

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Горбунов Павел Александрович



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

25.00.12 – Геология, поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата  
геолого-минералогических наук

Научный руководитель:  
доктор геолого-минералогических наук,  
С.Р. Бембель

## ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК РИСУНКОВ.....	3
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА .....	12
1.1. Обзор предшествующих работ, рассматривающих связь палеотектогенеза и нефтегазоносности в пределах Западной Сибири.....	12
1.2. Методика проводимого палеотектонического исследования .....	14
1.3. Палеотектонические реконструкции .....	23
1.3.1. Юрский этап развития территории.....	23
1.3.2. Неокомский этап развития территории.....	26
1.3.3. Аптский этап развития территории .....	29
1.3.4. Альб-сеноманский этап развития территории.....	32
1.3.5. Турон-сантонский этап развития территории .....	35
1.3.6. Кайнозойский этап развития территории .....	38
1.4. Сопоставление авторских палеорекопструкций с предшествующими работами.....	44
1.5. Выводы по главе .....	48
2. ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ И ВЫЯВЛЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЗНАКОПЕРЕМЕННЫХ ДВИЖЕНИЙ.....	49
2.1. Региональный масштаб .....	49
2.2. Локальный масштаб .....	55
2.3. Выделение групп месторождений с различным характером развития .....	61
2.4. Выводы по главе .....	67
3. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ИНВЕРСИОННЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ДВИЖЕНИЙ И ИХ ВЛИЯНИЯ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ.....	68
3.1. Концептуальная модель формирования инверсионных тектонических движений и их влияние на флюидомиграцию и нефтегазоносность.....	68
3.2. Методика проведения количественной оценки степени тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла .....	82
3.3. Анализ полученных результатов количественной оценки .....	88
3.3.1. Юрский период.....	89
3.3.2. Неокомский комплекс.....	90
3.3.3. Аптский комплекс .....	91
3.3.4. Альб-сеноманский комплекс.....	91
3.3.5. Турон-сантонский комплекс .....	92
3.4. Оценка влияния инверсионной тектоники на нефтегазоносность осадочного чехла.....	93
3.5. Выводы по главе .....	107
4. ВЫДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПАТАМЕТРА ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ДИСЛОЦИРОВАННОСТИ.....	109
4.1. Выявление и оценка ресурсов перспективных нефтегазоносных объектов в пределах северной части Западной Сибири .....	109
4.1.1. Выделение перспективных нефтегазоносных объектов на основе схемы сквозной дислоцированности осадочного чехла.....	111
4.1.2. Раздельный прогноз перспектив нефтегазоносности по комплексам.....	114
4.2. Результаты внедрения .....	117
4.3. Выводы по главе .....	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	121
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....	135

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Структурные карты по основным сейсмическим отражающим горизонтам в пределах севера Западной Сибири а) ОГ А б) ОГ Б в) ОГ М г) ОГ М' д) ОГ Г е) ОГ С <sub>3</sub> (Воробьев С.В., Максименко О.В., Горбунов П.А.) [135] .....	18
Рисунок 1.2 – Объем геолого-геофизического материала, использованный при построении структурных поверхностей .....	19
Рисунок 1.3 – Временной разрез по линии А-В, построенный в пределах полуострова Гыдан, с выделенными сейсмогеологическими комплексами. ....	20
Рисунок 1.4 – а) Карта изопахит между отражающими горизонтами А и Б б) Палеотектоническая карта юрского этапа развития территории .....	25
Рисунок 1.5 – а) Карта изопахит между отражающими горизонтами Б и М б) Палеотектоническая карта неокомского этапа развития территории .....	28
Рисунок 1.6 – а) Карта изопахит между отражающими горизонтами М и М' б) Палеотектоническая карта аптского этапа развития территории.....	31
Рисунок 1.7 – а) Карта изопахит между отражающими горизонтами М' и Г б) Палеотектоническая карта альб-сеноманского этапа развития территории .....	34
Рисунок 1.8 – а) Карта изопахит между отражающими горизонтами Г и С <sub>3</sub> б) Палеотектоническая карта турон-сантонского этапа развития территории.....	37
Рисунок 1.9 – а) Карта изопахит между отражающим горизонтом С <sub>3</sub> и дневной поверхностью б) Палеотектоническая карта кайнозойского этапа развития территории.....	39
Рисунок 1.10 – Сопоставление палеотектонических карт северной части Западно-Сибирской плиты на окончание юрского (а), неокомского (б), аптского (в), сеноманского (г), сантонского (д) и кайнозойского (е) времени .....	47
Рисунок 2.1 – Схема тектонического районирования (структуры 1-ого порядка) севера Западной Сибири в юрское (а), неокомское (б), аптское (в), альб-сеноманское (г), турон-сантонское (д) и кайнозойское (е) время .....	50
Рисунок 2.2 – 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 .....	51
Рисунок 2.3 – Палеотектонический профиль по линии Лензитского – Медвежьего – Уренгойского – Заполярного – Русско-Реченского месторождений .....	56
Рисунок 2.4 – Схемы региональной палеотектонической составляющей в юрское (а), неокомское (б), аптское (в), альб-сеноманское (г), турон-сантонское (д) и кайнозойское (е) время.....	59
Рисунок 2.5 – Схемы локальной палеотектонической составляющей для юрского (а), неокомского (б), аптского (в), альб-сеноманского (г), турон-сантонского (д) и кайнозойского (е) времени.....	60
Рисунок 2.6 – Графики развития тектонических структур, контролирующих месторождения... 65	65
Рисунок 2.7 – Идеализированные графики тектонического развития выделенных групп нефтегазоконтролирующих структур и их расположение в плане .....	66
Рисунок 3.1 – Схема расположения грабен-рифтов и межрифтовых поднятий в пределах Западно-Сибирской плиты (по В.С. Суркову) [113] .....	69
Рисунок 3.2 – Модель строения земной коры в пределах рифтовой зоны (на примере Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта) (по В.С. Суркову) [113].....	70
Рисунок 3.3 – Модель инверсионного развития грабен рифтовой системы .....	72
Рисунок 3.4 – Схемы градиентов тектонических напряжений для юрского (а), неокомского (б), аптского (в), альб-сеноманского (г), турон-сантонское (д) и кайнозойского (е) осадочного комплекса .....	75
Рисунок 3.5 – Концептуальная модель формирования дизъюнктивных нарушений при инверсионных тектонических движениях .....	78
Рисунок 3.6 – Концептуальная модель формирования пьезо-максимумов и пьезо-минимумов при инверсионных тектонических движениях .....	80

Рисунок 3.7 – Распределение степени тектонической дислоцированности по осадочным комплексам .....	85
Рисунок 3.8 – Схемы тектонической дислоцированности для юрских (а), неокомских (б), аптских (в), альб-сеноманских (г), турон-сантонских (д) и кайнозойских (е) отложений.....	87
Рисунок 3.9 – Гистограмма распределения запасов УВ по зонам с различной степенью тектонической дислоцированности в пределах юрского комплекса .....	89
Рисунок 3.10 – Гистограмма распределения запасов УВ по зонам с различной степенью тектонической дислоцированности в пределах неокомского комплекса.....	90
Рисунок 3.11 – Гистограмма распределения запасов УВ по зонам с различной степенью тектонической дислоцированности в пределах аптского комплекса.....	91
Рисунок 3.12 – Гистограмма распределения запасов УВ по зонам с различной степенью тектонической дислоцированности в пределах альб-сеноманского комплекса .....	92
Рисунок 3.13 – Гистограмма распределения запасов УВ по зонам с различной степенью тектонической дислоцированности в пределах турон-сантонского комплекса .....	93
Рисунок 3.14 – Гистограмма распределения запасов УВ по всему осадочному чехлу с учетом зон с различной степенью тектонической дислоцированности .....	93
Рисунок 3.15 – Трехмерная модель параметра тектонической дислоцированности.....	95
Рисунок 3.16 – Схема расположения региональных разрезов.....	95
Рисунок 3.17 – Разрезы по трехмерной модели параметра тектонической дислоцированности по линиям а) I - I б) II - II в) III - III .....	96
Рисунок 3.18 – Разрезы по трехмерной модели параметра тектонической дислоцированности по линиям а) IV - IV б) V - V в) VI - VI.....	97
Рисунок 3.19 – Карта распространения сквозных высоко-дислоцированных зон .....	100
Рисунок 3.20 – Карта сквозных высоко-дислоцированных зон, совмещенная со схемой перм-триасовой рифтовой системы, выделенной по данным А.А. Нежданова [81].....	103
Рисунок 3.21 – Морфология и размеры Ямбургской АКЗ [54] .....	104
Рисунок 3.22 – Совмещенная схема сквозных тектонических дислокаций и «аномальных кольцевых зон» [54] .....	105
Рисунок 4.1 – Схема расположения перспективных нефтегазоносных структур [57].....	110
Рисунок 4.2 – Схема расположения перспективных нефтегазоносных структур нанесенных поверх схемы сквозной тектонической дислоцированности осадочного чехла .....	111
Рисунок 4.3 – Распределение площадей перспективных структур .....	112
Рисунок 4.4 – Схема перспектив нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты (на основе схемы сквозной тектонической дислоцированности) .....	113
Рисунок 4.5 – Схемы перспектив нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты для юрского, неокомского, аптского и альб-сеноманского комплексов на основе значений параметра степени тектонической дислоцированности.....	116
Рисунок 4.6 – Отображение прогнозируемого продуктивного объекта на фрагменте временного разреза по региональному сейсмическому профилю 4482042 [135].....	118
Рисунок 4.7 – Структурные планы перспективного объекта по кровле юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского и турон-сантонского комплекса, охарактеризованные параметром тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла [135].....	119

#### СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 3.1 Функции нормирования карт изопакит .....	84
Таблица 3.2 Формула расчета интегрального параметра степени тектонической дислоцированности осадочных комплексов.....	85
Таблица 3.3 Коэффициенты перевода углеводородного сырья в тонны условного топлива (ТУТ) .....	88
Таблица 3.4 Выявленные залежи и характер их насыщения в пределах месторождений, охарактеризованных сквозной высокой степенью тектонической дислоцированности .....	101

Таблица 4.1 Количество выявленных перспективных ловушек в пределах НГР северной части Западной Сибири.....	110
Таблица 4.2 Классификация и количество структур ранжированных по степени их перспективности (схема сквозной дислоцированности).....	113
Таблица 4.3 Классификация и количество структур ранжированных по степени их перспективности для юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского комплексов .....	115

## ВВЕДЕНИЕ

**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 (ГРП), 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 Аглонов 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 Аглонов 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-кайнозое, 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 С<sub>3</sub>;

— результаты интерпретации материалов 450 тыс. пог.км сейсморазведки 2D и данные интерпретации 35 тыс. км<sup>2</sup> сейсморазведки 3D с общей плотностью 1 км/км<sup>2</sup> 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.

**Благодарности.** В первую очередь автор благодарит преподавателей кафедры геологии месторождений нефти и газа ФГБОУ ВО ТИУ, которые с I курса университета до окончания аспирантуры направляли и способствовали его развитию как геолога. Особая благодарность Т.А. Фарносовой, к.г.-м.н. Л.Б. Бакиевой, д.г.-м.н. И.П. Попову, к.ф.-м.н. В.А. Белкиной, к.г.-м.н. Т.В. Семеновой за их внимание и терпение к автору.

Глубокую признательность автор выражает д.г.-м.н. М.В. Лебедеву за постоянное внимание, поддержку и содействие в подготовке данной диссертационной работы. Автор искренне благодарит своего наставника к.г.-м.н. С.В. Воробьева. Без мудрых советов и возможности сотворчества с Сергеем Валентиновичем написание данной диссертации было бы невозможно.

Особая благодарность выражается научному руководителю д.г.-м.н. С.Р. Бембелю, который направлял и мотивировал автора в проведении научных исследований и оказал неоценимую помощь при подготовке работы.

# 1. ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

## 1.1. Обзор предшествующих работ, рассматривающих связь палеотектогенеза и нефтегазоносности в пределах Западной Сибири

Палеотектонический аспект формирования и развития нефтегазоносных бассейнов в практике геологоразведочных работ является одним из важнейших факторов при выявлении скоплений УВ как в Западной Сибири, так и в мире. Результаты палеотектонических исследований позволяют восстанавливать палеогеографические обстановки осадконакопления, характер распределения осадков в плане и в разрезе осадочного чехла, а также оценить основные этапы формирования и трансформации ловушек нефти и газа во времени.

Палеотектоническими исследованиями в пределах северной части Западно-Сибирской плиты занималось большое количество исследователей [1, 2, 14, 24, 28, 61, 72, 78, 87, 97, 98, 99, 112, 116, 117, 126, 127], среди которых следует отметить труды академиков Конторовича А.Э., Суркова В.С., Трофимука А.А., Яншина А.Л. а также крупных-специалистов геологов, таких как Аплонова С.В., Бочкарева В.С., Бурштейна Л.М., Гурари Ф.Г., Девятова В.П., Жеро О.Г., Конторовича В.А., Наливкина В.Д., Нестерова И.И., Максимова Е.М., Москвина В.И., Наумова А.Л., Никитенко Б.Л., Ростовцева Н.Н., Рудкевича М.Я., Смирнова Л.В., Старосельцева В.С., Шемина Г.Г., Шпильмана В.И., и многих других. В работах этих ученых были заложены основные представления о процессах тектонического развития как всего Западно-Сибирского осадочного бассейна, так и отдельных его областей.

Большая часть исследователей рассматривала процесс палеотектонического развития Западной Сибири преимущественно с точки зрения его влияния на распределение литолого-фациальных обстановок осадконакопления в плане и разрезе исследуемой территории. Так, опираясь на результаты палеотектонических исследований, выделялись зоны преимущественного развития пород коллекторов или покрышек, которые контролируют залежи нефти и газа. Также значительная часть исследований посвящалась оценке времени заложения и продолжительности тектонической жизни ловушек, которые способны вмещать в себя углеводороды.

При этом некоторые исследователи рассматривали взаимосвязь тектонического развития территории Западно-Сибирской плиты и её нефтегазоносности несколько шире. Так, в работах М.Я. Рудкевича отмечается, что особенности процесса тектонического развития территории способны объяснить не только распространение по площади и разрезу различных литологических толщ, но и объяснить пространственное распределение крупных месторождений

нефти и газа, а также ответить на вопросы отдельного прогноза жидких и газообразных УВ [98]. Проявления нефтегазоносности в Западной Сибири М.Я. Рудкевич связывал с инверсионными тектоническими движениями (движениями, которые в течение геологического времени изменяли свою вертикальную направленность), которые он рассматривал как спусковой механизм миграции УВ.

Еще одним специалистом-геологом, обратившим внимание на взаимосвязь особенностей тектонического развития Западной Сибири и ее нефтегазоносности, является А.Л. Наумов. Он отмечал, что тектогенез Западной Сибири объясняет дифференциацию земель по преимущественному составу фазового состава УВ. Интенсивные тектонические перестроения с его точки зрения являются одним из механизмов формирования интенсивной вертикальной миграции УВ, способствовавших формированию гигантских залежей нефти и конденсата [78, 79].

В.А. Конторович в ряде своих публикаций отмечает, что определенный тип палеотектонического развития Западной Сибири (а именно активная тектоническая инверсия в кайнозой) способствовал процессам заложения развитых дизъюнктивных нарушений, которые послужили основными каналами миграции УВ и обусловили раскрытие углеводородного потенциала Западно-Сибирской плиты [64]. Согласно его точке зрения, инверсионный тип тектонического развития влечет за собой предпосылки для активной флюидомиграции.

Палеогеодинамический подход к изучению нефтегазоносности рассмотрен в отдельных работах С.Р. Бембеля, где указывается, что наиболее перспективные нефтегазоносные участки приурочены к участкам территории, которые испытывали «пульсационный» или, по-другому, «инверсионный» характер развития [9, 12]. С такими участками С.Р. Бембель и его соавторы ассоциируют зоны максимальной деструкции (сложной системы трещиноватости), по которым активно проходят миграционные процессы. Данные зоны, с точки зрения С.Р. Бембеля, являются нефтегазоконтролирующими.

Таким образом, в работах предшествующих исследователей выдвигался тезис о значительном влиянии процесса тектонического развития территории Западной Сибири на нефтегазоносность. Некоторыми из них отмечается важная роль именно инверсионных тектонических движений, т.е. движений, которые в течение геологического времени изменяли направленность своих движений, например, с погружения на активное воздымание (или наоборот). Участки осадочного бассейна, охарактеризованные подобным типом развития, должны обладать наибольшими перспективами нефтегазоносности.

Выявление подобных зон возможно только на основании масштабного палеотектонического анализа территории, который будет охватывать не только отдельные структуры, но и значительную часть осадочного бассейна. Данная диссертационная работа,

соответственно, посвящена картированию зон инверсионного тектонического развития в пределах северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и определению их связи с нефтегазоносностью.

## 1.2. Методика проводимого палеотектонического исследования

Значительный вклад в изучение процессов палеотектонического развития внес М.Я. Рудкевич, под руководством которого в семидесятых годах прошлого века был впервые разработан и издан атлас палеотектонических карт Западно-Сибирской плиты [85]. Данный атлас включал в себя набор палеотектонических карт, отображающих главные этапы геологического развития региона – начиная от раннетриасовой эпохи до конца неогенового периода. Приведенные в атласе карты и схемы демонстрируют сложную динамику развития Западно-Сибирской плиты и осложняющих её платформенных структур. При этом выполненные построения, как утверждали сами авторы, были выполнены схематично и содержали некоторые условности. Во многом это было связано с ограниченностью геолого-геофизического материала, использованного при построении карт данного атласа. На начало 70-х годов Западная Сибирь была в основном покрыта исследованиями магнитного и гравитационного полей. Региональными и детальными сейсморазведочными работами на тот момент в основном была покрыта южная половина Западной Сибири, прибортовые зоны плиты и большая часть Среднего Приобья. Северная часть Западной Сибири была в значительной мере не освоена глубоким бурением и сейсмическими работами. Тем не менее выполненная работа давала основное представление о тектоническом развитии Западной Сибири и позволяла проследить эволюционное развитие основных структур осадочного чехла в течении геологического времени.

Хотелось бы отметить, что труды М.Я. Рудкевича до сих пор остаются основными опубликованными в широкой печати исследованиями, посвященными палеотектоническим реконструкциям Западной Сибири, которые сопровождаются комплексом регионального картографического материала.

За более чем 50-летний период геологического изучения Западно-Сибирской плиты, прошедший с момента издания данного атласа, в пределах рассматриваемой территории были проведены большие объёмы геологоразведочных работ, включающие в себя сейсмические исследования МОГТ 2D и 3D, а также поисково-разведочное бурение. Полученные геолого-геофизические материалы позволяют существенно дополнить и уточнить результаты ранее выполненных палеотектонических реконструкций.

Палеотектонический анализ, проведенный в данной диссертационной работе, учитывает новый геолого-геофизический материал, накопленный на текущем этапе освоения северной

части Западно-Сибирской плиты. Проведенное палеотектоническое исследование делает акцент на изучение эволюции форм и размеров тектонических структур в течение мезозойско-кайнозойского времени. Детальность проведенного палеотектонического исследования стала во многом возможна возможным благодаря новым подходам к обработке и интерпретации данных сейсмических съемок, которыми на момент написания диссертационной работы покрыта большая часть севера Западной Сибири (в административном плане соответствующая территории ЯНАО).

В основе выполненных палеотектонических исследований лежит методика построения изобахического треугольника [82], описывающая характер распределения мощностей осадков, накопившихся за определенные промежутки геологического времени.

Перед тем как продолжать изложение методологии и результатов проведенного палеотектонического исследования, необходимо сделать следующий комментарий. По мнению ряда геологов, (Ю.А. Косыгин, А.А. Геодекян, А.Л. Яншин) метод палеотектонического анализа не учитывает явление уплотнения осадков. Как известно, по мере накопления осадочных толщ, нижележащие осадки уплотняются под воздействием гравитационных сил и значительно сокращают свою мощность. Следовательно, по их мнению, использование палеотектонического анализа, основанного на изучении уже компрессированных осадков, является не корректным.

Существует альтернативная точка зрения [76, 82], в соответствие с которой значительные (иногда многократные) уменьшения мощностей отмечаются лишь до глубин 2—3 м ниже поверхности накапливаемых нелитифицированных осадков. Если бы уплотнение обломочного материала не компенсировалось притоком нового субстрата, то по мере уплотнения верхняя поверхность осадков становилась бы все более глубоководной. По мнению В.Б. Неймана «...в эпиконтинентальных морях, господствовавших длительное время в истории Земли, материала для восполнения этого уплотнения было более чем достаточно» [82]. Данное обстоятельство объясняет эффект «гашения» первоначального наиболее интенсивного уплотнения толщ и, следовательно, отсутствия существенных сокращений мощностей. Дальнейшее уплотнение хотя и идет, но его масштабы уже весьма незначительны (обычно не более 5-6 % от мощности отлагающейся толщи), что укладывается в точность структурных и последующих палеотектонических построений. В связи с этим, весьма точная компенсация процессов прогибания накоплением осадков в полной мере позволяет вести палеотектонический анализ в отношении тел как малых мощностей (15—20 метров), так и малых территорий (начиная с первых сотен метров), причем можно проводить этот анализ в отношении толщ независимо от их литологии.

При выполнении исследований автор руководствовался точкой зрения В.Б. Неймана [82] об отсутствии определяющего влияния эффекта уплотнения на результаты определения

палеомощностей осадочных толщ и правомочности данного метода, который также отстаивал В.В. Белоусов [7, 8].

В данной диссертационной работе характер изменения мощностей оценивался на основе анализа карт изопахит основных сейсмогеологических мегакомплексов, выделяемых в разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла севера Западной Сибири. Кровлей сейсмогеологических комплексов служат трансгрессивные глинистые пачки, выдержанные по толщине и развитые на большей части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [62]. С указанными глинистыми телами связаны сейсмические реперы (отражающие горизонты), от которых формируются самые устойчивые сейсмические отражения [93], по которым выделяются сейсмогеологические комплексы, по объему соответствующие осадочным комплексам.

При выполнении работы осуществлялось построение структурных карт и карт изопахит по отражающим сейсмическим горизонтам А, Б, М, М', Г и С<sub>3</sub>, соответствующим следующим стратиграфическим подразделениям осадочного чехла [95, 96]:

- горизонт А - подошва мезозойско-кайнозойского осадочного чехла;
- горизонт Б - кровля баженовской свиты и ее аналогов (яновстановская, даниловская, гольчихинская), во временном интервале отвечает границе раздела юрских и меловых отложений;
- горизонт М - кровля черкашинского горизонта, во временном интервале отвечает границе раздела неокомских и аптских отложений;
- горизонт М' - кровля танопчинской свиты и её аналогов (северо-сосьвинская, викуловская), во временном интервале отвечает границе раздела аптского и альб-сеноманского осадочных комплексов;
- горизонт Г - соответствует кровле покурской свиты и её аналогов (марресалинская, уватская), во времени отвечает окончанию сеноманского века;
- горизонт С<sub>3</sub> - соответствует кровле нижнеберезовской подсвиты и её аналогов, во времени отвечает окончанию сантонского века.

Структурные карты, построенные по перечисленным сейсмическим горизонтам, приведены на рисунке 1.1. Данные карты, использованные при проведении палеотектонического анализа, были построены коллективом сотрудников отдела «Региональной геологии и мониторинга минерально-сырьевой базы ООО «ТюменНИИГипрогаз», в составе которого работал автор. Построение данных карт осуществлялось на основании комплексирования данных сейсмических исследований 2D и 3D, а также материалов опорного, параметрического, поискового и разведочного бурения, выполненного в пределах северной части Западной Сибирской нефтегазоносной провинции.

При их построении были использованы стратиграфические разбивки по 6021 скважине, около 400 тыс. пог. км. сейсмических профилей 2D разной кратности, а также сейсмические материалы 3D исследований, выполненные на площади в 35 тыс. км<sup>2</sup>. Средняя плотность сейсмических данных на исследуемой территории составила около 1 пог. км/1 км<sup>2</sup>. Объемы и качество использованной геолого-геофизической информации достаточны для проведения кондиционных структурных построений масштаба 1:500 000. Фактический материал (скважины и сейсмические профили), использованный при построении карт, проиллюстрирован на рисунке 1.2.

В данный объем материала входит система взаимосвязанных региональных сейсмических 2D профилей, снятых с 1976 по 1994 годы, которые образуют основной каркас сейсмической изученности территории. Также при построении использовались материалы сейсмических работ 2D и 3D материалы, выполненных в пределах Севера Западной Сибири с 1969 по 2014 год. Дополнительно использовались сейсмические материалы, снятые несколько восточнее территории ЯНАО, для того чтобы можно охарактеризовать тектоническое строение Енисей-Хатангского прогиба.

Совместная интерпретация геолого-геофизических данных выполнялось в программном комплексе Paradigm, а построение структурных карт - в программе Isoline 8. Сетки структурных поверхностей строились с шагом 500×500 м. Размеры полученных карт - 1032×1354 км.

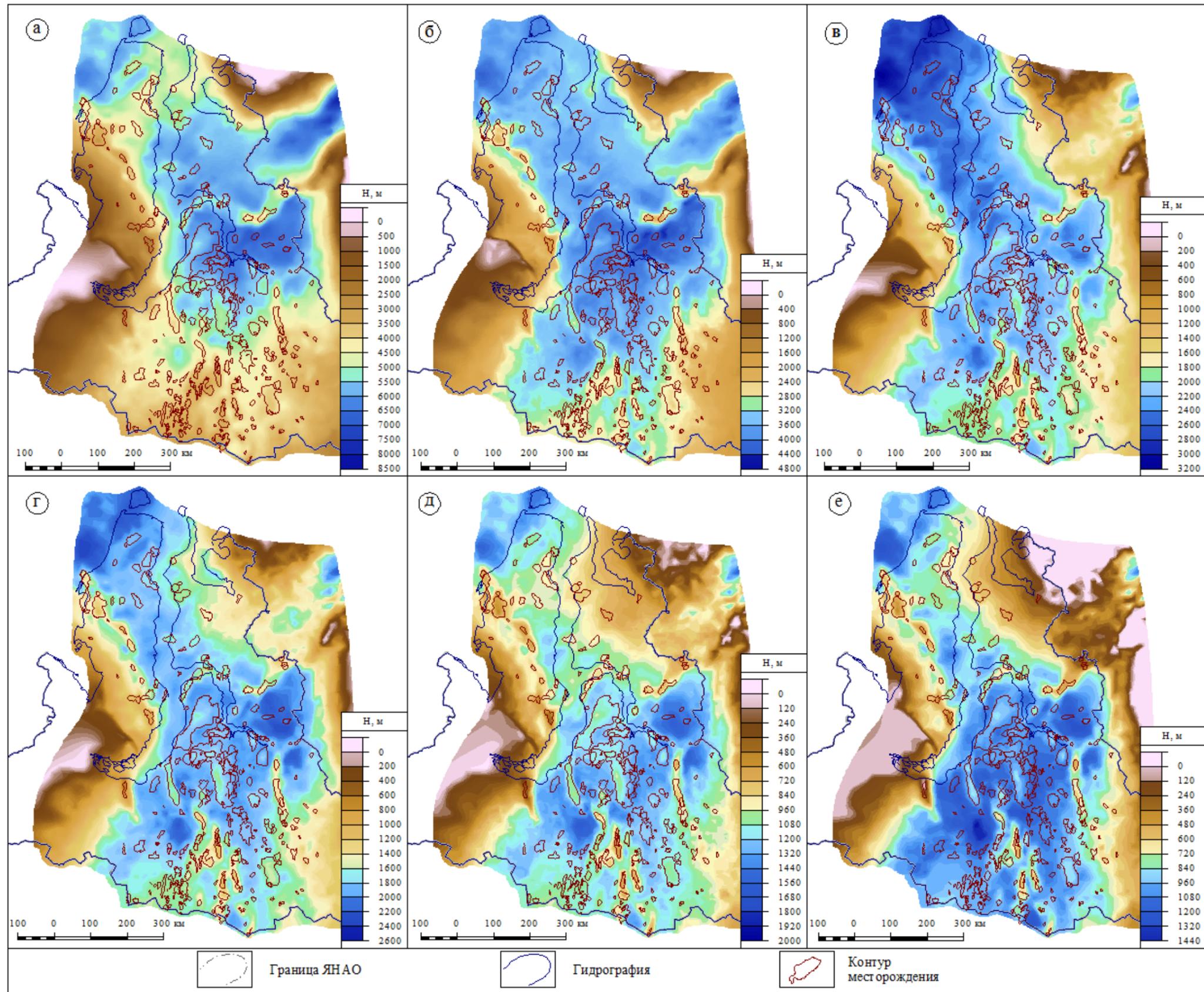
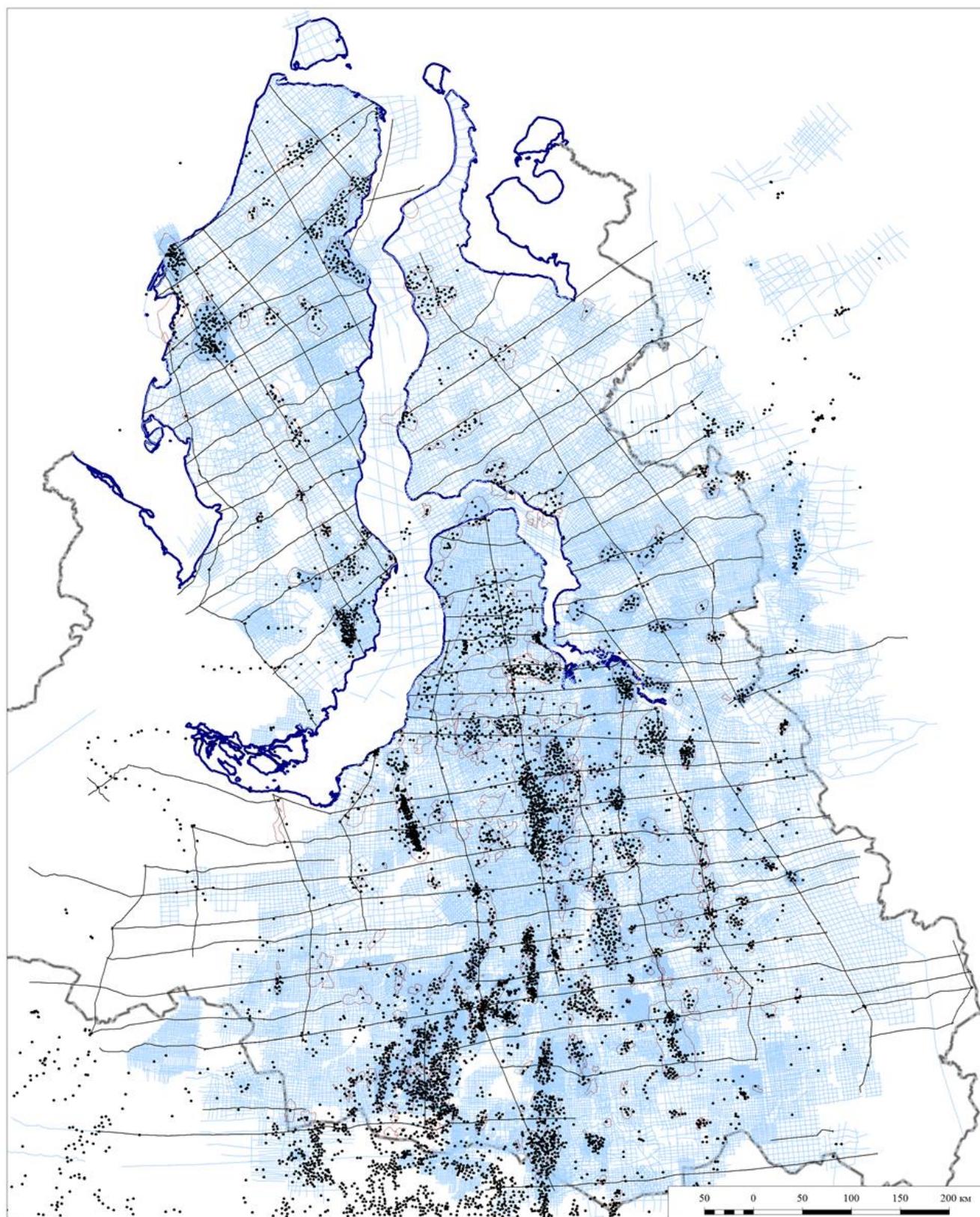


Рисунок 1.1 – Структурные карты по основным сейсмическим отражающим горизонтам в пределах севера Западной Сибири  
 а) ОГ А б) ОГ Б в) ОГ М г) ОГ М' д) ОГ Г е) ОГ С<sub>3</sub> (Воробьев С.В., Максименко О.В., Горбунов П.А.) [135]



Условные обозначения



Рисунок 1.2 – Объем геолого-геофизического материала, использованный при построении структурных поверхностей

Карты изопахит, характеризующие собой процессы накопления осадков и тектонического развития территории, строились на основе трансформации структурных поверхностей, построенных по упомянутым отражающим сейсмическим горизонтам. В данной работе проанализированы особенности палеотектонического развития шести основных сейсмогеологических (осадочных) мегакомплексов:

- юрского, ограничиваемого отражающими горизонтами А и Б;
- неокомского, ограничиваемого отражающими горизонтами Б и М;
- аптского, ограничиваемого отражающими горизонтами М и М';
- альб-сеноманского, ограничиваемого отражающими горизонтами М' и Г;
- турон-сантонского, ограничиваемого отражающими горизонтами Г и С<sub>3</sub>;
- кайнозойского, ограничиваемого отражающими горизонтами С<sub>3</sub> и дневной поверхностью.

На рисунке 1.3 приводится типовой сейсмогеологический разрез, на котором изображается объем выделяемых сейсмогеологических комплексов.

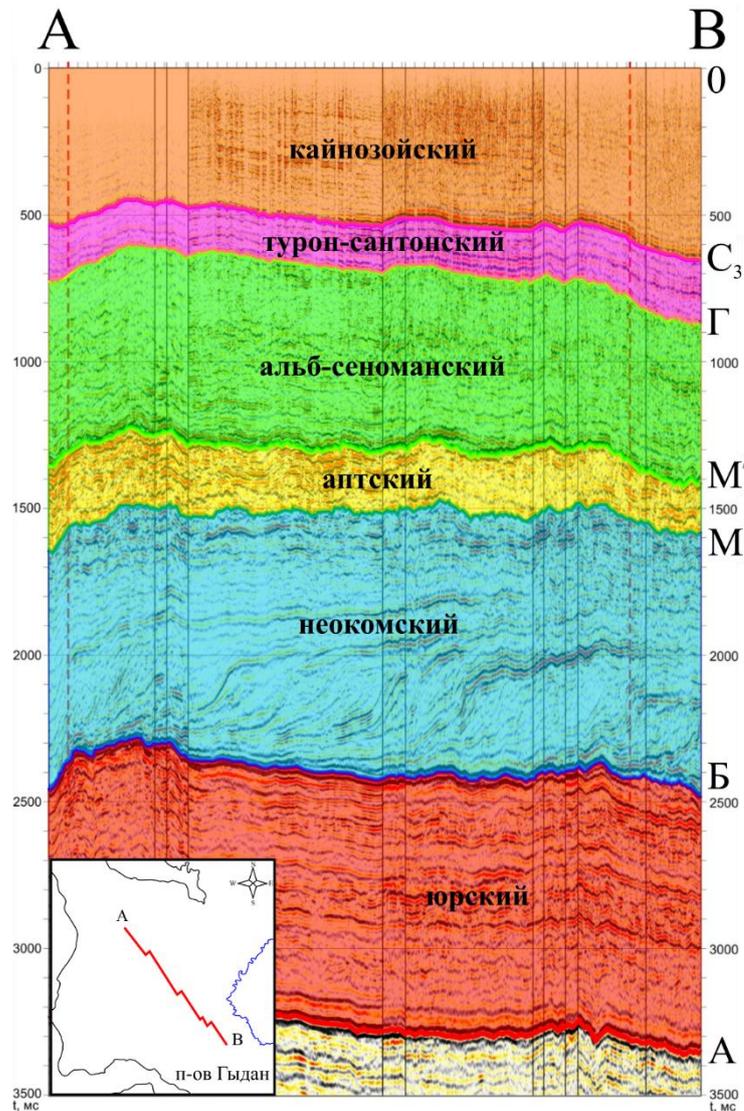


Рисунок 1.3 – Временной разрез по линии А-В, построенный в пределах полуострова Гыдан, с выделенными сейсмогеологическими комплексами.

При выполнении палеотектонического анализа были выделены основные тектонические структурные элементы, обособливающиеся в палеорельефе северной части Западно-Сибирской плиты на окончание юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского и турон-сантонского времени. Области с сокращенными мощностями осадочных толщ интерпретировались как положительные структуры, а участки с повышенными толщинами – как отрицательные. В ходе работы выделялись как крупные региональные структуры первого порядка, формирующие облик исследуемой территории в целом, так мелкие структуры (вплоть до пятого порядка). Выделение тектонических структур производилось от наиболее крупных к наиболее мелким.

В качестве основных классификационных критериев при выделении палеотектонических структур были выбраны знак, форма, замкнутость, размерность и, самое главное, соподчиненность. В работах М.Я. Рудкевича, который является одним из корифеев в классифицировании платформенных структурных элементов, отмечается, что «...очевидно, признак соподчиненности является более правильным при выделении тектонических элементов любых порядков» [99]. По мнению В.А. Конторовича критерий соподчиненности можно сформулировать следующим образом: «Структура N-ого порядка может быть выделена в случае, если она осложнена не менее чем двумя структурами N+1-ого порядка либо не менее чем одной структурой N+1-ого и N+2-ого порядка» [63]. При выделении палеотектонических элементов подчиненных порядков также учитывался критерий того, что младшие структуры не должны быть полностью похожи контурам структур больших порядков, в противном случае в пределах одного крупного тектонического элемента по «принципу матрешки» можно бесконечно выделять структуры меньших порядков [77].

В ходе выполняемого палеоанализа выделялись, в первую очередь, замкнутые палеоструктуры. Палеоструктуры данного типа представляют первичный интерес по той причине, что они являются неотъемлемой составляющей процессов нефтегазоаккумуляции, а также формируют наибольшее представление о расчлененности палеорельефа. Автор подчеркивает, что главная задача, преследуемая при выделении палеоструктур различных порядков, – сформировать наглядное представление о масштабности палеотектонических трансформаций, происходивших в мезо-кайнозойское время

Всего были выделены следующие типы структур: **первого порядка** (положительные и отрицательные); **второго порядка** (положительные, отрицательные и промежуточные); **третьего порядка** (положительные и отрицательные); **четвертого порядка** (положительные и отрицательные); **пятого порядка** (положительные и отрицательные).

К крупным структурам первого порядка были отнесены крупнейшие тектонические элементы с площадями, превышающими 40 000 км<sup>2</sup>. Данные положительные и отрицательные структуры являлись наиболее контрастными и формировали основной тектонический облик

палеорельефа рассматриваемой территории на каждый из рассматриваемых этапов геологического времени. В контурах этих тектонических элементов располагались все остальные тектонические структуры меньших порядков.

К структурам второго порядка были отнесены положительные и промежуточные (моноклинали, ступени) формы палеорельефа, осложняющие тектоническое строение структур первого порядка. Площадь данных структур изменяется от 20 000 до 40 000 км<sup>2</sup>. Необходимо отметить, что, как правило, у данных структур не получается проследить замыкание.

Положительные и отрицательные структуры третьего порядка характеризуются большой площадью (от 4 000 до 20 000 км<sup>2</sup>) и наличием замкнутого контура. Дополнительным критерием для их выделения является наличие в их пределах осложняющих элементов.

Положительные и отрицательные структуры 4-ого порядка имеют площадь от 400 до 4 000 км<sup>2</sup>. Данные структуры создают основную расчлененность палеорельефа.

Положительные и отрицательные структуры 5-ого порядка – это совсем небольшие замкнутые поднятия и впадины с площадью от 20 до 400 км<sup>2</sup>. Структуры 5-ого порядка весьма многочисленны и осложняют структуры всех остальных порядков.

Наиболее крупные палеоструктуры (первого, второго и третьего порядка) были пронумерованы и им присваивались собственные названия [129]. С целью формирования преемственности между названиями современных и палеотектонических структур использовались названия, принятые по тектонической карте «Мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы», разработанной коллективом автором под руководством И.И. Нестерова [118]. Результаты выделения палеотектонических структур представлены на рисунках 1.4 – 1.9 под литерой б). Список с номерами и наименованиями выделенных структур приводится ниже.

### 1.3. Палеотектонические реконструкции

#### 1.3.1. Юрский этап развития территории

Начало формирования отложений осадочного чехла связано с раннеюрским этапом (рисунок 1.4) тектонического развития Западно-Сибирской плиты. В это время значительная часть ее территории представляла собой обширную область прогибания, в пределах которой происходило компенсированное осадконакопление.

В качестве источников сноса обломочного материала выступали складчатые обрамления Урала и Восточной Сибири, а также обширная зона поднятий и ступеней в южной части рассматриваемой территории [66].

В юрский этап развития выделяется семь крупных региональных структур, формирующих тектонический облик Западной Сибири.

Наиболее гипсометрически выраженными в палеоплане региональными положительными структурами этого времени являлись Притаймырская, Припайхойско-Ямальская и Приенисейская палеомоноклизы. Мощность осадков юрского возраста, сформировавшихся в пределах данных структур, варьирует от 200 до 1600 м.

Крупной положительной региональной структурой того времени также является Ямальский палеомегавал, занимающий большую часть территории современного полуострова Ямал. Эта структура менее выражена в палеоплане того времени, в её пределах накапливалось около 800-1600 метров осадков.

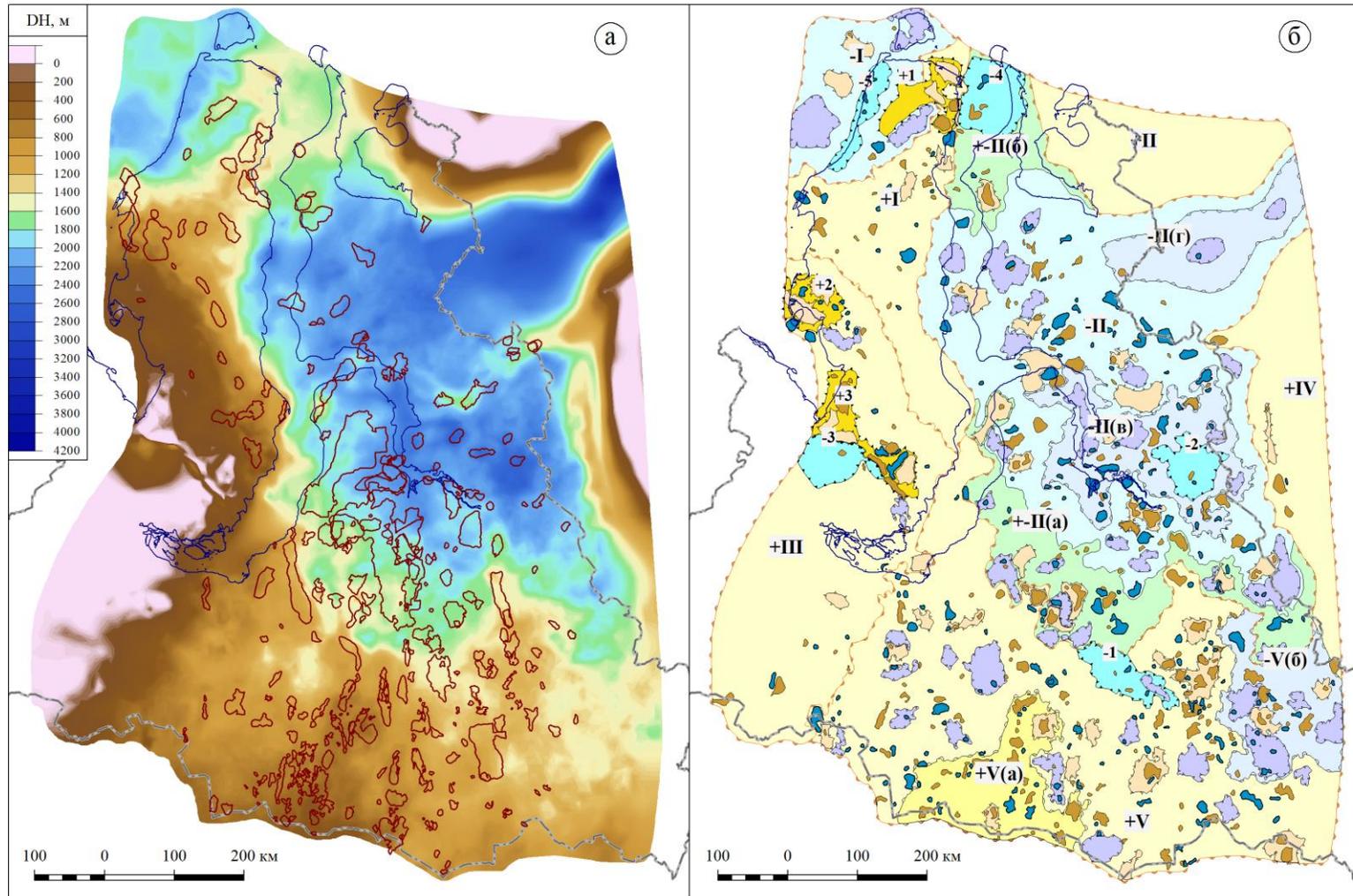
В южной части исследуемой территории выделяется еще одна крупная региональная положительная структура - Надымско-Варьеганская палеомоноклиза, в пределах которой мощность юрских осадочных толщ достигает 800-1800 м. В юрское время в пределах этой огромной структуры выделяется положительная структура второго порядка - Кондинско-Полуйский палеомегавал. Палеоамплитуда этой структуры составляет около 350 метров.

Основной отрицательной структурой юрского этапа развития территории является Ямал-Гыдан-Пур-Газовская палеомегасинеклиза, которая сочленяется с Надымско-Варьеганской палеомоноклизой через Хадыряхинско-Нерутинскую палеомоноклиаль. В границах этой гигантской отрицательной структуры накапливалось до 4200 метров осадков. В её контуре выделяются отрицательные тектонические элементы меньшего порядка, которые прослеживаются в современном тектоническом облике территории. Крупнейшими из них являются Большехетская палеовпадина и Усть-Енисейский палеомегапрогиб.

Вторая отрицательная структура регионального масштаба, выделяемая в пределах севера Западной Сибири в юрское время - Западно-Ямальская палеовпадина. В её пределах в это же время закладывается положительная структура третьего порядка- Северо-Ямальский палеовал.

Таким образом, в юрское время в пределах севера Западной Сибири, всего выделяется:

- 5 положительных структур первого порядка;
- 2 отрицательные структуры первого порядка;
- 3 положительные структуры второго порядка;
- 3 отрицательные структуры второго порядка;
- 3 положительные структуры третьего порядка;
- 5 отрицательных структур третьего порядка;
- 47 положительных структур четвертого порядка;
- 50 отрицательных структур четвертого порядка;
- 222 положительные структуры пятого порядка;
- 240 отрицательных структур пятого порядка.



## Условные обозначения

- Положительные структуры 1-ого порядка	- Отрицательные структуры 1-ого порядка	- Положительные структуры 2-ого порядка	- Отрицательные структуры 2-ого порядка
- Промежуточные структуры 2-ого порядка (моноклинали)	- Положительные структуры 3-ого порядка	- Отрицательные структуры 3-ого порядка	- Положительные и отрицательные структуры 4-ого порядка
- Положительные и отрицательные структуры 5-ого порядка	- Граница ЯНАО	- Гидрография	- Контура месторождений

Рисунок 1.4 – а) Карта изопахит между отражающими горизонтами А и Б  
 б) Палеотектоническая карта юрского этапа развития территории

### 1.3.2. Неокомский этап развития территории

В раннемеловое время (рисунок 1.5) продолжалось прогибание бассейна, сопровождавшееся осадконакоплением за счет бокового сноса, в результате чего происходило заполнение бассейна и выполаживание рельефа [65].

Тектоническое строение севера Западной Сибири в неокоме в основном повторяет конфигурацию тектонических элементов, существовавших в юрское время. В этот период выделяется восемь основных региональных тектонических структур.

Основными отрицательными структурами севера Западной Сибири в раннемеловое время являются Ямало-Гыданская и Надым-Пур-Тазовская палеомегасинеклизы.

Наибольшая мощность осадков (около 2400 м) в пределах севера Западной Сибири в раннемеловое время накапливается в пределах Надым-Пур-Тазовской палеомегасинеклизы. Наиболее крупный депоцентр в её составе представлен Большехетской палеовпадиной, осложненной палеокотловинами меньших порядков.

В пределах менее крупной Ямало-Гыданской палеомегасинеклизы максимальная мощность осадков составляет около 2300 м. Наибольшая мощность осадков в пределах данной структуры накапливается в пределах Антипаютинской палеовпадины и Усть-Енисейского палеопрогиба. На западе Ямало-Гыданская палеомегасинеклиза характеризуется наименьшей мощностью осадков и выраженным падением в восточную сторону, что позволяет классифицировать данный структурный элемент как промежуточную структуру - Тадибеяхинская палеомоноклиналь.

В пределах полуострова Ямал в это время выделяется крупная положительная региональная структура - Ямальская палеомоноклиза, где в среднем накапливается около 700-1200 метров осадков. При этом в пределах её западной части осадконакопление шло более интенсивно, в результате чего там образовался локальный максимум толщин – 1200 м. Данную депрессию можно характеризовать как Западно-Ямальскую палеовпадину. Сама Ямальская палеомоноклиза в основном характеризуется крупными положительными структурами, такими как Северо-Ямальский и Нурминский палеовал, а также Среднеямальский крупный палеовал.

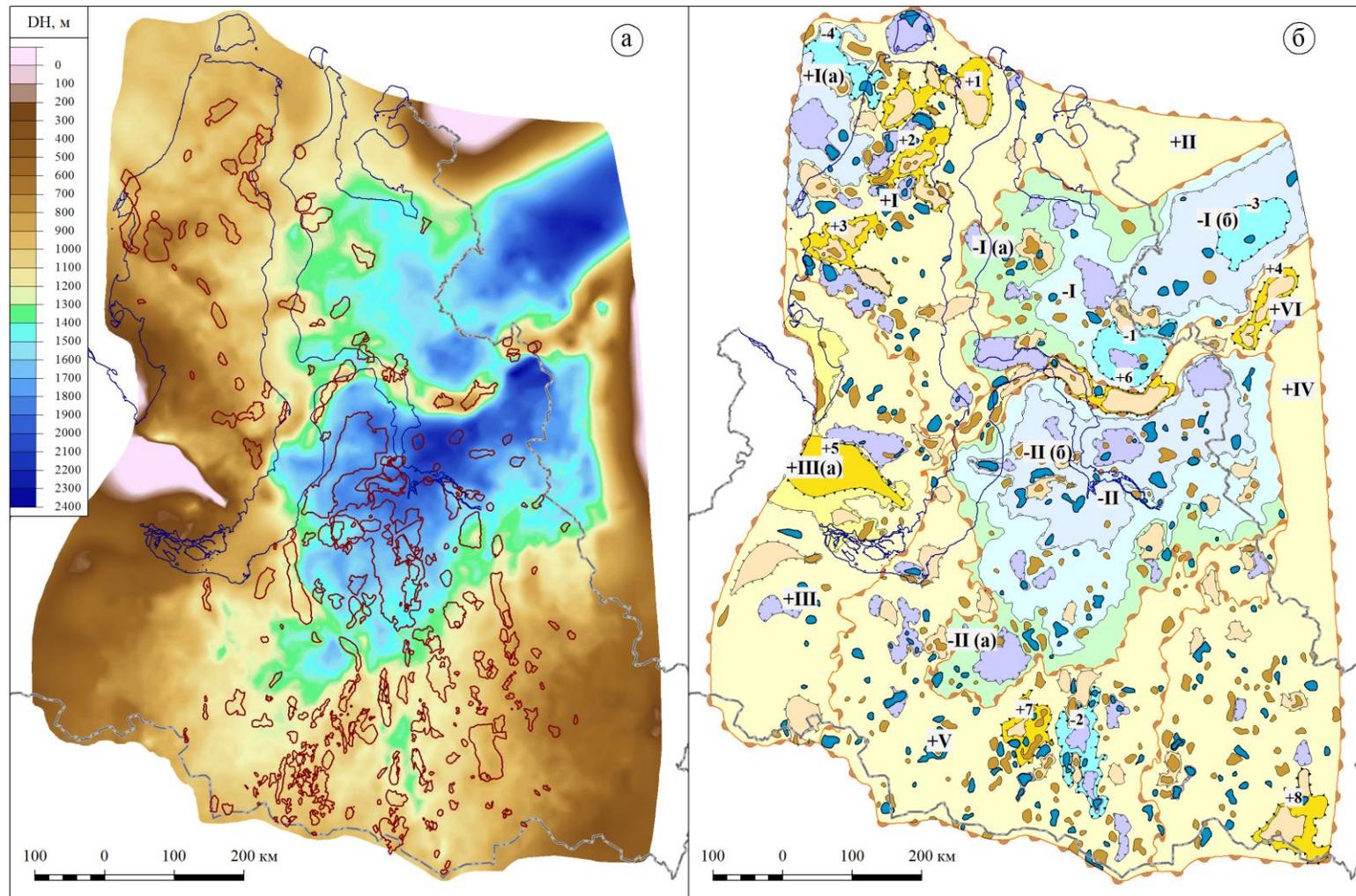
В раннемеловое время происходит заложение Нурминского пояса палеомегавалов, который представляет собой перешеек, субширотно протягивающийся с запада на восток и разделяющий Ямало-Гыданскую и Надым-Пур-Тазовскую палеомегасинеклизы. В его пределах выделяются одни из крупнейших замкнутых палеоструктур этого времени – Нижнемессояхский и Усть-Портовский палеовалы.

В южной части исследуемой территории выделяется массивная Надымско-Варьеганская палеомоноклиза, где средняя мощность накапливаемых осадочных толщ составляет 1200 метров. В её пределах наиболее контрастно просматривается Восточно-Пурпейский крупный прогиб, в пределах которого аккумуляровалось до 1450 м осадков. Среди крупных замкнутых положительных структур подчиненного порядка выделяется Северный крупный палеовал.

В неокомское время исследуемая территория опоясывается наиболее гипсометрически выраженными региональными палеоструктурами - Припайхойско-Ямальской палеомоноклизой с запада, Приенисейско-Маховской палеомегамоноклизой с востока и Притаймырской палеомоноклизой с северо-востока. В пределах этих положительных структур первого порядка аккумулируется от 80 до 800 метров осадков.

Таким образом, на конец неокома в пределах севера Западной Сибири выделяются следующие структуры:

- 6 положительных структур первого порядка;
- 2 отрицательные структуры первого порядка;
- 3 положительные структуры второго порядка;
- 3 отрицательные структуры второго порядка;
- 8 положительных структур третьего порядка;
- 4 отрицательные структуры третьего порядка;
- 53 положительных структур четвертого порядка;
- 42 отрицательные структуры четвертого порядка;
- 247 положительных структур пятого порядка;
- 202 отрицательных структур пятого порядка.



**Условные обозначения**

- Положительные структуры 1-ого порядка	- Отрицательные структуры 1-ого порядка	- Положительные структуры 2-ого порядка	- Отрицательные структуры 2-ого порядка
- Промежуточные структуры 2-ого порядка (моноклинали)	- Положительные структуры 3-ого порядка	- Отрицательные структуры 3-ого порядка	- Положительные и отрицательные структуры 4-ого порядка
- Положительные и отрицательные структуры 5-ого порядка	- Граница ЯНАО	- Гидрография	- Контура месторождений

Рисунок 1.5 – а) Карта изопахит между отражающими горизонтами Б и М  
 б) Палеотектоническая карта неокомского этапа развития территории

### 1.3.3. Аптский этап развития территории

В аптское время (рисунок 1.6) в пределах северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции доминируют положительные формы палеорельефа. Всего выделяются четыре основные региональные тектонические структуры – две положительные, одна промежуточная и одна отрицательная.

Единственная региональная отрицательная структура этого времени выделяется в пределах современной территории полуостровов Ямал и Гыдан и носит название Ямало-Гыданской палеомегасинеклизы. В пределах этой структуры накапливается до 840 метров осадков. Максимальная мощность осадков приурочена к Западно-Ямальской палеовпадине. Также повышенные мощности осадков накапливаются в пределах отрицательной структуры 3-его порядка - Чугорьяхинского палеопрогиба. В пределах Ямало-Гыданской палеомегасинеклизы в это время также наблюдаются две крупные положительные структуры - Северо-Ямальский и Геофизический палеовалы.

Большую часть исследуемой территории в аптское время занимает Надым-Пур-Тазовская палеомегатерраса. В её пределах аккумуляровалось от 80 до 440 метров осадков. Максимальная мощность осадков (около 440 м) накапливается в пределах крупных отрицательных структур третьего порядка – Нижнетазовском, Среднепурском прогибах, а также Хулымской, Западно-Ярудейской, Песцовой, Танловской и Пякупурской палеовпадинах.

В палеорельефе Надым-Пур-Тазовской палеомегатеррасы выделяется ряд крупных положительных структур третьего порядка, таких как Ямсовейский, Юбилейный, Танловский, Верхнепурский палеовалы.

В восточной части Надым-Пур-Тазовской палеомегатеррасы наблюдается сокращение мощностей накапливаемых осадков, а также начинает уменьшаться количество выделяемых замкнутых отрицательных структур. Данная часть палеомегатеррасы обособляется как положительная структура второго порядка – Надым-Тазовская палеогряда.

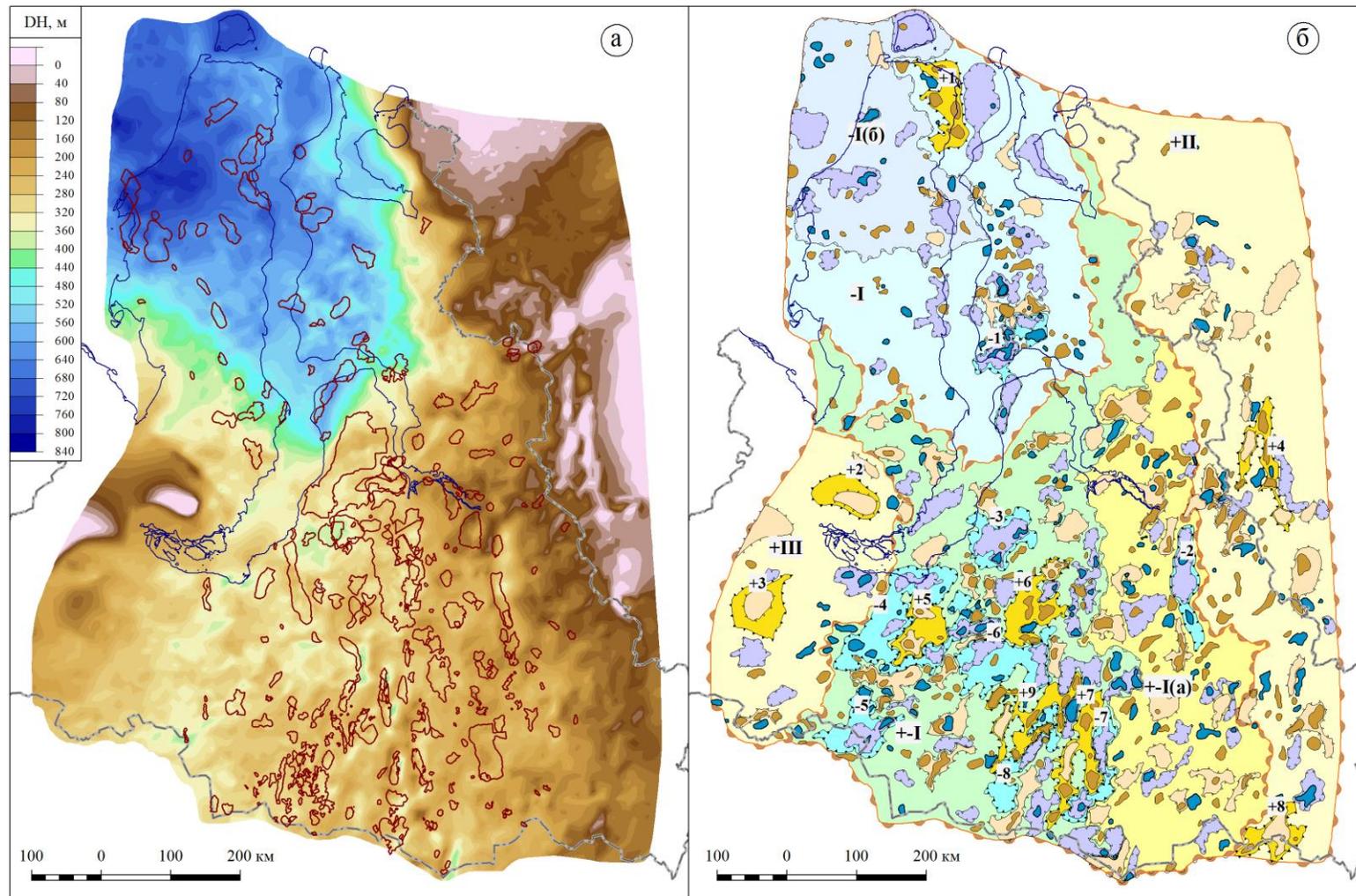
Две оставшиеся региональные структуры - Притаймырская палеомегамоноклиза и Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза в аптское время обрамляют исследуемую территорию с востока и запада соответственно.

Притаймырская палеомегамоноклиза характеризуется большей расчленённостью палеорельефа по сравнению Припайхойско-Ямальской палеомоноклизой. В её пределах выделяется значительно большее количество замкнутых положительных и отрицательных структур подчиненных порядков. Наиболее крупной положительной структурой третьего порядка является Сузунский палеовал.

В пределах Припайхойско-Ямальской палеомоноклизы выделяются две положительные структуры третьего порядка – Щучьинский и Танопчинский палеовалы.

Всего в аптское время в пределах исследуемой территории обособляется следующее количество тектонических структур:

- 3 положительные структуры первого порядка;
- 1 отрицательная структура первого порядка;
- 1 положительная структура второго порядка;
- 1 отрицательная структура второго порядка;
- 9 положительных структур третьего порядка;
- 8 отрицательных структур третьего порядка;
- 71 положительная структура четвертого порядка;
- 73 отрицательных структур четвертого порядка;
- 248 положительных структур пятого порядка;
- 182 отрицательных структур пятого порядка.



Условные обозначения

- Положительные структуры 1-ого порядка	- Отрицательные структуры 1-ого порядка	- Положительные структуры 2-ого порядка	- Отрицательные структуры 2-ого порядка
- Промежуточные структуры 2-ого порядка (моноклинали)	- Положительные структуры 3-ого порядка	- Отрицательные структуры 3-ого порядка	- Положительные и отрицательные структуры 4-ого порядка
- Положительные и отрицательные структуры 5-ого порядка	- Граница ЯНАО	- Гидрография	- Контура месторождений

Рисунок 1.6 – а) Карта изопахит между отражающими горизонтами М и М'  
 б) Палеотектоническая карта аптского этапа развития территории

#### 1.3.4. Альб-сеноманский этап развития территории

В альб-сеноманский период развития (рисунок 1.7) северная часть Западной Сибири в тектоническом отношении представлена совокупностью шести крупных, региональных тектонических структур.

В пределах полуостровов Ямал и Гыдан, а также центральной части Обь-Тазовского междуречья, выделяется крупная отрицательная тектоническая структура - Ямал-Гыдан-Обь-Тазовская палеомегасинеклиза, где аккумулируется от 600 до 960 метров осадков. В пределах этой структуры выделяется две отрицательные структуры второго порядка – Западно-Ямальская палеовпадина и Усть-Енисейский палеомегапрогиб. Крупнейшими депоцентрами Ямал-Гыдан-Обь-Тазовская палеомегасинеклизы являются Большехетская палеовпадина, а также Чугорьяхинский палеопрогиб. Кроме того, в пределах палеомегасинеклизы выделяются такие отрицательные структуры третьего порядка как Западно-Большехетский и Восточно-Гыданский палеопрогибы, а также Атипаютинская и Большепякояхинская палеовпадины. Также здесь обособляются следующие крупные положительные структуры (3-его порядка) – Нижнемессояхский палеомагавал, Северо-Ямальский палеовал и Поруйский крупный палеовал.

Южнее Ямал-Гыдан-Обь-Тазовской палеомегасинеклизы выделяется крупная промежуточная структура - Надым-Пурская палеомегатерраса, которая представлена совокупностью положительных и отрицательных палеоструктур. Основные депоцентры этой структуры представлены Танловской, Мангазейской и Нижнепурской палеовпадинами. Среди крупноплощадных положительных структур в пределах палеомагатеррасы выделяются Уренгойский палеомагавал.

Юго-Восточнее Надым-Пурской палеомегатеррасы выделяется региональная положительная структура - Тагринско-Харампурско-Русская палеоантеклиза, включающая в себя такие контрастные положительные структуры как Кондийско-Полуянский палеомагавал (второго порядка), и Верхнеколикъеганский палеовал (третьего порядка).

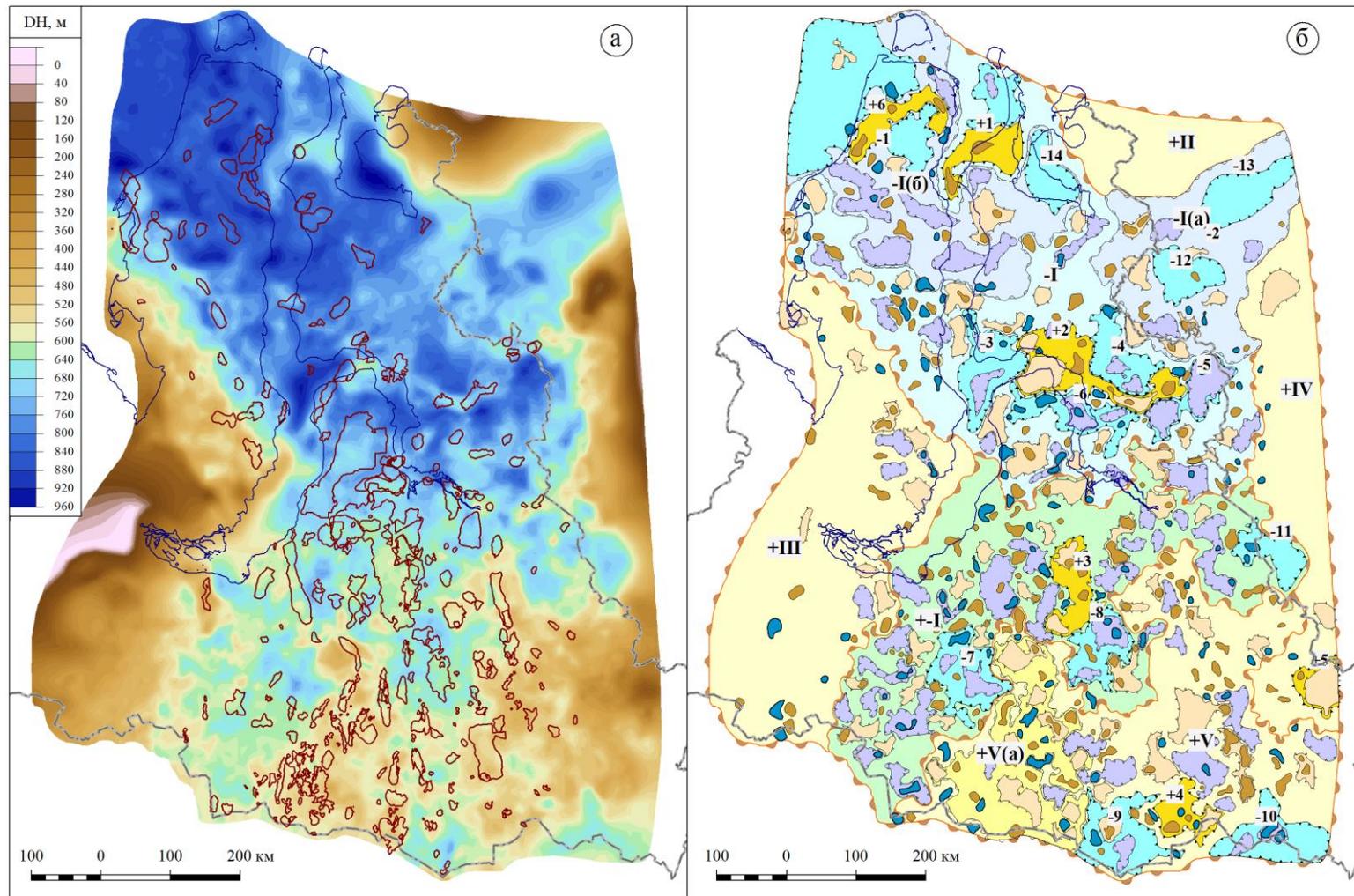
Наиболее высокоамплитудные положительные региональные структуры, выделяемые в пределах севера Западной-Сибири в альб-сеноманское время представлены Притаймырской и Приенисейско-Маховской палеомегаантеклизами, а также Припайхойско-Ямальской палеомоноклизой. В пределах данных структур накапливаются осадки толщиной 80 - 360 метров.

Приенисейско-Маховская палеомегаантеклиза, лежащая на востоке исследуемой территории, осложняется несколькими замкнутыми положительными структурами, крупнейшей из которых является Артютинский палеовал на юге.

Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза, расположенная на востоке, осложнена положительными и отрицательными структурами четвертого и пятого порядков. Крупные структуры в альб-сеноманское время здесь не выделяется.

Всего в альб-сеноманское время в пределах исследуемой территории обособляется следующее количество тектонических структур:

- 5 положительных структур первого порядка;
- 1 отрицательная структура первого порядка;
- 1 положительная структура второго порядка;
- 2 отрицательные структуры второго порядка;
- 6 положительных структур третьего порядка;
- 15 отрицательных структур третьего порядка;
- 81 положительная структура четвертого порядка;
- 69 отрицательных структур четвертого порядка;
- 181 положительная структура пятого порядка;
- 125 отрицательных структур пятого порядка.



## Условные обозначения

- Положительные структуры 1-ого порядка	- Отрицательные структуры 1-ого порядка	- Положительные структуры 2-ого порядка	- Отрицательные структуры 2-ого порядка
- Промежуточные структуры 2-ого порядка (моноклинали)	- Положительные структуры 3-ого порядка	- Отрицательные структуры 3-ого порядка	- Положительные и отрицательные структуры 4-ого порядка
- Положительные и отрицательные структуры 5-ого порядка	- Граница ЯНАО	- Гидрография	- Контура месторождений

Рисунок 1.7 – а) Карта изопахит между отражающими горизонтами М' и Г  
 б) Палеотектоническая карта альб-сеноманского этапа развития территории

### 1.3.5. Турон-сантонский этап развития территории.

В турон-сантонский этап развития (рисунок 1.8) на территории северной части Западной Сибири выделяется восемь крупных региональных структур. При этом большая часть территории охарактеризована положительными тектоническими структурами.

Самой контрастной положительной структурой этого времени является Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза, выделяемая в западной части исследуемой территории, где аккумуляровалось от 40 до 200 метров осадков. Данная структура осложняется замкнутой положительной структурой третьего порядка - Танопчинским палеовалом.

Второй наиболее гипсометрически выраженной структурой данного времени является Мессояхский палеомегавал. Мощность осадков, накопившихся на его территории, варьирует от 40 до 300 метров. Подчиненной структурой в его пределах является Нижнемессояхский палеомегавал.

На юге от Мессояхского вала выделяется две крупные положительные тектонические структуры - Надым-Пурская и Тагринско-Харампурская палеомегатеррасы. Надым-Пурская палеомегатерраса при этом более гипсометрически выражена по сравнению с Тагринско-Харампурской палеомегатеррасой. В пределах Надым-Пурской палеомегатеррасы выделяются две положительные структуры второго порядка – Верхеполуйский палеомегавал и Варьегано-Пурпейская зона положительных структур. Основным депоцентром Надым-Пурской палеомегатеррасы является Нерутинская палеовпадина и Парусный палеопрогиб.

Тагринско-Харампурская палеомегатерраса, где накапливается от 280 до 300 метров осадочных толщ, менее выражена в палеорельефе территории и более тяготеет к промежуточному типу структур. Восточный борт данной структуры, где наблюдается значительный перепад палеоотметок на восток, представляет собой подчиненную мелкую структуру первого порядка – Тазовскую палеомоноклиаль.

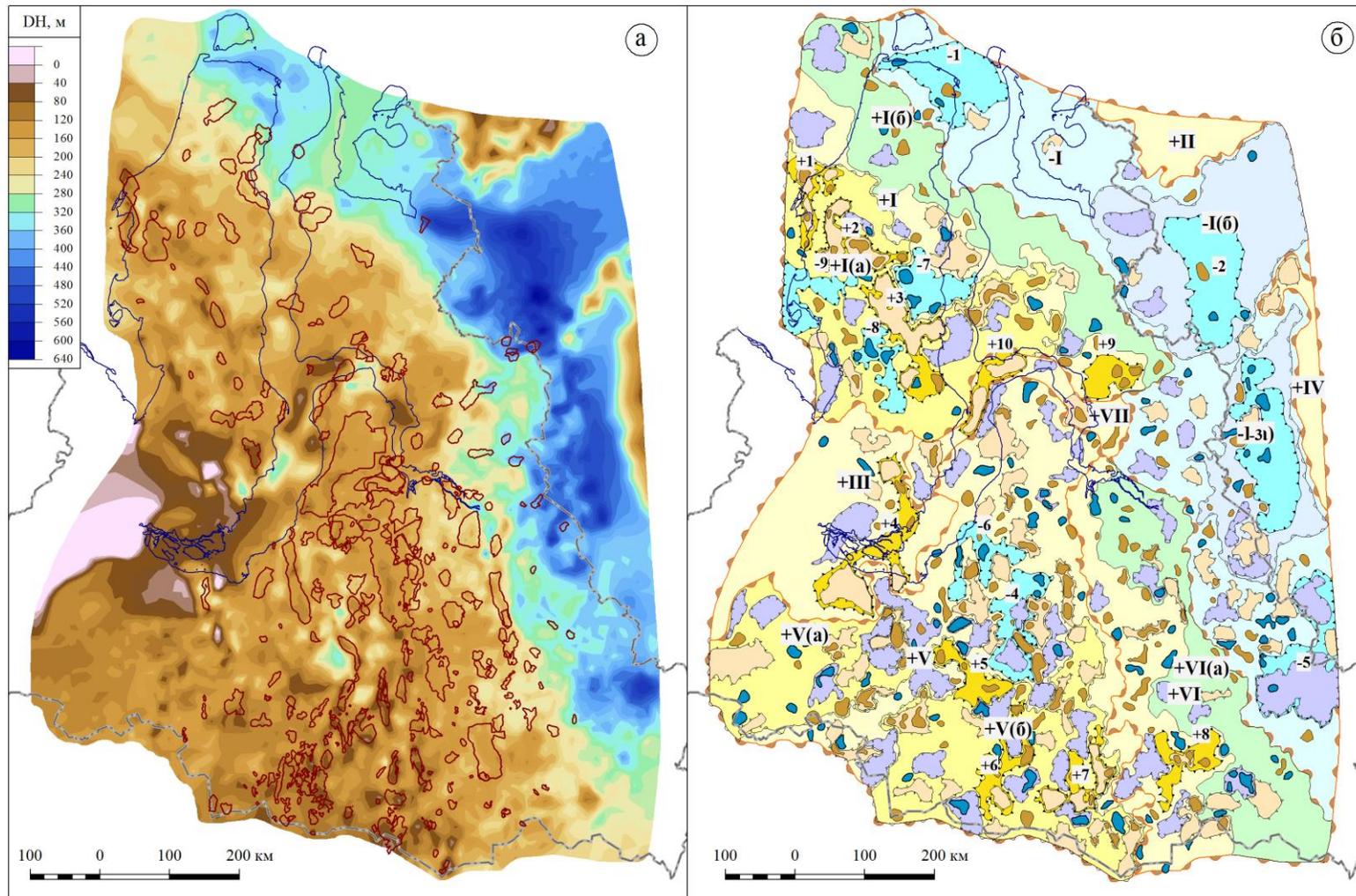
Наиболее гипсометрически выраженной положительной структурой в пределах Тагринско-Харампурской палеомегатеррасы является Толькинский палеовал.

К северу от Мессояхского палеомегавала выделяется Ямало-Гыданская палеомегаантеклиза, в пределах территории которой за рассматриваемый временной период накопилось от 80 до 320 метров осадков. Значительную роль в палеотектоническом облике данной территории на конец сеноманского времени играет положительная структура второго порядка – Южно-Ямальская палеогряда. Данная структура осложнена совокупностью крупных поднятий, среди которых основными являются Харасавэйский малый палеосвод и Нурминский палеомегавал.

В турон-сантонское время единственной отрицательной структурой первого порядка является Гыдан-Енисей-Маховская палеомегамоноклиза. Данная структура субмеридионально протягивается вдоль восточной части ЯНАО и охватывает северную часть полуостровов Гыдан и Ямал. Наиболее погруженная часть этой структуры представлена Худосейской палеовпадиной и Надым-Тазовской палеопрогибом. В пределах данных структур накапливалось от 360 до 600 метров осадков.

Всего в турон-сантонское время в пределах исследуемой территории обособляется следующее количество тектонических структур:

- 7 положительных структур первого порядка;
- 1 отрицательная структура первого порядка;
- 5 положительных структур второго порядка;
- 2 отрицательные структуры второго порядка;
- 10 положительных структур третьего порядка;
- 9 отрицательных структур третьего порядка;
- 82 положительные структуры четвертого порядка;
- 62 отрицательные структуры четвертого порядка;
- 168 положительных структур пятого порядка;
- 115 отрицательных структур пятого порядка.



## Условные обозначения

- Положительные структуры 1-ого порядка	- Отрицательные структуры 1-ого порядка	- Положительные структуры 2-ого порядка	- Отрицательные структуры 2-ого порядка
- Промежуточные структуры 2-ого порядка (моноклинали)	- Положительные структуры 3-ого порядка	- Отрицательные структуры 3-ого порядка	- Положительные и отрицательные структуры 4-ого порядка
- Положительные и отрицательные структуры 5-ого порядка	- Граница ЯНАО	- Гидрография	- Контура месторождений

Рисунок 1.8 – а) Карта изопахит между отражающими горизонтами Г и С<sub>3</sub>  
 б) Палеотектоническая карта турон-сантонского этапа развития территории

### 1.3.6. Кайнозойский этап развития территории

В кайнозойский этап развития (рисунок 1.9) в пределах севера Западной Сибири выделяется четыре крупные региональные структуры.

На западе и востоке территория опоясывается Припайхойско-Ямальской и Притаймырско-Приенисейско-Гыданской мегамоноклизмами соответственно. Мощность осадочных толщ в пределах этих структур изменяется от 80 до 640 метров.

В пределах Надым-Пур-Тазовского междуречья и большей части территории полуострова Ямал выделяется большая отрицательная структура – Ямал-Надым-Пур-Тазовская мегасинеклиза, где накапливался основной объем осадков. В пределах мегасинеклизы мощность накопленных осадков изменяется от 720 до 1500 метров. Наиболее глубокопогруженными участками палеорельефа являются Танловская, Нерутинская и Большехетская впадины.

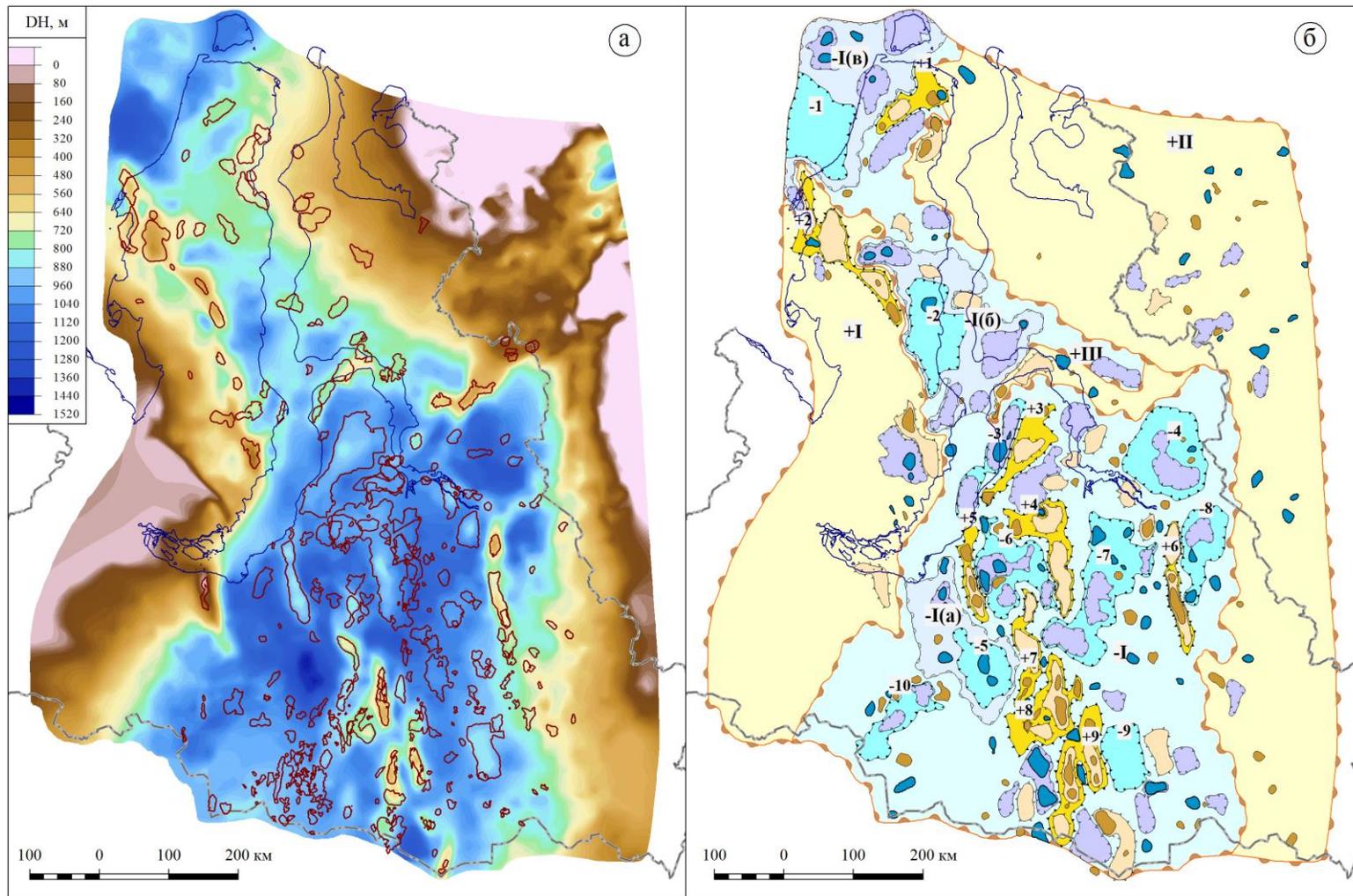
В кайнозойское время в палеорельефе обособливаются многие положительные структуры, контролирующие крупные и гигантские месторождения нефти и газа. Так, в южной части Ямал-Надым-Пур-Тазовской палеомегасинеклизы картируются Ямсовейско-Юбилейный вал, Северный крупный вал, Верхнепурско-Вэнгапурский вал. В центральной части палеомегасинеклизы выделяются Ямбургский и Русско-Часельский крупные валы, а также Медвежий и Уренгойский валы.

В пределах полуострова Ямал наиболее гипсометрически выраженными крупными структурами являются Нурминский мегавал, а также Северо-Ямальский крупный вал.

В кайнозойское время завершает свое развитие Мессояхский пояс мегавалов, где накапливается сокращенная мощность осадков - от 320 до 700 метров.

Всего в кайнозойский период развития выделяется:

- 3 положительные структуры первого порядка;
- 1 отрицательная структура первого порядка;
- 3 отрицательные структуры второго порядка;
- 9 положительных структур третьего порядка;
- 10 отрицательных структур третьего порядка;
- 34 положительные структуры четвертого порядка;
- 41 отрицательная структура четвертого порядка;
- 87 положительных структур пятого порядка;
- 82 отрицательные структуры пятого порядка.



## Условные обозначения

- Положительные структуры 1-ого порядка	- Отрицательные структуры 1-ого порядка	- Положительные структуры 2-ого порядка	- Отрицательные структуры 2-ого порядка
- Промежуточные структуры 2-ого порядка (моноклинали)	- Положительные структуры 3-ого порядка	- Отрицательные структуры 3-ого порядка	- Положительные и отрицательные структуры 4-ого порядка
- Положительные и отрицательные структуры 5-ого порядка	- Граница ЯНАО	- Гидрография	- Контура месторождений

Рисунок 1.9 – а) Карта изопахит между отражающим горизонтом С<sub>3</sub> и дневной поверхностью  
 б) Палеотектоническая карта кайнозойского этапа развития территории

## КАТАЛОГ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

### ЮРСКОЕ ВРЕМЯ (РИС 1.5)

#### 1-ОГО ПОРЯДКА

+I	Ямальский палеомегавал
+II	Притаймырская палеомоноклиза
+III	Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза
+IV	Приенисейская палеомоноклиза
+V	Надымско-Варьеганская палеомоноклиза
-I	Западно-Ямальская палеовпадина
-II	Гыдан-Пур-Тазовская палеосинеклиза

#### 2-ОГО ПОРЯДКА

+V(a)	Кондинско-Полуйский палеомегавал
+II(a)	Хадырьяхинско-Нерутинская палеомоноклиналь
+II(б)	Северо-Гыданская палеомоноклиналь
-II(г)	Усть-Енисейский палеопрогиб
-II(в)	Большехетская палеовпадина
-V(б)	Худосейский палеопрогиб

#### 3-ОГО ПОРЯДКА (ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ)

+1	Северо-Ямальский палеовал
+2	Без названия
+3	Южно-Ямальский палеовал

#### 3-ОГО ПОРЯДКА (ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ)

-1	Восточно-Таркосалинская палеокотловина
-2	Верхнемярьяхинский палеопрогиб
-3	Припайхойско-Северо-Щучьинская палеовпадина
-4	Арктический палеопрогиб
-5	Тарминская палеомезоседловина

### НЕОКОМСКОЕ ВРЕМЯ (РИС 1.6)

#### 1-ОГО ПОРЯДКА

+I	Ямальская палеомоноклиза
+II	Притаймырская палеомоноклиза
+III	Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза
+IV	Приенисейско-Маховская палеомегамоноклиза
+V	Надымско-Варьеганская палеомоноклиза
+VI	Мессояхский палеомегавал
-I	Ямало-Гыданская палеомегасинеклиза
-II	Надым-Пур-Тазовская палеомегасинеклиза

#### 2-ОГО ПОРЯДКА

-II (a)	Танловская палеомоноклиналь
-I (a)	Тадибеяхинская палеомоноклиналь
+I(a)	Западно-Ямальская палеовпадина
-I (б)	Усть-Енисейский мегапрогиб
-II (б)	Большехетская (Пендомаяхская) палеовпадина
+III(a)	Щучьинский палеовыступ

#### 3-ОГО ПОРЯДКА (ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ)

+1	Северо-Ямальский палеовал
+2	Среднеямальский крупный палеовал
+3	Нурминский палеовал
+4	Усть-Портовский палеовал
+5	Северо-Пайсятский структурный палемыс
+6	Нижнемессояхский палеомагавал
+7	Северный крупный палеовал

+8 Каралькинский палеомегавал

### **3-ОГО ПОРЯДКА (ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ)**

-1 Антипаютинская палеовпадина  
 -2 Восточно-Пурпейский крупный палеопрогиб  
 -3 Без названия  
 -4 Няркинская палеокотловина

## **АПТСКОЕ ВРЕМЯ (РИС 1.7)**

### **1-ОГО ПОРЯДКА**

+I Надым-Пур-Тазовская палеомегатерраса  
 +II Притаймырская палеомоноклиза  
 +III Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза  
 -I Ямало-Гыданская палеомегасинеклиза

### **2-ОГО ПОРЯДКА**

+I (a) Надым-Тазовская палеогряда  
 -I(б) Западно-Ямальская палеовпадина

### **3-ОГО ПОРЯДКА (ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ)**

+1 Северо-Ямальский крупный палеовал  
 +2 Щучинский палеосвод  
 +3 Танопчинский палеовал  
 +4 Сузунский палеовал  
 +5 Танловский палеовал  
 +6 Юбилейный палеовал  
 +7 Верхнепурский крупный палеовал  
 +8 Каралькинский палеомегавал  
 +9 Ямсовейский палеовал

### **3-ОГО ПОРЯДКА (ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ)**

-1 Чугорьяхинский малый прогиб  
 -2 Нижнетазовский палеопрогиб  
 -3 Песцовая палеовпадина  
 -4 Западно-Ярудейская палеовпадина  
 -5 Хулымская палеовпадина  
 -6 Танловская палеовпадина  
 -7 Среднепурский палеопрогиб  
 -8 Пякупурская палеовпадина

## **АЛЬБ-СЕНОМАНСКОЕ ВРЕМЯ (РИС 1.8)**

### **1-ОГО ПОРЯДКА**

+II Притаймырская палеомегаантеклиза  
 +III Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза  
 +IV Приенисейско-Маховская палеомегамоноклиза  
 +V Тагринско-Харампурско-Русская палеоантеклиза  
 -I Ямал-Гыдан-Обь-Тазовская палеомегасинеклиза  
 +I Надым-Пурская палеомегатерраса

### **2-ОГО ПОРЯДКА**

+V(a) Кондинско-Полуйский палеомегавал  
 -I(a) Усть-Енисейский палеомегапрогиб  
 -I(б) Западно-Ямальская палеовпадина

### **3-ОГО ПОРЯДКА (ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ)**

+1 Поруйский крупный палеовал  
 +2 Нижнемессояхский палеомагавал  
 +3 Уренгойский палеовал  
 +4 Верхнеколикъеганский палеовал  
 +5 Артютинский палеовал

+6 Северо-Ямальский палеовал

### 3-ОГО ПОРЯДКА (ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ)

-1 Ямало-Сеяхинская палеовпадина  
 -2 Усть-Енисейский палеопрогиб  
 -3 Чугорьяхинский малый палеопрогиб  
 -4 Антипаютинская палеовпадина  
 -5 Большехетская (Пендомаяхская) палеовпадина  
 -6 Западно-Большехетский крупный палеопрогиб  
 -7 Танловская палеовпадина  
 -8 Нижнепурская палеовпадина  
 -9 Етыяхинская палеокотловина  
 -10 Верхнекаралькинская палеовпадина  
 -11 Мангазейская палеовпадина  
 -12 Большепякояхинская палеовпадина  
 -13 Без названия  
 -14 Восточно-Гыданский палеопрогиб

## ТУРОН-САНТОНСКОЕ ВРЕМЯ (РИС 1.9)

### 1-ОГО ПОРЯДКА

+I Ямало-Гыданская палеомегаантеклиза  
 +II Притаймырская палеомегаантеклиза  
 +III Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза  
 +IV Приенисейско -Маховская палеомегамоноклиза  
 +V Надым-Пурская палеомегатерраса  
 +VI Тагринско-Харампурская палеомегатерраса  
 +VII Мессояхский палеомегавал  
 -I Гыдан-Енисей-Маховская палеомегамоноклиза

### 2-ОГО ПОРЯДКА

-I(б) Усть-Енисейский палеопрогиб  
 -I(a) Надым-Тазовский палеопрогиб  
 +I(a) Южно-Ямальская палеогряда  
 +I(б) Ямало-Гыданская палеомоноклиналь  
 +VI(a) Тазовская палеомоноклиналь  
 +V(a) Верхеполуйская палеогряда  
 +V(б) Варьеганско-Пурпейская зона положительных палеоструктур

### 3-ОГО ПОРЯДКА (ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ)

+1 Харасавэйский малый палеосвод  
 +2 Нурминский палеомегавал  
 +3 Нерутаяхинский палеовал  
 +4 Танопчинский палеовал  
 +5 Танловский палеовал  
 +6 Ямсовейско-Юбилейный крупный палеовал  
 +7 Верхнепурский крупный палеовал  
 +8 Толькинский палеовал  
 +9 Воркутояхинский палеокупол  
 +10 Нижнемессояхский палеомагавал

### 3-ОГО ПОРЯДКА (ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ)

-1 Преображенская палеовпадина  
 -2 Усть-Енисейский палеопрогиб  
 -3 Надым-Тазовский палеопрогиб  
 -4 Нерутинская палеовпадина  
 -5 Худосейская палеовпадина  
 -6 Парусный палеопрогиб  
 -7 Северо-Сеяхинская палеовпадина  
 -8 Западно-Сабьяхинский палеопрогиб  
 -9 Нерутаяхинский палеопрогиб

**КАЙНОЗОЙСКОЕ ВРЕМЯ (РИС 1.10)****1-ОГО ПОРЯДКА**

- +I Припайхойско-Ямальская моноклиза
- +II Притаймырско-Приенисейско-Гыданская моноклиза
- +III Мессояхский пояс мегавалов
- I Ямал-Надым-Пур-Тазовская мегасинеклиза

**2-ОГО ПОРЯДКА**

- I(a) Западно-Ярудейская впадина
- I(б) Сеяхинская котловина
- I(в) Морская впадина

**3-ОГО ПОРЯДКА (ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ)**

- +1 Северо-Ямальский крупный вал
- +2 Нурминский мегавал
- +3 Ямбургский крупный Вал
- +4 Уренгойский вал
- +5 Медвежий Вал
- +6 Русско-Часельский крупный вал
- +7 Ямсовейско-Юбилейный Вал
- +8 Северный крупный Вал
- +9 Верхнепурско-Вэнгапурский вал

**3-ОГО ПОРЯДКА (ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ)**

- 1 Западно-Ямальская впадина
- 2 Ябтыксалинская котловина
- 3 Парусный мегапрогиб
- 4 Большехетская впадина
- 5 Танловская впадина
- 6 Нерутинская впадина
- 7 Нижнепурский мегапрогиб
- 8 Нижнетазовский крупный прогиб
- 9 Среднепурский крупный прогиб
- 10 Западно-Танловский крупный прогиб

#### 1.4. Сопоставление авторских палеореконструкций с предшествующими работами

Для того, чтобы установить степень преемственности между приведенными в диссертации палеотектоническими реконструкциями с предшествующими работами было выполнено сопоставление построенных палеотектонических карт с палеотектоническими картами М.Я. Рудкевича. С этой целью карты М.Я. Рудкевича были оцифрованы и загружены в основной проект где, были приведены к одному масштабу и оформлению с палеотектоническими картами, представленными в диссертации. В ходе работы производилось сопоставление карт мощностей, которые охватывают сходные временные интервалы.

Сопоставляемые палеотектонические карты приведены на рисунке 1.10. При этом отмечается, что хотя сопоставляемые карты описывают палеорельеф территории Западной Сибири на окончание одинаковых временных периодов, карты М.Я. Рудкевича выполнены в более узких стратиграфических интервалах и характеризуются меньшими мощностями, так как при картопостроениях Макс Яковлевич в основном оперировал скважинными данными и не был ограничен по разрезу относительно небольшим количеством опорных отражающих горизонтов, которые используются при построении карт с привлечением сейсмики.

**На окончание юрского этапа развития (рис. 1.10-а)** согласно построениям М.Я. Рудкевича территория севера Западно-Сибирской плиты испытывает преимущественное воздымание. Погружение территории происходит только в пределах территории современного полуострова Гыдан, где обособляются Антипаютинская и Большехетская палеовпадины, Усть-Енисейский палеопрогиб и ряд более мелких палеовпадин.

Согласно построениям, представленным в данной диссертационной работе, территория севера Западной Сибири испытывает более дифференцированное развитие. Территория полуострова Гыдан в авторском варианте также испытывает процессы преимущественного погружения, при этом область нисходящих тектонических движений распространяется южнее вплоть до территории Уренгойского месторождения, где дополнительно выделяются Западно-Большехетский крупный палеопрогиб и Хадуттейская малая палеовпадина.

Северо-Западная часть полуострова Ямал, согласно палеотектонической модели автора испытывает процессы погружения. Данное значительное отличие от модели М.Я. Рудкевича обусловлено тем, что активное поисковое бурение в этой части полуострова Ямал началось в 1980-х гг. прошлого века (например, Малыгинское месторождение было открыто в 1985 г), и детальнейших сведений о развитии данной территории у предшествующих исследователей ещё не было. Южная часть исследуемой территории (ЯНАО) в обоих вариантах картопостроений испытывала процессы преимущественного воздымания.

**В конце неокомского этап развития (рис. 1.10-б)** на рассматриваемых картах наблюдается различие в процессах тектонического развития изучаемой территории. Наибольшее различие наблюдается в пределах полуострова Ямал. Согласно модели М.Я. Рудкевича вся территория Ямала и Гыдана находящаяся северо-восточнее Южно-Ямальской палеомоноклизы (граница которой проходит по линии месторождений Бованенковское – Нейтинское – Арктическое – Среднеямальское – Нурминское) испытывает преимущественное погружение. В авторском варианте карт полуостров Ямал испытывает преимущественное воздымание, а полуостров Гыдан, по аналогии с палеотектонической моделью М.Я. Рудкевича, – погружение. Данное различие палеотектонических моделей в пределах полуострова Ямал также объясняется различием геолого-геофизического материала, имеющегося в распоряжении авторов.

Южнее Мессояхского палеовала в обоих вариантах карт происходят процессы погружения. При этом в авторском варианте процессы погружения происходят более интенсивно и охватывают большую территорию.

**В конце аптского этап развития (рис. 1.10-в)** большая часть полуостровов Ямал и Гыдан испытывает процессы погружения, в то время как южная часть ЯНАО подвержена воздыманию. Различия между картами наблюдаются в пределах Усть-Енисейского палеопрогиба, который согласно модели М.Я. Рудкевича погружается, а по модели диссертации, наоборот, испытывает преимущественное воздымание. Данное различие также объясняется различием в используемых авторами материалов. Так, в данной области в 80-90е годы прошлого века в пределах Пеляткинской, Ушаковской, Казанцевской площадей был выполнен дополнительный объем бурения и проведена сейсморазведка, детализировавшая строение данной территории.

**В конце сеноманского этапа развития (рис. 1.10-г)** согласно приведенным палеотектоническим картам, можно наблюдать сложный характер тектонического развития исследуемой территории. При этом отмечается значительная схожесть сопоставляемых карт. Авторская карта, построенная с привлечением превосходящего количества данных, отличается большей детальностью контуров выделяемых палеотектонических структур. Различия между картами преимущественно наблюдаются в восточной части исследуемой территории, где на границе с Красноярским краем согласно карте автора, выделяется Нижнехудосейская малая палеовпадина, которая отсутствует на карте М.Я. Рудкевича. Это объясняется тем, что в этой области в 80-е годы активно проводились ГРП, по результатам которых было уточнено строение прибортовой зоны бассейна и открыто Термокарстовое месторождение (1988 г).

**В конце сантонского этапа развития (рис. 1.10-д)** западная часть исследуемой территории испытывала процесс тектонического воздымания, в то время как восточная часть – процессы преимущественного погружения. На обеих картах прослеживается данный тренд тектонического развития территории. При этом на авторской карте область погружения имеет

большие размеры и охватывает не только северо-восточный борт бассейна, а всю восточную часть, протягиваясь на север вплоть до северных окраин полуостровов Ямал и Гыдан.

Данное различие обусловлено новым геолого-геофизическим материалом, полученным после 80-х годов прошлого века за счет доразведки северных окраин полуостровов Ямал и Гыдан, а также бортовых частей бассейна.

**На конец кайнозойского этапа развития (рис. 1.10-д)** отмечается, что центральная часть бассейна испытывала преимущественное погружение, при этом его периферия, а также отдельные нефтегазоконтролирующие структуры испытывали интенсивный рост. Сопоставляемые карты на конец кайнозойского этапа развития хорошо согласуются между собой и отображают схожий тип развития территорий, обусловленный кайнозойским тектогенезом.

В результате сопоставления палеотектонических карт, представленных в диссертации и карт, построенных коллективом М.Я. Рудкевича, отмечается, что рассматриваемые карты обладают сходными чертами и отражают идентичные тектонические тренды развития территории на окончание рассматриваемых интервалов геологического времени. Различия между картами выявляются в тех местах, где был получен новый геолого-геофизический материал, которого еще не было в середине 70-х годов прошлого века. К данным территориям относятся северные части полуостровов Ямал и Гыдан, а также периферия осадочного бассейна.

Карты, приводимые в диссертации, детализируют и уточняют контуры палеотектонических структур и элементов, что достигается за счет привлечения большего количества материалов (в первую очередь, материалов сейсмических исследований) и за счет использования современных методов картопостроения, что позволяет более подробно описать процесс тектонического развития и эволюции северной части Западно-Сибирской плиты.

При этом отмечается, что детальность и точность палеотектонических построений, выполненных коллективом под руководством М.Я. Рудкевича практически 50 лет назад, поразительна. Не имея в своем распоряжении материалов региональных сейсморазведочных работ, проведение которых было завершено только в середине 80-х годов, а также данных бурения по некоторым областям, авторам удалось детально и развернуто описать процесс палеотектонического развития как Западно-Сибирской плиты в целом, так относительно недоизученной её северной части. Новый геолого-геофизический материал позволил подтвердить корректность проведенных ранее исследований, а также детализировать и дополнить их. Таким образом, была уточнена модель палеотектонического развития Западно-Сибирской плиты в её северной части в течении мезозойско-кайнозойского времени.

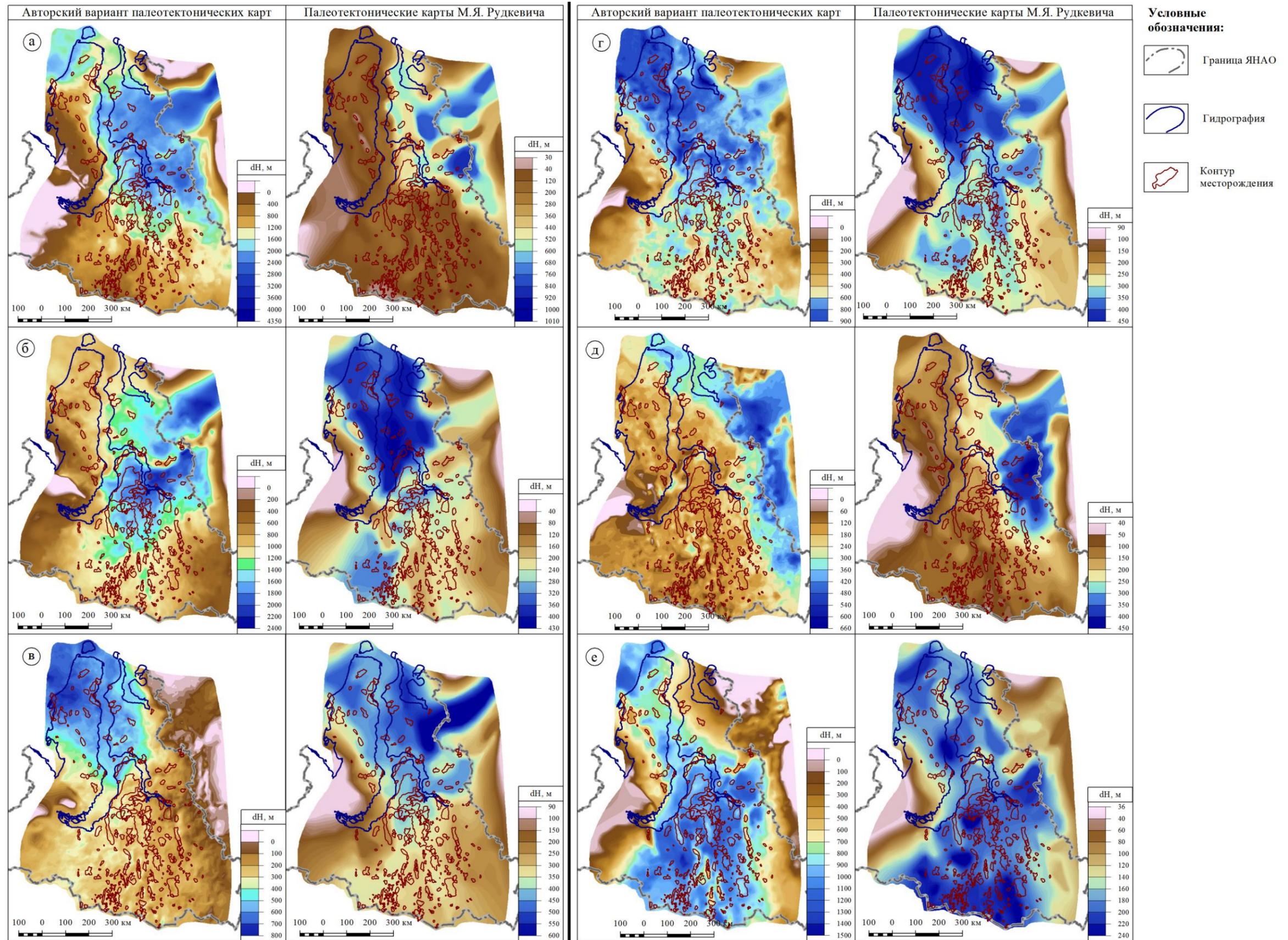


Рисунок 1.10 – Сопоставление палеотектонических карт северной части Западно-Сибирской плиты на окончание юрского (а), неокомского (б), аптского (в), сеноманского (г), сантонского (д) и кайнозойского (е) времени

### 1.5. Выводы по главе

В данной главе представлены палеотектонические построения, описывающие процесс тектонической эволюции северной части Западно-Сибирской плиты в течение мезозойско-кайнозойского времени. В основе палеотектонических реконструкций лежат структурные карты по основным опорным отражающим горизонтам: А, Б, М, М', Г и С<sub>3</sub>.

Карты изопахит, характеризующие собой процессы накопления осадков и тектонического развития территории, строились на основе трансформации данных структурных поверхностей. В данной работе проанализированы особенности палеотектонического строения исследуемой территории на окончание шести временных интервалов: юрского, описываемого картой изопахит между ОГ А и Б; неокомского, описываемого картой изопахит между ОГ Б и М; аптского, описываемого картой изопахит между ОГ М и М'; альб-сеноманского, описываемого картой изопахит между ОГ М' и Г; турон-сантонского, описываемого картой изопахит между ОГ Г и С<sub>3</sub>; кайнозойского, описываемого структурной картой ОГ С<sub>3</sub>.

По построенным палеотектоническим картам были выделены основные палеотектонические элементы 1 – 5 порядка, которые формировали структурный облик северной части Западно-Сибирской плиты на окончание каждого из рассматриваемых интервалов геологического времени. Полученные карты-схемы дают наглядное представление о процессе эволюции палеорельефа исследуемой территории в течение мезозойско-кайнозойского времени.

Палеотектонические карты были сопоставлены с общепринятыми и широко известными палеотектоническими картами М.Я. Рудкевича, которые описывают тектоническую эволюцию Западно-Сибирской плиты. При сопоставлении была установлена взаимопреимственность данных карт, т.е. в общих чертах они описывают схожие тектонические тренды развития исследуемой территории. При этом карты, приводимые в диссертации, за счет привлечения большего количества материалов (в первую очередь, материалов сейсмических исследований) и за счет использования современных методов картопостроения и программного обеспечения 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 были недоизучены в середине 70-х годов прошлого века (полуострова Ямал и Гыдан, а также периферия осадочного бассейна).

## 2. ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ И ВЫЯВЛЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЗНАКОПЕРЕМЕННЫХ ДВИЖЕНИЙ

### 2.1. Региональный масштаб

Оценивая в целом результаты выполненных палеотектонических построений, необходимо отметить, что на протяжении мезозойского и кайнозойского этапов развития северная часть Западно-Сибирской плиты представляла собой область устойчивого погружения, сопровождавшегося заполнением осадочного бассейна породами терригенного состава [73].

Представленные на рисунках 1.4-1.10 карты изопахит сведены вместе в виде схемы на рисунке 2.1. Данный рисунок дает наглядное представление о существенных изменениях палеотектонических обстановок на различных этапах развития бассейна седиментации, характеризующихся накоплением однотипных серий осадков.

Периоды интенсивного прогибания северной части Западно-Сибирской плиты, обуславливающее заполнение бассейна и выполаживание рельефа, сменялись этапами относительного воздымания и стабилизации [67]. Все это проявляется в изменениях мощностей осадочных комплексов, в смещениях границ впадин и поднятий, в изменении депоцентров осадконакопления. Неоднократные смены знаков вертикальных тектонических движений находят свое отражение в изменениях площадей структур, а также в их расформировании, в переходе положительных форм рельефа в промежуточные, отрицательные тектонические элементы и наоборот [3, 4]. Явление, при котором происходит смена направленности вертикальных тектонических движений, носит название «тектонической инверсии».

Для большей наглядности на основании составленных палеотектонических карт была составлена схема, которая демонстрирует смену направленности тектонических движений в юрско-меловой период в региональном плане [40]. Для каждой из представленных в схеме карт выделены участки, которые испытывали унаследованное или инверсионное воздымание (погружение) по сравнению с предыдущей эпохой, отображенной на предшествующей карте.

Выделение участков с инверсионным развитием начинается с неокомского этапа развития, так как юрский этап развития территории принимается как опорный. Схема приведена на рисунке 2.2.

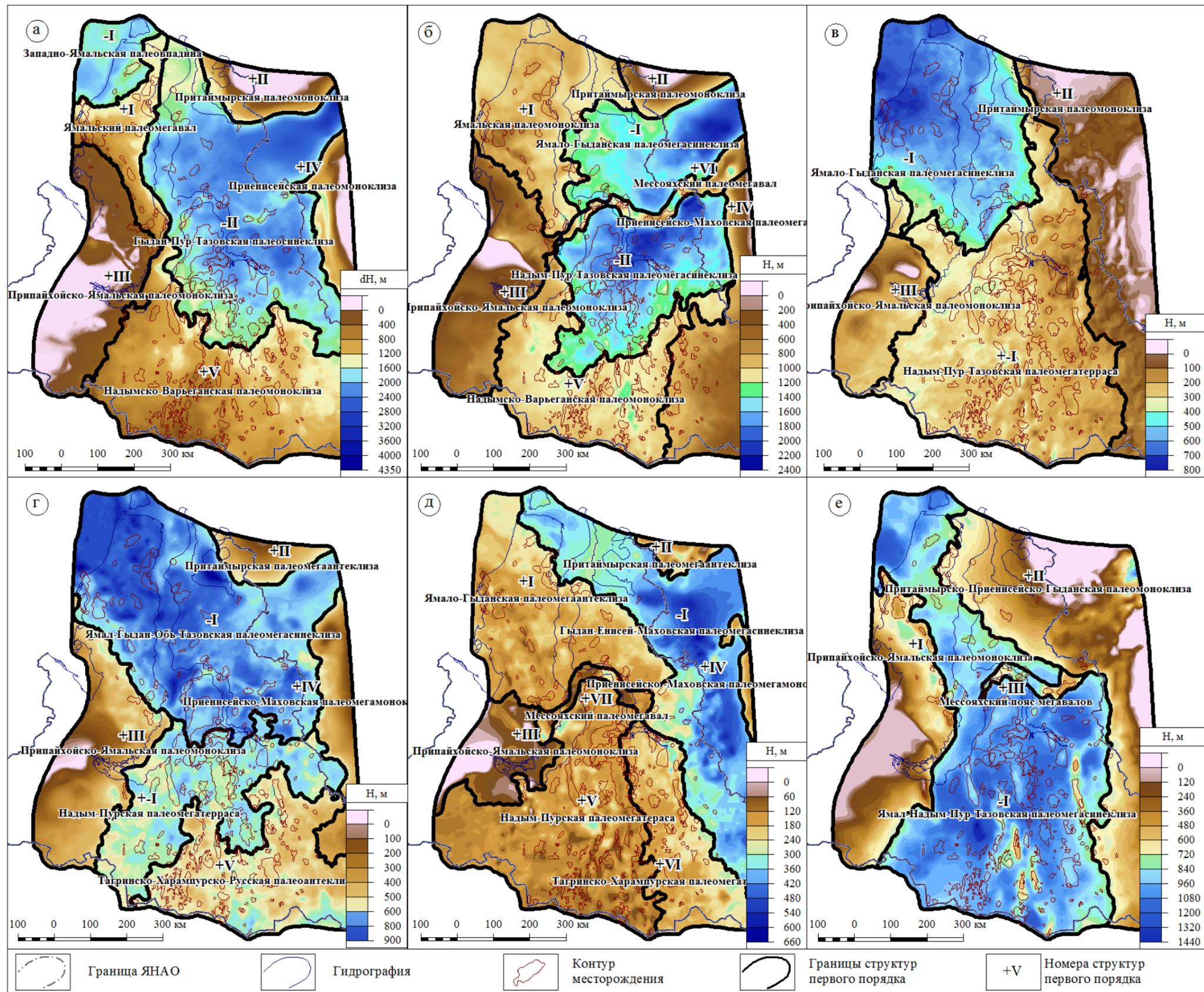


Рисунок 2.1 – Схема тектонического районирования (структуры 1-ого порядка) севера Западной Сибири в юрское (а), неокомское (б), аптское (в), альб-сеноманское (г), турон-сантонское (д) и кайнозойское (е) время

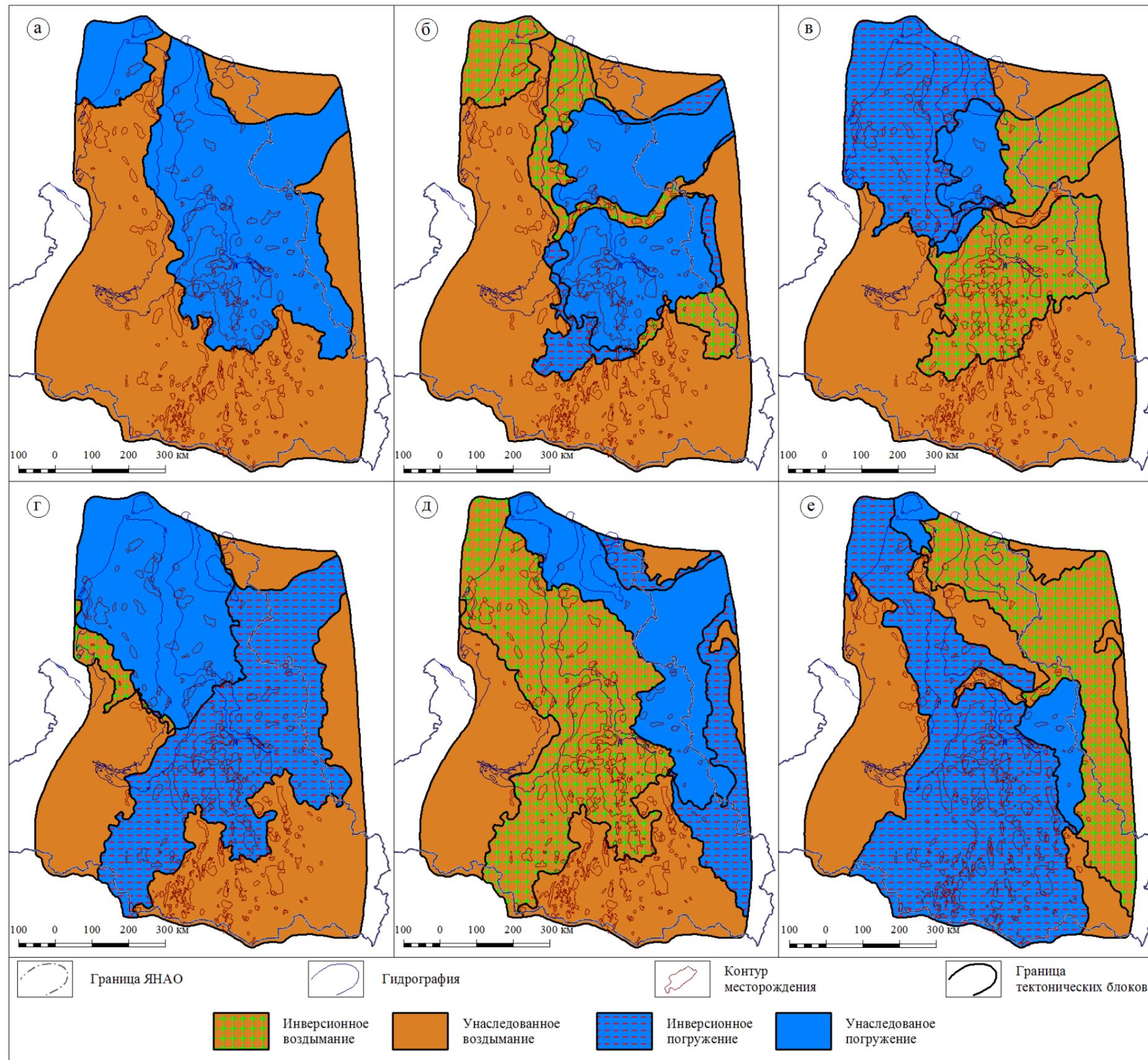


Рисунок 2.2 – Схема изменения направленности тектонических движений в пределах Западной Сибири в юрское (а), некомское (б), аптское (в), альб-сеноманское (г), турон-сантонское (д) и кайнозойское (е) время

**В юрский период тектонического развития территории (рис. 2.1 и 2.2-а)** обособляется зона интенсивного погружения и накопления осадков, представленная Гыдан-Пур-Тазовской палеомегасинеклизой. Также интенсивное погружение испытывает Западно-Ямальская палеовпадина. Остальная часть исследуемой территории испытывает процессы воздымания. Наиболее контрастными положительными палеоструктурами в это время являются Притаймырская, Припайхойско-Ямальская и Приенисейская палеомоноклизы. Данные структуры являются областями устойчивого воздымания в течение всего юрско-мелового периода развития территории.

**В неокомский период развития (рис. 2.1 и 2.2-б)** тектоническое строение севера Западной Сибири в основном повторяет конфигурацию тектонических элементов, существовавших в юрское время. Основными депоцентрами являются Ямало-Гыданская и Надым-Пур-Тазовская палеомегасинеклизы. При этом данные структуры претерпели некоторую трансформацию.

Ямало-Гыданская палеомегасинеклиза незначительно сократила свою площадь из-за процессов воздымания, охвативших северную часть полуострова Гыдан. Надым-Пур-Тазовская палеомегасинеклиза, наоборот, увеличила свою площадь за счет вовлечения в процесс погружения северной части Надымско-Варьеганской палеомоноклизы. Несмотря на подобные незначительные трансформации можно сделать вывод, что данные структуры в юрско-неокомское время развивались унаследовано.

Среди положительных структур унаследованное развитие испытывали Притаймырская, Припайхойско-Ямальская и Приенисейско-Маховская палеомоноклизы.

Первой тектонической инверсией, которая произошла в юрско-меловой период развития исследуемой территории, является трансформация Западно-Ямальской палеовпадины. Данная структура, испытав в неокомское время интенсивное воздымание, объединилась с Ямальским палеомегавалом и сформировала крупную положительную структуру - Ямальскую палеомоноклизу. На этом примере наблюдается смена направленности тектонических движений с отрицательных, существовавших в юрское время, на положительные в неокоме.

**В аптское время (рис. 2.1 и 2.2-в)** произошла значительная трансформация палеорельефа в пределах северной части Западно-Сибирского осадочного бассейна. В это время большая часть исследуемой территории характеризовалась преобладанием восходящих тектонических движений, в результате проявления которых произошло сочленение Притаймырской и Приенисейско-Маховской палеоантеклиз, а также полное расформирование Мессояхского палеомегавала.

Значительные изменения отмечено с Надым-Пур-Тазовской и Ямало-Гыданской мегасинеклизами. Указанные отрицательные структуры, активно развивавшиеся в юрское и

раннемеловое (неокомское) время, в результате воздействия восходящих тектонических движений были переформированы в промежуточные формы палеорельефа (Надым-Пур-Тазовская палеомегатерраса).

Полное обращение аптского палеорельефа, обусловленное сменой режима восходящих движений на погружение, произошло в северо-западной части Западно-Сибирской плиты, в пределах которой произошла трансформация Ямальской палеомоноклизы в обширную Ямало-Гыданскую палеомегасинеклизу.

**В альб-сеноманское время (рис. 2.1 и 2.2-г)** большая часть территории севера Западной Сибири испытывала интенсивное погружение. Таким образом, наблюдается четкая тектоническая инверсия – активное воздымание в апте сменяется на погружение в сеномане.

Наиболее активно погружалась северо-западная часть исследуемой территории. Ямало-Гыданская палеомегасинеклиза значительно увеличивала свою площадь, охватывая большую часть территории полуостровов Ямал и Гыдан, а также северную часть Обь-Тазовского междуречья (территория Семаковского, Ямбургского и Северо-Уренгойского месторождений). Подобная площадная трансформация позволяет назвать данную структуру как Ямал-Гыдан-Обь-Тазовскую палеомегасинеклизу.

Центральная часть Надым-Пурского междуречья испытывала погружение. В данный период времени здесь выделяется структура промежуточного типа – Надым-Пурскую палеомегатеррасу. Эта структура занимает промежуточное положение между активно погружающейся северной частью осадочного бассейна и его воздымающейся периферийной частью.

В пределах южной части территории ЯНАО выделяется крупная положительная структура – Тагринско-Харампурско-Русская палеоантеклиза. В её пределах территория испытывает относительный рост.

Восходящие тектонические движения уже традиционно испытывала Припайхойско-Ямальская палеомегантеклиза, которая на конец сеноманского времени вновь распалась на две отдельные положительные структуры – Притаймырскую палеомегантеклизу и Приенисейско-Маховскую палеомегамоноклизу за счет значительного погружения, вызванного тектонической инверсией в пределах территории современного Усть-Енисейско-Агапского пояса мегапрогибов.

**В турон-сантонское время (рис. 2.1 и 2.2-д)** повторно происходит крупная тектоническая инверсия. Территория севера Западной Сибири испытывает импульс восходящих тектонических движений.

За счет восходящих тектонических движений произошла трансформация Надым-Пурской палеомегатеррасы, которая значительно увеличила свою площадь в южном и западном направлении за счет частичного слияния с Тагринско-Харампурско-Русской палеоантеклизой.

Тагринско-Харампурско-Русская палеоантеклиза в это же время трансформируется в Тагринско-Харампурскую палеомегаантеклизу.

Наибольшее влияние тектонической инверсии испытывала Ямал-Гыдан-Обь-Тазовская палеомегасинеклиза. В результате воздействия восходящих тектонических движений эта отрицательная структура трансформировалась в положительную структуру - в Ямало-Гыданскую палеомегаантеклизу.

Наиболее активное воздымание испытывал Мессояхский палеомегавал, сочленяющий Ямало-Гыданскую палеомегаантеклизу и Надым-Пурскую палеомегатеррасу.

В турон-сантонское время произошло сокращение площадей таких положительных структур, как Притаймырская, Припайхойско-Ямальская и Приенисейско-Маховская палеомегамоноклизы.

Основному сокращению площади в это время подверглась Приенисейско-Маховская палеомегамоноклиза. Это произошло за счет массивной тектонической инверсии, которая повлекла за собой заложение массивной отрицательной структуры - Гыданско-Енисейско-Маховской палеомегасинеклизы.

**В кайнозойское время рис. 2.1 и 2.2-е)** произошло повторное перестроение рельефа исследуемой территории. Центральная часть осадочного бассейна испытывала инверсионное погружение, в результате чего происходит трансформация Надым-Пурской палеомегатеррасы и большей части Ямало-Гыданской палеомегаантеклизы в Ямал-Надым-Пур-Тазовскую палеомегасинеклизу. В пределах этой отрицательной палеомегаструктуры выявляются отдельные участки, испытавшие восходящие тектонические движения. Крупнейшей из подобных структур является Мессояхский палеомегавал.

Полное тектоническое обращение происходит в этот период в пределах Гыданско-Енисейско-Маховской палеомегасинеклизы, которая в кайнозойское время трансформировалась в положительную структуру - Притаймырско-Приенисейско-Гыданскую палеомоноклизу.

В западной части осадочного бассейна обособляется Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза, которая сформировалась за счет слияния трех тектонических элементов, существовавших в турон-сантонское время - Ямало-Гыданской палеомегаантеклизы, Припайхойско-Ямальской палеомоноклизы и Надым-Пурской палеомегатеррасы.

Таким образом, можно констатировать значительное влияние знакопеременных (инверсионных) тектонических движений на преобразование тектонического облика северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. За мезозойско-кайнозойскую эру рельеф исследуемой территории несколько раз подвергался значительным трансформациям, что наблюдается при сопоставлении и анализе палеотектонических карт. Важно отметить, что

инверсия просматривается не только в региональном плане, но и на уровне локальных тектонических структур.

## 2.2. Локальный масштаб

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

Одним из методов проведения палеотектонического анализа, который позволяет оценить, как происходила эволюция тектонических структур, помимо метода изопахического треугольника, является метод построения палеотектонических профилей. При построении палеопрофиля принимается нулевая горизонтальная поверхность, ниже которой идет накопление осадков (батиметрический уровень, уровень компенсации). Далее от этой линии вниз последовательно откладываются мощности нижележащих отложений. Таким образом, к определенному моменту геологической истории воссоздается положение границ стратиграфических подразделений. Палеопрофили строятся последовательно, начиная с самого древнего из рассматриваемых осадочных комплексов. При построении палеопрофилей необходимо корректно выбрать положение самой линии профиля. Наиболее информативным будет являться профиль, проведенный в крест простирания структур [8].

Для первичного анализа тектонических инверсий в пределах крупнейших месторождений нефти и газа в пределах северной части Западно-Сибирской плиты проведен субширотный палеотектонический разрез по линии Лензитского, Медвежьего, Уренгойского, Заполярного и Русско-Реченского месторождений. Положение палеопрофиля и сами палеоразрезы приведены на рисунке 2.3.

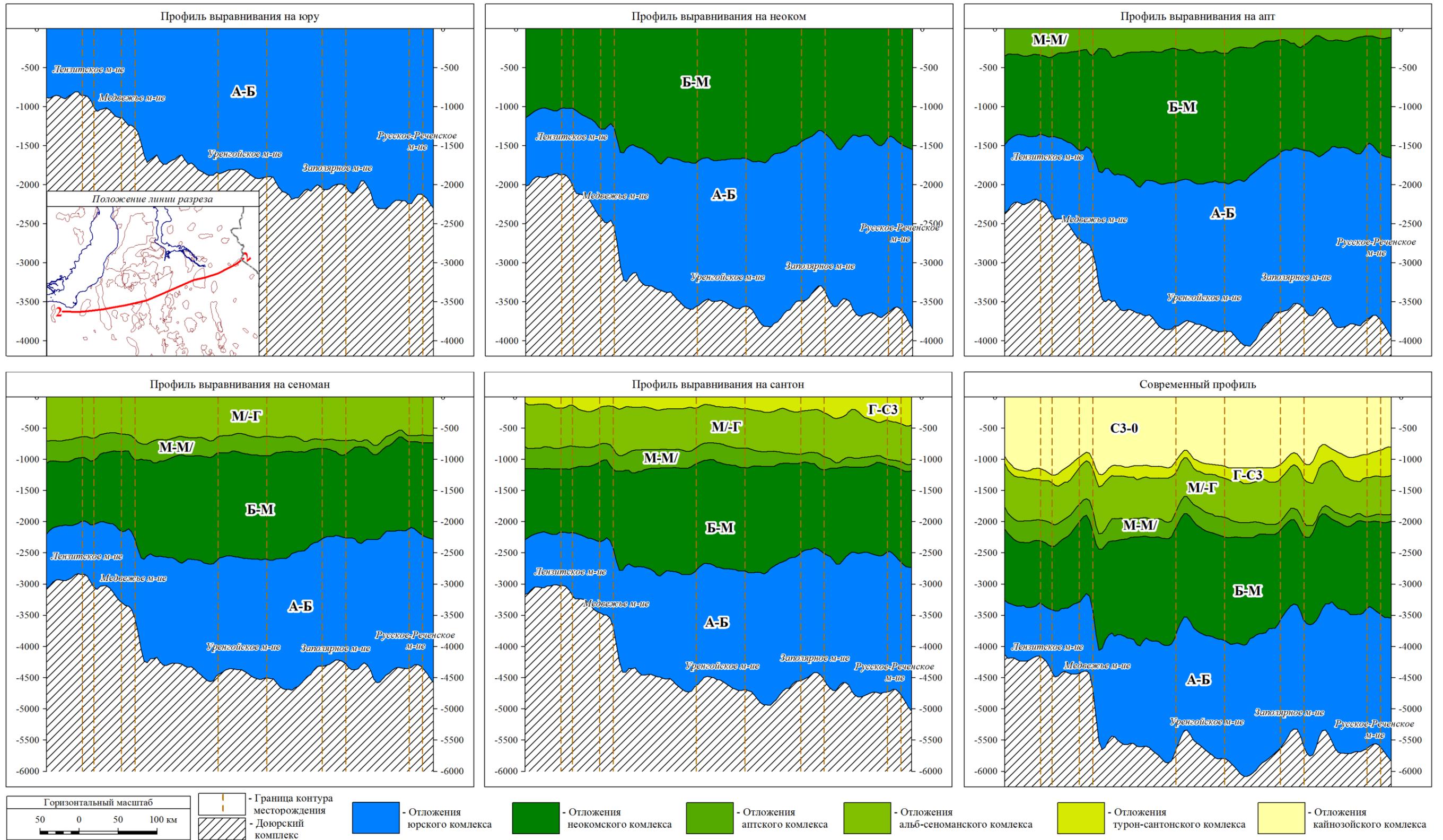


Рисунок 2.3 – Палеотектонический профиль по линии Лензитского – Медвежьего – Уренгойского – Заполярного – Русско-Реченского месторождений

Как видно из построенного палеотектонического профиля, в пределах месторождений, через которые он проведен, наблюдаются тектонические инверсии. Особенно наглядно они просматриваются в пределах Заполярного месторождения.

Заполярная структура, заложенная еще в юрское время, испытывала интенсивный рост в неокомское время. В аптское время в пределах данной структуры образовалась значительная депрессия, обусловленная тектонической инверсией. Данная депрессия хорошо просматривается в отложениях аптского и неокомского комплексов. Также на конец аптского времени значительно уменьшается выраженность Заполярного поднятия по кровле юры. В альб-сеноманское время происходит значительное выполаживание Заполярного поднятия на всех стратиграфических уровнях за счет продолжающегося погружения территории. В турон-сантонское и особенно в кайнозойское время за счет тектонической активизации данная структура испытала новую инверсию, обусловившую её значительный рост.

Также выражено тектоническая инверсия наблюдается на Медвежьем месторождении. Медвежья структура, которая была представлена в виде депрессии в юрское время, в неокоме испытала значительный рост и трансформировалась в контрастный свод. При этом уже в последующую эпоху (в апте) произошла тектоническая инверсия, в результате которой аптские отложения накапливались в условиях депрессии. Незначительное погружение территории продолжилось и в альб-сеноманское время. В турон-сантонское время процесс развития Медвежьего месторождения охарактеризован тектонической активацией, в результате которой начинается постепенный рост структуры, значительно усилившийся в кайнозое.

Уренгойское месторождение также подвержено влиянию знакопеременных тектонических движений. Структура данного месторождения, которая заложились еще в юрское время, испытала погружение в неокоме, что проявляется в уменьшении амплитуды структуры по кровле юрского комплекса. В неокоме структурные преобразования практически не наблюдаются, структура не претерпевает значительных изменений. В альб-сеномане территория месторождения испытывает инверсию – происходит воздымание рельефа, что хорошо просматривается по наличию положительных структур по кровлям неокомского и альб-сеноманского комплексов. Незначительное погружение происходит в течение турон-сантонского времени, за счет которого опускается восточная часть структуры. В кайнозойское время происходит активный рост структуры.

Несмотря на наглядность, которой обладает метод построения палеопрофилей, к его недостаткам можно отнести излишнюю громоздкость. Для проведения комплексного анализа больших территорий требуется построение большого количества разрезов по весьма плотной сети профилей. Кроме того, с его помощью достаточно сложно быстро оценивать амплитуды палеотектонических движений. Поэтому для того, чтобы комплексно оценить, как инверсионные

тектонические движения влияли на эволюцию самостоятельных многочисленных тектонических элементов был проведен локальный палеотектонический анализ по собственному алгоритму, основанному на методическом подходе Е.Н. Пермякова, описанного у Неймана В.Б. [82].

Суть методики Е.Н. Пермякова заключается в следующем. В пределах исследуемой территории определяется среднеарифметическая мощность каждого осадочного комплекса, участвующего в палеотектонических реконструкциях. Далее из средней мощности каждого комплекса, соответственно, вычитается значение его толщины в пределах локально изучаемой территории (контура месторождения). Если участок в данное время был приподнят, цифра получается положительная, если опущен – то отрицательная, что отражается на соответствующем графике, показывающем гипсометрическую выраженность структуры в палеорельефе того или иного времени. Данная методика хорошо работает в пределах относительно небольшого района работ, но при региональном масштабе вычисляемая средняя толщина, используемая для оценки тектонических движений отдельных структур, искажает получаемые результаты, так как, например, при расчете среднего могут одновременно учитываться области максимального погружения и воздымания, находящиеся на значительном удалении.

Поэтому для того, чтобы в региональном масштабе корректно учесть средние толщины, на фоне которых оцениваются колебания отдельных тектонических структур был применен следующий подход. Исходные карты толщин, приведенные на рисунках 1.5 – 1.10, были сглажены с применением широкого «окна» (200 узлов сетки). Полученные в результате карты отображают распределение толщин, которое обусловлено общим погружением осадочного бассейна, т.е. они отображают усреднённый седиментационный тренд – его региональную палеосоставляющую. Толщины, охарактеризованные данными картами (приведенными на рисунке 2.4), в дальнейшем использовались как средние величины, на фоне которых оценивались колебания локальных тектонических структур. На следующем этапе, соответственно, из карт региональной составляющей вычитались исходные карты толщин, в результате чего были получены карты локальной палеосоставляющей (рисунок 2.5), отображающие палеоамплитуду тектонических элементов на окончание каждого из рассматриваемых этапов геологического времени.

На основании полученных карт проводился дальнейший палеоанализ и строились графики роста тектонических структур.

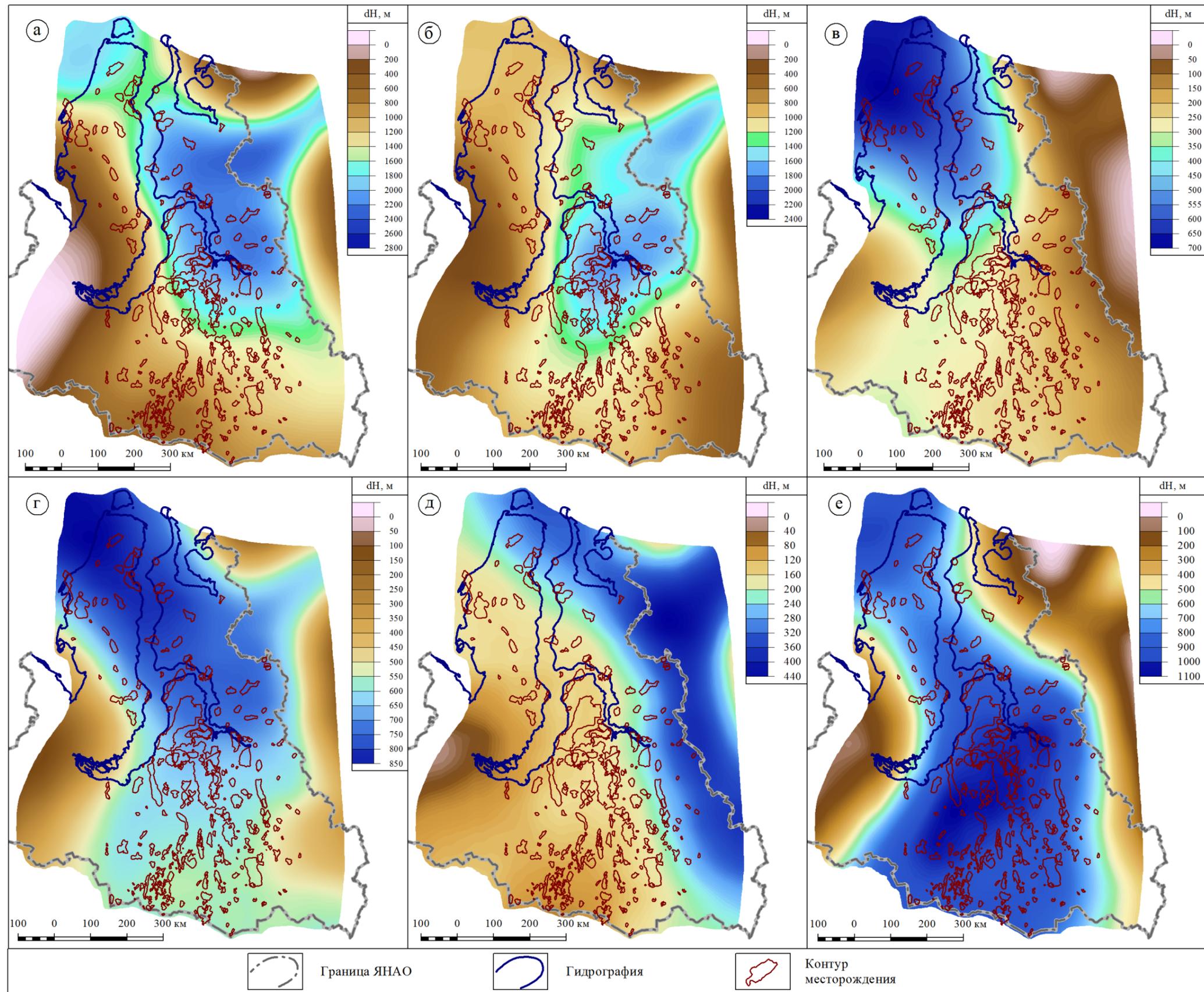


Рисунок 2.4 – Схемы региональной палеотектонической составляющей в юрское (а), некомское (б), аптское (в), альб-сеноманское (г), турон-сантонское (д) и кайнозойское (е) время

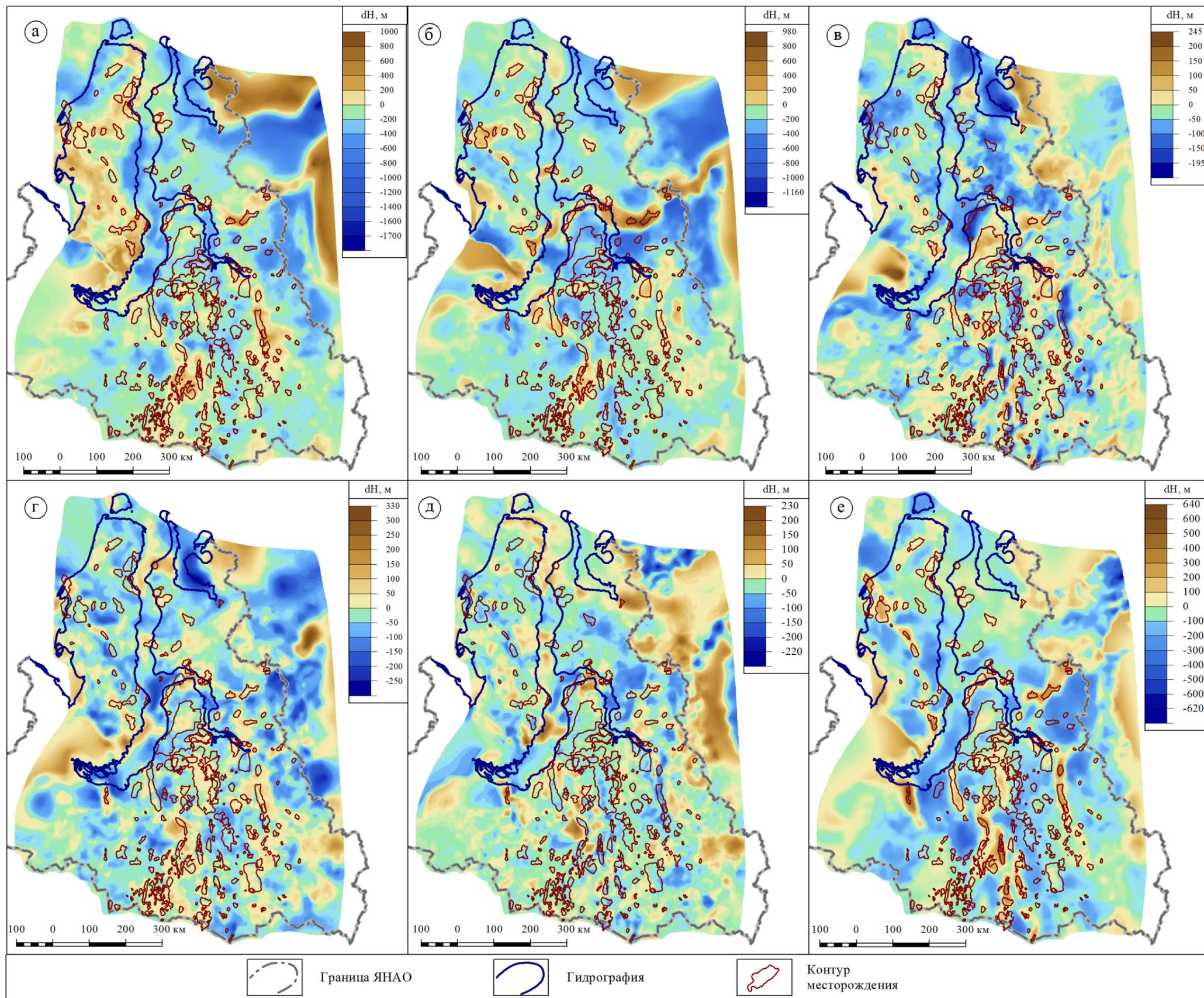


Рисунок 2.5 – Схемы локальной палеотектонической составляющей для юрского (а), неокомского (б), аптского (в), альб-сеноманского (г), турон-сантонского (д) и кайнозойского (е) времени

При проведении данного анализа оценивалось изменение амплитуд палеоструктур в течение юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского, турон-сантонского и кайнозойского времени.

Анализ осуществлялся по следующему алгоритму. В пределах современных контуров месторождений на картах локальной палеотектонической составляющей выбирались наиболее погруженные или возвышенные участки (в зависимости от того, погружение или воздымание испытывала структура в течение того или иного времени), с которых снимались значения толщин, в дальнейшем наносившихся на соответствующий график.

### 2.3. Выделение групп месторождений с различным характером развития

В ходе палеотектонического анализа было установлено, что даже близко расположенные месторождения испытывали различный характер тектонического развития. Выделено 12 условных групп месторождений, тектонические структуры которых испытывали различный характер тектонического развития. Каждая из выделенных групп месторождений охарактеризована соответствующим графиком роста структур.

Выделение групп месторождений, как уже упоминалось выше, происходило на основании характера изменения тектонических движений, которое испытывали контролирующие их структуры.

**Первая группа месторождений**, в которую входят Антипаютинское, Восточно-Мессояхское, Вынгапуровское, Геофизическое, Западно-Мессояхское, Мессояхское, Минховское, Оликуминское, Парусовое, Русско-Реченское, Северо-Парусовое, Черничное, Штормовое, Юрхаровское, Тота-Яхинское, Семаковское месторождения испытывали следующий тип тектонического развития. В неокомское время структуры этой группы месторождений испытывали активный рост, который затем в аптское время сменился на погружение. В следующий альб-сеноманский временной интервал территория данных месторождений вновь испытывает рост. Повторная тектоническая инверсия наблюдается в турон-сантонское время – территория снова стала погружаться. В кайнозойское время все перечисленные структуры испытывали импульс восходящих тектонических движений. Таким образом, характер развития данных структур сквозь неокомское, аптское, альб-сеноманское, турон-сантонское и кайнозойское время можно описать как «рост» - «погружение» - «рост» - «погружение» - «рост».

**Во вторую группу** вошли Восточно-Медвежье, Западно-Суторминское, Западно-Харампурское, Северо-Пуровское и Южно-Карасевское месторождения. Данная группа испытывала следующий процесс тектонического развития. В неокомское время структуры

испытывали нисходящие тектонические движения, которые затем вследствие тектонической инверсии в аптское время сменились на восходящие. В альб-сеномане территория начинает испытывать погружение, сменяющееся на воздымание в турон-сантонское время. В кайнозойский этап развития территория этих месторождений погружается. Суммарно процесс тектонического развития этих структур можно охарактеризовать как «погружение» - «рост» - «погружение» - «рост» - «погружение».

**В третью группу** вошли Западно-Тамбейское, Комсомольское, Новопурпейское, Песцовое, Северо-Комсомольское, Северо-Тамбейское, Южно-Тамбейское, Южно-Танловское, Тагринское, Тазовское, Тасийское и Малыгинское месторождения. Данная группа унаследовано испытывала погружение в течение неокомского, аптского, альб-сеноманского времени. Активный рост структур начал наблюдаться после тектонической инверсии в турон-сантонское время, который продолжался вплоть до кайнозоя. Третья группа, соответственно, характеризуется тектоническим развитием вида «погружение» - «погружение» - «погружение» - «рост» - «рост».

**Четвертая группа** включает Карамовское, Ленское, Лимбяхское, Муравленковское, Нинельское, Северо-Вынгапуровское, Северо-Русское, Северо-Янгтинское, Суторминское, Харампурское, Южно-Кыпакынское, Южно-Ленское и Ютырмальское месторождения. Данная группа подвержена нескольким тектоническим инверсиям. В течение неокомского и аптского времени территория этих месторождений испытывала погружение. Последующие эпохи были охарактеризованы чередующимися тектоническими инверсиями – воздымание в альб-сеномане – погружение в турон-сантоне – и воздымание в кайнозое. Процесс тектонического развития данной группы описывается как «погружение» - «погружение» - «рост» - «погружение» - «рост».

**Пятая группа месторождений** (Губкинское, Западно-Часельское, Каменномысское, Кынское, Метельное, Новогоднее, Ново-Часельское, Присклоновое, Ростовцевское, Русское, Салмановское, Северо-Губкинское, Тарасовское, Усть-Часельское, Хамбательское, Южно-Русское, Яровое) обладает относительно выдержанным и унаследованным типом тектонического развития. В течении неокомского и аптского времени структуры этих месторождений погружались, а затем в течение альб-сеномана, турон-сантона и кайнозоя воздымались. Процесс тектонического развития данной группы описывается как «погружение» - «погружение» - «рост» - «рост» - «рост».

**Шестая группа месторождений** (Вынгаяхинское, Еты-Пуровское, Крещенское, Находкинское, Северо-Юбилейное, Юбилейное, Южно-Тарасовское, Ямбургское, Ярайнерское) испытывала интенсивное погружение в неокоме, которое затем в результате инверсии сменилось на воздымание в апте. Повторная тектоническая инверсия пришлась на альб-сеноманское время, в результате чего территория испытала погружение. Турон-сантонское и кайнозойское время

являлись периодами воздымания структур данной группы месторождений. Процесс тектонического развития данной группы описывается как «погружение» - «рост» - «погружение» - «рост» - «рост».

**Седьмая группа месторождений** (Восточно-Соимлорское, Западно-Вынгапуровское, Пякутинское, Северо-Романовское, Северо-Ханчейское, Соимлорское, Уренгойское) характеризуется несколькими тектоническими инверсиями. Первая тектоническая инверсия произошла в апте, когда период достаточно интенсивного неокомского погружения сменился на воздымание, продолжавшееся до следующей тектонической инверсии в турон-сантонское время. Кайнозойский этап развития за счет третьей тектонической инверсии характеризовался восходящими тектоническими движениями. Процесс тектонического развития данной группы описывается как «погружение» - «рост» - «рост» - «погружение» - «рост».

**Восьмая группа месторождений** (Восточно-Таркосалинское, Дремучее, Западно-Сеяхинское, Меретояхинское, Милиское, Пангодинское, Промысловое, Стахановское, Южно-Таркосалинское) в неокомское время была подвержена процессам интенсивного воздымания, которое в аптское время сменилось на погружение, длившееся вплоть до альб-сеноманского времени. В турон-сантонское время тектоническая инверсия обусловила рост данных структур. В кайнозое же произошла тектоническая активизация, вызвавшая их повторное погружение. Таким образом, процесс развития восьмой группы месторождений описывается как «рост» - «погружение» - «погружение» - «рост» - «погружение».

**Девятая группа месторождений** (Арктическое, Заполярное, Медвежье, Новопортовское, Малоямальское, Среднеямальское) охарактеризована двумя тектоническими инверсиями. В неокомское время структуры данной группы месторождений испытывали активный рост, который за счет инверсии сменился на погружение, длившееся вплоть до альб-сеноманского времени. В турон-сантонское время территория этих месторождений начала испытывать восходящие движения, длившиеся до кайнозоя. Процесс тектонического развития данной группы описывается как «рост» - «погружение» - «погружение» - «рост» - «рост».

**Десятая группа месторождений** (Береговое, Восточно-Бугорное, Западно-Ноябрьское, Пякяхинское, Северо-Часельское, Солетское, Термокарстовое, Трехбугорное, Тэрельское, Умсейское, Усть-Харампурское, Южно-Геологическое) характеризуется ростом в неокомское время, погружением в апте, ростом в альб-сеномане и погружением в турон-сантонском времени, длившимся вплоть до кайнозоя. Таким образом, для данной группы характерно наличие трех тектонических инверсий. Процесс развития описывается как «рост» - «погружение» - «рост» - «погружение» - «погружение».

**Одиннадцатая группа месторождений** (Акайтэмское, Бованенковское, Восточно-Бованенковское, Верхнетиутейское, Гыданское, Западно-Таркосалинское, Западно-

Юрхаровское, Крузенштернское, Нейтинское, Нерстинское, Спорышевское, Сядорское, Харасавэйское, Ямсовейское) с тектонической точки зрения характеризуется активным ростом в неокомское время, которое затем сменяется на интенсивное погружение в апте. В альб-сеноманское время произошла тектоническая инверсия, которая повлекла за собой активное воздымание структур данной группы вплоть до кайнозоя. Полный процесс развития этих структур описывается как «рост» - «погружение» - «рост» - «рост» - «рост».

*Последняя, двенадцатая группа месторождений* (Восточно-Юбилейное, Западно-Юбилейное, Карасевское, Мангазейское, Пайсятское, Пырейное, Ручьевское, Ханчейское, Южно-Мессояхское, Южно-Пырейное, Южно-Пямалияхское, Южно-Ярайнерское) в неокомское время испытывала рост, который продолжался вплоть до аптского времени. В альб-сеноманское время произошла тектоническая инверсия, в результате которой произошло погружение территорий данной группы месторождений. В турон-сантонское время происходит воздымание данных месторождений, сменяющееся затем на погружение в кайнозое. Процесс развития данной группы выглядит как «рост» - «рост» - «погружение» - «рост» - «погружение».

Графики направленности и интенсивности тектонических движений в пределах выделенных групп месторождений приведены на рисунке 2.6.

Анализируя графики, представленные на рисунке 2.6, а также карту локальной палеосоставляющей (рисунок 2.5), надо отметить, что структуры, контролирующие месторождения углеводородов в течение мезозойско-кайнозойского времени, были подвержены влиянию знакопеременных тектонических движений, т.е. испытывали сложное и разнообразное чередование восходящих и нисходящих тектонических движений. Для большей наглядности графики, представленные на рисунке 2.6, приведены к одному масштабу, чтобы можно было схематично отобразить общий инверсионный тренд тектонического развития структур. Данные идеализированные графики (тренды) и карта с расположением выделенных групп месторождений приведены на рисунке 2.7.

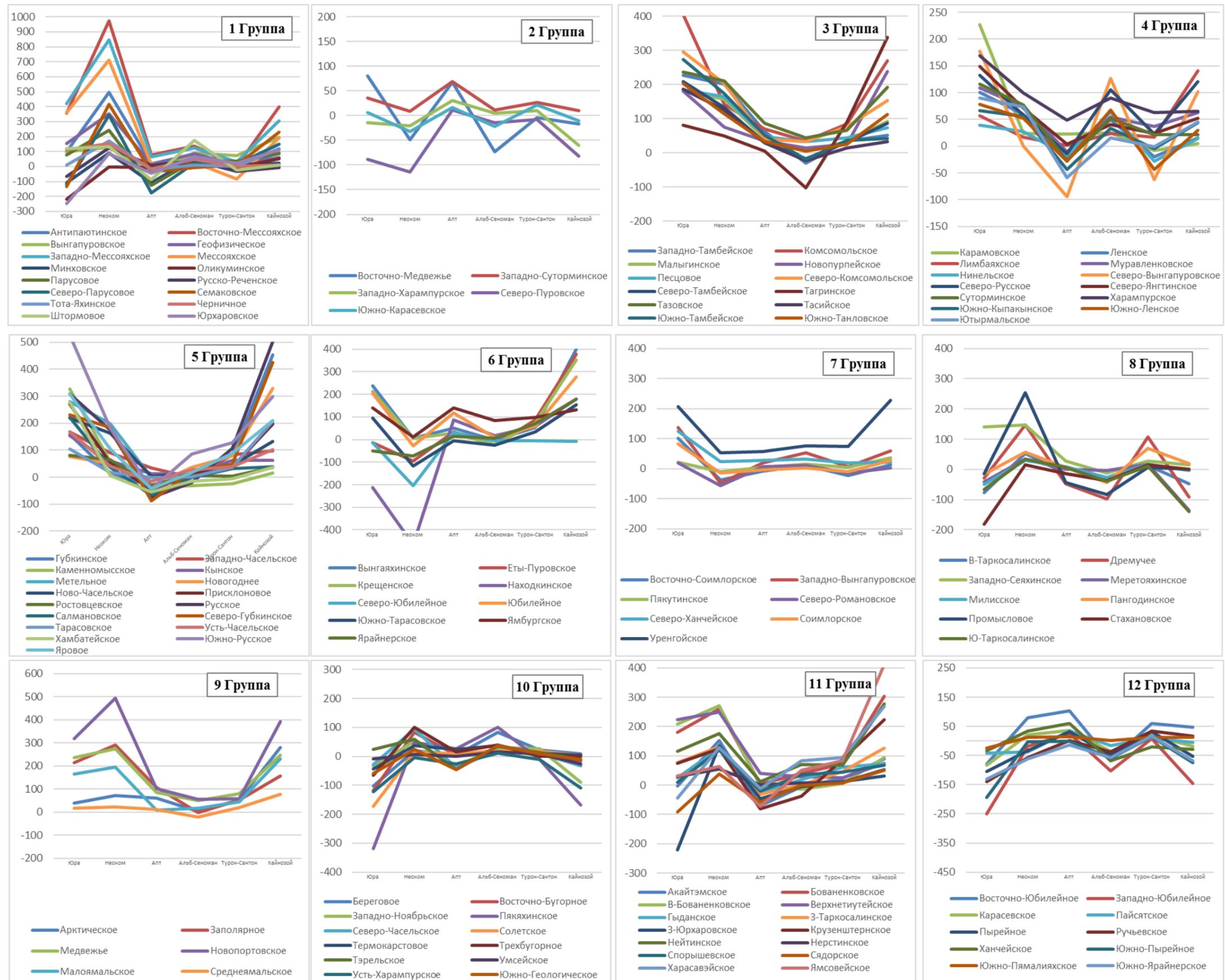


Рисунок 2.6 – Графики развития тектонических структур, контролирующих месторождения

Выполненный локальный палеотектонический анализ указывает на то, что тектонические инверсии приходились не только на целые области осадочного бассейна, но также на отдельные локальные структуры, которые испытывали независимые тектонические колебания. Отмечается, что характер тектонического развития севера Западной Сибири носил сложный характер, и что структуры, которые можно охарактеризовать сходным характером тектонического развития, могут находиться на значительном удалении друг от друга (рисунок 2.7). Необходимо отметить важную особенность, которую удалось проследить по результатам проведенных построений: локальные тектонические инверсии происходили независимо от региональных.

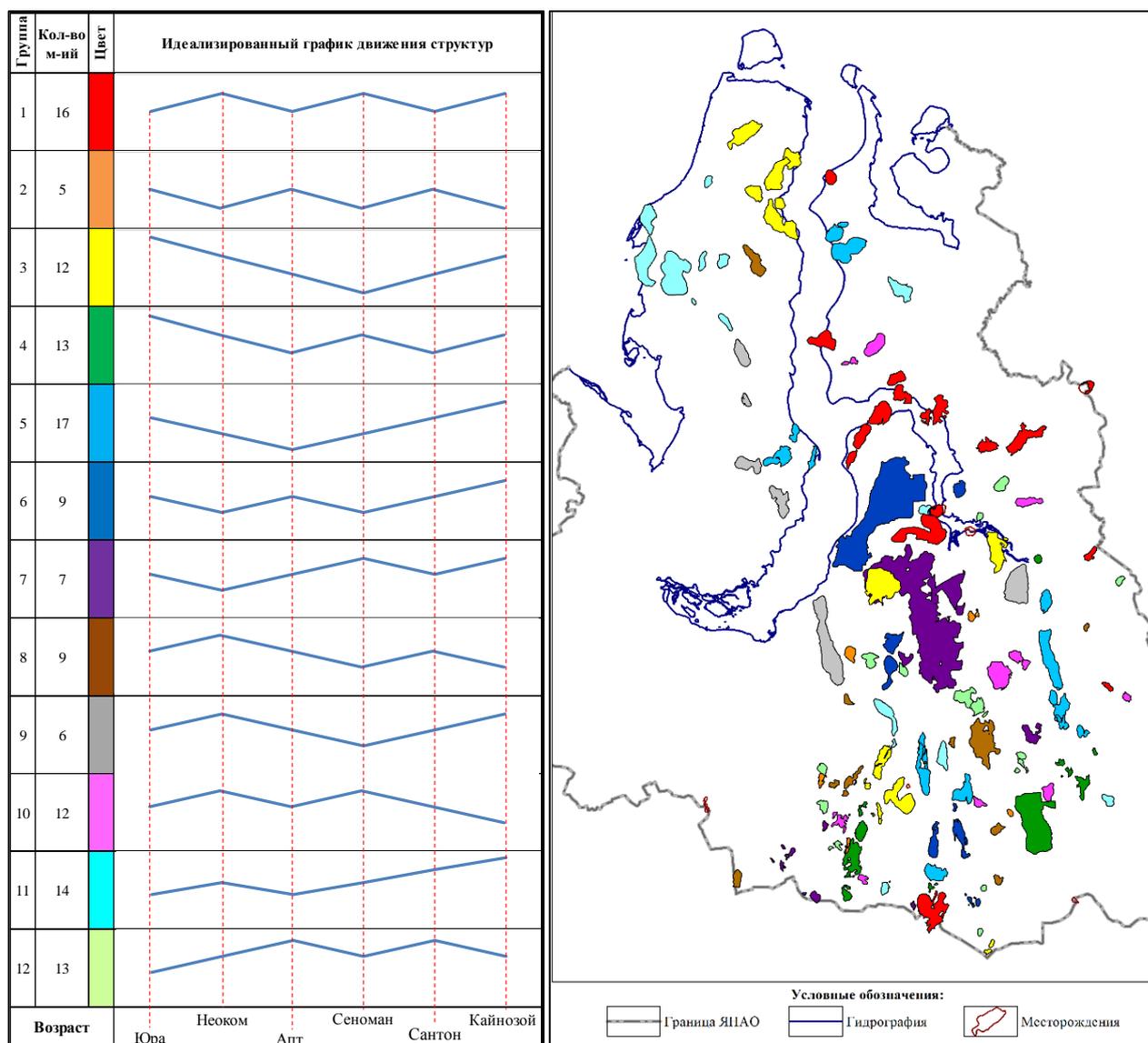


Рисунок 2.7 – Идеализированные графики тектонического развития выделенных групп нефтегазоконтролирующих структур и их расположение в плане

## 2.4. Выводы по главе

Обобщая результаты выполненного детального палеотектонического анализа, сделаны следующие выводы:

1. Территория северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в мезозой-кайнозойское время испытывала инверсионный характер тектонического развития.
2. Структурный план исследуемой территории в течение геологического времени постоянно трансформировался. В региональном масштабе просматривается, как участки территории, в одну эпоху характеризующиеся как наиболее погруженные области с наибольшей мощностью осадков, в последующие геологические эпохи трансформируются в палеовозвышенности с сокращенной толщей осадков. Наблюдаются и обратные тектонические инверсии – положительные палеоформы с течением времени трансформируются в отрицательные. Разнонаправленность тектонических движений подтверждается интегральной схемой направленности вертикальных тектонических движений в мезозойско–кайнозойскую эру (рисунок 2.2);
3. Тезис об инверсионном тектоническом развитии территории подтверждается на уровне отдельных нефтегазоконтролирующих структур. На примере графиков роста структур (рис 2.6 и 2.7) зафиксировано, что локальные поднятия также подвержены воздействию знакопеременных инверсионных движений [39]. При этом закономерности в распределении тектонических инверсии в плане исследуемой территории не наблюдаются;

Таким образом, в данной главе уточнены особенности инверсионного тектонического развития территории северной части Западно-Сибирской плиты, установленного предшествующими исследователями [98]. Отмечается, что инверсионному развитию подвержены не только крупные региональные структуры, но также и отдельные нефтегазоконтролирующие локальные поднятия. Палеорельеф исследуемой территории подвергался значительной трансформации в юрское, неокомское, аптское, альб-сеноманское и кайнозойское время, что видно на составленных графиках и графических приложениях.

*Автором делается вывод, что тектонические инверсии – это совокупность сложных, разномасштабных, разнонаправленных и разноамплитудных тектонических движений, чередующих себя, а также меняющих свою локализацию и интенсивность в течение мезозойско-кайнозойского времени, влекущие за собой значительные перестроения рельефа с изменением его общего облика и конфигурации.*

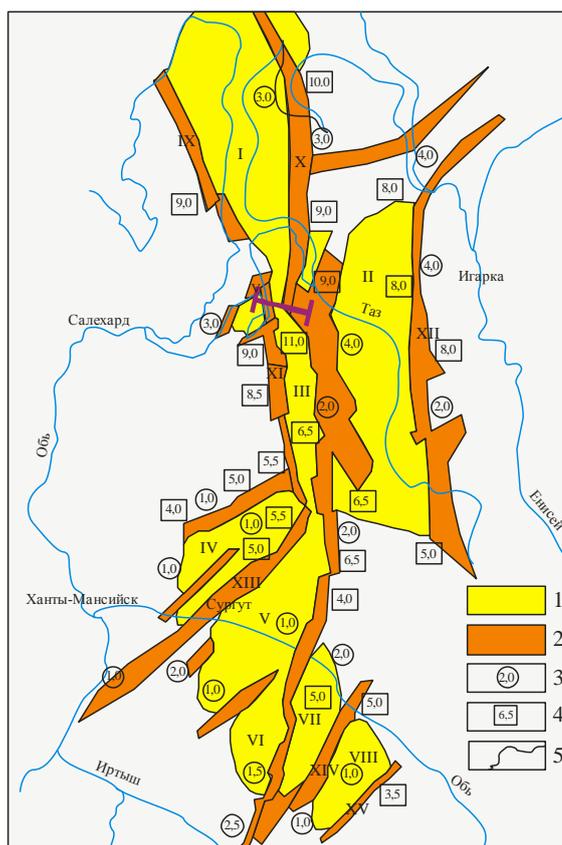
### 3. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ИНВЕРСИОННЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ДВИЖЕНИЙ И ИХ ВЛИЯНИЯ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

#### 3.1. Концептуальная модель формирования инверсионных тектонических движений и их влияние на флюидомиграцию и нефтегазоносность

В целом на протяжении мезозойского и кайнозойского этапов развития северная часть Западно-Сибирской плиты представляла собой область устойчивого погружения, сопровождавшегося заполнением осадочного бассейна мощными толщами пород терригенного состава. Инверсионные тектонические движения, фиксируемые на региональном и локальном уровне, в свою очередь, существенно усложняли строение осадочных комплексов. Их проявления обуславливали как высокую степень расчлененности палеорельефа, так и изменения морфологии тектонических структур. Изменения направленности тектонических движений сопровождались изменениями обстановок осадконакопления в пределах одних и тех же областей в течение различных этапов геологического развития седиментационного бассейна. Таким образом, весьма характерной особенностью развития осадочного бассейна являлась неоднократная смена унаследованного прогибания на относительное воздымание или стабилизацию палеорельефа (и наоборот), что обуславливало изменения морфологии, линейных размеров, амплитуд тектонических структур, а также смещения их контуров в палеоплане.

В основе механизма формирования инверсионных тектонических движений лежат глобальные тектонические процессы [21, 110]. Основным геологическим событием, обусловившим тектонический облик Западно-Сибирской плиты, и, соответственно, инверсионный характер её дальнейшего развития, является пермо-триасовый рифтогенез.

Ключевой работой, посвященной изучению пермотриасовой-рифтовой системы Западной Сибири является монография В.С. Суркова «Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы». Согласно В.С. Суркову в морфологическом отношении рифты представляют собой депрессионные зоны, с широким распространением сбросов по бортам. Крупнейшим рифтом Западной Сибири является Уренгойско-Колтогорский грабен-рифт, протягивающийся в меридиональном направлении от г. Омска до Карского моря на 1800 км при ширине 30-80 км. Эта структура наиболее ярко выражена в потенциальных полях и в структурном плане. Кроме Уренгойского грабен-рифта В.С. Сурковым с соавторами выделены крупные Ямальский, Хадуттейский, Худосейский, Аганский, Усть-Тымский, Чузикский грабен-рифты и осложняющие их более мелкие рифтогенные структуры (рисунок 3.1).



### Условные обозначения к рисунку 3.1:

1 - межрифтовые поднятия; 2 - триасовые грабен-рифты; 3 - мощность грабенового комплекса, км; 4 - глубина залегания поверхности рифтового интрузивного комплекса, км; 5 - граница распространения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

**Межрифтовые поднятия:** I - Северо-Ямальское, II - Красноселькупское, III - Уренгойское, VI - Сургутское, V - Нижневартовское, VII - Каймысовское, VIII - Александровско-Васюганское, IX - Сенькино-Пудинское;

**Грабен-рифты:** IX - Ямальский, X - Колтогорско-Уренгойский, XI - Хадуттейский, XII - Худосейский, XIII - Аганский, XIV - Усть-Тымский, XV - Чузикский.

(по данным В.С. Суркова, О.Г. Жеро, В.Н. Крамника, Л.В. Смирнова, 1986 г.)

Рисунок 3.1 – Схема расположения грабен-рифтов и межрифтовых поднятий в пределах Западно-Сибирской плиты (по В.С. Суркову) [113]

Рифты Западно-Сибирской плиты выражаются в гравитационном и магнитном полях узкими осевыми положительными аномалиями большой протяженности [104]. Положительные гравитационные и магнитные аномалии связаны с внедрением в земную кору плотных и сильномагнитных основных и ультраосновных пород. По данным В.С. Суркова и др. [58, 111, 113, 114, 115] соответствие наблюдаемых и расчетных полей в рифтовых зонах происходит при допущении в земной коре расщелин, насыщенных на всю мощность породами основного и ультраосновного состава, обладающих большой плотностью и магнитной восприимчивостью.

Породы, выполняющие рифты, подразделяются на следующие комплексы - рифтовый, представленный базитами и скважинами не вскрытый, и грабеновый, сложенный вулканитами основного состава и эффузивно-осадочными породами (рисунок 3.2).

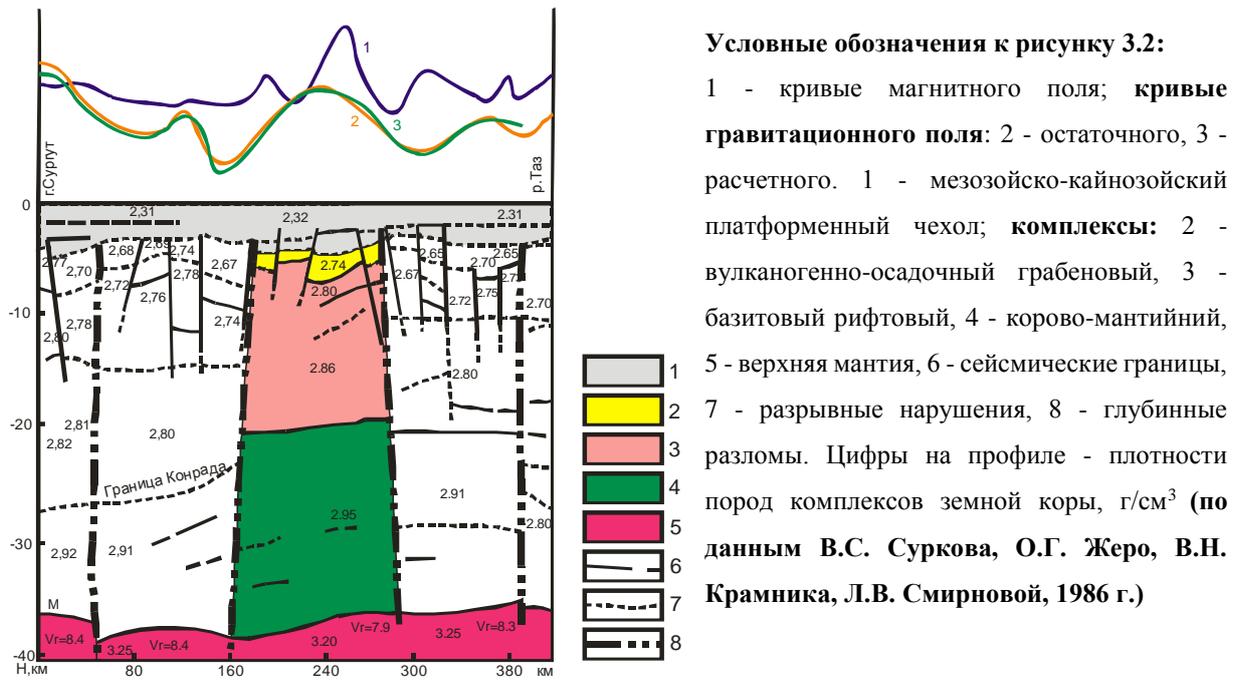


Рисунок 3.2 – Модель строения земной коры в пределах рифтовой зоны (на примере Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта) (по В.С. Суркову) [113]

Формирование триасовой рифтовой системы Западной Сибири имело несколько последствий. Во-первых, увеличение веса земной коры в ее пределах привело к погружению Западно-Сибирской плиты и превращению ее в область устойчивого мезозойско-кайнозойского осадконакопления [113, 114, 115].

Во-вторых, развитие системы рифтов привело к раздробленности земной коры и возникновению серии межрифтовых блоков, к которым в современной структуре Западно-Сибирского бассейна приурочены наиболее крупные и высокоамплитудные поднятия. В их пределах разрезы юры являются сокращенными по отношению к смежным рифтогенным прогибам, т.е. в юрское время они уже занимали более высокое гипсометрическое положение относительно последних [88].

В-третьих, пермо-триасовая рифтовая система обусловила заложение в основании Западно-Сибирской плиты тектонически ослабленной зоны, способствующей трансляции тектонических дислокаций вверх по разрезу [9, 53].

В-четвертых, рифтовые системы за счет своей подвижности своих блоков (обусловленной сложной системой сбросовых тектонических нарушений) способствовали дальнейшей трансформации рельефа Западной Сибири [84].

Механизм формирования посттриасовых инверсионных тектонических движений можно объяснить несколькими способами.

Первое объяснение можно взять из работ В.Е. Хаина [122, 124], где указывается что одним из механизмов формирования рифтовых систем является плюмовая активность. Мантийные

плюмы, которые способствовали расколу земной коры и заполнению образовавшихся расщелин базальтовой лавой (т.е. формированию рифтов) являются относительно стационарными в пространстве и способны периодически обновляться [123], поэтому рифтовые структуры могут оставаться тектонически активными после своего заложения. Западно-Сибирская рифтовая система, заложившаяся в пермо-триасовое время, должна была испытывать этапы активизации как в юрское, меловое так и в кайнозойское время. Если предположить существование конвективного массопереноса (плюмажа) в верхней мантии, то движение рифтовых систем можно описать как процесс, протекающий в два этапа. На первом этапе в рифтовый разлом магмовый поток внедряется в земную кору и раздвигает собой соседние стабильные участки земной коры – межрифтовые поднятия. В результате возрастающих боковых нагрузок межрифтовые поднятия испытывают коробление и процессы воздымания (рис. 3.3-а).

На втором этапе магма, заполняющая рифт, начинает остывать и кристаллизоваться, что влечет за собой увеличение массы рифта. Постепенно интрузивные породы, которые заполнили грабен-рифт начинают погружаться в мантийное пространство, где в дальнейшем они переплавляются. При этом происходит постепенное снижение бокового напряжения, действующего на межрифтовые блоки и процесс их воздымания сначала замедляется, а затем вовсе сменяется на погружение (рис 3.3-б). Таким образом, происходит тектоническая инверсия. При повторном внедрении магмы в рифтовый разлом цикл повторяется вновь, что влечет за собой инверсионное воздымание.

На сегодняшний день тектонические активизаций в пределах Западной Сибири и акватории северных морей принято рассматривать как процессы, сопряженные с тектоническим развитием Арктики. Основанием для этого стали новейшие исследования, проведенные объединением институтов Российской Академии Наук (Институт океанологии им. П.П. Ширшова, Геологический институт РАН, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Институт нефтяной геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, ФГУП ВНИИ Океангеология им. И.С. Грамберга) и направленные на создание количественной модели эволюции арктического региона РФ. Значительный вклад в данные исследования были внесены Н.П. Лаверовым, Л.И. Лобковским, Н.Л. Добрецовым, Е.В. Артюшковым, В.А. Верниковским и др. [18, 60, 69, 70, 71, 128].

Согласно проведенным исследованиям, все посттриасовые этапы тектонических активизации (юрский, неокомский, аптский, альб-сеноманский и кайнозойский) хорошо согласуются с глобальными тектоническими событиями, происходившими в северном полушарии. Крупнейшим событием при этом является распад континента Арктида в мезо-кайнозое.

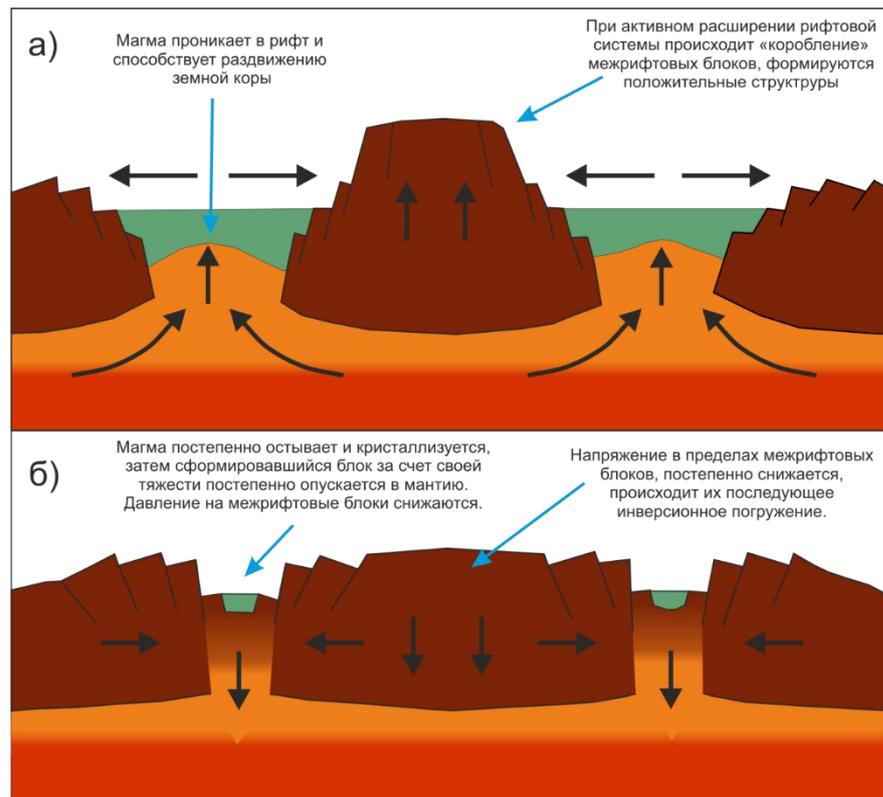


Рисунок 3.3 – Модель инверсионного развития грабен рифтовой системы

Одним из периодов такой активизации является поздняя юра - эпоха активного рифтогенеза, проявившаяся, в первую очередь, в раскрытии рифтовой системы Атлантического и Тихого океанов. В пределах палеоконтинента Арктида в это же время происходит сложный тектонический процесс, в ходе которого произошло обособление Чукотки и Аляски от Северо-Американской окраины континента с последующем заложением Канадской котловины за счет возникновения обширной зоны деформации растяжения литосферы. При этом в северных широтах начинает доминировать поле напряжения, ориентированное с северо-запада на юго-восток, которое оказывает растягивающее влияние на северную часть Западной Сибири [69].

По мнению В.Е. Хаина и др. [123] ранний мел (неоком) - этап мощных тектонических преобразований, дальнейшего рифтогенеза, распада суперконтинента Гондваны, расширения и углубления океанических впадин (Атлантический, Индийский и Северный Ледовитый океаны). На севере от Западной Сибири в это же время продолжается дальнейшая эволюция палеоконтинента Арктида. По данным Корякина и Шипилова [59] в это время отмечается значительное повышение магматической активности Арктического плюма (существование которого подтверждается данными сейсмотомографических исследований), что повлекло за собой увеличение скорости движения плиты Изанаги, являющейся частью Тихоокеанской литосферы [60], которая взаимодействовала с Евразийской плитой со стороны Пацифики. Данное взаимодействие объясняет неокомскую тектоническую активизацию в пределах северной части Западной Сибири.

Следующая тектоническая активизация, пришедшая на аптское время, связана с процессами растяжения и рифтогенеза в системе котловин и хребтов Макарова-Подводников-Альфа-Менделеева в пределах центрального фрагмента континента Арктида [69]. В позднем мелу тектоническая активность также связывается с функционированием арктического плюма и дальнейшем развитии континента Арктида [69].

На неотектоническом этапе (кайнозой) произошло последнее глобальное тектоническое событие, повлекшее за собой новую тектоническую активизацию в пределах севера Западной Сибири, выразившееся в её резком дифференцированном воздымании. Данным событием является сочленение Евразийской литосферной плиты с Индостаном и раскрытие Полярного Евразийского океанического бассейна Северного ледовитого океана за счет спрединга в хребте Геккеля, возникшего за счет проникновения в Арктиду Срединно-Атлантического хребта [100].

Важно отметить, что Западная Сибирь является областью сочленения Восточно-Европейского, Казахстанского и Сибирского кратонов, которые достаточно жестко зажимают исследуемую территорию с запада, юга и востока соответственно [75]. Поэтому тектонические напряжения, которые испытывала Западно-Сибирская плита в мезо-кайнозойское время, были локализованы в её пределах и каждое тектоническое возмущение и вызываемые им напряжения хаотично распределялись внутри плиты, в отдельных местах способствуя воздыманию территории, а в других – погружению. Таким образом тектонические инверсии можно рассматривать как процесс, обусловленный влиянием развития арктического региона и накладываемый поверх основного процесса эволюции грабен-рифтовой системы, залегающей в основании северной части Западно-Сибирской плиты.

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» [68]. Дислокации могут быть представлены смятиями слоистой структуры, выраженными в прогибах, поднятиях, складках, микроплойчатости (пликативные дислокации), разрывными нарушениями слоистой структуры и различных других тел (дизъюнктивные дислокации), а также инъекциями и другими видами перемещения вещества одного слоя в пространство других слоев или из одного участка в другие [68]. При этом, как отмечает Ю.А. Косыгин данные виды дислокации проявляются как, правило одновременно, но при этом с явным преобладанием одного типа над другими, а размеры дислокационных явлений охватывают широкий диапазон порядков - от глобальных до микроскопических. Т.е. дислоцированность - это сложное тектоническое явление,

проявляющееся как в многообразии изменения и нарушения форм, так и в многообразии размеров этих проявлений. Проявление дизъюнктивных дислокаций не ограничивается развитием простых трещин, оно сопряжено с развитием микротрещиноватости, рассланцеванием (развитию трещин вдоль границ напластования), и различными «перемешиваниями» вещества гипергенной оболочки – формированием взбросов, сбросов, тектонических чешуй [68]. Пликативные дислокации проявляются как совокупность синклинальных и антиклинальных складок, чередующих свое проявление в течении геологического времени.

Интенсивность смены знаков тектонических движений обуславливала изменения степени дислоцированности пород доюрского комплекса и отложений осадочного чехла. Учитывая факт того, что осадочные комплексы накапливались последовательно в течение геологического времени, степень тектонической дислоцированности разновозрастных отложений осадочного чехла увеличивается по направлению сверху-вниз.

К числу наиболее дислоцированных толщ относятся магматические, метаморфические и вулканогенно-обломочные образования доюрского комплекса [47]. Данный интервал разреза подвергался преобразованиям на всех стадиях тектогенеза плитного этапа развития Западной Сибири. В результате проявления как вертикальных, так и горизонтальных движений в основании разреза осадочного чехла была сформирована серия тектонически ослабленных зон, являющихся наиболее предпочтительными для развития на более высоких стратиграфических уровнях разреза осадочного чехла новых пликативных и дизъюнктивных дислокаций.

Значительные по амплитуде вертикальные перемещения блоков, достигающие  $\pm 700-800$  м (что видно на основании анализа карт локальной палеосоставляющей – рисунок 2.4), сопровождалась деструкцией горных пород (макро- и микротрещиноватость). В тех случаях, когда интенсивность движений была максимальной, происходило образование крупных разломов. В тех условиях, когда амплитуда была умеренной, формировалась система микротрещин. Карта локальной палеосоставляющей, которая отражает движение отдельных тектонических блоков на фоне общего погружения седиментационного бассейна, может быть использована для того, чтобы попытаться спрогнозировать и оценить систему развития макро- и микротрещиноватости в пределах северной части Западно-Сибирской плиты.

Как уже упоминалось, чем более интенсивно происходило движение тектонического блока (т.е. чем больше его амплитудная выраженность на общерегиональном фоне), тем более должна быть развита трещиноватость горных пород в пределах этого блока. Соответственно, карта градиентов, рассчитанная по карте локальной палеосоставляющей, должна отражать наиболее нагруженные, и, соответственно, подверженные трещиноватости участки. Карты градиентов, рассчитанные для каждого из рассматриваемых осадочных комплексов, приведены на рисунке 3.4.

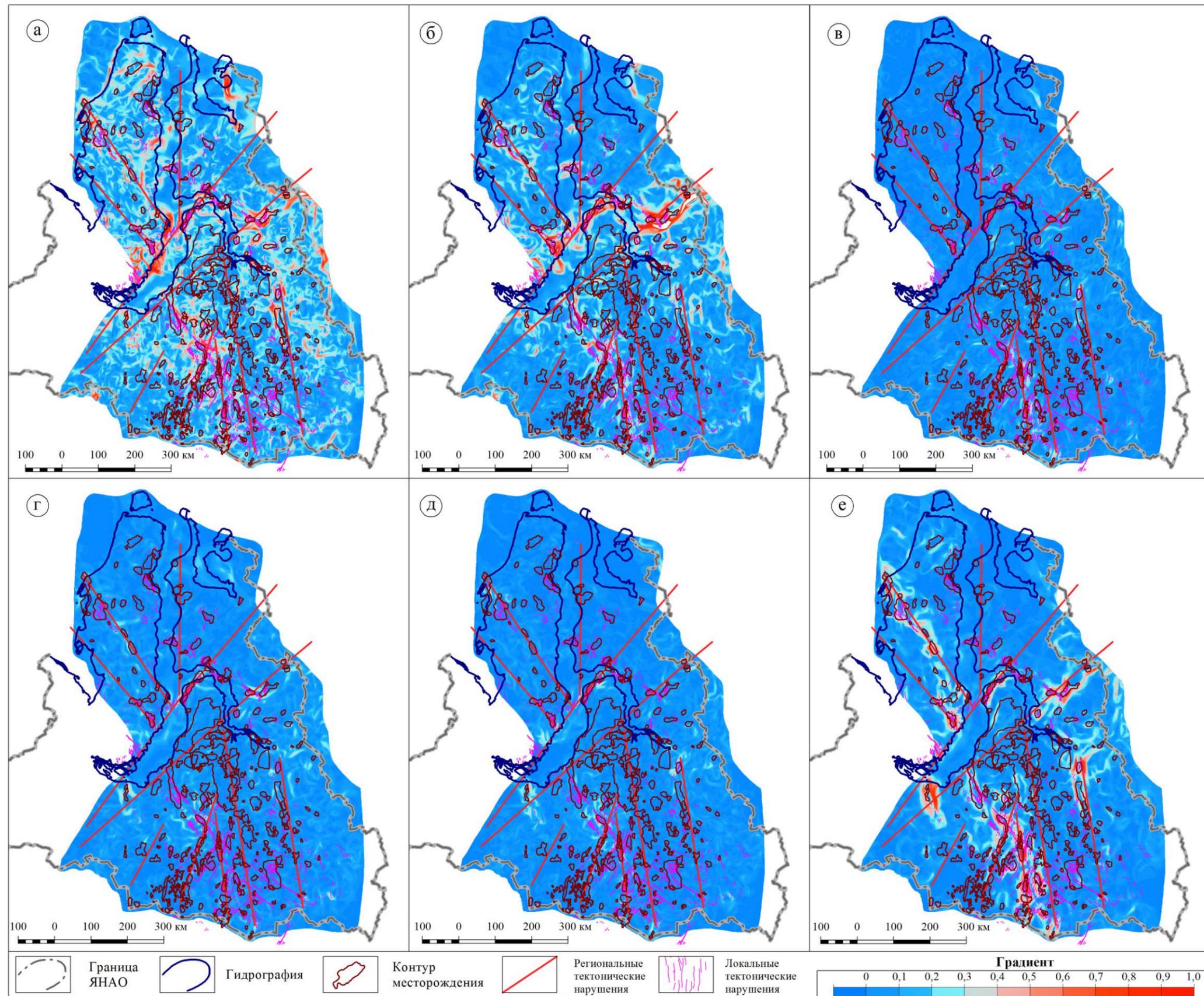


Рисунок 3.4 – Схемы градиентов тектонических напряжений для юрского (а), неомского (б), аптского (в), альб-сеноманского (г), турон-сантонское (д) и кайнозойского (е) осадочного комплекса

Как видно из рисунка 3.4, в юрском, неокомском и кайнозойском осадочном комплексе были заложены массивные системы трещин. В аптском, альб-сеноманском и турон-сантонском комплексах, судя по полученным картам, трещиноватость развита в значительно меньшей степени. Дополнительно на рисунок 3.4 вынесены разрывные нарушения, прослеженные по данным сейсморазведки. Толстыми сплошными линиями выделены крупные разрывные нарушения, которые просматриваются в региональном плане. Мелкая сетка разломов – это разрывные нарушения, выделенные по данным сейсморазведки. Как можно видеть, прогнозируемые по картам градиентов разрывные нарушения хорошо согласуются с прослеженными разломами. По данным картам можно оценить, когда были заложены крупные разрывные нарушения в отложениях осадочного чехла. Также можно заметить, что многие месторождения УВ тяготеют к зонам с высокими значениями градиентов. Данное наблюдение подтверждается литературными источниками. Н. Ю. Успенская в своих работах указывает на определенную приуроченность месторождений-гигантов к шарнирным линиям больших градиентов перепада мощностей продуктивных свит [119].

***Рассмотрим непосредственно влияние инверсионных тектонических движений и обусловленной ими дислоцированности на миграционные процессы и нефтегазоносность.***

Взаимосвязь инверсионных тектонических движений и нефтегазоносности в пределах Западно-Сибирской плиты впервые была рассмотрена в работах М.Я. Рудкевича [85, 98, 99]. Как утверждал Макс Яковлевич, малоперспективными и бесперспективными (во всем бассейне или в 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. Наличие тектонических инверсий создавало предпосылки для формирования механизмов первичной и вторичной миграции углеводородов вверх по разрезу. Инверсионное воздымание, возникающее после процессов погружения, способствовало формированию пониженных гидростатических давлений в верхнем слое, что влекло за собой отрыв газа и нефти из нижележащего слоя [98].

Также М.Я. Рудкевич утверждал, что инверсионные тектонические движения объясняют механизм формирования газоконденсатных залежей, которых особенно много в пределах северной части Западной Сибири. Ссылаясь на М.Ш. Моделевского [74] М.Я. Рудкевич утверждал, что мобильные районы, в пределах которых погружение периодически сменялось интенсивными восходящими движениями, характеризуются сложным сочетанием различного вида залежей по разрезу. Это объясняется тем, что в зонах интенсивных знакопеременных движений пластовые условия в проницаемых толщах время от времени становились благоприятными для выделения растворенного газа в свободную фазу - на этапах подъема происходило энергичное выделение газа из водорастворенного в свободное состояние. Если

объем поступавшего из воды газа был достаточно велик, а нефти, содержащиеся в продуктивных пластах, уже отличались высокой газонасыщенностью (еще до инверсии тектонического режима), то указанный процесс мог привести к полному растворению нефти в газе и формированию газоконденсатных скоплений. Также газ при миграции вверх мог увлекать за собой ранее накопленные нефтяные скопления. Поэтому в верхних горизонтах мобильных районов должны быть распространены газовые, газонефтяные и нефтяные залежи, а в глубоко погруженных — преимущественно газоконденсатные, нефтегазоконденсатные и нефтеконденсатные скопления [74, 98].

По мнению М.Я. Рудкевича инверсионный рост структур способствовал формированию разломных нарушений, и оживлению старых разломов, по которым могли происходить межкомплексные перетоки [98].

Обобщая все вышесказанное, влияние инверсионной тектоники на нефтегазоносность отложений осадочного чехла можно сформулировать в следующих тезисах:

**Во-первых**, 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. Рассмотрим идеализированную модель пласта (или группы пластов), подверженную влиянию инверсионных тектонических движений. При деформациях, которые образуются при формировании складки, пласт испытывает напряжения сжатия и растяжения, при этом в зависимости от направленности тектонических движений данные напряжения распределяются в пласте по-разному. Если происходит формирование антиклинальной складки (восходящие тектонические движения) верхняя часть пласта испытывает напряжения растяжения, а нижняя — напряжения сжатия. При формировании синклинали (нисходящие тектонические движения) верхняя часть пласта подвержена напряжениям сжатия, в то время как нижняя — напряжениям растяжения. Данные напряжения обуславливают появление в пласте трещин отрыва, ориентированных нормально к оси максимального растяжения. Обычно это открытые зияющие трещины, размер которых колеблется в широких пределах: от микроскопического до нескольких десятков метров в длину, при ширине открытия от нескольких миллиметров до метров [45].

В случае инверсионных тектонических движений в пределах верхней и нижней частей пласта происходит чередование данных видов напряжений, что влечет за собой формирование сложной системы нарушений и равномерное дезинтегрирование породы по всему её объему (рисунок 3.5)

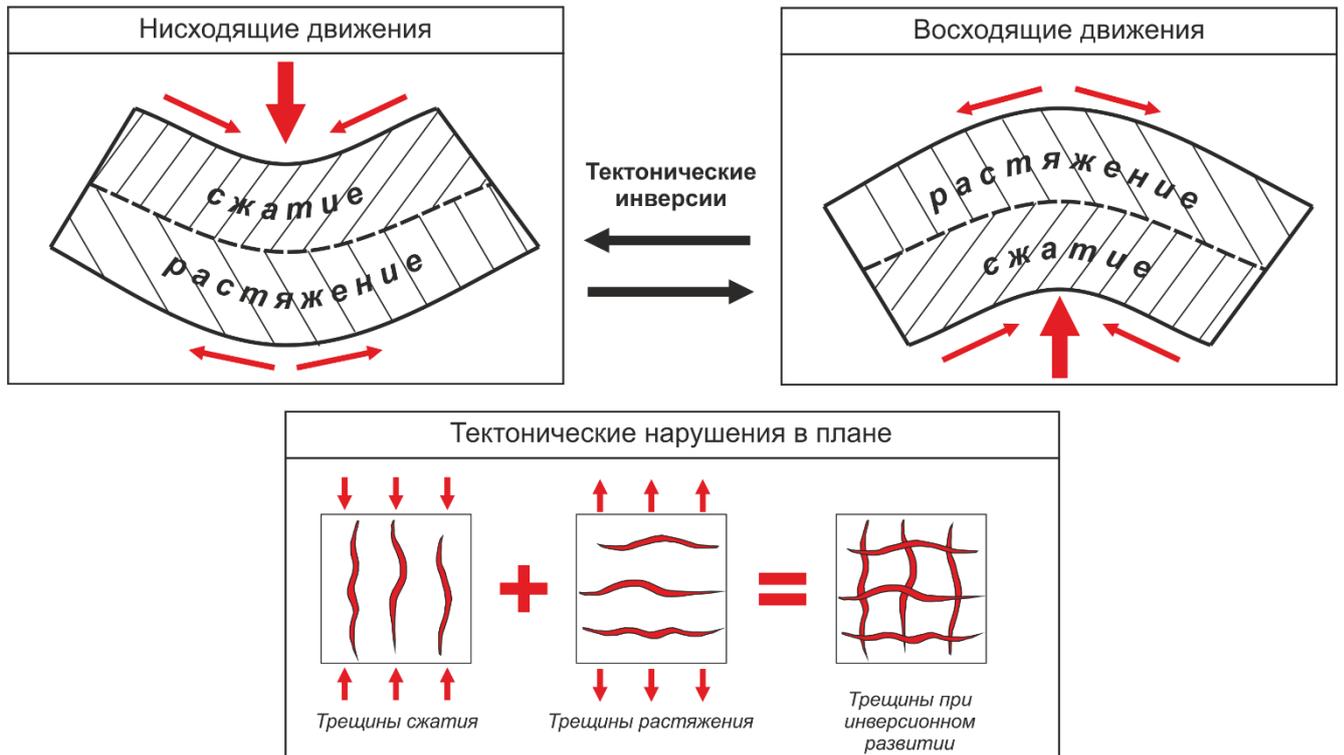


Рисунок 3.5 – Концептуальная модель формирования дизъюнктивных нарушений при инверсионных тектонических движениях

Наличие дизъюнктивных нарушений влечет за собой высокую проницаемость интервалов горных пород, что делает данные участки наиболее предпочтительными для миграции пластовых флюидов, в том числе нефти и газа. В работах И.П. Попова и Н.П. Запивалова [90, 91, 92] приводятся многочисленные геолого-промысловые данные о том, при эксплуатации месторождений Западной Сибири отмечается интенсивная работа трещинной ёмкости терригенных коллекторов, что подтверждает тезис о предпочтительности данных участков для миграции флюидов.

Также система развитых разломов увеличивает площадь и глубину дренирования нефтегазоматеринских пород и обеспечивает их связь с высокими горизонтами [22, 23]. Согласно Н.П. Запивалову, процессы флюидомиграции в трещиноватых и разуплотненных зонах могут происходить на значительные расстояния как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях [55].

Кроме того, система сквозных разломов приводит к интенсивным внутри- и межкомплексным субвертикальным перетокам УВ флюидов, отрыву газа от нефти и образованию в верхних секциях разреза вторичных газовых, нефтегазовых и нефтяных залежей [19, 49]. В случае мощной дегазации отдельных комплексов или разреза в целом происходит локализация остаточных, часто значительных по величине нефтяных скоплений (Русское, Новопортовское месторождения) [56, 101]. Помимо прочего данные зоны характеризуются повышенным тепловым потоком, что также очень важно для нефтегазогенерации [5, 6, 107, 120].

Повышенная дезинтеграция пород, образовавшаяся под воздействием инверсионных или по-другому «пульсирующих» движений и как следствие высокая их проводимость, отмечается в ряде работ С.Р. Бембеля. Данные зоны рассматриваются им как нефтегазоконтролирующие [10, 11].

**Во-вторых,** инверсионные тектонические движения создают предпосылки для формирования потенциальной энергии, необходимой для того, чтобы запустить процессы миграции. Рассмотрим один из вариантов модели функционирования системы, которая подвержена влиянию инверсионных тектонических движений (рисунок 3.6).

На первом этапе происходит положительная тектоническая активация, обуславливающая движение блока земной коры вверх, напряжения при этом в пределах блока увеличиваются, что обуславливает разрушение пород на макро- и микроскопическом уровне [125]. Данный блок, который ранее находился ниже и был охарактеризован повышенными гидростатическим давлениями при поднятии на вышележащий уровень, за счет новообразованной трещиноватой высокопроницаемой зоны и образовавшегося градиента пластового давления начинает отдавать содержащиеся в себе пластовые флюиды в соседние пласты, характеризующиеся более низкими пластовыми давлениями. Поднявшийся блок, таким образом, формирует локальный пьезометрический максимум [39].

При последующей тектонической инверсии происходит погружение уже разгрузившегося блока земной коры, которое сопровождается внедрением воды и УВ [86, 109]. Данные блоки, разгруженные при погружении, приходят в контакт с областями высокого пластового давления, в результате чего на их границах формируется новый градиент пластового давления, обуславливающий движение флюидов. Так формируются пьезометрические минимумы. Насыщение структуры флюидами обуславливает формирование пластовых давлений, препятствующих схлопыванию порового пространства [15, 16, 17]. Последующее постепенное ослабление тектонической деятельности сопровождается снижением давлений и температур мигрирующих растворов, что влечет за собой выпадение в осадок растворов минеральных веществ, что способствует залечиванию разломов и прилегающих зон микротрещиноватости. Происходит консервация флюидов внутри пород.

На следующем этапе тектонической активизации процесс повторяется. Блок, насыщенный флюидами, поднимается вверх по разрезу, разгружается за счет деструкции при восходящем вертикальном движении и насыщает вышележащие пласт. При погружении вся система стремится восстановить пластовые давления и аккумулирует флюиды.

Еще один вариант влияния инверсионных тектонических движений на нефтегазоносность и миграцию рассматривался в работах А.А. Размышляева и В.Ф. Симоненко [94]. Они рассматривали как основной энергетический ресурс, определяющий непрекращающееся

движение флюидов, значительный перепад внутрипорового давления на границах глинистых и коллекторских горизонтов.

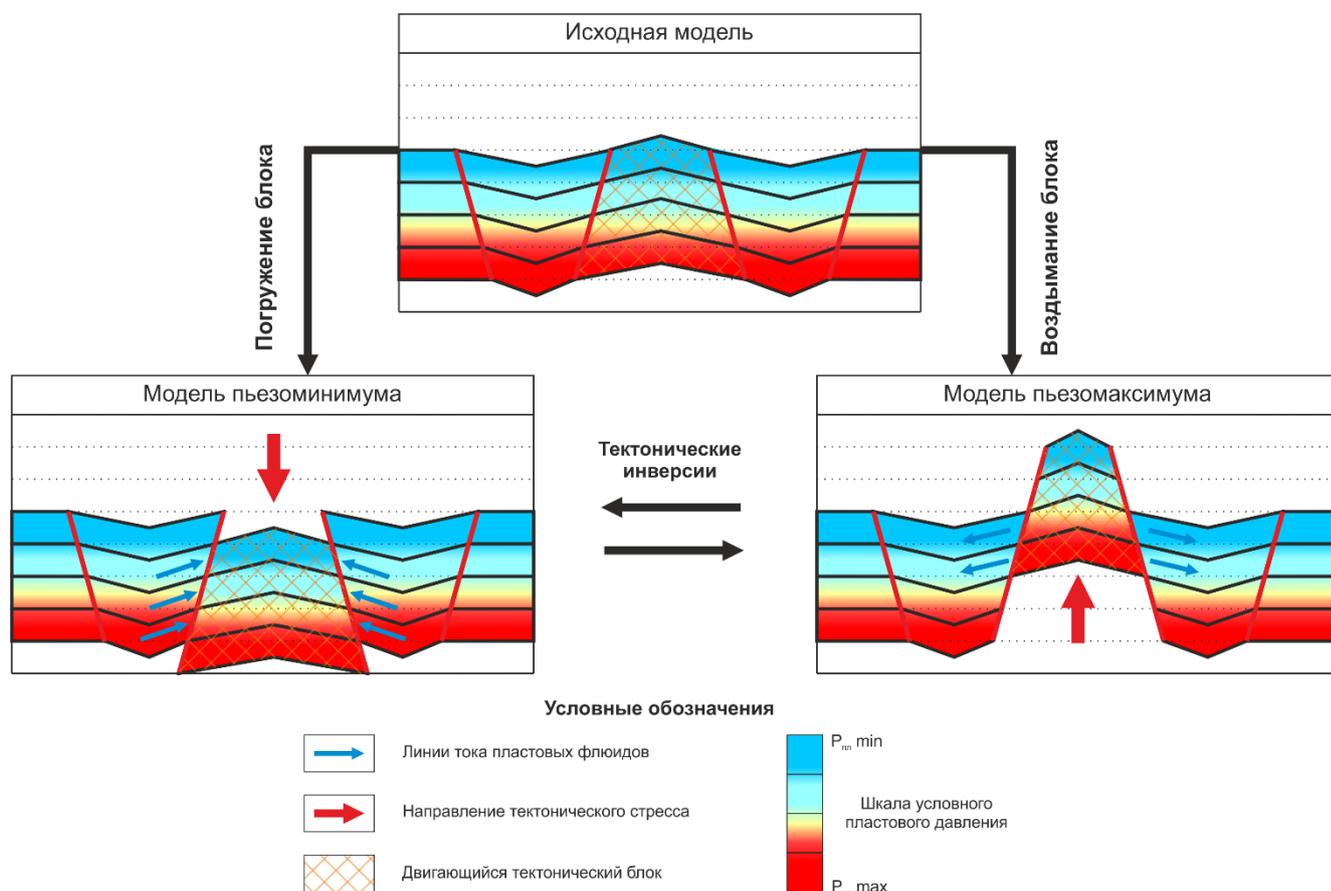


Рисунок 3.6 – Концептуальная модель формирования пьезо-максимумов и пьезо-минимумов при инверсионных тектонических движениях

А.А. Размышляев и В.Ф. Симоненко описывали этот процесс следующим образом. При погружении макропористая песчаная порода уплотняется незначительно. Геостатическая нагрузка воспринимается жесткой скелетной частью пласта, а насыщающие его флюиды испытывают давление, близкое к условному гидростатическому. Совершенно иначе происходит уплотнение высокопористой, но плохо проводящей глинистой толщи. В отличие от песчаников гибкий скелет глин, испытывая возрастающую геостатическую нагрузку, передает давление и на заключенные в них флюиды. Последние стремятся к перемещению в область более низкого давления, т.е. в смежные природные резервуары с гидростатическим давлением. В частности, поровое давление в глинах выше такового в коллекторах в 1,4 раза и более [29], что неизбежно вызывает гидроразрывы с образованием трещиноватости в глинистом слое на контакте с коллектором и, таким образом, усиливает процесс отжатия поровых растворов и, соответственно, масштабность эмиграции УВ.

Однако наличие инверсионных тектонических процессов значительно усиливает этот процесс. При условии гидродинамической раскрытости природных резервуаров высокоамплитудные инверсионные движения по расчетам авторов [94] приводят к увеличению разницы внутривязанных давлений в системе коллектор - глинистая толща на единицы и даже десятки мегапаскалей, что, в свою очередь, стимулирует гидроразрывы внутри глинистых горизонтов с возникновением новых систем трещин и активизирует эмиграцию УВ из нефтематеринских пород. Это обуславливается тем, что пластовые давления в породах коллекторах при инверсионном воздымании по сравнению с породами покровками значительно быстрее приводятся в соответствие с новой гипсометрической отметкой (т.е. уменьшаются), в то время как исходное давление в глинистых породах сохраняется дольше, что влечет за собой увеличение градиента давления на их границе.

**В-третьих,** 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 образованные нефтяные скопления с последующим образованием газового конденсата, либо вовсе увлекать за собой нефть выше по разрезу.

**В-четвертых,** инверсионные тектонические движения, как правило, сопровождаются образованием новых структурных форм, а, следовательно, и ловушек УВ, что еще более усиливает положительное влияние инверсионных циклов развития нефтегазоносных областей на формирование углеводородных залежей. Тектонические инверсии благоприятствуют формированию не только дизъюнктивной, но и пликативной тектоники, ведь тектонически ослабленная порода в большей степени подвержена складкообразованию.

Таким образом, инверсионные тектонические движения влекут за собой образование и постоянное обновление систем разрывных нарушений, существенные смещения равновесия пластовых систем, а также изменения напряженного состояния массивов горных пород [39]. Перечисленные факторы обуславливали изменения горных, пластовых, боковых и поровых давлений в породах-коллекторах и, следовательно, формирование зон пьезомаксимумов и пьезоминимумов. Все вышеперечисленное в совокупности определяло возникновение соответствующих градиентов пластовых давлений, определявших общие направления миграции пластовых флюидов, а также процессы вероятного рассеивания и аккумуляции углеводородов. Также инверсионные движения сопутствовали формированию новых структурных форм рельефа.

*Обобщая вышесказанное, утверждается, что понятие «дислоцированность» имеет больший смысл, чем «нарушение залегания горных пород под действием тектонических процессов» [25, 26]. Термин дислоцированность, как известно, происходит от позднелатинского dislocatio – смещение, перемежение, т.е. обозначает перемещение в широком значении этого слова. Понятие «дислоцированный» в таком случае должно обозначать объект (геологическое тело, блок, пласт), который подвергался разновекторному перемещению и **всем** сопутствующим при этом геологическим процессам, которые благоприятствуют флюидной миграции. Термин «высоко дислоцированный», соответственно, должен обозначать, что рассматриваемый объект наиболее часто испытывал различные разновекторные перемещения и подвергался воздействию сопутствующих геологических процессов в значительно большей степени.*

Таким образом, тектонические инверсионные движения можно отнести к числу региональных геологических процессов, обуславливающих возникновение и протекание как вертикальной, так и горизонтальной миграции пластовых флюидов. При отсутствии контрастных по величине градиентов пластовых давлений, т.е. при унаследованном погружении (или воздымании) территории, в отложениях осадочного чехла не могли бы создаваться условия, благоприятные для возникновения горизонтальных и вертикальных перемещений пластовых флюидов. Инверсионные тектонические движения способны объяснить миграцию углеводородных флюидов, образовавшихся как с точки зрения органической, так и не органической теории нефтидогенеза. При этом отмечается, что в данной работе не рассматриваются механизмы, объясняющие генерацию углеводородов.

### 3.2. Методика проведения количественной оценки степени тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла

В предыдущем подразделе диссертационной работы было обосновано, что инверсионные тектонические движения и обусловленная ими дислоцированность отложений осадочного чехла благоприятствуют миграционным процессам нефти и газа. Анализируя процесс палеотектонического развития как бассейна в целом, так и отдельных его частей, можно установить области, которые испытывали инверсионные тектонические движения. При этом оценить степень тектонической дислоцированности, выполняя простые сопоставления палеопланов изучаемой территории, не представляется возможным. Необходима разработка методического приема, который бы позволил выявлять наиболее тектонически-дислоцированные области осадочного чехла и количественно их охарактеризовывать.

С опорой на результаты исследований М.Я. Рудкевича оценкой влияния на нефтегазоносность инверсионных тектонических движений (и обусловленной ими тектонической дислоцированности отложений) начали заниматься еще в 2002 году в ОАО «Сибнефтегеофизика». Тогда в ряде тематических научно-исследовательских работ С.В. Воробьевым, О.В. Максименко и О.О. Абросимовой была произведена количественная оценка параметра тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла в пределах Самотлорского месторождения [133, 134], основанная методике нормирования карт толщин. Полученные результаты использовались для определения перспективных направлений геологоразведочных работ в пределах этого месторождения. Данная методика количественной оценки степени тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла была перенята и усовершенствована коллективом сотрудников отдела «Региональной геологии и мониторинга минерально-сырьевой базы» ООО «ТюменНИИгипрогаз», куда входил автор диссертации [135].

Суть данной методики заключалась в том, что каждая карта толщин, расположенная на гипотенузе изобаического треугольника, может быть интерпретирована как совокупность направленности и интенсивности тектонических движений, существовавших на тот или иной момент геологического времени. Так, данные карты толщин нормировались в интервале от «минус единицы» до «плюс единицы». Наиболее погруженным участкам (охарактеризованным наибольшими толщинами) присваивалось значение «минус один» - эти участки испытывали процессы наибольшего погружения. Наиболее приподнятым участкам (охарактеризованным наименьшими толщинами) присваивалось значение «плюс один» - эти участки испытывали процессы наибольшего воздымания. Далее все нормированные карты складывались между собой и делились на количество сложений. Результирующая карта отображала обобщенную направленность тектонических движений и соответственно общую степень дислоцированности отложений осадочного чехла. В контексте данной карты области со значением максимально близкими к «плюс единице» характеризовались как области, испытывающие преимущественный унаследованный рост. Области максимально близкие к «минус единице» отвечали областям, испытывавшим унаследованное монотонное погружение. Области по значению близкие к «нулю» характеризовались как области испытывавшие частую смену знаков направленности вертикальных тектонических движений и охарактеризованные наибольшей степенью тектонической дислоцированности [32, 35, 135].

Для того, чтобы произвести количественную оценку степени тектонической дислоцированности осадочного чехла в пределах северной части Западно-Сибирской плиты (обусловленной инверсионными тектоническими движениями), применялась именно эта методика. Карты изобаит, характеризующие собой палеотектонические условия формирования юрских (ОГ А-Б), неокомских (ОГ Б-М), аптских (ОГ М-М'), альб-сеноманских (ОГ М'-Г), турон-

сантонских (ОГ Г-С<sub>3</sub>) и кайнозойских (ОГ С<sub>3</sub>-0) отложений, были нормированы в интервале значений от «минус единицы» до «плюс единицы».

Для осуществления нормировки для каждой из карт была составлена функция, описывающая перевод значений толщин в безразмерный параметр. Наиболее глубокопогруженным участкам палеовпадин присваивалось значение «минус единица», а наиболее гипсометрически выраженным палеосводам – «плюс единица». При помощи составленных регрессий (таблица 3.1) осуществлялась трансформация карт толщин в сеточные функции, характеризующие изменения безразмерной величины соответствующей мощности анализируемого интервала разреза [42, 43].

Таблица 3.1 Функции нормирования карт изопахит

Комплекс		Функция нормирования
Этап	Выражение через ОГ	
Кайнозойский	С <sub>3</sub> - 0	$-0.0017 \times \Delta H + 1.4828$
Турон-сантонский	Г – С <sub>3</sub>	$-0.0039 \times \Delta H + 1.0392$
Альб-сеноманский	М/ - Г	$-0.0022 \times \Delta H + 1.1087$
Аптский	М - М'	$-0.0026 \times \Delta H + 1.1299$
Неокомский	Б - М	$-0.0011 \times \Delta H + 1.5946$
Юрский	А - Б	$-0.0009 \times \Delta H + 1.3556$

На следующем этапе, согласно описанной выше методики, для построения карты дислоцированности отложений осадочного чехла преобразованные карты должны были быть сложены между собой и разделены на количество сложений. Таким образом должна получиться единая сеточная функция, описывающая дислоцированность всего осадочного чехла. При этом не учитывается тот факт, что различные осадочные комплексы ввиду разновозрастности своего образования дислоцированы в различной степени, поэтому для корректной оценки степени тектонической дислоцированности каждого комплекса данная методика была несколько усовершенствована.

Суть улучшения методики заключается в следующем. Каждый из последовательно накапливавшихся осадочных комплексов испытывал свое количество тектонических активизаций. Так, юрский комплекс, который образовался самым первым, испытал все этапы тектонических активизаций – юрскую, неокомскую, аптскую, альб-сеноманскую, турон-сантонскую и кайнозойскую [44]. Следующий осадочный комплекс – неокомский испытал только пять этапов тектонических активизаций, так как в период юрской тектонической активизации он еще не существовал. Таким образом, каждый вышележащий осадочный комплекс испытывал на одну тектоническую активацию меньше, чем подстилающий. Древние отложения,

следовательно, дислоцированы в большей степени, чем молодые. Поэтому, чтобы максимально корректно охарактеризовать степень дислоцированности определенного комплекса, необходимо складывать между собой его карту безразмерного параметра и карты параметров тех осадочных комплексов, которые залегают выше с последующим делением на количество сложений [44]. Формулы, для расчета степени тектонической дислоцированности для каждого осадочного комплекса приводится ниже (таблица 3.2).

Графически распределение степени тектонической дислоцированности по осадочным комплексам проиллюстрировано на рисунке 3.7. При отображении степени тектонической дислоцированности на рисунке использовались литеры из таблицы 3.2

Таблица 3.2 Формула расчета интегрального параметра степени тектонической дислоцированности осадочных комплексов

Комплекс			Формула расчета дислоцированности
Этап	Выражение через ОГ	Литера в формуле	
Кайнозойский	$C_3 - 0$	F	F
Турон-сантонский	$\Gamma - C_3$	E	$(E+F)/2$
Альб-сеноманский	$M' - \Gamma$	D	$(D+E+F)/3$
Аптский	$M - M'$	C	$(C+D+E+F)/4$
Неокомский	$B - M$	B	$(B+C+D+E+F)/5$
Юрский	$A - B$	A	$(A+B+C+D+E+F)/6$

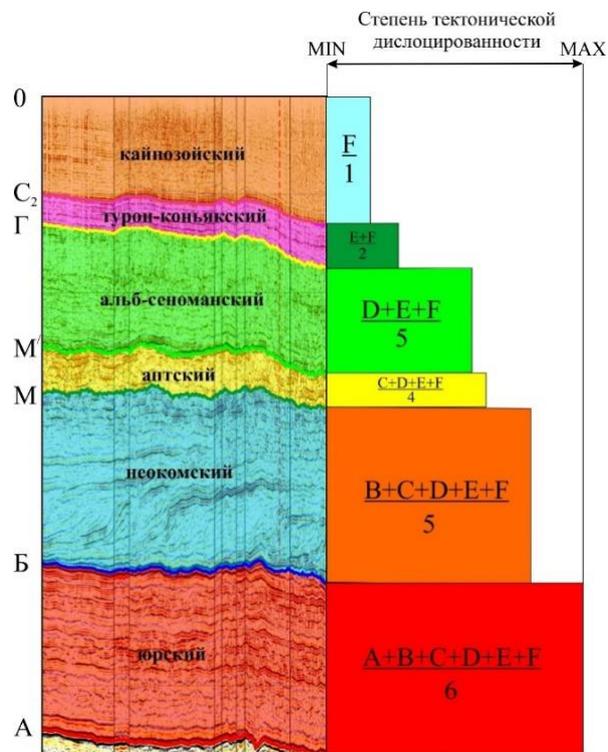


Рисунок 3.7 – Распределение степени тектонической дислоцированности по осадочным комплексам

С учетом вышенаписанного были отдельно построены карты тектонической дислоцированности для юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского, турон-сантонского и кайнозойского комплекса (рисунок 3.8). Согласно полученным картам, максимальные положительные значения интегрального параметра соответствуют областям, в пределах которых преобладали процессы воздымания территории, а минимальные – участкам преимущественного погружения [37].

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. Именно эти области характеризуются максимальной степенью тектонической дислоцированности в мезозойско-кайнозойский этап развития территории. Значения параметра тектонической дислоцированности, находящиеся в интервалах  $(-0,2; -0,1)$  и  $(+0,1; +0,2)$ , можно охарактеризовать как зоны с умеренной степенью тектонической дислоцированности.

Далее необходимо сделать дополнительный поясняющий комментарий, почему значения максимальной тектонической дислоцированности приурочены именно к значению «нуль». Рассмотрим следующий идеализированный случай. Предположим, в пределах какого-то участка территории произошла положительная тектоническая активизация, которая повлекла за собой рост тектонических структур на 100 метров. На следующем этапе тектонического развития произошла тектоническая инверсия, в результате которой данный участок погрузился на 100 метров. Средняя амплитуда движения структуры составила 0 метров, при этом она испытала значительный тектонический стресс, так как она испытала две тектонические трансформации. Поэтому участки с нулевым значением закартированного параметра дислоцированы в большей степени.

На следующем этапе исследования производилась оценка связи нефтегазоносности и закартированного параметра тектонической дислоцированности. Для этого на интегральные схемы были нанесены контуры тех месторождений, нефтегазоносность которых доказана в соответствующем каждой схеме стратиграфическом интервале, т.е. на схему тектонической дислоцированности юрского комплекса нанесены контуры тех месторождений, где доказана нефтегазоносность юрского комплекса и так далее.

На карту кайнозойского этапа развития территории ( $C_3-0$ ) для наглядности нанесены все контуры месторождений, открытых на территории ЯНАО. При этом отмечается, что в пределах данного осадочного комплекса нефтегазоносность не доказана.

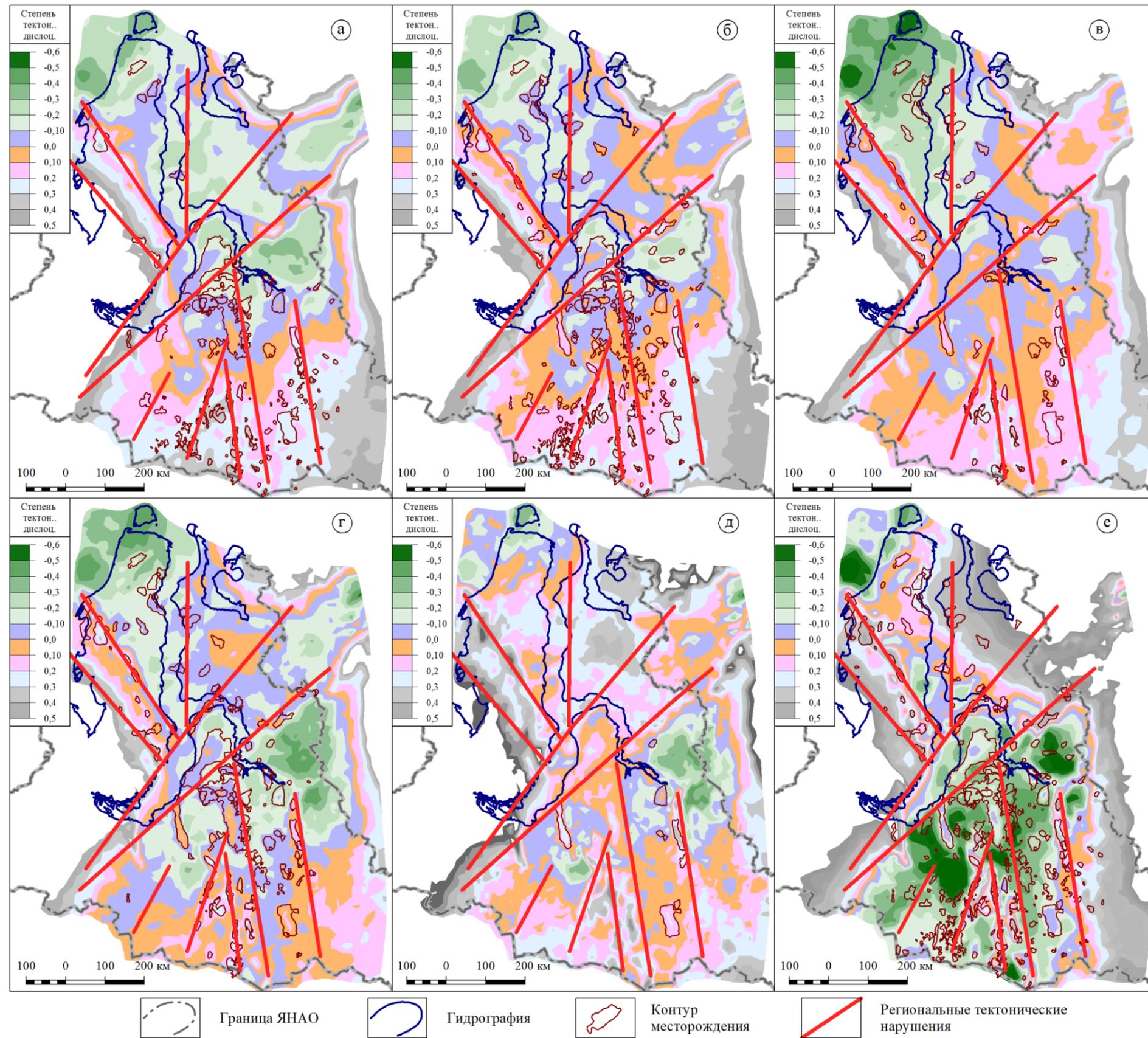


Рисунок 3.8 – Схемы тектонической дислоцированности для юрских (а), неокомских (б), аптских (в), альб-сеноманских (г), турон-сантонских (д) и кайнозойских (е) отложений

### 3.3. Анализ полученных результатов количественной оценки

Полученные схемы были подвергнуты детальному анализу, в ходе которого изучалась взаимосвязь между распределением параметра степени тектонической дислоцированности и нефтегазоносностью. В пределах каждого из рассматриваемых стратиграфических интервалов оценивалась взаимосвязь данного параметра с балансовыми запасами – а именно оценивалось распределение выявленных запасов углеводородов по зонам с различной степенью тектонической дислоцированности.

Для количественной оценки распределения выявленных запасов углеводородов и тектонической дислоцированности применялась следующая методика. Этаж нефтегазоносности всех месторождений в пределах территории Ямало-Ненецкого автономного округа был разделен на интервалы, соответствующие объемам изучаемых в диссертационной работе стратиграфических комплексов (юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского, турон-сантонского и кайнозойского). В пределах данных интервалов на основании данных Государственного баланса углеводородов [46] было подсчитано суммарное количество геологических запасов УВ, числящихся на балансе. Для того, чтобы корректно суммировать между собой нефть, газ и конденсат, запасы данных видов углеводородов были переведены в тонны условного топлива (ТУТ).

Условное топливо - единица учёта органического топлива, применяемая для сопоставления эффективности различных видов топлива и их суммарного учёта. В качестве единицы условного топлива принимается 1 кг топлива с теплотой сгорания 7000 ккал/кг (29,3 Мдж/кг). Пересчет количества топлива определенного вида в условное производится с помощью коэффициента, равного отношению теплосодержания 1 кг топлива данного вида к теплосодержанию 1 кг условного топлива.

При переводе запасов нефти газа и конденсата использовались следующие коэффициенты, принятые на основании «Методологических положений по расчету топливно-энергетического баланса РФ в соответствии с международной практикой» (утв. постановлением Госкомстата РФ от 23 июня 1999 г. № 46) (таблица 3.3):

Таблица 3.3 Коэффициенты перевода углеводородного сырья в тонны условного топлива (ТУТ)

Сырье	Ед. измерения	Коэффициент пересчета в условное топливо
Нефть, включая газовый конденсат	тонн	1,430
Газ горючий природный	тыс. куб. м	1,154

Далее для каждого комплекса в пределах контуров месторождений было рассчитано среднее значение плотности запасов углеводородного сырья. Рассчитав, какое количество площади приходится на каждую зону тектонической дислоцированности в пределах контуров месторождений и имея сведения о средней плотности запасов, было вычислено распределение запасов углеводородов по степени тектонической дислоцированности. Просуммированные по всем месторождениям результаты были сведены в гистограммы.

Результаты выполненных количественных оценок взаимосвязи нефтегазоносности и степени тектонической дислоцированности для каждого осадочного комплекса и для всего мезозойско-кайнозойского осадочного чехла в сумме приведены ниже.

### 3.3.1. Юрский период

Нефтегазоносность юрского комплекса доказана в пределах 96 месторождений углеводородов ЯНАО. Закономерность распределения запасов выявленных месторождений по зонам с различной степенью тектонической дислоцированности приведена на рисунке 3.9.

Как видно из рисунка 3.8-а доказанная нефтегазоносность в пределах юрского комплекса преимущественно приурочена к южной и центральной части исследуемой территории и в основном тяготеет к областям, которые испытывали преимущественно восходящие (+0,2...+0,3) и инверсионные (-0,1...0) тектонические движения.

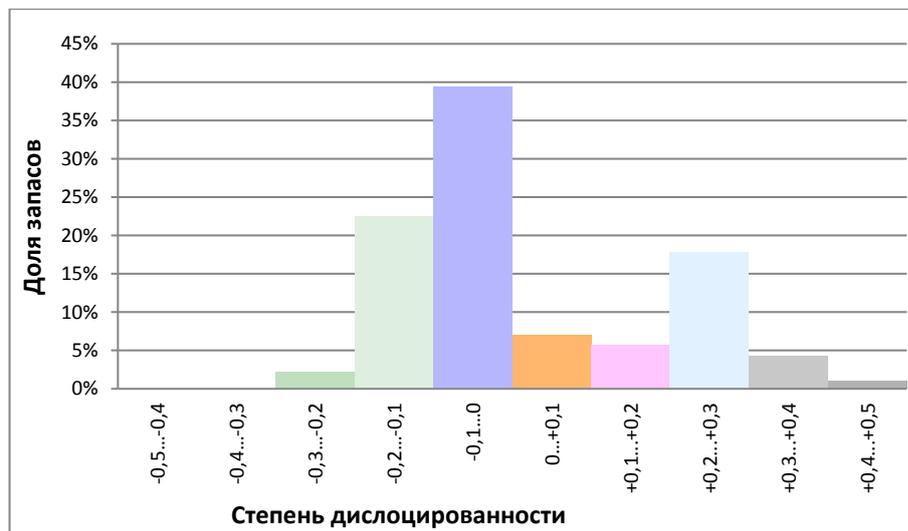


Рисунок 3.9 – Гистограмма распределения запасов УВ по зонам с различной степенью тектонической дислоцированности в пределах юрского комплекса

Распределение выявленных запасов УВ по зонам с различной тектонической дислоцированностью (рис 3.9) имеет бимодальный вид. Левый максимум (39,4 %) приурочен к высоко дислоцированным зонам инверсионного развития (-0,1...0), а правый максимум (17,8 %)

– к зонам, испытывающим преимущественное воздымание (+0,2...+0,3). При этом на высоко дислоцированные зоны (-0,1...+0,1) приходится 46,4 % запасов УВ юрского комплекса, а на умеренно дислоцированные (-0,2; -0,1) и (+0,1; +0,2) – 28,3 %. Оставшиеся 25,3 % запасов углеводородов локализовано в других зонах.

Бимодальный облик гистограммы распределения запасов от степени дислоцированности для юрского комплекса вероятно всего обусловлен низкой изученностью этого стратиграфического уровня.

### 3.3.2. Неокомский комплекс

Нефтегазоносность в пределах неокомского продуктивного комплекса установлена на большей части исследуемой территории (рисунок 3.8-б). Ареал нефтегазоносных объектов включает себя как южную и центральную части ЯНАО, так и полуострова Ямал и Гыдан. Всего продуктивность неокомского комплекса установлена на 153 месторождениях.

Распределение запасов по степени тектонической дислоцированности (рис. 3.10) имеет нормальный вид с развитыми максимумами, приходящимися на зоны с высокой тектонической дислоцированности 54,2 % (-0,1...0) и 34,2 % (0...+0,1), что в сумме дает 88,4 %. Количество геологических запасов, приходящихся на зоны умеренной дислоцированности, значительно меньше и составляет в сумме 9,1 %. На остальные зоны приходятся оставшиеся 2,5 %.



Рисунок 3.10 – Гистограмма распределения запасов УВ по зонам с различной степенью тектонической дислоцированности в пределах неокомского комплекса

### 3.3.3. Аптский комплекс

В пределах аптского комплекса продуктивность установлена на 60 месторождениях. При этом месторождения, где установлена продуктивность аптских отложений распределены в пределах изучаемой территории крайне неравномерно. Основная часть выявленных нефтегазоносных площадей располагается в южной части ЯНАО и на полуостровах Ямал и Гыдан (рис. 3.8-в).

Распределение выявленных балансовых запасов по степени тектонической дислоцированности имеет близкий к нормальному вид (рис. 3.11) с максимумами 27,9 % и 23,9 %, приуроченными к зонам с высокой степенью тектонической дислоцированности со значениями параметра  $(-0,1; 0)$  и  $(0; +0,1)$ , соответственно. Суммарно на зоны инверсионного тектонического развития, охарактеризованные максимальной степенью тектонической дислоцированности приходится 51,8 % выявленных запасов УВ. При этом на зоны, которые характеризуются как умеренно дислоцированные  $(-0,2; -0,1)$  и  $(+0,1; +0,2)$ , приходится 26,4 % геологических запасов УВ. Остальные 21,8 % балансовых запасов УВ приходятся на оставшиеся зоны.



Рисунок 3.11 – Гистограмма распределения запасов УВ по зонам с различной степенью тектонической дислоцированности в пределах аптского комплекса

### 3.3.4. Альб-сеноманский комплекс

Продуктивность альб-сеноманского комплекса доказана в пределах 96 месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа. На рисунке 3.8-г видно, что продуктивные участки равномерно распространены по всей исследуемой территории.

Распределение выявленных геологических запасов по степени тектонической дислоцированности имеет нормальный вид с четким максимумом (рис. 3.12). Абсолютное большинство выявленных запасов УВ приурочено к высоко дислоцированным зонам.

На зону параметра тектонической дислоцированности  $(-0,1; 0)$  приходится 55,1 % доказанных геологических запасов УВ. На зону параметра тектонической дислоцированности со значением  $(0; +0,1)$  – 15,7 % запасов УВ. Суммарно на высоко дислоцированные зоны альб-сеноманского комплекса приходится 70,8 % выявленных запасов УВ сырья. Умеренно дислоцированные зоны  $(-0,2; -0,1)$  и  $(+0,1; +0,2)$ , контролируют 25,2 % доказанных запасов углеводородов. На оставшиеся зоны приходятся оставшиеся 4% запасов.

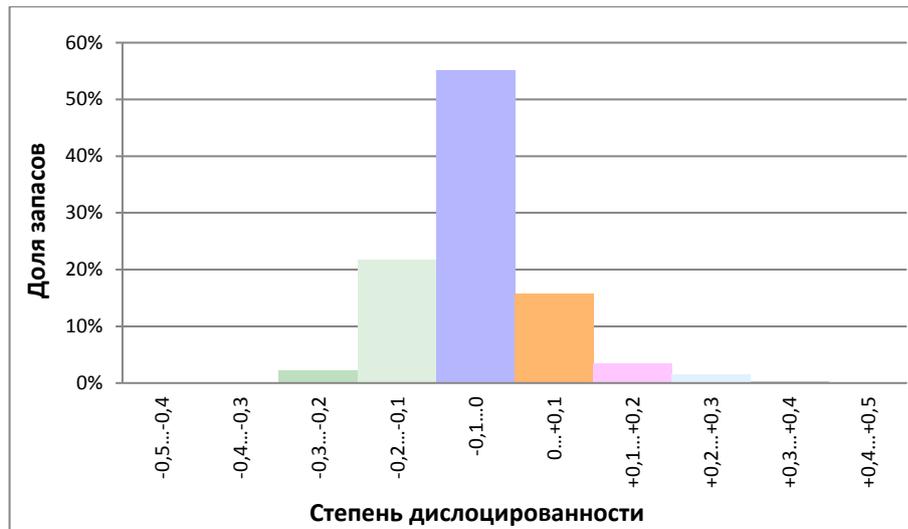


Рисунок 3.12 – Гистограмма распределения запасов УВ по зонам с различной степенью тектонической дислоцированности в пределах альб-сеноманского комплекса

### 3.3.5. Турон-сантонский комплекс

Промышленная продуктивность в пределах турон-сантонского комплекса доказана только в пределах 8 месторождений, где был выполнен подсчет запасов. Как видно из рисунка 3.8-д, практически все месторождения с газоносностью, доказанной в данном стратиграфическом интервале, тяготеют к юго-восточной части ЯНАО. Исключения составляет только Медвежье месторождение, расположенное в центральной части округа.

Распределение запасов турон-сантонского комплекса (рис. 3.13) имеет сложный вид с максимумом (42,4 %), приходящимся на зону параметра тектонической дислоцированности  $(+0,1...+0,2)$ .

Полученная гистограмма значительно отличаются от распределений в пределах остальных продуктивных комплексов исследуемой территории по следующей причине. Выборка из 8 представленных месторождений не репрезентативна. Достоверно известно, что

газопроявления в пределах турон-сантонского комплекса также выявлены в пределах еще 23 месторождений УВ, но залежи данных месторождений не доисследованы, по ним не выполнялись подсчеты запасов, и они не стоят на государственном балансе, поэтому они не учитывались в проведенном исследовании. В будущем при появлении объективных данных по этим объектам распределение получится скорректировать.

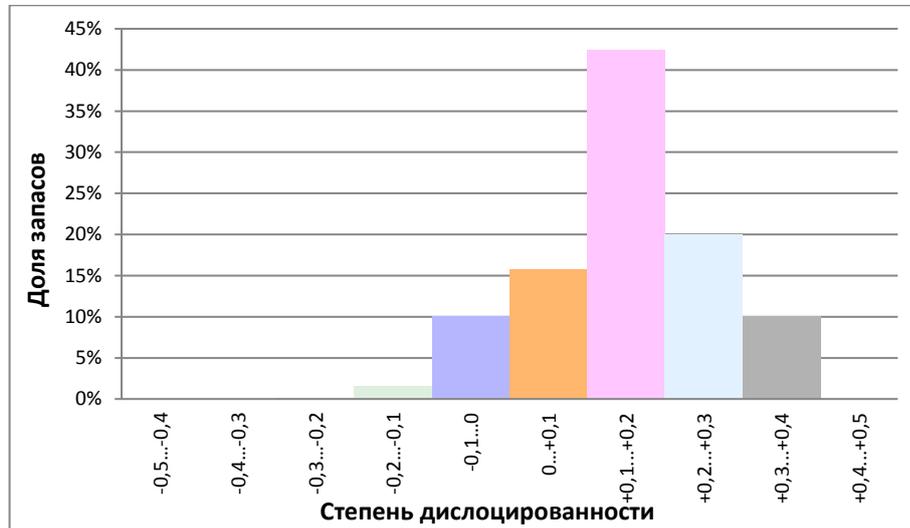


Рисунок 3.13 – Гистограмма распределения запасов УВ по зонам с различной степенью тектонической дислоцированности в пределах турон-сантонского комплекса

#### 3.4. Оценка влияния инверсионной тектоники на нефтегазоносность осадочного чехла

Для того, чтобы оценить влияние знакопеременных тектонических движений на нефтегазоносность отложений осадочного чехла в целом, выявленные геологические запасы рассматриваемых осадочных комплексов были просуммированы в пределах одинаковых зон значений параметра тектонической дислоцированности. Распределение, полученное в результате сложений, приведено на рисунке 3.14.



Рисунок 3.14 – Гистограмма распределения запасов УВ по всему осадочному чехлу с учетом зон с различной степенью тектонической дислоцированности

Распределение запасов в зависимости от степени тектонической дислоцированности в пределах всего 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  $(0; +0,1)$  приурочено 24,4 % выявленных запасов. В сумме на эти зоны приходится 77,8 % выявленных геологических запасов УВ [38].

Следующими по количеству выявленных геологических запасов УВ являются зоны умеренной тектонической дислоцированности со значениями безразмерного параметра  $(-0,2; -0,1)$  и  $(+0,1...+0,2)$ , где локализовано 14,8 % и 3 % учтенных геологических запасов УВ, соответственно. Суммарно данные зоны дают 18,1 % геологических запасов УВ. На оставшиеся зоны, охарактеризованные меньшей степенью тектонической дислоцированностью, в сумме приходится только 4,4 % открытых геологических запасов УВ.

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. Её каркасом послужили структурные карты по основным отражающим горизонтам, упоминаемые в первом разделе диссертационной работы. Всего модель состоит из шести слоев (зон – в терминологии метода трехмерного геологического моделирования), каждый из которых соответствует выделяемому осадочному комплексу, ограниченному в волновом поле двумя отражающими сейсмическими горизонтами и, сохраняет истинные значения абсолютных глубин залегания и, следовательно, его мощности. На следующем этапе происходило заполнение модели путем переноса (проецирования) рассчитанных значений параметра тектонической дислоцированности из каждой точки двумерной сетки на кровлю и подошву соответствующего осадочного комплекса. Общий вид полученной трехмерной модели и её основные параметры приведены на рисунке 3.15.

Далее было построено шесть региональных разрезов (рис. 3.16), охватывающих большую часть исследуемой территории и проходящих через основные зоны нефтегазонакопления. Разрезы I-I, II-II, III-III (рис. 3.17) пересекают территорию ЯНАО в субширотном направлении, а разрезы IV-IV, V-V и VI-VI - в субмеридиональном (рис. 3.18).

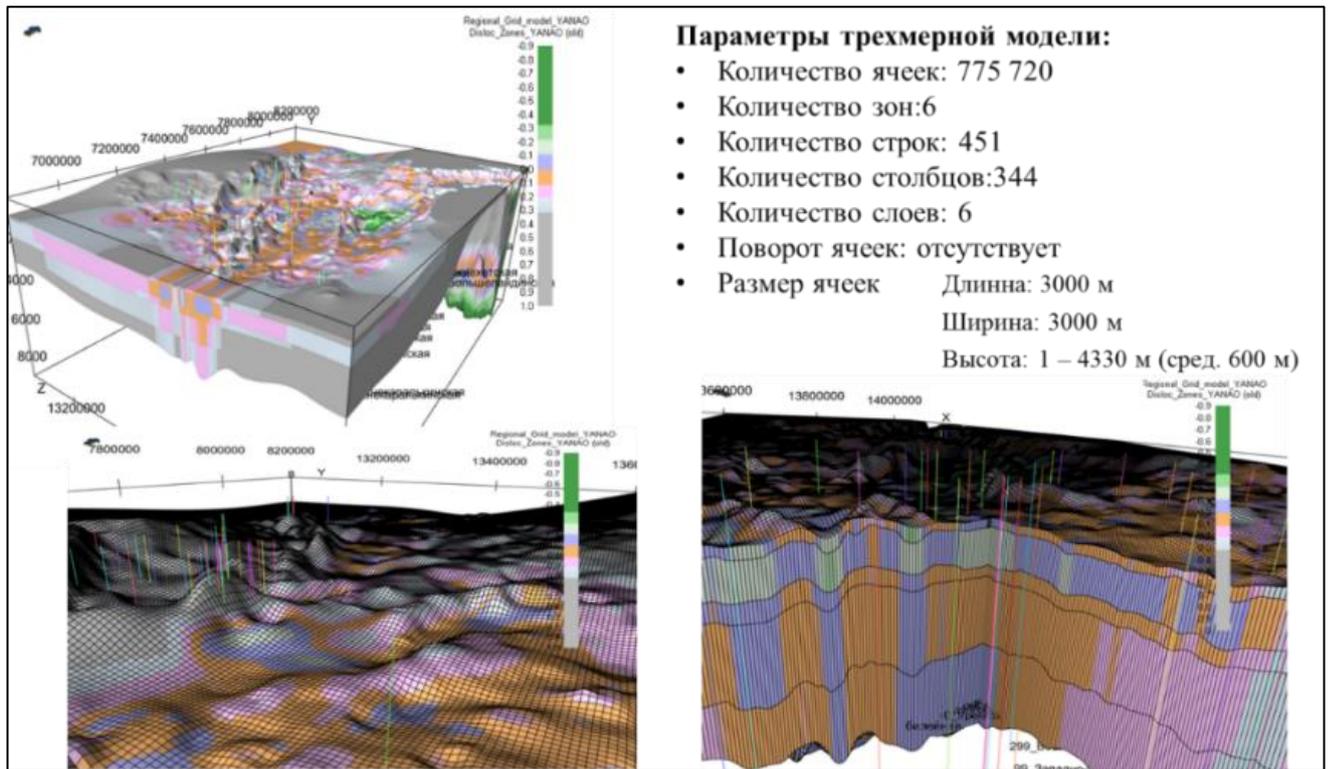


Рисунок 3.15 – Трехмерная модель параметра тектонической дислоцированности.

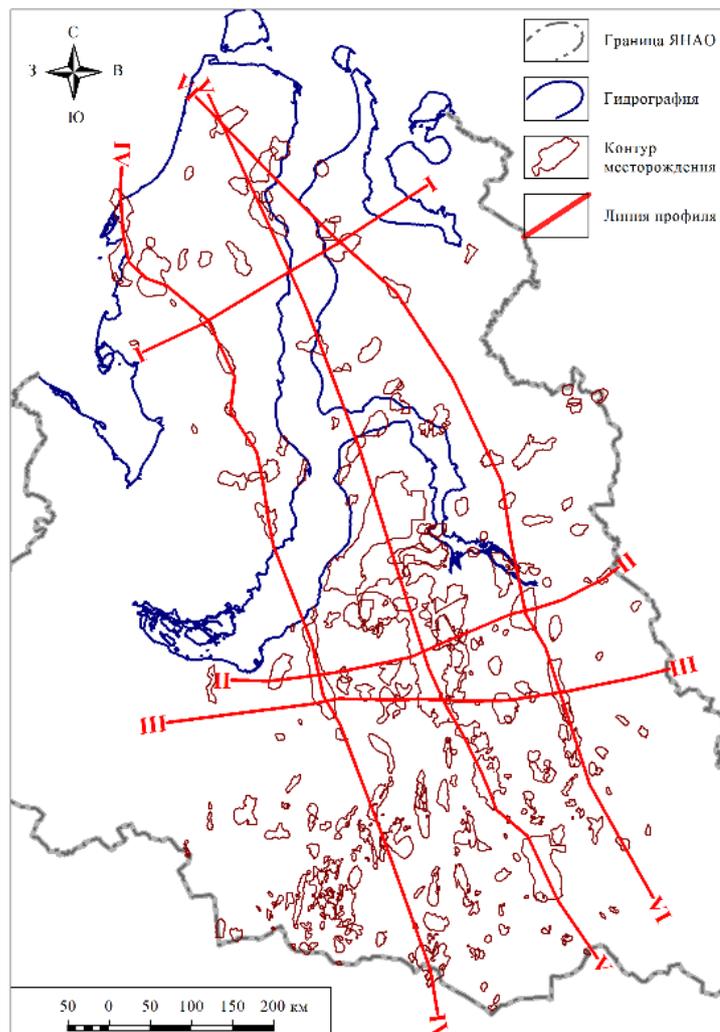


Рисунок 3.16 – Схема расположения региональных разрезов

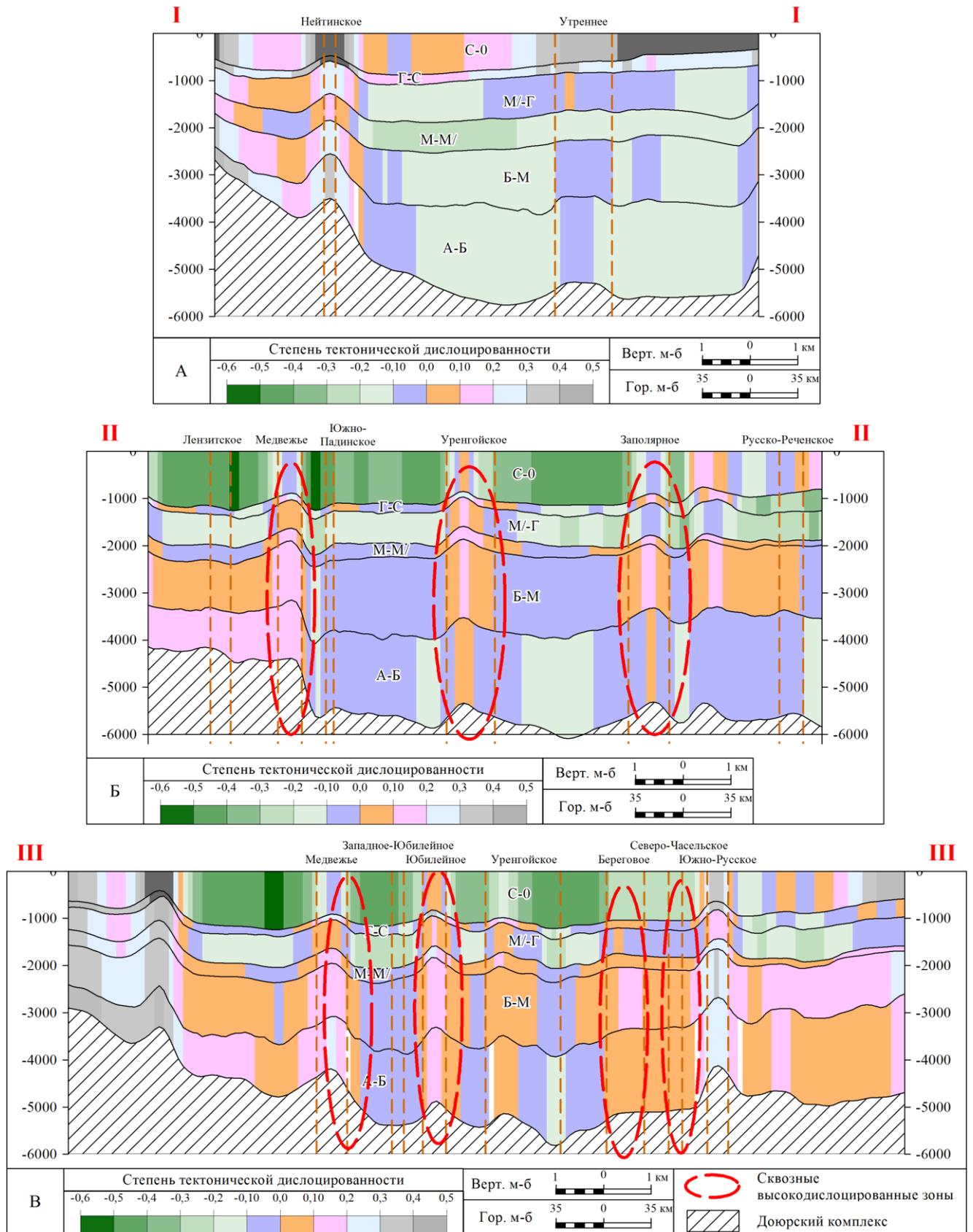


Рисунок 3.17 – Разрезы по трехмерной модели параметра тектонической дислоцированности по линиям а) I - I б) II - II в) III - III

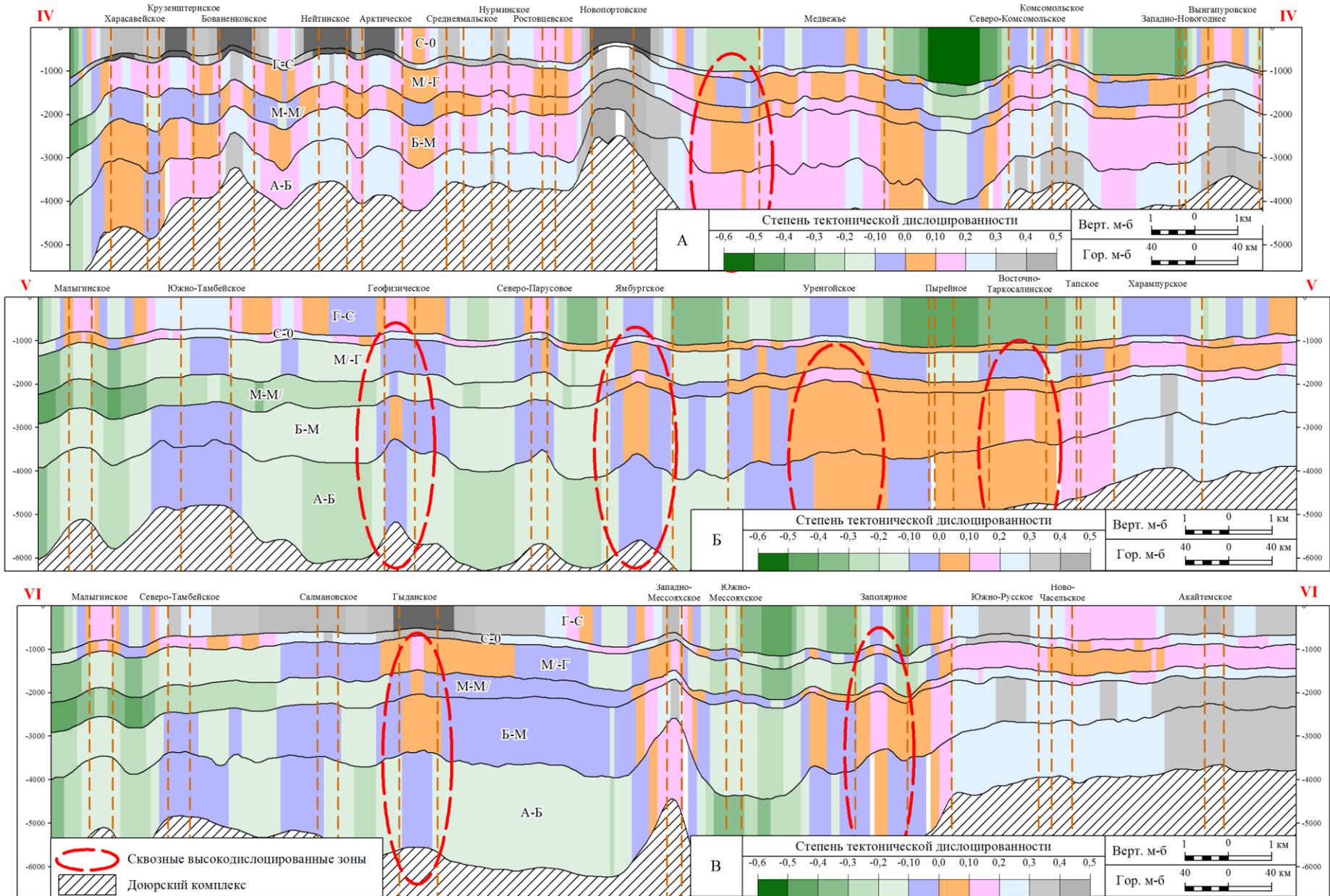


Рисунок 3.18 – Разрезы по трехмерной модели параметра тектонической дислоцированности по линиям а) IV - IV б) V - V в) VI - VI

Из приведенных разрезов следует, что продуктивные отложения крупнейших месторождений севера Западной Сибири характеризуются максимальной степенью тектонической дислоцированности (в интервале от юрского до альб-сеноманского продуктивных комплексов включительно), обусловленной постоянной сменой знаков тектонических движений на всех геологических этапах развития.

Зонам инверсионного развития отвечают значения параметра тектонической дислоцированности, изменяющиеся от  $-0,1$  до  $+0,1$ , которые в пределах рассматриваемых месторождений локализуются в виде вертикальных столбообразных тел. Данные вертикальные тела представляли собой тектонически ослабленные зоны, характеризующиеся улучшенными значениями фильтрационных свойств пород-коллекторов, а также наиболее контрастными изменениями градиентов пластовых давлений. Эти зоны благоприятствовали как для вертикальной, так и горизонтальной миграции пластовых флюидов и, соответственно, при наличии ловушки - для формирования месторождения нефти и газа. Совокупность перечисленных геологических факторов создавала благоприятные предпосылки для формирования высокого этажа нефтегазоносности и, следовательно, больших суммарных запасов углеводородного сырья. Именно с подобными зонами связана большая часть газовых месторождений-гигантов, открытых на территории ЯНАО.

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 3.19 приводится схема, на которой выделены те участки территории, где установлено сквозное развитие зон с высокими значениями параметра тектонической дислоцированности в пределах юрского, неокомского, аптского и альб-сеноманского продуктивных комплексов. Зоны сквозного развития со значениями параметра тектонической дислоцированности ( $-0,1 \dots +0,1$ ) выделены зеленым цветом, а зоны со значением параметра ( $-0,2 \dots +0,2$ ) – желтым. Остальная часть территории севера Западной Сибири, где не была выявлена сквозная тектоническая дислоцированность, не окрашена. 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 ( $-0,2 \dots +0,2$ ) характеризуются как зоны умеренной флюидодинамической активности.

В пределах максимально дислоцированных зон располагаются многие крупные и уникальные месторождения нефти, газа и конденсата. Среди них находятся Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное, Береговое, Харасавэйское, Геофизическое, Тазовское, Антипаютинское, Семаковское, Каменномыское, Восточно-Таркосалинское. При этом в

пределах месторождений, находящихся в зонах сквозной тектонической дислоцированности, наблюдается два типа заполнения разреза углеводородами. В одном случае – углеводородами заполнен весь разрез месторождения от юры до сеномана, во втором – насыщение установлено только в сеномане (Антипаютинское, Каменомысское, Семаковское), где располагаются уникальные газовые залежи (таблица 3.4) [34, 41].

Подобный двойственный характера заполнения разрезов месторождений в пределах сквозных высоко дислоцированных зон подтверждает гипотезу о воздействии инверсионных тектонических движений на нефтегазоносность. Если инверсионные движения проявлялись чрезмерно интенсивно, то на всех стратиграфических уровнях происходило разрушение залежей УВ и разрез активно дегазировался. Сохранность же сеноманских залежей обусловлена наличием над ними самой мощной в разрезе Западной Сибири покрышки кузнецовских глин, которые, судя по всему, в меньшей мере были подвержены тектоническим нарушениям и сумели сохранить свою целостность.

Также в пределах Тазовского и Восточно-Мессояхского месторождений в отложениях сеномана установлено существование нефтяных залежей [52]. Данное обстоятельство может быть объяснено вертикальными перетоками УВ по флюидодинамически активным зонам. При дегазации разреза, которая происходила по высоко дислоцированным зонам, прорывающийся газ увлекал с собой более тяжелую нефть. Миграция газонефтяной смеси вверх по разрезу продолжалась до тех пор, пока не образовывались предпосылки для их повторного разделения, в частности пока не появился хороший гидродинамический экран (кузнецовская свита) Газ за счет своей большей подвижности сумел его преодолеть и вырвался дальше вверх по разрезу, в то время как нефть осталась на этом стратиграфическом уровне [51, 101, 102, 103].

В случае, когда разрез сохраняет свою насыщенность углеводородами, это говорит о том, что процессы тектонической инверсии происходили сбалансированно, способствуя трансляции углеводородных флюидов вверх по разрезу и заполнению структурных форм нефтью и газом. Процесс заполнения ловушек происходил быстрее, чем вторичная эмиграция флюидов из них.

Также данное наблюдение можно объяснить количеством генерируемых УВ. Если генерация УВ шла умеренно, то при высокой дислоцированности осадочного чехла заполнялся только верхний сеноманский резервуар. Если же количество генерируемых УВ было более велико, а также в разрезе присутствовали структурные формы, которые могли аккумулировать УВ, то происходило насыщение всего разреза. Таким образом отмечается, что критерий тектонической дислоцированности при прогнозировании зон нефтегазонакопления должен учитываться совместно с традиционными критериями нефтегазоносности.

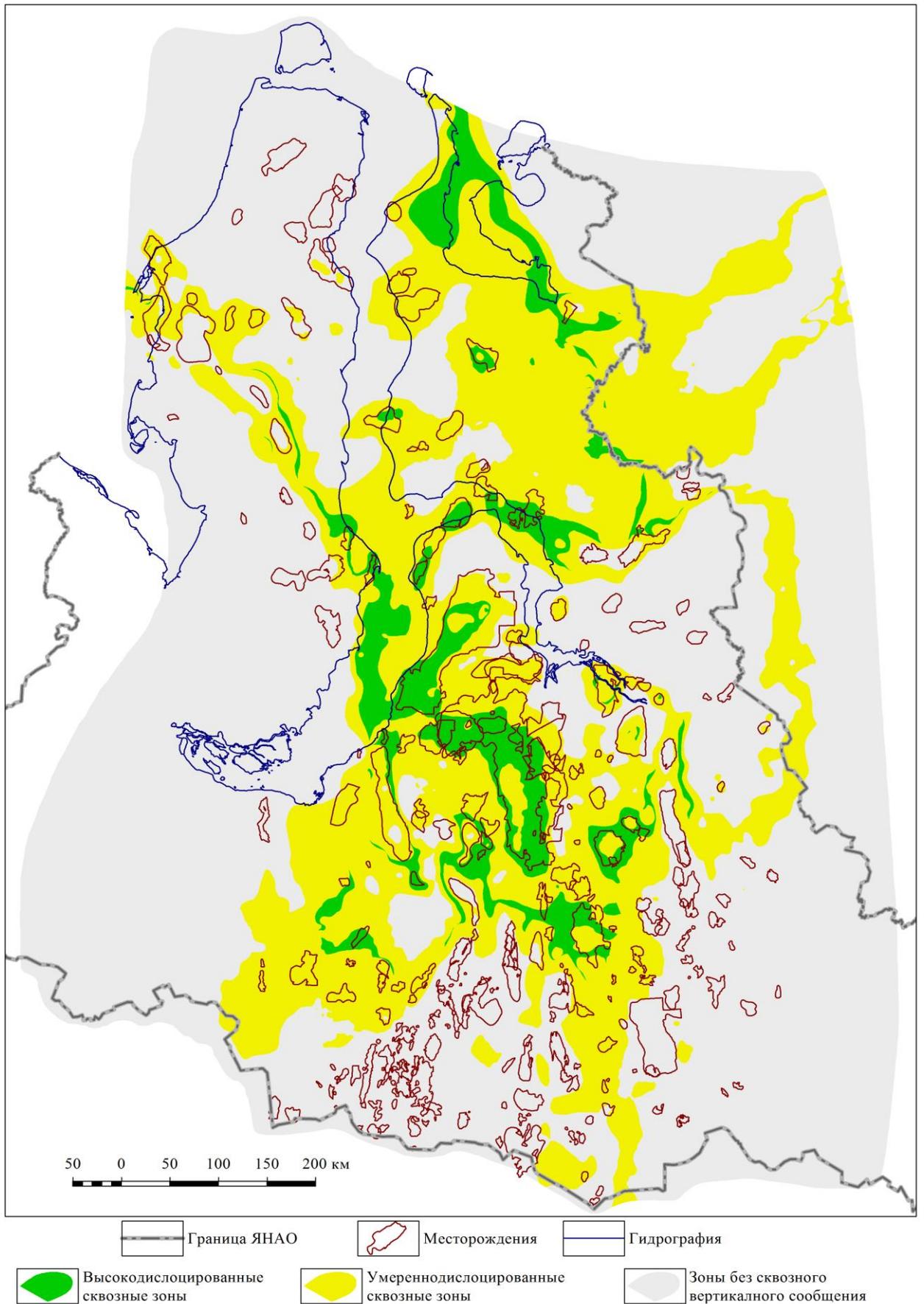


Рисунок 3.19 – Карта распространения сквозных высоко-дислоцированных зон

Таблица 3.4 Выявленные залежи и характер их насыщения в пределах месторождений, охарактеризованных сквозной высокой степенью тектонической дислоцированности

Комплекс	Уренгойское	Ямбургское	Медвежье	Заполярье	Береговое	Харасавэйское	Геофизическое	Тазовское	Антигаютинское	Семаковское	Каменномыское	Восточно-Таркосалинское	Восточно-Мессояхское
Сен.	ПК <sub>1</sub>	ПК <sub>1</sub>	ПК <sub>1</sub> ПК <sub>6</sub>	ПК <sub>1</sub>	ПК <sub>1</sub>	ПК <sub>1</sub>	ПК <sub>1</sub> ПК5	ПК <sub>1</sub>	ПК <sub>1-2</sub>				
Альб			ПК8				ПК7						
			ПК9		ПК9								
			ПК9_0		ПК12_1								
			ХМ2		ПК12_2								
			ХМ3		ПК13_1								
			ХМ4		ПК14								ПК15
			ХМ5		ПК15_1								
					ПК16_0								
					ПК16_1								
					ПК16_2								
Апт			ТП1		ПК17_1	ТП1	ТП1						
	ПК18		ТП2				ТП2						
			ТП3		ПК19_1		ТП3						ПК19
							ТП4						
							ТП5	ТП5					
					ПК19_2	ТП6							
					ПК20	ТП7-8	ТП7						ПК20
	ПК21					ТП10_0	ТП9						ПК21
	АУ10					ТП10							ПК22
						ТП11	ТП12						МХ1
					ТП12	ТП12_1							
					ТП13	ТП12_2							
					ТП14	ТП14							
					ТП15-16	ТП14_1							
Неоком	БУ0	БН4	АН11_1	БТ2-3	АТ6_2	ТП16_1	ТП15					БП12_0	МХ3
	БУ1	БУ3_1	БН0	БТ6-8	АТ8_1		ТП17					БП12_1	МХ4
	БУ5	БУ4_1	БН1	БТ10_1	АТ8_2		ТП18_0					БП12_2	МХ7
	БУ8_0	БУ5_1	БН3_1	БТ11	АТ9		ТП18_1					БП12_3	МХ8-9
	БУ8	БУ5_3	БН3_2	БТ11_0			ТП19					БП12_4	БУ6_1
	БУ9	БУ6_1	БН4_1	БТ12	БТ4_2	ТП21-23	ТП22					БП14_0	БУ6_3
	БУ10-11	БУ6_2	БН5_1	БТ13	БТ10	ТП24	ТП22_3					БП14_1	БУ7
	БУ12_1	БУ6_3	БН6-7	БТ11								БП14_2	БУ8
	БУ12_2	БУ7	БН9_2									БП15	БУ9
	БУ13	БУ8_0	БН10_1									БП16_1-1	БУ10_1
	БУ13_1	БУ8_1-2	БН10_2				БЯ1					БП16_1-2	БУ10_2
	БУ14_1	БУ8_3					БЯ2					БП16_1-3	БУ11
	БУ14_2	БУ9_1					БЯ5					БП16_1-4	БУ12_2
	БУ16_0	БУ9_2					БЯ6					БП16_2-2	БУ13_0
	БУ16_1-1	БУ9_3					БЯ7					БП17_1-1	БУ13_1
	БУ16_1-2	АЧБУ12	АЧБН11_0				БЯ8					БП17_1-2	БУ13_2
	БУ16_1-3	АЧ0	АЧБН11_01									БП17_2-1	БУ14_1
	БУ16_2	АЧ2										БП17_2-2	БУ14_2
	БУ17_1-1	АЧ3										БП17_3	БУ14_3
	АЧ1-5	АЧ4											БУ15
	АЧ2-2	АЧ5											БУ16
	АЧ3-4	АЧ6_2						АЧ4					БУ21_0
	АЧ5_1	АЧ6_4						АЧ5					БУ21_2
АЧ6	АЧ15_2						АЧ6_0					БУ22	
	АЧ16_2												
	АЧ19												
Юра	ЮГ2_0	Ю2	ЮГ2_1	Ю2	Ю2	Ю2	Ю2	Ю2_3					
	ЮГ2_1	Ю2_1			Ю4	Ю3							
	ЮГ2_2												
	ЮГ3												
ЮГ4													

**Характер насыщения:**

- Газовые залежи
- Газоконденсатные залежи
- Нефтяные залежи
- Нефтегазоконденсатные залежи
- Нефтегазовые залежи

Зоны вертикальной флюидомиграции в плане имеют линейный вид, с простираением на север и северо-запад. При этом можно заметить, что высоко дислоцированные зоны по расположению в плане соответствуют ориентации пермо-триасовой рифтовой системы, залегающей в основании фундамента северной части Западно-Сибирской плиты [27, 120, 121]. На рисунке 3.20 изображена схема расположения высоко дислоцированных зон совместно с системой грабен-рифтов, выделенных коллективом авторов под руководством А.А. Нежданова на основании уточненного анализа расположения и ориентации аномалий гравитационного и магнитного полей [81]. Представленная схема расположения рифтов является более детальной по сравнению со «схемой триасовой рифтовой системы Западно-Сибирской плиты», составленной В.С. Сурковым, О.Г. Жеро, В.Н. Крамником в 1986 г. [113].

Проанализировав рисунок 3.20, действительно можно обнаружить, что высоко дислоцированные зоны в основном тяготеют к межрифтовым поднятиям – наиболее тектонически активным структурам. Так, между двумя крупными аномалиями магнитного поля (которые ассоциируются с грабен-рифтами) располагаются Уренгойское, Ямбургское, Береговое, Заполярное, Антипаютинское, частично Медвежье месторождение, которые приурочены к зонам сквозной тектонической дислоцированности. Также аномалии магнитного и гравитационного поля хорошо повторяют сквозные дислоцированные зоны в пределах полуострова Ямал и Гыдан.

Вертикальные флюидодинамические зоны в пределах северной части Западной Сибири также рассматриваются в работах Нежданова А.А. Начиная с 80-х годов прошлого века на временных разрезах, получаемых при помощи сейсмических наблюдений, выполняемых по модификации МОВ ОГТ, в пределах севера Западной Сибири выделяются объекты, названные Л.Ш. Гиршгорном, В.Г. Кабалыком [30, 31] «инверсионными кольцевыми структурами» (ИКС). На временных сейсмических разрезах по верхним отражающим горизонтам они представляются структурными поднятиями, а по нижележащим - трансформируются в прогибы, круглые в плане, амплитуда которых увеличивается вниз по разрезу (рисунок 3.21). Изначально данные структуры интерпретировались согласно их отображению на временных профилях, т.е. как контрастная впадина на нижних горизонтах, которая трансформируется в амплитудное поднятие в верхней части разреза [30, 31]. После появления новых геолого-геофизических данных, которые опровергли данное представление об их строении, А.А. Неждановым было предложено называть эти объекты «аномальными кольцевыми зонами» или АКЗ. По новым представлениям, подтвержденным данными бурения, аномальные кольцевые зоны представляют собой зоны активной дегазации недр [13], проявляющейся в вертикальной миграции газа, сопровождающейся аномально высокими пластовыми давлениями, в пределах которых скорость распространения сейсмических волн в нижних горизонтах сокращается вплоть до 50% [54].

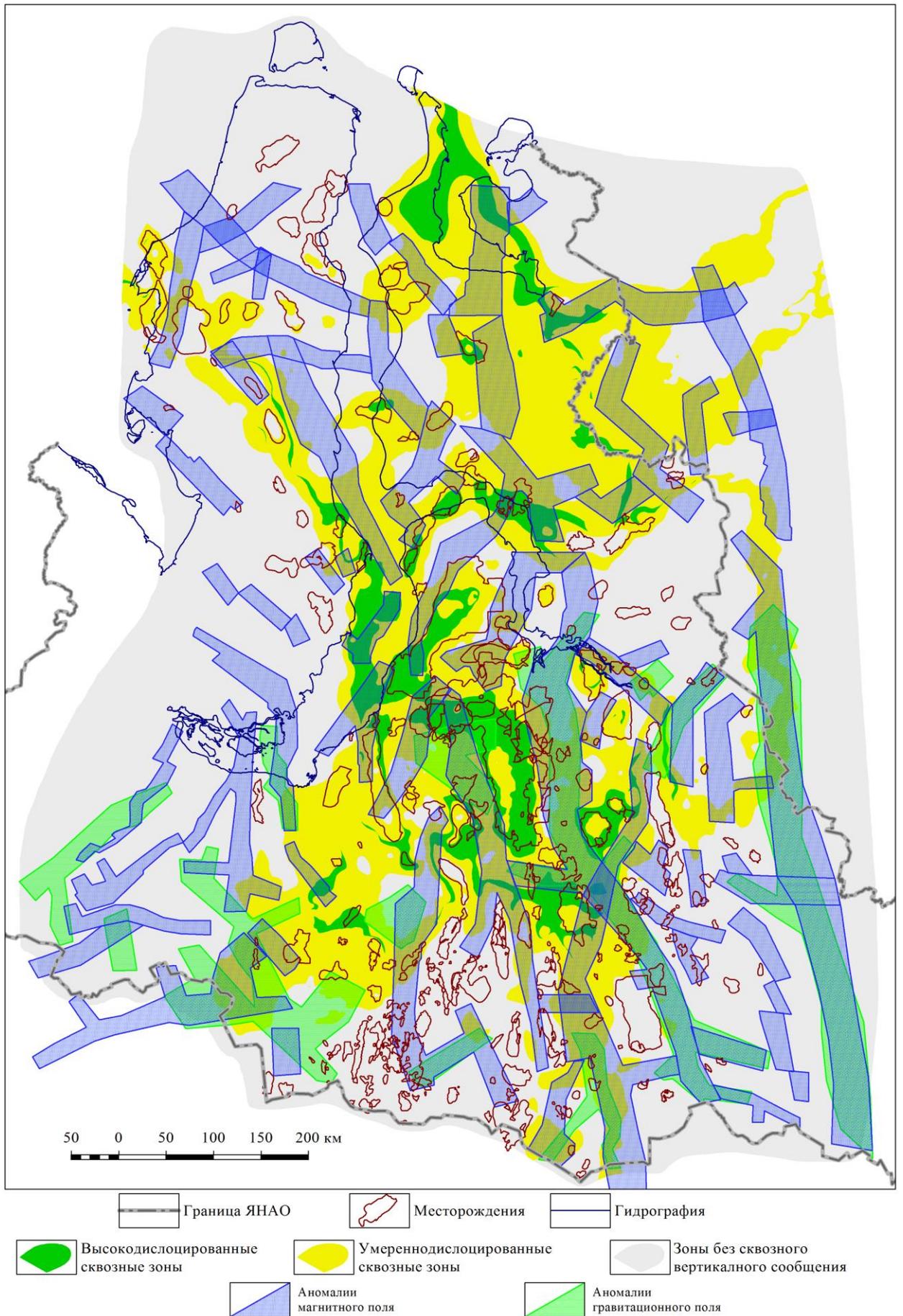


Рисунок 3.20 – Карта сквозных высоко-дислоцированных зон, совмещенная со схемой перм-триасовой рифтовой системы, выделенной по данным А.А. Нежданова [81]

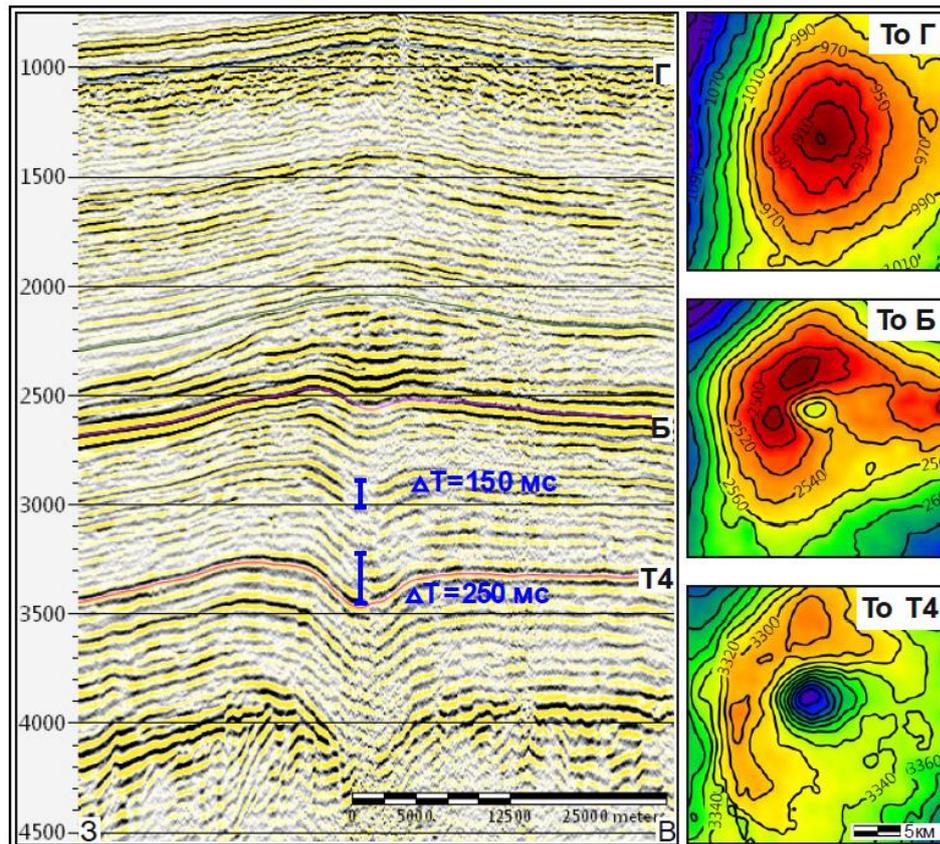


Рисунок 3.21 – Морфология и размеры Ямбургской АКЗ [53]

На рисунке 3.22 приведена схема сквозных тектонических дислокаций, совмещенная с расположением АКЗ выявленных группой авторов под руководством А.А. Нежданова [54] в пределах северной части Западно-Сибирской плиты. Как следует из данного рисунка, наблюдается хорошая согласованность между локализацией АКЗ и зон высокой тектонической дислоцированности. Процессы, протекающие в дислоцированных зонах и АКЗ, обладают схожим характером, т.е. описываются как зоны с интенсивными восходящими потоками флюидов. В обоих случаях в пределах данных зон ожидается существование трещиноватости (в том числе трещин флюидоразрыва), которые обуславливали процессы интенсивной миграции пластовых флюидов (преимущественно газа). Механизм сопряжения данных явлений может быть объяснен следующим образом. В результате проявлений активных инверсионных движений, произошли контрастные вертикальные перемещения тектонических блоков, сопровождавшиеся разуплотнением горных пород (трещиноватость, расланцевание) [68], а также существенными изменениями градиентов пластовых давлений. В дальнейшем данные разуплотненные зоны стали являться наиболее благоприятными для направления потока глубинных флюидов, которые по мнению Нежданова являются одним из источников формирования АКЗ [80].

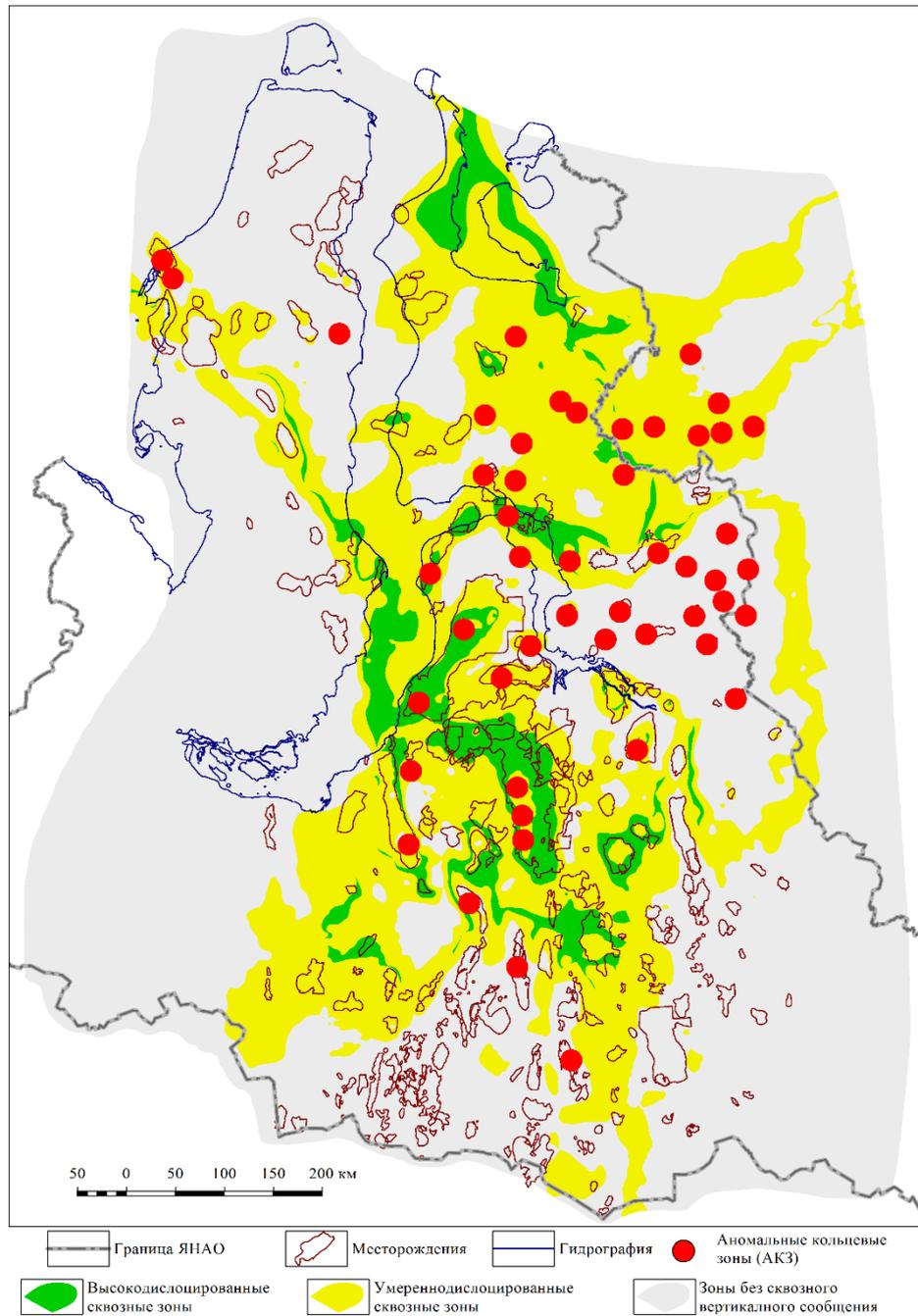


Рисунок 3.22 – Совмещенная схема сквозных тектонических дислокаций и «аномальных кольцевых зон» [54]

При этом, как видно из рисунка 3.22 некоторые АКЗ не пересекаются с областями сквозных тектонических дислокаций. Однако, при проведении углубленного анализа отмечается, что расположение аномальных кольцевых зон фиксируется в тех местах, где наблюдается повышенная тектоническая дислоцированность хотя бы в пределах одного из рассматриваемых в данной работе стратиграфических интервалов (юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского) (рисунок 3.8). Исключение составляет территория Большехетской впадины, где в течении мезо-кайнозоя преобладали процессы погружения. Наличие АКЗ в палинах можно

объяснить их близким положением к глубоким слоям Земли, что ускоряет внедрение в них глубинных флюидов [108].

Продолжая анализировать результаты выполненных построений отмечается, что на рисунках 3.19 и 3.20 часть нефтегазоносных территории и крупных месторождений не попадают в сквозные высоко дислоцированные зоны. К таким областям относится северная часть полуострова Ямал, а также крайние южные и юго-восточные части ЯНАО. Хотя данные зоны и не характеризуются сквозным характером дислоцированности, на определенных стратиграфических уровнях в их пределах установлены высокие значения степени данного параметра, т.е. перспективы этих зон связаны преимущественно с отдельными нефтегазоносными комплексами (см. рисунок 3.8).

Также в пределах ЯНАО существуют отдельные месторождения, которые в интервале от юры до сеномана не охарактеризованы высокими значениями параметра тектонической дислоцированности, но при этом содержат значительные по объемам запасы УВ. Таким примером является Малыгинское месторождение, расположенное в крайней северной части полуострова Ямал. Территория данного месторождения в течение юрского, неокомского, аптского и альб-сеноманского времен характеризовалось преобладающими процессами погружения, что формально с позиции формирования тектонической дислоцированности, не должно было способствовать формированию гидродинамически активных зон. Данное явление объясняется следующим образом. При выявлении знакопеременных (инверсионных) движений используются достаточно широкие временные диапазоны (юра, неоком, альб-сеноман, турон-сантон и кайнозой), что обусловлено тем, что только данные хронологические интервалы контролируются выдержанными по всей северной части Западной Сибири отражающими сейсмическими горизонтами, относительно которых можно выполнять такой масштабный палеотектонический анализ. При этом в пределах данных временных интервалов несомненно происходили многочисленные «подчиненные» тектонические инверсии. Для выявления «подчиненных» тектонических инверсий необходимо повышение вертикальной разрешенности проводимого палеотектонического анализа, достижение которой возможно только путем прослеживания в разрезе дополнительных маркирующих квазиизохронных горизонтов. Как уже говорилось выше, таких горизонтов в пределах Западной Сибири не так много, и большая часть из них носит спорадический характер площадного развития [95, 96].

По мнению автора, в пределах месторождений подобных Малыгинскому скорее всего существовали инверсионные тектонические движения меньших порядков, (способствовавшие формированию тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла и, следовательно, флюидомиграции и нефтегазоаккумуляции) которые невозможно проследить и

оценить в региональном масштабе ввиду отсутствия в разрезе часто встречающихся выдержанных хроностратиграфических маркеров.

### 3.5. Выводы по главе

В данном разделе рассмотрена разработанная концептуальная модель влияния вертикальных знакопеременных (инверсионных) движений на флюидомиграционные процессы и нефтегазоносность [33]. Введено понятие количественно оцениваемого параметра тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла, базирующегося на основе нормирования карт толщин основных нефтегазоносных комплексов севера Западной Сибири.

Выполненная количественная оценка степени тектонической дислоцированности позволила выявить и закартировать области, которые были в наибольшей степени подвержены воздействию знакопеременных тектонических движений, обусловивших формирование флюидодинамически активных зон, являющихся предпочтительными для миграции и аккумуляции углеводородов. Участкам с максимальной степенью тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла отвечают значения безразмерного параметра, изменяющиеся в диапазоне от -0,1 до +0,1. Значения параметра от -0,2 до +0,2 характеризуют собой зоны с умеренной степенью тектонической дислоцированности [39].

На основе статистического анализа установлено, что в пределах всех продуктивных комплексов большая часть выявленных геологических запасов углеводородного сырья связана с зонами с высокой и умеренной степенями тектонической дислоцированности. Данная связь позволяет рассматривать степень тектонической дислоцированности в качестве одного из критериев нефтегазоносности в пределах северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [130, 131].

Согласно трехмерной модели параметра тектонической дислоцированности были выявлены зоны локализации сквозных дислокаций, пронизывающих отложения осадочного чехла и представляющих собой участки разреза наиболее благоприятные для протекания вертикальной миграции пластовых флюидов. Именно к подобным участкам разреза осадочного чехла приурочена большая часть АКЗ, выявленных в северной части Западно-Сибирской плиты.

Преимущественные северо-западное и северо-восточное простирания, а также линейная форма сквозных высоко дислоцированных зон указывает на их взаимосвязь с проявлениями пермо-триасового рифтогенеза, определившего заложение и особенности последующего тектонического развития Западно-Сибирской плиты. Кроме того, наиболее высоко дислоцированные зоны в плане приурочены к межрифтовым поднятиям, характеризующимся наибольшей степенью тектонической подвижности, а также максимальными объемами

выявленных запасов углеводородного сырья в пределах крупных и гигантских месторождений (Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Заполярное и др.).

Таким образом, в данном разделе работы установлена взаимосвязь между нефтегазоносностью и степенью тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла. Выявлены зоны, в пределах которых наиболее интенсивно протекали процессы флюидомиграции и которые наиболее предпочтительны для аккумуляции углеводородов.

Таким образом, выносимые на защиту первое и второе положения является полностью обоснованными.

#### 4. ВЫДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПАТАМЕТРА ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ДИСЛОЦИРОВАННОСТИ

##### 4.1. Выявление и оценка ресурсов перспективных нефтегазоносных объектов в пределах северной части Западной Сибири.

Главной задачей проведения данного диссертационного исследования является выделение перспективных зон нефтегазоносности в пределах северной части Западной Сибири с учетом разработанного критерия тектонической дислоцированности.

В третьем разделе диссертационной работы было доказано, что основные выявленные запасы углеводородов 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 флюидами ловушек. При этом крупнейшие месторождения нефти и газа приурочены к тем участкам осадочного чехла изучаемой территории, которые охарактеризованы сквозным развитием высоко дислоцированных зон.

На рисунке 4.1 отображены основные не опробованные бурением ловушки, выделенные в пределах северной части Западной Сибири по данным сейсмических исследований (по материалам карты недропользования ЯНАО) [57]. С данными структурами связывается не раскрытый углеводородный потенциал севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Всего на рисунке 3.1 представлено 389 ловушек. Характер распределения данных структур относительно нефтегазоносных районов севера Западной Сибири приведен в таблице 4.1.

Выделение наиболее перспективных направлений для проведения геологоразведочных работ осуществлялось на основе ранжирования данных перспективных структур в зависимости от их приуроченности к той или иной зоне тектонической дислоцированности. Прогноз перспективных нефтегазоносных объектов проводился двумя методами. Первый прогноз основан на выделении перспективных объектов по схеме сквозной тектонической дислоцированности. Второй способ выделения перспективных объектов основан на анализе каждого стратиграфического уровня, охарактеризованного собственной схемой тектонической дислоцированности.

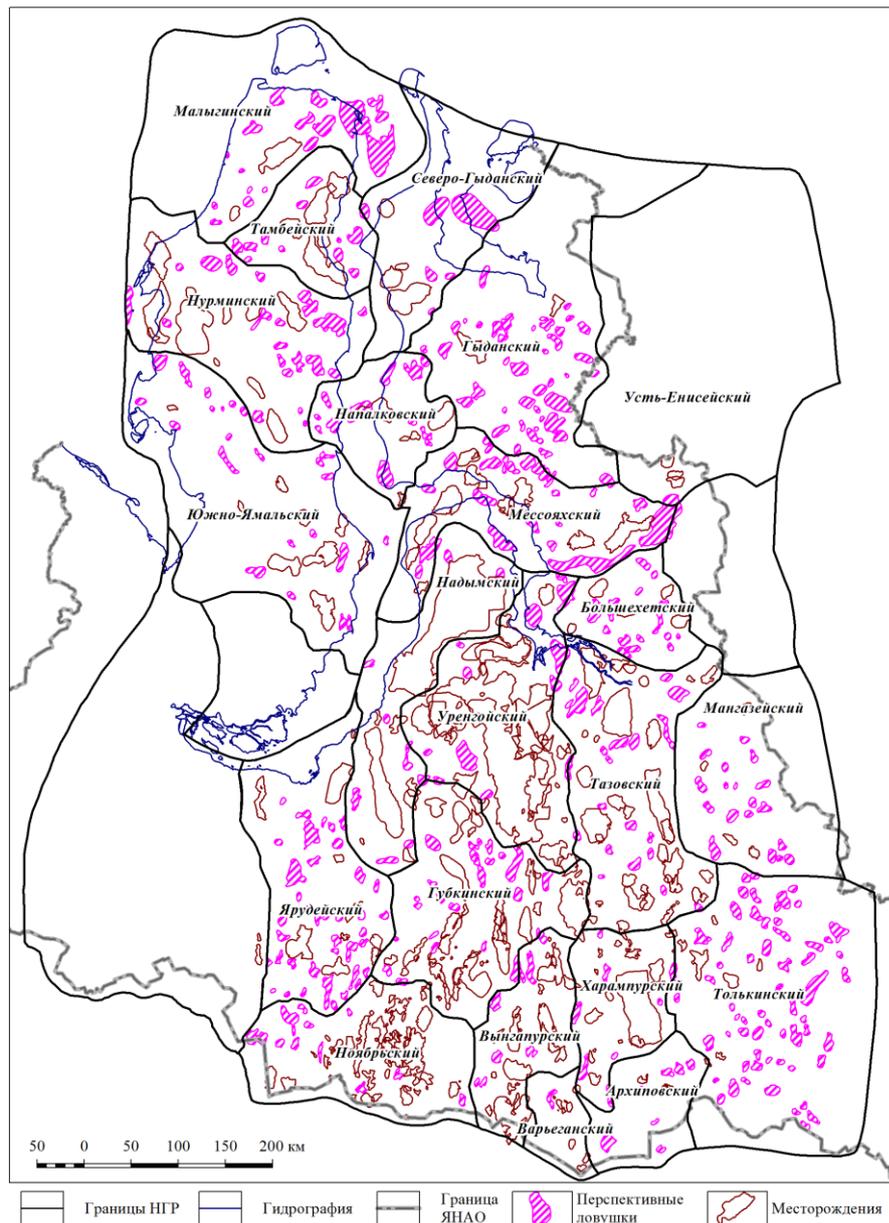


Рисунок 4.1 – Схема расположения перспективных нефтегазоносных структур [57]

Таблица 4.1 Количество выявленных перспективных ловушек в пределах НГР северной части Западной Сибири

НГР	Количество ловушек	НГР	Количество ловушек
Архиповский	7	Ноябрьский	12
Большехетский	14	Нурминский	21
Варьганский	1	С-Гыданский	6
Вынгапурский	7	Тазовский	21
Губкинский	23	Тамбейский	11
Гыданский	42	Толькинский	60
Малыгинский	17	Уренгойский	13
Мангазейский	19	Харампурский	9
Мессояхский	23	Южно-Ямальский	23
Надымский	9	Ярудейский	39
Напалковский	12	<b>ИТОГО</b>	<b>389</b>

4.1.1. Выделение перспективных нефтегазоносных объектов на основе схемы сквозной дислоцированности осадочного чехла

На рисунке 4.2 приведена схема расположения сквозных дислоцированных зон осадочного чехла (к которым приурочены наиболее активные флюидодинамические процессы) совмещенная со схемой нефтегазогеологического районирования и выявленными перспективными нефтегазоносными структурами.

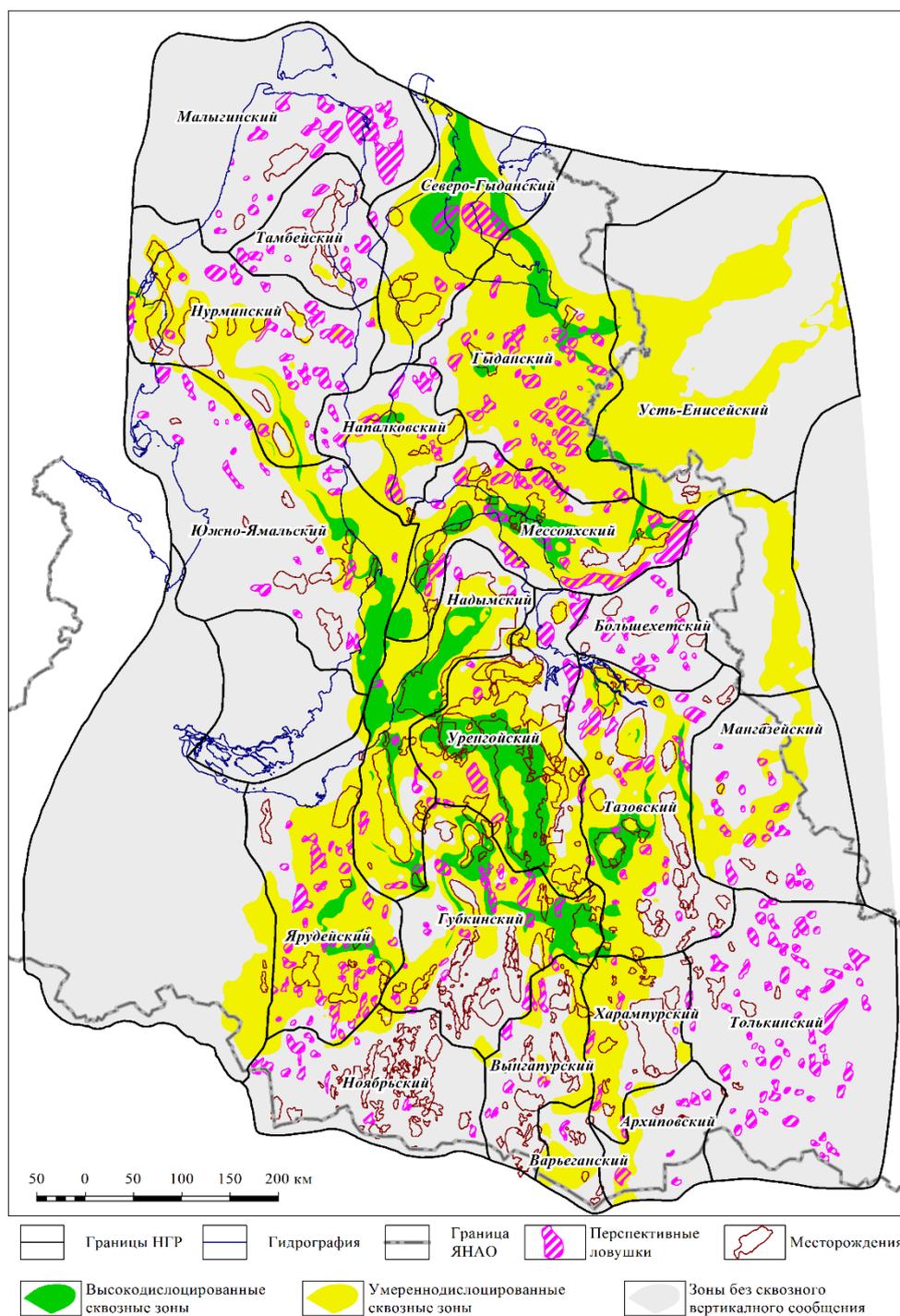


Рисунок 4.2 – Схема расположения перспективных нефтегазоносных структур нанесенных поверх схемы сквозной тектонической дислоцированности осадочного чехла

Согласно данному рисунку наибольшими перспективами должны обладать ловушки, которые располагаются в максимально дислоцированных сквозных зонах осадочного чехла (зеленый цвет). При этом к высоко дислоцированным зонам отнесено всего 30 ловушек (на умеренно дислоцированные зоны в это же время приходится 143 ловушки, а на малодислоцированные – 216 ловушек). Также обращается внимание на то, что площади выявленных структур ранжируются в достаточно широком диапазоне – от 20 до 1200 км<sup>2</sup>. При этом многие крупнейшие структуры не попадают в зоны максимальной сквозной дислоцированности, хотя при своих больших размерах они могут являться наиболее перспективными для проведения поисково-оценочных работ.

Поэтому для того, чтобы выделить наиболее перспективные структуры для опоскования, была применена матричная классификация, разработанная Ю.А. Ворониным [20], которая позволяет ранжировать объекты на основании нескольких критериев. При создании классификации использовалось два критерия – площадь (характеризует величину потенциально открываемых запасов) и степень тектонической дислоцированности (характеризует вероятность заполнения ловушки УВ).

Все перспективные структуры в зависимости от своей площади были разбиты на три класса – большие, малые и средние. Выделение классов осуществлялось на основе гистограммного анализа (рисунок 4.3). В первый класс вошли структуры площадью больше 200 км<sup>2</sup>, во второй класс ловушки, площадь которых изменяется от 100 до 200 км<sup>2</sup>, и в третий класс – с площадью менее 100 км<sup>2</sup>.

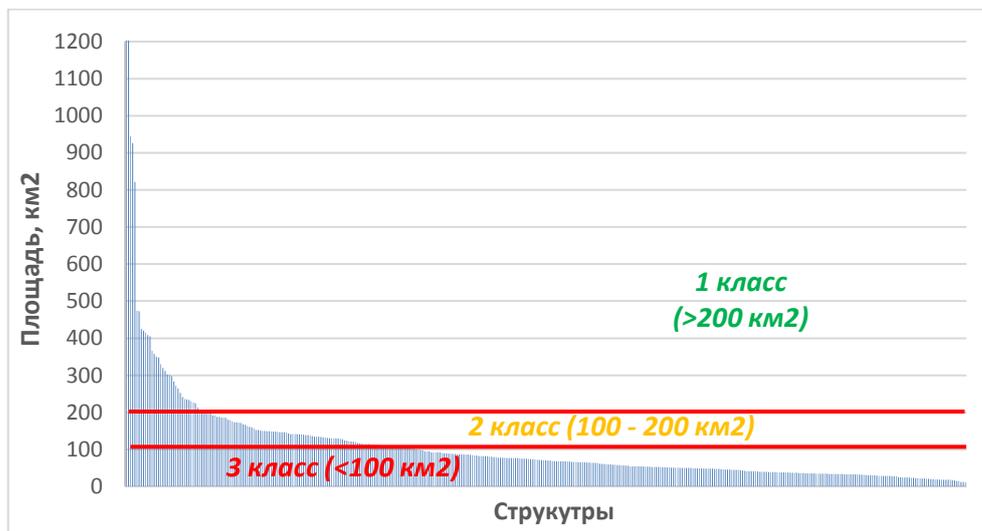


Рисунок 4.3 – Распределение площадей перспективных структур

Согласно рисунку 4.2 в зависимости от приуроченности к той или иной зоне сквозной тектонической дислоцированности осадочного чехла ловушки также 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 были разделены на три категории – перспективные, среднеперспективные и малоперспективные (табл. 4.2 и рис. 4.4).

Таблица 4.2 Классификация и количество структур ранжированных по степени их перспективности (схема сквозной дислоцированности)

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

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

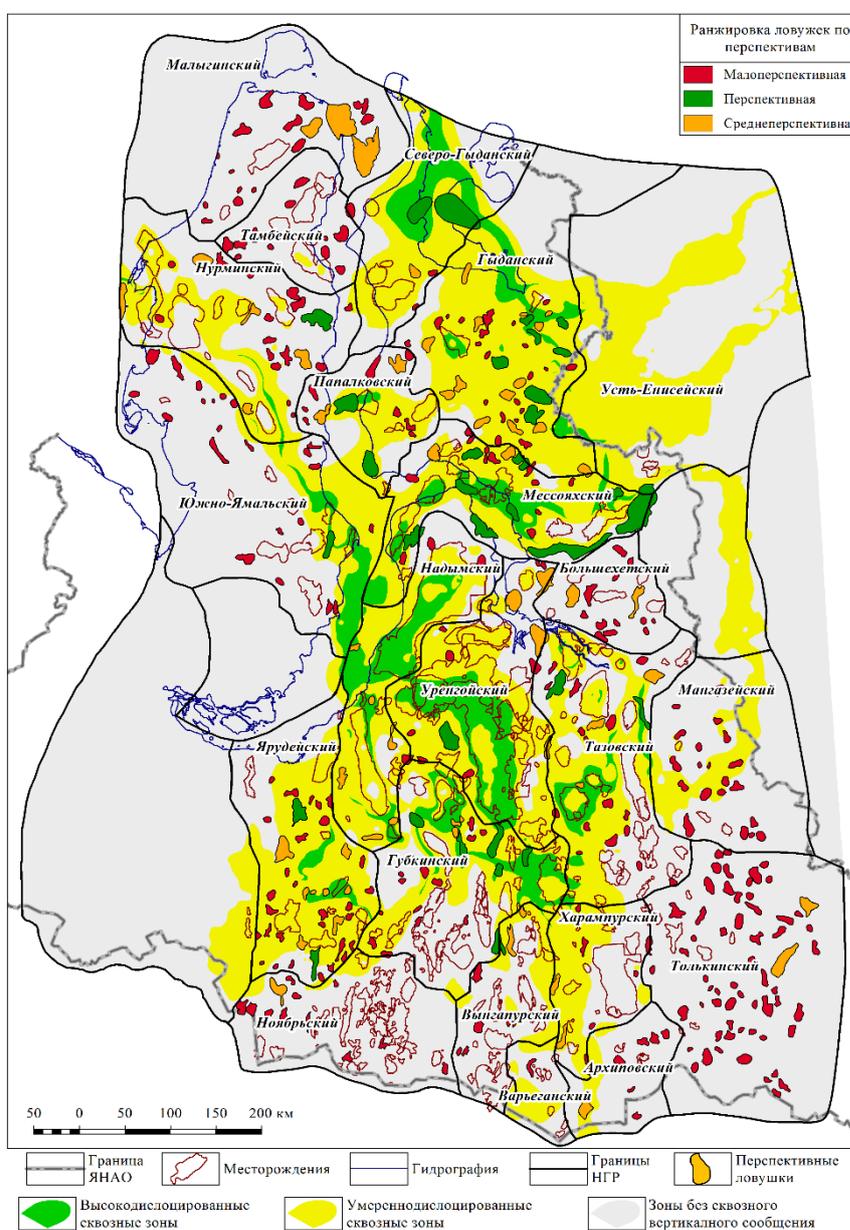


Рисунок 4.4 – Схема перспектив нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты (на основе схемы сквозной тектонической дислоцированности)

Согласно выполненной классификации в первую очередь рекомендуются для постановки бурения ловушки, охарактеризованные наибольшими площадями и приуроченные к зонам максимальной сквозной дислоцированности осадочного чехла. Наибольший интерес с точки зрения представленной классификации представляют ловушки, расположенные в северной части полуострова Гыдан, приуроченные к сквозным тектонически дислоцированным зонам. Данная территория названа автором как Гыдано-Яртояхинская флюидодинамическая зона.

Также в пределах акватории Обской губы на рисунке 4.4 выделяется крупная высокодислоцированная сквозная зона, которая также является одним из основных мест интереса для проведения геологоразведки. Данная зона названа Обской флюидодинамически активной зоной.

Крупные перспективные объекты также выделяются в пределах Мессояхского, Гыданского, Губкинского и Уренгойского НГР. С точки зрения схемы приведенной на рисунке 4.4, наименьшие перспективы связаны с северо-западной и юго-восточной частями исследуемой территории.

#### 4.1.2. Раздельный прогноз перспектив нефтегазоносности по комплексам

С учетом того, что сквозные высокодислоцированные зоны осадочного чехла достаточно узко локализованы, а в пределах отдельных нефтегазоносных комплексов выделяются значительные по площади участки, охарактеризованные высокой степенью тектонической дислоцированности (не сообщающиеся между собой по вертикали), в пределах которых ожидается нефтегазоносность, была проведена дополнительная ранжировка перспективных объектов в пределах отдельных комплексов.

При выполнении раздельного прогноза также использовалась матричная система ранжирования, основанная на площади перспективных структур и степени тектонической дислоцированности отложений каждого осадочного комплекса. Классы структур по площади были приняты по аналогии с классификацией приведенной на рисунке 4.3.

Классы по степени тектонической дислоцированности, соответственно, принимались с учетом того, что большая часть запасов УВ тяготеет к зонам со значениями параметра тектонической дислоцированности  $(-0,1 \dots +0,1)$ . Ловушки, попадающие в поле данного значения параметра были отнесены к классу высоко дислоцированных. Ловушки, попадающие в поле значения параметра  $(-0,2 \dots -0,1)$  и  $(+0,1 \dots +0,2)$ , отнесены к классу умеренно дислоцированных, а ловушки в поле значения параметра  $(-0,3 \dots -0,2)$  и  $(+0,2 \dots +0,3)$  – к классу мало дислоцированных. Ловушки, характеризующиеся значением параметра тектонической дислоцированности  $(>+0,3)$  и  $(<-0,3)$ , при выполнении ранжировки не учитывались, так как согласно распределениям

выявленных запасов по степени тектонической дислоцированности отложений (глава 3.3 диссертационной работы) в данных зонах не ожидается значительных нефтегазопроявлений.

Таким образом, для каждого нефтегазоносного комплекса (юрского, неокомского, аптского и альб-сеноманского) на основе выделенных классов (как по площади, так и приуроченности к дислоцированным зонам) все перспективные нефтегазоносные ловушки были разделены на три категории – перспективные, среднеперспективные и малоперспективные. Матрицы ранжировки структур по комплексам приведены в таблице 4.3. Карты на которых отображены результаты ранжировки приведены на рисунке 4.5.

Согласно схемам, представленным на рисунке 4.5 наибольшие перспективны нефтегазоносности связаны с самыми северными территориями ЯНАО, куда входят нефтегазоносные земли Гыданского, Северо-Гыданского, Напалковского, Мессояхского, Нурминского НГР, где локализуется большая часть высокоперспективных объектов.

Таблица 4.3 Классификация и количество структур ранжированных по степени их перспективности для юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского комплексов

#### Юрский комплекс

Площадь/ дислоцированность	Малодислоцированные (-0,3...-0,2) и (+0,2...+0,3)	Умерено- дислоцированные (-0,2...-0,1) и (+0,1...+0,2)	Высоко- дислоцированные (-0,1...+0,1)
Малые (<100 км <sup>2</sup> )	58	87	61
Средние (100-200 км <sup>2</sup> )	20	34	27
Большие (>200 км <sup>2</sup> )	9	14	14

#### Неокомский комплекс

Площадь/ дислоцированность	Малодислоцированные (-0,3...-0,2) и (+0,2...+0,3)	Умерено- дислоцированные (-0,2...-0,1) и (+0,1...+0,2)	Высоко- дислоцированные (-0,1...+0,1)
Малые (<100 км <sup>2</sup> )	25	77	103
Средние (100-200 км <sup>2</sup> )	11	28	41
Большие (>200 км <sup>2</sup> )	2	12	23

#### Аптский комплекс

Площадь/ дислоцированность	Малодислоцированные (-0,3...-0,2) и (+0,2...+0,3)	Умерено- дислоцированные (-0,2...-0,1) и (+0,1...+0,2)	Высоко- дислоцированные (-0,1...+0,1)
Малые (<100 км <sup>2</sup> )	50	68	114
Средние (100-200 км <sup>2</sup> )	17	22	44
Большие (>200 км <sup>2</sup> )	6	10	21

#### Альб-сеноманский комплекс

Площадь/ дислоцированность	Малодислоцированные (-0,3...-0,2) и (+0,2...+0,3)	Умерено- дислоцированные (-0,2...-0,1) и (+0,1...+0,2)	Высоко- дислоцированные (-0,1...+0,1)
Малые (<100 км <sup>2</sup> )	18	89	133
Средние (100-200 км <sup>2</sup> )	11	24	54
Большие (>200 км <sup>2</sup> )	3	19	15

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

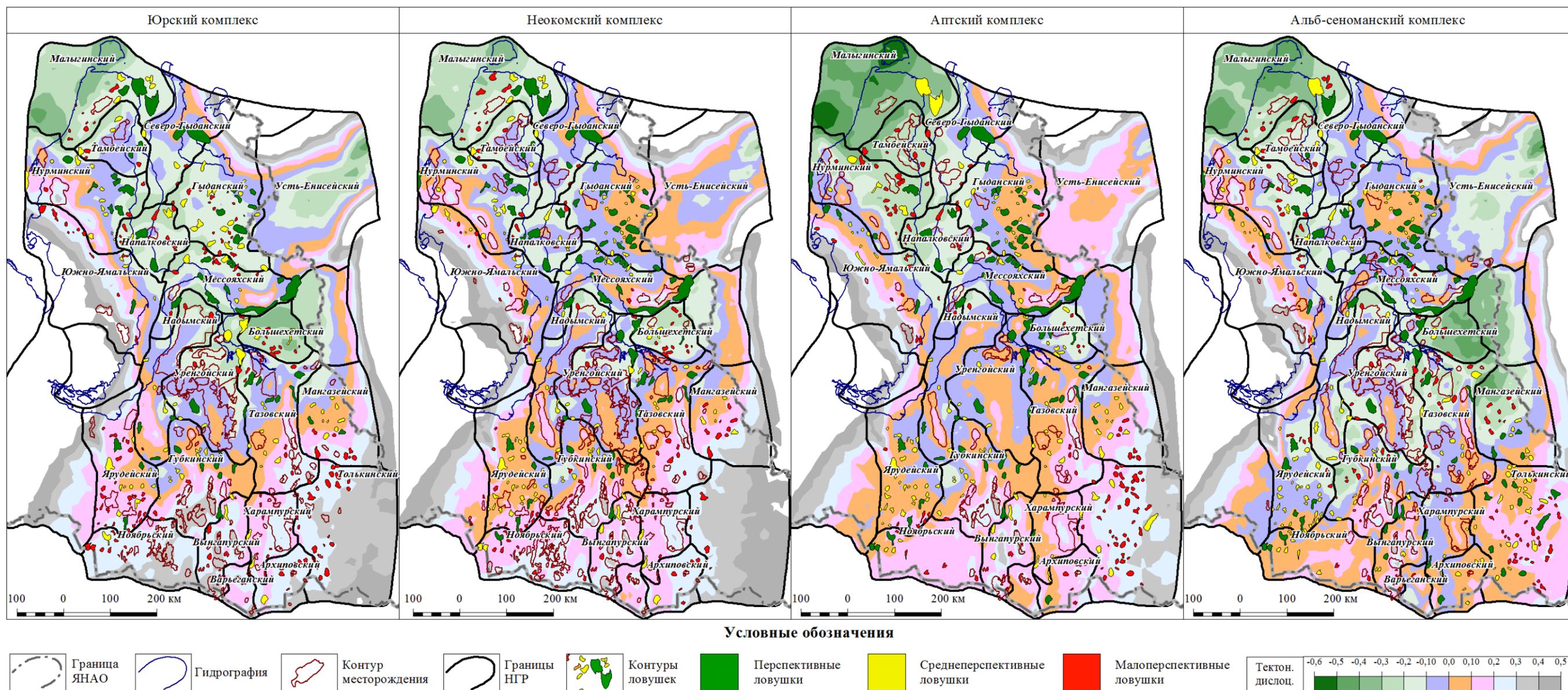


Рисунок 4.5 – Схемы перспектив нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты для юрского, неокомского, аптского и альб-сеноманского комплексов на основе значений параметра степени тектонической дислоцированности

#### 4.2. Результаты внедрения

Методика выявления перспективных нефтегазоносных объектов, приведенная в данной диссертационной работе, имеет производственное апробирование в рамках отчета «Особенности геологического строения, нефтегазоносности, закономерности размещения и формирования газовых месторождений-гигантов Западной Сибири», выполненного в ООО «ТюменНИИгипрогаз» в 2015 году [135].

В результате проведенных работ в пределах полуострова Гыдан был выделен перспективный Гыданско-Яртояхинский объект (рисунок 4.6). Данный объект, расположенный в центральной части полуострова, характеризуется изометричной формой и ориентирован в северо-западном направлении. Внутри данного контура (в северо-западной части) расположено Гыданское поднятие, контролирующее одноименное газовое месторождение. Общая площадь выделенного объекта составляет 13 800 км<sup>2</sup>, а его амплитуда по отражающему горизонту Г превышает 100 м.

Линейные размеры и амплитуда выделенного объекта сопоставимы с аналогичными параметрами ранее открытых газовых месторождений-гигантов. Геометрические характеристики прогнозной зоны являются достаточными для контроля гигантских по запасам скоплений газа.

В современном геоморфологическом плане выделенная прогнозная зона представляет собой слабонаклонную тектоническую ступень, осложняющую строение моноклинали, воздымающейся в северо-восточном направлении. На юго-западе, юго-востоке и северо-западе объект ограничен антиклинальными перегибами. На северо-востоке предполагается его ограничение тектоническими дислокациями.

Данный объект на неокомском, аптском и альб-сеноманском уровнях охарактеризован высокими значениями тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла, что делает эту зону благоприятной для протекания флюидомиграционных процессов и, как следствие, образования залежей УВ (рисунок 4.7). Промышленная нефтегазоносность в пределах этой зоны доказана на Гыданском месторождении, где установлена продуктивность отложений сеноманского, аптского и берриасового возрастов. Ресурсный потенциал данной зоны согласно авторской оценки составляет от 5 до 6 трлн. м<sup>3</sup> газа [36].

Результаты диссертационного исследования нашли применение в инженерно-техническом центре ООО «Газпром геологоразведка». Полученные результаты использованы для формирования стратегии лицензирования недр ПАО «Газпром» в пределах территории Ямало-Ненецкого автономного округа (см. приложение 1).

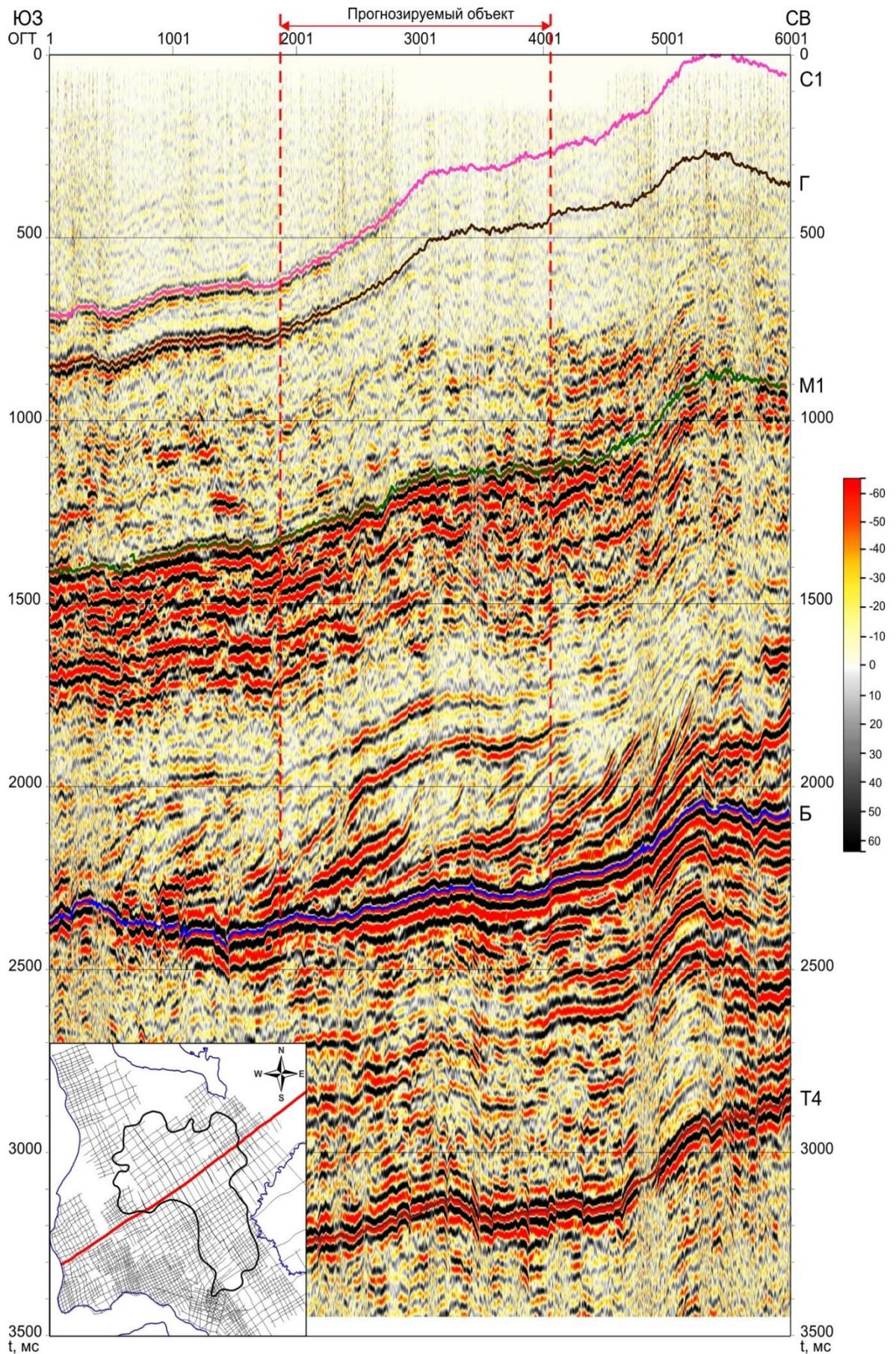


Рисунок 4.6 – Отображение прогнозируемого продуктивного объекта на фрагменте временного разреза по региональному сейсмическому профилю 4482042 [135]

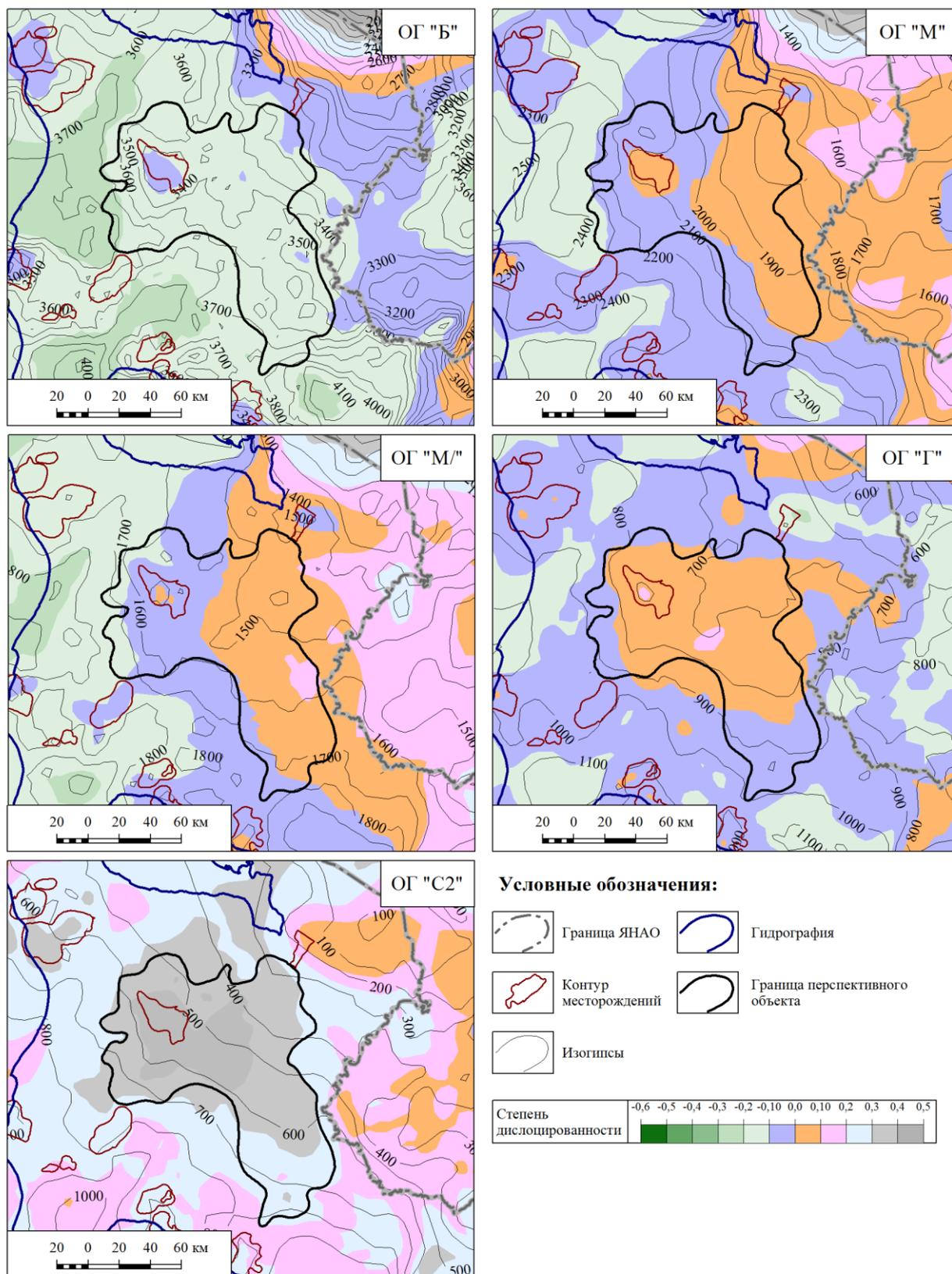


Рисунок 4.7 – Структурные планы перспективного объекта по кровле юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского и турон-сантонского комплекса, охарактеризованные параметром тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла [135]

#### 4.3. Выводы по главе

В данном разделе диссертационной работы на основании разработанного критерия тектонической дислоцированности, который может рассматриваться как один из важнейших нефтегазоконтролирующих критериев в пределах северной части Западной Сибири, выполнена ранжировка потенциально нефтегазоносных структур по степени их перспективности. При ранжировке перспективных объектов учитывалось два параметра – их площадь (характеризующая величину потенциальных открываемых запасов) и их приуроченность к зонам с различными значениями параметра тектонической дислоцированности (характеризующим вероятность заполнения ловушки). Чем больше площадь и чем больше степень дислоцированности отложений в её пределах, тем более перспективна структура.

Ранжировка перспективных нефтегазоносных объектов проводилась двумя методами. Первый прогноз основан на выделении перспективных объектов по схеме сквозной тектонической дислоцированности. Второй способ выделения перспективных объектов основан на анализе каждого стратиграфического уровня, охарактеризованного собственной схемой тектонической дислоцированности. В результате были получены карты-схемы, которые могут быть использованы для планирования направлений проведения геологоразведочных работ в региональном масштабе.

Также приводятся результаты апробации разработанной методики на производстве, где с её помощью в рамках НИР была выделена и обоснована перспективная Гыдано-Яртояхинская зона, рекомендованная для проведения лицензирования и постановки сейсморазведочных работ, для подготовки структуры к бурению.

Таким образом в данной главе рассмотрено и обосновано третье защищаемое положение.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании результатов представленного в диссертационной работе палеотектонического анализа иточнен и детализирован инверсионный характер тектонического развития северной части Западно-Сибирской плиты, установленный предшествующим исследователями. Разработана концептуальная модель, увязывающая инверсионные (знакопеременные) тектонические движения, обуславливающие изменения степени тектонической дислоцированности осадочного чехла, и, как следствие, формирование 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. Выполненная количественная оценка степени тектонической дислоцированности позволила выявить и закартировать области, которые были подвержены воздействию знакопеременных тектонических движений в наибольшей степени.

На основании статистического анализа распределения балансовых геологических запасов углеводородов 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 анализа данной модели были выявлены сообщающиеся дислоцированные вертикальные зоны, пронзающие осадочный чехол от юрского до сеноманского продуктивного комплекса. Выделено два вида зон – максимально дислоцированные со значениями параметра тектонической дислоцированности  $(-0,1 \dots +0,1)$  и умеренно дислоцированные - со значением параметра дислоцированности  $(-0,2 \dots +0,2)$ . К зонам с максимальной степенью тектонической дислоцированности приурочены крупнейшие месторождения, выявленные в пределах исследуемой территории, такие как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное, Береговое и другие. Северо- и северо-западное простирание, а также линейная форма сквозных высоко дислоцированных зон указывают на их взаимосвязь с триасовой грабен-рифтовой системой, залегающей в основании Западно-Сибирской плиты.

В ходе исследований установлена взаимосвязь между локализацией аномальных кольцевых зон (АКЗ) и расположением сквозных дислоцированных зон. На основании этого наблюдения делается вывод, что зоны сквозных тектонических дислокаций сопряжены с

активными флюидомиграционными процессами, наиболее интенсивные из которых приводят к формированию АКЗ.

На основании построенных моделей степени тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла проведена ранжировка перспективных объектов как в пределах отдельных комплексов, так и всего осадочного чехла. При выполнении ранжирования использовалась матричная система, основанная на площади перспективных структур и степени тектонической дислоцированности отложений. В результате ранжирования были получены карты-схемы, которые могут быть использованы для планирования основных направлений проведения ГРП в северной части Западной Сибири. Согласно ранжированию в первую очередь к опосредованному рекомендуются объекты, охарактеризованные большой площадью ( $>200 \text{ км}^2$ ) и расположенные в высокодислоцированных зонах.

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

Полученные в диссертационной работе результаты позволяют рассматривать фактор степени тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла, как один из основных нефтегазоконтролирующих критериев в пределах северной части Западно-Сибирской плиты. Использование данного фактора в совокупности с традиционными подходами должно увеличить эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**Опубликованная**

1. Аплонов, С. В. Геодинамика глубоких осадочных бассейнов: учеб. Пособие / С. В. Аплонов. – Санкт-Петербург : Наука, 2000. – 210 с.
2. Аплонов, С. В. Палеогеодинамика Западно-Сибирской плиты / С. В. Аплонов // Советская геология. - 1989. - № 7. - С. 27-36.
3. Артющков, Е. В. Вертикальные движения земной коры на континентах как отражение глубинных процессов в коре и мантии земли: геологические следствия / Е. В. Артющков // Вестник РАН. – 2012. – Т. 82. – № 12. - С. 1075-1091.
4. Артющков, Е. В. Механизм образования сверхглубоких осадочных бассейнов. Растяжение литосферы или эклогитизация / Е. В. Артющков // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 12. – С. 1675-1686.
5. Астафьев, Д. А. Грабен-рифтовая система и размещение зон нефтегазонакопления на севере Западной Сибири / Д. А. Астафьев, В. А. Скоробогатов, А. М. Радчикова // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 2-8.
6. Афанасьев, Ю. Т. Система рифтов Западной Сибири / Ю. Т. Афанасьев. - Москва : Наука, 1977. – 101 с.
7. Белоусов, В. В. Геотектоника: учебное пособие / В. В. Белоусов. - Москва: МГУ, 1976.- 334 с.
8. Белоусов, В. В. Основные вопросы геотектоники / В. В. Белоусов. - Москва: Госгеолтехиздат, 1954.- 606 с.
9. Бембель, С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири: монография / С. Р. Бембель. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 215 с.
10. Бембель, С.Р. Геодинамический аспект при поисках залежей углеводородов в Уватском районе Тюменской области / С. Р. Бембель // Горные ведомости. - 2010. - №11. – С.28–36.
11. Бембель, С.Р. Особенности проявления современной локальной геодинамики в западной части ХМАО-Югра, их связь с очагами нефтегазонакопления / С. Р. Бембель // Геология нефти и газа. - 2010. - №4. – С.8–12.
12. Бембель, С.Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири / С. Р. Бембель. – Тюмень. Шадринск: Изд.ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2010. – 182 с.
13. Бородкин, В.Н. Характеристика геологической природы инверсионных кольцевых структур в пределах арктических районов Западной Сибири как критерия

- нефтегазоносности / В.Н. Бородин, А.Р. Курчиков, А.С. Недосекин, А.В. Лукашов, О.А. Смирнов // Геология нефти и газа. - 2017. - №3. - С69-76
14. Бочкарев, В. С. Докембрийские и палеозойские формации Западной Сибири / В. С. Бочкарев, В. Г. Кривоносов // Тектоника платформенных областей. - Москва: Наука, 1988. - С. 80-104.
  15. Валяев, Б. М. Вторичная флюидизация как механизм воздействия глубинных геодинамических процессов на литогенез и нефтегазонакопление в осадочных бассейнах / Б. М. Валяев, А. Н. Дмитриевский // Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов. - Москва : Наука, 1992. - С. 33.
  16. Валяев, Б. М. Зональность нефтегазонакопления и глубинной углеводородной дегазации в осадочных бассейнах: (в связи с их геодинамической эволюцией) / Б. М. Валяев, П. Н. Кропоткин // Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов. - Москва : Наука, 1992. - С. 34.
  17. Варшавский, А. И. Влияние динамических процессов в земной коре на формирование месторождений нефти и газа / А. И. Варшавский, В. К. Громов, О. Л. Кузнецов, Ю. И. Кузнецов // ДАН СССР. - 1981. - Т. 257. - № 3. - С. 1357-1362.
  18. Верниковский, В. А. Проблемы тектоники и тектонической эволюции Арктики / В. А. Верниковский, Н. Л. Добрецов, Д. В. Метелкин [и др.] // Геология и геофизика. - 2013. - № 8. - С. 1083—1107.
  19. Влияние вертикальной миграции флюидов на формирование залежей нефти и газа : труды ЗапСибНИГРИ. – Москва : Недра, 1968. – 275 с.
  20. Воронин, Ю. А. Геология и математика. Задачи диагноза и распознавания в геологии, геохимии и геофизике / Ю. А. Воронин. - Новосибирск: Наука, 1970. - 225 с.
  21. Габриэлянц, Г. А. Геодинамический анализ нефтегазоносных бассейнов СССР / Г. А. Габриэлянц, К. А. Клещев, В. С. Шеин // Геология и геодинамика нефтегазоносных бассейнов СССР. - Москва: ВНИГНИ, 1990. - С. 4-38.
  22. Гаврилов, В. П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления / В. П. Гаврилов. – Москва: Недра, 1975. – 272 с.
  23. Гаврилов, В. П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере / В. П. Гаврилов // Геология нефти и газа. - 1988. - № 10. - С. 1-8.
  24. Гарецкий, Р. Г. Основные закономерности строения и развития молодых платформ / Р. Г. Гарецкий, А. Е. Шлезингер, А. Л. Яншин // Геотектоника. - 1981. - № 5. - С. 3-8.
  25. Геологический словарь: в 2 т.: справочник / сост. А. Н. Криштофович. - Москва : Недра, 1978. - Т.1 - 486 с.

26. Геологический словарь: в 3 т. : справочник / под общ. ред. А.И. Петров. - Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 2010. - Т. 1 - 432 с.
27. Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты / ред. : Э. Э. Фотиади, В. С. Сурков. - Ленинград: Недра, 1971. - 208 с.
28. Геология СССР. Западно-Сибирская низменность / ред. : Н. Н. Ростовцев.- Москва : Недра, 1964. - 550 с.
29. Геофлюидалные давления и их роль при поисках и разведке месторождений нефти и газа / В. Г. Мартынов, В. Ю. Керимов, Г. Я. Шилов, М. З. Рачинский. - Москва: ИНФРА, 2013. - 347 с.
30. Гиршгорн, Л. Ш. Дисгармоничные поднятия в осадочном чехле севера Западно-Сибирской плиты / Л. Ш. Гиршгорн // Советская геология. - 1987. - №4. - С. 63-71.
31. Гиршгорн, Л. Ш. Поднятия чехла над глубинными кольцевыми депрессиями на севере Западной Сибири / Л. Ш. Гиршгорн // Советская геология. - 1990. - №1. - С. 57-63.
32. 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.
33. 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.
34. Горбунов, П. А. Закономерности изменения фазового состояния залежей УВ основных продуктивных комплексов севера Западной Сибири / П. А. Горбунов, С. В. Воробьев, С. Р. Бембель [и др.]. // Международная научно-практическая конференция молодых исследователей им. Д.И.Менделеева: междунар. науч.-практ. конф. 26-30 окт. 2016 г. – Тюмень, 2016. – С. 203-205.
35. 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.
36. Горбунов, П. А. Прогноз гигантских зон газонакопления в северной части Западно-Сибирской плиты / П. А. Горбунов, С. В. Воробьев // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2017): IV Междунар. науч.-практ. конф. 08-10 нояб. 2017 г. – Москва, 2017. – С. 20.

37. 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 2016г. - Тюмень, 2016. - Т. 4. – С. 6-9.
38. 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.
39. 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
40. 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.
41. Горбунов, П. А. Фазовое состояние УВ нефтегазоносных комплексов севера Западной Сибири / П. А. Горбунов, О. С. Кулагина, С. В. Воробьев // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): междунар. науч.-тех. конф. 24 нояб. 2016 г. - Тюмень, 2016. – Т. 1. - С. 54-55.
42. Горбунов, П.А. Влияние инверсионных тектонических движений на нефтегазоносность юрских и меловых отложений в северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / П. А. Горбунов, С. В. Воробьев // Салмановские чтения: XI всерос. науч.-практ. конф. 30-31 марта 2017 г. – Тюмень, 2017. – С. 64-66.
43. 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.
44. Горбунов, П.А. Особенности прогноза нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты на основе модели тектонической дислоцированности осадочного чехла / П. А. Горбунова, С. В. Воробьев, С. Р. Бембель. - Текст: электронный // Вестник Евразийской науки. - 2020. - № 1. - URL: <https://esj.today/60NZVN120.html> (дата обращения 02.03.2020).
45. Горная энциклопедия: в 5 т. / под общ. ред. Е. А. Козловский. – Москва: Современная Энциклопедия, 1989. - Т. 4. - 1989. - 623 с.

46. Государственный баланс запасов углеводородов на 01.01.2018
47. Дизъюнктивная тектоника Западно-Сибирской плиты: сб. / ред. : Ф. Г. Гурари [и др.]. - Новосибирск : СНИИГГИМС, 1974. - 193 с.
48. Дмитриевский, А. Н. Геодинамические аспекты генезиса нефти и газа / А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев, И. А. Володин // Проблемы происхождения нефти и газа: сб. ст. - Москва, 1994. - С. 22-30.
49. Дюнин, В. И. Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. Обзорная информация: учеб. Пособие / В. И. Дюнин, А. В. Корзун. - Москва : Научный мир, 2003. - 98 с.
50. Евсеев, Г. П. Неотектонические показатели распределения нефти и газа в Западной Сибири / Г. П. Евсеев, И. Л. Кузин // Труды ЗапСибНИГНИ : сб. науч. тр. / ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1973. - С. 137-141.
51. Ермаков, В. И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири / В. И. Ермаков, В. А. Скоробогатов, Н. Н. Соловьев. - Москва: Геоинформмарк, 1997. - 134 с.
52. Ермилов, О. М. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего Севера Западной Сибири / О. М. Ермилов, Ю. Н. Карогодин, А. Э. Конторович. - Новосибирск: СО РАН, 2004. - 141 с.
53. Журавлев, Е. Г. Тектоника фундамента Западно-Сибирской плиты / Е. Г. Журавлев // Геотектоника. - 1986. - № 5. - С. 107-115.
54. Загоровский, Ю. А. Роль флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на севере Западной Сибири : 25.00.12 : дис. .канд. геол.-мин. наук. / Ю. А. Загоровский; ТИУ. - Тюмень, 2017. - 201 с.
55. Запивалов, Н.П. Нефтегазовый потенциал палеозойского фундамента Западной Сибири: прогнозы и реальность / Н.П. Запивалов // Геол. журн. - 2006. - № 1. - С.26-37.
56. Извеков, И. Б. Закономерности размещения месторождений углеводородов в зоне сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской областей Западно-Сибирской мегапровинции / И. Б. Извеков // Научно-технический сборник вести газовой науки. - 2013. - № 5. - С. 74-80.
57. Карта недропользования Ямало-Ненецкого Автономного округа, М-б 1:1000000. - Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2014.
58. Карус, Е. В. Глубинное строение Западной Сибири / Е. В. Карус, Г. А. Габриэлянц, В. М. Ковылин, Н. М. Чернышев // Советская геология. - 1984. - № 5. - С. 75-85.

59. Карякин, Ю. В. Геохимическая специализация и  $40\text{Ar}/39\text{Ar}$  возраст базальтоидного магматизма островов Земля Александры, Нортбрук, Гукера и Хейса (архипелаг Земля Франца-Иосифа) / Ю. В. Карякин, Э. В. Шипилов // Докл. РАН. - 2009.- №2. - С. 1–5.
60. Кононов, М. В. Тектоника плит северо-запада Тихого океана / М. В. Кононов. - Москва: Наука, 1989. - 167 с.
61. Конторович, А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов. - Москва: Недра, 1975. - 680 с.
62. Конторович, В. А. История формирования крупных антиклинальных структур - ловушек для уникальных газовых залежей на Севере Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения) / В. А. Конторович, Д. В. Конторович, Е. С. Сурикова // Геология и геофизика. - 2014. - №5. - С. 862-873.
63. Конторович, В. А. Критерии классификации платформенных структур / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2004. - №1 - С. 47 - 85.
64. Конторович, В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири / В.А. Конторович // Геология и геофизика. - 2009. - Т. 50. - № 4. - С. 461-474
65. Конторович, А. Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в Меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков [и др.] // Геология и геофизика. – 2014. - № 5. - С. 745-776.
66. Конторович, А. Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в Юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжков [и др.] // Геология и геофизика. - 2013. - № 8. - С. 972-1012.
67. Корчуганова, Н. И. Новейшая тектоника с основами современной геодинамики: метод. рук. / Н. И. Корчуганова. – Москва : Геокарт, ГЕОС, 2007. – 354 с.
68. Косыгин, Ю.А. Тектоника: учеб. пособие / Ю.А. Косыгин. - Москва: Недра, 1988. - 465 с.
69. Лаверов, Н. П. Базовая модель тектонического развития Арктики как основа для подготовки обновленной заявки России в Комиссию ООН на установление внешней границы континентального шельфа / Н. П. Лаверов, Л. И. Лобковский, М. В. Кононов [и др.] // Арктика: экология и экономика/ - 2012. - №2. - С. 4-19.
70. Лаверов, Н. П. Геодинамическая модель развития арктического бассейна и примыкающих территорий для мезозоя и кайнозоя и внешняя граница континентального шельфа России / Н. П. Лаверов, Л. И. Лобковский, М. В. Кононов [и др.] // Геотектоника. - 2013. - № 1. - С. 3–35.
71. Лобковский, Л. И. Геодинамическая модель эволюции арктического региона в позднем мезозое-кайнозое и проблема внешней границы континентального шельфа России / Л. И.

- Лобковский, В. Е. Вержбицкий, М. В. Кононов [и др.] // Арктика. Экология и экономика. - 2011. - №1. - С. 104-115.
72. Максимов, Е. М. Тектоника и геологические формации Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Е. М. Максимов. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. — 370 с.
73. Маркевич, В. П. История развития и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности / В. П. Маркевич. - Москва : Наука, 1966. - 246 с.
74. Моделевский, М. Ш. Новое в прогнозировании нефтегазоносности / М. Ш. Моделевский. - Москва : [б. и.], 1972. - 88 с.
75. Мочалкина, Л. Н. О нефтегазоносности Западной Сибири с позиции мобилизма / Л. Н. Мочалкина // Вестник Югорского государственного университета. - 2009. - №3. - С. 70-73.
76. Мухин, Ю. В. Процессы уплотнения глинистых осадков (применительно к вопросам геологии нефти и газа, гидрогеологии и инженерной геологии) / Ю. В. Мухин. - Москва: Недра, 1965. - 199 с.
77. Наливкин, В. Д. О морфологической классификации платформенных структур / В. Д. Наливкин // Геология нефти и газа. - 1962. - № 8. - С. 24-28.
78. Наумов, А. Л. Региональные тектонические перестройки и газоносность Западной Сибири / А. Л. Наумов, Т. М. Онищук, Н. П. Дядюк [и др.] // Геотектоника. - 1983. - №5. - С.67-73.
79. Наумов, А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна / А.Л. Наумов // Геология и геофизика. - 1977. - №10. С. 38-47.
80. Нежданов, А. А. Роль дегазации Земли в формировании месторождений УВ севера Западной Сибири / А. А. Нежданов // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: всероссийской конференции. - М.: ГЕОС, 2008. - С. 340-342.
81. Нежданов, А. А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ: 25.00.12 : дис. ... д-ра геол.-минерал. наук / А. А. Нежданов; ТюмГНГУ. - Тюмень, 2004. - 453 с.
82. Нейман, В. Б. Теория и методика палеотектонического анализа / В. Б. Нейман. - Москва : Недра, 1984 - 80 с.
83. Нестеров, И. И. Генезис и формирование залежей углеводородного сырья / И. И. Нестеров // Геология нефти и газа. - 2004. - № 2. - С. 38-47
84. Нестеров, И. И. Формирование бассейнов Западной Сибири в связи с эволюцией литосферы / И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. С. Бочкарев // Осадочные бассейны и нефтегазоносность. - Москва : Наука, 1989. - С. 29-37.
85. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты / М. Я. Рудкевич [и др.]. - Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1970. - 177 с.

86. Павленкова, Н.И. Роль дегазации Земли в глобальной геодинамике / Н. И. Павленкова // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь. - Москва: ГЕОС, 2010. - С. 400-403.
87. Первухина, Н.В. История формирования антиклинальных ловушек и залежей нефти и газа в юрских отложениях севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Н.В. Первухина, Г.Г. Шемин, В.И. Москвин // Геология и геофизика. - 2017. - №3-4. - С.472-483
88. Песковский, И. Д. Эволюция литосферы Западной Сибири и формирование осадочного бассейна / И. Д. Песковский. - Москва : Недра, 1992. - 334 с.
89. Петров, А. И. О необходимости учета современной геодинамики при оценке и пересчете промышленных запасов нефти и газа / А. И. Петров, В. С. Шеин // Геология нефти и газа. - 2001. - №3. – С. 6–13.
90. Попов, И. П. Об универсальности модели залежей углеводородов и повышении эффективности их разработки / И. П. Попов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1993. - № 11-12. - С. 35-39.
91. Попов, И. П. Учет фильтрационно-емкостной модели коллекторов при подсчете и разработке залежей нефти и газа / И. П. Попов // Экспресс-информ. Сер.: Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи. - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 1990. - № 2. - С. 28-33.
92. Попов, И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа / И. П. Запивалов, И. П. Попов. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2003. - 198 с.
93. Пузырев, Н. Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Введение в общую сейсмологию / Н. Н. Пузырев. - Новосибирск: СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997. - 301 с.
94. Размышляев, А. А. Первичная миграция углеводородов из глинистых толщ при инверсионных тектонических движениях / А. А. Размышляев, В. Ф. Симоненко // Геология нефти и газа. - 1982. - №5. - С. 45-50.
95. Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины Тюмень, 1990г. Объяснительная записка к региональным стратиграфическим схемам мезозоя Западно-Сибирской равнины, принятым МРСС-90 14-18 мая 1990г. и утвержденным МСК СССР 30 января 1991г. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.
96. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

97. Ростовцев, Н. Н. Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности / Н. Н. Ростовцев // Информационный сборник ВСЕГЕИ.- 1955. - № 2. - С. 3-12.
98. Рудкевич, М. Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности / М. Я. Рудкевич. - Москва : Недра, 1974. - 184 с.
99. Рудкевич, М. Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности / М. Я. Рудкевич. - Москва : Недра, 1969. - 278 с.
100. Савостин, Л. А. История раскрытия Евразийского бассейна Арктики / Л. А. Савостин, А. М. Карасик, Л. П. Зоненшайн // ДАН СССР. - 1984. - № 5. - С. 1156-1161.
101. Скоробогатов, В. А. Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала / В. А. Скоробогатов, Л. В. Строганов, В. Д. Копеев. - Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 352 с.
102. Скоробогатов, В. А. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее / В. А. Скоробогатов, Л. В. Строганов. - Москва : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2006. - 261 с.
103. Скоробогатов, В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В. А. Скоробогатов // Научно-технический сборник вести газовой науки. - 2014. - № 3. - С. 8-26.
104. Слепак, З. М. Применение гравиразведки при поисках нефтегазоносных структур / З. М. Слепак. - Москва: Недра, 1989. - 200 с.
105. Смирнов, О.А. Индикаторы вертикальной миграции флюидов (углеводородов) в разрезе шельфа Баренцева и Карского морей по данным сейсморазведки 3D / О.А. Смирнов, В.Н. Бородин, А.В. Лукашов, А.Р. Курчиков, М.В. Комгорт, А.В. Погребский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2019. -№7. -С23-32
106. Смирнов, О.А. Отображение флюидодинамической модели формирования залежей углеводородов по данным сейсморазведки 2D, 3D на примере акватории Баренцева и Карского морей / О.А. Смирнов, А.В. Лукашов, А.С. Недосекин, А.Р. Курчиков, В.Н. Бородин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2019. -№1. -С17-28
107. Соболев, В. С. Некоторые особенности размещения и формирования крупнейших газосодержащих месторождений мира / В. С. Соболев, Л. Л. Полякова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - № 4. - URL : [http://www.ngtp.ru/rub/6/41\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/41_2009.pdf) (дата обращения : 04.09.2019).
108. Соколов, Б. А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования / Б.А. Соколов, Э. А. Абля. - Москва : ГЕОС, 1999. - 76 с.
109. Соколов, В. А. Миграция газа и нефти / В. А. Соколов. - Москва: АН СССР, 1956. - 352 с.

110. Сорохтин, О. Г. Глобальная эволюция Земли / О. Г. Сорохтин. - Москва: Наука, 1974. - 184 с.
111. Сурков В. С. Складчатые системы и структуры доюрского фундамента. Палеозой юго-востока Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро, Л. В. Смирнов. - Новосибирск: Наука, 1984. - 70 с.
112. Сурков, В. С. Атлас палеотектонических и палеогеологических карт Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / В. С. Сурков. - Новосибирск : СНИИГГиМС, 1995. - 15 с.
113. Сурков, В. С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков. - Москва: Недра, 1986. - 149 с.
114. Сурков, В. С. Состояние проблемы нефтегазоносности палеозойских отложений Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро, Л. В. Смирнов [и др.] // Результаты региональных геолого-геофизических исследований Сибири : труды СНИИГГИМС. - Новосибирск, 1989. - С. 3-13.
115. Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро. - Москва : Недра, 1981. - 118 с.
116. Сурков, В. С. Тектоническое районирование мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков // Советская геология. - 1970. № 4. - С. 80-89.
117. Тектоника мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты: сб. / ред. : Ф. Г. Гулари [и др.]. - Новосибирск : СНИИГГиМС, 1971. - 148 с.
118. Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы. М-б 1:1000000 / Под ред. И.И. Нестерова. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1990.
119. Успенская, Н. Ю. Месторождения-гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа и особенности их формирования / Н. Ю. Успенская // Геология нефти и газа. - 1972. - №8. - С.1-8.
120. Фотиади, Э. Э. Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты / Э. Э. Фотиади, В. С. Сурков. - Ленинград: Недра, 1971. - 207 с.
121. Фотиади, Э. Э. Некоторые региональные особенности глубинного строения земной коры территории СССР в свете геофизических данных / Э. Э. Фотиади, Г. И. Каратаев, Ф. С. Моисеенко // Геология и геофизика. - 1965. - № 10. - С. 12-22.
122. Хаин, В. Е. Геофлюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов / В. Е. Хаин, Б. А. Соколов, Н. В. Марасанова // Геология нефти и газа. - 1988. - № 1. - С. 60-62.

123. Хаин, В. Е. Гондвана - исчезнувший суперконтинент / В. Е. Хаин, Н. А. Божко // Природа. - 1989. - №6. - С. 36-45.
124. Хаин, В. Е. Основные проблемы современной геологии / В. Е. Хаин. - Москва: Научный мир, 2003. - 348 с.
125. Шаблинская, Н. В. Разломная тектоника Западно-Сибирской и Тимано-Печорской плит и вопросы нефтегазоносности палеозоя / Н. В. Шаблинская. - Ленинград: Недра, 1982. - 155 с.
126. Шемин, Г.Г. Литолого-палеогеографические реконструкции среднеюрской эпохи севера Западной Сибири и акватории Карского моря / Г.Г. Шемин, Л.Г. Вакуленко, В.И. Москвин, В.В. Сапьяник // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. -2016. - №2. -С.65-77
127. Шемин, Г.Г. Литолого-палеогеографические реконструкции юрского периода севера Западно-Сибирского осадочного бассейна / Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина // Геология нефти и газа. - 2018. - №6. -С. 35-61
128. Шипилов, Э. В. Строение области сочленения свальдбарской и карской плит и геодинамические обстановки её формирования / Э. В. Шипилов, В. А. Верниковский // Геология и геофизика. - 2010. - № 1. - С. 75—92.
129. 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..
130. 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: internationa scien.-pract. conf. 23-25 November 2016. - Moscow, 2016. – P. 12.
131. 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.
132. 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

**Фондовая**

133. Отчет о результатах глубинных сейсмических исследований сп14/00-01 на Самотлорском месторождении в Нижневартовском районе Тюменской области. (Р 43). 2002г. Инвентарный в РГФ 479545
134. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрского, юрского и нижней части неокомского комплексов в пределах Самотлорского лицензионного участка // Отчет по договору 1043/33-00. 2002г.
135. Особенности геологического строения, нефтегазоносности, закономерности размещения и формирования газовых месторождений-гигантов Западной Сибири



Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпром геологоразведка»  
(ООО «Газпром геологоразведка»)

ул. Гарькина, д. 70, г. Тюмень,  
Тюменская область, Российская Федерация, 625000  
тел.: +7 (3452) 38-19-19, факс: +7 (3452) 54-09-56  
e-mail: office@gpr.gazprom.ru

ОКПО 75782730, ОГРН 1042401809560, ИНН 2460066149, КПП 720301001

23.09.2019 № 26-С/ИТЦ

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

### АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы П.А. Горбунова на тему  
«Прогнозирование зон нефтегазоносности северных и арктических районов  
Западной Сибири на основе палеотектонических критериев»

Настоящий акт составлен о том, что Инженерно-техническим центром  
ООО «Газпром геологоразведка» приняты к использованию результаты  
исследований, отраженные в диссертационной работе Горбунова П.А.  
«Прогнозирование зон нефтегазоносности северных и арктических районов  
Западной Сибири на основе палеотектонических критериев».

Полученные результаты использованы для формирования стратегии  
лицензирования недр ПАО «Газпром» в пределах территории Ямало-  
Ненецкого автономного округа.

Заместитель начальника ИТЦ  
по научной работе д. г.-м.н.

  
А.А. Нежданов

