

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»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидат геолого-минералогических наук

Уфа 2023

Работа выполнена на кафедре «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель: Доктор технических наук, профессор
Котенев Юрий Алексеевич

Официальные оппоненты: **Масагутов Рим Хакимович**
доктор геолого-минералогических наук, профессор
АО НПФ «Геофизика» / отдел аспирантуры,
профессор

Мустаев Рустам Наильевич
кандидат геолого-минералогических наук, доцент
ФГБОУ ВО «Российский государственный
геологоразведочный университет имени Серго
Орджоникидзе» / научно-исследовательская
лаборатория «Моделирование углеводородных
систем», ведущий научный сотрудник

Ведущая организация Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Уфимский университет науки и
технологий» (г. Уфа)

Защита диссертации состоится « 8 » февраля 2024 года в 16:00 часов на заседании диссертационного совета 24.2.428.06, созданного на базе ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г Уфа, ул. Космонавтов, д.1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте <http://www.rusoil.net>.

Автореферат диссертации разослан « _____ » _____ 2023 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Павлова Зухра Хасановна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 УВ, 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 изучения трещинных коллекторов, 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. Пуцаровский, М. Я. Рудкевич, Р. М. Бембель, Г. И. Баренблатта, А. Н. Дмитриевский, С. Н. Журкова, Ю. П. Желтова, Н. П. Запывалов, 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 учетом проводимости зон деструкций.

Цель 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 свойств 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 залежей 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 и систематизация 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 комплексов (РФД) iНавигатор, 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность выбранной темы исследований, определены цели, основные задачи и защищаемые положения диссертационной работы, сформулирована научная новизна и приведена практическая значимость полученных результатов работы.

В **первой главе** диссертации обобщены научные исследования влияния тектонических нарушений на геологические характеристики продуктивных отложений. Рассмотрены основные геологические процессы, которые проявляются в зонах тектонических нарушений.

Влияние дизъюнктивной тектоники на размещение залежей нефти и газа является актуальным предметом для обсуждения среди исследователей. 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. Гулари, 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.

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

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. Необходимо отметить, что оценка трещиноватости является намного более сложной проблемой, чем оценка пористости и проницаемости типичного порового коллектора. Фактически трещиноватость зависит от распределения механических напряжений в горной породе и ее прочностных свойств.

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.

Таким образом, активное формирование юрского основания Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) обуславливает широкое распространение в осадочном чехле тектонических нарушений, зон разуплотнения пород и формирование трещинных коллекторов во всех продуктивных отложениях. 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.

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.

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. 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.

В соответствии с представлениями геомеханики, напряженное состояние земной коры является нормальным условием ее существования.

В геологии для оценки напряжений и деформаций в земной коре широко используется эллипсоид деформации (или эллипсоид напряжений) вместо тензора напряжений. Эллипсоид деформации (Рисунок 1) 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.

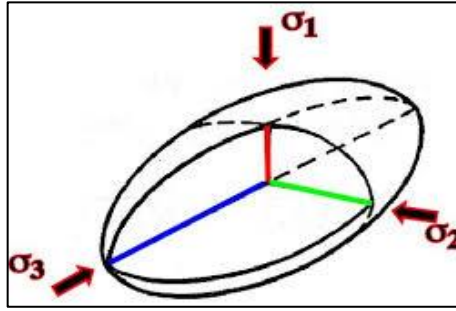


Рисунок 1 - Эллипсоид напряжений

Дизъюнктивные нарушения, формирующиеся в результате тектонической активности, образуют вокруг себя зоны дробления породы (сеть трещин). Зона дизъюнктивного нарушения — это динамическая система, обладающая анизотропией свойств. Это обусловлено образованием в зоне деструкции пород катакластического типа, вторичными процессами, которые изменяют фильтрационно-емкостные свойства пород.

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

В процессе деформации горной породы некоторые блоки консолидируются, а межблоковое пространство «залечивается» в процессе вторичных изменения порового пространства. В зависимости от температуры и давления, происходят преобразования структур и текстур горных пород межблокового пространства. Вследствие чего, образуется широкий спектр особых пород катакластического тапа, объединённых под общим названием тектониты (Рисунок 2). К ним относятся все раздробленные и перетертые породы, сопровождающие разрывные нарушения, от тектонической брекчий, глинки трения до милонитов.

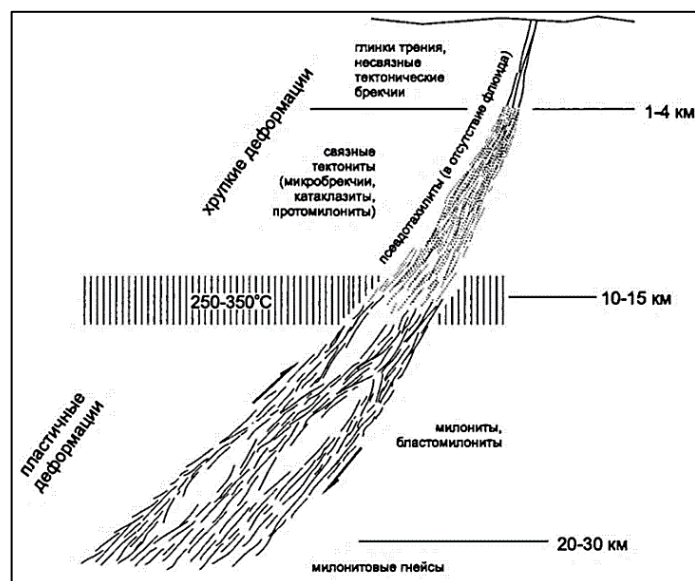


Рисунок 2 - Распределение различных типов тектонитов глубинного разлома [Sibson, 1977; White et al., 1980; Higgins, 1971]

На большинстве месторождений Шаимского НГР глубина залегания отложений составляет 2,5 - 3 км. На данной глубине при низких термобарических условиях в процессе перемещения по разлому формируются несвязные породы, к которым относится тектоническая брекчия и глина 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. Глины трения — это окатанные или угловатые зерна первичной породы, погруженные в матрикс из тонкоизмельченных частиц глинистой размерности.

Зональная неоднородность пород коллекторов, процесс вторичных изменений и образование катакlastических пород приводят к образованию на границах с разными фильтрационно - емкостными свойствами (ФЕС) и в зонах деструкции капиллярных «барьеров», которые препятствуют фильтрации флюидов. Образованию барьерных условий способствует снижение пластового давления в смежных блоках за счёт длительного процесса разработки.

Во **второй главе** проведен анализ регионального геологического строения, палеогеографических и палеотектонических условий формирования, а также литолого-фациальные особенности объекта диссертационного исследования.

Шаимский нефтегазоносный район (ШНГР), расположенный в центральной части Приуральской нефтегазоносной области, приурочен к Западно - Сибирскому осадочному бассейну.

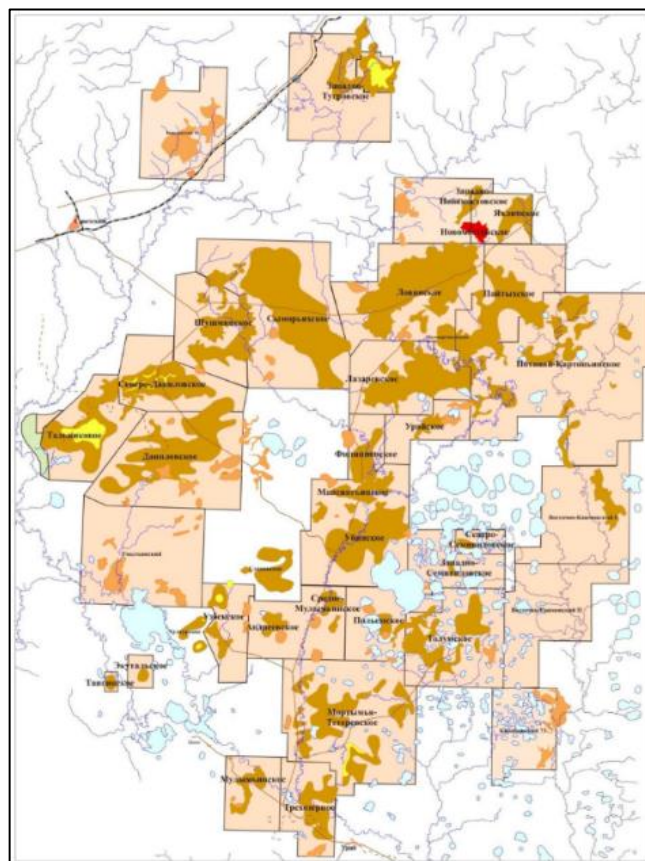


Рисунок 3 – Обзорная схема Шаимского нефтегазоносного района

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 свойств по площади и разрезу. Остаточные запасы относятся к «трудноизвлекаемым». В настоящее время основная добыча нефти обеспечивается месторождениями, находящимися на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой степенью выработки запасов и обводненности добываемой продукции.

Геологический разрез района представлен разнообразным комплексом горных пород складчатого фундамента, промежуточного комплекса и отложениями осадочного чехла, охватывающим по возрасту образования от докембрийских до четвертичных включительно.

По геолого - геофизическим исследованиям установлено, что фундамент залегает на глубинах от 1,5 до 2,3 км. В его строении выделяют нижний и верхний комплекс. Нижний включает в себя палеозойский комплекс, представленный разновозрастными отложениями от гранитоидов до серпентинитов, включая терригенно-карбонатные породы характерные для Уральского складчатого пояса. Верхний комплекс сложен триасовыми вулканогенными толщами, которыми выполнен ряд грабенов. Осадочный чехол представлен мезо-кайнозойским комплексом отложений, который залегает на большей части территории на разновозрастном гетерогенном фундаменте.

Структурно-тектоническое строение имеет унаследованный характер развития, от доюрских форм рельефа с сохранением направленности тектонических движений. Формирование сложной конфигурации структурных форм, обусловлено напряженно-деформированным состоянием пород и свидетельствует о высокой степени тектонической активности исследуемой площади. Простираение основных структурных элементов, а именно цепочек локальных поднятий, также указывает на определенную связь морфологии структурных форм с блоковым строением фундамента. Структуры отделяются друг от друга разрывными нарушениями ранних генераций, имеющими как северо-восточное, так и северо-западное простираение.

Разрывные нарушения достаточно хорошо соответствуют структурному плану и 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 глубинных разломов доюрского основания Шаимского района, выделена по ряду геологических и геофизических признаков, а также на основании картирования фундамента.

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, реже нижнемеловые отложения.

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. Результатом происходивших процессов стало формирование системы постседиментационных разрывных нарушений. Повышенное напряженное состояние структур, способствует дальнейшему образованию зоны разуплотнения.

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.

Активная дифференцированная геодинамика юрско-неокомского времени, а также непосредственная близость к западному обрамлению Западно – Сибирской плиты предопределили литолого – фациальную обстановку Шаимского НГР и прилегающих территорий соседних нефтегазоносных районов.

Юрско-нижнемеловые отложения района отличаются сложным строением и большим разнообразием слагающих пород, формирование которых происходило в различных фациальных обстановках, что контролировалось интенсивностью проявления тектонических движений в отдельные периоды развития седиментационного бассейна. Литолого-фациальные обстановки были наиболее разнообразными, что определило резкие переходы одних типов разреза в другие и в результате формирование на этой территории нескольких типов разреза, сменяющих друг друга по направлению с З на СВ. В составе юрско-неокомских отложений Шаимского НГР было выделено 3 основных типа разреза: даниловский, фроловский, мулымьинский и два подтипа - трехозерный и переходный от даниловского типа к фроловскому.

В третьей главе представлены результаты проведенного комплексного анализа тектонических нарушений на примере Ловинской и Лазаревской площади, а также предложен методический подход оценки проводимости зон деструкций.

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 эксплуатационной сетки скважин, системы эффективного поддержания энергетического состояния, а также при планировании методов увеличения нефтеотдачи.

Ранжирование тектонических нарушений на проводящие и непроводящие является первостепенной задачей. 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 явление интерференции скважин и изучение 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 4.

К ряду прямых методов, основанных на вещественном составе, можно отнести изучение керна 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.

При изучении проводимости тектонических нарушений на месторождениях как правило отдают предпочтение специальным 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.



Рисунок 4 – Схема комплексного анализ и оценки проводимости зон деструкции

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 кернавым 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.

С целью выявления стохастических признаков взаимосвязи и их количественной оценки между скважинами-кандидатами применялся корреляционный анализ. 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.

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.

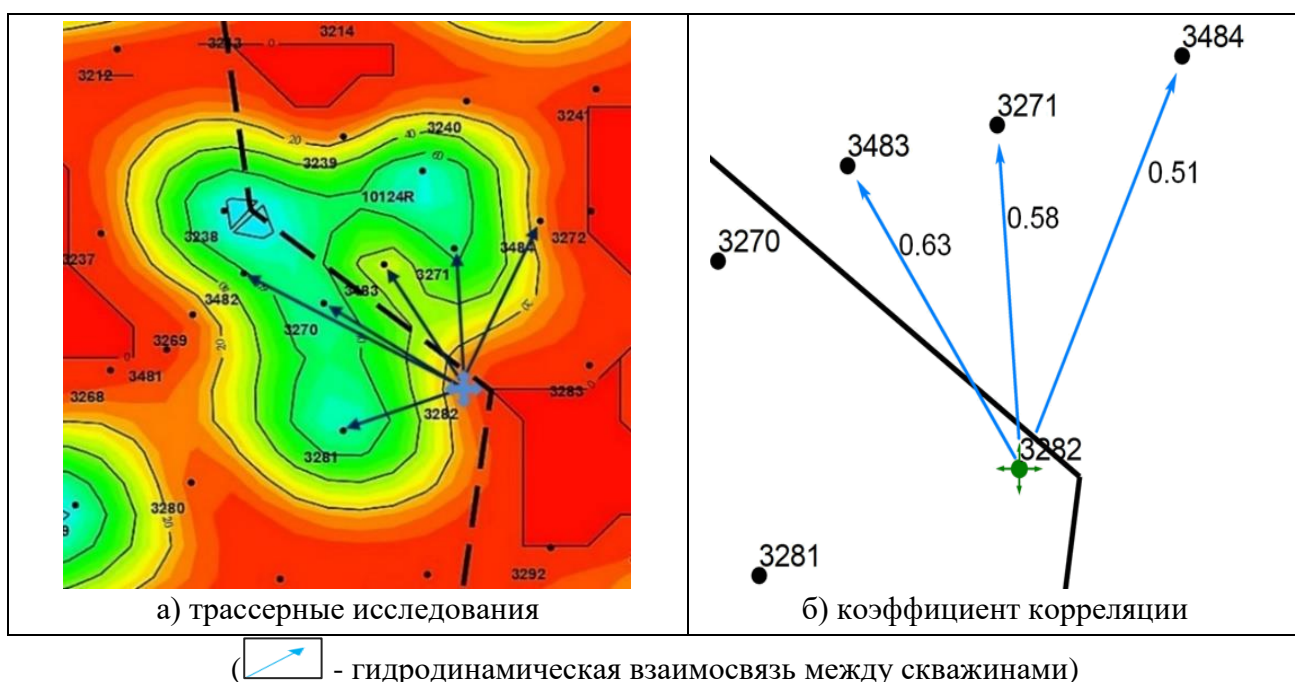


Рисунок 5 – Сопоставление полученных данных с индикаторными исследованиями по скважине № 3282 Лазаревская площадь

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 тюменская свита	0,637	заметная
	3271		0,582	заметная
	3484		0,514	заметная

Такой подход был применен по простирацию зоны деструкции на 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 6).

Таким образом, предложенный интегральный анализ массива данных позволяет получить более точную оценку проводимости зоны деструкции, чем при использовании данных только одной скважины.

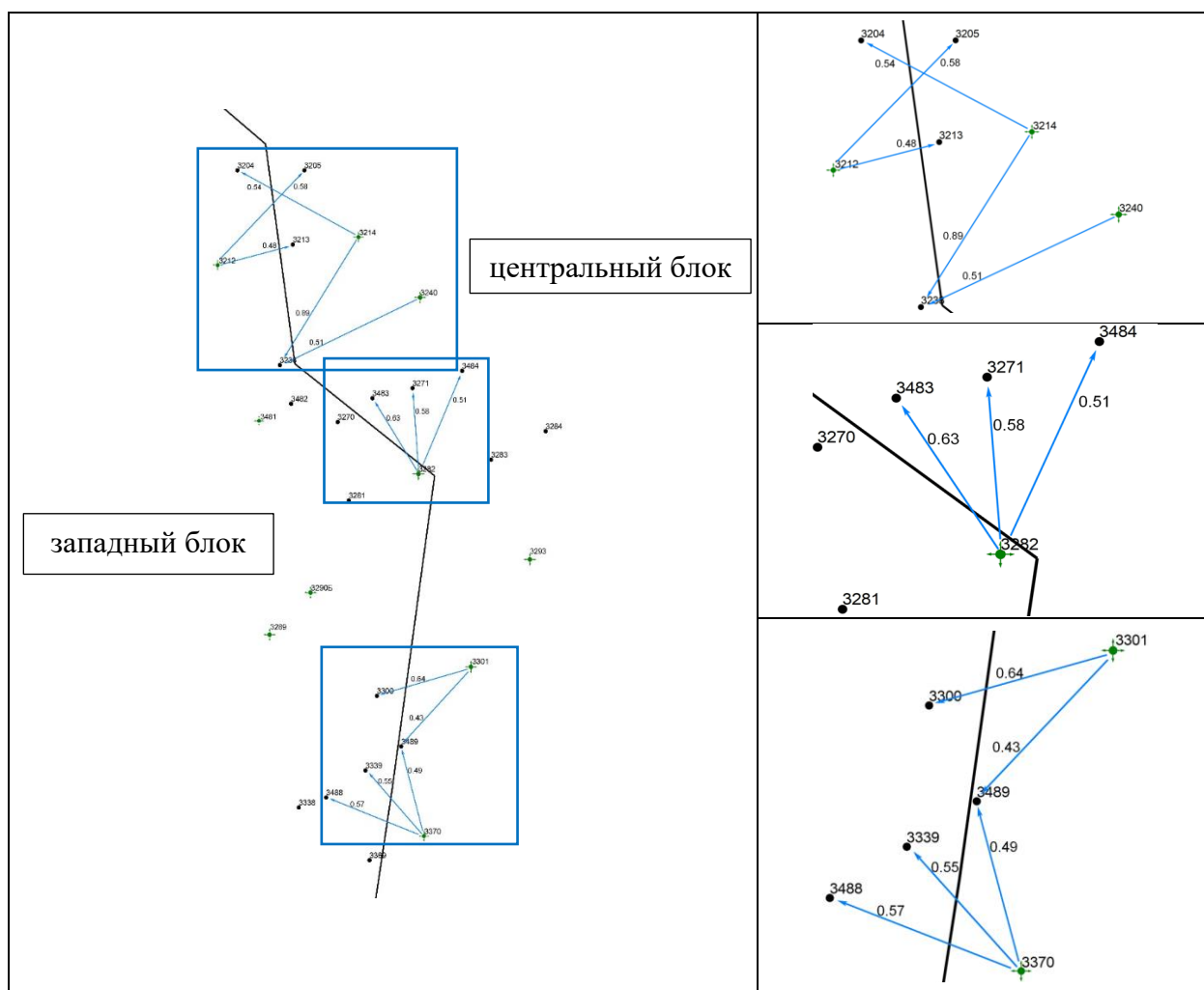


Рисунок 6 – Коэффициент корреляции в зоне деструкции западный и центральный блок Лазаревская площадь

В качестве апробации предложенного методического подхода рассмотрим нижеследующий пример. В целях изучения проводимости тектонических нарушений на Ловинском площади проведен анализ гидродинамической взаимосвязи блоков месторождения и проводимости зоны деструкции. Анализ позволил сделать вывод, о том, что тектонические нарушения Ловинского месторождения обладают разным характером проводимости (Рисунок 7).

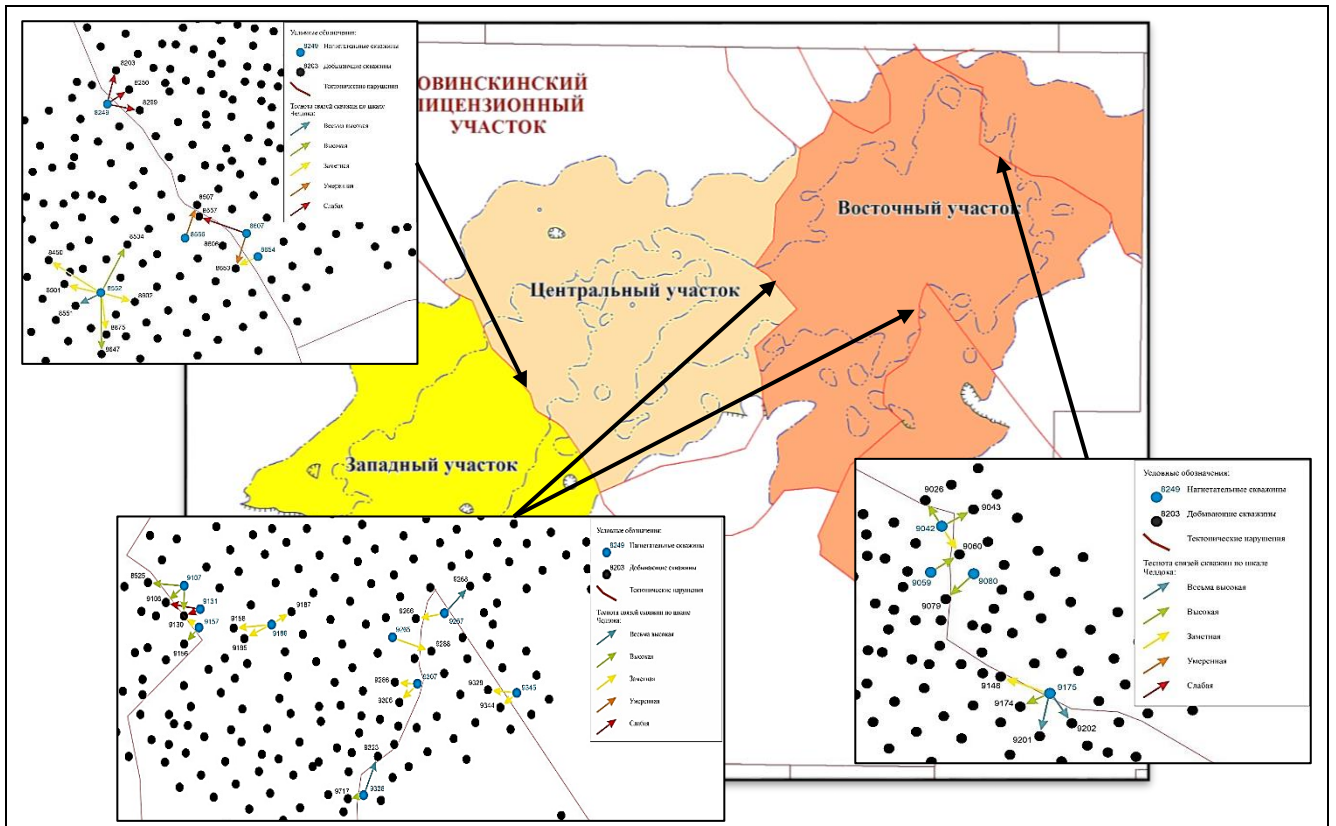
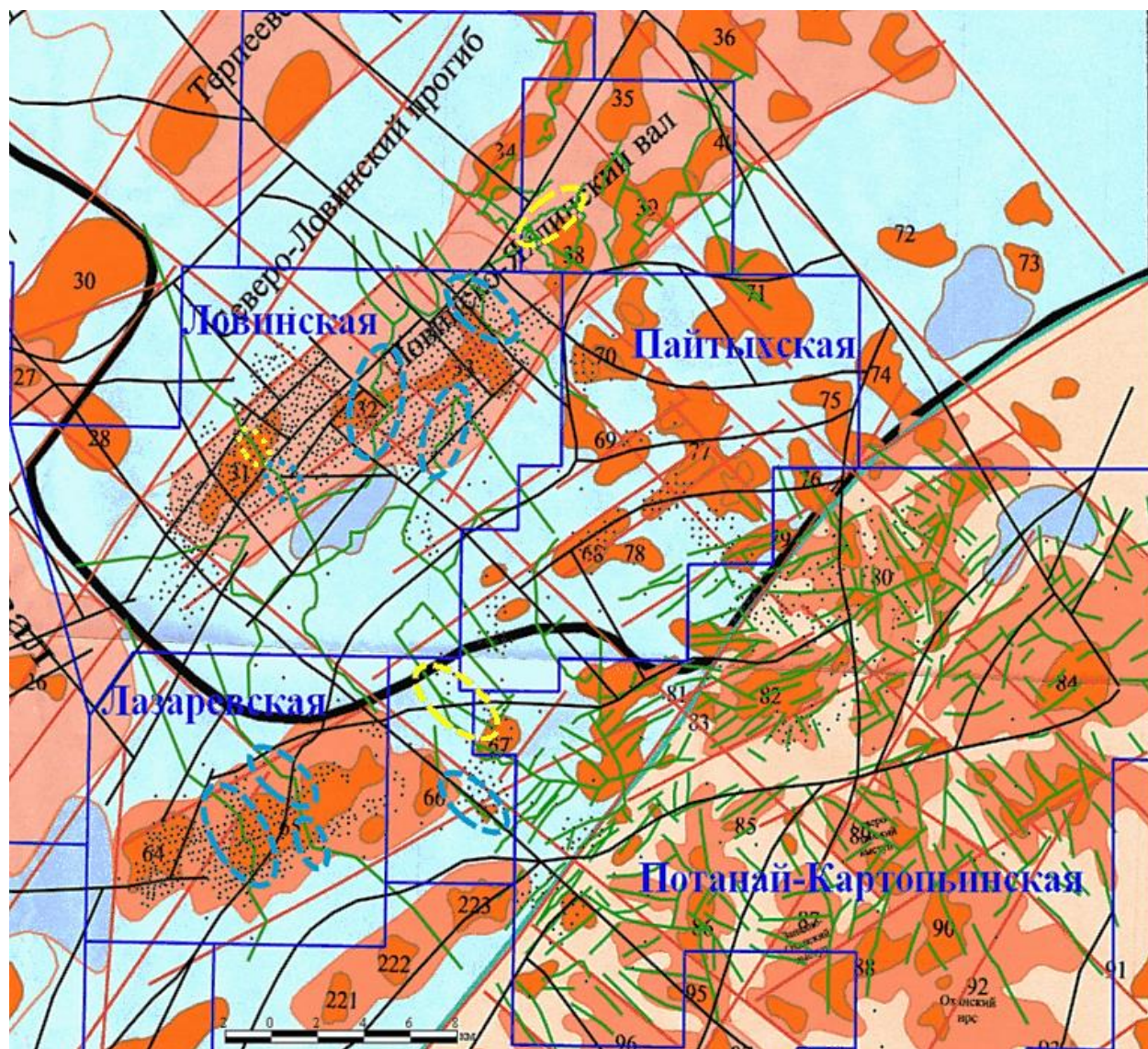


Рисунок 7 – Анализ оценки проводимости зон деструкций Ловинской площади

В четвертой главе приведены результаты практической реализации проведенных исследований на реальных объектах, сопоставлены тектонические нарушения разной генерации, предложены рекомендации для повышения эффективности применяемой системы разработки с учетом проводимости тектонических нарушений.

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.



Площади: Ловинская, Лазаревская, Пайтыхская, Потанай-Картопьянская, Западно-Тугровская;






-  - проводящие тектонические нарушения;
-  - непроводящие тектонические нарушения;
-  - тектонические нарушения, выделенные по грави- и магниторазведке 2001 г.;
-  - тектонические нарушения, выделенные по доюрскому основанию;
-  - тектонические нарушения локальных площадей выделенные по сейсморазведочным работам.



Рисунок 8 – Анализ сопоставления тектонических нарушений различной генерации

Стоит отметить, что дизъюнктивы выделенные на локальных площадях по сейсморазведочным данным не прямолинейны и часто меняют направления простирания при сохранение 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 проявлялись в зонах сопряжения разрывных нарушений разных рангов. Таки образом можно сделать вывод что развитие трещиноватости по тектоническим нарушения юрских отложений проявляют унаследованность от разломной тектоники доюрского фундамента.

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).

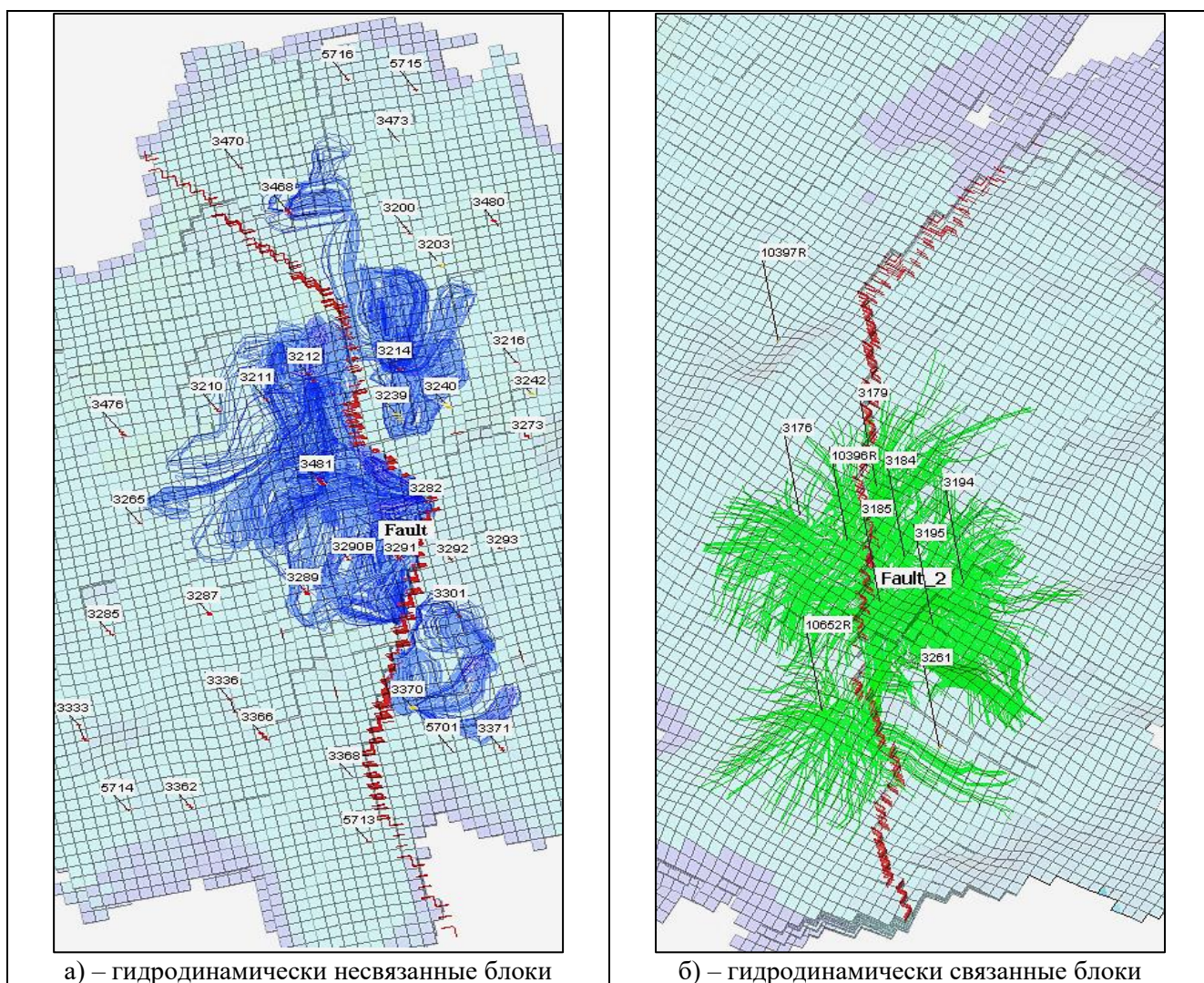


Рисунок 9 – Визуализация линий тока при различных свойства проводимости тектонических нарушений

Основной критерии, 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. 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. 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.

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.

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.

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

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 РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

По теме диссертационной работы опубликовано двадцать пять научных трудов, в том числе:

- в изданиях, входящих в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации:

1. 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. Шарифутдинов // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 3(256). – С. 26-31.

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

3. Никифоров, В. В. Предложения по освоению остаточных запасов нефти месторождения Шаимского нефтегазосного 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.

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

5. 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. – 2023. – № 1. – С. 54-56.

6. 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.

7. 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.

8. 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.

9. 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.

- в изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и систем цитирования Scopus:

10. 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.

- в других изданиях и материалах различных конференций и семинаров:

11. 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.

12. 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.

13. 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.

14. 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.

15. 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.

16. 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. 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.

21. 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.

22. 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.

23. 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.

24. 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.

25. 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.

26. 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.