

На правах рукописи



Горбунов Павел Александрович

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ
РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ОСНОВЕ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ
КРИТЕРИЕВ

Специальность 25.00.12 – Геология, поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Тюмень, 2020

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

Научный руководитель:

Бембель Сергей Робертович

доктор геолого-минералогических наук,
профессор ФГБОУ ВО «Тюменский
индустриальный университет», г. Тюмень

Официальные оппоненты:

Москвин Валерий Иванович

доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник Института
нефтегазовой геологии и геофизики
СО РАН, г. Новосибирск

Смирнов Олег Аркадьевич

кандидат геолого-минералогических наук,
главный геолог ООО «ИНГЕОСЕРВИС»,
г. Тюмень

Ведущая организация:

ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень

Защита диссертации состоится «29» декабря 2020 г. в 16-00 на заседании диссертационного совета Д 212.273.05 при Тюменском индустриальном университете (ТИУ), по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, Институт геологии и нефтегазодобычи, аудитория 113.

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

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в двух экземплярах просим направлять по адресу 625000, г. Тюмень, ул. Володарского 56, Тюменский индустриальный университет, ученому секретарю диссертационного совета Д 212.273.05, Семеновой Татьяне Владимировне.

Факс 8 (3452) 39-03-46, e-mail: semenovatv@tyuiu.ru

Автореферат диссертации разослан «14» ноября 2020 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



к.г.-м.н. Т.В. Семенова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. В настоящее время северная часть Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является главным источником добычи природного газа и газового конденсата. При этом основная доля добываемого газа обеспечивается за счет разработки Уренгойского, Ямбургского, Заполярного, Бованенковского, Южно-Тамбейского и Южно-Русского месторождений-гигантов. В ближайшее время планируется ввод в разработку Харасавейского, Крузенштернского и Малыгинского месторождений.

Поддержание достигнутых высоких уровней добычи углеводородного сырья и, следовательно, обеспечение энергетической безопасности Российской Федерации на долгосрочную перспективу обуславливает необходимость постоянного возобновления ресурсной базы за счет проведения геолого-разведочных работ (ГРР), ориентированных на открытие новых месторождений нефти и газа. С целью выявления новых перспективных участков и зон в северных и арктических районах Западной Сибири кроме традиционных представлений о нефтегазоносности на практике используют палеотектонические критерии и реконструкции, в связи с этим тема диссертации является *актуальной*.

Объектом исследования являются мезозойско-кайнозойские отложения осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты (территория ЯНАО).

Предмет исследования – особенности тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла как фактор контроля нефтегазоносности.

Степень разработанности темы исследования. Вопросы нефтегазоносности Западной Сибири начиная с 60-х годов прошлого века рассматривались рядом известных геологов, среди которых Аплонов С.В., Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Габриэлянц Г.А., Гурари Ф.Г., Дмитриевский А.Н., Журавлев Е.Г., Запывалов Н.П., Карогодин Ю.Н., Кислухин В.И., Конторович А.Э., Конторович В.А., Куликов П.К., Курчиков А.Р., Мясникова Г.П., Наумов А.Л., Нежданов А.А., Немченко Н.Н., Нестеров И.И., Ростовцев Н.Н., Рудкевич М.Я., Скоробогатов В.А., Соколовский А.П., Сурков В.С., Хафизов Ф.З., Шпильман В.И. и др.

Изучением перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с точки зрения тектонических и палеотектонических аспектов занимались такие известные академики как Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А., Яншин А.Л., а также крупные специалисты-геологи как Аплонов С.В., Бочкарев В.С., Бурштейн Л.М., Гурари Ф.Г., Девятов В.П., Жеро О.Г., Конторович В.А., Наливкин В.Д., Максимов Е.М., Москвин В.И., Наумов А.Л., Нестеров И.И., Никитенко Б.Л., Ростовцев Н.Н., Рудкевич М.Я., Смирнов Л.В., Старосельцев В.С., Шемин Г.Г., Шпильман В.И., и многие другие. По результатам их работ были выявлены главные особенности строения

фундамента и осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, описаны процессы тектонического развития основных структур.

При этом в большинстве работ перечисленных ученых процесс палеотектонического развития Западной Сибири рассматривался преимущественно как фактор распределения литолого-фациальных обстановок осадконакопления в плане и разрезе исследуемой территории, а также с точки зрения его влияния на заложение и эволюцию структурных ловушек. М.Я. Рудкевич и А.Л. Наумов рассматривали процесс палеотектонического развития шире и указали, что определенный тип палеотектогенеза, а именно проявление тектонических инверсий в мезо-кайнозой, напрямую оказал влияние на нефтегазоносность Западной Сибири.

За последнюю четверть века накоплено значительное количество новых геологических данных, которые не учтены в предшествующих работах, что обуславливает необходимость дальнейшего развития и углубления сложившихся представлений о влиянии процессов тектонического развития северной части Западно-Сибирской плиты на региональную нефтегазоносность.

Цель работы заключается в выявлении зон, предпочтительных для локализации залежей углеводородов (УВ), являющихся первоочередными объектами для проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Задача исследований - установление генетической взаимосвязи между зонами с различной степенью тектонической дислоцированности осадочного чехла и его нефтегазоносностью. Основные этапы исследований включали в себя:

— анализ и обобщение существующих представлений о влиянии особенностей палеотектонического развития территории (в частности, инверсионных тектонических движений) на нефтегазоносность;

— выполнение палеотектонических реконструкций процессов формирования осадочного чехла, а также заложения и трансформации основных структурообразующих элементов палеорельефа;

— разработку методики оценки параметра тектонической дислоцированности (включая трехмерный вариант);

— выявление количественной связи между дислоцированностью отложений осадочного чехла и выявленными геологическими запасами;

— выделение перспективных зон нефтегазонакопления и разработку рекомендаций для дальнейшего направления ГРП в северной части Западной Сибири.

Научная новизна

1. На основе анализа новых объемов геолого-геофизической информации уточнены и детализированы особенности палеотектонического развития осадочных комплексов и тектонических структур в пределах северной части Западно-Сибирской плиты.

2. Разработана концептуальная модель, увязывающая знакопеременные тектонические движения (обуславливающие изменения степени тектонической дислоцированности осадочного чехла) и формирование флюидодинамически активных зон, предпочтительных для локализации УВ.

3. Для количественной оценки степени тектонической дислоцированности осадочного чехла разработана методика, основанная на трансформации карт толщин нефтегазоносных комплексов севера Западной Сибири.

4. Впервые обоснована связь между дислоцированностью осадочного чехла и выявленными запасами углеводородного сырья. На основании анализа распределения геологических запасов УВ по степени тектонической дислоцированности установлено, что в пределах продуктивных комплексов большая часть запасов приурочена к зонам с высокой степенью тектонической дислоцированности осадочного чехла.

5. Предложен новый способ выделения перспективных зон нефтегазоносности на базе параметра тектонической дислоцированности. На основе результатов анализа построенной трехмерной модели тектонической дислоцированности выявлены сообщающиеся высоко дислоцированные вертикальные зоны, пронизывающие осадочный чехол от юрского до сеноманского продуктивного комплекса, которые являются наиболее перспективными с точки зрения нефтегазоносности.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. На основании анализа результатов выполненных построений и оценок установлено, что степень тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла может рассматриваться как один из важнейших критериев прогноза нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений в пределах северной части Западно-Сибирской плиты.

2. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений, учитывающая изменения степени их тектонической дислоцированности. Полученные результаты могут быть использованы при обосновании направлений и объемов дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ в северной части Западно-Сибирской плиты.

3. Разработки автора нашли применение при обосновании крупных и гигантских зон газонакопления на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Результаты

исследований использованы для обоснования рекомендаций по направлению лицензирования недр и определению дальнейших направлений поисковых работ ПАО «Газпром» в пределах северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Методы исследования и фактический материал

В основу исследований положены следующие методы:

— метод мощностей, направленный на восстановление истории формирования тектонических структур (по Нейману В.Б.);

— метод построения палеопрофилей (по Нейману В.Б.);

— комплекс статистических методов анализа информации.

В основу работы положены следующие фактические материалы:

— данные по 6021 скважине, содержащие отбивки стратиграфических разделов и основных региональных отражающих сейсмических горизонтов (ОГ): А, Б, М, М', Г и С₃;

— результаты интерпретации материалов 450 тыс. пог.км сейсморазведки 2D и данные интерпретации 35 тыс. км² сейсморазведки 3D с общей плотностью 1 км/км² в пределах исследуемой территории;

— государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.2018 г.

Положения, выносимые на защиту

1. Модель тектонической дислоцированности отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты, позволяющая локализовать флюидодинамически активные зоны, перспективные с точки зрения нефтегазоносности.

2. Количественная связь между тектонической дислоцированностью отложений осадочного чехла и геологическими запасами УВ в пределах северной части Западной Сибири, обеспечивающая прогнозирование нефтегазоносности на базе модели параметра тектонической дислоцированности.

3. Перспективные направления ГРП в пределах северных и арктических районов Западной Сибири, выделенные на основе модели тектонической дислоцированности осадочного чехла: северная часть полуострова Гыдан, акватория Обской губы, территории Мессояхского, Уренгойского и Губкинского НГР.

Личный вклад. Автор принимал прямое участие в построении региональных структурных карт по опорным отражающим горизонтам, а также карт мощностей осадочных комплексов, которые лежат в основе данной работы. Непосредственно автором выполнен анализ истории тектонического развития исследуемой территории, разработан

методический прием оценки дислоцированности осадочного чехла, построены карты тектонической дислоцированности осадочных комплексов и трехмерная модель тектонической дислоцированности осадочного чехла, проведена оценка статистической связи между степенью тектонической дислоцированности пород и их нефтегазоносностью; выполнено ранжирование перспективных объектов на основе изменений параметра тектонической дислоцированности.

Степень достоверности научных результатов обеспечивается:

— значительным объемом использованного фактического геолого-геофизического материала и разнородной информации;

— комплексированием прошедших многолетнюю апробацию методов палеотектонических исследований: методов мощностей, палеопрофилей и построения графиков роста структур в пределах северной части Западной Сибири;

— использованием современных программных пакетов для геологического моделирования (Paradigm, Isoline и IRAP RMS).

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы были представлены на следующих конференциях:

международных: Международная научно-практическая конференция «Новые технологии нефтегазовому региону - 2016» (Тюмень, 2016); Международный Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс «West Siberian Petroleum Congress - 2016» (Тюмень, 2016); Симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр - 2016» (Томск, 2016); Международная конференция молодых ученых «Oil and Gas Horizons VIII» (Москва, 2016); Международная научная конференция «GeoNature-2017» (Тюмень, 2017); Международный Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс «West Siberian Petroleum Congress 2017» (Тюмень, 2017); Международная научно-практическая конференция «Новые технологии – нефтегазовому региону - 2017» (Тюмень, 2017); IV Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (Москва, 2017); Международная научная конференция «GeoNature-2018» (Тюмень, 2018); Международная научно-практическая конференция «Новые технологии – нефтегазовому региону 2018» (Тюмень, 2018); 1-ая международная научно-практическая конференция «геология и геофизика 2019: наука, производство, инновации» (Уфа, 2019);

всероссийских: Всероссийская конференция «EAGE. Геологическое строение и подходы к разработке изменчивых терригенных коллекторов» (Тюмень, 2018);

региональных: региональный конкурс студенческих научных работ, посвященный памяти В.И. Муравленко (Тюмень, 2015); научно-практическая конференция «Салмановские чтения-2017» (Тюмень, 2017).

Результаты исследований опубликованы в 13 статьях, в том числе в 3 статьях в журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования России, а также в 2 статьях, входящих в международную базу научного цитирования SCOPUS.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения. Общий ее объем составляет 135 страниц, включая 46 рисунков и 7 таблиц. Список литературы состоит из 132 опубликованных и 3 фондовых работ.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В главе 1 «Палеотектонический анализ северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна» описывается методика проводимого палеотектонического исследования и объем исходного геолого-геофизического материала, использованного при выполнении построений.

В основе палеотектонических исследований лежит методика построения изобахического треугольника (по В.Б. Нейману), описывающая характер распределения мощностей осадков, накопившихся за определенные промежутки геологического времени. При выполнении палеореконструкции использовались структурные карты, построенные по опорным ОГ А, Б, М, М', Г и С₃ в пределах территории ЯНАО.

Карты изобахит, характеризующие собой процессы накопления осадков и тектонического развития территории, были получены на основе трансформации структурных поверхностей, построенных по упомянутым сейсмическим ОГ. В работе проанализированы особенности палеотектонического развития шести основных осадочных мегакомплексов:

- юрского, ограниченного ОГ А и Б;
- неокомского, ограниченного ОГ Б и М;
- аптского, ограниченного ОГ М и М';
- альб-сеноманского, ограниченного ОГ М' и Г;
- турон-сантонского, ограниченного ОГ Г и С₃;
- кайнозойского, ограниченного ОГ С₃ и дневной поверхностью.

Для формирования наглядного представления об эволюции палеорельефа Западно-Сибирской низменности на полученных картах изобахит выделялись палеотектонические структуры от первого до пятого порядка (положительные, отрицательные и промежуточные), названные в соответствии с тектонической картой «Мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы»,

разработанной коллективом автором под руководством И.И. Нестерова для отражения взаимосвязи между современными и палеотектоническими структурами.

Сопоставление построенных палеотектонических карт и реконструкций с общепризнанными построениями, выполненными в 70-х годах прошлого века под авторством М.Я. Рудкевича, подтверждает преемственность выполненных построений. При этом карты, приводимые автором в диссертации, за счет привлечения большего количества материалов (в первую очередь, материалов сейсмических исследований), использования современных методов картопостроения и программного обеспечения значительно детализируют и уточняют контуры палеотектонических структур и элементов, что позволяет более подробно описать процесс тектонического развития и эволюции северной части Западно-Сибирской плиты, особенно в тех частях, которые находились на начальной стадии изучения в середине 70-х годов прошлого века (полуострова Ямал и Гыдан, а также периферия осадочного бассейна).

В главе 2 «Оценка результатов палеотектонического исследования и выявление тектонических знакопеременных движений» приводится анализ результатов проведенного палеотектонического исследования.

На протяжении мезозойского и кайнозойского этапов развития северная часть Западно-Сибирской плиты представляла собой область устойчивого погружения, сопровождавшегося заполнением осадочного бассейна породами терригенного состава. На основании анализа полученных палеотектонических карт, описывающих развитие северной части Западно-Сибирского осадочного бассейна в мезозойско-кайнозойское время, отмечено, что периоды интенсивного прогибания, обуславливающее заполнение бассейна и выполаживание рельефа, сменялись этапами относительного воздымания и стабилизации. Это проявляется в изменениях мощностей осадочных комплексов, в смещениях границ впадин и поднятий, в изменении депоцентров осадконакопления. Неоднократные смены знаков вертикальных тектонических движений регионально находят свое отражение в изменениях площадей структур, а также в их расформировании, в переходе положительных форм рельефа в промежуточные, отрицательные тектонические элементы и наоборот.

В работе проведен сопоставительный анализ динамики изменений очертаний структур I порядка, выделяемых на различных этапах развития осадочного чехла в пределах северной части Западной Сибири, в результате чего получена схема изменения направленности мезозойско-кайнозойских тектонических движений (рисунок 1).

Инверсионные тектонические движения изменяли не только региональный облик территории, но также оказывали значительное влияние на локальные тектонические структуры, контролирующие месторождения УВ в пределах северной части Западно-

Сибирской плиты. На основании усовершенствованной методики Е.Н. Пермякова, которая описывает процессы погружения или воздымания палеоструктур на фоне развития остального бассейна, была произведена оценка изменения амплитуд основных нефтегазоконтролирующих структур в течение юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского, турон-сантонского и кайнозойского времени. В ходе анализа было установлено, что даже близко расположенные месторождения испытывали различный характер тектонического развития. В результате выделено 12 условных групп месторождений, структуры которых испытывали различный характер тектонического развития.

Каждая из выделенных групп месторождений охарактеризована интегральным графиком развития структур. Данные идеализированные графики (тренды) и карта с расположением выделенных групп месторождений приведены на рисунке 2.

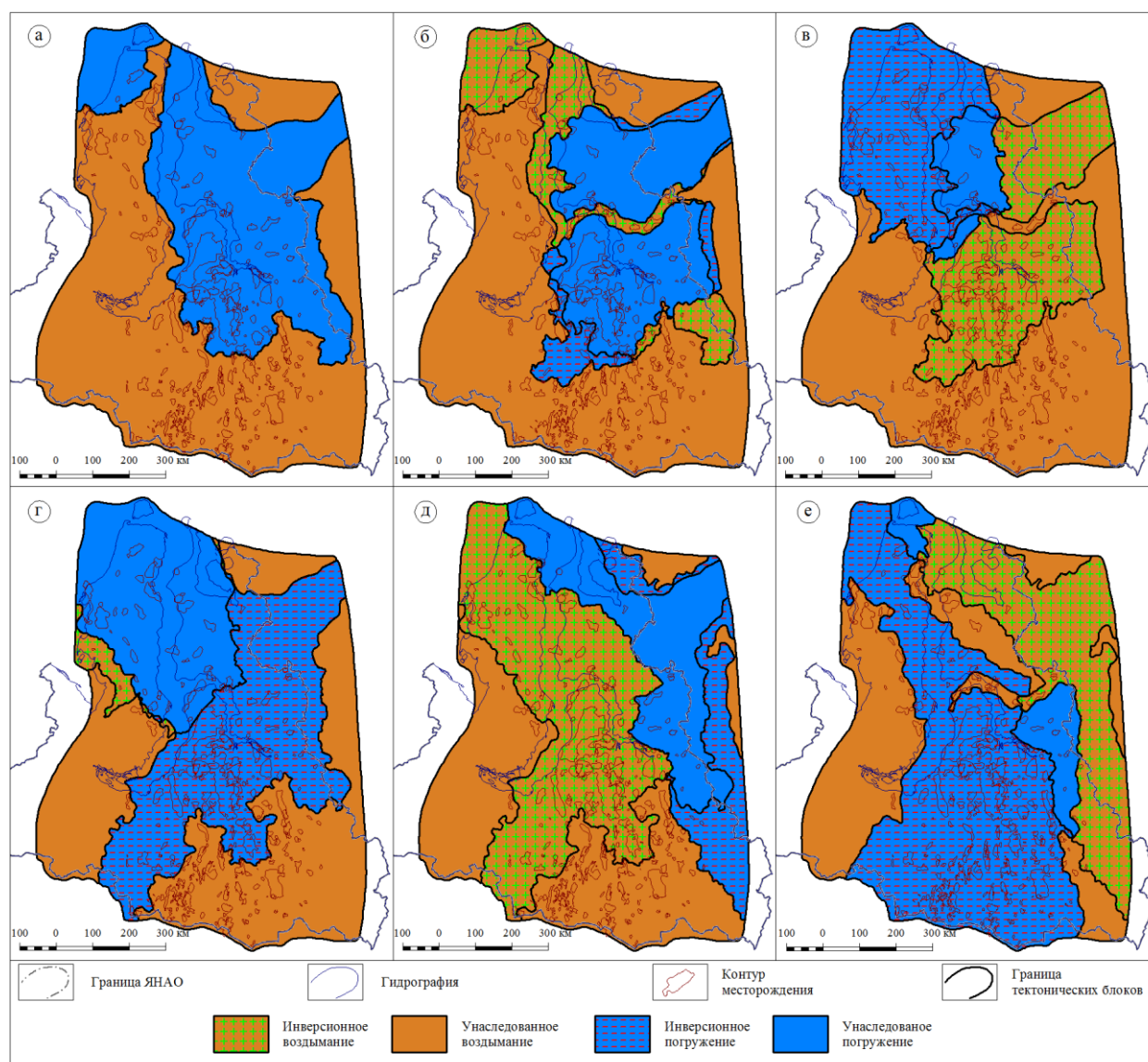


Рисунок 1 – Схема изменения направленности тектонических движений в пределах Западной Сибири в юрское (а), неокомское (б), аптское (в), альб-сеноманское (г), турон-сантонское (д) и кайнозойское (е) время

Таким образом, результаты, представленные в данной главе дополняют и уточняют существующие представления об инверсионном развитии северной части Западно-Сибирской плиты в мезозойско-кайнозойское время а также наиболее наглядно демонстрируют масштабы данного явления. В пределах рассматриваемой территории инверсионному развитию подвержены не только региональные структуры, но также и отдельные локальные поднятия. Палеорельеф исследуемой территории подвергался значительной трансформации в юрское, неокомское, аптское, альб-сеноманское и кайнозойское время.

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что тектонические инверсии характеризуются как совокупность сложных, разномасштабных, разнонаправленных и разноамплитудных чередующихся тектонических движений, меняющих свою локализацию и интенсивность в течение мезозойско-кайнозойского времени. Они влекут за собой значительные перестроения рельефа с изменением его общего облика и конфигурации, и являются неотъемлемой частью развития севера Западной Сибири.

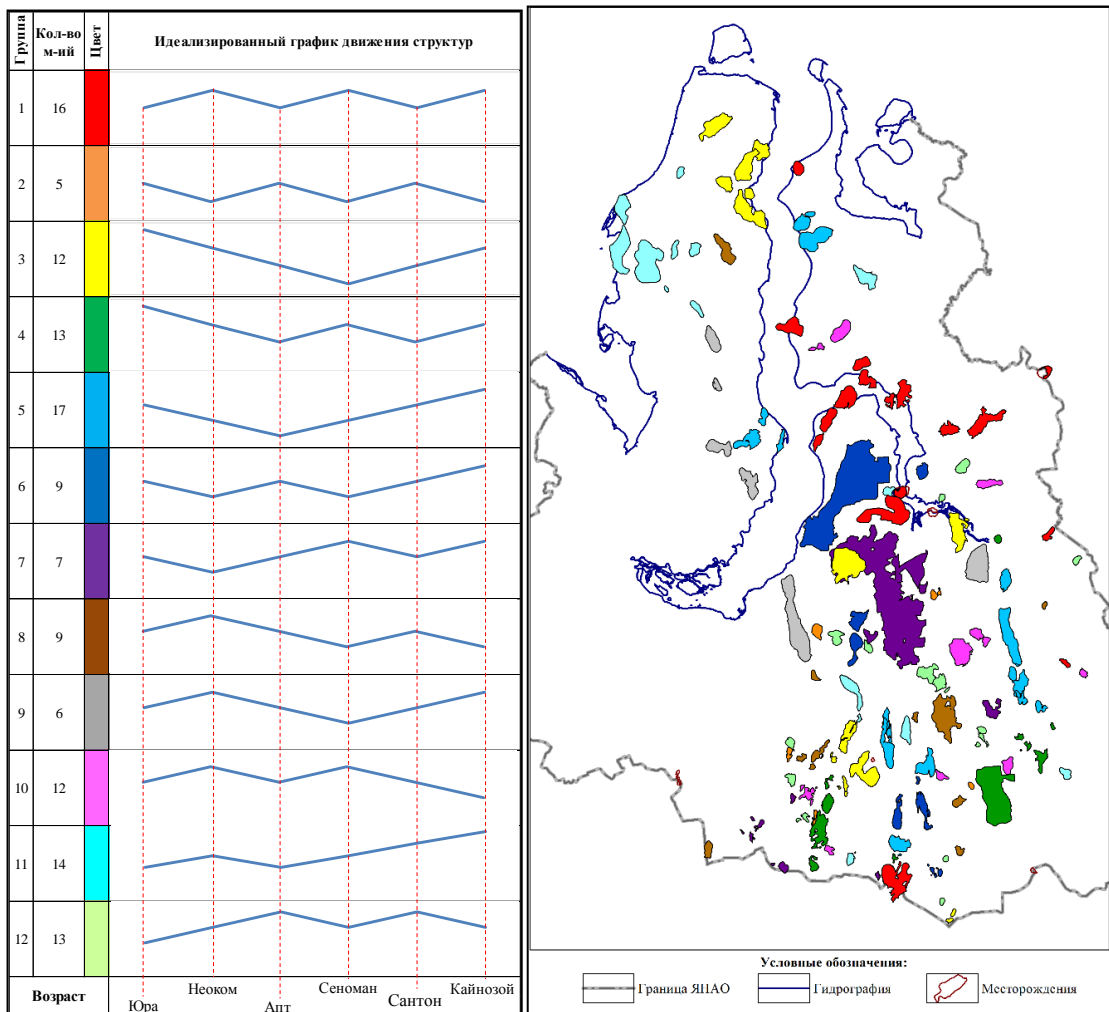


Рисунок 2 – Идеализированные графики тектонического развития выделенных групп нефтегазоконтролирующих структур и их расположение в плане

В главе 3 «Количественная оценка инверсионных тектонических движений и их влияния на нефтегазоносность» описывается механизм формирования инверсионных тектонических движений, в основе которого лежат глобальные тектонические процессы. Основными геологическими событиями, обусловившими тектонический облик Западно-Сибирской плиты, и, соответственно, инверсионный характер ее дальнейшего развития, являются пермо-триасовый рифтогенез и процесс мезозойско-кайнозойской тектонической эволюции арктического региона.

С геологической точки зрения формирование пермо-триасовой грабен-рифтовой системы в пределах Западной Сибири имело несколько важнейших последствий для региона. Во-первых, заложение системы рифтов привело к раздробленности земной коры и возникновению серии тектонических блоков, каждый из которых имел свою начальную гипсометрическую выраженность и различную степень подвижности. Во-вторых, за счет внедрения значительного количества мантийного вещества в земную кору произошло значительное увеличение ее веса, что привело к погружению Западно-Сибирской плиты и превращению ее в область устойчивого мезозойско-кайнозойского осадконакопления.

Поверх данного процесса (устойчивого погружения Западной Сибири) были наложены тектонические процессы, сопряженные с тектоническим развитием Арктики. Основанием для этого предположения являются новейшие исследования, проведенные объединением институтов РАН под руководством Н.П. Лаверова, Л.И. Лобковского, Н.Л. Добрецова, Е.В. Артюшкова, В.А. Верниковского и др. В результате анализа данных работ установлено, что все посттриасовые этапы тектонических активизаций в пределах Западной Сибири хорошо согласуются с глобальными тектоническими событиями, происходившими в северном полушарии, влияние которых обусловило инверсионные тектонические движения в пределах севера Западной Сибири.

Взаимосвязь инверсионных тектонических движений и нефтегазоносности в пределах Западно-Сибирской плиты впервые была рассмотрена в работах М.Я. Рудкевича. По его мнению, малоперспективными и бесперспективными (во всем бассейне или отдельных его частях) являются осадочные толщи, которые формировались в условиях недифференцированного погружения. Данное обстоятельство создает неблагоприятные условия для отжатия флюидов из пелитовых осадков в пески, т. е. для первичной миграции. Инверсионные тектонические движения, с точки зрения М.Я. Рудкевича, обуславливают энергетическую составляющую для инициации флюидной миграции.

В работе развивается идея о влиянии инверсионной тектоники на нефтегазоносность и утверждается, что помимо всего прочего геологические объекты, сформированные в условиях постоянной смены направлений тектонических движений, испытывали большие

геодинамические нагрузки, последствия воздействий которых проявлялись в виде **дислокаций**.

Под дислокациями, согласно Ю.А. Косыгину, подразумеваются «...различные нарушения слоистой структуры, обусловленной первоначальным в идеале горизонтальным слоистым распределением вещества в условиях гравитационного поля Земли». Дислокации могут быть представлены как смятиями слоистой структуры, выраженными в прогибах, поднятиях, складках, микроплойчатости (пликативные дислокации), так и разрывными нарушениями слоистой структуры (дизъюнктивные дислокации). При этом проявление дизъюнктивных дислокаций не ограничивается развитием простых трещин. Оно сопряжено с развитием микротрещиноватости, расщеплением (развитию трещин вдоль границ напластования) и различными «перемешиваниями» вещества гипергенной оболочки – формированием микровзбросов, микросбросов, тектонических чешуй. Так, дислокации влекут за собой разуплотнение пород осадочного чехла и тем самым образуют зоны с пониженной гидродинамической сопротивляемостью, наиболее предпочтительные для флюидной миграции.

На основании анализа результатов предшествующих исследователей (М.Я. Рудкевич, А.А. Размышляев, В.Ф. Симоненко, А.Л. Наумов, С.В. Воробьев) с учетом представления о тектонической дислоцированности в работе приводятся следующие аргументы о влиянии инверсионных тектонических движений на нефтегазоносность:

— инверсионные тектонические движения обновляют ранее заложившиеся дизъюнктивные нарушения и способствуют заложению новых. Геологическое тело (пласт), испытывающее разновекторные вертикальные движения, в большей степени подвержено образованию разломных нарушений, чем тело, которое испытывает нагрузки одного и того же типа. Наличие дизъюнктивных нарушений влечет за собой высокую проницаемость интервалов горных пород, что делает данные участки наиболее предпочтительными для миграции пластовых флюидов, в т.ч. нефти и газа. В работах И.П. Попова и Н.П. Запивалова приводятся многочисленные геолого-промысловые данные о том, что при эксплуатации месторождений Западной Сибири отмечается интенсивная работа трещинной емкости терригенных коллекторов, что подтверждает тезис о предпочтительности данных участков для миграции флюидов. Система развитых разломов увеличивает площадь и глубину дренирования нефтегазоматеринских пород и обеспечивает их связь с высокими горизонтами. Повышенная дезинтеграция пород, образовавшаяся под воздействием инверсионных или, по-другому, «пульсирующих» движений и, как следствие, высокая их проводимость, отмечается в ряде работ Р.М. Бембеля и С.Р. Бембеля. Данные зоны рассматриваются им как нефтегазоконтролирующие;

— инверсионные тектонические движения создают предпосылки для формирования потенциальной энергии, необходимой для того, чтобы запустить процессы миграции, в т. ч. латеральной. Инверсионные движения тектонических блоков обуславливают формирование градиентов пластовых давлений на их границах. Например, блоки, которые в предыдущие эпохи гипсометрически располагались ниже и характеризовались повышенными гидростатическим давленями, при инверсионном поднятии на вышележащий уровень за счет новообразованной трещиноватой высокопроницаемой зоны на границе блоков и сформировавшегося градиента пластового давления начинают «отдавать» содержащиеся в себе пластовые флюиды в соседние пласты, характеризующиеся более низкими пластовыми давленями;

— инверсионные тектонические движения объясняют дифференциацию насыщения ловушек по разрезу. Помимо межкомплексной миграции по разломам в инверсионных зонах периодически возникают условия для дегазации пластовых вод и устремления высвободившегося в свободную форму газа вверх по разрезу, количество которого может быть достаточно для того, чтобы растворять в себе ранее сформировавшиеся нефтяные скопления с последующим образованием газового конденсата, либо вовсе увлечь за собой нефть выше по разрезу;

— инверсионные тектонические движения, как правило, сопровождаются возникновением новых структурных форм, а, следовательно, и ловушек УВ. Это еще более усиливает положительное влияние инверсионных циклов развития нефтегазоносных областей на формирование залежей УВ. Тектонические инверсии благоприятствуют формированию не только дизъюнктивной, но и пликативной тектоники, т.к. тектонически ослабленная порода в большей степени подвержена складкообразованию.

Таким образом, инверсионные тектонические движения влекли за собой образование и обновление систем разрывных нарушений, существенные смещения равновесия пластовых систем, изменения напряженного состояния массивов горных пород. Они способствовали изменению горных, пластовых, боковых и поровых давлений в породах-коллекторах, формирование зон пьезо-максимумов и минимумов. Все вышперечисленное в совокупности определяло возникновение соответствующих градиентов пластовых давлений, влиявших на общие направления миграции пластовых флюидов, а также процессы вероятного рассеивания и аккумуляции УВ.

В работе приведена методика, позволяющая выявлять зоны инверсионных тектонических движений, а также осуществлять их количественную оценку. Ее можно описать следующим образом. Карты толщин, расположенные на гипотенузе изобахического треугольника, могут быть интерпретированы как совокупность

направленности и интенсивности тектонических движений, существовавших на тот или иной момент геологического времени. Эти карты толщин нормируются в интервале от «- 1» до «+ 1», в результате чего получаются соответствующие карты безразмерных параметров. Наиболее погруженным участкам (охарактеризованным наибольшими толщинами) присваиваются значение «- 1» – эти участки испытывали процессы наибольшего погружения. Наиболее приподнятым участкам (с наименьшими толщинами) присваиваются значение «+ 1» – эти участки испытывали процессы наибольшего воздымания.

Так как каждый из последовательно накапливавшихся осадочных комплексов испытывал свое количество тектонических активизаций, то степень дислоцированности каждого из них необходимо оценивать по отдельности. Например, образовавшийся самым первым юрский комплекс испытал все этапы тектонических активизаций – юрскую, неокомскую, аптскую, альб-сеноманскую, турон-сантонскую и кайнозойскую. Следующий осадочный комплекс – неокомский испытал только пять этапов тектонических активизаций, так как в период юрской тектонической активизации еще не существовал. Таким образом, каждый вышележащий комплекс испытывал на одну тектоническую активацию меньше, чем подстилающий. Следовательно, древние отложения дислоцированы в большей степени, чем молодые. В связи с тем, что каждая перенормированная карта толщин является частным отражением степени интенсивности и направленности тектонических движений на определенный период геологического времени, то среднее арифметическое совокупности карт на определенный период времени будет являться интегральной характеристикой направленности тектонических движений соответственно на этот этап развития территории и определять степень его дислоцированности. Например, чтобы охарактеризовать степень дислоцированности неокомских отложений, необходимо сложить между собой перенормированные карты неокомского, аптского, альб-сеноманского, турон-сантонского и кайнозойского времени с делением на количество сложений.

При помощи этой методики были построены карты тектонической дислоцированности для юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского, турон-сантонского и кайнозойского комплексов. Согласно анализу полученных карт максимальные положительные значения интегрального параметра соответствуют областям, в пределах которых преобладали процессы воздымания территории, а минимальные – участкам преимущественного погружения. Значения параметра, близкие к нулевым (от -0,1 до +0,1), отвечают областям инверсионного развития, характеризующимся наиболее частой сменой знаков тектонических движений в процессе

развития седиментационного бассейна. Эти области характеризуются максимальной степенью тектонической дислоцированности. Значения параметра, находящиеся в интервалах $(-0,2; -0,1)$ и $(+0,1; +0,2)$, являются зонами с умеренной степенью тектонической дислоцированности (рисунок 3).

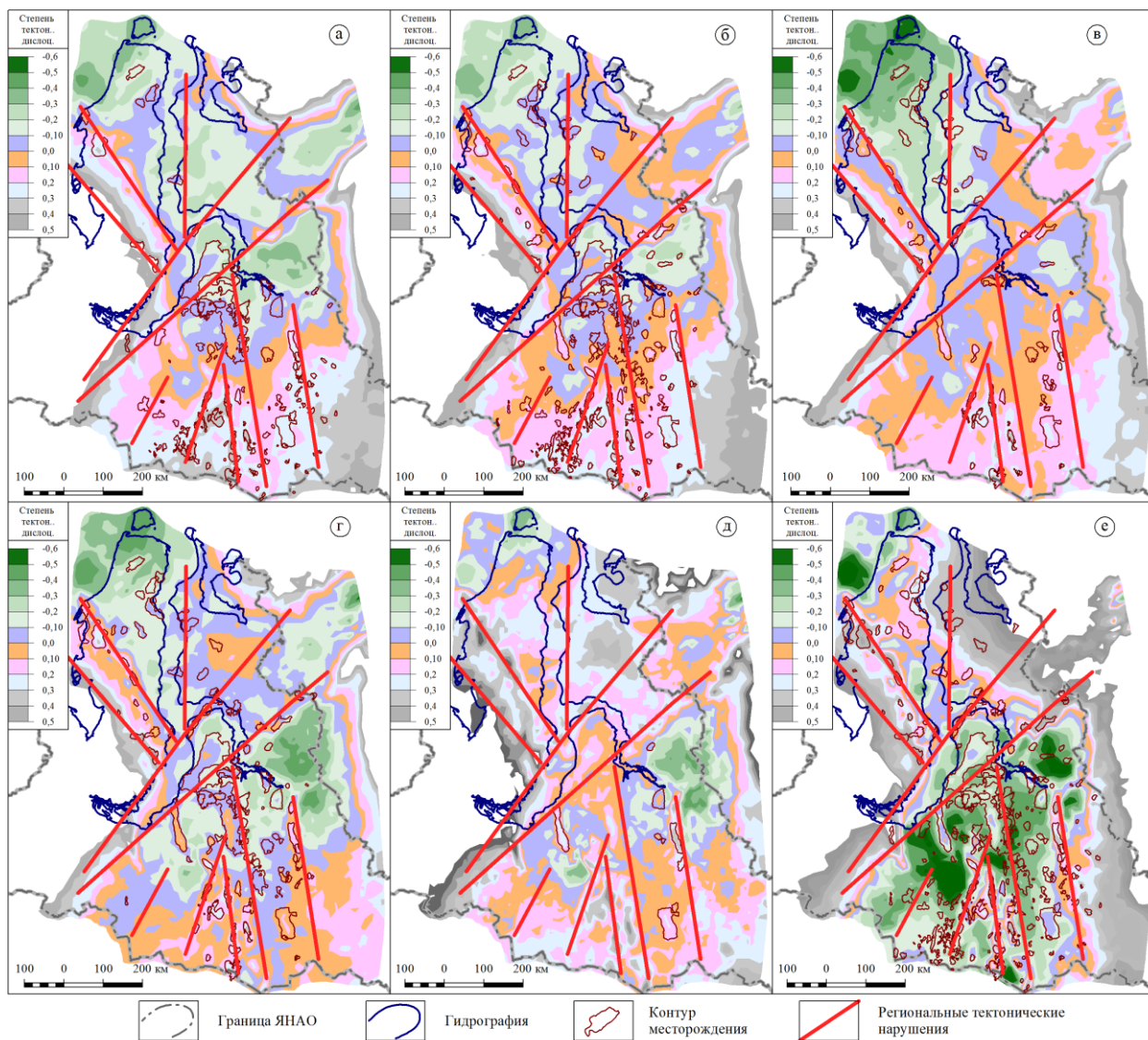


Рисунок 3 – Схемы тектонической дислоцированности для юрских (а), неокомских (б), аптских (в), альб-сеноманских (г), турон-сантонских (д) и кайнозойских (е) отложений

В результате детального анализа полученных схем изучена взаимосвязь между распределением параметра степени тектонической дислоцированности и нефтегазоносностью. Установлено, что распределение геологических запасов в зависимости от степени тектонической дислоцированности в пределах осадочного чехла имеет нормальный вид. При этом наибольшее количество выявленных геологических запасов тяготеет к зонам, охарактеризованным максимальной степенью тектонической дислоцированности. К зонам со значением параметра тектонической дислоцированности

($-0,1; 0$) приурочено 53,4 % выявленных запасов, а к зонам со значением параметра ($0; +0,1$) – 24,4 %. В сумме на эти зоны приходится 77,8 % выявленных геологических запасов УВ (рисунок 4).

Данное наблюдение позволяет утверждать о наличии взаимосвязи между степенью тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла и нефтегазоносностью.



Рисунок 4 – Гистограмма распределения запасов УВ по всему осадочному чехлу с учетом зон с различной степенью тектонической дислоцированности

Для того, чтобы получить наиболее наглядное представление об изменениях степени тектонической дислоцированности отложений нефтегазоносных комплексов как в плане, так и в разрезе осадочного чехла, была построена трехмерная модель рассматриваемого параметра. Ее каркасом послужили структурные карты по основным ОГ А, Б, М, М', Г и С₃. Всего модель состоит из шести слоев, каждый из которых отвечает выделяемому осадочному комплексу и заполнен соответствующим значением параметра тектонической дислоцированности.

На основании составленной трехмерной модели в плане были закартированы сообщающиеся высоко дислоцированные вертикальные зоны, пронизывающие отложения осадочного чехла от юрского до альб-сеноманского продуктивного комплекса.

На рисунке 5 приводится схема, на которой выделены участки территории, где установлено сквозное развитие зон с высокими значениями параметра тектонической дислоцированности. Зоны сквозного развития со значениями параметра тектонической дислоцированности ($-0,1...+0,1$) выделены зеленым цветом, а зоны со значением параметра ($-0,2...+0,2$) – желтым. Участки со значениями параметра от $-0,1$ до $+0,1$ рассматриваются в данной работе как наиболее высокопродуктивные, что обусловлено активным проявлением флюидодинамических процессов, благоприятных для формирования залежей УВ. Участки со значениями параметра ($-0,2...+0,2$) характеризуются как зоны умеренной флюидодинамической активности.

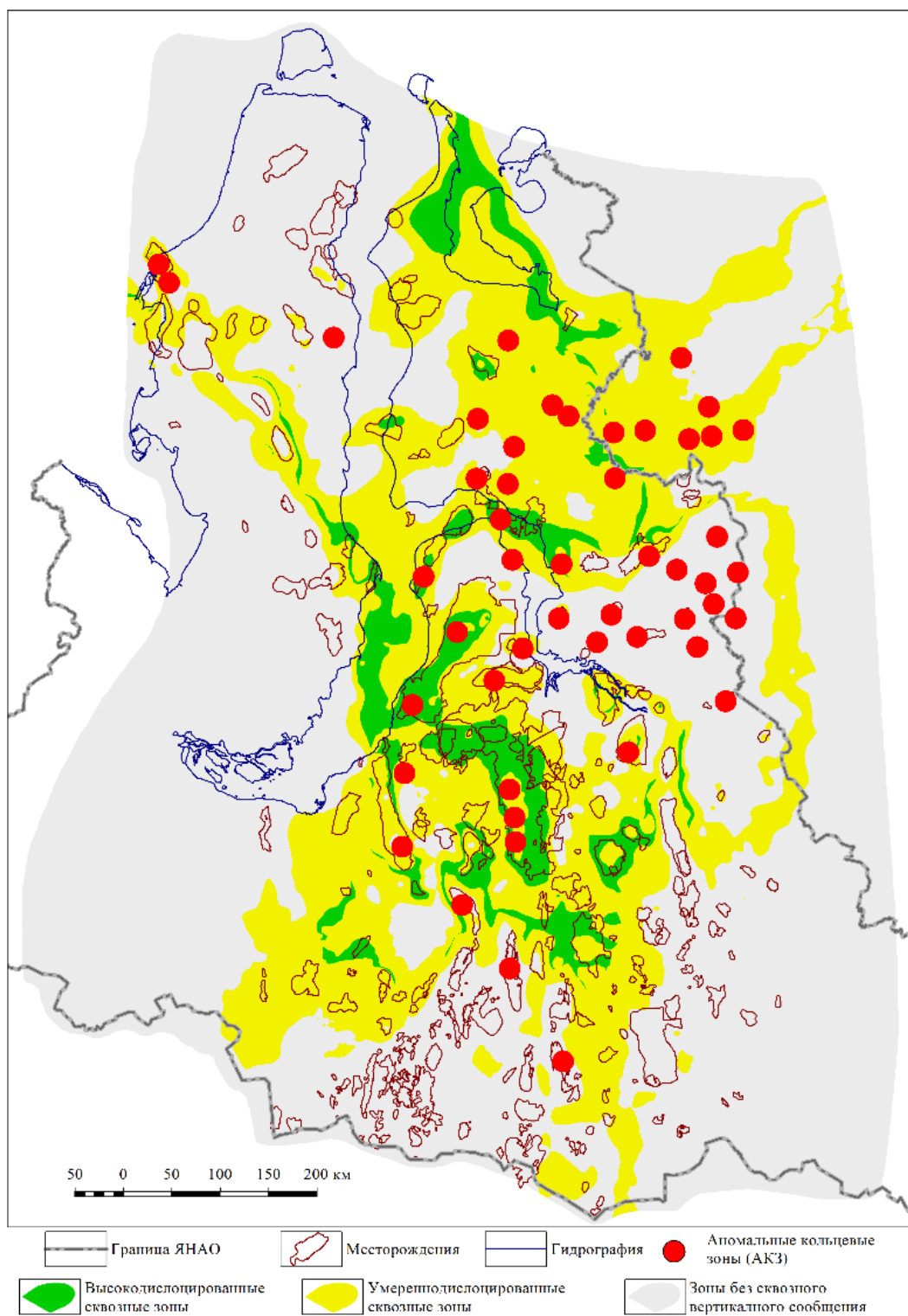


Рисунок 5 – Карта распространения сквозных высоко-дислоцированных зон

Зоны вертикальной флюидомиграции в плане имеют линейный вид с простираем на север и северо-запад. Необходимо отметить, что высоко дислоцированные зоны по расположению в плане соответствуют ориентации пермотриасовой рифтовой системы и тяготеют к межрифтовым поднятиям – наиболее тектонически активным структурам.

Также расположение сквозных высокодислоцированных зон хорошо коррелируется с локализацией так называемых аномальных кольцевых зон (АКЗ), выделяемых в пределах северной части Западной Сибири А.А. Неждановым (красные точки на рис. 5).

В главе 4 «Выделение перспективных зон нефтегазоносности с точки зрения параметра тектонической дислоцированности» приводятся результаты применения разработанной методики.

В третьей главе диссертационной работы было доказано, что основные выявленные запасы УВ основных продуктивных комплексов северной части Западной Сибири приурочены к зонам с высокой степенью тектонической дислоцированности, которые были наиболее предпочтительны для процессов миграции и последующего заполнения ловушек флюидами. При этом крупнейшие месторождения нефти и газа ассоциируются с теми участками осадочного чехла изучаемой территории, которые охарактеризованы сквозным развитием высоко дислоцированных зон.

Выделение наиболее перспективных направлений для проведения геолого-разведочных работ осуществлялось на основе ранжирования существующих перспективных структур в зависимости от их приуроченности к той или иной зоне тектонической дислоцированности и размеров самих структур. Прогноз перспективных нефтегазоносных объектов проводился двумя способами.

Первый метод прогноза основан на выделении перспективных объектов по схеме сквозной тектонической дислоцированности.

Второй метод – на анализе каждого стратиграфического уровня, охарактеризованного собственной схемой тектонической дислоцированности.

Перспективные структуры на основании статистического анализа были разбиты на три класса – большие, малые и средние. В первый класс вошли структуры площадью больше 200 км², во второй класс включены ловушки площадью которых изменяется от 100 до 200 км², и в третий класс – с площадью менее 100 км². Далее, в соответствии с рисунками 3 и 5, в зависимости от приуроченности к той или иной зоне сквозной тектонической дислоцированности осадочного чехла ловушки были разделены на три класса: на ловушки, располагающиеся в зоне максимальной тектонической дислоцированности, умеренной и минимальной.

Таким образом, на основе выделенных классов (как по площади, так и приуроченности к дислоцированным зонам) все перспективные нефтегазоносные ловушки на основе матричной системы классификации (по Воронину Ю.А.) были разделены на три категории – перспективные, среднеперспективные и малоперспективные (Таблица 1).

Таблица 1 - Классификация и количество структур, ранжированных по степени их перспективности (на примере схемы сквозной дислоцированности)

Площадь/ дислоцированность	Малодислоцированные	Умерено- дислоцированные	Высоко- дислоцированные
Малые (<100 км ²)	144	96	15
Средние (100-200 км ²)	55	29	11
Большие (>200 км ²)	17	18	4

Малоперспективные	Среднеперспективные	Перспективные
-------------------	---------------------	---------------

Согласно выполненной классификации, в первую очередь рекомендуются для постановки бурения ловушки, охарактеризованные наибольшими площадями и приуроченные к зонам максимальной сквозной дислоцированности осадочного чехла. Наибольшее количество таких структур располагается в пределах полуострова Гыдан, что делает его одним из наиболее перспективных направлений для проведения ГРП. Также перспективными для проведения ГРП являются территории самых северных НГР – Напалковского, Мессояхского и Нурминского.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе представлена концептуальная модель, которая связывает инверсионные (знакопеременные) тектонические движения, обуславливающие изменения степени тектонической дислоцированности осадочного чехла, с формированием флюидодинамически активных зон, предпочтительных для локализации УВ.

Для количественной оценки степени тектонической дислоцированности осадочного чехла была применена методика, основанная на нормировании карт толщин основных нефтегазоносных комплексов севера Западной Сибири – юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского и турон-сантонского. Она позволила выявить и закартировать области, которые были наиболее подвержены знакопеременным тектоническим движениям.

На основании статистического анализа распределения геологических запасов УВ в зависимости от степени тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла было установлено, что большая часть запасов углеводородного сырья приурочена к зонам с максимальной степенью тектонической дислоцированности.

Результаты выполненных построений легли в основу трехмерной модели параметра тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты. В ходе ее анализа были выявлены сообщающиеся дислоцированные вертикальные зоны, пронзающие осадочный чехол от юрского до сеноманского продуктивного комплекса.

Модели тектонической дислоцированности были применены при ранжировании перспективных объектов как в пределах отдельных комплексов, так и всего осадочного чехла. В основу данной процедуры была заложена матричная система классификации (по Воронину Ю.А.), включающая в качестве параметров классификации площади перспективных структур и степень тектонической дислоцированности. В результате были получены карты-схемы, которые могут быть использованы для планирования основных направлений проведения ГРП в северной части Западной Сибири.

Наибольшие перспективы связаны с самыми северными территориями ЯНАО, где располагаются нефтегазоносные земли Гыданского, Северо-Гыданского, Напалковского, Мессояхского, Нурминского НГР. Отдельные открытия также возможны в пределах Губкинского и Уренгойского НГР.

Результаты приведенных исследований и установленные закономерности позволяют рассматривать тектоническую дислоцированность отложений осадочного чехла, как один из основных нефтегазоконтролирующих критериев в пределах северной части Западно-Сибирской плиты. Его использование в совокупности с традиционными подходами должно увеличить эффективность геолого-разведочных работ на нефть и газ.

СПИСОК РАБОТ ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в изданиях, входящих в перечень ВАК

1. Горбунов, П. А. Уточнение палеотектонического развития северной части Западно-Сибирской плиты в мезозойско-кайнозойское время / П. А. Горбунов, С. В. Воробьев, О. В. Максименко, С. Р. Бембель // Успехи современного естествознания. – 2019. – № 10. – С. 29-38.
2. Горбунов, П. А. Тектоническая дислоцированность мезозойско-кайнозойских отложений как один из основных нефтегазоконтролирующих признаков в северной части Западно-Сибирской плиты / П. А. Горбунов, С. В. Воробьев, О. В. Максименко // Геология нефти и газа. - 2020. – № 1. – С.57-68
3. Горбунов, П. А. Особенности прогноза нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты на основе модели тектонической дислоцированности осадочного чехла / П. А. Горбунов, С. В. Воробьев, С. Р. Бембель. - Текст: электронный // Вестник Евразийской науки. – 2020. – № 1. – URL: <https://esj.today/60NZVN120.html>.

Статьи, опубликованные в прочих изданиях

4. Gorbunov P. A., Kulagina O. S. Inversion tectonic movements as the basis for the formation of oil and gas accumulation zones in the northern part of the West Siberian province / P. A. Gorbunov, O. S. Kulagina // The 8th International Siberian Early Career GeoScientists Conference: Proceedings of the Conference. – Novosibirsk. – 2016. – P. 327-328

5. Gorbunov P. A. Influence of tectonic inversions on the process of tectonic development of the north part of the west Siberian oil and gas province / P. A. Gorbunov, S. V. Vorobyev // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – № 181. – 012011. – doi: 10.1088/1755-1315/181/1/012011.
6. Gorbunov P. A., Vorobyev S. V. Relationship of inversion tectonics and oil and gas potential within the Northern part of West Siberia / P. A. Gorbunov, S. V. Vorobyev // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – № 181. – 12012. – doi: 10.1088/1755-1315/181/1/012012.
7. Gorbunov P. A. Connection between Inversion tectonic movements and oil and gas accumulation zones in the northern part of the West Siberia / P. A. Gorbunov, O. S. Kulagina // International youth scientific and practical congress Oil and Gas Horizons VIII: international scienc.-pract. conf. 23-25 November 2016. – Moscow, 2016. – P. 12.
8. Горбунов, П. А. Связь инверсионных тектонических движений с нефтегазоносностью северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / П. А. Горбунов, О. С. Кулагина, С. В. Воробьев // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: X междунар. науч.-техн. конгресс 23-25 мая 2016 г. – Тюмень, 2016. – С. 58-59.
9. Горбунов, П. А. Связь инверсионных тектонических движений и нефтегазоносности юрско-меловых отложений в северной части Западно-Сибирской провинции / П. А. Горбунов, О. С. Кулагина // Новые технологии - нефтегазовому региону: междунар. науч.-практ. конф. 16-20 мая 2016 г. – Тюмень, 2016. – Т. 4. – С. 6-9.
10. Горбунов, П. А. История палеотектонического развития севера Западной Сибири с точки зрения инверсионных тектонических движений / П. А. Горбунов // Нефть и газ Западной Сибири: междунар. науч.-техн. конф. 02-03 нояб. 2017 г. – Тюмень, 2017. – Т. 1. – С. 20-23.
11. Горбунов, П. А. Влияние инверсионной тектоники на нефтегазоносность северной части Западной Сибири / П. А. Горбунов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина. – Томск, 2017. – С. 227-228.
12. Горбунов, П. А. Выявление знакопеременных тектонических движений в истории тектонического развития севера Западной Сибири / П. А. Горбунов // Международная научно-практическая конференция молодых исследователей им. Д. И. Менделеева: междунар. науч.-практ. конф. 24-27 окт. 2017 г. – Тюмень, 2017. – 383 с.
13. Горбунов, П. А. Особенности тектонического развития северной части Западно-Сибирской плиты в юрско-меловое время / П. А. Горбунов, С. В. Воробьев, С. А. Скрылев [и др.]. // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз»: труды ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень, 2017. – С. 94-98.