Б).

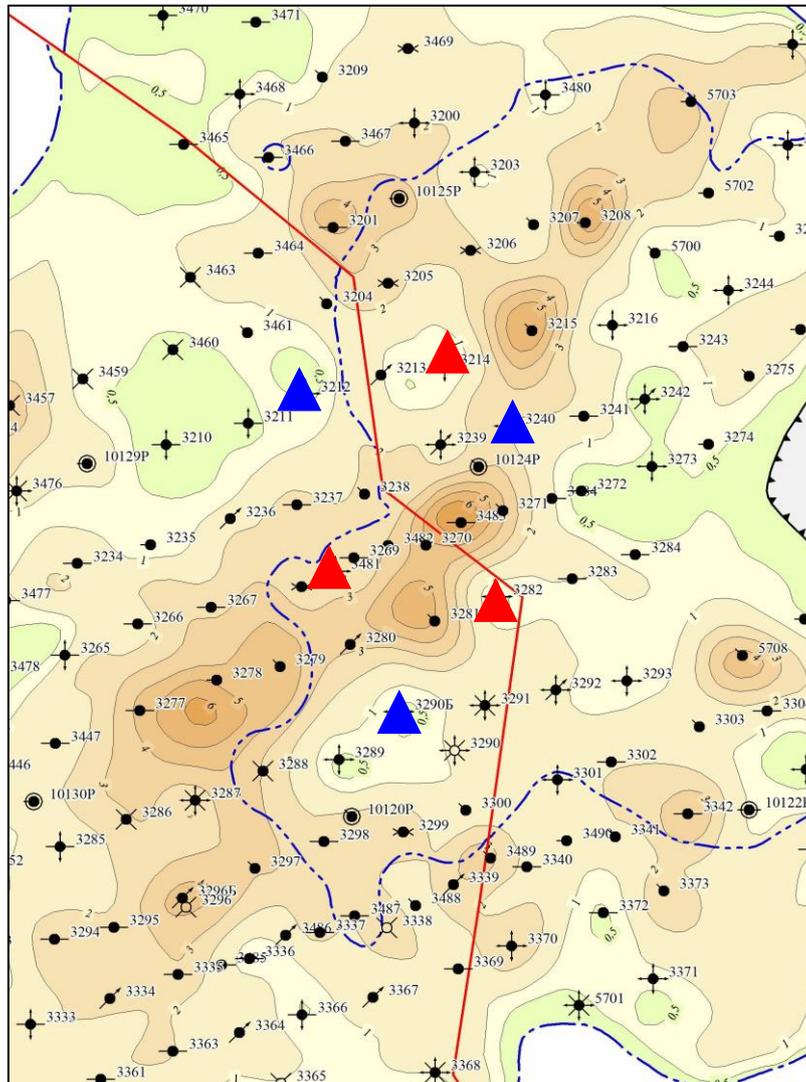


Рисунок 4.7 – Схема нестационарного заводнения участка №2 на карте текущих запасов Лазаревского месторождения

– Западно-Тугровское месторождение

На месторождении реализована 9-ти точечная система размещения скважин. По эксплуатационным объектам наблюдается неравномерное распределение закачиваемой в пласт воды. Объект исследования характеризуется неравномерным распределением остаточных запасов нефти по пластам, а также слабой выработкой. Доля отобранных запасов нефти от начальных извлекаемых не превышает 10%. Причиной таких показателей является высокая степень неоднородности как по разрезу, так и по площади тюменской и шеркальской свиты, а также неравномерное распределение эффективных толщин [41, 47, 49, 51].

На месторождении выделяется обширный гидродинамический связанный участок. Проведенные трассерные исследования на 4700 нагнетательной скважине позволили зафиксировать распределение индикаторной жидкости в 12-и добывающих скважинах. На рисунке 4.8 можно видеть, что индикатор обнаружен в 7-и реагирующих скважинах, находящихся на значительно удаленном расстоянии, через один или несколько секущих разломов от нагнетательной скважины.

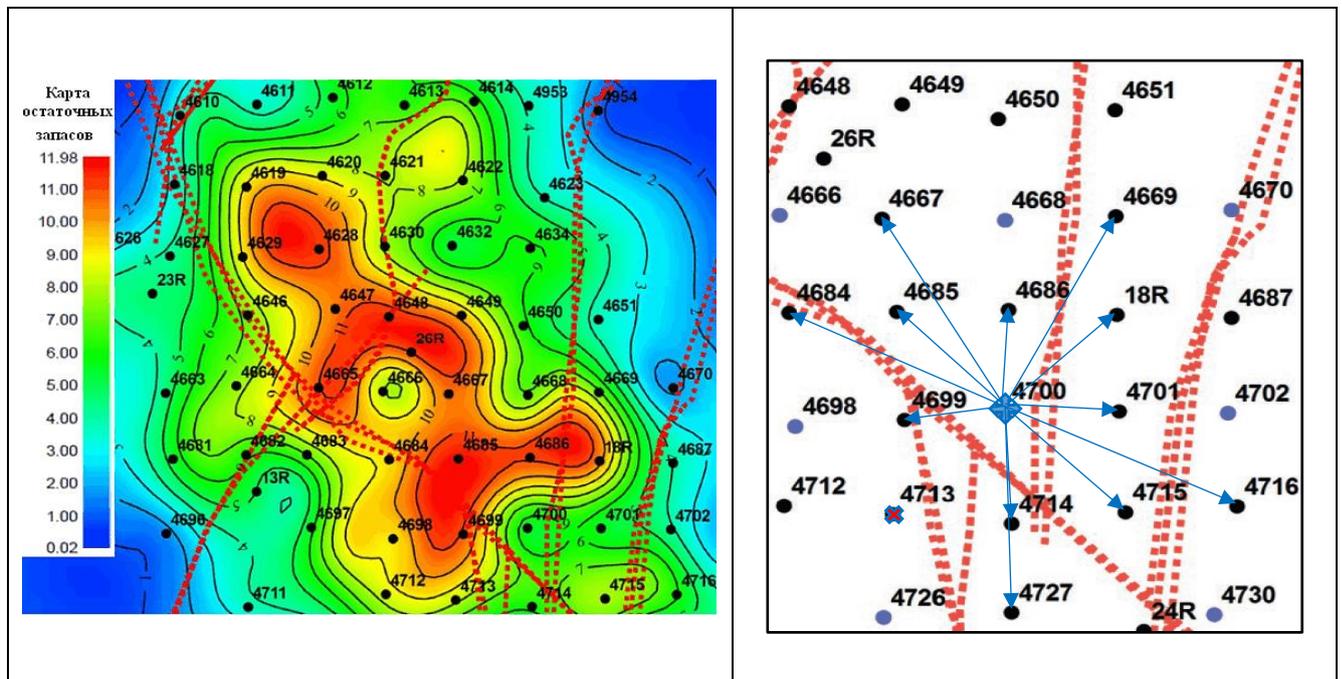


Рисунок 4.8 – Участок для нестационарного заводнения с проводимыми тектоническими нарушениями

На Рисунке 4.9 представлены линии разрезов по проницаемости центрального участка в плане.

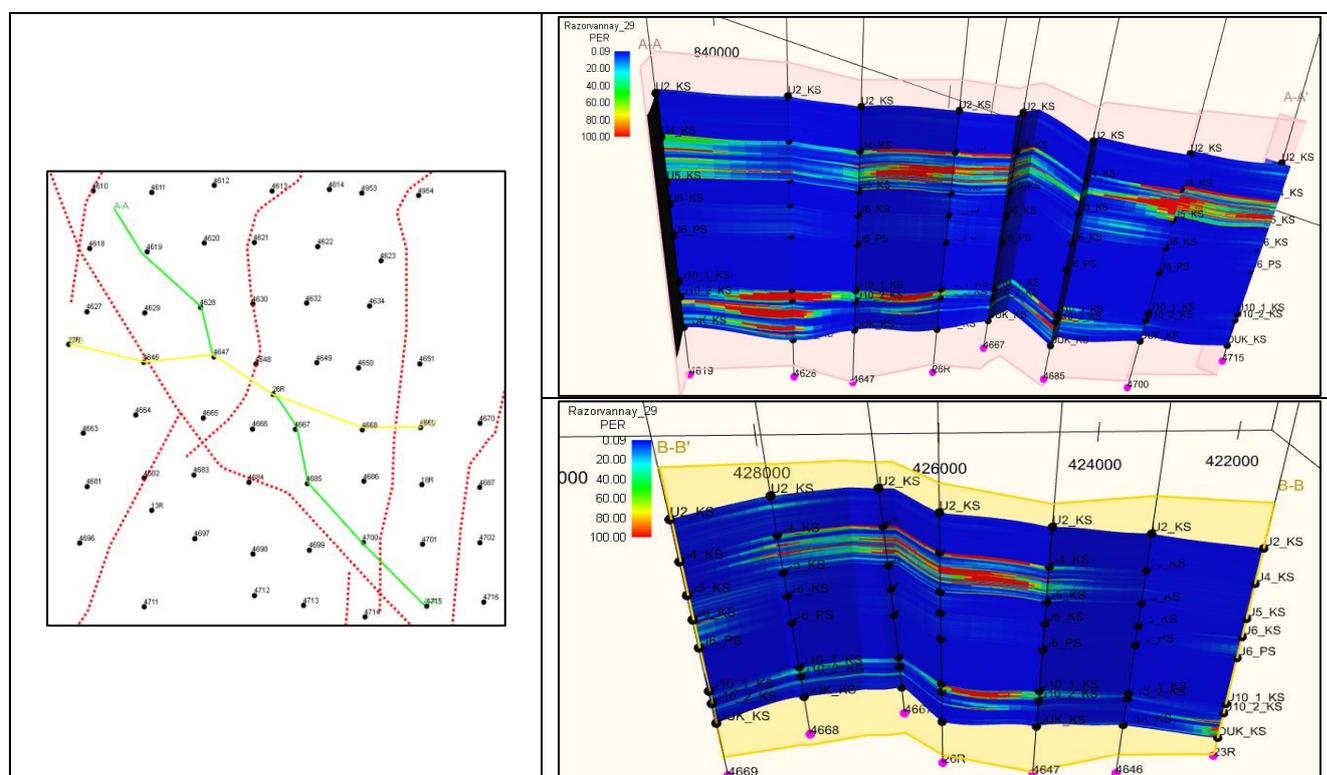


Рисунок 4.9 - Положение линий разрезов А-А' и В-В' по участку в плане (параметр проницаемость)

Повышение эффективности разработки в области со слабо дренируемыми подвижными запасами нефти, на отдельных участках эксплуатационного объекта, характеризующимися высокой анизотропией ФЕС предусматривается проведение циклического заводнения. Для данного метода воздействия подобран участок, представляющий собой сложную геолого-гидродинамическую систему, со значительной неоднородностью показателей пористости и проницаемости по площади, с развитой системой поддержания пластового давления (ППД) ограниченный проводимыми тектоническими нарушениями. Участок характеризуется повышенными остаточными запасами нефти. Для опытного участка, включающего 27 скважин из которых 9 нагнетательных 18 добывающих, проведены расчеты, определены оптимальные периоды и полупериоды закачки [36]. Длительность воздействия циклического заводнения составляет 5-6 месяцев.

Для данного участка определена степень гидродинамического взаимовлияния скважин, а также компенсация отборов жидкости закачкой воды, что в свою очередь позволило оценить эффективность системы циклического заводнения. Лучшая гидродинамическая взаимосвязь скважин для участка выделяется в юго-западном направлении.

– Ловинское месторождение

Разработка Ловинского месторождения ведется с 1986 года и подошла к 4 стадии. Выработка запасов сопровождается падением добычи нефти и увеличением обводненности продукции. В качестве объекта для рассмотрения данного метода была предложена область, затрагивающая центральный участок. Выделенный участок отделен от западного экранирующим тектоническим нарушением, характеризуется высокой долей неработающего фонда скважин, наличием зон с повышенной плотностью остаточных запасов (Рисунок 4.10).

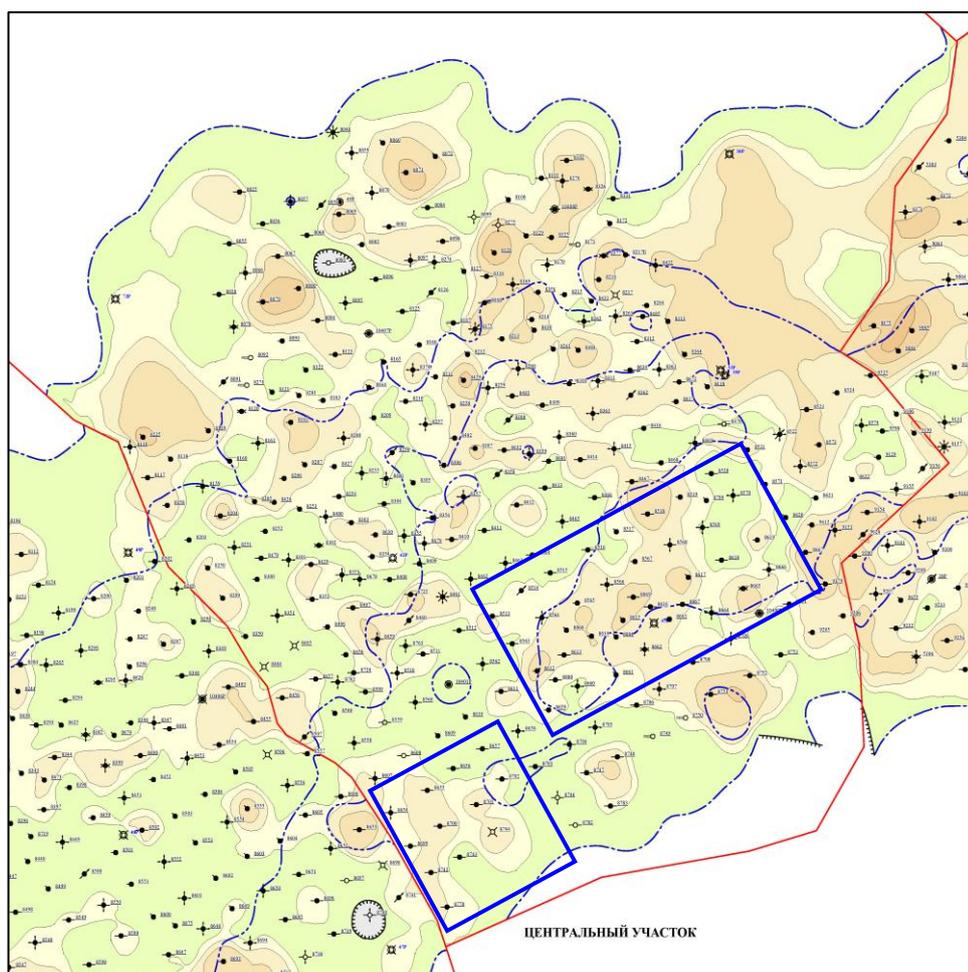


Рисунок 4.10 - Выкопировка из карты текущих остаточных запасов, тыс.т/га

Анализ данных плотности остаточных запасов нефти, карт текущего состояния показателей разработки, изобар, распределения петрофизических свойств и фациальных обстановок осадконакопления позволил выделить следующие методы оптимизации системы разработки.

Участок 1. Характеризуется высокой плотностью остаточных запасов, имеются низкодебитные по нефти (0,3-2 т/сут) с низкой (до 70%) обводненностью продукции и высокодебитные по нефти (до 10 т/сут) с высокой (более 70%) обводненностью скважины. Из вскрытых перфорацией пластов на 01.07.2022 работал объект разработки Ю₂-Ю₃.

Разрез пластов на выделенном участке представлен преимущественно отложениями конусов выноса головных частей разрывных течений по пласту Ю₃ и алевроито-глинистыми отложениями по Ю₂. Коллекторы в этой области характеризуются низкими значениями ФЕС и высокой расчлененностью (Рисунок 4.11 - 4.12).

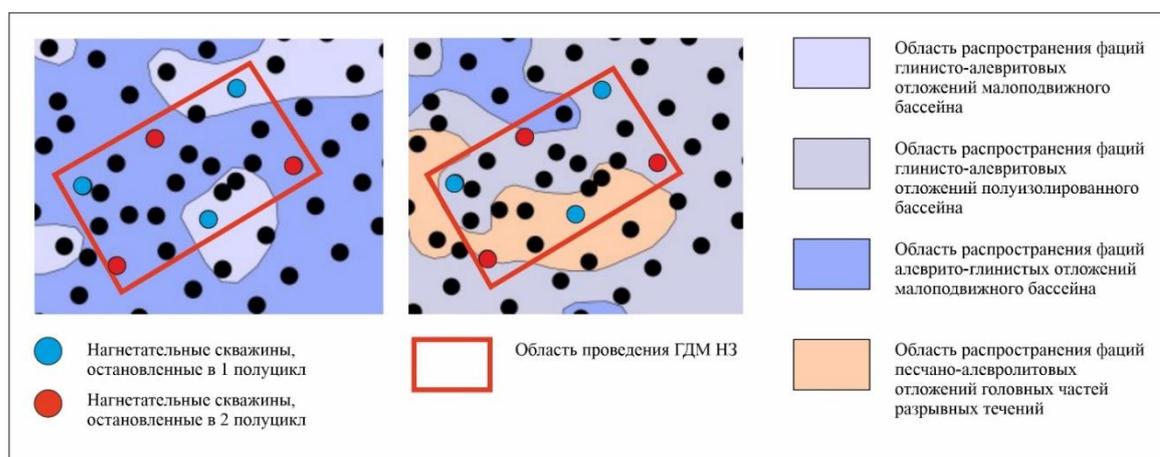


Рисунок 4.11 – Распределение фациальных обстановок на рассматриваемом участке

С целью увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением рекомендуем произвести нестационарную закачку агента в пласт. Расчет полуциклов нестационарного заводнения проводился с помощью просчета коэффициента

По полученным расчетам период полуцикла для участка равен 16 суткам. Для проведения данного ГТМ рекомендуется ввести в работу находящиеся в консервации нагнетательные скважины 8568 и 8664 (Рисунок 4.13).

1 полуцикл характеризуется работой нагнетательных скважин 8660, 8566 и 8664.

2 полуцикл – работой нагнетательных скважин 8564, 8662, 8568. При этом для достижения большего эффекта, а также исключения сильного обводнения добывающих скважин рекомендуем отключить в этом полуцикле скважины 8868 и 8881.

Таблица 7 – Программа проведения нестационарного заводнения на участке

Скважина/ дата	05.05- 21.05	22.05- 07.06	08.06- 24.06	25.06- 11.07	12.07- 28.07	29.07- 14.08	15.08- 31.08	1.09- 17.09	18.09- 4.10	5.10- 21.10
8660	+		+		+		+		+	
8566	+		+		+		+		+	
8664	+		+		+		+		+	
8564		+		+		+		+		+
8662		+		+		+		+		+
8568		+		+		+		+		+
8868	+		+		+		+		+	
8881	+		+		+		+		+	
Кол-во дней работы	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16

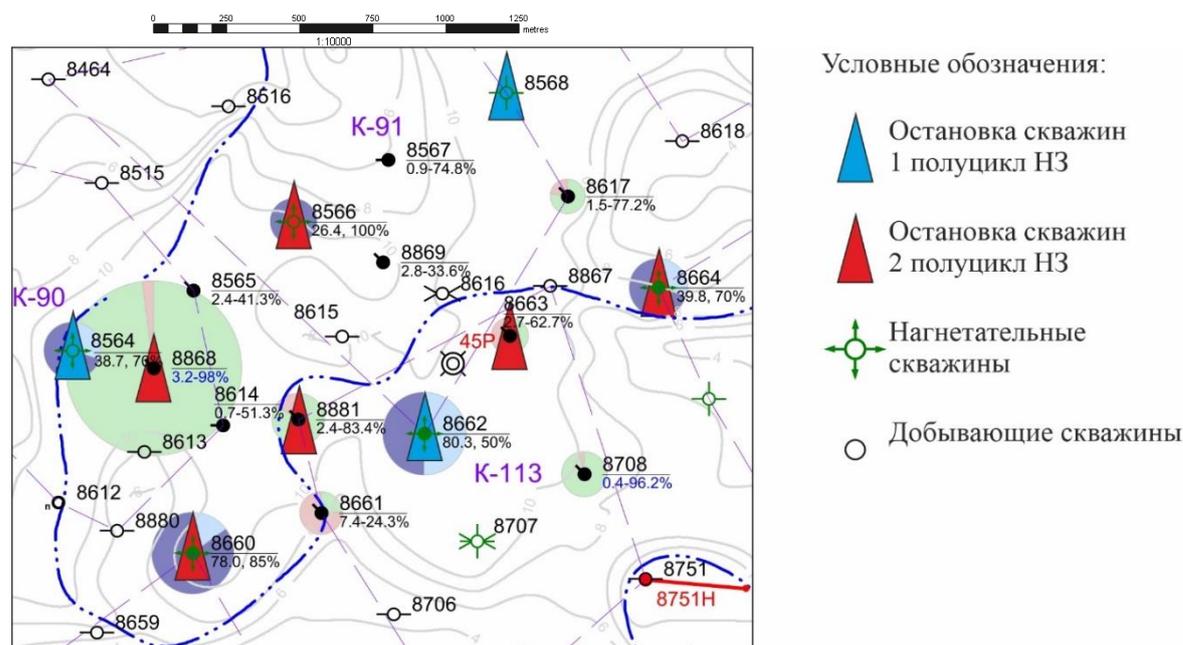


Рисунок 4.13 – Карта-схема проведения НЗ

На выделенном участке 2 большинство скважин находятся в консервации (скважины К-110, К-88, К-111, К-112 полностью законсервированы). Повышенная плотность запасов приурочена к пластам Ю₅, Ю₆. Коллекторы данной области приурочены к области распространения пойменных отложений, которым характерны высокая расчлененность и небольшая мощность коллекторов. С целью доизвлечения остаточных запасов, рекомендуется вывод скважин 8655 и 8699 из состояния консервации и перевод скважины 8743 из законсервированных добывающих в фонд нагнетательных. Скважина находится в области с низкой плотностью остаточных запасов (Рисунок 4.14).

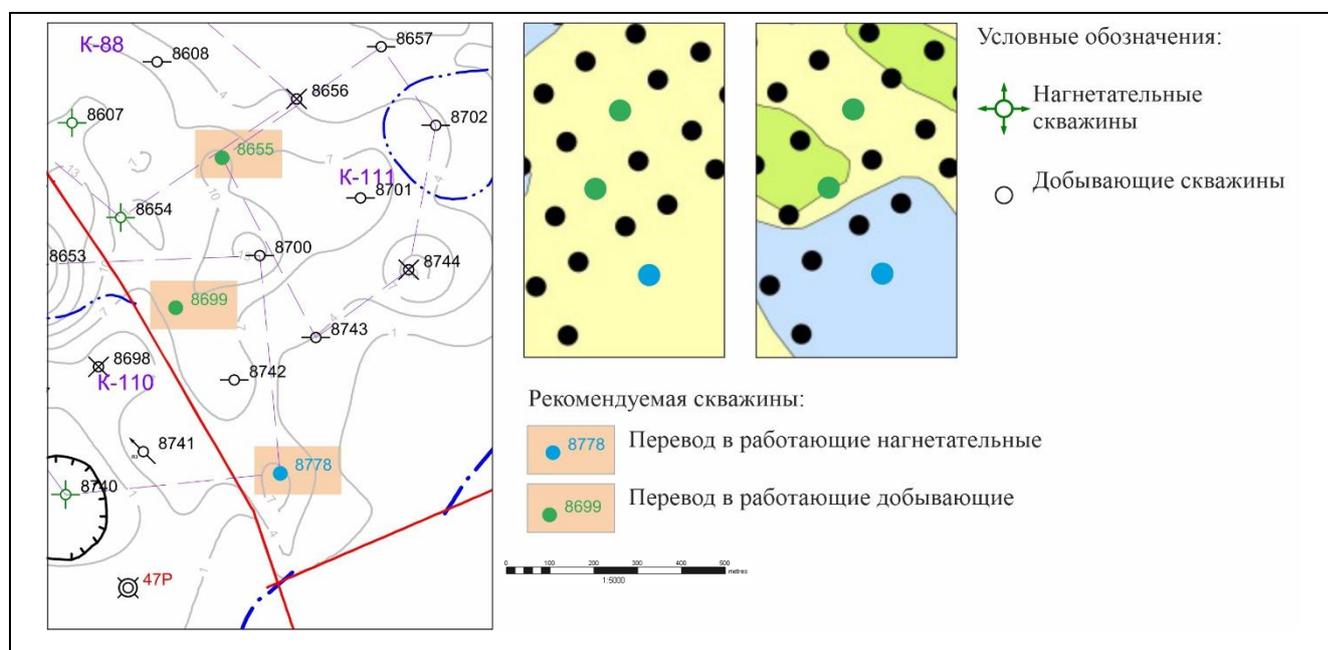


Рисунок 4.14 – Карта-схема предлагаемых ГТМ на участке 2

Таким образом для повышения нефтеотдачи на месторождение определены опытные участки под оптимизацию системы заводнения с учетом текущего состояния выработки запасов и особенностей геологического строения. Определяющие критерии выбора участка: высокие удельные остаточные запасы; обводненность более 75 - 90%; сформированная система разработки.

В результате проведенных исследований предложен комплексный методический подход, позволяющий оперативно решать вопросы регулирования разработки месторождений, осложненных разломно-блоковой тектоникой.

Выводы к главе 4

1 Проведены исследования и сопоставления тектонических нарушений различных типов, выделенных на локальных площадях с использованием данных сейсморазведочных работ и региональных глубинных разломов, принадлежащих доюрскому основанию. Выявлена системность в проводимости тектонических нарушений в областях динамического влияния ансамбля тектонических нарушений разной генерации, которая обусловлена унаследованностью зон деструкций в структуре осадочного чехла и стадийностью самого процесса образования дизъюнктивов.

2 Актуализированы модели месторождений Шаимской группы, которые учитывают характер проводимости тектонических нарушений и полностью согласуется с гидродинамическими и трассерными исследованиями, что повышает достоверность построенных трехмерных ГГДМ.

3 На основе детального анализа геологического строения и текущего состояния разработки, а также уточненных трехмерных моделей были выработаны рекомендации для повышения эффективности применяемой системы разработки с учетом проводимости тектонических нарушений. В случае отсутствия гидродинамической связи между блоками, каждый из них должен рассматриваться как отдельный, эксплуатационный объект. Для месторождений, находящихся на поздних стадиях, в таких условиях нецелесообразно проводить кардинальную перестройку системы добычи, а мониторинг выработки запасов нефти предлагается осуществлять по отдельным блокам разработки.

Для достижения максимального извлечения остаточных запасов нефти из гидродинамически связанных блоков предлагается использовать циклический метод заводнения в сочетании с применением физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Комплексный подход позволит повысить эффективности реализуемой системы разработки и обеспечить полноту извлечения недренируемых запасов нефти из низкопроницаемых интервалов, неоднородных пластов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Проведён детальный анализ регионального геологического строения, палеогеографических и палеотектонических условий формирования, а также литолого-фациальных особенностей месторождений Шаимской группы. Установлено, что изученные месторождения имеют «сложное» или «очень сложное» геологическое строение, обусловленное длительной тектонической активностью, о продолжительности которой свидетельствуют элементы дизъюнктивной тектоники в доюрских, юрских и реже нижнемеловых отложениях. Активная геодинамика юрско-неокомского времени предопределила литолого – фациальные обстановки осадконакопления, что привело к высокой неоднородности пород коллекторов как по площади, так и по разрезу. Выявлено, что одной из причин анизотропии свойств коллекторов является динамичная смена условий обстановок осадконакопления в период формирования отложений.

2 Выделены основные проблемы влияния тектонических нарушений на геологические характеристики продуктивных отложений. Дизъюнктивные дислокации сопровождаются геологическими процессами, которые влияют на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений. Разрывные нарушения образуют вокруг себя область динамического влияния. Динамические нагрузки, которые возникают в зонах разломов, приводят к образованию систем макро – и микротрещин, вторичных изменений, связанных с процессами выщелачивания и образования вторичных минеральных веществ, а также пород катакластического типа. Результатом этого влияния является значительное усложнение порового пространства резервуара.

3 Предложена методика исследования тектонических нарушений, которая позволяет с достаточной степенью надежности, оперативно решать вопросы регулирования разработки месторождений, осложненных разломно-блоковым строением с учетом представления о характере проводимости выделенных зон деструкции. Показаны фактические результаты методики на реальных объектах ШНГР Западной Сибири. Статистический анализ данных 7 месторождений с разломно-блоковым строением, позволил обоснованно сделать

выводы и ранжировать тектонические нарушения на «проводящие» и «непроводящие».

4 На основе детального анализа геологического строения и текущего состояния разработки, а также уточненных трехмерных моделей были выработаны рекомендации для повышения эффективности применяемой системы разработки с учетом проводимости тектонических нарушений. В случае отсутствия гидродинамической связи между блоками, каждый из них должен рассматриваться как отдельный, эксплуатационный объект. Для месторождений, находящихся на поздних стадиях, в таких условиях нецелесообразно проводить кардинальную перестройку системы добычи, а мониторинг выработки запасов нефти предлагается осуществлять по отдельным блокам разработки.

Для достижения максимального извлечения остаточных запасов нефти из гидродинамически связанных блоков предлагается использовать циклический метод заводнения в сочетании с применением физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Комплексный подход позволит повысить эффективности реализуемой системы разработки и обеспечить полноту извлечения недренируемых запасов нефти из низкопроницаемых интервалов, неоднородных пластов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВКФ – высокопроницаемый канал фильтрации;
ВНК – водонефтяной контакт;
ГГДМ – геолого-гидродинамическая модель (моделирование);
ГДИС – гидродинамические исследования скважин;
ГК – гамма-каротаж;
ГУП – государственное унитарное предприятие;
ГРР - геологоразведочные работы;
ГТМ – геолого-технические мероприятия;
ДЮК – доюрский комплекс;
ЗСП – Западно-Сибирская плита;
КВ – кора выветривания;
КВД – кривая восстановления давления;
КВУ – кривая восстановления уровня;
КС – каротаж сопротивления;
КТ – компьютерная томография;
КИН – коэффициент извлечения нефти;
КПД – кривая падения давления;
МОВ – метод отраженных волн;
МОГТ – метод общей глубинной точки;
НАЦРН – научно-аналитический центр рационального недропользования;
НГО – нефтегазоносная область;
НГП – нефтегазоносная провинция;
ОГТ – общая глубинная точка;
РЭМ – растровый электронный микроскоп;
СССР – Союз Советских Социалистических Республик;
ТПП – территориально-производственное предприятие;
ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;
УВ – углеводороды;
УЗ – ультразвуковое исследование;
ФВД – метод фильтрационных волн давления;
ФЕС - фильтрационно – емкостные свойства;
ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ;
ШНГР – Шаимский нефтегазоносный район.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абабков, К. В. Экспресс-метод оценки степени взаимодействия скважин с использованием частотного анализа данных истории эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин / К. В. Абабков, В. М. Васильев, Н. И. Хисамутдинов, И. Р. Сафиуллин, В. Ш. Шаисламов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 7. – С. 10 - 13.
2. Абдульмянов, С. Х. Частотный анализ взаимодействия соседних скважин по изменению объемов закачки и обводненности продукции по истории эксплуатации / С. Х. Абдульмянов, Д. К. Сагитов, И. Р. Сафиуллин, А. Н. Астахова // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 11. – С. 20-24.
3. Алексеев, В. П. Строение и корреляция отложений Тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь): научное издание / В. П. Алексеев, Ю. Н. Федоров, В. А. Савенко; под ред. В. П. Алексеева. Издательство УГГУ, 2009. – 227 с.
4. Алексеев, В. П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии) / В. П. Алексеев; Федеральное агентство по образованию, Гос. образовательное учреждение высшего проф. образования "Уральский гос. горный ун-т". – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. – 209 с.
5. Александров, Б.Л. Теоретическое обоснование механизма образования трещинной пористости / Б. Л. Александров, Т. Д. Дахкильгов, М. А. Хасанов, А. С. Эльжаев / НТВ Каротажник. – 2009. – № 5. – С.140-151.
6. Аухатов, Я. Г. Визуальная оценка трещиноватости кернового материала с элементами геодинамической интерпретации (Западная Сибирь) / Я. Г. Аухатов, Л. М. Ситдикова, Г. Д. Исаев // Георесурсы. № 1 (56). 2014. – С. 48- 50.
7. Багринцева, К. И. Трещиноватость осадочных пород / К. И. Багринцева. - Москва: Недра, 1982. – 241 с.
8. Белоновская, Л. Г. Роль трещиноватости в формировании ёмкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов / Л. Г. Белоновская,

М. Х. Булач, Л. П. Гмид / Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т.2 – 18 с.

9. Бембель, Р. М. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 224 с.

10. Беспалова, С. Н. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири / С. Н. Беспалова, О. В. Бакуев // Геология нефти и газа. – 1995. – № 7. – С. 16-21.

11. Большаков, Ю.Я. Динамическое моделирование залежей нефти и газа: Курс лекций. Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 66 с.

12. Бочкарев, В. С. Докембрийские и палеозойские формации Западной Сибири / В. С. Бочкарев, В. Г. Криночкин / Тектоника платформенных областей. - Новосибирск: Наука, 1988. – С. 80-104.

13. Валеев, А. С. Исследование механизма притока флюида из трещиноватых коллекторов с использованием компьютерной программы 3D_Image / А. С. Валеев, К. В. Мартьянова, Ш. Х. Султанов // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике: Материалы VI Международной научно-практической конференции. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2017. – С. 105-108.

14. Ву Тхуи Нган. Методы анализа взаимовлияния скважин с помощью аппарата математической статистики и специализированных программных продуктов / Ву Тхуи Нган; науч. рук. В. С. Кожетков, А. Т. Росляк // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. - Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – Т. 2. – С. 65-67.

15. Голф-Рахт, Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т. Д. Голф-Рахт; Пер. с англ. Н. А. Бардиной и др.; Под ред. А. Г. Ковалева. / Москва: Недра, 1986. – 607.

16. Гурари, Ф. Г. Дизъюнктивная тектоника Западно-Сибирской плиты / Ф. Г. Гурари, Ю. Г. Зимин, А. Э. Конторович и др. / Труды СНИИГГиМС, вып. 65, Новосибирск, с. 146-178.

17. Елисеев, В. Г. Геологическое строение фундамента Шаимского и Красноленинского нефтегазоносных районов (Шаимский нефтеносный район) / В. Г. Елисеев, И. И. Нестеров / Тр. ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1971. – Вып. 43. – С. 25-34.

18. Жеро, О. Г. О перспективах нефтегазоносности доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты / О. Г. Жеро, Л. В. Смирнов, В. С. Сурков / Геология и геофизика. – М., 1968. – № 11. – с. 3-11.

19. Зими́на, С. В. Влияние тектонического фактора на формирование трещинно-порового типа коллектора на примере горизонта Ю₁ Двуреченского месторождения нефти Томской области: Диссертация к. г.-м. н. наук: 25.00.12. – Томск, 2010. – 137 с.

20. Злобина, О. Н. Строение, состав и обстановки формирования юрских отложений Приуральской части Западной Сибири в связи с нефтегазоносностью региона: Диссертация к. г.-м. н. наук: 25.00.06. – Новосибирск, 2009. – 300 с.

21. Конторович, А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Ю. Г. Эрвье / Недра, М, 1975 г., 680 с.

22. Конторович, А. Э. Палеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова, Б. Н. Шурыгин, Л. Г. Вакуленко, Е. А. Гайдебурова, В. П. Данилова, В. А. Казаненков, Н. С. Ким, Е. А. Костырева, В. И. Москвин, П. А. Ян. / Геология и геофизика. – 2013. - №8 (54). – С. 972-1012.

23. Корж, М. В. Палеогеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири. - Москва: Наука, 1978. – 135 с.

24. Котенев, Ю. А. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи / Ю. А. Котенев, В. Е. Андреев,

Ю. П. Ягафаров, В. Г. Щербинин, Ш. Х. Султанов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – 145 с.

25. Котенев, Ю. А. Научно – методические основы повышения эффективности выработки трудноизвлекаемые запасы нефти с применением методов увеличения нефтеотдачи: Диссертация д. т. н.: 25.00.17. – Уфа, 2004. – 314 с.

26. Котенев, Ю. А. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефтикарбонатных коллекторов/ Ю. А. Котенев, В. Е. Андреев, А. Г. Нугайбеков и др. – Уфа: УГНТУ, 1997. - 138с.

27. Котенев, Ю. А. Предложения по регулированию системы разработки для повышения выработки слабодренлируемых участков / Ю. А. Котенев, Д. Ю. Чудинова // Разведочная и промысловая геофизика: теория и практика. Сборник докладов Десятой молодежной научно-практической конференции - Уфа: Информреклама, 2015. – № 9. – С. 10-15.

28. Лесной, А. Н. Исследование влияния дизъюнктивных нарушений в юрских отложениях на строение залежей нефтяных месторождений когалымского нефтегазоносного района: Диссертация к. г.-м. н. наук: 25.00.12. – Москва, 2015 – 163 с.

29. Майдебор, В. Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами / В. Н. Майдебор – М.: Недра, 1980. – 288 с.

30. Максимов, Е. М. Тектоника и геологические формации Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Е. М. Максимов – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. - 369 с.

31. Машкович, К. А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М., Недра, 1970. – 2152 с,

32. Мирзаджанзаде, А. Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. / А. Х. Мирзаджанзаде, М. М. Хасанов, Р. Н. Бахтизин / Уфа: Гилем. – 1999. – 464 с.

33. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра, 1984. –260 с.

34. Мухаметшин, В. Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 4. – С. 47-50.

35. Мушин, И. А. Выявление и картирование дизъюнктивных дислокаций методами разведочной геофизики / И. А. Мушин, Ю. С. Корольков, А. А. Чернов. - Москва: Науч. мир, 2001. – 119 с.

36. Никифоров, В. В. Особенности выработки запасов нефти юрско-нижнемеловых отложений на основании уточнения литолого-фациального строения месторождения / С. В. Арефьев, В. В. Никифоров, Ю. А. Котенев, Н. В. Шабрин, А. Р. Шарафутдинов // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 3(256). – С. 26-31.

37. Никифоров, В. В. Геодинамические особенности формирования залежей нефти Шаимского нефтегазоносного района и повышение эффективности нефтеизвлечения / В. В. Никифоров, Ю. А. Котенев // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 12(265). – С. 16-19.

38. Никифоров, В. В. Предложения по освоению остаточных запасов нефти месторождения Шаимского нефтегазоносного района со сложным разломно-блоковым строением / В. В. Никифоров, А. В. Стенькин, Ю. А. Котенев, Д. Ю. Чудинова // Территория Нефтегаз. – 2022. – № 5-6. – С. 56-63.

39. Никифоров, В. В. Геотектонические критерии потенциала нефтегазоносности Шаимского региона / В. В. Никифоров, Ю. А. Котенев // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2022. – Т. 42. – № 1(105). – С. 39-47.

40. Никифоров, В. В. Методический подход по оптимизации системы разработки месторождений со сложным геологическим строением / В. В. Никифоров, А. Ю. Котенев, Т. А. Набиев // Бурение и нефть спецвыпуск. – 2022. – № 1. – С. 24-26.

41. Никифоров, В. В. Геолого-физические особенности формирования и выработки запасов нефти залежей, осложненных разрывными нарушениями /

В. В. Никифоров, Ю. А. Котенев // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 6. – С. 23-30.

42. Никифоров, В. В. Повышение эффективности выработки запасов нефти юрских отложений Шаимского региона / А. В. Стенькин, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 53-57.

43. Никифоров, В. В. Подход к оценке геологических рисков в Тюменской свите / А. В. Давыдов, Д. М. Васильев, В. Г. Попов, В. В. Никифоров // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 28-33.

44. Никифоров, В. В. Выявление зон повышенной трещиноватости и субвертикальной деструкции юрских отложений Повховского месторождения / Ф. С. Салимов, А. В. Лялин, Ю. А. Котенев, В. В. Никифоров // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 4 (50). – С. 11-15.

45. Nikiforov, V. V. Influence of facies and tectonic structure on the reservoir properties distribution / V. V. Nikiforov, Sh. H. Sultanov, Yu. A. Kotenev, N. V. Shabrin, A. R. Sharafutdinov // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 7-13.

46. Никифоров, В. В. Комплексный подход к уточнению проводимости зон деструкции, выделенных методами сейсморазведки / В. В. Никифоров, Д. Ю. Чудинова, А. В. Чибисов, Ю. А. Котенев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: Сборник трудов международной научно-технической конференции Октябрьский, в г. Октябрьском, 2022. – С. 187-191.

47. Никифоров, В. В. Геолого-промысловое обоснование совершенствования системы заводнения юрских отложений месторождений Шаимского района / Н. В. Шабрин, М. Ю. Котенев, В. В. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: Сборник трудов международной научно-технической конференции Октябрьский, в г. Октябрьском, 2022. – С. 293-297.

48. Никифоров, В. В. Изучение проводимости разрывных нарушений на примере месторождения Восточной Сибири / Д. Х. Шарипов, В. И. Амантаев, В. В. Никифоров // Форум молодёжной науки. – 2022. – Т. 3. – № 2. – С. 15-21.

49. Никифоров, В. В. Подбор эффективных геолого-технических мероприятий с учетом литолого-фациальных особенностей осадконакопления продуктивных отложений / В. В. Никифоров, Н. В. Шабрин, А. Р. Шарафутдинов [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: Сборник трудов международной научно-технической конференции Октябрьский, в г. Октябрьском, 2022. – С. 191-195.

50. Никифоров, В. В. Особенности выработки запасов месторождений, осложненных разрывными нарушениями / В. В. Никифоров, Г. Р. Газизова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Ежегодный сборник научных трудов / Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан» (ГАНУ ИСИ РБ). Том 9 (14). – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью «Издательство научно-технической литературы Монография», 2020. – С. 244-251.

51. Никифоров, В. В. Оценка влияния проницаемости разрывных нарушений на выработку месторождений / В. В. Никифоров, Г. Р. Газизова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Ежегодный сборник научных трудов / Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан» (ГАНУ ИСИ РБ). Том 9 (14). – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью «Издательство научно-технической литературы Монография», 2020. – С. 252-263.

52. Никифоров, В. В. Применение циклического заводнения на месторождении нефти и газа / Н. В. Шабрин, А. А. Нуриев, В. В. Никифоров // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа 2019: сборник статей, докладов и выступлений Всероссийской научно-технической конференции, Уфа, 15 мая 2019 года / Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа: Издательство «Нефтегазовое дело», 2019. – С. 100-102.

53. Никифоров, В. В. Геолого-технические мероприятия Западно-туговского месторождения / К. Е. Луценко, В. В. Никифоров // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа 2019: сборник статей, докладов и выступлений Всероссийской научно-технической конференции – Уфа: Издательство «Нефтегазовое дело», 2019. – С. 61-62.

54. Никифоров, В. В. Особенности геологического строения Западно-Тугровского месторождения / К. Е. Луценко, В. В. Никифоров // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа 2019: сборник статей, докладов и выступлений Всероссийской научно-технической конференции. – Уфа: Издательство «Нефтегазовое дело», 2019. – С. 63-64.

55. Никифоров, В. В. Геолого-промысловый анализ разработки и мониторинг выработки запасов / И. В. Ахметзянов, В. В. Никифоров, Я. Д. Б. Атсе // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Ежегодный сборник научных трудов / ГАНУ «Институт стратегических исследований РБ». Том Выпуск 8 (13). – Уфа: ООО «Монография», 2019. – С. 114-119.

56. Никифоров, В. В. Тюменская свита и ее фациальные особенности / Д. Р. Хазиахметова, А. Р. Галина, В. В. Никифоров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Сборник научных трудов. Том 7 (12). – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью «Издательство научно-технической литературы Монография», 2018. – С. 103-106.

57. Никифоров, В. В. Влияние тектонических разрывных нарушений на эффективность разработки залежей Тюменской свиты / Т. Ф. Япарова, В. В. Никифоров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Сборник научных трудов. Том 7 (12). – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью «Издательство научно-технической литературы Монография», 2018. – С. 107-114.

58. Никифоров, В. В. Анализ системы разработки нефтяного месторождения со сложным тектоническим строением / А. А. Мирсаева, Н. В. Шабрин, В. В. Никифоров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Сборник научных трудов. Том 7 (12). – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью «Издательство научно-технической литературы Монография», 2018. – С. 221-229.

59. Никифоров, В. В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность / А. А. Нуриев, В. В. Никифоров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Сборник научных трудов. Том Выпуск 6 (11). – Уфа:

Общество с ограниченной ответственностью «Издательство научно-технической литературы Монография», 2017. – С. 157-160.

60. Никифоров, В. В. Перспективы увеличения дебитов нефти из низкопроницаемых пластов тюменской свиты современными технологиями / О. Г. Зацепин, В. В. Икс, А. В. Стенькин [и др.] // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском. Том 1. – 2016. – С. 170-175.

61. Никифоров, В. В. Оценка влияния неоднородности пластов-коллекторов нижнего мела на разработку запасов / Л. Р. Фазылова, Ш. Х. Султанов, В. В. Никифоров [и др.] // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском. Том 1. – 2016. – С. 267-272.

62. Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района. Сборник научных статей, посвященных добыче 200 – миллионной тонны нефти на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». Урай-Тюмень, 2002.

63. Парначев, С. В. Фациально-ориентированные геологические модели как фактор снижения неопределенностей геологического строения нефтяных месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3. – С. 26-30.

64. Пейве, А. В. Глубинные разломы и их роль в строении и развитии земной коры: Избр. тр. / А. В. Пейве; Отв. ред. А. Л. Книппер, А. В. Лукьянов. / Москва: Наука, 1990. – 351 с.

65. Поднебесных, А. В. Научно-методическое обоснование выделения зон вторичных изменений пород-коллекторов и оценка их влияния на разработку месторождений (на примере месторождений севера Западной Сибири) Диссертация д. г.-м. н.: 25.00.12. – Уфа, 2020. – 274 с.

66. Поднебесных, А. В. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов на территории Западно-Сибирской плиты / А. В. Поднебесных, С. В. Кузнецов, В. П. Овчинников / Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. –2015. – No 2. – С. 26–30.

67. Поднебесных, А. В. Проблемы диагностики цеолитов и влияние их наличия на разработку продуктивных отложений Мессояхской группы месторождений / А. В. Поднебесных, В. П. Овчинников / Известия Томского политехнического университета. 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 137-145.
68. Попов, И. П. Обоснование фильтрационно-емкостной модели юрских залежей и формирования трудноизвлекаемых запасов/ И. П. Попов, А. И. Попов, А. Н. Лесной / Известия вузов. Нефть и газ. Тюмень, – 2010. –№ 2. – С. 24-29.
69. Прошляков, Б. К. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. / Б. К. Прошляков, Т. И. Гальянова, Ю. Г. Пименов / - М.: Недра, 1987. – 200 с.
70. Пушаровский, Ю. М. Континентальный и океанский рифтогенез / АН СССР, Междувед. тектон. ком., Геологический ин-т; отв. ред. Ю. М. Пушаровский. / Москва: Наука, 1985. – 221 с.
71. Разломообразование в литосфере: Зоны растяжения / С. И. Шерман, К. Ж. Семинский, С. А. Борняков и др.; Отв. ред. Н. А. Логачев; - Новосибирск: Наука, 1992. – 222 с.
72. Рудкевич, М. Я. Тектоническое развитие и нефтегеологическое районирование Западно-Сибирской провинции / М.Я. Рудкевич, Ю.М. Глухоедов, Е. М. Максимов / Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 92, Свердловск, Средне-Уральское книжное издание, 1976. – 170 с.
73. Рыжова, З. А. Разрывные нарушения Западно-Сибирской геосинеклизы. Сборник научных трудов Тектоника Западной Сибири, Тюмень, 1987, – С. 55-60.
74. Савенко, В. А. Особенности палеогеографии и седиментологии неокома юго-западных районов Западной Сибири / В. А. Савенко, А. Г. Мухер // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: материалы Пятого Всерос. совещ. – Ульяновск, 2010. – С. 292-296.
75. Савенко, В. А. Палеогеография и палеогеоморфология верхнеюрских и неокомских толщ в Шаимском НГР и прилегающих районах Западной Сибири. Литосфера. 2011. – № 1. – С. 46-60.

76. Салимов, Ф. С. Геологическое обоснование направлений разведки и дальнейшего освоения залежей нефти юрских отложений с учетом разломно-блокового строения: Диссертация к. г.-м. н. наук: 25.00.12. – Уфа, 2018 – 152 с.

77. Салимов, Ф. С. Особенности разработки залежей нефти, осложнённых тектоническими нарушениями / Ф. С. Салимов, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 4. – С. 25-32.

78. Сахибгареев, Р. С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей / Недра, Ленинград, 1989 г., 260 с.

79. Состав и генезис отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / В. П. Алексеев, Ю. Н. Федоров, А. В. Маслов и др.; под ред. В. П. Алексеева. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. – 209 с.

80. Стенькин, А. В. Методическое обоснование повышения выработки запасов нефти месторождений, осложненных тектоническими нарушениями / А. В. Стенькин, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов, В. Г. Уметбаев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 1. – С. 214-223.

81. Стенькин, А. В. Геологическое и экспериментальное обоснование применения пресных вод для повышения эффективности выработки запасов нефти юрских отложений (на примере Шаимского нефтегазоносного района): Диссертация к. г.-м. н. наук: 25.00.12. – Уфа, 2020 – 181 с.

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

83. Ступакова, А. В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А. В. Ступакова, А. В. Соколов, Е. В. Соболева, Т. А. Кирюхина, И. А. Курасов, Е. В. Бордюг // Георесурсы. – 2015. – 2(61). – С. 63-76.

84. Султанов, Ш. Х. Методика классификации залежей нефти с использованием статистических методов / Ш. Х. Султанов // Нефтегазовое дело. – 2008. - № 1. – С. 17-21.

85. Султанов, Ш. Х. Системный подход к разработке крупных нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / Ш. Х. Султанов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2009. – № 1. – С.17-21.

86. Султаншина, Т. Р. Изучение влияния блоковой тектоники на особенности залегания продуктивного горизонта BC_{10}^{2+3} Тевлинско-Русскинского нефтяного месторождения: Диссертация к. г.-м. н. наук: 25.00.12. – Москва, 2017 – 118 с.

87. Сурков, В. С. Тектоника Урало-Сибирской молодой платформы. Геология и геофизика, № 8, 2002. – С. 754 -761.

88. Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г Жеро /. – М.: Недра, 1981. – 43 с.

89. Тектоника мезозойско-кайнозойского осадочного чехла ЗападноСибирской плиты / Труды Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГИМС) Министерства геологии СССР. Региональная геология/ Новосибирск. 1971. - 148 с.

90. Токарев, М. А. Статистические методы прогноза нефтеотдачи и оценки эффективности воздействия на пласт: учеб. пособие / М. А. Токарев, А. С. Чинаров. – Уфа: Монография, 2007. – 96 с.

91. Томилов, А. А. Исследование влияния тектонического фактора на формирование, поиски и разработку месторождений нефти и газа: Диссертация к. г.-м. н. наук: 25.00.12. – Тюмень, 2017. – 142 с.

92. Топешко, В. А. Продуктивные комплексы Шаимского нефтегазоносного района (НГР) / В. А. Топешко, В. О. Красавчиков, С. М. Каменецкая, М. А. Левчук, В. А. Миткарев, В. И. Москвин, Д. Ф. Сазоненко / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 1. – С. 90-97.

93. Трещиноватость горных пород. Основы теории и методы изучения: /метод. реком. / сост.: О. Г. Елифанцев, Н. С. Плетенчук, СибГИУ. - Новокузнецк, 2008.
94. Тюкавкина, О. В. Фациальное районирование центральной части Западно-Сибирской плиты для осуществления разведки тектонических структур, перспективных на добычу углеводородов / О. В. Тюкавкина // Горный журнал. – 2015. –№ 6. – С.98-102.
95. Угленасыщенность, петрографический состав и метаморфизм углей тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь)/ В. П. Алексеев, В. И. Русский, Ю. Н. Федоров, Д. Д. Журавлева, Т. Ф. Красковская, Н. В. Пронина, Л. И. Свечникова; под ред. В. П. Алексеева. Екатеринбург: Изд-во УГГУ. 2006. 158с.
96. Хайрединов, Н. Ш. Оценка степени взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин на залежах нефти турнейского яруса Ново-Елховского месторождения / Н. Ш. Хайрединов, А. П. Чижов, А. В. Чибисов, Н. В. Волкова, Р. А. Нугайбеков / Сб. науч. тр. ЦХИМН АН РБ. 2008. Вып. 5. С. 103-109.
97. Ханин, А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / М.: Недра, 1969. – 368 с.
98. Цветкова, М. А. Влияние минералогического состава песчаных пород на фильтрующие способности и нефтеотдачу / М. А. Цветкова // Тезисы института нефти АН СССР, 1954. – Вып. 3. – С. 207-211.
99. Чернышев, С. Н. Трещины горных пород / С. Н. Чернышев. - Москва: Наука, 1983. – 240 с.
100. Чудинова, Д. Ю. Обоснование выделения различных категорий остаточных запасов нефти и технологий их выработки (на примере группы пластов БС сортымской свиты): Диссертация к. г.-м. н. наук: 25.00.12. – Уфа, 2018 – 134 с.
101. Чудинова, Д. Ю. Решение задачи оптимизации системы заводнения на объектах разработки в поздней стадии методами статистического анализа геолого-промысловых данных / Д. Ю. Чудинова, А. В. Чибисов / Современные тенденции

развития науки и технологий: матер. XI Междунар. науч.-практ. конф., г. Белгород. 2016 № 2-3. С. 127-129.

102. Шабрин, Н. В. Обоснование геологических критериев распределения остаточных запасов нефти юрских отложений и технологии их освоения / Н. В. Шабрин, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов, Е. А. Машкова // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 12(265). – С. 20-26.

103. Шагиев, Р. Г. Исследование скважин по КВД – М Наука, 1998. – 304 с.

104. Шарафутдинов, А. Ф. Оценка потенциала доюрских нефтегазоматеринских пород Шаимского нефтегазоносного района / А. Ф. Шарафутдинов, Ю. А. Котенев, Б. А. Я. Доминик, Д. Ф. Гаймалетдинова // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 3(256). – С. 42-46.

105. Шахновский, И. М. О роли некоторых геологических факторов в формировании месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. – М., 1997. - № 1.

106. Шишигин, С. И. Изучение коллекторских свойств трещиновато-поровых коллекторов песчано-глинистых пород Западной Сибири / С.И. Шишигин // Физико-литологические особенности и коллекторские свойства продуктивных пород глубоких горизонтов Западной Сибири. – Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень. – 1988. – С. 104-114.

107. Bourbiaux, B. «Fractured reservoir simulation: a challenging and rewarding issue» – Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 65 (2010), No. 2, p. 227-238.

108. Golonka, J. Global Plate Tectonics and Paleogeography of Southeast Asia. Poland, Krakow, Arkadia, AGH University of Science and Technology, 2006. 128 p.

109. Орре, В. Обнаружение мелких разломов и трещин с помощью сейсмических данных / В. Орре, Д. Астратти и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2012. – № 2. – С. 36-56. Русский перевод статьи “Seismic Detection of Subtle Faults” // Oilfield Review. – Summer 2012: 24, no. 2. Copyright, – 2012. Schlumberger. – P. 36-56.