

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

На правах рукописи



Куркин Александр Анатольевич

**УТОЧНЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОКА
ЯМАЛА НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТКИ ДЕТАЛЬНОЙ МОДЕЛИ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ**

Специальность 25.00.12

«Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений»

**Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук**

Научный руководитель:

Д. Г-М. Н., С. Н. С.

Кузнецов Владислав Иванович

Тюмень, 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ	4
1 Обзор предшествующих исследований.....	13
1.1 Расположение и изученность	13
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	14
1.3 Тектоника.....	17
1.3.1 Общая информация	17
1.3.2 Вопросы зарождения бассейна и рифтов	25
1.3.3 Вопросы морфологии структурно-тектонических элементов осадочного чехла.....	28
1.3.4 Вопросы происхождения антиклиналей и разломов чехла	29
1.4 Нефтегазоносность.....	32
1.5 Перспективные объекты	39
1.6 Успешность поисково-разведочного бурения и геологический риск.....	41
1.7 Структурные построения, оценка неопределенности	46
1.8 Выводы и окончательная постановка задач	49
2 Анализ отрицательных результатов поисково-разведочного бурения	53
2.1 Введение.....	53
2.2 Анализ истории бурения каждой скважины.....	58
2.3 Причины отрицательных результатов бурения.....	66
2.4 Анализ причин структурных ошибок.....	69
2.5 Морфология структур до бурения	73
2.6 Величины структурных ошибок и прогнозная точность до бурения	77
2.7 Выводы	80
3 Структурно-тектоническое строение доюрского основания и осадочного чехла	83
3.1 Структурные построения.....	83
3.1.1 Методика структурных построений	83
3.1.2 Анализ выполненных построений в сравнении с предыдущими работами и результатами бурения.....	84
3.2 Оценка латерального распределения структурной погрешности	86
3.2.1 Оценка по внутренней сходимости метода сейсморазведки.....	87
3.2.2 Оценка по внешней сходимости сейсморазведки с данными бурения ..	92
3.2.3 Расчет итоговой карты распределения среднеквадратической ошибки	93
3.2.4 Результаты применения метода.....	94
3.3 Модель тектонического развития территории	98
3.3.1 Тектоническое строение доюрского комплекса и	98
промежуточного этажа	98
3.3.2 Тектоническое строение осадочного чехла.....	106

3.3.3	Модель тектонического развития осадочного чехла	112
3.3.4	Выводы по результатам изучения тектонического развития	132
4	Закономерности и перспективы нефтегазоносности, оценка рисков	138
4.1	Модель накопления неокомских клиноформ	138
4.2	Выводы по строению и развитию неокомских отложений	165
4.3	Закономерности нефтегазоносности	168
4.4	Перспективы нефтегазоносности	176
4.4.1	Структурные ловушки	176
4.4.2	Неантиклинальные ловушки неокомского интервала	177
4.4.3	Неантиклинальные объекты глубоких юрских горизонтов	180
4.4.4	Доюрский комплекс	183
4.5	Коэффициент успешности поисково-разведочного бурения (общий)	185
4.6	Анализ подтверждаемости неокомских объектов бурением	186
4.7	Оценка геологических рисков перспективных объектов	191
4.7.1	Методика и алгоритм оценки	191
4.7.2	Наиболее надежные перспективные объекты	196
4.8	Выводы по перспективам нефтегазоносности и рекомендации по дальнейшим ГРП	202
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	205
	Список литературы	209

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования.

Ресурсная база севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является одной из основ энергетической стратегии России. Среди северных территорий провинции по оцененным ресурсам углеводородов лидирует Ямальская нефтегазоносная область (НГО) (рисунок 1). Именно с этим районом следует связывать основные перспективы наращивания добычи и ресурсной базы, поскольку основные месторождения двух других крупнейших по ресурсам НГО – Надым-Пурской и Пур-Тазовской, – находятся в стадии падающей добычи [Скоробогатов, 2006]. При этом в восточной части Ямальской НГО основной фонд недр еще не распределен, и здесь находятся месторождения, отнесенные к стратегически важным для газоснабжения страны объектам: Верхнетиутейское, Западно-Сеяхинское, Нейтинское, Арктическое, Нурминское и Ростовцевское. Логично, что правительством Российской Федерации утвержден план производства сжиженного природного газа на базе месторождений полуострова Ямал, который в настоящее время активно реализует компания «НОВАТЭК».

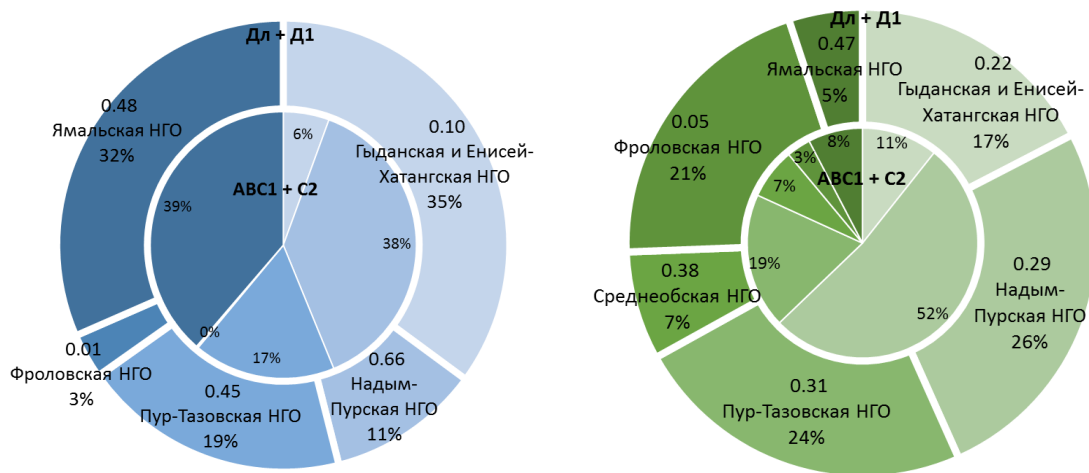


Рисунок 1 – Распределение запасов и ресурсов газа (слева) и нефти (справа) по нефтегазоносным областям Западно-Сибирской мегапровинции, с указанием степени разведанности запасов.

Вместе с тем, степень разведанности ресурсной базы Ямальской НГО (отношение запасов категории С1 к запасам категории С2 и ресурсам Д0+Дл) является относительно высокой – 0.48. Это говорит о том, что потенциал для прироста запасов весьма ограничен. Для дальнейшего поддержания добычи необходимо уже сейчас вводить в поисково-разведочное бурение перспективные ресурсы нефти и газа.

Согласно оценкам, принятым на баланс департаментом недропользования Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – официальные или балансовые оценки), на Ямале содержатся колоссальные объемы ресурсов углеводородов: 10 400 млрд м³ ресурсов газа и 220 млн т. нефти. При этом больше трети ресурсов газа сосредоточено в структурных ловушках

апт-альб-сеноманского комплекса (рисунок 2), где на Ямале и Гыдане отмечается низкий процент успешности поисково-разведочного бурения – более 60 пробуренных в 1970-90-е года скважин не открыли промышленно значимых запасов. Это связано по большей части с недооценкой структурных погрешностей, возникающих в результате искажающего влияния скоростных неоднородностей.

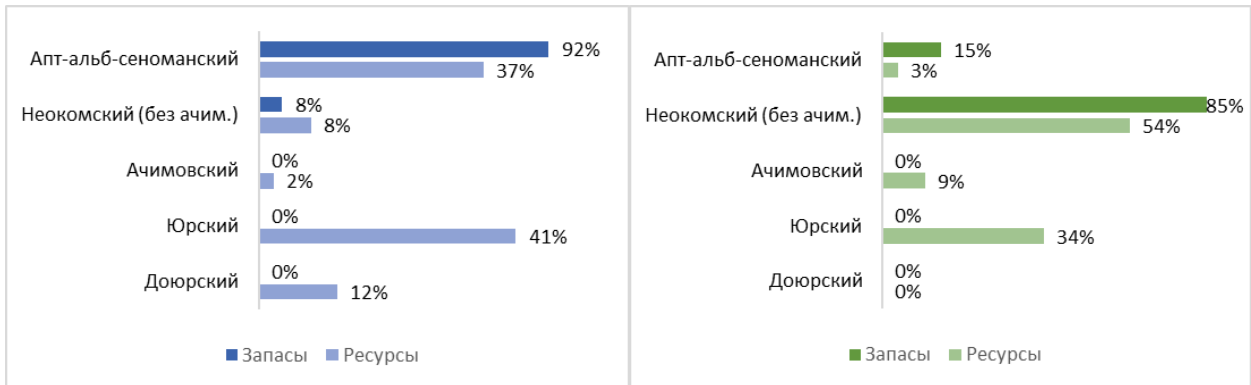


Рисунок 2 – Распределение запасов и ресурсов газа (слева) и нефти (справа) по интервалам согласно официальным оценкам на востоке Ямала.

Общеизвестно, что структурный фактор является определяющим формированием залежей углеводородов. По этой причине качество построения глубинных моделей напрямую влияет на достоверность прогноза нефтегазоносности. Также известно, что обратная кинематическая задача сейсморазведки является в общем случае некорректной, не имеющей однозначного и единственного решения, а значит, как бы ни была оптимальна методика полевых работ и кинематической обработки/интерпретации данных - погрешности при построении глубинно-скоростных моделей неизбежны. Вышесказанное в особой степени относится к северной части Западно-Сибирского бассейна, где наблюдаются резкие изменения сейсмических скоростей в верхней части разреза за счет изменчивости толщи многолетнемерзлых пород, которые наряду с влиянием многоуровневых залежей газа и зона АВПД существенно искажают сейсмоструктурные построения. Чтобы в полной мере понимать геологические риски бурения поисковых, разведочных или эксплуатационных скважин, важно располагать достоверной оценкой пространственного распределения погрешности структурных построений.

Что касается сложнопостроенных ловушек неструктурного типа, то относительно невысокие балансовые оценки ресурсов неокомских отложений, включая ачимовскую толщу, представляются заниженными. На юге территории открыты Ростовцевское и Новопортовское месторождения с крупными запасами УВ в этом интервале, а на многих других площадях Ямала получены притоки УВ из объектов, не учтенных на государственном балансе: Хамбатейская, Нурминская, Среднеямальская, Сядорская, Малыгинская площади. Таким образом, ресурсная база территории может быть существенно увеличена за счет ревизии и выявления новых перспективных неокомских неантиклинальных объектов. В качестве

приоритетного направления поиска следует рассматривать юго-восточную часть полуострова, где неокомский интервал имеет особо сложное, двухэтажное строение. Здесь на сейсмических разрезах выделяются отражающие границы не только традиционного, северо-западного падения, но и юго-восточного и северо-восточного падения.

Другим перспективным направлением наращивания ресурсной базы является поиск ловушек с тектоническим экранированием, расформированных палеоподнятий в юрских отложениях и зон развития коры выветривания в кровле доюрского основания.

Картирование вышеперечисленных неантиклинальных объектов может быть выполнено путем построения комплексной модели развития осадочного чехла и доюрского основания, включающей модель накопления неокомских клиноформ и палеотектоническую-геодинамическую модель.

При выборе первоочередных объектов для поискового бурения обычно ориентируются на объем оцененных ресурсов в ловушках. Для повышения эффективности геологоразведочных работ более правильным представляется использование не только величины ресурсов, но и оценки геологических рисков бурения ловушек и составления рейтинга наиболее надежных объектов.

Важно отметить, что за последние годы в пределах изучаемой территории и сопредельных районах – северной части Ямала и западной части Гыданского полуострова – был пробурен ряд новых поисково-разведочных скважин и проведены сейсмические съемки, позволяющие выявить новые детали геологического строения и уточнить перспективы нефтегазоносности востока Ямала. При построении модели необходимо учесть все эти новые материалы.

Степень разработанности темы.

Изучением перспектив нефтегазоносности недр Ямала занимались И.И. Нестеров, А.А. Нежданов, В.С. Соседков, В.Н. Бородкин, В.И. Кислухин, В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, и многие другие. Только в пределах юго-восточной части полуострова коллективами производственных и научно-тематических партий «Ямалгеофизика» в разные годы были выделены более 200 перспективных объектов. Но важно отметить, что большая часть ловушек закартирована по материалам 25-летней давности по методически различным подходам на разных площадях. Из этого следует необходимость обобщения результатов всех проведенных работ и построения единой модели по современным технологиям интерпретации данных.

Из современных обобщающих исследований следует отметить работы коллективов ВНИИГАЗ, «Газпром», «СибНАЦ». В большинстве своем они основывались на региональной сети профилей и были нацелены на выделение крупных перспективных зон внутри

региональных и зональных неокомских циклитов. Опубликованных обобщающих работ, учитывающих и сохраняющих степень детализации материалов площадных съемок, где была бы проведена объектно-ориентированная оценка ресурсов, нет.

Успешность поисково-разведочного бурения в Западной Сибири рассматривалась в работах В.И. Шпильмана, Г.И. Плавника, Н.Х. Кулахметова и многих других авторов. При этом комплексный анализ причин неподтверждения ловушек Ямала не проводился.

Вопросы клиноформного строения неокома, методы прогнозирования неструктурных ловушек неокома и юры разрабатывались А.Л. Наумовым, Ф.Г. Гулари, В.С. Соседковым, А.А. Неждановым, В.Н. Бородкиным, В.П. Игошкиным, Л.Я. Трушковой, В.А. Корневым. Однако, целенаправленного бурения на ловушки неструктурного типа на востоке Ямала практически не велось. Остаются открытыми вопросы, касающиеся закономерностей распределения залежей. В частности, почему на Ростовцевском и Новопортовском месторождении неокомский интервал сильно опесчанен, и здесь сформировались относительно крупные залежи? Почему некоторые поднятия заполнены углеводородами до замка, другие имеют невысокий коэффициент заполнения, а некоторые и вовсе не содержат ни одной залежей?

Тектоническое строение Ямала и всего севера Западной Сибири изучалось в работах В.С. Суркова, В.С. Бочкарева, А.А. Нежданова, С.В. Аплонова, К.О. Соборнова, Г.Н. Гогоненкова, А.И. Тимурзиева, Ю.В. Филипповича и других исследователей. При этом остаются открытыми вопросы формирования и распространенности предполагаемых пермо-триасовых рифтов – важнейших тектонических элементов Западно-Сибирской плиты. Не до конца установлены причины формирования структурных элементов и осадочного чехла. Назрело обновление тектонических схем Ямала в соответствии с современными сейсмическими материалами.

Аналізу геологических рисков посвящены работы В.И. Пороскуна, А.Г. Авербуха, Н.Л. Ивановой, В.И. Галкина, А.Н. Фокина, А.А. Полякова, R. Otis, N. Schneidermann, P. Rose. Вопросы оценки структурных неопределенностей рассмотрены в работах В.И. Аронова, В.И. Пороскуна, А.Г. Авербуха, Н.Л. Ивановой, А.П. Сысоева, А.В. Новокрещина, Е.О. Черкаса. Разработаны соответствующие регламенты и инструкции. Однако, большая часть методик основана на общегеологических зависимостях и теоретических предпосылках к нефтегазоносности. Корректный расчет рисков должен основываться в первую очередь на эмпирических данных рассматриваемого региона: установленных закономерностях размещения залежей и подтверждаемости бурением ранее выделенных объектов. Такие эмпирические или статистические подходы к оценке геологических рисков по территории Ямала в современных публикациях не встречались.

Более подробный анализ предшествующих исследований приведен в главе 1.

Цель и задачи исследования.

Цель работы – уточнить перспективы нефтегазоносности и повысить эффективность геологоразведочных работ в пределах восточной части полуострова Ямал путем выбора приоритетных для поискового бурения перспективных объектов.

Научная задача, которую необходимо решить для достижения поставленной цели – создать модель геологического развития осадочного чехла и доюрского основания восточного Ямала с учетом всей новой геолого-геофизической информации и провести анализ подтверждаемости бурением ранее выделенных ловушек.

Этапы решения поставленной задачи:

1. Анализ отрицательных результатов поискового бурения ранее выделенных перспективных объектов для установления причин ошибок и недопущения их при последующих геологоразведочных работах.

2. Уточнение строения тектонических структур и разломов, последовательности и механизмов их формирования.

3. Картирование новых неструктурных ловушек.

4. Оценка геологических рисков поискового бурения перспективных ловушек на основе установленных закономерностей распределения залежей и подтверждаемости объектов бурением.

Объект исследования – осадочный чехол и доюрское основание восточной части полуострова Ямал и западной части Гыданского полуострова.

Предмет исследования – особенности геологического развития, закономерности размещения залежей углеводородов и перспективные объекты восточной части полуострова Ямал.

Научная новизна.

1. На основе всей имеющейся геолого-геофизической информации, включая новые сейсмические данные, обновлены и детализированы тектонические схемы осадочного чехла и доюрского основания. Выделены глубинные тектонические нарушения-линеаменты основания и установлена их взаимосвязь с разломами чехла.

2. В результате палеогеоморфологического и геодинамического анализа составлена концептуальная модель тектонического развития осадочного чехла: определены временные интервалы, механизмы образования структурных поднятий и разломов, выявлены преимущественные направления тектонических напряжений. Впервые инверсионными

сдвигами объяснено противоречие одинаковой ориентировки антиклиналей и сбросов, формировавшихся на неотектоническом этапе развития.

3. Разработана детальная модель накопления неокомских отложений. Закартированы границы распространения берриас-раннеготеривской глинистой толщи, накопившейся раньше традиционных клиноформ западного падения и предопределившей формирование мощных пластов-коллекторов значительной толщины с залежами углеводородов.

4. Разработаны и апробированы оптимизированные методики построения карт пространственного распределения погрешности структурных построений и оценки геологических рисков поискового бурения перспективных объектов.

Теоретическая и практическая значимость работ.

1. Методика оценки латеральной погрешности структурных построений и геологических рисков способствует повышению коэффициента успешности поисково-разведочного бурения. Технология расчета карт структурной неопределенности и элементы методики расчета рисков использованы в 5 научно-производственных проектах.

2. Локализованы 123 ловушки в неокомских отложениях, включая впервые выделенные объекты, и оценены риски поискового бурения. Проведенное ранжирование перспективных ловушек по степени надежности (геологическим рискам) послужило основой для принятия решений о лицензировании и для планирования геологоразведочных работ на Верхнетиутейской и Западно-Сеяхинской площадях.

3. Обосновано списание большинства ранее выделенных структурных объектов аптальб-сеноманского интервала как бесперспективных и смещение приоритета геологоразведочных работ в восточной части Ямала на впервые локализованные неокомские ловушки неантиклинального типа. Продуктивность этого типа ловушек подтверждена бурением.

4. Выявленные закономерности размещения залежей углеводородов востока Ямала могут быть использованы для прогноза распределения залежей УВ на других схожих по геологическому строению перспективных территориях: Гыданский полуостров, Карское море, Полуйский район. В частности, по итогам работы для поискового бурения рекомендованы наиболее перспективные на обнаружение крупных месторождений структурные объекты в Гыданской нефтегазоносной области.

Методология и методы исследования (рисунок 3).

На первом этапе работы проводился сбор, систематизация и анализ ранее выполненных исследований (ретроспективный анализ). Далее выполнялась комплексная геолого-

геофизическая интерпретация сейсмических, скважинных и гравимагнитных данных, включающая методы структурно-тектонического, палеогеоморфологического, геодинамического анализа. При сейсмической интерпретации особое внимание уделялось учету скоростных неоднородностей, атрибутному анализу. Были рассмотрены стохастические и детерминистические методы оценки структурной неопределенности.

Методика оценки рисков базировалась как на статистическом подходе (основанном на расчете коэффициентов успешности), так и на теоретико-вероятностном и экспертном подходах (основанных на установлении закономерностей распределения залежей углеводородов).

В основу работы легла парадигма мобилизма, тектоники плит и теория органического происхождения углеводородов. Применялся системный подход к исследованию геологических объектов и процессов – как частей единой нефтегазоносной системы. Автор старался по мере возможности не ограничиваться описательным, структурным подходом к изучению геологических объектов, а использовать генетический метод – выявлять причинно-следственные связи, пытаться устанавливать причины наблюдаемых закономерностей.



Рисунок 3 – Этапы, методы решения цели и задач исследования.

Эмпирическую основу работы представляли собой практически всю доступную информацию в пределах востока Ямала и сопредельных территорий (рисунок 1): данные бурения более 200 скважин, сейсмические профили 2D объемом более 20000 пог. км, 5 сейсморазведочных съемок 3D общей площадью более 4500 км², материалы потенциальных полей.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Структурные элементы осадочного чехла полуострова Ямал формировались в результате комбинации неравномерного погружения блоков основания и горизонтальных сдвигов, происходивших в ходе пяти импульсов активизации тектонического сжатия: северо-северо-восточного простирания в средней юре, северо-северо-западного простирания в поздней юре - раннем неокоме, субмеридиональной ориентировки в позднем альбе - сеномане, северо-северо-восточного простирания в олигоцене и западно-северо-западного простирания в миоцене.

2. Минимальные риски поискового бурения среди перспективных неантиклинальных объектов востока Ямала имеют ловушки выклинивания пластов клиноформ западного падения на берриас-раннеготеривскую глинистую толщу (на клин восточного падения).

3. Успешность нефтегазопоисковых работ на апт-альб-сеноманский интервал повышается, согласно статистическим данным, на 30-40% путем выбора наиболее надежных для бурения объектов с помощью оценки самого важного из геологических рисков – неподтверждения структурной ловушки по эмпирически установленным критериям, таким как: наличие сейсмических амплитудных аномалий в интервале пластов ПК или ХМ, либо низкоскоростных аномалий в своде структуры, а также древний возраст заложения поднятия или его более высокое гипсометрическое расположение относительно других поднятий на современном структурном плане кровли юры.

Личный вклад.

Работа по комплексной оценке перспектив нефтегазоносности востока Ямала, результаты которой изложены в диссертации, выполнена под руководством автора в роли ответственного исполнителя. Лично автор провел анализ отрицательных результатов бурения, участвовал в сейсмической интерпретации, разработал модель тектонического развития, составил модель строения и закартировал перспективные объекты неокомского интервала. Автором разработана и применена методика оценки геологических рисков и структурной неопределенности.

Степень достоверности и апробация результатов.

Достоверность результатов работы следует из их соответствия современным теоретическим представлениям о геологии региона исследования и фактическим данным. В частности, на фактических данных (статистике результатов поисково-разведочного бурения) основывается предлагаемая методика оценки геологических рисков неподтверждения перспективных объектов. Продуктивность наиболее перспективного типа ловушек доказана бурением.

Результаты работ докладывались на восьми научно-практических конференциях, из них пять имели статус международных.

Публикации.

По теме диссертационного исследования автором было опубликовано 13 статей и тезисов докладов, из них 5 в журналах, рецензируемых ВАК.

Объем и структура работы.

Работа изложена на 219 страницах, содержит 86 рисунков, 13 таблиц. Структура работы состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы.

Список литературы включает 170 источников.

Благодарности.

В первую очередь автор хотел бы поблагодарить д.г.-м.н. В.И. Кузнецова за научное руководство, поддержку и организацию этой работы.

Автор благодарен и признателен своим первым наставникам и коллегам из трудовых коллективов НППГМ «Геосейс» и «НОВАТЭК НТЦ», которые оказали определяющее влияние на профессиональное развитие автора: к.г.-м.н. В.П. Игошкину, Т.Л. Лютовой, Е.В. Шулик, А.Н. Кычкину, Н.И. Урусовой, А.В. Куклину, а также профессору Royal Holloway University of London К. Элдерсу. Большая благодарность д.г.-м.н. Ю.Н. Долгих за ценные замечания к работе.

Автор признателен своим непосредственным руководителям Т.С. Рычковой и А.В. Константинову за организацию условий и возможности для научной работы. Огромные слова благодарности хотелось бы также выразить и коллегам автора, трудившихся вместе с ним над проектами, по материалам которых была составлена эта работа: к.г.-м.н. Н.В. Янковой, к.г.-м.н. В.В. Судаковой, А.В. Аксеновой, С.К. Стуликову, Н.А. Леоновой, С.А. Федорову, Е.А. Зызе, В.М. Сухановой, М.М. Чернявских, Е.П. Ивановой, Д.С. Татаурову, Д.Л. Генделю, Т.В. Турбиной, А.В. Кузнецову, В.А. Кузнецовой.

1 Обзор предшествующих исследований

1.1 Расположение и изученность

Район исследований охватывает центральную и юго-восточную часть Ямальского полуострова на левобережье Обской губы, в административном отношении находится на территории Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (Рисунок 1.1, малый контур). Общая площадь территории исследования составила 36 тыс. км².

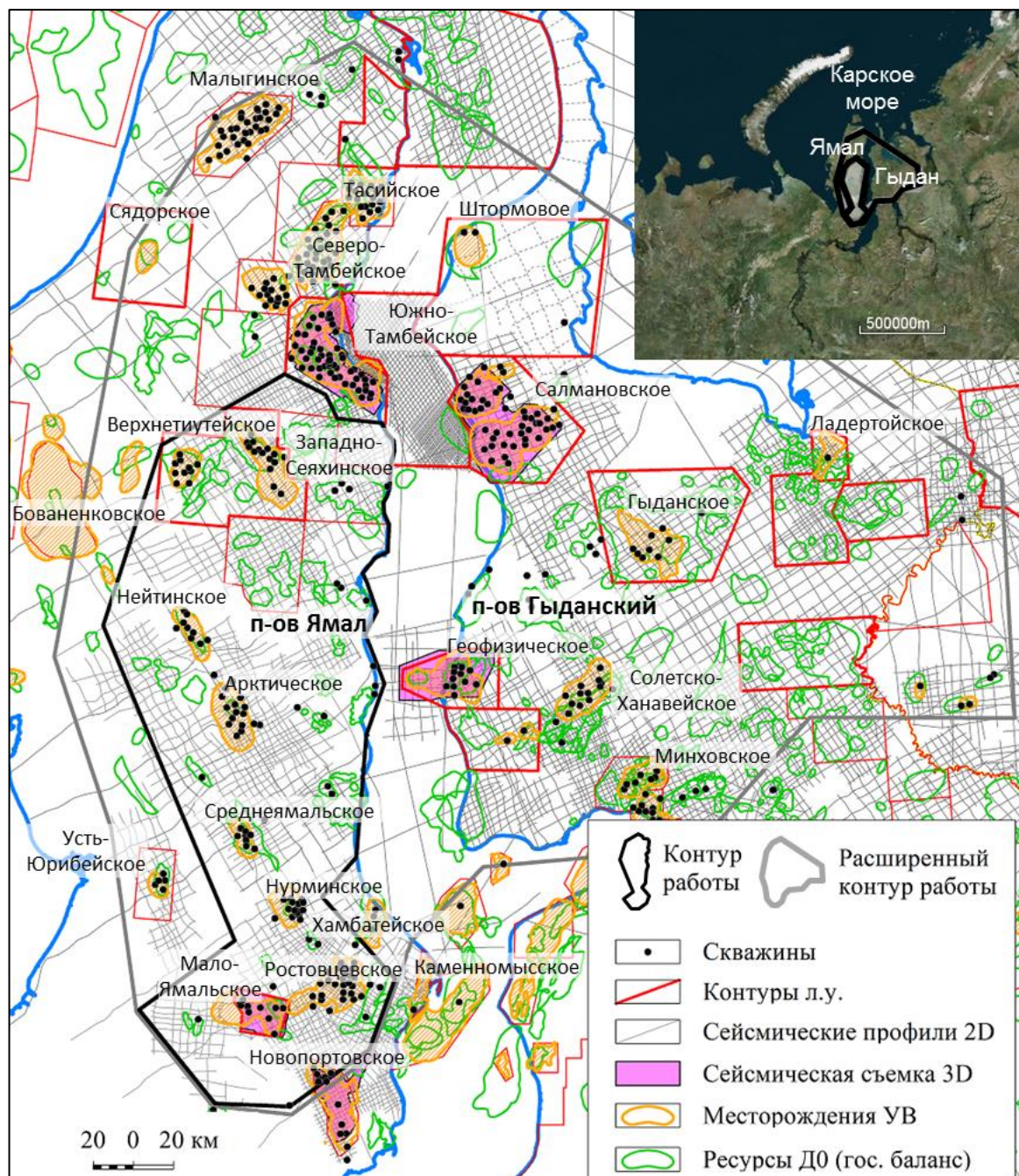


Рисунок 1.1 – Схема расположения исследуемой территории и исходные данные для работы.

На территории исследования пробурены 169 скважин. Изученность глубоким бурением всей территории исследований как по площади, так и по разрезу является крайне

неравномерной, поскольку подавляющее большинство скважин пробурено в пределах отдельных месторождений и поисковых площадей. Сейсмическая изученность представлена профилями МОВ ОГТ 2D общей длиной 20 156 пог. км и съемкой 3Д на Мало-Ямальском участке недр площадью 460 км².

В процессе настоящих исследований в различной степени привлекались материалы с окружающих территорий: результаты интерпретации сейсмических профилей и скважинных данных с территории Гыданского полуострова, кубы 3Д на Южно-Тамбейском, Салмановском (Утреннем), Геофизическом, Новопортовском месторождениях (Рисунок 1.1., большой контур).

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Литологическое и стратиграфическое строение геологического разреза Западной Сибири в целом и Ямала в частности подробно изучено многочисленными исследованиями, закреплено решениями Межведомственного стратиграфического комитета (МСК) в 2003-2004 гг. [Решение...] и наиболее полным образом описано в обобщающих работах компании «СибНАЦ» [Нестеров (мл.), 2007, 2009]. Поскольку уточнение литолого-стратиграфической характеристики разреза не является задачей этой работы, она приведена в кратком виде. Для иллюстрации геологического строения площади работ продемонстрируем сейсмический разрез со стратиграфической колонкой (Рисунок 1.2).

Геологический разрез изучаемой площади и всей Западно-Сибирской плиты в целом подразделяется на три комплекса пород: палеозойский консолидированный фундамент, триасовый промежуточный вулканогенно-осадочный комплекс и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

Согласно схемам структурно-фациального районирования Западной Сибири [Решение...], триасовые отложения изучаемой территории расположены в пределах Ляпинско-Шеркалинского и Ямальского структурно-фациальных районов (СФР) Обь-Иртышской и Ямало-Гыданской фациальных областей. Нижне-среднеюрский этаж территории исследования представлен отложениями Нижнеобского (в южной части) и Ямало-Гыданского СФР Обь-Тазовской и Ямало-Гыданской областей. Келловейские и верхнеюрские отложения территории относятся к Нурминскому, Фроловско-Тамбейскому СФР и на юго-западной границе – к Ямало-Тюменскому СФР Обь-Ленской фациальной области. Берриас-аптские (нижняя часть апта) отложения на большей части территории (с востока) представлены Восточно-Ямальским подрайоном, в западной части – Западно-Ямальским подрайоном Ямало-Гыданского СФР. Аптальб-сеноманские отложения относятся к Полуйско-Ямало-Гыданскому СФР. Верхнемеловые

(без сеномана) отложения относятся к Ямало-Уренгойскому подрайону Ямало-Тюменского СФР.

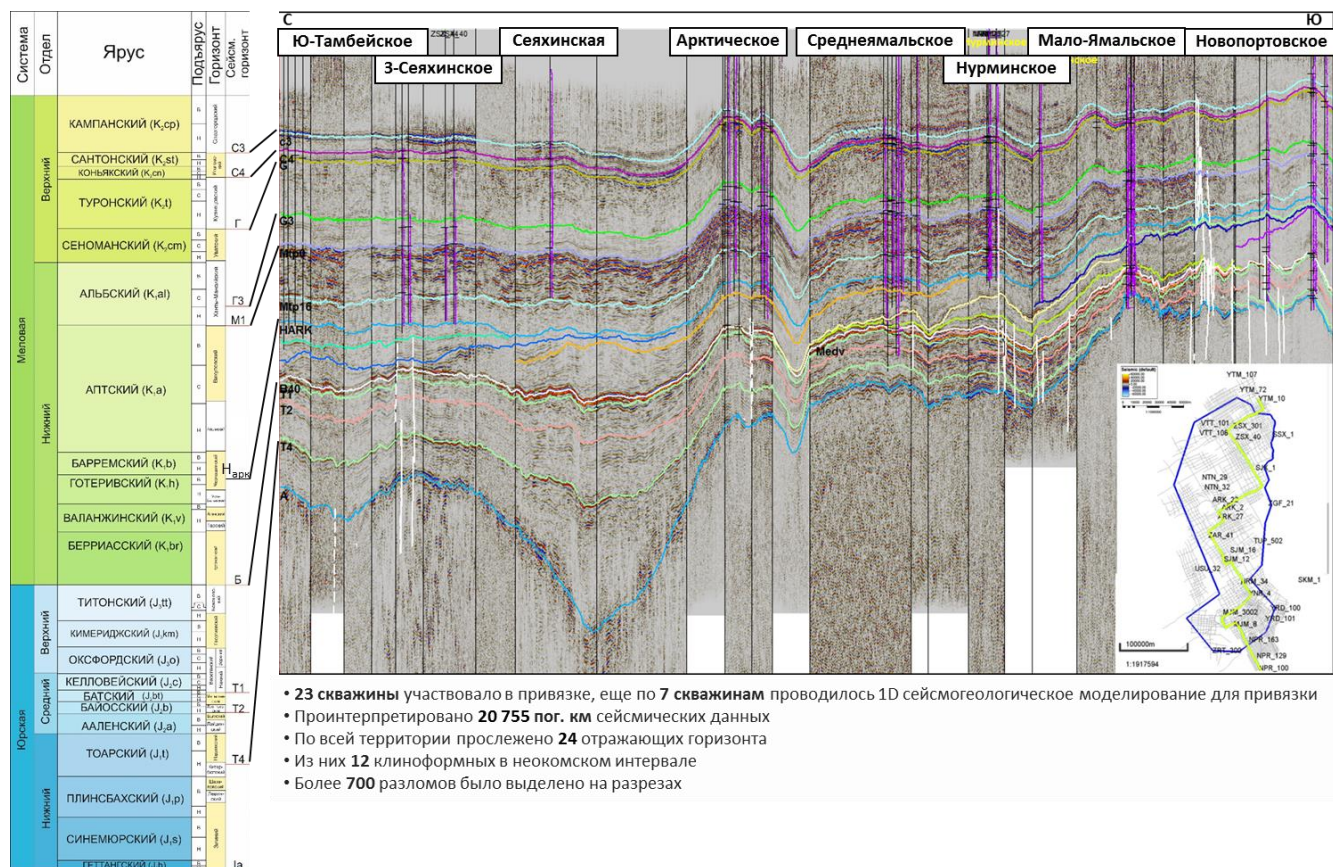


Рисунок 1.2 – Сейсмический разрез через территорию работ.

Палеозойские образования Ямала подробно описаны в работах В.С. Бочкарева, Е.Г. Журавлева [Бочкарев, 2014; Журавлев, 1999] и др. Породы фундамента с различной полнотой вскрыты на Верхнереченской, Усть-Юрибейской, Новопортовской, Бованенковской и Западно-Ярротинской структурах. Вещественный состав пород доюрского комплекса прилегающей территории очень разнообразен: доломитизированные глинисто-карбонатные толщи и мраморизованные известняки среднепалеозойского возраста с прослоями базальта, брекчиями и карстовыми полостями на Новопортовском (скв. 300, 302, 307 и др.) и Бованенковском (скв. 201, 203) месторождениях; более древние, часто докембрийские метаморфические глинисто-карбонатные, серицитовые и хлоритовые сланцы на Малоямальской (скв. 3002, 3005), Мантайской (скв. 51), Лензитской (скв. 7), Западно-Ярротинской (скв. 301, 303, 306) и Верхнереченской площадях (скв. 2, 32), Усть-Юрибейской моноклинали (скв. 30, 31), в своде Новопортовского поднятия (скв. 60, 109, 139) и выступе Щучье-Салетта (скв. 2); гранито-гнейсы на Верхнереченском поднятии (скв. 1, 3); долериты магматической дайки на Западно-Ярротинской площади (скв. 300, 302); эффузивы и туфолавы среднего состава на Сюнай-

Салинской (скв. 41, 42, 43) и Яр-Салинской (скв.20) площадях; офиолитовые формации (скв. Верхнереченская 32).

Триасовый промежуточный структурный ярус Ямала объединяет вулканогенно-осадочную тиутейскую серию внизу и угленосную тампейскую серию вверху. Тиутейская серия синхронна красноселькупскому интервалу, где развиты мощные покровы с траппами базальтовых лав на обширной территории севера Западной Сибири. отложения выклиниваются на юге изучаемой площади.

Юрская система. *Нижний и средний отделы (без келловейского яруса.* Вопросы стратиграфии юры Ямала детально рассматриваются в работах [Волков, 2008; В.И. Кислухин, 2004; Сапьяник, 2005; И.В. Кислухин, 2010, 2012; Сурков, 2004; Зыза, 2015]. Отложения этого интервала разделяются на парные циклы песчано-алевритистых свит (зимняя, шараповская, надояхская, вымская и малышевская) и глинистых свит (левинская, китербютская, лайдинская, леотьевская).

Юрские отложения последовательно выклиниваются на склонах Приуральской моноклизы (Юрибейской моноклинали) и Южно-Ямальского мегавала.

Верхний отдел (с келловейским ярусом). В объеме верхнеюрских отложений выделяется абалакская и нурминская (келловей-оксфорд-кимеридж) и баженовская (титонский - низы берриаса) свиты. Важно отметить, что отложения верхней юры размыты на наиболее контрастных поднятиях, например, на Новопортовском [Зыза, 2015].

Меловая система. В нижней части мелового разреза залегает мощная клиноформная толща *верхнего берриаса - готерива*. Этот комплекс выделен в ахскую свиту. Он сформировался в условиях бокового наращивания склона бассейна и регрессии моря. Основное падение клиноформных тел – западное, но в Западно-Ямальском подрайоне отмечаются клинья восточного падения (см. раздел). Вопросы клиноформного строения неокома Западной Сибири в целом изучались А.Л. Наумовым, Ф.Г.Гурари, А.А.Неждановым, В.Н. Бородкиным, В.П. Игошкиным, Л.Я. Трушковой, В.А. Корневым. Строение интервала на Ямале обобщено и детально представлено в работах коллективов «СибНАЦ» и «Газпром» [И.В. Кислухин, 2010, 2012; Горбунов, 2016]. Свита сложена в основном глинами с пластами песчаников и алевролитов с глинистым и карбонатным цементом.

В нижней части свиты выделяется крупная песчано-алевритовая толща пород толщиной до 150 м, получившая наименование *новопортовской* (пласты НП), и *ачимовская* толща (пласты Ач). Некоторые исследователи выделяют *нулмуяхинскую* толщу [В.И. Кислухин, 2012]. Песчаные пласты верхней части свиты индексируются как пласты БЯ. Венчает разрез ахской свиты глинистая арктическая пачка, выделенная по стратотипу в скв. Среднеямальская 14.

Танопчинская свита выделена Ю.Н. Карагодиным в 1963 году со стратотипом по разрезу Танопчинской разведочной скважины №2. Нижняя ее часть сложена чередованием песчаников, алевролитов и углистых глин. Выделяются продуктивные пласты ТП17-26. Перекрываются эти осадки *нейтинской толщей*, которая с несогласием залегает на нижележащих горизонтах. Сложена нейтинская толща серыми глинами с пластами песчаного материала (пласты ТП14-16). К нейтинской толще приурочен ОГ Мтп16. Отложения выше толщи представлены чередованием и переслаиванием песчаников (пласты ТП1-13), алевролитов и глин. Широко распространены обугленные растительные остатки и пласты угля. Возрастные границы проводятся: апт-баррем – подошва пласта ТП16, баррем-готерив – кровля пласта ТП23.

Яронгская свита выделена в 1975 году Н.Х.Кулахметовым, Ю.В.Брадучаном, М.И.Мишульским со стратотипом в разрезе Новопортовской скважины 59, в интервале глубин 867-1000 м, представлена глинами с пластами песчаников и алевролитов. К отложениям свиты приурочены пласты группы ХМ.

Марресалинская свита впервые описана в 1975 году Н.Х.Кулахметовым, Ю.В.Брадучаном, М.И.Мишульским и др. Гипостатип свиты выделен в Новопортовской скв. 59 в интервале глубин 496-867 м. Возраст – поздний альб и сеноман. Представлена неравномерным чередованием и переслаиванием алевролитов, песчаников с прослоями и пластами алевролитистых глин и бурого угля. К отложениям свиты приурочены пласты группы ПК.

1.3 Тектоника

1.3.1 Общая информация

Исследуемая территория располагается на севере Западно-Сибирской плиты, ближе к западному ее обрамлению. К западу и востоку от плиты расположены более древние платформы-кратоны: Восточно-Европейская и Сибирская (Рисунок 1.3.) Первая отделена от Западно-Сибирской плиты Уральским и Пай-Хойским складчатыми поясами. С севера плита ограничена складчатым поясом Новой Земли и Таймыра.

Тектоника Западной Сибири хорошо изучена многочисленными исследованиями, но тем не менее, до сего момента в вопросах тектонического строения региона сохранилось множество противоречий и открытых вопросов. Сначала отметим наиболее фундаментальные особенности строения изучаемой территории в привязке ко всей северной части Западно-Сибирской плиты, которые не подвергаются сомнению в работах большинства исследователей.

Западно-Сибирский бассейн осадконакопления начал свое формирование на рубеже перми и триаса в результате консолидации разнородных блоков основания в единую плиту,

зародившегося, но не развившегося рифтогенеза (образования авлакогенов) и последующего опускания плиты.

Разнородные блоки **основания** – это различные по возрасту и составу осколки более древних платформ, переработанных в складчатые системы, образовавшиеся, в терминах теории геосинклиналей, в результате последовательно байкальской, салаирской, каледонской и герцинской складчатости. Консолидация, коллизия блоков была последним этапом в сближении Восточно-Европейской, Сибирской и Казахстанской (Алтай-Таримской) платформ. До этого блоки нынешнего основания Западно-Сибирской плиты находились на огромном расстоянии друг от друга, разделенные, по разным авторам, Ханты-Мансийским, Уральским и Палеоазиатским океаном. Причем в позднем докембрии Восточно-Европейская и Сибирская платформы опять же располагались на одном суперконтиненте [Соборнов, 2006]. Таким образом, прослеживается цикличность формирования и распада суперконтинентов.

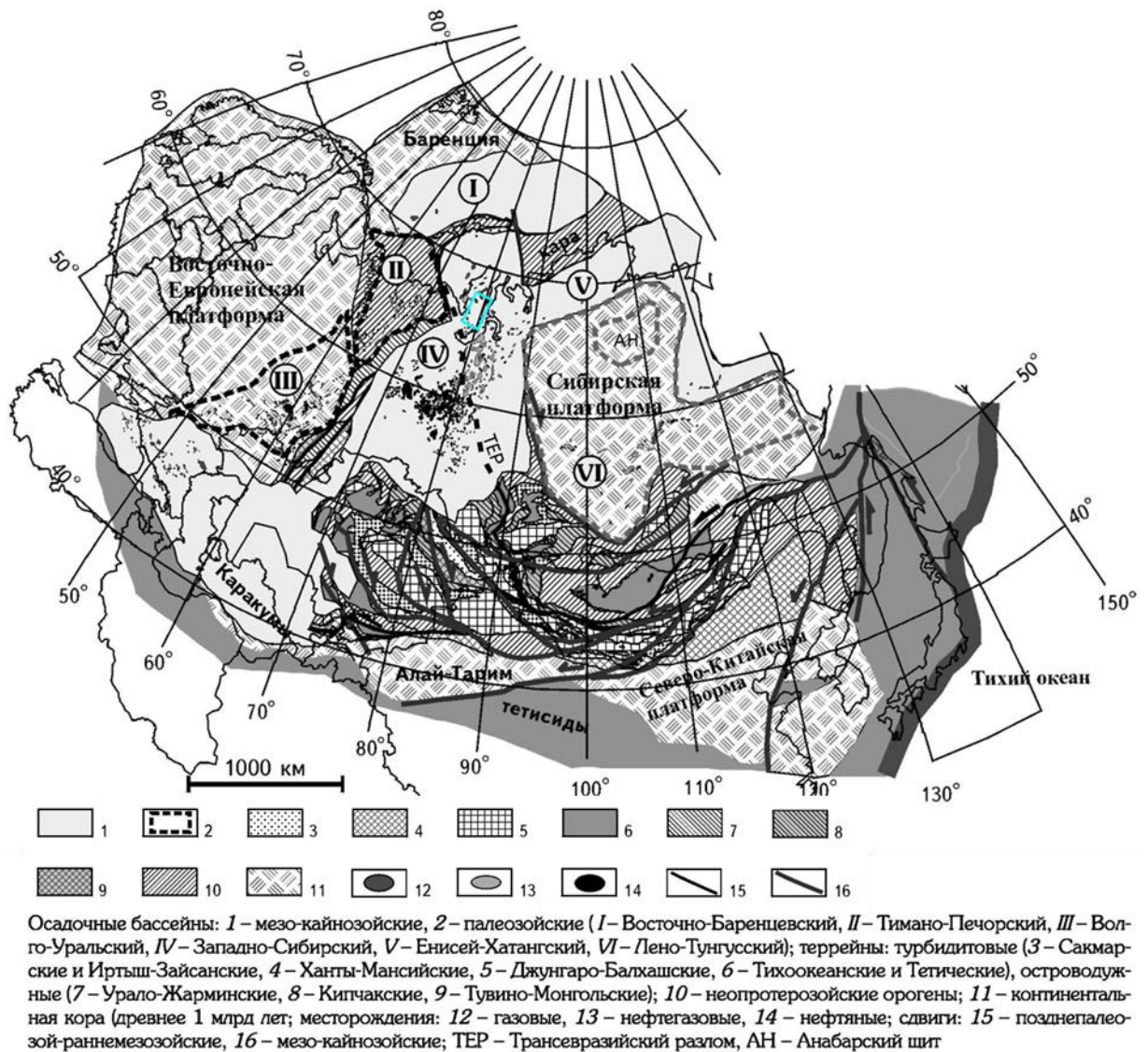


Рисунок 1.3 – Основные тектонические элементы Северной Евразии [Соборнов, 2006]. Синим прямоугольником отмечено расположение исследуемой территории.

Что касается территории полуострова Ямал, то большинство геологов сходятся во мнении, что осадочный чехол здесь формировался на герцинском (Рисунок 1.2) или уральском [Бочкарев, 2016] складчатом основании. Строение доюрского основания региона отражает схема под редакцией В.С. Суркова (Рисунок 1.2).

Промежуточный структурный этаж соответствует этапу триасового континентального рифтогенеза. Впервые рифтовая структура Западной Сибири была описана В.С. Сурковым и др. (СНИИГГиМС) благодаря анализу глубинных сейсмических профилей ГСЗ и ОГТ, а также интерпретации гравитационного и магнитного полей, в которых рифты отражаются узкими положительными аномалиями большой протяженности.

Для данного этапа характерно широкое развитие вулканизма, формирование интрузий и эффузивов. Очевидно, процессы рифтогенеза в Западной Сибири и излияние Сибирских траппов были взаимосвязаны. По всей видимости, вызваны они глобальной активизацией магматической деятельности в раннем триасе и подъемом мантийного плюма. Формирование плюма на территории севера Западной Сибири объясняется существованием здесь ослабленной зоны коры – в результате вклинивания Казахстанской платформы между сближающимися Восточно-Европейским и Сибирским кратонами процесс консолидации коры не был до конца завершен [Арлонов, 1995]. На рифтогенез указывают и утончение земной коры, подъем поверхности Мохоровичича, увеличение скорости прохождения волн по данным ГСЗ [Филиппович, 2001] в области развития рифтов.

Строение промежуточного этажа, конфигурация рифтов в интерпретации В.С. Суркова иллюстрируется на Рисунок 1.4.

Осадочный мезозойский чехол Западно-Сибирского бассейна формировался в результате планомерного опускания доюрского основания после рифтогенеза, предположительно, сначала вследствие остывания и утяжеления астеносферы, а затем и под тяжестью накапливающихся осадков. Причем по расчетам суммарно лишь около 30-40% современной амплитуды прогибания было обусловлено весом осадков, а 60-70% прогибания произошло в результате «истинно тектонического» термического опускания [Арлонов, 2000].

На фоне общего погружения бассейна на рубеже юры и мела произошла активизация тектонического сжатия, выразившаяся в интенсивном формировании разломов и антиклинальных поднятий. Среди наиболее крупных следует отметить Мессояхский порог к юго-востоку от рассматриваемой территории. Со сжатием связана эрозия в сводах поднятий. По скважинным данным мощности эродированных осадков в разных частях Мессояхского мегавала сильно разнятся по оценкам разных исследователей: от 100-200 м [Болдушевская, 2010] до 3000 м [Бобылев, 1990]. Последняя цифра, по мнению автора, является сильно завышенным значением, поскольку такая амплитуда размыва была бы неизбежно заметна на сейсмических

материалах, чего по разрезам вкост Мессояхского порога не наблюдается. На мегавалах восточнее, в Енисей-Хатангском бассейне, наблюдаются даже надвиги и установлен период роста поднятий: он начался в средней юре, а максимальной интенсивности достиг в неокоме [Кушнир, 2016]. На Ямале свидетельством роста структур является упомянутый в предыдущей главе разрыв верхнеюрских отложений на Новопортовском поднятии. По всей видимости, активизация тектоники явилась отголоском раскрытия Канадского бассейна (позднеиммерийская складчатость) к северу от Западной Сибири [Аглонов, 2010].

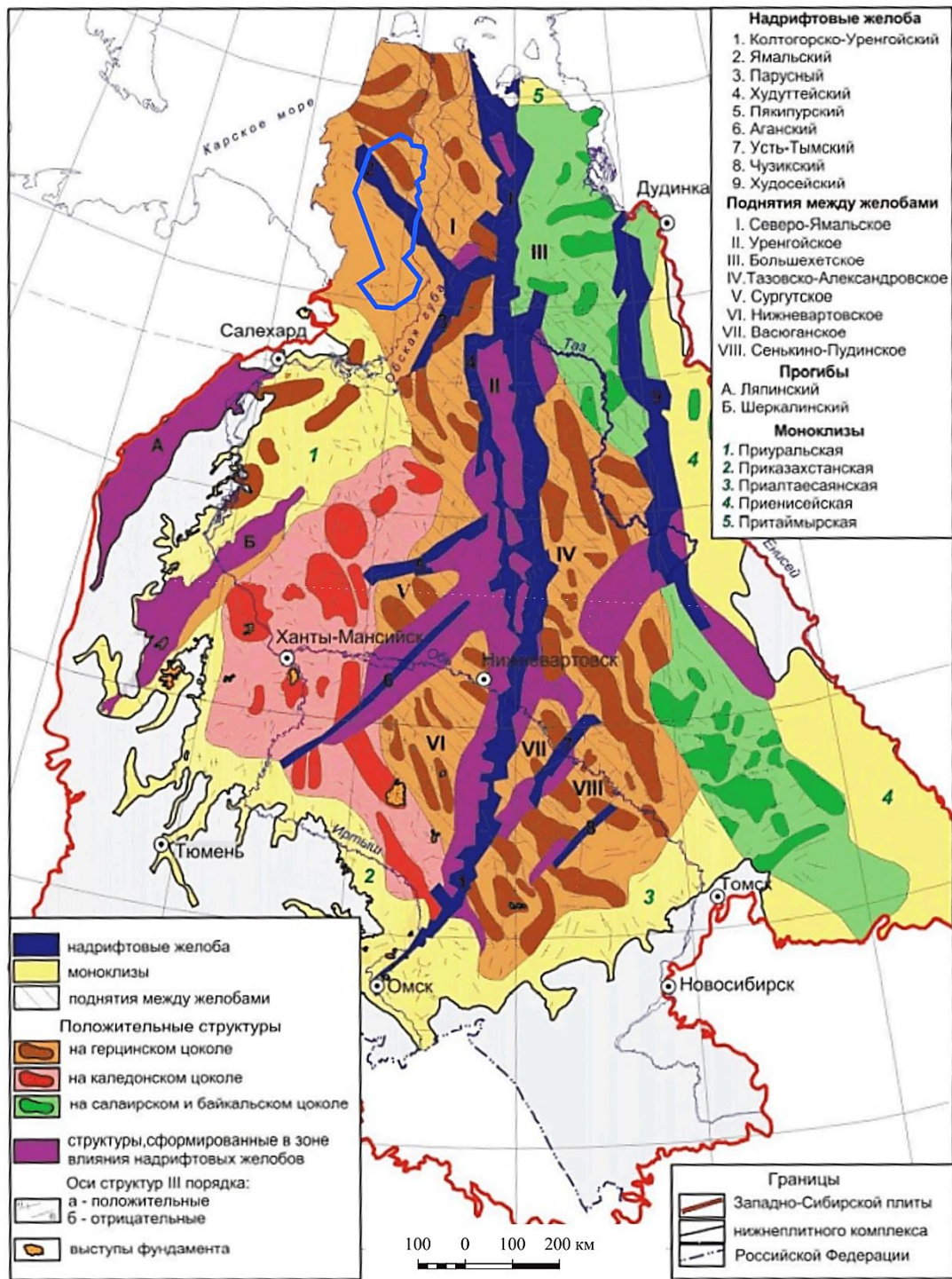


Рисунок 1.4 – Карта тектонического строения нижнеплитного комплекса Западно-Сибирской плиты [Геологическое строение..., 2005].

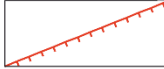

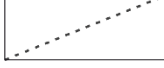
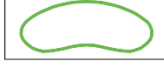

Более мощная тектоническая активность отмечается в кайнозое. Большинство геологов сходятся в том, что большая часть структур севера Западной Сибири возникло в ходе именно этой неотектонической активности, точное время которой по разным оценкам варьируется от раннего палеоцена до четвертичного периода [Нежданов, 2004; Черданцев, 2004; Скоробогатов, 2006; Vyssotski 2006; Конторович, 2009; Fjellanger, 2010; Сидоров, 2014]. Она выразилась также в региональном воздымании северной части плиты. Неотектоническая активизация возникла как реакция на глобальные тектонические события: столкновение Евразийской плиты с Индостанской, а также рифтогенез и раскрытие Полярного Евразийского бассейна [Нежданов, 2004]. Формирование локальных поднятий связывают с транспрессией и инверсией разломов фундамента [Vyssotski, 2006; Kunin, 1996]. По материалам сейсмических съемок 3Д на севере региона выявлены характерные для сдвиговых тектонических движений системы кулисообразных сбросов вдоль границ блоков фундамента, названные «структурами горизонтального сдвига» (СГС) [Гогоненков, 2007; Gogonenkov 2010; Тимурзиев, 2009; Филиппович, 2012; Нассонова, 2011]. Кулисы-сбросы в среднем имеют длину от 1.6 до 5 км, ориентированы преимущественно субмеридионально [Гогоненков, 2010]. Из этого следует кинематическая интерпретация: кулисообразные зоны NW простирания формировались в результате правого сдвига, а зоны NE простирания – левого сдвига.

В итоге, вышеописанная последовательность тектонических событий привела к формированию той структуры бассейна, которую мы наблюдаем на текущий момент. Для морфологического описания осадочного чехла Западно-Сибирской плиты различными авторами и коллективами был составлен ряд сводных тектонических карт. Наиболее полно и детально тектоническое строение плиты охарактеризовано на схеме, составленной «ЗапСибНИГНИ» в 1990 г. В.С. Бочкаревым и др. [Бочкарев, 1990] (Рисунок 1.5). Кратко опишем расположение элементов чехла исследуемой территории согласно данной схеме.

Осадочный чехол плиты разделяется на три крупных надпорядковых региональных тектонических элемента – Внешний тектонический пояс (А), Центральную мегатерассу (Б) и Ямало-Тазовскую мегасинеклизу (В). Исследуемая территория располагается в пределах северо-западной части Ямало-Тазовской мегасинеклизы, включающей в себя Ямало-Гыданскую мегаседловину, Южно-Ямальскую моноклизу и Мессояхско-Антипаютинскую зону линейных структур.



Условные обозначения

-  Тектонические нарушения в осадочном чехле
-  Глубинные разломы-линеаменты доюрского основания
-  Предполагаемые глубинные разломы-линеаменты доюрского основания
-  Контуры замкнутых поднятий в меловых горизонтах (сводные)
-  Контуры глубоких замкнутых поднятий в юрских горизонтах, выполаживающихся к кровле юры

Контуры структур:




















-  региональных
-  крупные I порядка (пояса: мегавалов, мегапрогибов, моноклиналей, мегаседловин)
-  средних малых I порядка (сводов, мегавалов, впадин, магапрогибов и др.)
-  Отрицательные незамкнутые
-  Отрицательные замкнутые
-  Положительные
-  Моноклинали
-  крупных II порядка (валов, прогибов, котловин, мезоседловин и др.)
-  средних и малых II порядка (малых валов, малых прогибов, структурных мысов, седловин и др.)
-  Отрицательные замкнутые
-  Положительные замкнутые
-  Отрицательные незамкнутые
-  Положительные незамкнутые (стр. носы)
-  Сочленяющие (седловины)
-  средних и малых III порядка и IV порядка (локальных: поднятий, депрессий, структурных носов и др.)
-  Положительные замкнутые III порядка
-  Отрицательные
-  Положительные замкнутые IV порядка
-  Положительные незамкнутые (стр. носы)

Рисунок 1.5 – Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы [Бочкарев, 1990].

Список структур к рисунку 1.5.

Субрегиональные, надпорядковые структуры и I порядка – крупные:

А₁ – Припайхойская моноклиза
 В₁ - Надым-Тазовская синеклиза
 В₂ - Мессояхско-Антипаютинская зона линейных структур
 В₃ - Ямало-Гыданская мегаседловина
 В₄ - Енисей-Хатангский желоб
 В₅ - Южно-Ямальская моноклиза
 В₆ - Южно-Карская синеклиза
 Средние и малые структуры I порядка
 IV - Нурминский мегавал
 V – Нерутаяхинский мегапрогиб
 XIX - Геофизический мегавал
 XX - Юрибейская моноклиналь
 XXI - Южно-Ямальский мегавал
 CXLV - Северо-Сеяхинская впадина
 Крупные структуры II порядка
XV - Каменномысская мезоседловина
XVI - Центральная ямальский крупный вал
XXIV - Сеяхинская котловина
 Средние и малые структуры II порядка
 12 - Северо-Сеяхинский малый вал
 13 - Восточно-Бованенковский структурный мыс
 14 - Бованенковское КП
 15 - Арктический малый вал
 16 - Западно-Сеяхинский малый вал
 19 - Геофизическое КП
 46 - Сабьяхинский малый вал
 47 - Новопортовское КП
 48 - Яротинский малый прогиб
 49 - Западно-Новопортовская малая котловина
 512 - Юмбыдыяхинский малый прогиб
 514 - Нерутояхский малый прогиб
 515 - Большетамботинский малый прогиб
 516 - Беломысская малая котловина
 538 - Западно-Сабьяхинский малый прогиб
 539 - Ябтыксалинская малая котловина
 540 - Нижненурмояхинский структурный мыс
 541 - Восточно-Нурмояхинский малый вал
 931 - Нурминский структурный мыс
 934 - Западно-Каменномысский малый вал
 935 - Мантойский структурный мыс
 940 - Средневэнуйская малая котловина
 945 - Восточно-Арктический структурный мыс
 950 - Ниливэйский структурный мыс
 1024 - без названия малая котловина

1107 - без названия структурный мыс
 1117 - Без названия седловина
 1118 - Без названия седловина
 1174 - Западно-Арктическая малая котловина
 1192 - Малоямальский малый вал
 1193 - Без названия малый прогиб
 1194 - Восточно-Новопортовский структурный мыс
 1257 - Муртинский структурный нос
 1258 - Ямсавейский структурный мыс
 1259 - без названия структурный залив
 Структуры III порядка
 Подгруппа крупных структур
255 - Малоямальский крупный купол
257 - Новопортовская крупная брахиантиклиналь
657 - Арктическая крупная брахиантиклиналь

Неразделенная подгруппа средних и мелких структур III и IV порядков:

242 Мыскаменное
 256 Ямальское I
 641 Нурминское I
 648 Среднеямальское I
 658 Восходное
 1193 Песцовое
 1194 Еньяхинское
 1195 Левохеттинское
 1313 Восточно-Бованенковское
 1475 Северо-Декабрьское
 1479 Ниливойское
 1591 Верхнетиутейское
 1616 Нерстинское
 1637 Малотамбейское
 1638 Западно-Сеяхинское
 1652 Сеяхинское
 1653 Южно-Ниливойское
 1654 Южно-Сеяхинское
 1661 Северо-Сеяхинское
 1684 Усть-Юрибейское
 1844 Северо-Снежное
 1848 Восточно-Сеяхинское
 1854 Восточно-Ямбутинский локальный структурный мыс
 1856 Восточно-Арктический локальный структурный нос
 1857 Локотосское
 1858 Вероятное
 1859 Тюпсалинское

1860	Салобатский локальный структурный мыс	3465	Снежное
1861	Нурминское II	3470	Сабольское
1862	Малоямальское	3474	Южно-Лытинское
1863	Ямальское II	3475	без названия локальный стр. нос
1864	Хамбатейское	3476	без названия локальный стр. нос
1865	Нулмуяхинский локальный структурный мыс	3477	без названия
1866	Сорюнтайский локальный структурный мыс	3479	Ясавейское
1867	Западно-Мыскаменное	3480	Юрахатское
1873	без названия	3482	Западно-Арктическое
1876	Сарадүйский локальный структурный нос	3483	Южно-Нурминское I
1880	без названия	3485	Южно-Нурминское II
1886	Верхнеямсовейское	3535	Западно-Ясавэйское
1890	Западно-Яротинский локальный структурный нос	3552	Южно-Радомское II
1976	Сарадүйский локальный структурный нос	3562	Без названия локальный стр. нос
2542	Среднеямальское II	3576	Без названия
2548	без названия	3794	Без названия локальный стр. нос
2551	Менгенотское	3824	Бухаринское
2787	Кысомское	3826	Геофизическое I
2797	Седское	3827	Геофизическое II
2973	Яптиксалинское	3828	Тобасалинское
2976	Южно-Шугинское	3829	Южно-Тюпсалинское
2981	Малоямальское II	3830	Западно-Тюбасалинское
2983	Новопортовское I	3831	Северо-Хамбатейское
3045	Нейтинское I	3832	без названия
3046	Нейтинское II	3833	Арктическое I
3047	Восточно-Ниливойское	3834	Арктическое II
3451	Миножье	3835	Арктическое III
		3852	Без названия локальный стр. нос
		3907	Новопортовское II
		3929	Холхотинский локальный структурный нос.
		3471+3472	Восточно-Лытинский локальный структурный нос

Северная часть района работ охватывает юго-восточную периферию Ямало-Гыданской мегаседловины. Здесь в ее составе выделяется незамкнутый Центральнаямальский крупный вал, приуроченный к одноименному мегавалу субширотного простирания. Южнее расположен такого же простирания Геофизический мегавал. Их разделяет Северо-Сеяхинская впадина. В центральной части района работ расположен Нурминский мегавал, выделяемый уже в пределах Южно-Ямальской моноклизы. Также здесь располагаются Восточно-Юрибейская малая моноклираль и Нерутаяхинский мегапрогиб. Все эти элементы имеют северо-западное простирание. На юго-востоке контуром работ охватывается Сеяхинская котловина Мессояхско-Антипаютинской зоны линейных структур. В южной части района исследования выделяется Южно-Ямальский мегавал и Яротинский мегапрогиб.

1.3.2 Вопросы зарождения бассейна и рифтов

Теперь перейдем к открытым вопросам и противоречиям в тектонике севера Западно-Сибирской плиты. Их можно выделить в три основные группы:

1. вопросы зарождения бассейна (рифтогенеза),
2. вопросы морфологии структурных поднятий и разломов мезозойского осадочного чехла и
3. вопросы их формирования.

Вопросы зарождения бассейна тесно связаны с проблемами времени формирования, распространенности, протяженности и интенсивности рифтов Западной Сибири. Приведем краткий экскурс в историю вопроса. Истоки проблемы следует искать еще в начале XX века, когда зародилось противоборство двух принципиально противоположных направлений в тектонике Земли: фиксизма и мобилизма. Фиксизм провозглашает доминирующее значение вертикальных движений земной коры, и отрицает возможность значительных горизонтальных перемещений горных масс. В российской геологической школе многими исследователями элементы фиксистской теории геосинклиналей признаются и по сей день. Мобилизм – концепция, допускающая горизонтальные движения земной коры. Наиболее важной из мобилистских была теория дрейфа материков, разработанная А. Вегенером, впоследствии нашедшая свое развитие в общепринятой сегодня теории тектоники литосферных плит. Последняя была создана на основе важнейших геофизических открытий в 1950-60-х годах. Выявление срединно-океанических хребтов позволило Р. Дитцу и Г. Хессу выдвинуть гипотезу о спрединге (раздвигании, рифтогенезе) литосферных плит, которые расходятся в разные стороны от хребтов. В 1963 году гипотеза была подтверждена геофизическими методами: открытием линейных магнитных аномалий океанического дна, свидетельствующих о раздвигании плит, а далее и бурением скважин.

Таким образом, рифты являются элементом мобилистской концепции, победившей в споре с фиксистскими теориями. Но смена парадигм происходила не быстро. Рифтовые зоны в Западной Сибири, как ранее было сказано, впервые выделил и описал В.С. Сурков и др. в 1970-е гг. (рисунок 1.2). Парадоксально, но Виктор Семенович в ранних работах придерживался фиксистских взглядов и не признавал дрейф, столкновение и субдукцию литосферных плит, как противоречащих диалектико-материалистической основе науки: «признание вечного непрерывного дрейфа плит приводит к отрицанию прогрессивного процесса развития неживой природы» [Сурков, 1979]. Однако, в настоящее время дрейф плит, во-первых, считается не вечным и непрерывным, а цикличным: схождение плит в единый суперконтинент сменяется разделением его на части и вновь схождением в единую суперплиту, а во-вторых, доказан замами движения плит со спутников [Fournier, 2008].

Однако, выделением рифтов дискуссия между мобилизмом и фиксизмом в Западной Сибири не закончилась. Вопрос теперь ставился об **интенсивности рифтогенеза**. В.С. Сурков, А.А. Трофимук, О.Г. Жеро и другие считали *рифты Западной Сибири континентальными*, авлакогенами, то есть не развившимися в спрединг плит. В конце 1980-х гг. С.В. Аплонов на основе интерпретации данных магниторазведки выдвинул гипотезу об *океаническом характере рифтов* на севере плиты. В его работе полосовидные аномалии на территории Гыданского, Ямальского п-ва и Енисей-Хатангского бассейна в среднечастотной компоненте магнитного поля интерпретировались как следы смен полярности магнитных полюсов, характерные для спрединга плит [Аплонов, 1995], причем произошедшего в позднем триасе [Аплонов, 2000]. Растяжение бассейна, согласно такой интерпретации, достигало 200-300 км. Гипотезу об океаническом типе рифтогенеза поддерживают тюменские геологи из ПАО «Газпром» [Мельникова, 2013].

Зарубежные исследователи, М.В. Allen и др., хоть и не поддержали теорию об океаническом характере рифтогенеза, но сошлись во мнении о наличии на юге Гыданского п-ова *точки расхождения (тройника) трех рифтов*: субмеридионального Уренгой-Колтогорского, северо-западного Ямальского и северо-восточного Енисей-Хатангского [Allen, 2006]. Было выдвинуто предположение, что рифты образовались в результате траппового магматизма – плюма. Отмечено, что растяжение при этом было косонаправленным, с правосторонней сдвиговой компонентой, причем сдвиг был вызван какой-либо другой, не связанной с рифтогенезом, причиной. Но правосторонний сдвиг противоречит установленному во многих работах *вращению Сибирской платформы по часовой стрелке* относительно Восточно-Европейской [Соборнов, 2006; Аплонов, 1995]. По мнению К.О. Соборнова, это вращение вызвало левосторонний сдвиг вдоль так называемого *трансевразийского разлома* (ТЕР) (Рисунок 1.3), а также спровоцировало рифтогенез в северной части Западно-Сибирской плиты [Соборнов, 2006]. Смещение по разлому произошло в поздней перми и достигало, по мнению этого автора, 1000 км. В пользу выделения этого глобального линеамента свидетельствует тот факт, что разлом четко разделяет зону преимущественно газонакопления к северу от него и нефтенакопления к югу.

В исследованиях С.В. Аплонова вращение Сибирской платформы и рифтогенез (спрединг) также связаны друг с другом, но причиной является спрединг, а вращение – следствием [Аплонов, 2000]. В работах А.И. Тимурзиева и Ю.В. Филипповича Трансевразийский разлом назван Худуттейским и Саяно-Пайхойским соответственно. Ю.В. Филипповичем были проведены геодинамические палинспастические реконструкции, в результате которых установлена приуроченность Урало-Новоземельской складчатой области и

герцинид Таймыра к единому геосинклинальному поясу [Филиппович, 2001], что также указывает на *существенное растяжение в триасе*.

Против гипотезы об океаническом рифтогенезе и спрединге плит на севере Западной Сибири в триасе высказываются новосибирские геологи, мотивируя свою точку зрения современными палеомагнитными данными [Павлов, 2012], материалами МОВ, МПВ, а также отсутствием признаков палеоокеана в раннем триасе по данным бурения сверхглубокой скважины СГ-6 [Стратиграфия нефтегазоносных..., 2002].

Отличительной чертой всех предыдущих исследований является тот факт, что они либо не учитывали сейсмические данные, либо основывались на редкой сети региональных профилей 1980-х гг., часто неудовлетворительного качества на больших временах записи. Это, вместе с неопределенностью интерпретации гравимагнитных данных, порождало **большие расхождения в рисовке зон рифтов**, особенно на севере региона. Так, в интерпретации В.С. Суркова субмеридиональный Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт, идущий через всю территорию плиты, продолжается на территорию Гыдана, а на Ямале протягивается его северо-западное ответвление (Рисунок 1.4). Согласно другим авторам, рифты прогнозируются лишь в Пур-Тазовском районе и в Карском море, а на Ямале и Гыдане признаков рифтов по сейсмическим данным не обнаружено [Vyssotski, 2006].

Привлечение более детальных материалов площадной сейсморазведки свидетельствует о наличии грабенообразных впадин на севере Западной Сибири гораздо более сложного, сегментированного строения [Астафьев, 2008]. В то же время многие авторы отмечают **отсутствие четких признаков** сопровождающего рифтогенез **растяжения коры на сейсмических разрезах** [Бочкарев, 2004; Артюшков, 2010]. Особенно это заметно на современных разрезах повышенной глубинности, проходящих через восточную ветвь Западно-Сибирской плиты – Енисей-Хатангский бассейн. Здесь наблюдаются противоречащие рифтовой природе прогиба признаки: предполагаемая граница Мохоровичича прогибается в зоне рифта, в основании прогибов отмечена сохранность рифейско-палеозойского осадочного разреза, наблюдается значительная инверсия грабенообразных впадин. Некоторые авторы в интерпретации этих разрезов даже возвращаются к элементам теории геосинклиналей: «все выявленные особенности строения Енисей-Хатангского прогиба никак не могут быть объяснены только с точки зрения его рифтогенного происхождения... гораздо проще объясняются с точки зрения геосинклинальной концепции» [Кушнир, 2016; Идиятов, 2016].

Автор разделяет точку зрения об отсутствии признаков спрединга плит на сейсмических разрезах, проходящих через Ямал и Гыдан (см. главу 3.3.1).

Открытые вопросы интенсивности рифтогенеза на севере Западной Сибири подчеркивают **фундаментальную проблему зарождения континентальных осадочных**

бассейнов. Чаще всего погружение коры принято объяснять ее сильным растяжением [Allen, 2005]. Но, как показано выше, по имеющимся геолого-геофизическим материалам уверенно говорить о значительном растяжении (спрединге) в Западной Сибири нельзя. Это вынуждает искать причину опускания плиты в более глубоких процессах: за счет глубокого метаморфизма (эклогитизации нижней коры) [Артюшков, 2010], либо за счет растяжения, но локализуемого не в коре, а в подкоровом слое мантии [Добрецов, 2010]. В этом сценарии причинно-следственная связь уже другая – растяжение является следствием погружения, а не его причиной. Но в любом случае, первопричиной всех указанных процессов является тепловая конвекция мантии.

Существует неопределенность и в установлении времени и последовательности событий, приведших к образованию Западно-Сибирского бассейна. Они подробно описаны в работах В.С. Бочкарева, который указывает на синхронность образования рифтов и орогенеза в раннем триасе и необходимость выделения отдельной фазы складчатости – уральской [Бочкарев, 2004, 2016].

1.3.3 Вопросы морфологии структурно-тектонических элементов осадочного чехла

Эти вопросы связаны с необходимостью **уточнения тектонических схем**, составленных еще в 1990-х годах. Они основывались, в основном, на структурном плане по ОГ Б по материалам сейсморазведки без должного учета скоростных аномалий (про скоростные аномалии см. главу 2). К примеру, достаточно рассмотреть современную карту ОГ Г (Рисунок 3.3) и сравнить ее со схемой на Рисунок 1.5. Крупные тектонические элементы 1-2 порядков в целом подтверждаются, но на тектонической схеме нет крупных замкнутых поднятий по кровле сеномана: Мало-Ямальское 2, Ростовцевское, Хамбатейское, Нурминское. Наоборот, достаточно крупные на тектонической схеме поднятия не находят подтверждения на структурном плане кровли сеномана: Это, к примеру, Восточно-Арктический крупный мыс, Западно-Сеяхинский малый вал (к слову, расположенный в районе Сеяхинского поднятия гораздо южнее Западно-Сеяхинского месторождения, что вводит путаницу). Очевидно, что неточности вызваны высокой изменчивостью структурного плана, одной лишь картой по ОГ Б нельзя описать структурно-тектонические элементы всего чехла.

Существуют большие неопределенности по тектоническим нарушениям. Широко известна **проблема трассирования разломов по сети 2D профилей** (fault aliasing). Очень часто интерпретация нарушений дается без их генетической трактовки, т.е. без классификации по сбросам, взбросам или сдвигам, а региональные напряжения вообще не учитываются. С момента составления схемы были проведены сейсмические съемки 3Д, которые, как ранее было

сказано, установили сдвиговые дислокации и более сложную, чем ранее считалось, систему тектонических нарушений.

Актуальность построения корректной модели нарушений очевидна. Большинство разломов на таких месторождениях являются экранирующими [Gogonenkov, 2010], поэтому их картирование напрямую влияет на количество УВ при оценке запасов. В то же время, разломная тектоника может и отрицательно влиять на перспективность объектов, приводя к нарушению покрышки и разрушению залежи [Скоробогатов, 2006], что необходимо учитывать при оценке геологических рисков.

1.3.4 Вопросы происхождения антиклиналей и разломов чехла

Несмотря на огромный массив накопленной геолого-геофизической информации по Западной Сибири, до настоящего времени у исследователей нет единого четко обоснованного мнения о природе возникновения положительных структур и тектонических нарушений района исследования.

Неравномерное опускание блоков основания. Если на юге и в центре бассейна формирование структур можно объяснить простым изостатическим механизмом: поднятия приурочены к менее плотным гранито-гнейсовым куполам и более «легким» горстам-поднятиям, которые опускаются медленнее окружающих «тяжелых» грабен-рифтов, то на севере региона формирование высокоамплитудных контрастных складок этим не объяснить, поскольку многие из них не приурочены к древним выступам фундамента. На Ямале, например, в палеорельефе на начало формирования бассейна не выражено ни одно современное поднятие (см. главу 3.3.3). Надо помнить, что причиной этого может быть искажающее влияние скоростных неоднородностей на глубинные карты, однако, даже после их устранения многие поднятия остаются бескорневыми.

Горизонтальное сжатие. Остается связывать рост большинства антиклинальных структур с тектоническим горизонтальным (тангенсиальным) сжатием, основным признаком которого является наличие взбросов и надвигов в основании поднятий. Последние же в литературе по Западной Сибири встречаются редко. Лишь в нескольких публикациях описаны субширотные взбросы [Подурушин, 2013], приуроченные к сжатию в раннем неокоме. Для кайнозойского этапа тектонической активности взбросов не отмечено. Единственным однозначным свидетельством сжатия в кайнозойе является наличие структур роста, не выраженных в палеорельефе на более ранних этапах развития. На этом же этапе, как ранее было отмечено, наблюдается образование и систем кулисообразных сбросов.

Транспрессия при сдвигах и противоречия в ориентировке напряжений. Тот факт, что образование сбросов (признак растяжения) и рост антиклиналей (признак сжатия) происходили одновременно, является важной чертой тектонической строения региона. Этот парадокс принято объяснять транспрессией при сдвиговых дислокациях [Kunin, 1996; Гогоненков, 2008; Филиппович, 2012], которая допускает одновременное образование перпендикулярных друг другу взбросов (антиклиналей) и сбросов. Однако, имеется другое, более непреодолимое противоречие. Ориентировка большинства антиклиналей региона имеет субмеридиональное направление, и такое же простирание, как было отмечено ранее, имеют сбросы-кулисы. Вектор регионального сжатия неотектонического этапа принято считать также субмеридиональным [Гогоненков, 2008, Гончаров 2010], однако, есть и другие интерпретации, согласно которым на Ямале прогнозируется субширотное сжатие [Репин, 1988].

Следует искать другие механизмы, позволяющие объяснить это неразрешенное противоречие.

Амплитуда сдвигов и перемещений в мезозое-кайнозое также является предметом дискуссий. По сути, это продолжение споров между фиксизмом и мобилизмом. Некоторые исследователи интерпретируют колоссальные горизонтальные подвижки: Ямало-Тазовская область сместилась более 400 км по левостороннему Саяно-Пайхойскому (Трансевразийскому) сдвигу на северо-запад [Филиппович, 2001], которые привели к смещению Новой Земли относительно Урала. Есть мнения и о более позднем, неотектоническом изломе Уральской-Пай-Хойской-Новоземельской системы в результате раскрытия Арктического океана после эоцена [Нежданов, 2004].

Против масштабных горизонтальных перемещений вдоль разломов в мезозое в пределах всей Северной Евразии, как уже ранее было сказано, свидетельствуют палеомагнитные данные [Павлов, 2012].

Меньше вопросов вызывают четко зафиксированные перемещения от сотен метров до десятков километров суммарно в неотектоническое время по бортам Западно-Сибирского бассейна. О некоторых горизонтальных подвижках свидетельствуют и палеоген-четвертичные бескорневые дислокации в осевой части бассейна [Филиппович, 2012].

Дополнительные вертикальные движения. Помимо вышеупомянутого неравномерного опускания блоков, интересным потенциальным механизмом формирования структур может быть *автокаталитическое всплывание газонасыщенных поднятий* [Конторович, 2014]. Но для инициации этого механизма в любом случае необходимо наличие небольшого поднятия и условий для миграции в него. Более того, механизм предполагает непрерывный рост всех палеоподнятий. Анализ палеотолщин показывает нам, что в палеорельефе существовало много поднятий, впоследствии не испытавших рост: Ниливойское,

Сеяхинское и др. (см. главу 3.3.3). Далее, очевидно, что всплывание не могли испытывать поднятия без залежей УВ, например, там, где меловые покрывки сильно опесчанены (Светлогорский вал на востоке ЯНАО). Таким образом, механизм не способен полностью объяснить формирование структур (особенно крупных субрегиональных вытянутых антиклиналей типа Мессояхской гряды или Нурминского мегавала), но может являться дополнительным фактором роста.

Дифференцированное уплотнение применимо только к структурам древнего заложения.

Глубинные мантийные процессы. Некоторые исследователи высказывают предположение о том, что формирование многих внутриплитных поднятий можно удовлетворительно объяснить только поступлением в литосферу большого объема мантийных флюидов [Артюшков, 2012].

Следует подчеркнуть важность анализа доюрского основания для интерпретации осадочного чехла. На сейсмических разрезах не наблюдается структурообразующих тектонических нарушений, с которыми можно было бы связать формирование поднятий чехла. Причины образования структур остается искать в глубинных тектонических элементах.

По вопросу **временных этапов формирования структур** также нет единого мнения. Этапы формирования антиклиналей и разломов рассмотрены в работах [Черданцев, 2004; Бочкарев, 2006]. Сомнений не вызывают только два этапа глобальной активизации: кайнозойский и позднеюрский-раннеэоценовый. По остальным есть противоречия. Например, Ю.В. Филиппович говорит о позднеюрском, раннеаптском, туронском и неогеновом этапах тектонической активизации [Филиппович, 2001], а А.И. Анохин выделяет нижнеюрскую, среднеюрскую, верхнеюрскую и меловую фазы тектоники.

При всех проблемах, как показывает практика, тектоническое развитие разреза Западной Сибири эффективно выявляется по материалам 3Д съемок. В качестве примера можно привести Русско-Часельский мегавал, где была выявлена сложная тектоническая история с 5 периодами активизации [Кузнецов, 2012].

Актуальность построения модели тектонического развития для нефтегазопромысловых работ заключается в том, что палеотектонические методы позволяют прогнозировать неструктурные скопления УВ (палеоподнятия [Вайполин, 1990; Насонова, 2011] или зоны пассивного древнего нефтегазонакопления [Аплонов, 2000]), а по данным некоторых авторов наиболее информативными критериями нефтегазоносности являются палеоструктурные критерии [Левинзон, 1997]. Важно провести картирование древних разломов, поскольку они контролируют положение линейных кор выветривания, в которых доказано развитие залежей углеводородов, например, на Новопортовской площади [Журавлев, 1999].

1.4 Нефтегазоносность

В нефтегазоносном отношении территория работ располагается большей частью в пределах Ямальской нефтегазоносной области (НГО): в Нурминском и Южно-Ямальском нефтегазоносном районе (НГР). Небольшую часть контура исследования в центральной западно-восточной части захватывает Напалковский НГР Гыданской НГО (Рисунок 1.6).

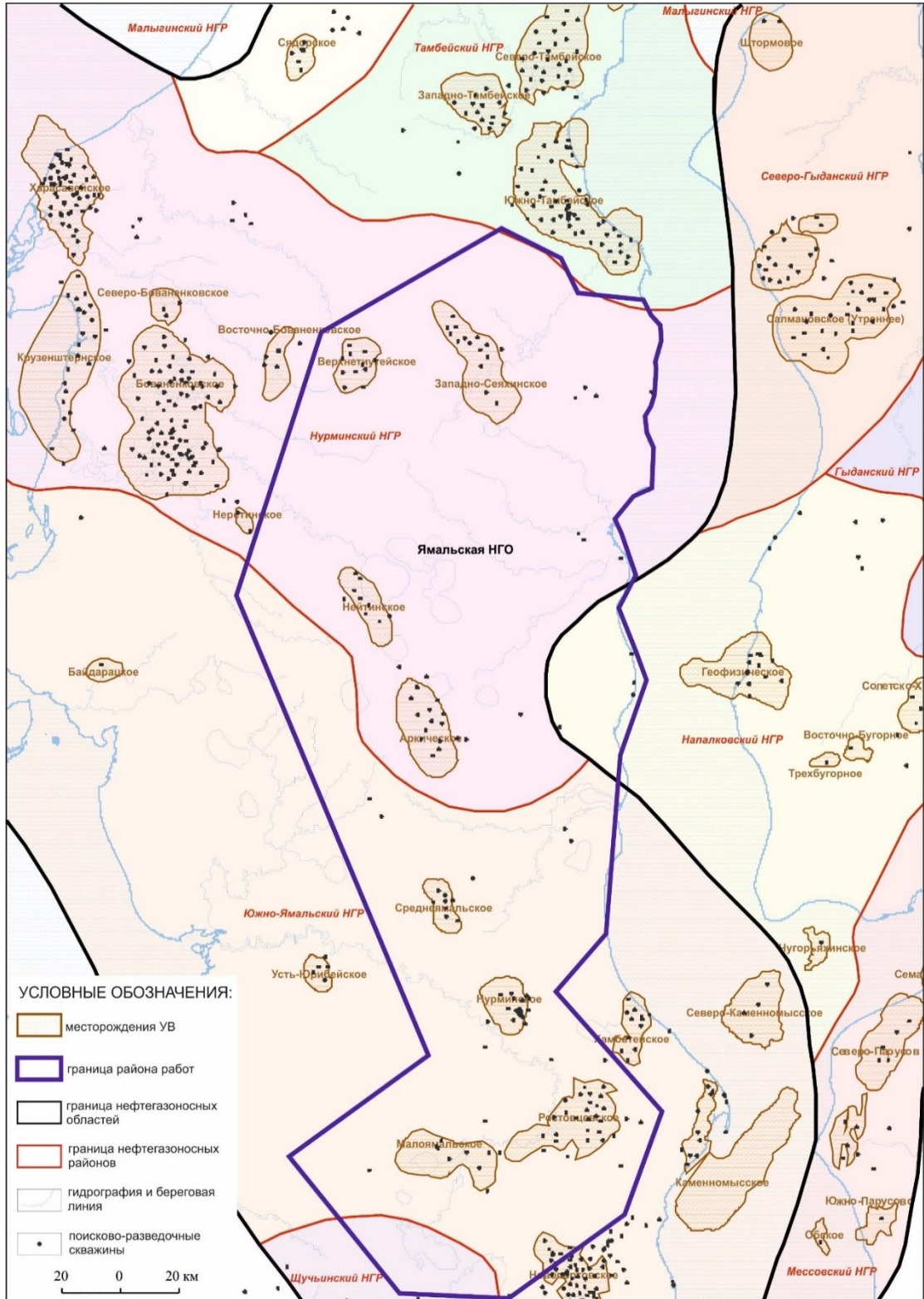


Рисунок 1.6 – Схема нефтегазоносности территории работ.

В пределах изучаемой территории выявлено 8 месторождений нефти и газа, поставленных на Государственный баланс (Рисунок 1.6): Мало-Ямальское, Ростовцевское, Нурминское, Среднеямальское, Арктическое, Нейтинское, Верхнетиутейское, Западно-Сеяхинское. На юге граница исследования захватывает северную часть Новопортовского месторождения. В работе учтены и с разной степенью детальности проработаны материалы месторождений, расположенных в непосредственной близости от контура работ: к северу – Южно-Тамбейского, к северо-востоку – Салмановского (Утреннего), к юго-западу – Усть-Юрибейского, к юго-востоку – Хамбатейского, к востоку – Геофизического месторождения.

Нефтегазоносность территории характеризуется неравномерным распределением залежей по разрезу, разной этажностью и различным типом встречающихся залежей. Стратиграфический диапазон залежей – от доюрского основания до верхнего мела (сеномана) включительно. Помимо учтенных на государственном балансе залежей практически на всех месторождениях в ходе данной работы выявлены «пропущенные» залежи, с доказанной продуктивностью по РИГИС или испытаниям, но официально не оцененные. К ним также относятся залежи на двух площадях, официально не считающихся месторождениями: Северо-Сеяхинская и Южно-Нурминская площади. Более подробно нефтегазоносность и ее выявленные закономерности описаны в главе 4.3 (Таблица 4.1).

По характеру нефтегазоносности разрез осадочного чехла Западно-Сибирского НГБ принято разделять на следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): доюрский, нижне-среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский и апт-альб-сеноманский. Кратко дадим характеристику каждого из них. Более детально остановимся на малоизученных и перспективных нижнесреднеюрском и ачимовском интервалах.

Доюрский НГК.

Доюрский комплекс в пределах всей северной части Западно-Сибирского НГБ бурением изучен слабо и представлен, в основном, интервалами с отсутствием продуктивного коллектора. Уникальной является Новопортовская площадь, расположенная на юге исследуемого района. Здесь во многих скважинах получены промышленные притоки газоконденсата, а залежь поставлена на государственный баланс.

К северо-западу от изучаемой территории интервал вскрыт скважинами на Бованенковском месторождении, где в единичных скважинах также получены промышленные притоки газоконденсата.

В пределах территории исследования, помимо Новопортовского месторождения, комплекс изучен бурением на Усть-Юрибейской, Восходной, Мало-Ямальской площадях. Нигде притоков УВ получено не было.

Нижнесреднеюрский НГК.

Данный интервал изучен бурением на всех крупных поднятиях изучаемой территории (Рисунок 1.7). На государственном балансе числятся залежи лишь на Мало-Ямальском (пласты Ю2-3, Ю4) и Новопортовском (Ю2-6, Ю11) месторождениях, но на всех площадях, где есть структурная ловушка, получены промышленные притоки или нефтегазопроявления. Промышленные притоки газоконденсата от 5 тыс. м³/сут получены на Западно-Сеяхинской, Верхнетиутейской, Северо-Сеяхинской, Арктической площадях. Нефте- и газопроявления установлены в скважинах Нейтинской и Южно-Нурминской площади.

В непосредственной близости от границы района исследования комплекс продуктивен на всех крупных поднятиях: Бованенковском, Харасавэйском, Южно-Тамбейском, Тасийском, Северо-Тамбейском, Западно-Тамбейском, Малыгинском, Геофизическом месторождениях. Юрские залежи поставлены на государственный баланс.

Наибольшее число залежей открыто в верхах комплекса, в пласте Ю2, залегающим под региональной покрывкой – глинами абалакской свиты. По данным бурения залежи представлены сложнопостроенными структурно-литологическими и структурно-тектоническими ловушками, со множеством латеральных экранов и зачастую низкими ФЕС коллекторов.

Верхнеюрский НГК.

Продуктивность этого интервала в пределах Ямальской и Гыданской НГО не отмечена, но в единичных скважинах отмечены признаки нефтегазоносности. В скв. Северо-Сеяхинской 3 из интервала баженовской свиты получен приток нефти дебитом 0.36 м³/сут, в скважинах Ростовцевской 64 и Южно-Нурминской 8 площади из интервала нурминской свиты поднят нефтенасыщенный керн.

Ачимовский НГК (включая новопортовскую толщу)

Залежи ачимовского НГК представлены сложнопостроенными литологическими и структурно-литологическими ловушками в песчаных пластах отложений подножья склона неокомских клиноформ (фондоформа) (Рисунок 1.7). Стратиграфически пласты приурочены к низам ахской свиты. На территории исследований в низах ахской свиты, помимо ачимовской толщи, пласты которой индексируются как «Ач», выделяется новопортовская толща, пласты которой индексируются как «НП». Именно пласты этой группы по данным государственного баланса содержат в себе залежи низов неокомского интервала в пределах изучаемой территории.

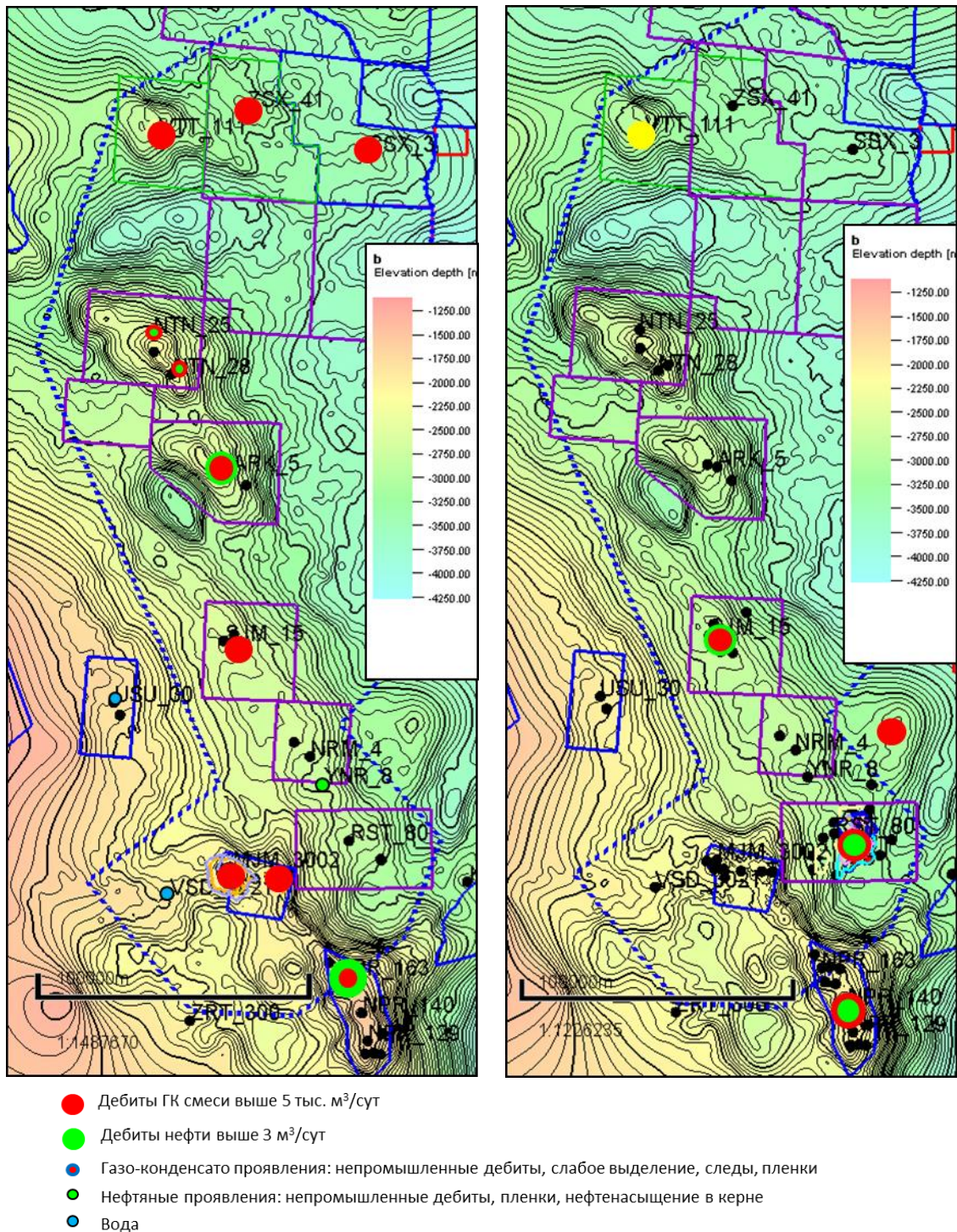


Рисунок 1.7 – Схема нефтегазоносности юрского НГК (слева) и ачимовского (новопортовского) НГК (справа).

Новопортовская толща отличается повышенной песчаностью разреза, более мелководными условиями осадконакопления, пологостью клиноформ, в подножье которых она выделена, и другими особенностями. При этом пласты НП Новопортовского месторождения не изохронны пластам Ростовцевского и других месторождений, что говорит о необходимости их переиндексации. В индексации пластов НП и Ач также наблюдается некоторая путаница и противоречия в работах разных авторов, к примеру, продуктивные

фондоформные пласты Хамбате́йского и Каменномысского месторождений В.Н. Боро́дкин относит к ачимовской толще [Боро́дкин, 2015], а в делах скважин и актах об испытаниях пласты индексируются как НП. И.В. Кислу́хин выделяет в неокоме нулмуяхинскую свиту, к которой относит пласты НП и БЯ в зоне от Ростовцевского до Арктического месторождения [И.В. Кислу́хин, 2012]. Подробно о строении толщи и принятой индексации пластов написано в главе 4.1 (см. сейсмокомплекс Н5_Бя23). В этом разделе приводятся данные лишь о продуктивности пластов как новопортовской, так и ачимовской толщи. Целесообразно рассматривать эти две толщи совместно по причине их общей приуроченности к низам ахской свиты.

Новопортовская толща продуктивна на Новопортовском и Ростовцевском месторождениях – на государственном балансе числятся 14 залежей УВ. Пласты НП (по принятой ранее индексации) также продуктивны на Среднеямальском и Хамбате́йском месторождении, где получены промышленные притоки газоконденсата дебитом до 26 тыс. м³/сут, но залежи на баланс не поставлены.

Ачимовская толща не содержит залежей, поставленных на государственный баланс, но во многих скважинах зафиксированы нефтегазопроявления и даже получены промышленные притоки. Интервал изучен испытаниями на Каменномысской (суша), Хамбате́йской, Среднеямальской, Западно-Арктической, Арктической площадях. Притоки УВ получены только на Хамбате́йском и Среднеямальском месторождении.

На Хамбате́йском месторождении отложения ачимовской толщи вскрыты в скв. 57, где получен фонтан газоконденсатной смеси дебитом 39 тыс. м³/сут. На Среднеямальском месторождении интервал вскрыт в скв. 13, 14, 15, 16 и 17, из них в скв. 13 получена нефть дебитом 1.5 м³/сут, в скв. 14 прогнозируется продукт по РИГИС, в 15 и 17 – вода по РИГИС, в 16 – неколлектор.

На Каменномысской (суша) площади интервал вскрыт в скв. 8, 9 и 10, где прогнозируется продукт по РИГИС в пласте с небольшими эффективными толщинами, до 7 м, но по результатам испытания в скв. 9 притока получено не было. На Западно-Арктической площади ачимовская толща вскрыта в скв. 41, по испытаниям – «сухо». На Арктической площади интервал вскрыт в скв. 4, 5, 11, 16 и 31, из них коллектор прогнозировался только в скв. 16 и 31 с неясным насыщением по РИГИС, скв. 31 была испытана, притока получено не было.

На Верхнетиутейской площади в скв. 112 при достижении ачимовского-верхнеюрского интервала возникло газопроявление и геологическое осложнение, получен фонтан газоконденсатоводяной смеси с ориентировочным дебитом 300-350 тыс. м³/сут. В районе данной скважины на сейсмическом разрезе выделяется аномалия «яркое пятно» в ачимовском интервале (пласт Н25 по старой индексации). Данный факт, вместе с положительными результатами бурения скв. Верхнетиутейской 111, свидетельствует о высоких перспективах

нефтегазоносности юрских и ачимовских отложений на данной площади.

Ачимовская толща также вскрыта бурением на Западно-Сеяхинской, Северо-Сеяхинской, Тюпсалинской, Нейтинской площадях, интервал преимущественно заглинизирован. Низы ахской свиты, которые приурочены к фондоформной или склоновой части клиноформ, но которые к «традиционной» ачимовской толще отнести нельзя по причине более мелководных условий осадконакопления, вскрыты также на юге территории на Нурминской, Усть-Юрибейской, Мало-Ямальской, Восходной площадях, везде сильно опесчанены и водонасыщены по РИГИС.

Севернее района работ, ачимовская толща изучена бурением на Южно-Тамбейском месторождении – в скважинах 5, 70, 79, 80 и 170. Ни одна из этих скважин в ачимовском интервале испытана не была. Из них в скв. 70 прогнозируется продукт по РИГИС, в скв. 80 интервал заглинизирован, в остальных – неясное насыщение. На Сядорской-Пяседайской площади из ачимовской толщи получен приток нефти дебитом до 2 м³/сут.

На Малыгинском месторождении толща вскрыта в скважинах 29, 36, 48, 44, 33, 3, 47, 35, 43: пласт БЯ11 (БГ10, по индексации В.Н. Бородкина – БЯ17Ач2 [Бородкин, 2015]) здесь представлен фондоформной частью. Пласт БЯ11 испытан в скв. 29 – «сухо», в скв. 3 – приток нефти дебитом до 5.7 м³/сут. В 2016 году пробурена скважина 50, где по данным ГИС прогнозируется около 15 м эффективных УВ-насыщенных толщин [Митрофанов, 2016]. Остальные скважины либо заглинизированы, либо прогнозируется неясное насыщение по РИГИС.

Западнее района работ ачимовский интервал продуктивен, но не числится на государственном балансе на Геофизическом месторождении. Ачимовская толща продуктивна и поставлена на баланс на восточном Гыдане, в Усть-Енисейской НГО: Дерябинское месторождение, пласты Д1 (СД0_2_2_1, Ач12_1 по В.Н. Бородкину) и Д2 (СД0_2_3, Ач12_2 по Бородкину), пласты Д4 (Ач12_3 по Бородкину) и Д5 (Ач12_4 по Бородкину), и Зимнее месторождение, пласт НХ4 (Ач20БТ17-20 по Бородкину) [Бородкин, 2015]. Ачимовская толща в том районе залегает на небольших глубинах, до 2600 м.

Неокомский (шельфовый) НГК.

Залежи верхней части неокомского интервала (ундаформные, шельфовые отложения неокомских клиноформ) принято относить к отдельному, шельфовому НГК. Пласты этого комплекса индексируются как «БЯ». В пределах территории работ залежи пластов БЯ поставлены на государственный баланс на Новопортовском, Ростовцевском, Среднеямальском, Арктическом, Западно-Сеяхинском месторождениях. Залежи представлены в основном структурно-литологическими ловушками со множеством латеральных экранов.

На Нурминском, Хамбате́йском месторождениях шельфовые пласты продуктивны, но на

государственном балансе не числятся. На Нейтинском, Верхнетиутейском поднятиях интервал заглинизирован, на Мало-Ямальском – водонасыщен.

С точки зрения перспектив нефтегазоносности весь неокомский интервал, включая ачимовский НГК, представляет первоочередной интерес, поскольку по данным большинства исследователей имеет большой потенциал в плане прироста ресурсной базы [Скоробогатов, 2003, Бородкин, 2015]. Геологическое строение неокомского интервала по результатам текущего исследования подробно описано в разделе 4.1, перспективные ловушки выделены в разделе 4.4.2.

Апт-альб-сеноманский НГК.

Данный комплекс наиболее хорошо изучен, имеет наибольшее число открытых залежей, и имеет более простое строение. Все залежи комплекса контролируются в первую очередь структурным планом. Продуктивность комплекса подтверждена на всех площадях, где есть структурная ловушка. Число залежей и высота этажа нефтегазоносности варьируют в широких пределах.

Выводы и открытые вопросы нефтегазоносности региона.

Как уже было отмечено во введении, Ямальская НГО является лидером по суммарному объему запасов и ресурсов газа. Суммарные оценки запасов в пределах всей Ямальской НГО составляют около 16 500 млрд м³ газа и 370 млн т нефти. При этом степень разведанности ресурсной базы (отношение запасов категории С1 к запасам категории С2 и ресурсам Д0+Дл) является относительно высокой – 48%. Это говорит о том, что потенциал для прироста запасов весьма ограничен. Это, в первую очередь, глубокие недоизученные горизонты – юрские интервалы. Но как было отмечено ранее, на государственном балансе запасов юрских пластах не числятся (Рисунок 1.8). Подавляющая часть запасов газа по официальным оценкам сосредоточена в апт-альб-сеноманских пластах, а нефти – в неокомских.

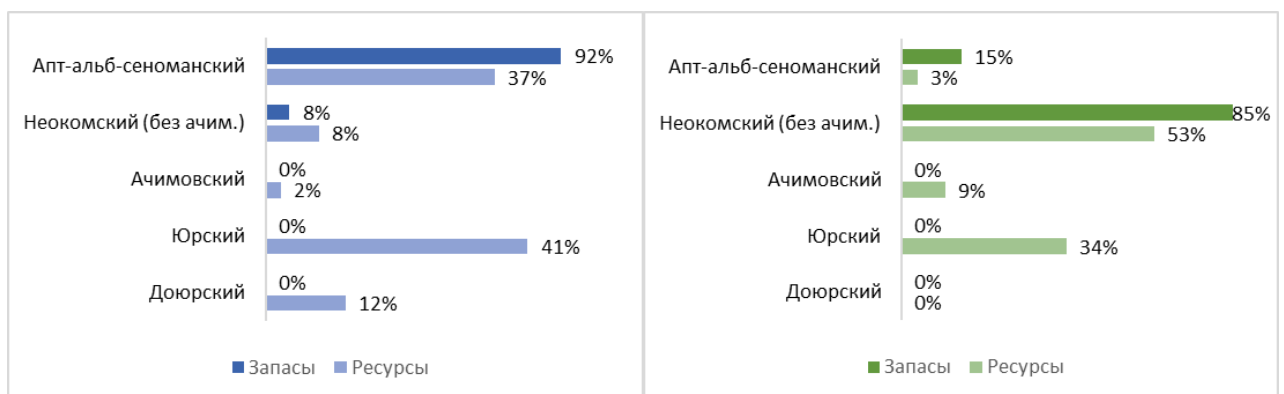


Рисунок 1.8 – Распределение запасов и ресурсов газа (слева) и нефти (справа) по интервалам согласно официальным оценкам на востоке Ямала.

Логично, что недропользователи бросают силы на поисково-разведочное бурение этих глубоких интервалов. За последние годы на Ямале на участках «НОВАТЭЖа» велось целенаправленное разведочное бурение юрского интервала. Были пробурены скважины Южно-Тамбейская 170, Мало-Ямальские 3005 и 3006. «Газпром» на Тамбейском кластере месторождений выполнил бурение ряда скважин на среднюю юру (см., например, ранее упомянутую скв. Малыгинская 50). Все они дали положительный результат и подтвердили или увеличили площади нефтегазоносности юрских залежей.

Таким образом, нефтегазоносность территории установлена и плотно изучена. Вместе с тем, имеется потенциал для прироста запасов, а также остаются открытыми вопросы, касающиеся закономерностей нефтегазоносности. В частности, почему на Ростовцевском и Новопортовском месторождении сформировались относительно крупные для этого региона залежи УВ в неокомском интервале? Почему некоторые поднятия заполнены УВ полностью, а другие имеют невысокий коэффициент заполнения, а некоторые и вовсе не имеют залежей?

Остается открытым вопрос об *источнике газа сеноман-альб-аптских залежей* Ямала и всего севера Западной Сибири. Моделирование зрелости нефтегазоматеринской породы баженовской свиты показывает, что одной данной породы недостаточно для объяснения гигантских запасов газа [Галушкин, 2007]. Многие авторы рассматривают в качестве преимущественного источника биогенный (бактериальный) газ, образующийся при малых температурах в *углистых отложениях апт-альба*, либо же считают, что температурных условий было достаточно для генерации термогенного газа из апт-альбских отложений [Скоробогатов, 2003, 2006; Fjellanger, 2010]. Однако, другие исследователи отмечают, что компонентный состав газа указывает на незначительную роль меловых источников УВ [Ulmishek, 2003; Milkov, 2010; Галушкин, 2007]. Многие считают преобладающим вклад *юрских материнских пород*. Некоторые авторы предполагают определяющую роль вторичного крекинга нефти из юрского интервала [Баймухаметова, 2014], ее дегазации в ходе вертикальной миграции УВ в вышележащие залежи [Ulmishek, 2003], биодегградации нефти [Milkov, 2010]. Ведутся дискуссии о роли выделения газа из воды при подъеме территории на неотектоническом этапе [Littke, 1999; Cramer, 1999; Murriss, 2001]. Отмечается роль тектонических движений (Трансевразийский разлом) в разделении северной газоносной провинции Западной Сибири и южной нефтеносной [Соборнов, 2006].

1.5 Перспективные объекты

По официальным оценкам на территории Ямальской НГО содержится около 10 400 млрд м³ ресурсов газа и 220 млн т ресурсов нефти. Согласно оценкам ВНИИГАЗ, ресурсная база Ямала составляет от 20 000 до 27 000 млрд м³ газа и от 2 000 до 2 700 млн т нефти

[Скоробогатов, 2003]. Оценки очень высокие. Но следует понимать, что перспективные ресурсы рассредоточены по всей обширной территории работ в ловушках, выделенных по материалам работ 25-летней давности (все работы, кроме Мало-Ямальской площади, были выполнены до 1992 года), разных авторов и по методически различным подходам. Из этого следует необходимость обобщения результатов проведенных работ по выявлению ловушек, проведения сравнительного анализа геологических рисков оцененных объектов и их ранжировки по степени надежности.

Как известно, в ЯНАО примерно треть всех ресурсов УВ сосредоточена в юрских отложениях [Плесовских, 2006]. Ямал не является исключением (см. Рисунок 1.8). Что является странным, так это малая доля ресурсов в неокомском и ачимовском комплексах. По мнению автора, это является следствием сильно заниженных перспектив этих интервалов. Так, в целом по ЯНАО за последние 10-15 лет ресурсы ачимовского НГК увеличились на 30-50% [Бородкин, 2015]. По ходу разведки крупнейших месторождений Западной Сибири запасы в неокоме существенно возрастают относительно первоначальных оценок. Это наблюдалось на Приобском и Ямбургском месторождениях [Нежданов, 2014].

В дополнение к «традиционным» перспективным интервалам, на севере Западной Сибири прогнозируется широкое развитие принципиально новых для Западной Сибири перспективных объектов: структурные ловушки в доюрском интервале, литологические ловушки в базальных горизонтах юры, ловушки выклинивания в юрских горизонтах и в триасовых грабенах [Плесовских, 2009].

Последняя всеобобщающая работа по северу Западной Сибири была выполнена тематической партией Ямалгеофизики в 1988 г. под руководством В.С. Соседкова. В результате были намечены основные направления работ по выявлению новых перспективных зон, в частности, на юго-востоке Ямала [Соседков, 1988]:

- Изучить зону перехлеста, «интерференции» клиноформ восточного и западного падения.
- Изучить области развития врезов, палеодолин, выполненных нижнеюрскими отложениями, с которыми связана наибольшая вероятность распространения песчаных коллекторов и формирования стратиграфически- и литологически экранированных ловушек.
- Выделить структурно-литологические ловушки нижнеюрского интервала в полосе, примыкающей к линии выклинивания толщи А-Т4. Ловушки такого типа также называются барьерными (по И.И. Нестерову).

Работ по целенаправленному выявлению и поисковому бурению вышеуказанных ловушек не проводилось. Из современных обобщающих исследований следует отметить работы

И.В. Кислухина, где были выделены ловушки барьерного типа на всей территории полуострова Ямал по региональной сети профилей внутри региональных и зональных циклитов [И.В. Кислухин, 2009, 2012].

Современных детальных обобщающих работ, учитывающих материалы площадных съемок и сохраняющих их степень детализации, не проводилось.

Таким образом, ресурсная база территории может быть увеличена за счет выявления новых типов ловушек и более детального картирования старых.

1.6 Успешность поисково-разведочного бурения и геологический риск

Обобщая результаты геологоразведочных работ и многочисленных исследований, можно прийти к выводу о том, что на севере Западно-Сибирского бассейна (Ямальская, Гыданская, Усть-Енисейская НГО) в пределах всех крупных замкнутых поднятий по крайней мере несколько пластов являются продуктивными. Количество залежей и пластов с признаками насыщения для большинства месторождений варьируется от 4-5 на востоке (в Усть-Енисейский НГО) до 30 и более на западе (в Ямальской НГО) территории. К продуктивным относятся пласты группы ПК, ХМ и ТП в апт-альб-сеноманских отложениях. Несколько пластов являются регионально продуктивными, из них получены притоки УВ на подавляющем большинстве крупных структур – это, например, пласты ПК1, ТП1.

Тем не менее, в пределах территории исследования было пробурено как минимум 23 скважины, а в пределах упомянутых НГО – 68 скважин на 37 поисковых объектов (ловушек), вскрывших полностью водонасыщенный разрез, либо обнаруживших лишь 1-2 пласта с признаками нефтегазоносности, в отличие от большинства месторождений региона, где продуктивны 4-5 и более пластов. Количество ловушек с отрицательными результатами составляет 58% от общего числа опосредованных объектов (см. главу 2).

Такой высокий процент неуспешности в хорошо изученном регионе с установленной нефтегазоносностью требует осмысления. Для этого необходимо проанализировать причины отсутствия УВ в пластах-коллекторах неуспешных скважин, то есть, провести ***анализ отрицательных результатов бурения.***

Повысить успешность и эффективность дальнейших геологоразведочных работ можно, если определить, какие из перспективных ловушек являются наиболее надежными для поисково-разведочного бурения. То есть, составить рейтинг ловушек на основе геологических рисков бурения этих ловушек.

Что такое ***геологический риск***? Проведем краткий обзор исследований и публикаций по этой теме. Общетеоретические вопросы рисков в российской науке подробно изучались в

работах Я.Д. Вишнякова, Н.Н. Радаева, Н.Б. Ермасовой и многих других авторов. Понятие геологического же риска в России еще относительно недавно не являлось общепринятым [Поляков, 2012], по крайней мере, в том виде, как оно используется в зарубежной геологической практике. За рубежом методики оценки геологических рисков и неопределенностей давно и широко применяются для технико-экономической оценки, при принятии инвестиционных решений в геологоразведке и разработке месторождений. Общие подходы описаны в работах R. Otis, N. Schneidermann, P. Rose и других исследователей. Что касается деталей методик и вопросов прикладного характера, то в каждой крупной нефтегазовой компании разработаны свои регламентирующие документы, согласно которым проводится оценка рисков.

Несмотря на взаимосвязанность понятий «риск» и «неопределенность», между ними все же есть разница. В общей теории рисков используются две различные концепции риска: «риск как возможность (шанс)» и «риск как неопределенность» [Вишняков, 2008]. Применительно к геологическим объектам анализ рисков также можно разделить на две группы методов. К первой относится оценка вероятности геологического успеха (риска), шанса на открытие залежи. Во вторую группу входят методы оценки неопределенности потенциального объема этой залежи: прогноз неопределенности структурных построений, вероятностная оценка ресурсов, стохастическое моделирование различных вариантов геометрии залежи и т.д. Две группы методов следует комбинировать между собой, но рассматривать их стоит как отдельные части процесса анализа рисков. Эти взгляды разделяют и другие исследователи и ведущие нефтегазовые компании. В частности, в «ТНК-ВР» (ныне «Роснефть») эксперты решают две ключевые задачи: анализ вероятности открытия залежи и оценку прогнозных запасов [Фокин, 2011]. Такое разделение логично, поскольку в практике геологоразведочных работ риск не всегда пропорционален неопределенности. Можно привести пример, когда высокорискованный мелкий поисковый объект имеет меньшую неопределенность в объеме прогнозных ресурсов, чем крупное выявленное месторождение, где риск не «попасть» скважиной в залежь минимален, но объемы запасов при этом имеют огромную неопределенность [Поляков, 2016].

В диссертационной работе будет подробно рассмотрена первая группа методов – *оценка вероятности геологического успеха*, а также один из методов второй группы – оценка неопределенности структурных построений (см. следующий раздел).

Согласно общепринятым представлениям, геологический риск – это характеристика вероятности получения положительного результата при ГРП – открытия залежи, месторождения, подтверждения запасов и других результатов, в зависимости от решаемых задач. Это мера надежности нефтегазоперспективного объекта, подготовленности его для бурения. С математической точки зрения, риск – величина, обратная вероятности. Это может

вести в заблуждение, но именно вероятностью принято измерять геологические риски. На практике встречаются различные обозначения коэффициента вероятности, характеризующие риск: коэффициент успеха $K_{\text{усп}}$, вероятность наличия залежи, вероятность геологической успешности P_g , шанс на успех (chance of success) COS, вероятность успеха (possibility of success) POS. Коэффициент принято оценивать в долях единицы, или в процентах. Чаще всего коэффициент успеха определяют через произведение составных коэффициентов вероятности наличия факторов нефтегазоносности объекта (элементов нефтегазоносной системы): вероятность существования ловушки, нефтегазоматеринской породы, коллектора, покрышки и вероятность аккумуляции углеводородов в ловушке. В различных компаниях применяются разное количество составных коэффициентов вероятности и способов их оценки. Так, в одном из немногих опубликованных документов, где подробно описан принятый за рубежом алгоритм оценки рисков – в методических рекомендациях координационного комитета по ГРП в морской части Восточной и Юго-Восточной Азии [The CCOP Guidelines..., 2000], предлагается использовать семь факторов вероятности, объединенных в четыре группы: коллектор (фациальная принадлежность и пористость), ловушка (картирование ловушки и наличие покрышки), УВ-насыщение (нефтегазоматеринская порода и миграция) и сохранность УВ в ловушке.

В последнее время зарубежные методы оценки геологических рисков активно распространяются и в России. Им посвящены работы В.И. Пороскуна, А.Г. Авербуха, Н.Л. Ивановой, В.И. Галкина, С.В. Галкина, А.Н. Фокина, А.А. Полякова, П.В. Ставинского, Е.О. Черкаса и других авторов. В частности, вышеупомянутые методические рекомендации [The CCOP Guidelines..., 2000] были адаптированы для применения в российских реалиях [Поляков, 2012]. В качестве катализатора популяризации методов выступил приход иностранных компаний в российский нефтегазовый бизнес. К примеру, в ТНК-ВР была внедрена система оценки рисков при ГРП, где использовались четыре коэффициента вероятности наличия элементов нефтегазоносной системы: ловушка, коллектор, покрышка и возможность заполнения углеводородами [Фокин, 2011], каждый из которых, в свою очередь, оценивался по 7-10 параметрам.

Основная сложность заключается в выборе значений коэффициентов вероятности (риска). Из общей теории рисков известно, что существует четыре основных метода оценки показателя риска: экспертный, теоретико-вероятностный, вероятностно-статистический и статистический. При этом «...наиболее предпочтительным при наличии достаточной статистики является, конечно же, статистический метод, так как практика — критерий истины» [Вишняков, 2008]. Применительно к ГРП статистику составляют результаты бурения объектов-аналогов в рассматриваемом нефтегазоносном районе (области). В случае недостатка

статистических данных (в контексте геологоразведки – в случае слабоизученной территории, при недостатке материалов бурения) следует применять теоретико-вероятностный подход, основанный на моделях. Для геологических объектов в качестве моделей могут выступать общегеологические закономерности нефтегазоносности, модели генерации-миграции-аккумуляции углеводородов, палеогеографические, тектонические модели и т.д. И лишь в случае отсутствия и статистики, и моделей следует применять экспертный подход.

На практике чаще всего применяется теоретический и экспертный подход, когда окончательный выбор коэффициента вероятности (риска) определяется субъективным мнением геолога-эксперта о перспективности и надежности объекта, а имеющиеся статистические данные упускаются, часто лишь по причине недостатка времени для их подробного анализа. Автор считает крайне важным в своей работе сделать акцент на *статистической (эмпирической) составляющей метода оценки рисков*.

Статистический и вероятностно-статистический подход для расчета рисков применялся в работах В.И. Галкина и С.В. Галкина в хорошо изученной бурением Волго-Уральской НГП. В качестве статистических данных для расчета рисков бурения перспективных ловушек выступали коэффициенты подтверждаемости и объемы приростов запасов на известных месторождениях. Корректность такого подхода подтверждена положительным результатом бурения (промышленным притоком нефти) в новом нефтегазоперспективном районе [Галкин, 2012]. Отмечено, что риски поисковых работ разделяются на три категории: связанные с неподтверждением структур, отсутствием промышленной нефтеносности и с завышением планируемых запасов над реальными. Для территории Ямала подобных опубликованных работ найти не удалось.

В вышеуказанной работе также отмечается, что эффективность ГРП (соответственно, и геологические риски) зависит от степени изученности объектов. Поэтому оценку рисков для объектов разной категории (запасы С2, ресурсы С3, ресурсы Д1) предлагается проводить по-разному. Связать коэффициенты риска с категорией объектов и стадийностью геологоразведочного процесса предлагают и другие авторы. В частности, с учетом мирового опыта (SPE), предлагается принимать вероятность успеха для объектов, выделенных на разных этапах ГРП:

- региональный этап (категория Д2, Д1) – 5.0-12.5%,
- поисково-оценочный этап, стадия выявления и подготовки объектов (категория Д1, Д1л (Дл)) – 12.5-25.0%,
- поисково-оценочный этап, стадия поиска и оценки залежей (категория С3 (Д0)) – 25-50%,
- разведочный этап (категория С2, С1) – 50-80% [Поляков, 2012].

Автор настоящей диссертационной работы считает, что в целом эти значения успешности для каждой категории объектов являются логичными, но с такой строгой зависимостью выбора коэффициентов риска от категоричности, изученности объектов можно поспорить. С общей закономерностью повышения эффективности ГРР и вероятности успеха с увеличением изученности нельзя не согласиться, но следует принять во внимание значительные исключения. Например, на начальном этапе изучения Западно-Сибирской НПП первые поисковые скважины закладывались на крупные структуры, выделенные по материалам крайне редкой сети сейсморазведочных профилей МОВ, либо только по результатам гравимагниторазведки, и редко давали отрицательный результат. В настоящее время успешность поискового бурения существенно более низкая при гораздо большей изученности. Связано это, конечно, с мелкими размерами и сложностью объектов, на которые ныне ведется бурение. Об этом также свидетельствуют и исторические данные по коэффициентам успешности бурения в целом по России – в 1980-1989 гг. успешность составляла 51%, а за последние 20 лет снизилась до 33% [Галкин, 2012]. Таким образом, выбор значений коэффициентов успешности (риска) не следует завязывать на категоричности и изученности объекта, а принимать во внимание все факторы нефтегазоносности.

Для статистической (эмпирической) оценки рисков необходимо собрать данные по коэффициентам успешности поисково-разведочного бурения изучаемого региона. Такие исследования для Западно-Сибирской НПП проводились ранее в работах В.И. Шпильмана, Г.И. Плавника, Н.Х. Кулахметова и многих других. Для территории ЯНАО коэффициенты успешности, подтверждаемости ловушек и перевода ресурсов в запасы собраны в работах коллектива ОАО «СибНАЦ» [Каранкевич, 2014].

Результаты оценки рисков принято обозначать графически в виде карт. В практике встречаются так называемые «вероятностные» [Фокин, 2011], или «светофорные» карты-схемы, где цветом показана вероятность геологического успеха: ловушки или регионы с наибольшей вероятностью отмечены зеленым, ловушки со средней вероятностью – желтым, а с низкой – красным цветом.

Необходимо отметить, что «оценка рисков» и «оценивание рисков» – это не одно и то же. «Оценивание риска (ГОСТ Р 51898-2002) – это основанная на результатах анализа риска процедура проверки, не превышен ли допустимый риск» [Вишняков, 2008]. В процессе анализа геологических рисков такое «оценивание» проводится на более позднем этапе, после оценки вероятности успеха, на стадии оценки геолого-экономической эффективности, например, при построении «дерева принятия решений».

Таким образом, оценка геологических рисков позволяет составить рейтинг наиболее надежных для поисково-разведочного бурения перспективных ловушек, тем самым, в свою

очередь, снизить риски получения отрицательных результатов при бурении. Предлагаемый подход, конечно же, не является принципиально новым, и рассматривается также другими авторами. В частности, в публикациях отмечается, что риск поисково-разведочных работ можно снизить путем оценки геологического риска с использованием системного подхода и ранжирования территории по степени приоритетности бурения [Поляков, 2016].

1.7 Структурные построения, оценка неопределенности

Общеизвестно, что структурный фактор является определяющим формирование залежей углеводородов. По этой причине качество построения глубинных моделей напрямую влияет на достоверность прогноза нефтегазоносности. В северной части Западно-Сибирского бассейна резкие изменения сейсмических скоростей в верхней части разреза за счет изменчивости толщи многолетнемерзлых пород, наряду с многоуровневыми залежами газа и зонами АВПД существенно искажают сейсмоструктурные построения. Эта проблема особенно актуальна для исследуемой площади, где подавляющая часть сейсмических работ проводилась в 1970-90 годах без корректного учета влияния ВЧР. В частности, по меньшей мере, 65% упомянутых выше водоносных объектов, как показано далее в главе 2, связаны с ошибками прогноза структурного плана. При этом, как было отмечено ранее, по официальным оценкам больше трети ресурсов газа сосредоточено в структурных ловушках (Рисунок 1.8).

В соответствии с вышесказанным, необходимо отметить важность *использования сейсмических скоростей суммирования* в работе. Известно, что применение сейсмических (эффективных) скоростей приводит к повышению точности прогноза глубин по сравнению с простым методом структурных построений с использованием регрессионной зависимости время-глубина по скважинным данным. Один из примеров показывает, что стандартное отклонение погрешности глубин снижается более, чем в два раза, с 12.4 до 5.1 м [Новокрецин, 2008].

Но, как бы ни была оптимальна методика структурных построений, не существует единственно верного решения обратной кинематической задачи [Долгих, 2011, 2012; Glogovsky, 2009]. Следовательно, неизбежны погрешности при построении глубинно-скоростных моделей. Для того, чтобы в полной мере понимать геологические риски бурения поисковых, разведочных или эксплуатационных скважин, важно получить достоверную *оценку возможных структурных погрешностей*.

Тема оценки структурных неопределенностей достаточно хорошо освещена в работах В.И. Аронова, В.И. Пороскуна, А.Г. Авербуха, Н.Л. Ивановой, А.П. Сысоева, А.В.

Новокрещина, Е.О. Черкаса и других авторов. Разработаны соответствующие регламенты и инструкции.

Методическими рекомендациями [Методические рекомендации по использованию данных сейморазведки...] регламентировано использование в качестве меры погрешности среднеквадратической ошибки σ , которая рассчитывается по **внешней сходимости данных сейморазведки с бурением**: как среднеквадратическая невязка прогнозных глубин с отбивками горизонта в скважинах. Оценка дается в виде единого для всей площади значения в метрах. Применение такого подхода видится правомерным только при интерпретации данных 3D съемки и при плотной и равномерной разбуренности площади.

Если сеть скважин неравномерная и/или редкая, для оценки точности можно воспользоваться оценками, полученными на участке-аналоге [Иванова, 2004]. Но, поскольку аналоги не всегда удается подобрать, более оптимальным представляется **анализ внутренней сходимости сейсмических данных**, который отдельно учитывает ошибки определения исходных кинематических параметров – времени и скорости [Инструкция по оценке качества структурных...].

Еще более информативным с практической точки зрения подходом к оценке неопределенности является построение **карты распределения ошибок**. В случае использования постоянного по всей площади значения погрешности, фактическая неопределенность, с высокой степенью вероятности, в удаленных от бурения областях отстраиваемой карты будет занижаться, а вблизи скважин – завышаться. Это очевидно, поскольку свойства изучаемого объекта латерально изменчивы, а исходные данные распределены неравномерно [Сысоев, 2001].

Подходы к построению карт ошибок можно разделить на стохастические и детерминистические. **Стохастические методы** рассчитывают возможное распределение ошибки по площади по исходной карте оцениваемого параметра и вариограммы распределения ошибки, которую обычно получают из исходной карты. Распределение рассчитывается путем моделирования множественных реализаций карт параметра с использованием алгоритма последовательной симуляции Гаусса (SGS), либо других стохастических алгоритмов. Ошибка определяется на основе разброса между реализованными значениями скоростей в каждой точке карты.

Существенным недостатком стохастических методов является субъективность и слабая обоснованность выбора радиуса вариограммы, который напрямую влияет на конфигурацию получаемых карт ошибки [Черкасс, 2008]. «Конкретные характеристики изменчивости поля... не могут быть адекватно заменены ее статистической характеристикой... – вариограммой» [Аронов, 2002]. Вариограмму можно оценить по исходным значениям времен в точках скважин

и реальным, либо прогнозным значениям глубин [Авербух, 2007], но это правомерно только в случае большого числа скважин и равномерной разбуренности. Далее, исходное поле данных должно быть стационарным, что на практике встречается редко [Аронов, 2002]. Данные можно привести к стационарному виду (вычесть региональный тренд, разбить поле на отдельные участки), но все это сильно усложняет расчеты. Еще один недостаток заключается в высоких требованиях этих методов к вычислительным мощностям [Новокрецин, 2008], и соответственно, в долгом времени расчета.

А.В. Новокрециным и А.П. Сысоевым предложен метод построения карт прогнозной погрешности, основанный на алгоритмах геостатистической интерполяции (крайгинга, кокрайгинга и других) с использованием вариограмм [Сысоев, 2001, Новокрецин, 2006, 2008]. Вариограммы рассчитываются по исходным полям, например, скоростей [Сысоев, 2001]. Преимущество метода заключается в быстром времени расчета. Данный метод имеет те же недостатки, что и стохастические методы – субъективность и сложность построения модельной вариограммы, а также необходимость стационарности поля [Аронов, 2002]. Сами авторы отмечают, что для правильного построения вариограммы необходимо достаточное количество исходных данных, стационарность поля, и/или правильные гипотезы о поведении и характеристиках поля [Новокрецин, 2006].

Таким образом, для корректного расчета прогнозной погрешности по стохастическим или геостатистическим методам необходимо иметь априорную информацию об изменчивости оцениваемого параметра в каждой точке поля, то есть, необходимы *детерминистические оценки* погрешности. Так, вышеупомянутые авторы отмечают важность оценки неопределенности слежения отражающего горизонта, которая на практике оценивается в соответствии с классами устойчивости фазы горизонта по экспертным заключениям [Новокрецин, 2006]. «Экспертность», субъективность получаемых значений следует снизить путем формализации процесса оценки погрешности.

Одним из таких формализованных подходов является использование для расчета невязок на пересечениях сейсмических профилей 2D [Иванова, 2004]. Ю.Н. Долгих вместе с автором настоящей диссертации предложен способ расчета погрешности определения скорости по разбросу между значениями сейсмических скоростей, снятых с профилей или кубов во взаимно перпендикулярных направлениях [Куркин, 2016]. Величина разброса указывает на изменчивость, анизотропию среды и, соответственно, на величину погрешности прогноза. Другие авторы предлагают оценивать погрешность по флуктуациям скоростей суммирования, а также поочередным исключением профилей из процесса построений [Авербух, 2007].

1.8 Выводы и окончательная постановка задач

Кратко сформулируем основные результаты анализа ранее выполненных исследований. Перечислим основные проблемы и способы их решения.

В вопросах тектонического строения востока Ямала, и всего севера Западной Сибири сохранилось множество противоречий и открытых вопросов. Вопросы времени формирования, распространенности, протяженности и интенсивности рифтов вызваны противоречиями в интерпретации гравимагнитных и сейсмических данных, а также отсутствием четких признаков растяжения земной коры на сейсмических разрезах. Эти вопросы тесно связаны с фундаментальной проблемой зарождения континентальных осадочных бассейнов, которую можно сформулировать в духе известного высказывания: растяжение определяет погружение или погружение определяет растяжение? Необходимо *уточнить схему строения доюрского основания* на основе комплексной, непротиворечивой интерпретации материалов сейсморазведки и потенциальных полей. Анализ доюрского основания актуален и для нефтегазопроисследовательских работ, поскольку картирование глубинных разломов позволит выявить перспективные линейные зоны выветривания в кровле основания.

В свете перспектив нефтегазоносности, для изучения конкретных перспективных объектов гораздо большее практическое значение имеют вопросы морфологии и происхождения антиклиналей и разломов осадочного чехла. Назрело *обновление тектонической схемы чехла* в соответствии с современными сейсмическими материалами, *уточнение трассировки разломов с учетом новых сейсмических данных 3Д*. Это позволит уточнить структурные построения и, соответственно, оценку запасов и ресурсов месторождений и перспективных структур.

Происхождение поднятий и разломов осадочного чехла региона не может быть полностью объяснено ни вертикальными движениями (неравномерное опускание блоков основания, дифференцированное уплотнение и др.), ни горизонтальным сжатием. Транспрессия при сдвигах объясняет формирование поднятий только субширотного простирания, но противоречит образованию антиклиналей субмеридиональной ориентировки. Нет единого мнения и по амплитуде сдвигов и перемещений в мезозое и определению временных этапов формирования структур. Следует *найти и обосновать механизм происхождения поднятий, снимающий все противоречия*. Этим мы откроем путь к *созданию модели тектонического развития территории*, классифицирующей тектонические структуры и разломы по генетическим типам и описывающей последовательность их формирования. Актуальность построения такой модели заключается в том, что палеотектонические методы позволяют прогнозировать неструктурные объекты (палеоподнятия, структурно-тектонические ловушки) и оценивать вероятность насыщения традиционных объектов.

Согласно предыдущим оценкам на изучаемой территории содержатся колоссальные объемы ресурсов УВ. Вместе с тем, больше трети ресурсов газа сосредоточено в структурных ловушках апт-альб-сеноманского комплекса, где отмечается низкий процент успешности поисково-разведочного бурения. Напрашивается **анализ отрицательных результатов поискового бурения** для установления причин ошибок и недопущения их при последующих геологоразведочных работах. При выполнении структурных построений важно получить достоверную **оценку латерального распределения возможных структурных погрешностей**, основанную на детерминистических расчетах как по внутренней, так и по внешней сходимости.

Относительно невысокие официальные оценки ресурсов неокомского и ачимовского интервала представляются заниженными, поскольку на юге Ямала открыты крупные месторождения в этих отложениях: Ростовцевское, Новопортовское. Получены притоки УВ из ачимовской толщи. **Создание модели накопления неокомских клинформ**, объясняющей аномально высокую песчанистость Ростовцевской и Новопортовской площадей, позволит прогнозировать перспективные зоны развития коллектора и ловушек. Юрские отложения повсеместно продуктивны в пределах поднятий, а на юго-западе района работ они еще и расположены на доступных для массового разведочного и эксплуатационного бурения глубинах.

Ресурсная база территории может быть увеличена за счет **выявления и оценки новых типов объектов: в зоне перехлеста неокомских клиноформ западного и восточного падения, ловушек выклинивания юрского интервала, палеодолин в базальных горизонтах юры, объектов в доюрском основании**. Целенаправленного бурения на эти ловушки не велось, а современных обобщающих работ, учитывающих материалы площадных съемок и сохраняющих их степень детализации, не проводилось.

Для повышения эффективности дальнейших геологоразведочных работ необходимо выбрать приоритетные для опоскования объекты. Для этого требуется провести **ранжирование ловушек по степени их надежности на основе оценки геологических рисков** – вероятности наличия всех факторов нефтегазоносности объекта. Расчет рисков должен быть основан на эмпирических данных: **установленных закономерностях нефтегазоносности территории и подтверждаемости ранее выделенных объектов бурением** (анализ отрицательных результатов бурения и расчет коэффициентов успешности).

Отсюда следует необходимость провести работы по комплексной геолого-геофизической интерпретации всех имеющихся материалов, включая новые скважинные данные, переобработанные по современному графу архивные профили 2Д и новые съемки 3Д, нацеленные на решение всех вышеперечисленных задач.

Для повышения эффективности решения поставленных задач автор считает важным кратко осветить вопросы *методологии научного исследования* и отметить методологические подходы, которыми будет руководствоваться в своей работе.

В геологии можно выделить два основных подхода к изучению объекта исследования: структурный (констатация фактов, описание объектов, установление между ними взаимосвязей) и генетический (объяснение фактов, установление причин происхождения объектов и закономерностей). Недостатком структурного подхода является то, что он не устанавливает природу, механизмы образования объектов. При таком подходе «невозможно достигнуть цели науки – открытия фундаментальных законов природы» [Забродин, 1979]. В контексте геологоразведки – открытия новых месторождений и перспективных направлений. Поэтому в этой работе автор старался применять не только структурный, но и генетический подход к изучению объекта исследования.

Следует отметить существенные методологические проблемы, с которыми пришлось столкнуться при проведении исследования. В частности, неполнота и неопределенность фактических данных в геологии приводит к обилию вариантов интерпретаций одних и тех же исходных материалов, к переизбытку информации.

В качестве примера приведем так называемую проблему индукции. При индуктивном подходе мы отталкиваемся от частных фактов (следствий), чтобы вывести общую причину возникновения фактов. В условиях недостатка фактических наблюдений за сложной многокомпонентной системой можно легко ошибиться – установить ложные причинно-следственные связи. Так, на Ямале установлено, что все крупные месторождения нарушены тектоническими нарушениями. Означает ли это, что мы вправе прогнозировать наличие залежей, везде, где есть разломы? На самом деле здесь неверно определена причинно-следственная связь: «разломы → месторождение». Эти два объекта являются следствиями общей причины: «крупное поднятие → месторождение», «крупное поднятие → разломы». То есть, везде, где существует крупное поднятие, есть месторождение и разломы, но наличие разломов вне поднятия не означает наличия залежи. И основным поисковым критерием, конечно же, следует считать поднятие, а не тектонические нарушения.

Чтобы не способствовать появлению излишней, затрудняющей восприятие, информации и не плодить малообоснованные гипотезы, необходимо грамотно формулировать задачи исследования «на основе разработки критериев отбора проблем, а также той системы правил и норм, которые переводили бы наши цели из разряда только интересных и желаемых в разряд достигаемых и приемлемых» [Параев, 2003].

Важно четко формулировать и научные гипотезы. Сформулируем следующие требования к представлению гипотез, которыми будем руководствоваться в работе: 1. Гипотеза

должна опираться на факты и установленные законы и теории. 2. Иметь общий характер. 3. Быть четкой, но не категоричной, логически строгой, быть принципиально простой (удовлетворять принципу бритвы Оккама). 4. Быть научно плодотворной – давать направления для дальнейшей работы. 5. Быть научной (опровергаемой). 6. Для генетической гипотезы – она должна «объяснить происхождение и развитие геологических объектов» [Назаров, 1982].

2 Анализ отрицательных результатов поисково-разведочного бурения

2.1 Введение

В данной главе представлена методика и раскрыты детали проведенного анализа результатов поисково-разведочного бурения, краткие результаты которого ранее опубликовывались автором [Куркин, 2017].

Рассмотрим неудачные скважины, пробуренные на отдельные ловушки, в пределах которых не было обнаружено признаков насыщения по данным РИГИС или испытаний в регионально продуктивных апт-альб-сеноманских интервалах (Рисунок 2.1, Таблица 2.1). К условно неудачным также отнесем скважины, в которых насыщение обнаружено менее, чем по 3 пластам. К ним не будем относить водоносные скважины в пределах поднятий открытых крупных месторождений.

Исходными данными для анализа явились архивные отчеты о работах сейсмических партий (СП), на основании которых закладывались скважины, паспорта структур, дела скважин, тематические и прочие отчеты. В частности, было рассмотрено более 60 отчетов и паспортов структур, составленных как еще в советское время, с 1976 по 1992 гг., в ПГО «Ямалгеофизика», так и результатов более современных работ, выполненных в «Таймыргеофизика», «ГеоПрайм», «ЛНТНГ Петрограф», «СибНАЦ» и других организациях.

В ходе анализа восстанавливалась история бурения скважин, анализировалась морфология структур и заявленная точность построений, сравнивались структурные планы до и после бурения, определялись величины фактических структурных ошибок. Где это было возможно, анализировались скоростные разрезы, полученные в ходе современной переобработки, на предмет аномалий в верхней части разреза.

Данных по 23 скважинам в пределах границ исследования оказалось слишком мало для получения статистически представительной выборки и проведения полноценного анализа. По этой причине привлекались аналогичные неуспешные скважины с окружающих территорий: северо-восток Ямальского и запад Гыданского полуострова (Рисунок 2.1, Таблица 2.1). Общее количество выбранных для анализа неуспешных скважин составило 68, из них поисковых – 61, разведочных – 7. Скважины бурились для поиска и разведки 37 ловушек. Скважины в пределах контура работ анализировались наиболее подробно.

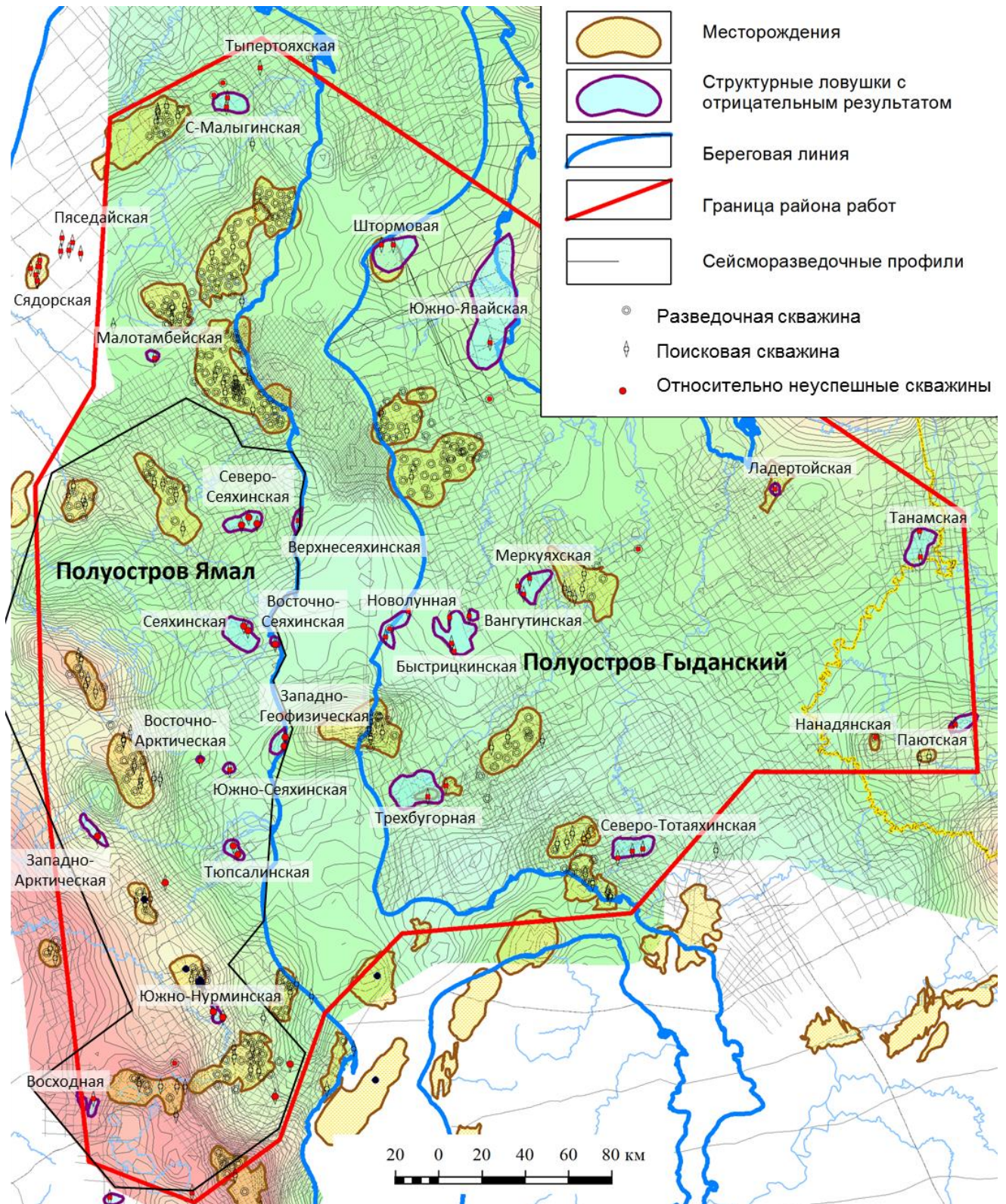


Рисунок 2.1 – Схема расположения неуспешных скважин и ловушек в пределах расширенного контура работ. Подложка – структурная карта по ОГ Б по материалам современных работ.

Таблица 2.1 – Сводная информация по отрицательным результатам поисково-разведочного бурения объектов и неподтвердившимся ловушкам.

Ловушка	Скважина	Цель	Результат (для апт-альб-сеноманского интервала)	Фактор, обусловивший отрицательный результат	Для скважин, бурившихся на структурные ловушки			"Прямые признаки" УВ в волновом поле	
					Причина структурной ошибки	Форма поднятия	Унаследованность структурного плана		
Южно-Сеяхинская	Южно-Сеяхинская 40	Структурная ловушка	Продуктивных пластов не обнаружено	Структурный (ошибка в структурных построениях)	Аномалия ВЧР	Изометричная	Слабая, нестабильное положение свода	Нет	
Восточно-Арктическая	Восточно-Арктическая 32						Бескорневая		
Северо-Сеяхинская	Северо-Сеяхинская 5				Неунаследованность структурного плана (структура по ОГ Б не подтвердилась по меловым ОГ)	Вытянутая	Бескорневая		
Верхнесеяхинская	Северо-Сеяхинская 1				Искусственно замкнутая структура	Не замыкается			
Северо-Сеяхинская	Северо-Сеяхинская 3 Северо-Сеяхинская 2				Неунаследованность структурного плана	Неправильная	Слабая		
Сеяхинская (Турманская)	Сеяхинская 1 Сеяхинская 4				Аномалия ВЧР		Бескорневая, нестабильное положение свода		
Тюпсалинская	Тюпсалинская 501 Тюпсалинская 502					Рассыпается на несколько куполов	Сквозная		
Западно-Арктическая	Западно-Арктическая 41				Ошибка в изохронах	Вытянутая	Унаследована		
Восходная	Восходная 3021				Аномалия ВЧР	Изометричная, разбивается на несколько куполов			
Юрседайская 100 (СЛЛ)	Юрседайская 100				Неантиклинальные ловушки	Продуктивных пластов не обнаружено. Несколько интервалов – неясно по РИГИС	Коллектор (отсутствие коллекторских интервалов по данным РИГИС или притока по результатам испытаний)		
Среднеямальская 16 (СЛЛ)	Среднеямальская 16	Неантиклинальные ловушки	Продуктивных пластов не обнаружено. Ачимовский интервал – нет коллектора						
Юрседайская 101 (СЛЛ)	Юрседайская 101	Неантиклинальные ловушки	Продуктивных пластов не обнаружено						
Южно-Нурминская	Южно-Нурминская 8 Южно-Нурминская 4	Структурная ловушка	Продуктивных пластов не обнаружено. Ачимовский и юрский интервалы – продукт	Структурный	Аномалия ВЧР	Рассыпается на несколько куполов	Бескорневая	Нет	
Малотамбейская	Малотамбейская 107		Продуктивных пластов не обнаружено. Несколько интервалов в пластах группы ТП – неясно по РИГИС						
Восточно-Сеяхинская	Восточно-Сеяхинская 2		Продуктивных пластов не обнаружено			Искусственно замкнутая структура	Не замыкается		
Западно-	Западно-Геофизическая								

Ловушка	Скважина	Цель	Результат (для апт-альб-сеноманского интервала)	Фактор, обусловивший отрицательный результат	Для скважин, бурившихся на структурные ловушки			"Прямые признаки" УВ в волновом поле
					Причина структурной ошибки	Форма поднятия	Унаследованность структурного плана	
Геофизическая	21							
	Западно-Геофизическая 22							
	Западно-Геофизическая 50							
Малоямальская 6 (склон)	Малоямальская 6	Прогиб	Продуктивных пластов не обнаружено	Специально бурилась вне поднятия	Структурный			
Новопортовская 212 (склон)	Новопортовская 212	Прогиб						
Быстрицкинская	Быстрицкинская 70	Структурная ловушка						
	Быстрицкинская 71							
	Быстрицкинская 74							
Вангутинская	Вангутинская	Космогеология						
Меркуяхская	Меркуяхская 80							
	Меркуяхская 81							
	Меркуяхская 82							
Новолунная	Новолунная 20	Прогиб						
	Новолунная 21							
Новолунная 22 (космогеол)	Новолунная 22	Только 3 продуктивных пласта	Закладывалась по данным дешифрирования космоснимков	Специально бурилась вне поднятия	Специально бурилась вне поднятия			
Восточно-Бугорная (склон)	Восточно-Бугорная 460							
Гыданская 108 (склон)	Гыданская 108	Только 1 продуктивный пласт БГ27 (СЛЛ)	Продуктивных пластов не обнаружено	Специально бурилась вне поднятия	Специально бурилась вне поднятия			
Ладертойская	Ладертойская 7							
Нанадянская	Нанадянская 310	Только 1 продуктивный пласт	Продуктивных пластов не обнаружено	Структурный	Аномалия скоростей в ачимовском-юрском интервале	Ошибка в изохронах	Изометричная	Бескорневая
Паютская (Яровская)	Паютская (Яровская) 1							
	Паютская (Яровская) 2	Продуктивных пластов не обнаружено	Миграция УВ (особенности истории и механизма миграции УВ)				Изометричная	Унаследована
Северо-Малыгинская	Северо-Малыгинская 5							
Северо-Малыгинская	Северо-Малыгинская 20	Продуктивных пластов не обнаружено. Несколько интервалов в ТП пластах - неясно по РИГИС	Продуктивных пластов не обнаружено. Несколько интервалов в ТП пластах - неясно по РИГИС					

Ловушка	Скважина	Цель	Результат (для апт-альб-сеноманского интервала)	Фактор, обусловивший отрицательный результат	Для скважин, бурившихся на структурные ловушки			"Прямые признаки" УВ в волновом поле
					Причина структурной ошибки	Форма поднятия	Унаследованность структурного плана	
	Северо-Малыгинская 25		Продуктивных пластов не обнаружено. Несколько интервалов в ТП пластах - неясно по РИГИС					
	Северо-Малыгинская 38		Продуктивных пластов не обнаружено. Несколько интервалов в ТП пластах - неясно по РИГИС					
Танамская	Танамская 1		Продуктивных пластов не обнаружено	Структура	Аномалия ВЧР		Бескорневая	
	Танамская 2			Структура				
Пяседайская	Пяседайская 202		Продуктивных пластов не обнаружено	Миграция УВ			Унаследована	ОГ Г, Г3 - яркое пятно
	Пяседайская 200		Продуктивных пластов не обнаружено					
	Пяседайская 209		Продуктивных пластов не обнаружено					
	Пяседайская 203		Продуктивных пластов не обнаружено					
	Пяседайская 201		Продуктивных пластов не обнаружено					
Северо-Тотаяхинская	Тота-Яхинская 21		Продуктивных пластов не обнаружено	Структурный	Неунаследованность структурного плана (размеры и положение структуры по ОГ Б не подтвердилась по меловым ОГ)	Тектонически ограничена		ОГ Г - плоское пятно
	Тота-Яхинская 22		Продуктивных пластов не обнаружено					
	Тота-Яхинская 24		Продуктивных пластов не обнаружено					
Трехбугорная	Трехбугорная 445		Только 2 продуктивных пласта			Изометричная	Слабая. Нестабильное положение свода	
Тыпертояхская (склон)	Тыпертояхская 2741	Прогиб	Продуктивных пластов не обнаружено	Специально бурилась вне поднятия				Нет
Утренняя 260 (склон)	Утренняя 260	Прогиб	Продуктивных пластов не обнаружено					
Штормовая	Штормовая 121		Продуктивных пластов не обнаружено. Несколько интервалов в ТП пластах - неясно по РИГИС	Структурный	Аномалия ВЧР	Изометричная	Бескорневая	
	Штормовая 122		Только 2 продуктивных пласта ТП10, ТП11 (СЛЛ)					
Южно-Явайская	Южно-Явайская 2		Продуктивных пластов не обнаружено		Аномалия ВЧР	Неправильная		
Сядорская	Сядорская 210	Структурная ловушка	Только 1 продуктивный пласт ПК1	Миграция УВ		Изометричная	Унаследована	ОГ Г - яркое пятно
	Сядорская 211							
	Сядорская 212							
	Сядорская 213							
	Сядорская 214							
	Сядорская 215							
	Сядорская 216							
Сядорская 217								

2.2 Анализ истории бурения каждой скважины

В этом разделе кратко описана история бурения всех неуспешных скважин, опоискования и разведки ловушек с отрицательным результатом и приведены наиболее вероятные причины такого результата. Подробнее описаны наиболее интересные и важные случаи. Особое внимание уделено выявлению причин структурных ошибок, как наиболее часто встречаемых, а в следующем разделе более детально анализируются величины этих ошибок и морфологические характеристики структур до бурения.

Рассмотрим все скважины в пределах контура работ (Рисунок 2.1, Таблица 2.1) последовательно в направлении с севера на юг.

Северо-Сеяхинская 2, 3, 5

Скважины закладывались с целью вскрыть бурением одноименное поднятие, впервые выделенное по результатам работ СП 23/76-77 [Рябов, 1977].

Первой была пробурена скважина 5, на готеривские отложения. В акте о заложении скважины в качестве горизонта, характеризующего структурный план целевого интервала, приводится ОГ Б, по которому поднятие выделяется только по промежуточным изогипсам и имеет амплитуду порядка 25 м при оцененной среднеквадратичной ошибке в 38 м (Рисунок 2.2). При всем этом структура бескорневая – амплитуда вниз по разрезу от ОГ Б к Т4 резко уменьшается до нуля.

Фактически эти горизонты вскрыты не были, а самый нижний вскрытый скважиной ОГ с доказанной региональной продуктивностью – ОГ М1 (пласт ТП1, кровля апта). По нему, а также по вышележащему ОГ Г (ПК1, кровля сеномана) по материалам сейсмопартии замкнутой структуры не наблюдалось – поднятие размыкалось в акваторию Обской губы (где сливается с Верхнесеяхинской структурой). Таким образом, нет ничего удивительного в том, что скважина оказалась водоносна по всем пластам. Это же и отмечено в акте о ликвидации скважины: «...можно сделать вывод, что скважина 5 пробурена в неантиклинальных структурных условиях по апт-сеноманским отложениям, что подтверждается ее непродуктивностью». Ошибка бурения по ОГ М1 при этом относительно прогноза составила +27 м при точности в 36 м.

Тем не менее, после бурения скважины 5 был составлен паспорт структуры 1991 г. На основании его бурились скважины 3 и 2 (точки смещены, нумерация изменилась относительно паспорта). Сква. 3 пробурена на среднеюрские отложения, на поднятие амплитудой в 65 м по ОГ Б при оцененной среднеквадратичной ошибке в 23 м. По факту ошибка составила +38 м. Скважина дала приток ГК смеси из пласта Ю2. По меловым же ОГ – М1 и М скважина была заложена вне замкнутой структуры и закономерно оказалась водоносна по всем пластам, кроме ТП22, где залежь, очевидно, ограничена литологическим экраном.

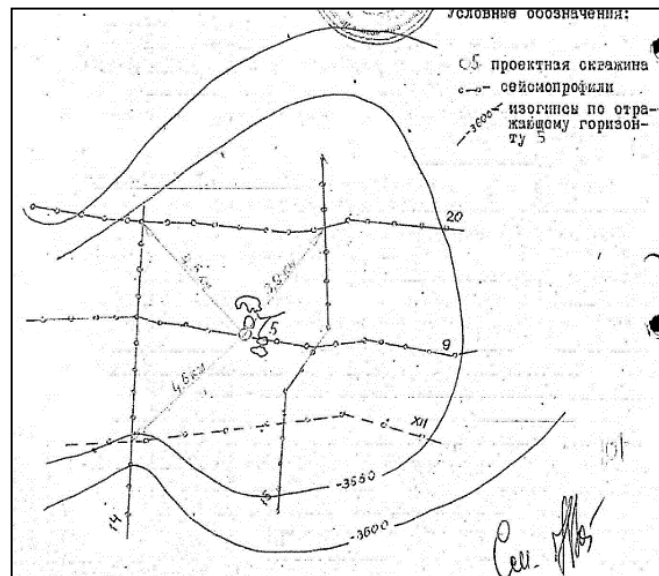


Рисунок 2.2 – Фрагмент акта о заложении скважины Северо-Сеяхинская 5.

Причина отрицательного результата бурения этих скважин тривиальна. Они закладывались на основании структурных карт по глубокому горизонту (Б), а при высокой изменчивости структурного плана, характерного для данного района, в меловых горизонтах оказались пробуренными на склоне поднятия. По текущим построениям свод антиклинали в меловом интервале сильно смещается относительно юрских горизонтов и точек скважин на восток, в сторону Обской губы, где располагается Верхнесеяхинское поднятие.

Скважину 2 фактически можно отнести в эту же категорию. Формально она была заложена в свод меловой структуры, но амплитуда поднятия по ОГ М составляла всего 5 м при среднеквадратичной ошибке в 14 м. Ошибка бурения по факту составила -15 м по ОГ М, -46 м по ОГ М1. Скважина оказалась водоносна по всем пластам, что подтверждает отсутствие свода структуры в данном месте.

Северо-Сеяхинская 1

Бурение данной скважины характеризует довольно распространенный в данном регионе случай опоискования не замкнутой в пределах сети сейсмических профилей структуры. Что особенно интересно, в отчете СП 23/76-77 отмечается, что поднятие по ОГ М1 имеет большую амплитуду – 120 м [Рябов, 1977]. Фактически, из архивных графических материалов видно, что структура раскрывается на восток, в акваторию Обской губы (Рисунок 2.3). По текущим построениям там, северо-восточнее скважины, располагается свод Верхнесеяхинской структуры.

Таким образом, данная скважина осознанно бурилась на замкнутую условно, то есть, искусственно, структуру.

Сеяхинская 1, 4, Восточно-Сеяхинская 2

1 скважина была заложена в 1978 г. на свод Сеяхинского поднятия по ОГ М1 амплитудой 10 м при точности в 36 м [Андрущенко, 1978], по факту точка устья была несколько смещена в сторону от свода (Рисунок 2.4).

2 скважина была заложена на не замыкающееся в пределах сети профилей (в пределах суши) Восточно-Сеяхинское поднятие.

Ошибки прогноза глубин по данным бурения составили 113 и 108 м (систематические, см. главу ниже). Скважины водонасыщены по РИГИС. После бурения 1 и 4 скважин амплитуда Сеяхинского поднятия сохранилась (10 м), но резко изменилась морфология – поднятие «рассыпалось» на три купола неправильной формы (Рисунок 2.4) [Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Сеяхинско-Яптиксалинской...]. Восточно-Сеяхинское поднятие «просело» в районе скважины, приобрело неправильную форму и по-прежнему размыкается в акваторию Обской губы. Очевидно, это связано с подсадкой структурной карты с малым радиусом на разбивки при больших ошибках прогноза глубин.

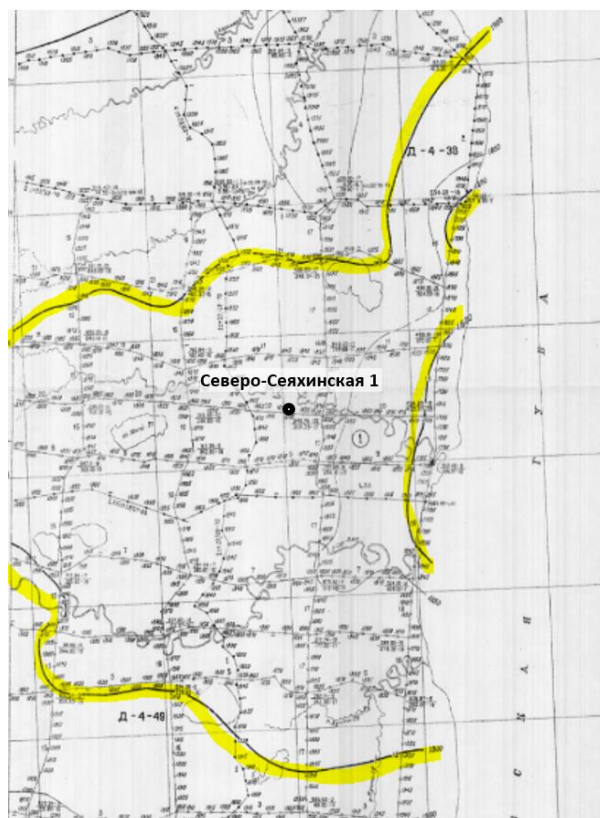


Рисунок 2.3 – Фрагмент структурной карты ОГ М1 из материалов отчета СП 23/76-77 [Рябов, 1977]. Желтым выделены изогипсы, через 100 м.

Скважина 4 была заложена уже после бурения скв. 1 и 2 на свод Сеяхинского поднятия по еще не вскрытому на данной площади ОГ М [Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Сеяхинской..., 1989]. Амплитуда была достаточно большая – 32 м при точности

построений в 13 м, однако поднятие имело неправильную, изрезанную форму, имела не унаследованное строение (Рисунок 2.5). Ошибка прогноза глубин составила - 42 метра, свод понизился, после подсадки на структурной карте выявился свод южнее (Восточно-Сеяхинская структура) [Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Сеяхинско-Яптиксалинской...]. Скважина водонасыщена по РИГИС.

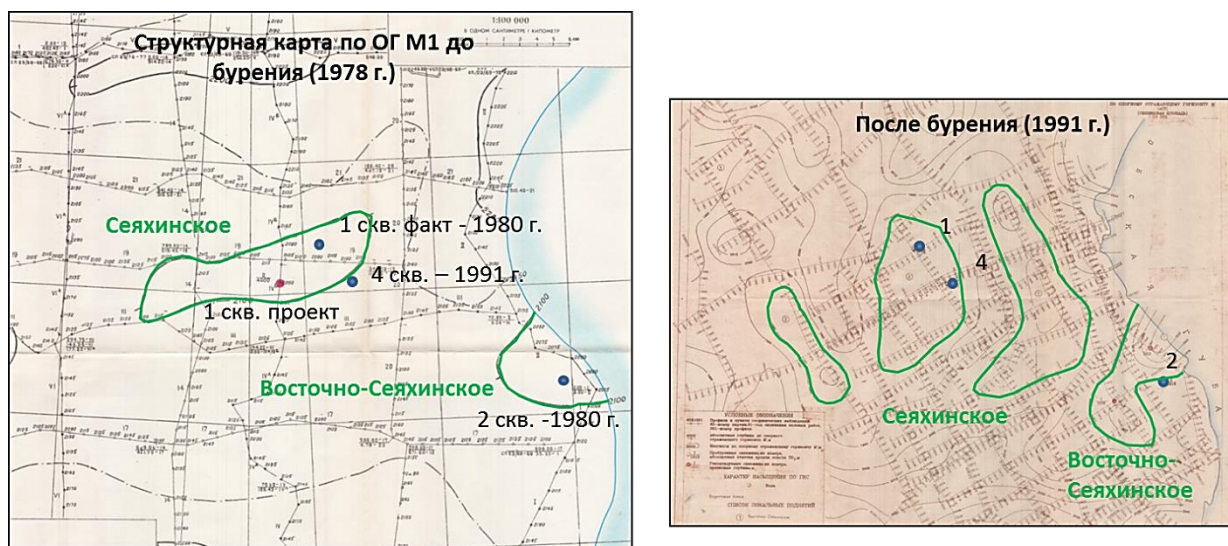


Рисунок 2.4 – Структурные карты ОГ М1 с контурами поднятий по архивным построениям до [Андрущенко, 1978] и после [Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Сеяхинско-Яптиксалинской...] бурения скважин.

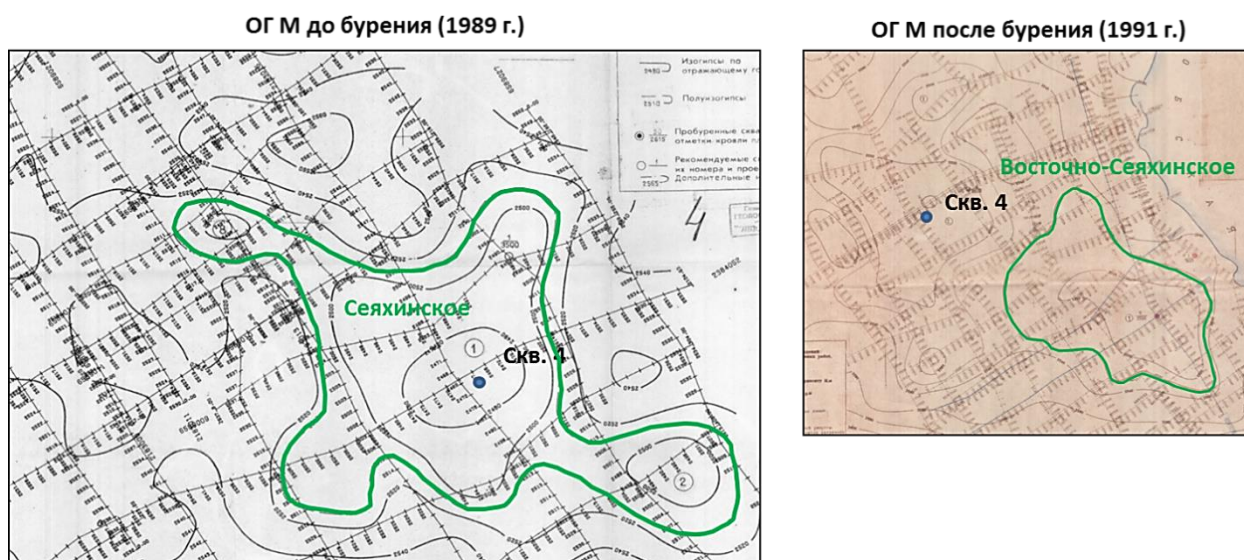


Рисунок 2.5 – Структурные карты ОГ М с контурами поднятий по архивным построениям до [Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Сеяхинской..., 1989] и после [Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Сеяхинско-Яптиксалинской...] бурения скважин.

Высокая величина ошибок прогноза глубин говорит о том, что данные мелкие структуры являлись ложными, возникшими вследствие эффекта скоростных неоднородностей ВЧР. Таким

образом, эти ловушки следует считать ненадежными для продолжения поискового бурения даже на глубокие горизонты. Возможно, скважины на самом деле вскрыли структурные носы, осложняющие западный склон единого, малоамплитудного поднятия, свод которого находится в акватории Обской губы.

Южно-Сеяхинская 40

Скважина была заложена с целью опосредованно обнаружить одноименную структурную ловушку, выделенную по результатам работ СП 21/85-86 [Отчет о работе Восточно-Арктической...]. Ловушка имела малые размеры, ее амплитуда была сопоставима с оцененной на тот момент среднеквадратической ошибкой, а фактические ошибки бурения оказались еще выше, чем прогнозная погрешность (см. следующий раздел). По морфологии ловушка слабо унаследована (по юрским ОГ поднятие имеет меньшую амплитуду, чем по меловым).

Скважина не обнаружила продуктивных интервалов. Высокая величина ошибок прогноза глубин говорит о том, что данная мелкая структура являлась ложной, возникшей вследствие эффекта скоростных неоднородностей ВЧР. По текущим построениям, учитывающим влияние ВЧР, структура не выделяется.

Восточно-Арктическая 32

Скважина закладывалась в свод ловушки, выделенной также в результате работ СП 21/85-86 [Отчет о работе Восточно-Арктической...]. Аналогично, ловушка имела малые размеры, ее амплитуда была сопоставима с оцененной на тот момент среднеквадратической ошибкой, а фактические ошибки бурения оказались еще выше, чем прогнозная погрешность (см. следующий раздел, Таблица 2.2). Имеет неправильную, изрезанную форму, является бескорневой.

Скважина не обнаружила продуктивных интервалов. Высокая величина ошибок прогноза глубин говорит о том, что данная мелкая структура являлась ложной, возникшей вследствие эффекта скоростных неоднородностей ВЧР. По текущим построениям, учитывающим влияние ВЧР, структура не выделяется.

Западно-Геофизическая 21, 22, 50

Скважины были заложены на не замыкающееся в рамках сети сухопутных сейсмических профилей Западно-Геофизическое поднятие, которое на самом деле представляет собой периферийную часть, западный склон крупной Геофизической структуры, свод которого располагается в акватории и на восточном берегу Оби. Продуктивные скважины Геофизического месторождения вскрывают пласты гипсометрически выше, в вершине структуры. Западно-Геофизическая же «ловушка» замыкалась по условным изогипсам, «искусственность» рисовки которых видна на приложенных к актам о заложении скважин структурных планах.

Западно-Арктическая 41

Скважина закладывалась в свод ловушки, выделенной в результате работ СП 26,45/86-87 [Сычев, 1988]. По меловым горизонтам ловушка имела малые размеры, ее амплитуда была сопоставима с оцененной на тот момент среднеквадратической ошибкой. Фактические же ошибки бурения оказались еще выше, чем прогнозная погрешность (см. следующий раздел, Таблица 2.2). Горизонт Б скважина вскрыла практически точно в соответствии с прогнозом, но по результатам испытаний глубокие горизонты оказались «сухими».

Высокая величина ошибок прогноза глубин говорит о том, что данная мелкая структура являлась ложной. По текущим построениям структура не выделяется. Поскольку структура малоамплитудна. Такое впечатление, что структура «нарисована» на одном профиле из-за ошибки в корреляции (эффектом ВЧР сложно объяснить, так как структура унаследована).

Тюпсалинская 501, 502

Скважины были заложены с целью опосредованно обнаружить структурную ловушку, выделенную по результатам работ СП 26/87-88 [Сычев, 1989]. Ловушка является одной из многих схожих по строению и морфологии, выделенных этой СП в данном районе: Западно-Тюпсалинская, Тобасалинская, Южно-Тюпсалинская, Яптиксалинская. Она имела относительно крупные размеры по сравнению с оцененной точностью построений, но фактические ошибки бурения оказались намного выше, чем прогнозная погрешность (см. следующий раздел). Скважины не обнаружили продуктивных интервалов.

По результатам анализа скан-образов архивного отчета есть большая вероятность того, что все эти поднятия ложные, поскольку на сейсмических разрезах они выглядели как явные сквозные по разрезу аномалии ВЧР (Рисунок 2.6). Предположительно, они связаны с зоной растепления мерзлоты под озером Пэнэдото, которые в архивных структурных построениях проявились в виде мелких структур, окружающих озеро (Рисунок 2.7). Высокие значения ошибок прогноза глубин подтверждают данную гипотезу. По текущим построениям, учитывающим влияние ВЧР, структура не выделяется.

Среднеямальская 16

Скважина была пробурена на структурно-литологическую ловушку в ачимовской/новопортовской толще, выделенной на основе динамического анализа данных сейсмических профилей [Результаты сейсморазведочных работ МОВ ОГТ северо-средне-Ямальной...]. Продуктивных пластов не обнаружено, в ачимовском интервале – нет коллектора.

Восходная 3021

Скважина рекомендовалась и была пробурена по результатам работ СП 23/80-81 [Рябов, 1981] в свод одноименной структурной ловушки. Она имела относительно крупные размеры по сравнению с оцененной точностью построений, но фактические ошибки бурения оказались намного выше, чем прогнозная погрешность (см. следующий раздел, Таблица 2.2). Скважина не обнаружила продуктивных интервалов. Высокая величина ошибок прогноза глубин говорит о том, что данная мелкая структура являлась ложной, возникшей вследствие эффекта скоростных неоднородностей ВЧР. По текущим построениям, учитывающим влияние ВЧР, структура не выделяется.

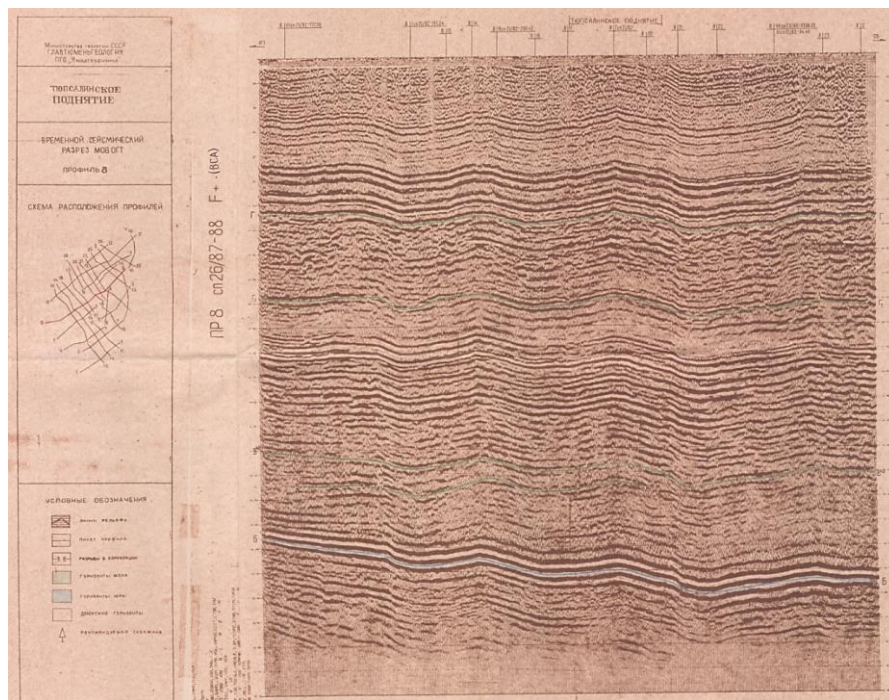


Рисунок 2.6 – Фрагмент отчета по результатам работ СП 26/87-88: сейсмический разрез через район Тюпсалинского поднятия [Сычев, 1989]

Южно-Нурминская 4, 8

Первой была пробурена скважина 8, которая была заложена на основе рекомендаций СП 49/85-86 [Шипулина, 1987] на Южно-Нурминское поднятие. Поднятие бескорневое и картировалось всего по 1 профилю. Ошибки прогноза глубин оказались гораздо выше оцененной среднеквадратичной погрешности построений и в большинстве своем выше амплитуды ловушки. Продуктивных интервалов не обнаружено. Из материалов дел скважин становится ясно, что необходимость бурения скважин объяснялась прежде всего «политическими»-экономическими причинами: «...экспедиция имеет возможность сверх установленного плана по бурению на 1990 год пробурить дополнительно порядка 3000 м горных пород. В связи с этим возникает необходимость... включения в план дополнительно двух точек для заложения глубоких скважин».



Рисунок 2.7 – Спутниковое изображение местности в районе Тюпсалинского поднятия. Синим показаны контуры выделенных ловушек

Юрседайская 100

Скважина закладывалась на глубокий горизонт (неоком, шельфовые пласты), на бескорневое малоамплитудное поднятие с аномалией АТЗ, соответствующей предположительной залежи УВ [Ордин, 1989]. По вышележащим и нижележащим горизонтам поднятия не выделялось. Возможно, это бескорневое поднятие связано с особенностями отображения в волновом поле литологической ловушки в ундаформной части неокомской клиноформы. Но, существует ли данная структура, или она ложная, не столь важно: скважина оказалась «сухой»: по РИГИС – не ясно, по испытаниям – нет притока. Причиной отрицательного результата скважины следует считать отсутствие коллектора с достаточными ФЕС, либо недоосвоенность пласта при испытании.

Юрседайская 101

Скважина была пробурена на структурно-литологическую ловушку в неокомском интервале [Ордин, 1989]. Продуктивных пластов не обнаружено, в интервале литологических ловушек – нет коллектора.

Малогамбейская 107

Скважина закладывалась в свод малоамплитудной (около 25 м) ловушки. Ловушка характеризуется малой площадью (~30 км²) при редкой сети профилей и неправильной, изрезанной формой замыкающей изогипсы. Скважина не обнаружила продуктивных интервалов. Высокая величина ошибок прогноза глубин говорит о том, что данная мелкая

структура являлась ложной, возникшей вследствие эффекта скоростных неоднородностей ВЧР. По текущим построениям, учитывающим влияние ВЧР, структура не выделяется.

Мало-Ямальская 6, Новопортовская 212

Скважины целенаправленно закладывались в погруженной части крыла структуры с одноименными месторождениями. Вскрыли склон поднятия вне замыкающей изогипсы. Следует отличать подобные случаи осознанного риска вскрытия структурной ловушки вне замыкающей от, например, бурения Западно-Геофизических скважин, где опоисковывалась искусственно (условно) замкнутая структура.

2.3 Причины отрицательных результатов бурения

По результатам анализа 68 скважин в пределах расширенного контура работ (включающего вышерассмотренные скважины, а также аналогичные неуспешные скважины с окружающих территорий: северо-восток Ямальского и запад Гыданского полуострова) можно выделить несколько основных причин отрицательных результатов бурения (Рисунок 2.8, Таблица 2.1).

1. Наиболее часто встречаемая причина (60 % от общего числа скважин) – *неподтверждение структуры вследствие ошибки в структурных построениях*. Это те случаи, когда скважины закладывались на структурные ловушки, но в реальности оказались пробуренными вне замкнутых антиклиналей, либо в их периферийных частях, вне контуров ГВК или ВНК залежей. Это значит, что из-за различных погрешностей и проблем с кинематической обработкой и/или интерпретацией данных сейсморазведки (связанных, например, с влиянием ВЧР) скважины были пробурены на ложные или искаженные (со смещенным в плане сводом поднятия) структуры. Более подробно данный вид ошибок рассмотрен в следующем разделе.

2. Далее следует выделить отдельную категорию скважин с отрицательными результатами – это *скважины, специально бурившиеся вне поднятия* (9% от общего количества). Данные скважины целенаправленно закладывались в погруженной, периферийной, склоновой части структуры, то есть, геологи шли на осознанный риск вскрытия структурной ловушки вне замыкающей изогипсы. По данным В.А. Скоробогатова такие скважины в отдалении от месторождений бурились для проверки гипотез значительного расширения площадей газоносности [Скоробогатов, 2003]. В пределах территории исследования — это скважины Малоямальская 6, Новопортовская 212, Восточно-Бугорная 460 и другие. Следует отличать подобные случаи от непреднамеренных ошибок из-за неподтверждения структурного плана, когда, например, опоисковывалась искусственно (условно) замкнутая структура (см. следующий раздел).

3. **Отсутствие качественного коллектора** по данным РИГИС или притока пластового флюида в ходе испытаний является крайне редкой причиной неуспешности скважин в рассматриваемом регионе (4% случаев). Здесь надо отметить, что мы не рассматривали как причину отсутствие коллектора в неокомском или юрском интервале для скважин, закладывавшихся на структурные ловушки, где в вышележащих апт-альб-сеноманских горизонтах коллектор был обнаружен, но продукта не было. Для таких скважин первопричиной отсутствия продуктивных интервалов, очевидно, является структурная ошибка. Отсутствие коллектора принималось за ошибку только для тех скважин, которые специально бурились на неантиклинальные, структурно-литологические ловушки вне поднятий. Таких скважин всего 3: Юрседайские 100, 101 и Среднеямальская 16.

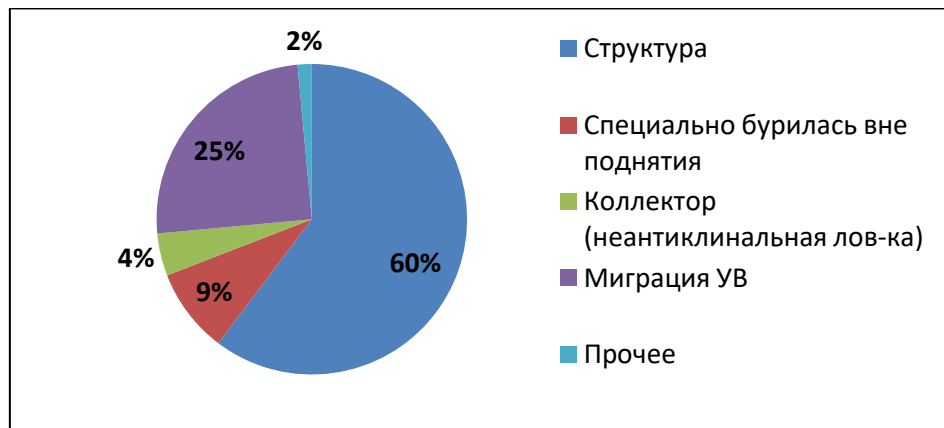


Рисунок 2.8 – Причины отрицательных результатов бурения скважин (общее количество скважин 68)

4. В отдельную группу следует отнести скважины, где неуспешность сложно объяснить чем-либо иным, кроме как *особенностями истории и механизма миграции углеводородов в ловушки*. Ряд относительно неуспешных скважин были пробурены в свод структурных поднятий: Северо-Малыгинские, Сядорские, Пяседайские скважины. Они подтвердили существование этих замкнутых структурных ловушек, но обнаружили водонасыщенный коллектор в регионально продуктивных пластах. Ранее отсутствие залежей УВ в сводовых частях антиклиналей при наличии качественного коллектора принято было объяснять исключительно нарушением покрышек [Скоробогатов, 2003, 2006]. Однако данное объяснение с трудом подходит для рассматриваемых в данной работе полностью водонасыщенных и при этом не нарушенных разломами структур, так как сложно представить, что герметичность абсолютно всех покрышек в изученном бурением интервале была нарушена в отсутствие тектонических нарушений. Более подробно о подобных ловушках написано в главе 4.3. В сумме причины, связанные с миграцией УВ, составляют 25 % от общего числа неуспешных скважин.

5. В последнюю категорию включены «экзотические» случаи, например, скважина Новолунная 22 была пробурена по рекомендациям «космогеологии», на основе дешифрования космофотоснимков.

Ко всему прочему необходимо добавить, что фактическое местоположение точек заложения скважин зачастую корректировалась по «негеологическим» причинам непосредственно перед бурением (из соображений близости к водоему, из-за невозможности переброски оборудования, непроходимости местности и т.д.)

Для анализа процентного соотношения вышеназванных причин более правильно рассматривать статистику случаев отрицательных результатов бурения с разбивкой по ловушкам, а не по скважинам (Рисунок 2.9). по следующей причине. Дело в том, что многие поднятия опоисковывались бурением нескольких скважин. Так, на Пяседайской и Северо-Мальгинской структуре было пробурено более трех скважин, а на Сядорском поднятии была обнаружена залежь в ПК1, и поэтому здесь пробурено 8 скважин, которые, однако, не дали притоков УВ в нижележащих регионально продуктивных пластах. Поэтому в процентном отношении доля ловушек, где вероятной причиной неподтверждения перспектив является механизм миграции УВ меньше, чем доля скважин, пробуренных в эти ловушки (7 % против 25 %).

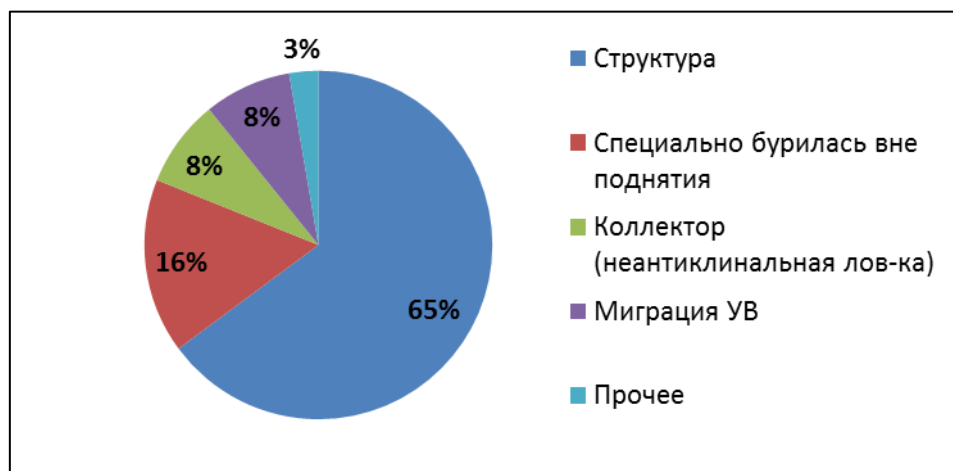


Рисунок 2.9 – Причины отрицательных результатов бурения скважин по ловушкам (общее количество ловушек 37)

Итак, причины отрицательных результатов опоисковывания ловушек распределяются следующим образом (Рисунок 2.9):

- 65% от общего числа ловушек – ошибки структурных построений. Если рассматривать только скважины, целью которых было опоисковывание структурных ловушек на основе данных сейсморазведки (т.е. если исключить из выборки скважины, целенаправленно заложенные вне поднятий или на неструктурные ловушки), то процент будет еще больше – 89 %. Остальные 11 % отрицательных результатов можно объяснить особенностями миграции УВ.

- 16% – целенаправленно заложенная вне поднятия скважина.
- 8% – отсутствие коллектора.
- 8% – отсутствие миграции УВ в структурную ловушку.
- 3% – прочие случаи (например, это использование в качестве исходных данных для заложения скважины космофотоснимков).

Как мы видим, большинство ошибок сводятся к структурному фактору. Напрашивается вывод о некорректности методик структурных построений (построения глубинно-скоростных моделей, ГСМ), на основе которых закладывались скважины. Ошибки прогноза структурного плана, в свою очередь, могли возникнуть по нескольким причинам.

2.4 Анализ причин структурных ошибок

Как уже было отмечено ранее, к структурным ошибкам мы относим ошибки прогноза глубин, когда скважина закладывалась в своде, а оказалась пробурена вне замыкающей изогипсы поднятия. Для выяснения причин таких ошибок более подробно проанализируем все 41 скважину из выборки, где причиной отрицательного результата явились структурные ошибки (Рисунок 2.10, Рисунок 2.11, Таблица 2.1).

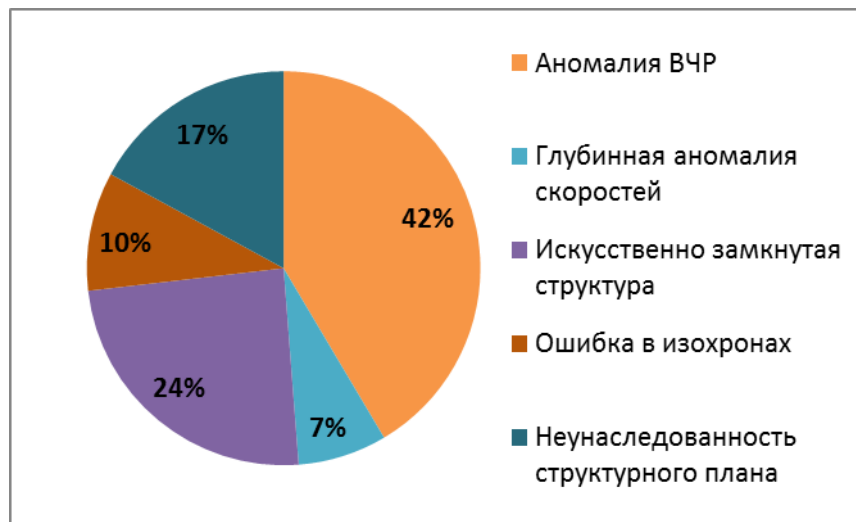


Рисунок 2.10 – Основные причины структурных ошибок по скважинам. (общее количество скважин 41).

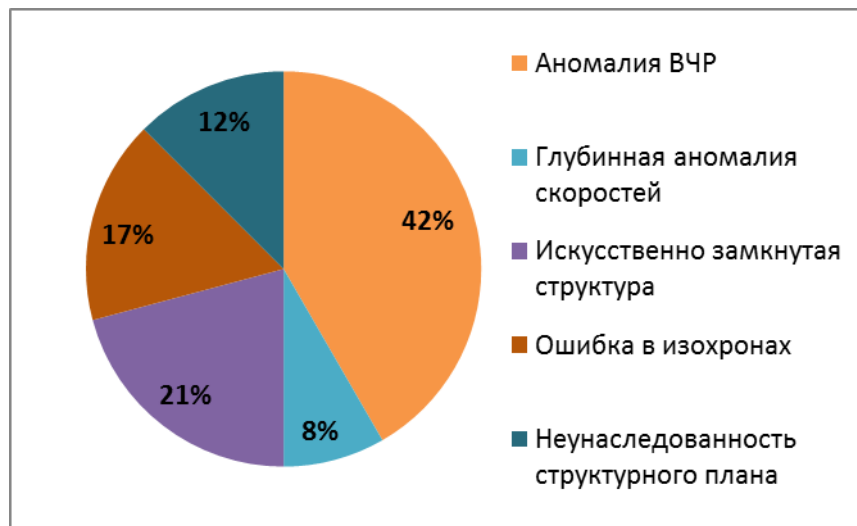


Рисунок 2.11 – Основные причины структурных ошибок по ловушкам (общее количество ловушек 24).

Можно выделить несколько основных причин структурных ошибок:

1. **Недоучет скоростных аномалий в верхней части разреза** – самая распространенная проблема. Проблемы с учетом влияния ВЧР в архивных построениях широко известны и подробно описаны [Чурашов, 1981; Новиков, 1988; Бурханов, 1988; Мельникова, 2012, 2013]. Характерный пример см. в разделе по анализу истории бурения скважин Тюпсалинские 500, 501. Другой пример – Быстрицкийское и Торамнойское поднятия в западной части Гыданского полуострова. Эти объекты были выделены на основе результатов работы сейсмопартии 22/80-81 по методу МОВ (Рисунок 2.12, а). Быстрицкая структура была разбурена тремя «сухими» безрезультативными скважинами, не подтвердившими наличие замкнутого поднятия. Уже после бурения скважин район был покрыт более современной сейсморазведкой МОГТ, что позволило детально проанализировать скоростную характеристику волнового поля и выявить аномалии. Так, на карте скоростей ОГТ по верхнему опорному горизонту видно, что в районе выделявшихся структур фиксируются аномалии повышенных скоростей суммирования (Рисунок 2.12, г). Они соответствуют зоне повышенных отметок рельефа дневной поверхности и вызваны увеличенной толщиной слоя многолетнемерзлых пород в ВЧР. После корректной обработки данных с учетом влияния ВЧР «поднятия» закономерно «исчезают» (Рисунок 2.12, б, в).

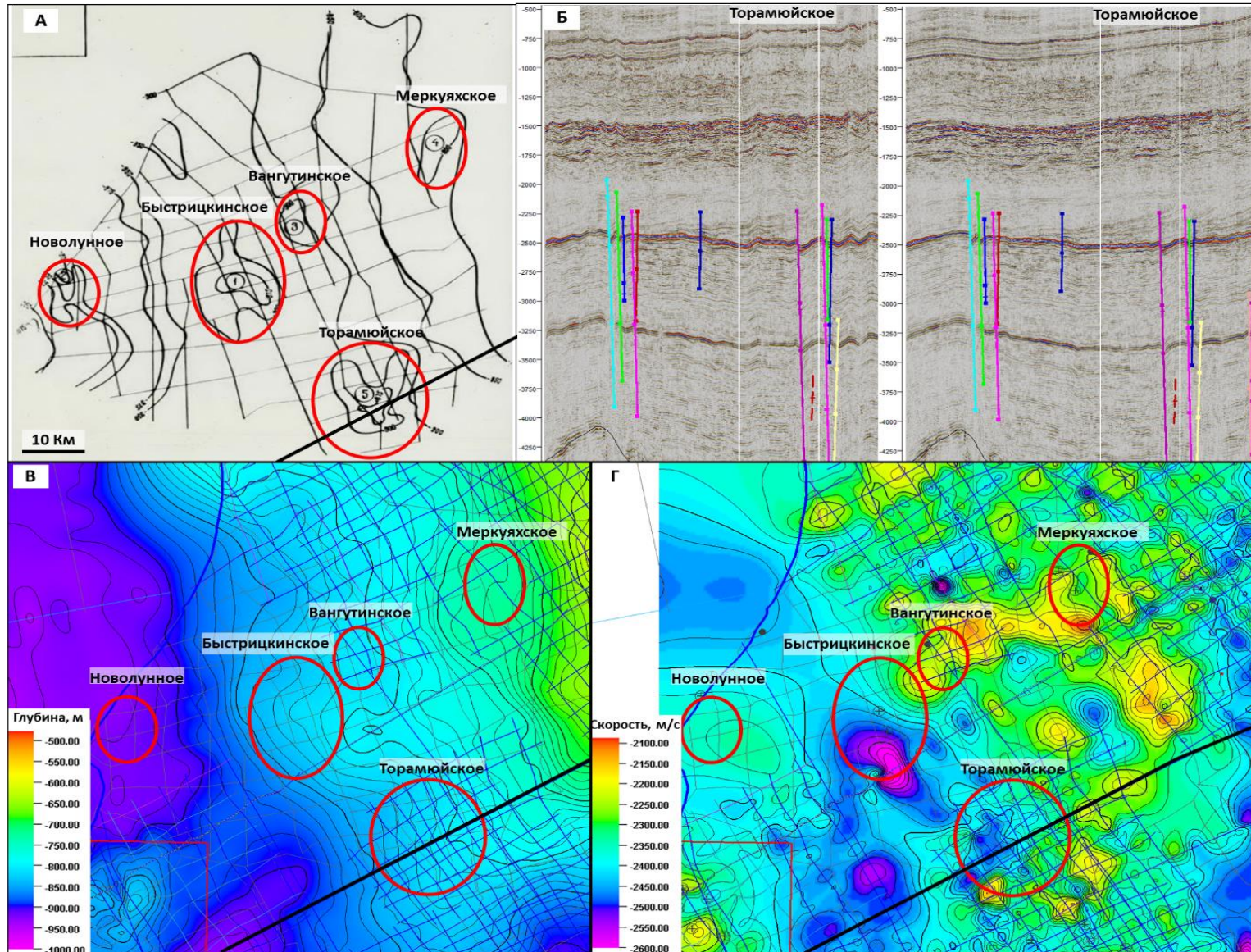


Рисунок 2.12 – Структурный план верхнего горизонта по архивным данным (а), современный сейсмический профиль до и после учета влияния ВЧР (б), структурная карта после учета ВЧР (в) и карта скоростей ОГТ (г)

2. Бурение на незамкнутые в пределах сети сейсмических профилей структуры.

Ярким примером является Новолунная «структура», которая не замыкалась в пределах той же съемки 22/80-81, и Меркуяхская «структура», которая на схеме глубин была замкнута явно искусственно (Рисунок 2.12, а). Оба этих объекта были изучены бурением трех скважин, которые не подтвердили наличие поднятий, и весь вскрытый разрез оказался водоносным. На Ямале аналогичными структурами являются Западно-Геофизическая (3 скважины), Восточно-Сеяхинская (1 скважина), Верхнесеяхинская (скв. Северо-Сеяхинская 1). Пример см. в разделе по анализу истории бурения скважины Северо-Сеяхинская 1 (Рисунок 1.1.3).

3. Ошибки при построении исходных карт изохрон. К ним приводят неточности в корреляции ОГ, невязки сейсмических профилей или различные погрешности алгоритма картопостроения. Особенно осторожно при заложении скважин нужно относиться к структурам малого размера. К примеру, не подтвердившаяся бурением Вангутинская «структура» является, по сути, следствием интерполяции значений t_0 между профилей (Рисунок 2.12, а). Следует отметить, что сомнения в правомочности выделения подобных мелких структур высказывались еще до бурения этого объекта [Чурашов, 1981].

4. Неунаследованность структурного плана. Ряд скважин, бурившихся на валанжин-готеривский целевой интервал, закладывался на основе структурных схем по более глубокому горизонту – кровле юры, ОГ Б. Структурный план северной части Западно-Сибирского бассейна по причине высокой активности тектонических процессов часто сильно меняется по разрезу – поднятия по верхним, меловым горизонтам смещаются в латеральном направлении относительно нижних, юрских. А некоторые антиклинальные ловушки, выделенные по юрским горизонтам, полностью выполаживаются в меловых отложениях. Поэтому, существование структуры по кровле юры вовсе не означает наличие замкнутого поднятия по верхним горизонтам в той же точке. Особенно это характерно для поднятий малых размеров. К подобным примерам можно отнести Северо-Сеяхинскую площадь, где были пробурены водоносные скважины 2, 3 и 5 (см. главу по анализу истории бурения). Опять же, некоторые исследователи предостерегали от подобных ошибок еще до бурения [Бурханов, 1988]. На ненадежность мелких бескорневых структур указывали Д.А. Астафьев и В.А. Скоробогатов [Астафьев, 2006]. Стоит отметить, что схожая ситуация наблюдается в целом по Западной Сибири и для более глубокого интервала разреза: скважины, заложенные по ОГ Б оказываются вне сводов структур по подошве осадочного чехла [Левянт, 2010].

5. Недоучет глубинных скоростных аномалий – в аномальных кольцевых зонах (АКЗ) [Мельникова, 2013], либо под крупными залежами сеноманского газа. В пределах территории исследования на АКЗ, или на инверсионно-кольцевые структуры [Гиршгорн, 1987], были пробурены 3 преимущественно водоносные скважины на востоке Гыданского полуострова:

Паюотская 1, 2 и Нанадянская 310. Сквацины были заложены на положительные перегибы «кольцевых структур» в изохронах. Прогиб в центральной части этих структур вызван резким падением скоростей в зоне АВПД нижненеокомских-юрских отложений и является ложным. В реальности в масштабе глубин сквацины оказались расположены на периферии положительных структур. Сводовая же часть структур остается перспективной, и подобные объекты являются наиболее надежными и относительно крупными среди перспективных ресурсов на Гыданском п-ве.

Таким образом, самая частая причина структурных ошибок (половина от общего числа случаев) – это скоростные аномалии. В большинстве случаев они вызваны неоднородностью строения верхней части разреза. Структурный план, на основе которого определялось положение неудачных сквацин, не был должным образом скорректирован за влияние скоростных аномалий и неоднородностей ВЧР. В результате этого был выделен целый ряд псевдоподнятий, в реальности не существующих.

Подобные псевдоподнятия особенно часто выделяются, если работы ведутся в погруженной зоне или на моноклинали, где отсутствуют крупные элементы. Исполнители интуитивно стремятся выделить хоть какие-то структурные ловушки на фоне отсутствия крупных структурных элементов. Это можно заметить по карте контуров перспективных ловушек с ресурсами, учтенными на государственном балансе, и на тектонической карте – бросается в глаза ворох мелких положительных структур 3 и 4-го порядка в Антипаюотинской впадине и на Среднепясинской мегамоноклинали. Большинство этих поднятий едва ли можно рассматривать в качестве перспективных в связи с невысокой надежностью их выделения. В ходе таких работ для полноты картины и во избежание выделения фиктивных поднятий необходимо анализировать близлежащие территории с доказанными крупными структурами. Это отмечали, например, рецензенты отчета СП 22, 57/87-88: «Имеется элемент преувеличения «выявления» новых поднятий, или преждевременность в объединении отдельных элементов в более крупные. Поэтому некоторые из поднятий представляют собой эфемеры, выраженные по одному горизонту и слабо выражена постепенность, закономерность изменения плана» [Новиков, 1988].

2.5 Морфология структур до бурения

Проведенный анализ подчеркивает важность учета влияния ВЧР и скоростных неоднородностей при структурных построениях. Но в ряде случаев объем и качество исходных сейсмических данных, например, если верхний опорный горизонт залегает слишком высоко, или сейсмограммы утеряны или низкого качества, не позволяют должным образом проанализировать скоростную характеристику разреза на этапе обработки данных и сделать

выводы о степени влияния ВЧР на структурные планы. В этом случае основным инструментом для разбраковки аномалий становится анализ разрезов и карт на качественном уровне. Для выработки качественных критериев необходимо сравнить морфологические признаки таких псевдоподнятий – их форму, площадь, амплитуду, унаследованность, и динамические характеристики волнового поля с характеристиками поднятий, где были открыты месторождения.

Частично некоторые морфологические характеристики псевдоструктур были кратко отражены в разделе анализа истории бурения каждой скважины. Более детальный анализ, включающий морфологию структур до бурения и определение величин ошибок прогноза глубин, был проведен по скважинам в пределах контура работ на полуострове Ямал – это все 16 неуспешных скважин (Таблица 2.2), пробуренных на структурные ловушки.

Морфологические характеристики принимались по материалам архивных отчетов по работам СП, либо из паспортов структур, составленных до бурения рассматриваемых скважин. При этом необходимо отметить проблемы, с которыми столкнулся автор. При анализе архивных отчетов наблюдались случаи завышения авторами отчетов и паспортов прогнозных размеров ловушки. Также, как уже упоминалось ранее, часто встречались случаи, когда параметры в архивных отчетах и паспортах принимались по незамкнутым ловушкам. В этих случаях параметры ловушек для проведения анализа определялись самостоятельно по приведенным в отчете структурным картам.

Размеры структур представлены в таблице (Таблица 2.2) и в виде гистограмм и в виде гистограмм (Рисунок 2.13):

- S – площадь до бурения, км²
- A – амплитуда до бурения, м

Самой крупной являлась Северо-Сеяхинская ловушка, выделенная по горизонту Б: амплитуда 65 м, площадь 234 км². Однако, по вышележащим меловым горизонтам данная структура имела скромные размеры. В меловых горизонтах своими размерами выделялась Сеяхинская структура, по ОГ М: амплитуда 22 м, площадь 171 км², однако, поднятие имело неправильную, изрезанную форму, имело не унаследованное строение. Вообще, из таблицы, приведенной в начале раздела (Таблица 2.1), видно, что практически все псевдоструктуры отличаются неунаследованным строением: либо они бескорневые, то есть, их амплитуда падает сверху вниз по разрезу, либо для них характерна резкая смена азимутов простирания структуры и нестабильное положение свода. Значительная часть таких ловушек имеет неправильную, причудливую форму контура замыкающей. Результаты бурения показывают, что поднятия такой формы даже при условии их проявления во всем разрезе («сквозном» характере) могут являться фиктивными.

Таблица 2.2 – Морфологические характеристики структур, прогнозная точность до бурения и величины структурных ошибок.

Скважина	ОГ	S, площадь до бурения, км2	A, амплиту- да до бурения, м	σ , оцененная точность - прогноз- ная ошибка (среднеква- дратич- ная), м	Δ , ошибка прогноза глубин, м	$ \Delta $, модуль ошибки, м	$A/0.675*\sigma$	$\sigma/ \Delta $
Сеяхинская 1	М1	45	10	36	113	113	0.41	0.32
Сеяхинская 4	М1	171	22	20	4	4	1.63	5.00
Сеяхинская 4	М	125	32	13	-42	42	3.65	0.31
Северо-Сеяхинская 1	М1	Искусственно замкн.		11	-7	7		1.57
Северо-Сеяхинская 2	М1	н/д	25	11	-46	46	3.37	0.24
Северо-Сеяхинская 2	М	40	5	14	-15	15	0.53	0.93
Северо-Сеяхинская 3	М1	н/д	25	11	-29	29	3.37	0.38
Северо-Сеяхинская 3	М	н/д	5	14	1	1	0.53	14.00
Северо-Сеяхинская 3	Б	234	65	23	38	38	4.19	0.61
Северо-Сеяхинская 5	М1			36	27	27	0.00	1.33
Северо-Сеяхинская 5	Б	80	25	38			0.97	
Тюпсалинская 501	Г	43	33	9	-22	22	5.43	0.41
Тюпсалинская 501	М1	74	43	10	-6	6	6.37	1.67
Тюпсалинская 501	М	40	24	20	87	87	1.78	0.23
Тюпсалинская 501	Б	34	31	21			2.19	
Тюпсалинская 502	Г	43	33	9	-21	21	5.43	0.43
Тюпсалинская 502	М1	74	43	10	-5	5	6.37	2.00
Тюпсалинская 502	М	40	24	20	82	82	1.78	0.24
Тюпсалинская 502	Б	34	31	21			2.19	
Восточно-Арктическая 32	Г			5	-29	29		0.17
Восточно-Арктическая 32	М1			7	53	53		0.13
Восточно-Арктическая 32	М	10	16	19			1.25	
Восточно-Арктическая 32	М	33	16	19			1.25	
Восходная 3021	Г	17	16	6	16	16	4.23	0.35
Восходная 3021	М1	26	21	15	21	21	2.15	0.69
Восходная 3021	Б	61	54	7	71	71	11.43	0.10
Восточно-Сеяхинская 2	М1	Искусственно замкн.		36	108	108		0.33
Южно-Нурминская 4	Г	20	9	8	-27	27	1.67	0.30
Южно-Нурминская 4	М1	8	6	14	-88	88	0.63	0.16
Южно-Нурминская 4	М	17	26	20	-35	35	1.93	0.57
Южно-Нурминская 8	Г	30	40	7	-18	18	9.12	0.36
Южно-Нурминская 8	М1	15	35	15	12	12	3.50	1.23
Южно-Нурминская 8	М	22	50	17	-74	74	4.36	0.23
Южно-Нурминская 8	Б	11	25	19	-102	102	1.93	0.19
Южно-Сеяхинская 40	Г			5	-32	32		0.16
Южно-Сеяхинская 40	М1	11	13	7	43	43	2.75	0.16
Южно-Сеяхинская 40	М	11	10	19			0.78	
Южно-Сеяхинская 40	М	30	23	19			1.79	
Западно-Арктическая 41	Г	10	8	10	26	26	1.14	0.40
Западно-Арктическая 41	М1	30	22	18	103	103	1.81	0.17
Западно-Арктическая 41	Б	68	59	34	-24	24	2.58	1.41
Малотамбейская 107	М	н/д	25	12	11	11	3.09	1.09
Медиана по всем скважинам и ОГ		34	25	14	-5	29	2.15	0.36
Медиана по всем скважинам для каждого ОГ	Г	25	25	7	-22	24	4.83	0.36
	М1	30	22	14	12	29	2.45	0.38
	М	32	24	19	-7	39	1.78	0.44
	Б	61	31	21	7	55	2.19	0.40

Как было сказано выше, важно сравнить параметры неуспешных структур и поднятий, где были открыты месторождения. Такой сравнительный анализ был проведен по 15 водоносным ловушкам и 12 продуктивным поднятиям в пределах полуострова Ямал.

Медианное значение амплитуды и площади псевдоструктур по всем ОГ – 24 м и 30 км². На уровне ОГ М1 средняя (медианная) амплитуда – 22 м, площадь – 30 км². Теперь сравним их с размерами ловушек крупных месторождений района работ. Медианное значение месторождений – 59 м и 199 км². Если исключить из выборки самые крупные Нейтинское, Арктическое и Новопортовское поднятия, то медианные размеры уменьшатся, но все равно будет гораздо больше размеров неуспешных структур: 42 м и 136 км². На уровне ОГ М1 средняя (медианная) амплитуда – 59 м, площадь 210 км².

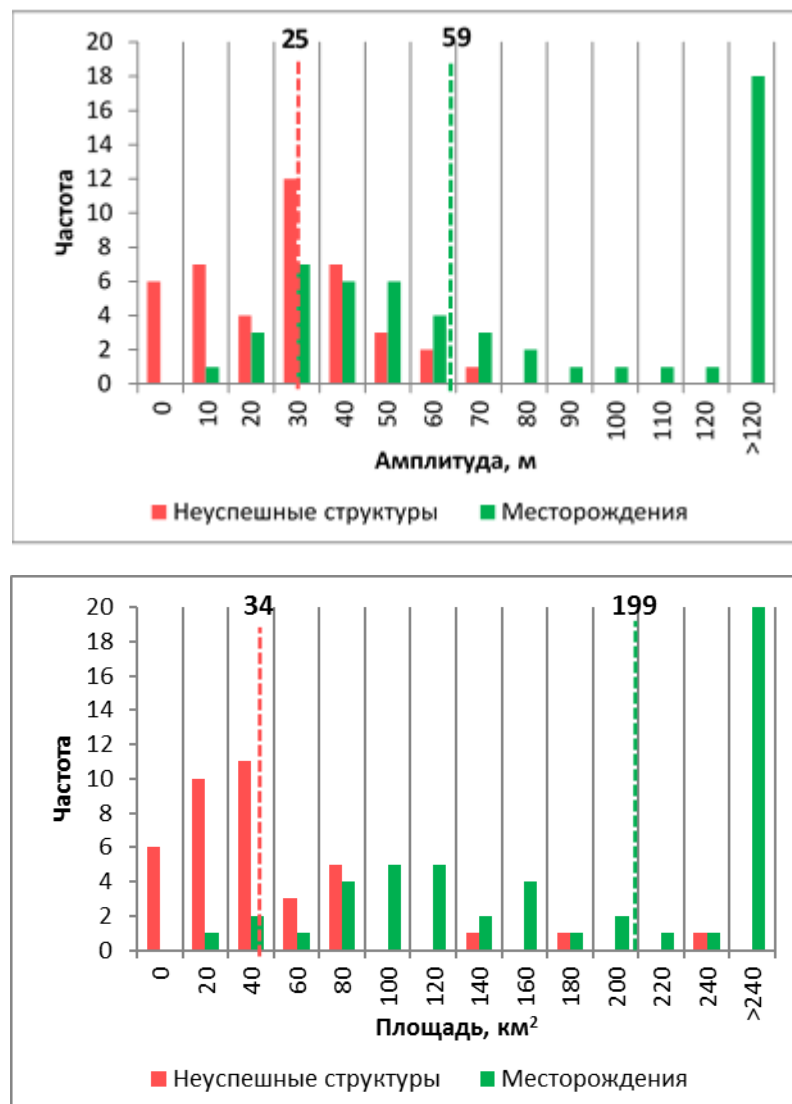


Рисунок 2.13 – Гистограммы распределения амплитуды и площади структур (все ОГ).
Пунктиром отмечено медианное значение

На Рисунок 2.13. представлены гистограммы распределения морфологических характеристик структур по всем ОГ с отрицательными результатами бурения и структур с открытыми месторождениями. Из них видно, что подавляющее большинство открытых

месторождений относятся к поднятиям площадью больше 80 км^2 . Это ожидаемо, поскольку в первую очередь изучались бурением крупные поднятия. Практически все неуспешные структуры, наоборот, имеют площадь меньше 80 км^2 . Что касается амплитуд, то значения амплитуд структур с отрицательными результатами и продуктивных поднятий значительно перекрываются. Практически нет месторождений с амплитудой поднятия меньше 10 м.

Вместе с тем, по результатам проведенных в 1991 г. исследований из 219 объектов, выявленных в период с 1986 по 1990 годы сейсморазведкой в различных регионах Западной Сибири, 72% имели площадь менее 10 км^2 , 60% амплитуду менее 15 м [Бевзенко, 2004; Долгих, 2014]. Неподтвердившиеся же структуры до бурения имели еще большие размеры – медианное значение амплитуды и площади псевдоструктур по всем ОГ: 25 м и 34 км^2 соответственно.

2.6 Величины структурных ошибок и прогнозная точность до бурения

Поскольку прогнозные размеры структур были достаточно крупные, возникает вопрос, каковы же были ошибки прогноза глубин, если подобные относительно большие структуры в итоге не подтвердились. Далее возникает вопрос о надежности их картирования до бурения, то есть, о точности построений в сравнении с размерами структур.

Некоторые величины ошибок были упомянуты выше, при описании истории бурения скважин. В этом разделе приводится более детальный анализ в пределах контура работ на Ямале. Для каждой скважины были определены величины ошибок и оцененная на тот момент точность построений по ряду опорных ОГ. Ошибка рассчитывалась как разница между фактической отметкой горизонта по скважинным данным (взятой либо из текущего проекта, либо из архивных отчетов или паспортов после бурения) и прогнозной глубиной горизонта в точке скважины по структурным построениям до бурения (взятых из архивных материалов). Здесь опять же следует сделать оговорку.

Так как зачастую в архивных отчетах выделенные структурные поверхности не всегда соответствуют одним и тем же геологическим маркерам, то приходилось вводить систематическую поправку, определенную с использованием отметок глубин скважин, приведенных на архивных структурных картах. Поэтому в рассчитанных величинах ошибок есть некоторая доля условности. Тем не менее, крупный размер выборки позволяет делать выводы.

Были определены следующие параметры, в дополнение к морфологическим (Таблица 2.2):

- Δ – ошибка прогноза глубин, м;
- $|\Delta|$ – модуль (абсолютное значение) ошибки, м.

- σ – оцененная погрешность структурных построений, т.е. прогнозная ошибка (среднеквадратическая), м

Из таблицы видно, что в целом структурные ошибки достаточно велики. Можно наблюдать ряд экстремальных значений ошибок более 100 м, некоторые из которых связаны с систематической ошибкой (ошибкой уровня карты), которые не удалось в ходе анализа привести к уровню (не было данных окружающих скважин), например, скв. Сеяхинская 1 и В-Сеяхинская 4 – ОГ М1 +113 и +108 м соответственно. Именно поэтому правильнее рассматривать при анализе медианные значения, а не среднеарифметические. Хотя следует отметить, что данные выскоки не всегда связаны с систематической ошибкой. Так, в скв. Ю-Нурминская 8 ошибка по ОГ Б составила -102 м, при относительно небольших ошибках по верхним ОГ.

Медианный модуль ошибки по всем ОГ составил 29 м. Для рассматриваемого в качестве примера ОГ М1 величина ошибки по случайному совпадению такая же. Напомним, что медианная амплитуда ловушек по всем ОГ – 25 метров, для ОГ М1 – 22 метра. Очевидно, что ошибки крупные, сопоставимы с амплитудой ловушек. Но какова же была оцененная надежность картирования данных структур до бурения, то есть, точность построений в сравнении с амплитудой структур?

Для всех ОГ медианная оцененная точность – 14 м при медианной амплитуде в 25 м. То есть, в большинстве случаев амплитуда больше точности. Относительно надежной можно считать структуру, у которой прогнозная амплитуда как минимум в два раза превышает точность построений (Рисунок 2.14). Для определения прогнозируемой до бурения надежности структуры рассчитаем параметр:

- $A/(0.675*\sigma)$ – отношение амплитуды структуры к оцененной погрешности.

Этот параметр напрямую влияет на прогнозируемую надежность картирования структуры. Если принимать, что ошибка имеет нормальное распределение, то $\pm\sigma$ соответствует 68% вероятности того, что фактическая ошибка попадет в этот диапазон. Схожие оценки дает и Н.Я. Кунин [Кунин, 1981]. В приведенной нами формуле множитель 0.675 определяет вероятность возможной ошибки в 50%, это следует из нормального характера распределения ошибки. Если произведение $0.675*\sigma$ меньше половины амплитуды, т.е. $A/(0.675*\sigma) > 2$, то вероятность существования структуры составляет более 50 процентов. Медианное значение оказалось равным 2.15, то есть, большую часть анализируемых псевдоподнятий можно было считать относительно надежными. Но если рассмотреть следующий параметр, то становится понятно, что оцениваемая точность была завышена. Этот следующий параметр, ранее уже поверхностно затронутый в тексте:

- $\sigma/|\Delta|$ – отношение прогнозной погрешности к модулю ошибки прогноза определяет, во сколько раз фактическая ошибка превысила прогнозную ошибку

Подавляющее большинство значений этого параметра меньше 1, то есть фактическая ошибка превысила прогнозную. Если значение меньше 0,5, значит, фактическая ошибка не попала в диапазон 2 среднеквадратичных ошибок, т.е. вне диапазона вероятности 95% – это очень большая ошибка прогнозной точности. Медианная ошибка равна 0,36, то есть фактическая ошибка превышает прогнозную для всех горизонтов, и для всего массива данных почти в 3 раза.

При этом, как отмечено выше, структуры достаточно надежны по параметру $A/0.675*\sigma$. Можно сделать вывод, что оцениваемая точность была завышена, а прогнозная среднеквадратическая ошибка (погрешность) занижена. Этим объясняются отрицательные результаты бурения скважин в ловушки, где амплитуда была в допустимом диапазоне оцененной на тот момент погрешности, например, Тюпсалинские, Южно-Нурминские, Восходные скважины. Можно сказать, что чем больше разница между этими показателями, тем больше последующие фактические ошибки превышали прогнозную структурную погрешность.



Рисунок 2.14 – Схема оценки надежности существования структуры через ее амплитуду.

Интересно проследить изменение параметров от горизонта к горизонту, по вертикали (Таблица 2.3). При примерно одинаковой прогнозной амплитуде структур прогнозная ошибка логично увеличивается сверху вниз. Также не удивительно, что и абсолютные значения фактической ошибки аналогично возрастают от верхних ОГ к нижним. Важным является факт, что по верхнему ОГ Г скважины, в основном, вскрывали горизонт ниже прогнозной глубины, а по нижним ОГ эта закономерность не наблюдалась. Косвенно это свидетельствует о том, что рассматриваемые ловушки являлись эффектами влияния скоростных аномалий ВЧР.

Крайне важно отметить, что практически для всех структур-псевдоподнятий (Таблица 2.1) характерно отсутствие каких-либо выраженных аномалий волнового поля в интервале ОГ Г или Г3 (см. раздел 4.3).

2.7 Выводы

По результатам анализа истории опоискования и разведки ловушек с отрицательным результатом выявлены наиболее вероятные причины отсутствия притоков УВ в скважинах, пробуренных на эти ловушки. Лишь малый процент (менее 15%) ловушек оказался непродуктивен по причине отсутствия эффективного коллектора или неблагоприятных условий для миграции УВ в структурную ловушку. Большая часть ловушек (около 65%) оказалась неуспешной из-за структурных ошибок. То есть, скважины были заложены на ложные структуры и оказались пробурены в погруженных зонах вне крупных поднятий. Это еще раз подтверждает очевидный факт, что структурный фактор является определяющим для формирования залежей углеводородов, и не стоит ожидать открытия многопластовых месторождений при бурении поисковой скважины в погруженной части структуры. Но такая скважина может, тем не менее, обнаружить 1-2 структурно-литологических залежи, например, скважина Северо-Сеяхинская 3 на Ямале, Трехбугорная 445, Восточно-Бугорная 460, Ладертойская 7, Яровская 1, 2, Нанадянская 310.

Таблица 2.3 – Медианные значения параметров ловушек по опорным горизонтам.

ОГ	Медиана по всем скважинам для каждого ОГ		A/0.675*σ	σ/ Δ
Г	A, амплитуда до бурения, м	25	4.83	0.36
	σ, оцененная точность - прогнозная ошибка	7		
	Δ , модуль ошибки, м	24		
	Δ, ошибка прогноза глубин, м	-22		
М1, Г2	A, амплитуда до бурения, м	22	2.45	0.38
	σ, оцененная точность - прогнозная ошибка	14		
	Δ , модуль ошибки, м	29		
	Δ, ошибка прогноза глубин, м	12		
М, В40	A, амплитуда до бурения, м	24	1.78	0.44
	σ, оцененная точность - прогнозная ошибка	19		
	Δ , модуль ошибки, м	39		
	Δ, ошибка прогноза глубин, м	-7		
Б	A, амплитуда до бурения, м	31	2.19	0.40
	σ, оцененная точность - прогнозная ошибка	21		
	Δ , модуль ошибки, м	55		
	Δ, ошибка прогноза глубин, м	7		
Все ОГ	A, амплитуда до бурения, м	25	2.15	0.36
	σ, оцененная точность - прогнозная ошибка	14		
	Δ , модуль ошибки, м	29		
	Δ, ошибка прогноза глубин, м	-5		

В более изученном Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) специалистами АУ НАЦРН им. В.И. Шпильмана проводились основанные на сходных принципах исследования

причин снижения успешности поисково-оценочного бурения [Бевзенко, 2009]. Согласно этим исследованиям, ошибки структурных построений являются причиной всего 23% всех отрицательных результатов, а большую часть (40%) составляют ошибки прогноза наличия коллектора. Такое отличие объясняется, с одной стороны, более простыми поверхностными условиями (меньшим искажающим влиянием ВЧР), с другой стороны – особенностями геологического строения, поскольку в ХМАО значительная часть скважин бурится на неокомские и юрские неантиклинальные объекты. В тоже время на севере Западной Сибири основная масса поисковых объектов – это структурные ловушки в апт-альб-сеноманском интервале, где проблем с распространенностью и выдержанностью песчаных тел нет, поэтому отсутствие коллектора является причиной лишь 8% случаев отрицательных результатов бурения. Безусловно, при опосредованном поиске неокомских и юрских ловушек процентное распределение причин ошибок будет совершенно другим.

Ошибки прогноза структурных планов по результатам сейсморазведочных работ 1970-90 гг., на основе которых определялись положение неудачных скважин, в свою очередь, могли возникнуть по нескольким причинам. Две из пяти причин относятся к ошибкам методического характера: бурение на незамкнутые структуры и заложение точек скважин на основе структурных планов слишком глубоких горизонтов.

Три другие, наиболее распространенные причины, связаны с проблемами обработки и интерпретации сейсмических данных: недоучет влияния ВЧР и глубинных скоростных аномалий, а также ошибки в корреляции или построении карт изохрон. Эти проблемы определяют относительно высокую, в сравнении с размерами поднятий, погрешность сейсмических построений, которую при заложении скважин недооценивали. Зачастую оцениваемая точность архивных структурных построений была сильно завышена, а прогнозная среднеквадратическая ошибка (погрешность) занижена. В отчетах приводились слишком оптимистичные размеры ловушек и, соответственно, завышенные прогнозные ресурсы. Это подчеркивает важность корректного учета всех возможных составляющих структурной неопределенности, и прогноза латерального распределения точности построений (см. главу 3.2).

На основе собранных статистических данных выявлены характеристики, свойственные водоносным и/или ложным поднятиям:

- отсутствие выраженных аномалий волнового поля в интервале ОГ Г или ГЗ;
- отсутствие низкоскоростных аномалий в ачимовском-юрском интервале;
- неунаследованность структурного плана;
- неправильная, изрезанная форма контура замыкающей изогипсы;
- отсутствие изменения толщин в своде структуры, «сквозная» форма структуры в разрезе;

- отсутствие замыкания антиклинали в пределах сети сейсмических профилей, даже если у интерпретаторов есть какие-либо основания полагать, что структура замыкается в непосредственной близости от контура съемки;
- практически все неуспешные структуры имеют площадь меньше 80 км^2 ; при амплитуде менее 10 м в подавляющем большинстве случаев поднятия оказываются ложными;
- имеют молодой возраст заложения;
- расположены в погруженной части, на периферии более крупных положительных тектонических элементов.

Эти эмпирически выявленные критерии псевдоподнятий следует использовать в качестве дополнительного инструмента при отбраковке скоростных аномалий в процессе учета ВЧР. Их также необходимо учитывать при оценке геологических рисков уже отстроенных структур. В случае, если наблюдается несколько перечисленных признаков, то поднятию можно присвоить низкую вероятность существования, поскольку большинство «пустых» скважин региона были пробурены на подобные ложные структуры. Однако, окончательно списывать структуры рекомендуется только если они однозначно не подтверждаются современными сейсмическими материалами, обработанными с учетом всех скоростных аномалий и неопределенностей.

Важно отметить, что некоторые относительно крупные поднятия, на которые были пробурены неудачные скважины, тем не менее, представляют несомненный поисковый интерес. Они не обладают перечисленными выше признаками водоносных структур. К таким поднятиям относятся Верхнесеяхинское и Восточно-Харасавэйское поднятия на Ямале; Трехубгорное, Нанадянское, Яровское-Паютское, Южно-Явайское, Малогыданское, Северо-Тотаяхинское поднятия на Гыданском полуострове.

Учитывая все вышесказанное, всем оставшимся непоискованными перспективным структурным объектам были присвоены соответствующие геологические риски, которые представлены в главе 4.7.

3 Структурно-тектоническое строение доюрского основания и осадочного чехла

3.1 Структурные построения

3.1.1 Методика структурных построений

Рассмотрение методики построения глубинно-скоростной модели не входит в задачи данной работы, поэтому отметим лишь наиболее существенные нюансы построений. Для большинства горизонтов при расчете глубин использовались сейсмические скорости суммирования $V_{огт}$, приведенные к истинным скоростям по региональным, определенным с использованием скважинных данных, зависимостям. Использование сейсмических скоростей необходимо для корректного учета скоростных аномалий: связанных с влиянием ВЧР; вызванных падением скоростей в сеноманских газовых залежах; в зонах АВПД в неокомском-юрском интервале. Как было сказано в главе 1.7, применение сейсмических скоростей приводит к повышению точности структурных построений.

На некоторых месторождениях, где газовые залежи пласта ПК1 отображаются в волновом поле в виде аномалии типа «плоское пятно», было прослежено отражение от контакта залежи (Рисунок 3.1). Построена карта высоты залежи, которая в дальнейшем вводилась в структурные карты по всем ОГ, для спрямления отражения от ГВК.

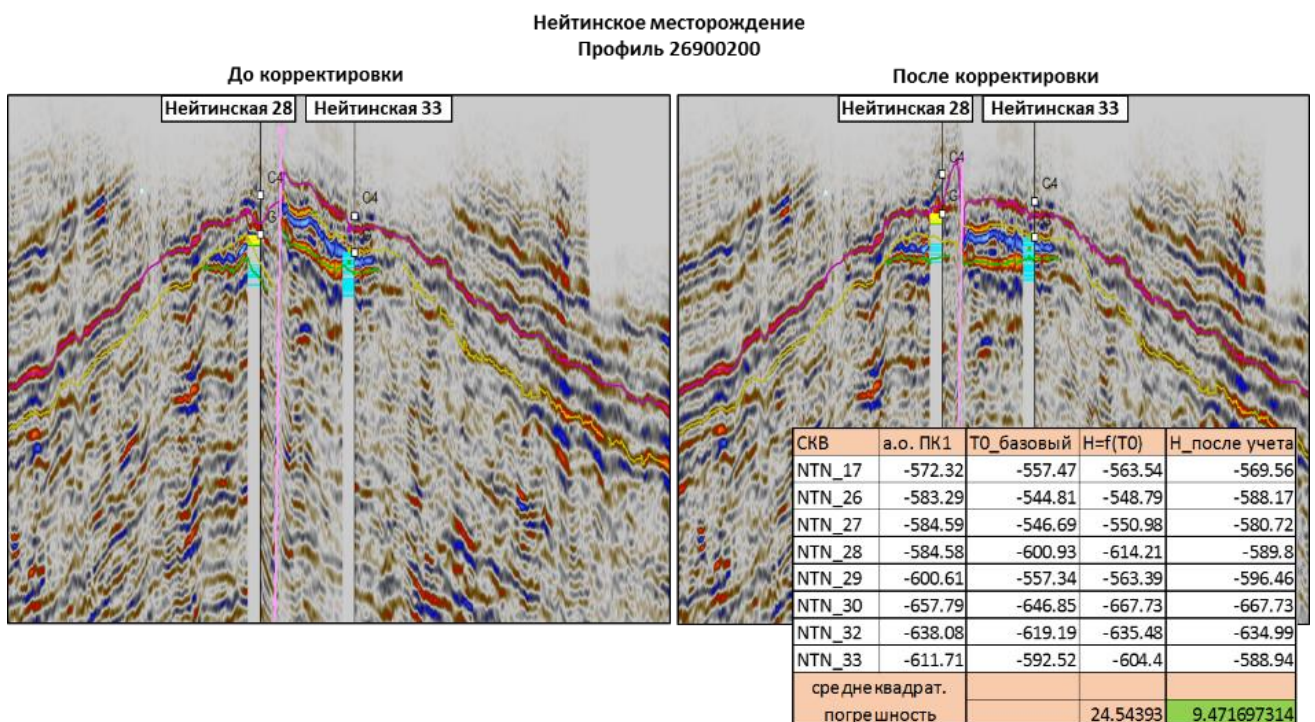


Рисунок 3.1 – Учет влияния ВЧР над залежью Нейтинского месторождения за счет «спрямления» отражения от ГВК залежи.

На Западно-Сеяхинском месторождении по пласту ПК1 по текущим работам ожидается расширение площади газоносности на север согласно выделенной аномалии «залежь» и

результатами бурения скв. 55 (продукт по РИГИС) (Рисунок 3.2). Предыдущими структурными построениями и в изохронах расширение купола не было выявлено, вероятно, по причине «переглаживания» структурного плана при учете ВЧР. Аналогичная ситуация наблюдается в пласте ХМ8 (ОГ Г3), где в скв. 55 был получен высокодебитный приток ГК.

Результаты построений продемонстрированы на примере верхнего и нижнего горизонтов осадочного чехла (Рисунок 3.3).

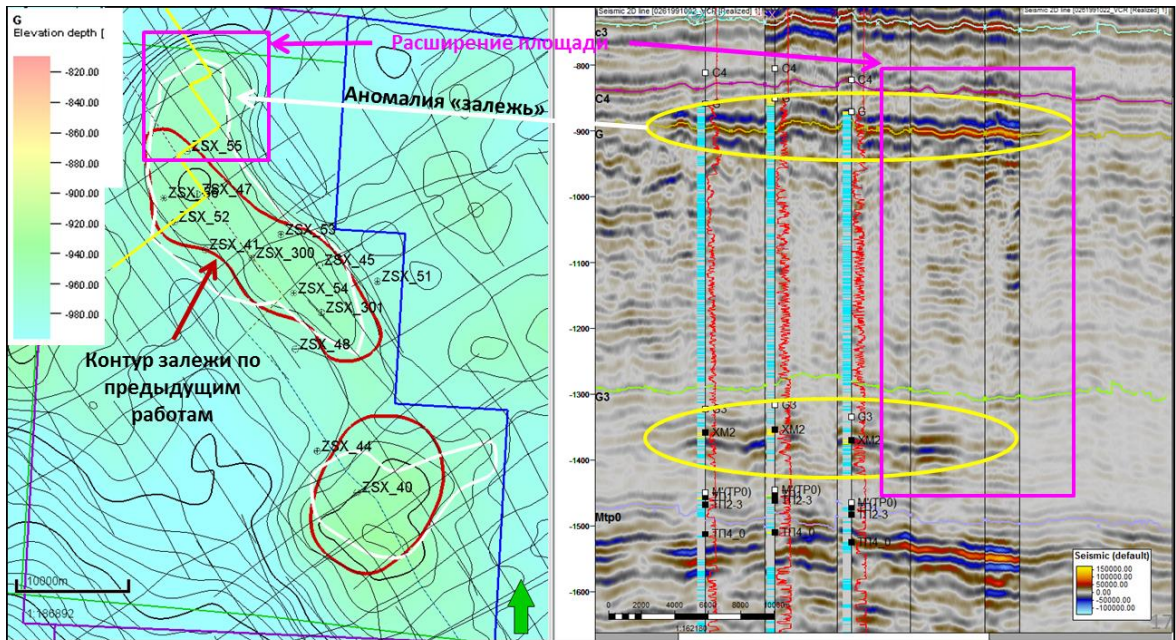


Рисунок 3.2 – Корректировка структурного плана в районе Западно-Сеяхинского поднятия.

3.1.2 Анализ выполненных построений в сравнении с предыдущими работами и результатами бурения

Региональные изменения структурного плана осадочного чехла по сравнению с архивными построениями предшествующих авторов описаны в разделе 3.3.2. Кратко опишем основные изменения морфологии локальных замкнутых положительных структур – месторождений и объектов поиска УВ.

В целом относительно предшествующих площадных работ структурный план стал более плавным и логичным, а изменение морфологии структур по разрезу стало более упорядоченным. Не подтвердилось 12 структур: Восходная, Западно-Геофизическая, Западно-Тюпсалинская, Нордовая, Тобасалинская, Тюпсалинская, Ниливойская, Южно-Ниливойская, Южно-Нурминская, Юрахатская, Юреяхинская, Яптиксалинская.

Впервые выделено или локализовано 6 структур: Верхнесеяхинская, Новотиутейская, Северо-Седская, Менгенотская, Рифовая, Ямальская. Еще 5 структур увеличились в размерах:

прирастили площадь или амплитуду. Среди них стоит выделить Западно-Сеяхинское и Нейтинское (прирост запасов). Остальные структуры остались без существенных изменений.

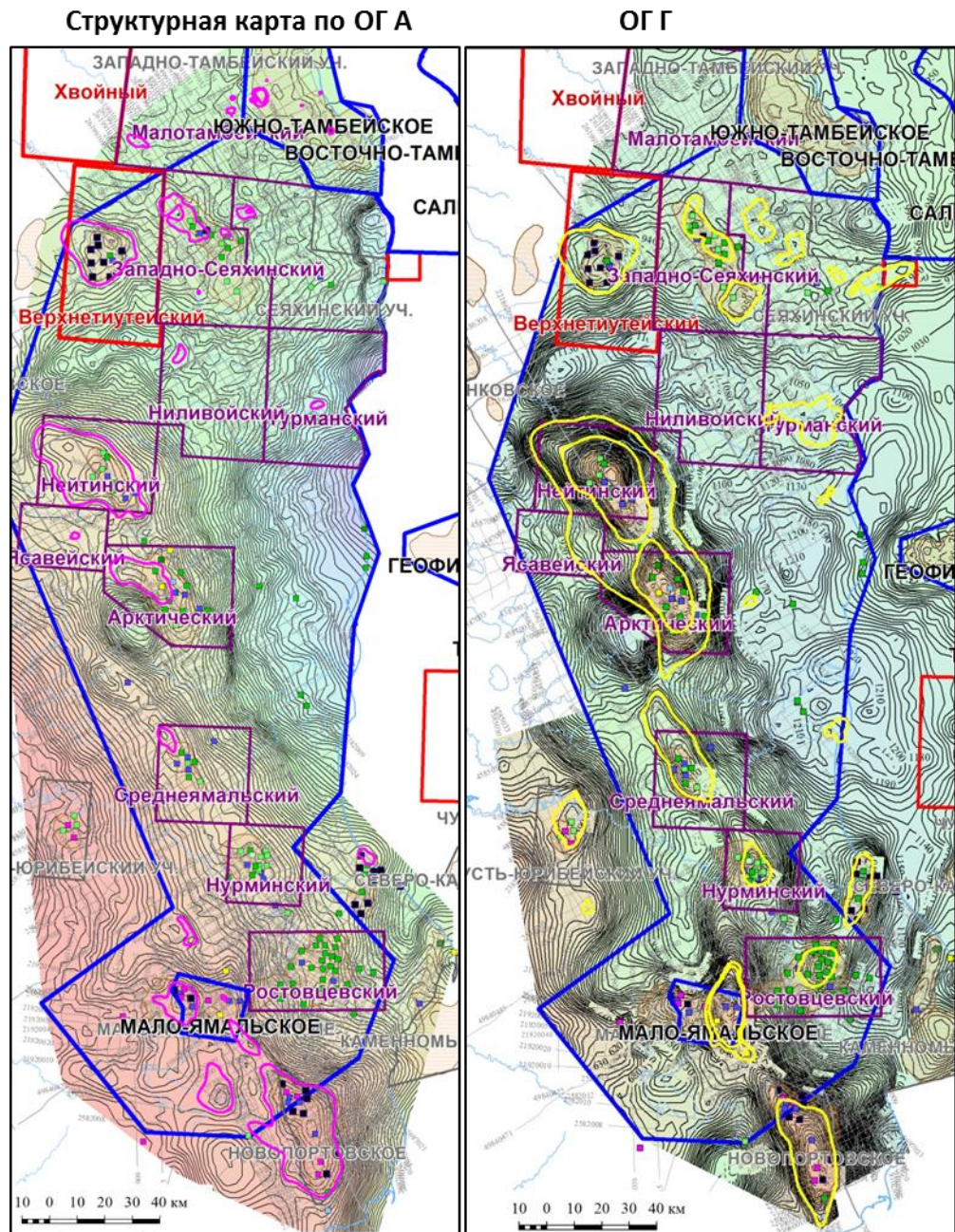


Рисунок 3.3 – Структурные карты по результатам построений. Выделены замкнутые поднятия.

Все не подтвердившиеся структуры имеют относительно мелкие размеры. Автор осознает, что данные структуры числятся на государственном балансе (баланс перспективных ресурсов углеводородов ЯНАО), причем для некоторых из них ресурсы УВ оцениваются по категории С3, то есть, как подготовленные к бурению [Каранкевич, 2014]. По этой причине был проведен глубокий анализ этих ловушек. Подавляющее большинство этих выделявшихся по результатам сейсморазведочных работ 1970-90 гг. структур относится к разряду поднятий, на

которые был пробурен ряд «пустых» поисково-разведочных скважин. В разделе 2 приводится детальный анализ истории опоскования и разведки подобных ловушек и дается обоснованный вывод, что отрицательные результаты были вызваны ошибками прогноза структурных планов, в результате которых выделялись ложные поднятия. Поэтому автор считает правомерным списание данных ловушек. Достаточно сказать, что 15 из рассмотренных неуспешных ловушек были изучены бурением даже более, чем одной скважины, и все оказались с отрицательными результатами.

Совершенно логично, что в результате переобработки и переинтерпретации сейсмических материалов прошлых лет по современным технологиям многие выделенные ранее малоамплитудные поднятия небольшого размера не подтверждаются. Так, по результатам современных площадных сейсморазведочных работ 2D на Лабварском участке «ранее выявленные Лабварская и Зеленая структуры по данным отчетных работ не локализовались» [Воловникова, 2013], на Ниливойском и Сеяхинском участках – «произошло снижение ресурсов газа по категории С3 на 50%». Нордовая структура не подтвердилась. «Учитывая, что выполненные исследования свидетельствуют об отсутствии перспективных ловушек значительного размера в меловых отложениях на большей части Сеяхинского лицензионного участка (на Северо-Сеяхинской и Верхнесеяхинской структурах), а поисковые объекты, связанные с Вэнуйской и Фирновой структурами, характеризуются достаточно низкой степенью изученности сейсморазведочными работами, бурение поисковых скважин следует, по-видимому, считать преждевременным» [Афанасьев, 2009].

В Гыданской НГО по результатам современной переобработки к списанию рекомендованы ресурсы 557 ловушек [Каранкевич, 2014]. Логично, что и на полуострове Ямал по результатам современных обобщающих работ, к которым относится данная работа, подобные мелкие объекты не подтверждаются.

3.2 Оценка латерального распределения структурной погрешности

Существует несколько способов оценки структурной неопределенности, которые можно разделить на две группы: оценки по так называемой внешней и внутренней сходимости (Рисунок 3.4). В результате обзора предшествующих исследований по этой теме (см. раздел 1.7) мы пришли к выводу, что для корректной оценки необходимо прогнозировать латеральное распределение ошибки и проводить анализ внутренней сходимости сейсмических данных, который учитывает ошибки определения исходных кинематических параметров: времен t (Рисунок 3.4, синие блоки) и скоростей σV (Рисунок 3.4, желтые блоки). В данной работе предложена методика оценки пространственного распределения прогнозной структурной

ошибки, учитывающая все факторы неопределенности, связанные с ошибками определения исходных параметров данных сейсморазведки.

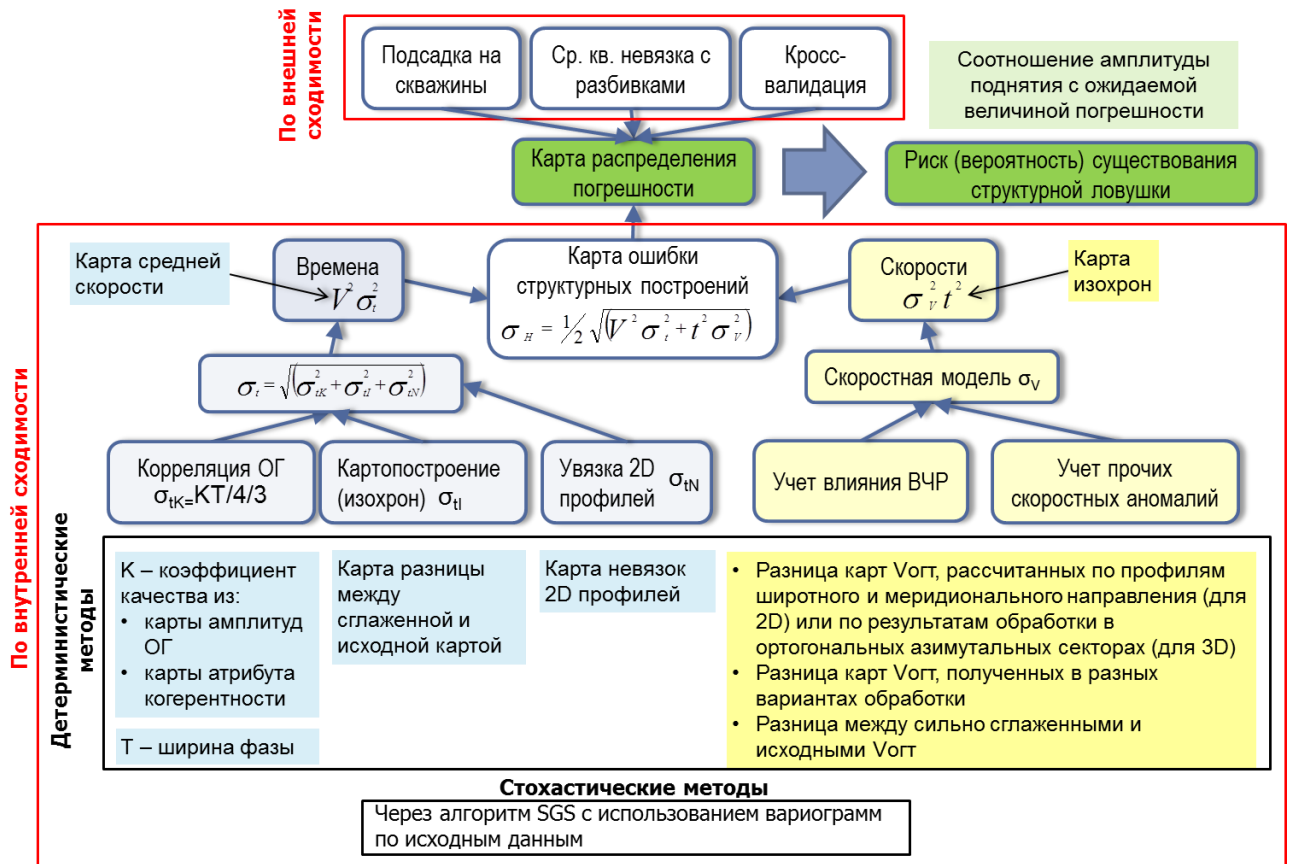


Рисунок 3.4 – Схема оценки структурной неопределенности.

Проиллюстрируем методику на примере одного месторождения севера Западной Сибири, где структурные построения основаны на материалах куба 3D и всего одной скважине. Далее будет рассмотрен еще один пример. Кратко методика и результаты ее применения публиковалась автором и соавторами в нескольких работах [Шушина, 2014; Куркин, 2016; Хасанов, 2016; Хорошева, 2016].

Оценку предлагается начинать с анализа внутренней сходимости данных и далее переходить к оценкам по внешней сходимости.

3.2.1 Оценка по внутренней сходимости метода сейсморазведки

Для определения величины среднеквадратической ошибки предлагается использовать известную формулу [Инструкция по оценке качества структурных...]:

$$\sigma_H = \frac{1}{2} \sqrt{V^2 \sigma_t^2 + t^2 \sigma_v^2}, \text{ где}$$

V – скорость до рассматриваемого отражающего горизонта,

σ_t – погрешность (среднеквадратическая ошибка) определения времен отражающего горизонта,

t – двойное время пробега до рассматриваемого отражающего горизонта,

σV – среднеквадратическая ошибка определения скоростей.

Главное отличие предлагаемого метода от изложенного в [Инструкции по оценке качества структурных...] заключается в том, что строится карта распределения погрешности, где ошибка рассчитывается по формуле в каждой точке карты. Карта распределения погрешности любого оцениваемого параметра, по сути, представляет собой карту интервала, в пределах которого значения этого параметра могут варьироваться.

В качестве параметра V и t используются карты изохрон и средних скоростей соответственно. Сложность заключается в определении латерального изменения ошибок σt и σV . Как было отмечено в разделе 2.6, подходы к построению карт ошибок можно разделить на стохастические и детерминистические (Рисунок 3.4), причем стохастические методы имеют ряд существенных методологических недостатков. Для корректного расчета по стохастическим методам необходимо иметь априорную информацию о погрешности поля – исходные карты прогнозной ошибки, которые необходимо использовать в качестве «маски», то есть, диапазона разброса, в котором будет работать стохастический алгоритм. Такие карты можно получить только детерминистическим путем.

Детерминистические методы заключаются в расчете карт ошибок на основе формализованных процедур анализа кинематических параметров.

1) Ошибки определения времен σt предлагается рассчитывать как

$$\sigma_t = \sqrt{(\sigma_{tK}^2 + \sigma_{tI}^2 + \sigma_{tN}^2)}, \text{ где}$$

σ_{tK} – среднеквадратическая ошибка корреляции отражающего горизонта,

σ_{tI} – среднеквадратическая ошибка при картопостроении (интерполяции) изохрон,

σ_{tN} – среднеквадратическая ошибка увязки 2D профилей.

1.1) Ошибка корреляции отражающего горизонта σ_{tK} задается как карта интервала погрешности корреляции, в пределах которого пикинг горизонта может варьироваться. Расчет предлагается производить в полуавтоматическом режиме путем комбинации карт параметров T и K :

$$\sigma_{tK} = KT/4/3, \text{ где}$$

K – качество прослеживаемости коррелируемой фазы.

$T/4$ – четверть периода отражения или половина ширины коррелируемой фазы.

Расчет параметра $T/4$ производится через построение карты атрибута «максимальная длительность сигнала (ширина фазы)» («maximum loop duration», Loop). Атрибут рассчитывается в интервале между двумя ближайшими экстремумами («closest

trough» в случае, если горизонт проведен по положительной фазе, либо «closest peak» в случае, если горизонт проведен по отрицательной фазе). Окно поиска (search window) задается так, чтобы захватить ближайшие экстремумы, по умолчанию предлагается задавать 50 мс вверх и вниз от горизонта. Значения карты атрибута делятся на 2 (половина ширины фазы): $T/4 = \text{Loop}/2$. (Рисунок 3.5; пунктирные черные линии на разрезе, Рисунок 3.6).

Расчет параметра качества прослеживаемости K можно произвести несколькими способами. Некоторые программные продукты (Petrel) позволяют рассчитывать при корреляции ОГ параметр «confidence» (устойчивость корреляции). В этом случае за основу берется карта значений данного параметра. В случае невозможности произвести автоматический расчет параметра качества прослеживаемости, за основу берется карта, отражающая величину сейсмических амплитуд по данному горизонту. Предлагается использовать карту атрибута средняя магнитуда («average magnitude») в окне, определенном на предыдущем шаге (вверх и вниз от горизонта на интервал половины ширины фазы, $T/4$) (Рисунок 3.6).

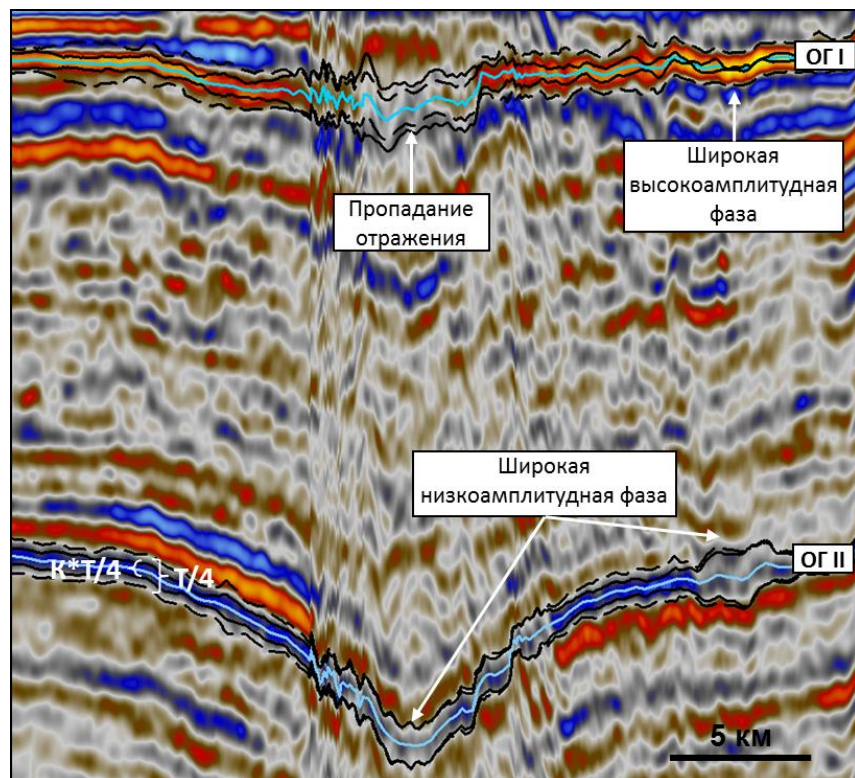


Рисунок 3.5 – Сейсмический разрез, иллюстрирующий интервалы неопределённости корреляции ОГ I и II. Местоположение отмечено черной линией на следующем рисунке.

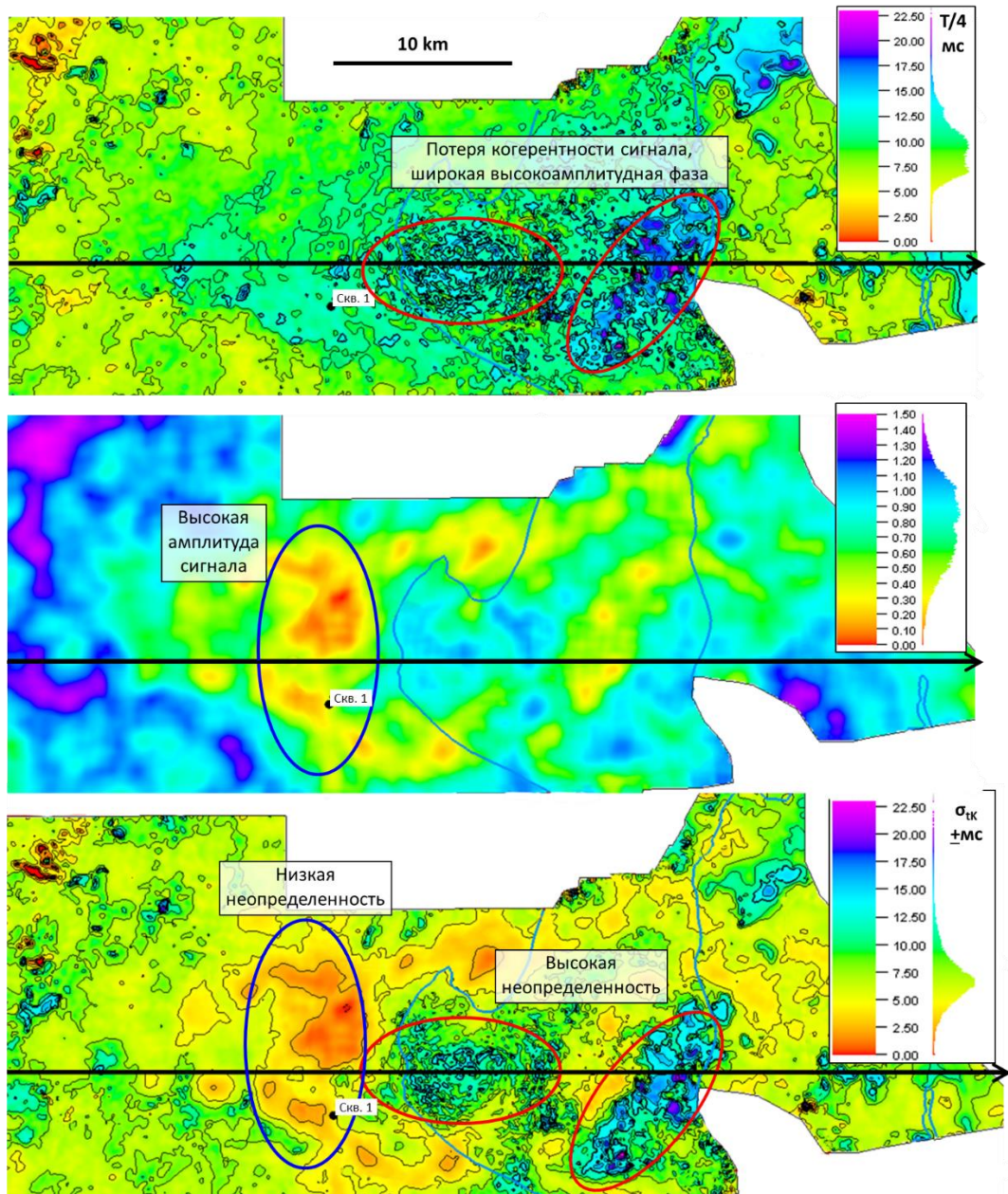


Рисунок 3.6 – Сверху вниз: карта параметра $T/4$; карта параметра K ; итоговая карта распределения среднеквадратической ошибки корреляции ОГ II.

Карта сглаживается с небольшим радиусом ~ 1 км и нормируется от K_{\min} до K_{\max} , где:

$K_{\min} = 0-1$ – высокие значения амплитуд, уверенное прослеживание фазы,

$K_{\max} \geq 1$ – низкие значения амплитуд, слабое прослеживание фазы.

Пределы нормировки K_{\min} и K_{\max} выбираются, исходя из качества прослеживаемости коррелируемой оси синфазности: чем выше качество, тем больше должны быть K_{\min} и K_{\max} . Данные коэффициенты следует корректировать при визуальной проверке разрезов с вынесенными рассчитанными поверхностями «горизонт

+ $K \cdot T/4$ », «горизонт – $K \cdot T/4$ » (Рисунок 3.6, сплошные черные линии на разрезе; Рисунок 3.6). К примеру, на Рисунок 3.6 отмечена зона, где фаза является достаточно широкой, но при этом амплитуда сигнала высока, и корреляция ОГ не вызывает затруднений. В этом случае параметр K должен быть низким, чтобы обеспечить сужение интервала погрешности. Если фаза низкоамплитудна, то параметр K должен быть равен или больше 1. В этом случае корреляция ОГ затруднена, и интервал погрешности должен сохранять свою ширину, а в некоторых случаях должен и расширяться (зона пропадания отражения на разрезе на Рисунок 3.6).

Карта произведения параметров $\sigma_{TK} = KT/4$ принимается равной предельной ошибке. Для перехода к среднеквадратической ошибке значения делятся на 3: $\sigma_{TK} = KT/4/3$ (Рисунок 3.6).

1.2) Погрешности при картопостроении изохрон σ_I рассчитываются через карту разницы между сглаженной (конечной) и исходной картой изохрон (полученной из корреляции горизонта). Карта отражает любые субъективные правки, вносящиеся интерпретатором при картопостроении, а также возможные ошибки алгоритма и погрешности (заглаживание мелких структурных элементов, неопределенность корреляции в разломных зонах). Значения на карте разницы берутся по модулю и принимаются равными среднеквадратической ошибке картопостроения σ_I (Рисунок 3.7).

1.3) Погрешности увязки профилей σ_N рассчитываются только в случае 2D сейсморазведки как карта модулей невязок корреляции ОГ в точках пересечения сейсмических профилей после увязки профилей по фазе. В случае 3D сейсморазведки принимается равной нулю.

2) Погрешность определения скорости σ_V предлагается оценивать через расчет карты разницы сейсмических скоростей (суммирования), рассчитанных по методически разным, но при этом одинаково адекватным технологиям. Предполагается, что области большой разницы соответствуют высокой неопределенности скоростной характеристики среды и зонам аномалий скоростей. Наиболее предпочтительным представляется рассчитывать разницу карт скоростей, рассчитанных во взаимно перпендикулярных направлениях:

- в случае 2D сейсморазведки – разница карт скоростей, рассчитанных по профилям широтного и меридионального направления,
- в случае 3D сейсморазведки – разница карт по результатам обработки в ортогональных азимутальных секторах.

При отсутствии возможности выполнить вышеуказанные расчеты, следует использовать карту разницы средних скоростей, снятых с кубов (разрезов) скоростей

суммирования в разных вариантах обработки (например, старого и нового варианта кубов), либо карту разницы между исходной картой скоростей суммирования и сильно сглаженной (до вида тренда) картой тех же скоростей (аналогично методу флуктуаций скоростей суммирования [Авербух, 2007]).

Значения на карте разницы берутся по модулю и принимаются равными среднеквадратической ошибке определения скоростей.

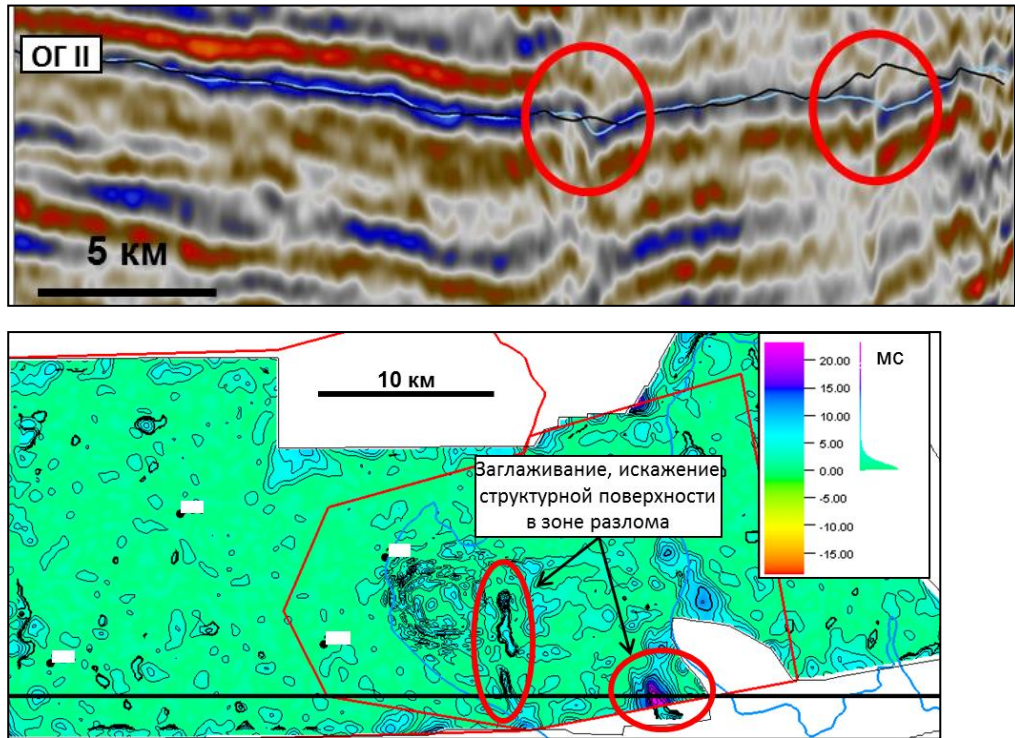


Рисунок 3.7 – Сейсмический разрез, иллюстрирующий ошибки при картопостроении изохрон ОГ II (вверху) и карта распределения ошибки (внизу). Черной линией отмечено расположение разреза.

3.2.2 Оценка по внешней сходимости сейсморазведки с данными бурения

Полученные карты погрешностей необходимо проверять на сходство с оценками по внешней сходимости данных сейсморазведки со скважинными данными. Данные оценки можно получить несколькими способами, в порядке уменьшения предпочтительности:

- При высокой плотности скважинных данных рассчитывается карта распределения невязок прогнозных глубин с данными бурения по методу кросс-валидации (перекрестной проверки), который заключается в поочередном исключении одной или нескольких скважин из процесса подсадки карты. Этот метод дает более взвешенную оценку, чем стандартный метод определения среднеквадратической ошибки, поскольку он не зависит от структуры исходных данных [Новокрещин, 2006]. В результате рассчитывается карта распределения максимального разброса полученных поверхностей.

- При малом количестве вскрывших исследуемый горизонт скважин используется карта невязок с данными бурения (карта подсадки на разбивки).
- В крайнем случае, можно обойтись постоянным по площади значением среднеквадратического отклонения невязок со всеми разбивками. В рассматриваемом примере анализируется горизонт, который вскрыла всего одна скважина, поэтому единственной оценкой, которой можно оперировать является невязка по данной скважине – 35 м (Рисунок 3.8). Данная ошибка примерно соответствует прогнозной среднеквадратической в точке скважины – 40 м.

3.2.3 Расчет итоговой карты распределения среднеквадратической ошибки

Карты погрешности по внешней и внутренней сходимости должны в общих чертах соответствовать друг другу. Наличие существенных отличий в значениях и распределении ошибки по внутренней и внешней сходимости говорит о возможных неучтенных неопределенностях в методике оценки по внутренней сходимости. В этом случае следует корректировать карту ошибки в соответствии с оценками по внешней сходимости.

Итоговая карта рассчитывается как максимальное значение составляющих (по внутренней и внешней сходимости) в каждой точке карты. Далее карту ошибки структурных построений следует отнормировать таким образом, чтобы в точках скважин ошибка была равна нулю, а при удалении от скважин – плавно возрастала (Рисунок 3.8). Радиус подсадки на нуль принимается равным используемому при структурных построениях радиусу подсадки, либо среднему расстоянию между скважинами. В качестве радиуса подсадки возможно использовать и радиус вариограммы, построенной по определенным в точках скважин значениям времен и глубин [Авербух, 2007].

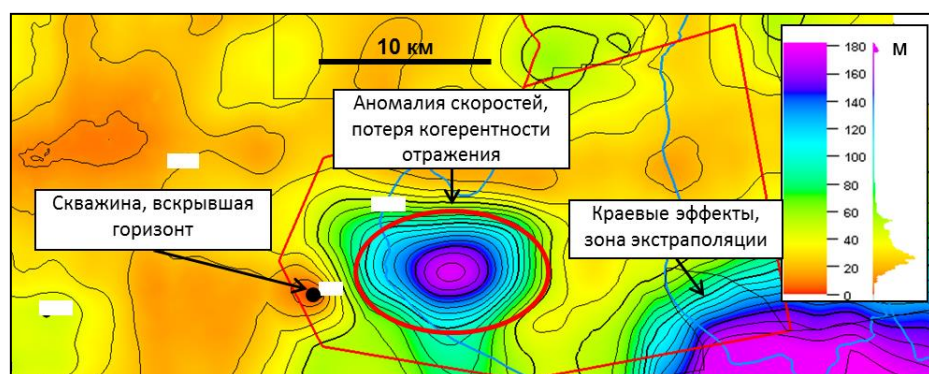


Рисунок 3.8 – Итоговая карта распределения среднеквадратической ошибки прогноза глубин для ОГ II

3.2.4 Результаты применения метода

Результирующая карта погрешности характеризует пространственное распределение структурных неопределенностей. Анализируя все полученные в ходе вычислений карты, можно выявить факторы, внесшие наибольший вклад в итоговую ошибку в той или иной области. В первом примере, на Рисунок 3.8 высокие значения ошибок в центре площади обусловлены погрешностями определения скоростей и в меньшей степени огрехами корреляции ОГ в зоне мощной скоростной аномалии и потери когерентности отражения.

Приведем еще один пример применения методики на месторождении Ямало-Гыданского региона, где структурные построения выполнены на основе 2Д сейсморазведки и 25 скважин (Рисунок 3.9). Здесь были пробурены скважины уже после выполнения оценки, что позволяет сравнить прогнозные ошибки по предлагаемой методике с фактическими ошибками и со стандартными оценками погрешности (Таблица 3.1).

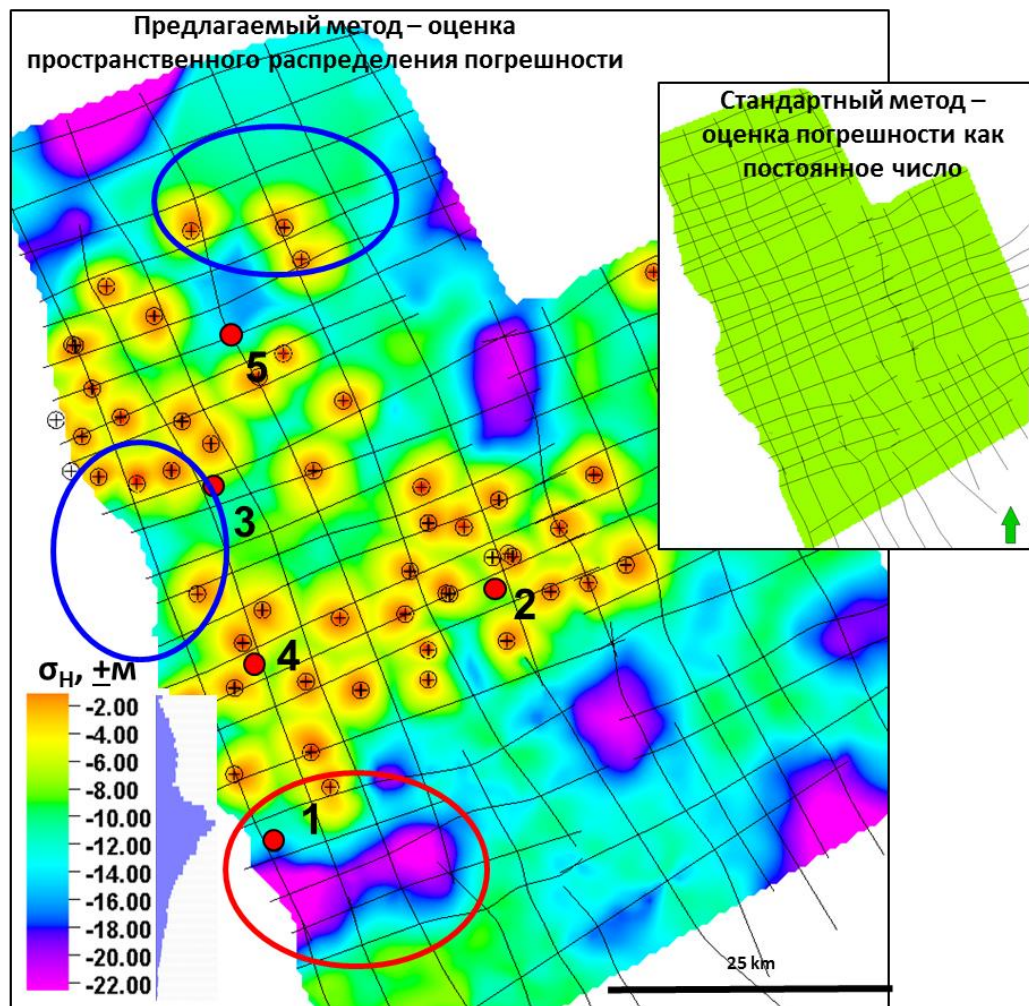


Рисунок 3.9 – Сравнение оценок погрешности структурных построений по стандартной и предлагаемой технологии.

Таблица 3.1 – Сравнение фактических ошибок прогноза глубин с оцененной погрешностью до бурения.

Скважина	Прогнозная погрешность, м		Фактическая ошибка, м
	Стандартная технология	Предлагаемая технология	
1	±7,4	±13.2	-16.5
2		±8.1	-11.5
3		±9.9	-10.73
4		±5.1	+4.4
5		±14.6	+17.9

Более высокая сходимость с данными бурения обосновывает корректность метода.

Важно помнить, что согласно природе нормального распределения, вероятность того, что реальная ошибка в каждой точке карты не превысит значение среднеквадратического отклонения, равна 68%. Реальные ошибки могут быть и в 2-3 раза больше полученной карты распределения погрешности (с вероятностью 5-0.3% соответственно).

Карта распределения среднеквадратической ошибки структурных построений позволяет взвешенно подойти к оценке надежности (достоверности) выделения замкнутых локальных поднятий, объективно оценить качество структурной ловушки как элемента нефтегазоносной системы. Далее ее следует использовать при оценке геологических рисков. Для этого следует рассчитывать вероятность существования структуры (надежности, достоверности оконтуривания) согласно [Инструкции по оценке качества...]. Методика была апробирована при *оценке геологических рисков* перспективных объектов на Гыданском полуострове [Хасанов, 2016].

Полученные величины неопределенности применяются и при *стохастическом геологическом моделировании*. Так, карты прогнозных ошибок были использованы в качестве диапазона разброса стохастического алгоритма при построении вероятностных геологических моделей на Салмановском (Утреннем) месторождении [Pyushina, 2014].

В рассматриваемой работе в пределах востока Ямала методика была применена для *контроля качества структурных построений и оценки геологических рисков*. На основе полученных карт распределения структурной неопределенности в пределах контура каждого перспективного поднятия рассчитана средняя погрешность σ , которая сопоставлялась с амплитудой поднятия A . Как было сказано в разделе 2.6, если произведение $0.675 \cdot \sigma$ меньше половины амплитуды поднятия, т.е. $A / (0.675 \cdot \sigma) > 2$, то вероятность существования структуры составляет более 50 процентов. Это учитывалось на следующем этапе данной работы – при

оценке геологических рисков (см. раздел 4.7, Таблица 4.6, вероятность наличия эффективной ловушки углеводородов, параметр «надежность картирования ловушки»).

Здесь необходимо отметить, что в картах структурной неопределенности по материалам 2D сейсморазведки намеренно не учитывается удаленность каждой точки карты от профилей. Теоретически, вдоль сейсмопрофилей погрешность должна быть минимальной, а при удалении от них возрастать. Однако, в данной работе эта закономерность принимается во внимание далее при оценке геологических рисков (см. раздел 4.7, Таблица 4.6, вероятность наличия эффективной ловушки углеводородов, параметр «изученность и качество данных»), поэтому, чтобы избежать дублирования рисков, в картах прогнозной структурной ошибки удаленность от сейсмопрофилей не учитывается.

Проиллюстрируем применение методики на примере ОГ Г (Рисунок 3.10). Точками отмечены скважины, в их районе неопределенность ожидаемо самая низкая, все подтвержденные бурением поднятия с выявленными месторождениями УВ характеризуются минимальными прогнозными ошибками.

Как было отмечено в предыдущем разделе, не подтверждаются структурными построениями ранее выделенные структуры: Тюпсалинская, Восходная, Западно-Геофизическая, Западно-Тюпсалинская, Нордовая, Тобасалинская, Тюпсалинская, Ниливойская, Южно-Ниливойская, Южно-Нурминская, Юрахатская, Юреяхинская, Яптиксалинская. Все они расположены в зоне высокой оцененной неопределенности структурных построений, что обосновывает правомерность их списания. Структуры Хобская, Ниливойская, Западно-Арктическая также не подтверждаются на уровне ОГ Г, здесь неопределенность высокая, их списание доказывается отсутствием прямых признаков нефтегазоносности в волновом поле (см. раздел 4.3).

Построениями подтверждаются Вэнуйская, Верхнесеяхинская и Нордовая ловушки. Однако в районе Нордовой структуры прогнозируется высокая структурная неопределенность. При оценке риска параметр $A/(0.675*\sigma)$ для данной структуры получился гораздо меньше 2, поэтому коэффициент вероятности наличия ловушки при оценке рисков будет меньше 0.5, а итоговый коэффициент риска оказался низким, что не позволило отнести Нордовую ловушку к наиболее надежным перспективным объектам (Таблица 4.7).

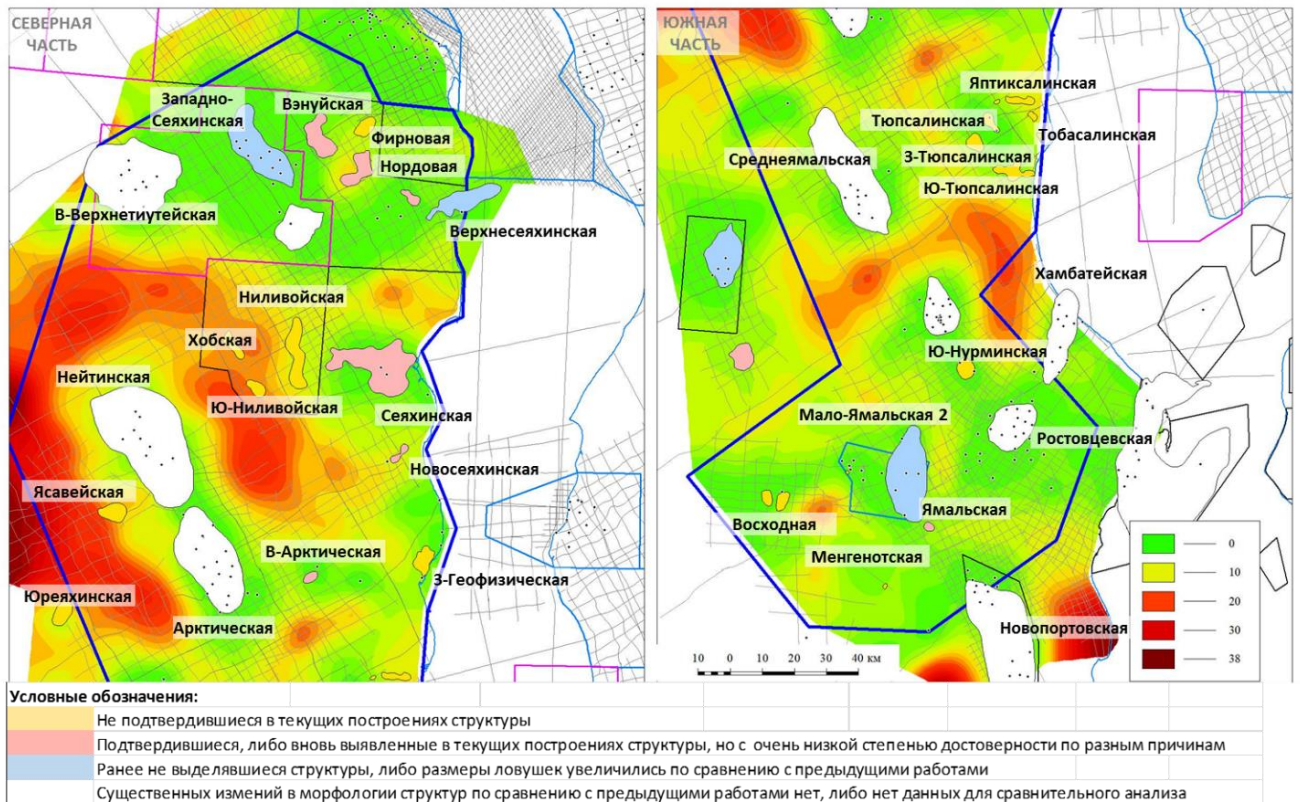


Рисунок 3.10 – Карта распределения прогнозной структурной ошибки ОГ Г восточной части Ямала.

3.3 Модель тектонического развития территории

Выполненные структурные построения позволяют уточнить и детализировать структурно-тектоническое строение как доюрского основания, так и осадочного чехла. С помощью методов палеогеоморфологического и геодинамического анализа возможно воссоздать историю развития чехла.

Некоторые результаты исследования тектоники изучаемого региона публиковались автором и соавторами ранее [Куркин, 2018].

Как было отмечено в главе 1.3, доюрское основание и осадочный чехол резко отличаются друг от друга по своему строению, поэтому приведем описание этих двух структурных этажей отдельно. Сначала рассмотрим нижний из комплексов.

3.3.1 Тектоническое строение доюрского комплекса и промежуточного этажа

Анализ потенциальных полей.

Основным источником информации о строении доюрского основания Западно-Сибирской плиты являются данные гравитационного и магнитного полей, так как отложения чехла, в основном, немагнитны и выдержаны по плотности в горизонтальном направлении, а основные аномалии полей вызваны неоднородностями именно доюрского комплекса.

Для получения обобщенных на территорию Ямала и Гыдана схем аномалий гравитационного и магнитного поля были собраны, проанализированы и увязаны соответствующие карты из фондовых отчетов [Соболев, 2005; Бочкарев, 2006].

Методы прогноза строения доюрского основания Западной Сибири по данным потенциальных полей изучались многими исследователями [Сидоров; Бочкарев, 1995; 2004, 2006; Иванова, 2008]. На их основе, составим основные **правила интерпретации потенциальных полей**, которыми будем руководствоваться при создании схемы строения доюрского основания:

1. Положительные гравитационные и магнитные аномалии – высокоплотные эффузивы и интрузии основного состава, сопровождающие рифтогенез. Обычно приурочены к наиболее прогнутым районам осадочного бассейна. Возможные грабен-рифты.

2. Положительные гравитационные аномалии и отрицательные магнитные – высокоплотные интрузии основного состава, но меньшего объема, либо подъемы складчатого и (или) метаморфического фундамента, магнитоактивные свойства которого могут быть существенно меньше окружающих блоков (например, карбонатные массивы в складчатом девон-ордовикском комплексе).

3. Отрицательные гравитационные аномалии и положительные магнитные – метаморфические комплексы в дорифейском кристаллическом фундаменте или вулканогенно-осадочные образования в складчатых структурах палеозоя.

4. Отрицательные гравитационные и магнитные аномалии – области повышенной мощности складчатых образований палеозоя осадочного генезиса (например, карбонатные массивы в складчатом девон-ордовикском комплексе), и (или) поднятия гранитогнейсовых образований дорифейского фундамента, и (или) гранитоидные интрузивы.

Следует отметить, что согласно многим исследователям, в Западной Сибири на гравимагнитные поля могут оказать существенное искажающее влияние относительно современные глубинные, флюидодинамические процессы [Бочкарев, 1995; Нежданов, 2014]. В результате этого потенциальные поля могут и не отражать тектоническую структуру доюрского основания (см. пояснения далее).

Комплексная интерпретация потенциальных полей с сейсмическими материалами.

В данной работе интерпретация доюрского основания основывалась как на данных гравимагнитных полей, так и на сейсмических материалах.

Как было сказано в главе 1.3.4, многими исследователями отмечается отсутствие четких признаков сопровождающего рифтогенез растяжения земной коры на сейсмических разрезах [Бочкарев, 2004; Артюшков, 2010; Кушнир, 2016; Идиятов, 2016]. Действительно, на сейсмических разрезах через Ямал и Гыдан видно, что наблюдаемые особенности волнового поля вкрест линейных положительных аномалий, ассоциируемых с рифтами, слабо соответствуют определению рифтов. Не наблюдается смещений фаз, характерных для рифтовых сбросов, сопровождающих растяжение бассейна и раздвиг литосферных плит, отсутствуют характерные увеличения толщин син-рифтовых отложений по направлению к краям впадин. Единственный признак растяжения – сбросовые триасовые линейменты в районе Сеяхинской площади, но они слабо выражены в гравимагнитном поле (Рисунок 3.11). Интерпретация рифтов затрудняется еще и тем, что впадины могут быть связаны также и с палеозойскими межгорными орогенными прогибами, которые невозможно отличить от триасовых рифтов по сейсмическому образу [Бочкарев, 1995].

Однако, положительные гравимагнитные аномалии в большинстве случаев соответствуют линейным зонам увеличения толщин триасовых отложений. На сейсмических разрезах они соответствуют впадинам чашеобразного, пликативного типа. Это позволяет сделать предположение о существовании глубоко в основании неких линейных зон, вызвавших интенсивное прогибание в триасе, но без существенного растяжения. Вероятно, те впадины, которые мы наблюдаем на сейсмических разрезах, являются отголосками рифтов, даже более древних, чем триасовых. Либо, как было сказано в главе 1, растяжение происходило гораздо глубже, в подкоровом слое мантии [Добрецов, 2010].

Это дает все основания использовать сейсморазведку для прогноза зон прогибания литосферы (рифтов), во многом сформировавших современный структурный облик основания и чехла. Для этого строилась карта толщин между ОГ Ia и A.

Важно отметить и обратную зависимость – приуроченность поднятий осадочного чехла к отрицательным гравитационным и магнитным аномалиям. Одно из объяснений этому: «кристаллический фундамент прогнут под теми районами, где отмечены подъемы складчатого основания осадочного чехла. В этих зонах предполагается развитие увеличенных толщин слабомагнитных и менее плотных по отношению к нижележащему фундаменту палеозойских осадочных бассейнов» [Иванова, 2008].

Были выделены три градации рифтовых впадин по интенсивности их погружения:

- Самые древние, нижнетриасовые (возможно и более древние – пермокарбоновые), не испытывавшие прогибания в верхнем триасе.
- Более молодые верхнетриасовые.
- Наиболее интенсивно прогнутые верхнетриасовые. Соответствуют наибольшим зонам увеличения толщин тампейской серии.

Глубинные разломы-линеаменты

Опыт работ указывает на то, что большая часть разломов осадочного чехла имеет вторичный, опосредованный характер и эти нарушения не ответственны за формирование структур чехла. Основные структурообразующие движения происходили вдоль глубинных линейных нарушений доюрского основания. Эти нарушения могут быть связаны с разломами, границами тектонических блоков или прочими неоднородностями основания. Назовем их линеаментами. Для полного понимания тектонических процессов необходимо закартировать эти линеаменты. Поскольку сложность строения доюрского комплекса, а также ограничения возможностей сейсморазведки в большинстве случаев не позволяет напрямую выделить эти глубинные разломы, то они были выделены по совокупности следующих критериев:

- в первую очередь по четко закартированным по сейсмическим данным протяженным дизъюнктивным нарушениям по кровле фундамента со смещением,
- по наблюдаемым непосредственно внутри доюрского интервала смещениям осей синфазности, соответствующим разломам, и крутопадающим отражениям, ассоциируемым с поверхностями скольжения складок и надвигами,
- на основе карт толщин горизонтов осадочного чехла – по линейным градиентным зонам резкого изменения толщин, исходя из предположения, что вдоль них возможно развитие разломов, или наоборот, они были вызваны тектонической активностью,

- по вышележащим разломам осадочного чехла, исходя из предположения, что те мелкие разломы-кулисы, которые выстраиваются в линейные зоны, формируются вдоль шовных зон тектонических блоков фундамента,
- вдоль линейных перегибов, осевых поверхностей и замков антиклиналей, исходя из предположения, что рост линейных структур должен быть вызван действием глубинных разломов,
- по данным гравитационных и магнитных полей – теоретически, границы тектонических блоков должны быть приурочены к градиентным зонам в первую очередь магнитного поля. Но следует учитывать, что латеральная разрешенность методов гравимагниторазведки, конечно, ограничена.

Задача осложнялась тем, что линеаменты, трассируемые по градиентным зонам толщин, могут не проявляться в осадочном чехле разрывными нарушениями. В этом случае линеаменты выделялись, если имелись градиентные зоны магнитных аномалий. Предполагается, что осадочный чехол в таких зонах испытывал чисто пликативные дислокации, без разрыва сплошностей слоев.

Тип этих глубинных разломов установить сложно, они могут быть как взбросами, так сбросами, или сдвигами. А поскольку в ходе формирования осадочного чехла по этим зонам происходили подвижки разного направления, то это и не имеет смысла, можно лишь предположить изначальный тип этих разломов.

Все выделенные глубинные разломы можно разделить на несколько групп.

Генетически линеаменты NW простирания (Западно-Сеяхинские, Верхнетиутейские, Нейтинские-Арктические, Среднеямальские, Усть-Юрибейские, Новомалоямальские, Малоямальские) могут быть связаны с Пай-Хойской складчатой системой, линеаменты NE направления (Новопортовские) – с Новоземельной, которые относятся к единой системе уральской складчатости [А.А. Нежданов, 2004; В.С. Бочкарев, 2004]. Таким образом, вышеуказанные линеаменты являются отголосками этой складчатости – выходами поверхностей скольжения складок, надвигов, взбросов на кровлю доюрского основания.

Субширотные же линеаменты (Ниливойские и Юрседайские) считаются отголосками более древней байкальской складчатости [Е.А. Брехунцова; В.И. Кислухин, 2001]. Но из них следует исключить линеаменты в районе Ниливойской площади, поскольку они четко ограничивают зону предполагаемой по гравимагнитным данным древней рифтовой впадины. Определенную связь с древними рифтами могут также иметь Юрибейские, Нейтинские, Западно-Сеяхинские линеаменты.

Наиболее явно по сейсмическим разрезам выделяются Северо-Сеяхинский, Восточно-Арктический субмеридиональные линеаменты. Вдоль первого идут четко выделяемые

протяженные сбросы с огромной, по меркам Западной Сибири, амплитудой смещения по кровле фундамента (300-400 м), часть из которых затухает только в низах неокома. По увеличению толщин в висячем крыле к востоку от сброса устанавливается преимущественно триасовый возраст формирования этих разломов. Из этого напрашивается предположение о том, что здесь мы видим западную границу триасового грабен-рифта. Но настораживает что этот наиболее контрастный по сейсмическим данным линеамент практически не выражен в магнитном поле и слабо выражен в гравитационном. Похоже, это свидетельствует о том, что гравимагнитные аномалии отражают здесь более глубинную, древнюю структуру земной коры, чем триасовый промежуточный этаж.

Следует отметить, что большая часть линеаментов, выделенных в первую очередь по сейсмическим данным, достаточно хорошо совпала с градиентными зонами магнитного поля, что подтверждает надежность их трассирования. Особенно хочется выделить, что в поле магнитных аномалий подтверждаются Юрседайские и Тюпсалинские линеаменты, которые в современном структурном плане никак не выражены, и были закартированы на основе интерпретации линейных зон нарушений и градиентных зон толщин осадочного чехла. На карте магнитных аномалий также находят отражение «молодые» поднятия чехла, которые на карте кровли доюрского основания никак не выражены – Ростовцевское и Хамбатеиское (Нулмуяхинский и Нижненурмояхинский структурный мыс). По совокупности структурных планов горизонтов осадочного чехла угадывается их приуроченность к единому тектоническому элементу северо-восточного простирания, это же мы и видим на карте магнитных аномалий. Аналогичным образом Восточно-Новопортовский структурный мыс и Каменномысское поднятие (Западно-Каменномысский сложный вал) выстраиваются в цепочку структур северо-восточного простирания и находят свое отражение на карте результатов магниторазведки. Это наводит на мысль о том, что эти структуры обусловлены древними линеаментами северо-восточного простирания, которые на момент начала формирования осадочного чехла были выражены слабо в рельефе и активизировались позже.

Выводы по строению доюрского основания.

На схеме ниже (Рисунок 3.11) представлена составленная схема строения доюрского основания с выделенными глубинными разломами-линеаментами.

Основные выводы по результатам анализа потенциальных полей и сейсмических разрезов применительно к строению доюрского основания сводятся к следующему.

1. Узкие линейные положительные аномалии магнитного и, в меньшей степени, гравитационного поля можно интерпретировать как центральные зоны гипотетических рифтовых впадин, где развивались плотные и сильно магнитные основные и ультраосновные

вулканиты, эффузивы, базальты. В триасе данные зоны испытали существенное прогибание и образовались амплитудные, до 10 км и более впадины, заполненные вышеуказанными магматическими и вулканогенно-осадочными породами. На сейсмических разрезах данные зоны представлены как пликвативные впадины и не обладают признаками грабенов, образовавшихся в результате растяжения-спрединга. Можно предположить либо более глубокое заложение рифтовых грабенов, либо вертикальное погружение вдоль этих зон, без растяжения.

2. По степени интенсивности прогибания можно выделить три градации надрифтовых впадин. Наиболее интенсивно погружалась территория к востоку от исследуемого контура, в районе Гыданского полуострова. Причем это погружение происходило в более позднее время (верхний триас?), чем формирование прогибов на Ямале.

3. Отрицательные магнитные и гравитационные аномалии – приподнятые между рифтами блоки. Это области развития незатронутых прогибанием палеозойских осадочных бассейнов, и (или) зоны развития кислых гранитоидов, гнейсов. Часть таких поднятий, расположенных по периферии наиболее интенсивно прогибающихся зон, оказалась перекрыта верхнетриасовыми отложениями.

4. Выделение на сейсмических разрезах явно сбросового триасового линеамента в районе Сеяхинской площади доказывает существование как минимум одного импульса тектонического растяжения в субширотном, WNW направлении.

5. К началу формирования осадочного чехла рельеф по большей части выположился, но далее, при накоплении юрских и меловых отложений надрифтовые впадины время от времени реактивировались в виде прогибаний, в том числе и на неотектоническом этапе. Приподнятые, легкие блоки основания, опускались менее интенсивно, за счет чего сохранялись структурные поднятия. То есть, имел место быть унаследованный характер развития бассейна.

6. На фоне общего прогибания бассейна, концентрировавшегося вдоль надрифтовых зон, в определенные моменты развития происходили импульсы тектонического сжатия, сформировавшие вытянутые структуры более мелкого порядка.

7. По сейсмическим и гравимагниторазведочным данным выделяется ряд глубинных линеаментов-разломов, которые оказали влияние на тектоническое строение осадочного чехла (см. следующую главу).

Если сравнивать приведенную в этой работе схему строения доюрского комплекса с работами предшественников (Рисунок 1.4), то по своей сегментированности структура рифтовых впадин по интерпретации ближе к схеме Д.А. Астафьева [Астафьев, 2008], нежели к схеме В.С. Суркова.

В главе 1.3 отмечено, что интерпретация гравимагнитных полей несет в себе большую неопределенность. В вышеперечисленных подходах к интерпретации данных гравимагнитных полей у разных исследователей нет единого мнения. Так, В.С. Бочкарев отмечает отсутствие подтверждаемости интерпретации отрицательной гравитационной аномалии как области развития гранитоидов, и связанных с ними поднятий осадочного чехла, по скважинным данным Ярудейской площади, на Харампурском, Уренгойском, Тагринском, Сургутском, Северном своде [Бочкарев, 1995, 2004]. Гранито-гнейсы часто встречаются в прогибах, а положительные аномалии соответствуют и серпентинитам, и риолитам. На основе чего можно сделать предположение о том, что аномалии потенциального поля отражают не древнее строение палеозойского и триасового интервала, а связаны с глубинными процессами, произошедшими в юрское и меловое время, которые и были ответственны за формирование структур осадочного чехла [Бочкарев, 1995]. Эти противоречия определяют условный, концептуальный характер представленной схемы. Мнение автора по этим открытым вопросам следующее. Как ранее было сказано, отрицательные аномалии могут быть объяснены не гранитоидами, а увеличенными толщинами слабомагнитных и менее плотных по отношению к нижележащему фундаменту палеозойских осадочных бассейнов [Иванова, 2008]. Что более важно, в результате этой работы установлено, что все-таки есть связь между положительными аномалиями в потенциальных полях и грабенообразными пликативными впадинами в доюрском основании на сейсмических разрезах. То есть, унаследованность строения доюрского основания и осадочного чехла прослеживается, и потенциальные поля в первом приближении отражают строение доюрского основания.

Практическая значимость полученной схемы заключается в том, что строение доюрского основания напрямую влияет на базальный тепловой поток, а значит и на прогрев нефтегазоматеринских материнских толщ и нефтегазоносность отложений чехла. Правда, в этом вопросе нет единого мнения. В выделенных зонах развития предполагаемых рифтов, согласно мнению многих исследователей, следует ожидать повышенных значений базального теплового потока, но в то же время, существуют и противоположные мнения – повышенный тепловой поток должен наблюдаться над приподнятыми, древними блоками, выступами кристаллического фундамента [Фомин, 2011]. В любом случае, приведенная схема строения доюрского основания может служить основой для калибровки теплового потока при создании модели нефтегазоносной системы.

Выделенные глубинные линеаменты, согласно мнению многих исследователей, напрямую определяют перспективы нефтегазоносности доюрского основания, так как контролируют положение линейных кор выветривания [Журавлев, 1999].

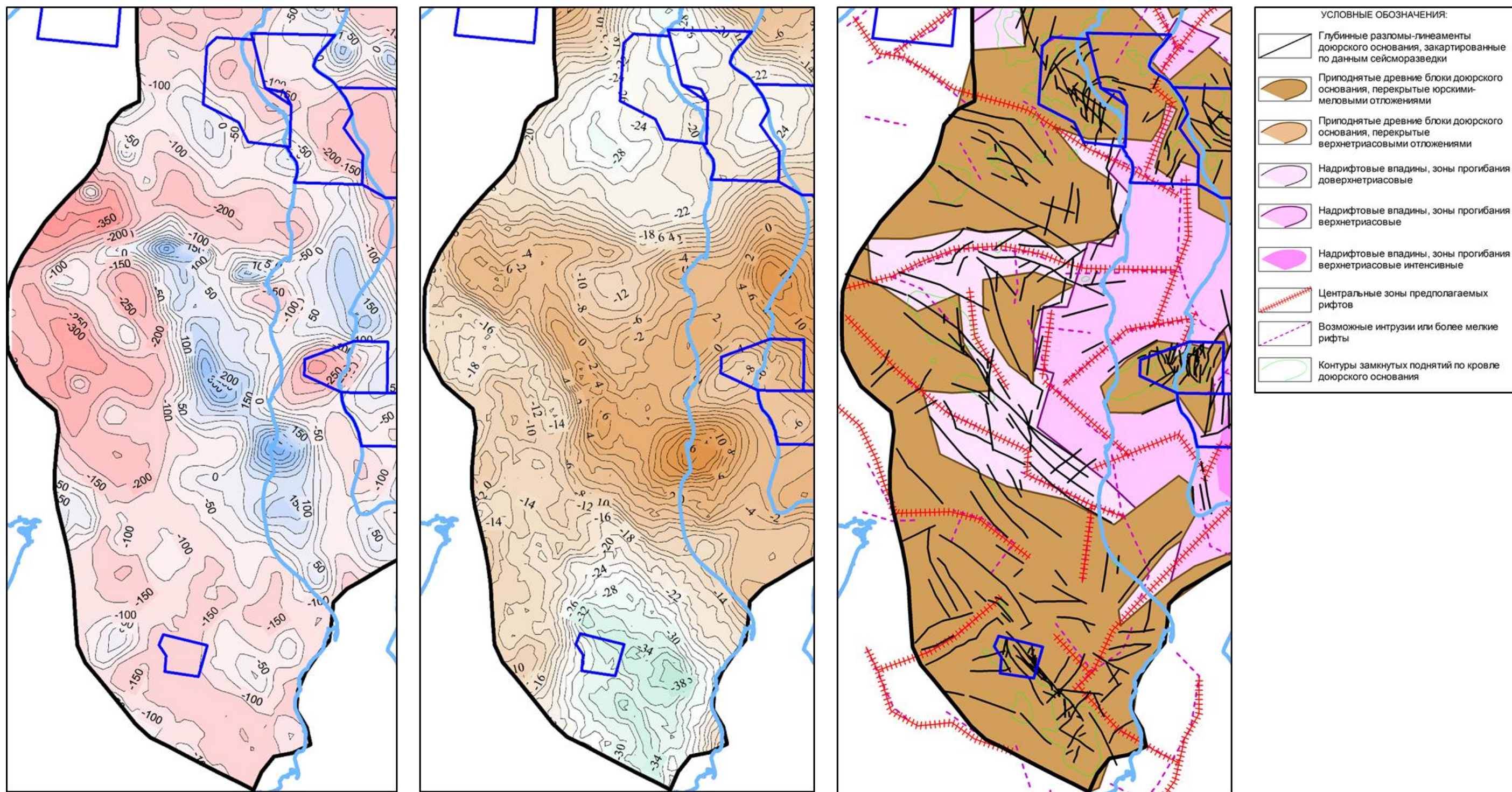


Рисунок 3.11 – Карта аномалий магнитного, гравитационного поля и схема строения доюрского основания.

3.3.2 Тектоническое строение осадочного чехла

В основу оформления схемы положена «Тектоническая карта мезозойско-кайнозойских отложений ортоплатформенного чехла Западной Сибири» под редакцией В.С. Бочкарева [Бочкарев, 1990] (Рисунок 1.5).

Контуры тектонических элементов, как и на схеме под редакцией В.С. Бочкарева, выделялись на основе структурного плана ОГ Б. Сначала оконтуривались средние и малые структуры II порядка, все структуры III и IV порядка, а затем корректировались границы более крупных. Сначала выделялись замкнутые, причем положительные в первую очередь, далее незамкнутые, а сочленяющие структуры (седловины, перемычки) – в последнюю очередь. При группировке структур мелкого порядка в структуры более крупного порядка учитывались, помимо рельефа структурной поверхности, простираение структур и их морфологические особенности.

По сравнению с предыдущей версией (Рисунок 1.5) на обновлённой схеме (Рисунок 3.12) произошли следующие принципиальные изменения. Контуры тектонических элементов на схеме под редакцией В.С. Бочкарева составлялись на основе структурного плана ОГ Б, который уточнился по результатам структурных построений в ходе данных работ. Соответствующим образом уточнились и очертания элементов. Многие структуры добавились, а некоторые не подтвердились. У ряда элементов поменялся знак, некоторые положительные структуры существенно увеличились в размерах – в основном, за счет учета скоростных аномалий сейсмических данных при структурных построениях. Поменялся и порядок некоторых элементов. Все изменения отражены в таблице ниже (Таблица 3.2).

Более детально были отрисованы тектонические дизъюнктивные нарушения, учтены результаты 3D сейсмической съемки на Мало-Ямальском месторождении. В области 2D профилей к их трассировке привлекались данные 3D съемок в качестве эталона. Нарушения разделены по типу (сброс или взброс) и уверенности трассировки. Кроме тектонических нарушений на уровне ОГ Б, вынесены разломы со всех опорных ОГ разным цветом.

Так как основным объектом нефтегазопроисловых работ в регионе являются структурные залежи УВ мелового интервала, а форма поднятий по меловым горизонтам может существенно отличаться от формы поднятий по горизонту Б, то необходимо вынести на схему сводные контуры меловых замкнутых структурных объектов. Таким образом, на одной схеме можно проследить изменчивость или устойчивость структурного плана поднятий, а самое главное, отразить бескорневые структуры, не выделяющиеся по горизонту Б. К таким в пределах контура работ относятся Фирновое, Западно-Сеяхинское (юг), Верхнесеяхинское поднятия.

Глубокие поднятия, выположенные к уровню ОГ Б также были отражены на схеме в виде сводного контура структурных объектов по ОГ А-Т1. В пределах контура работ это Рифовое поднятие.

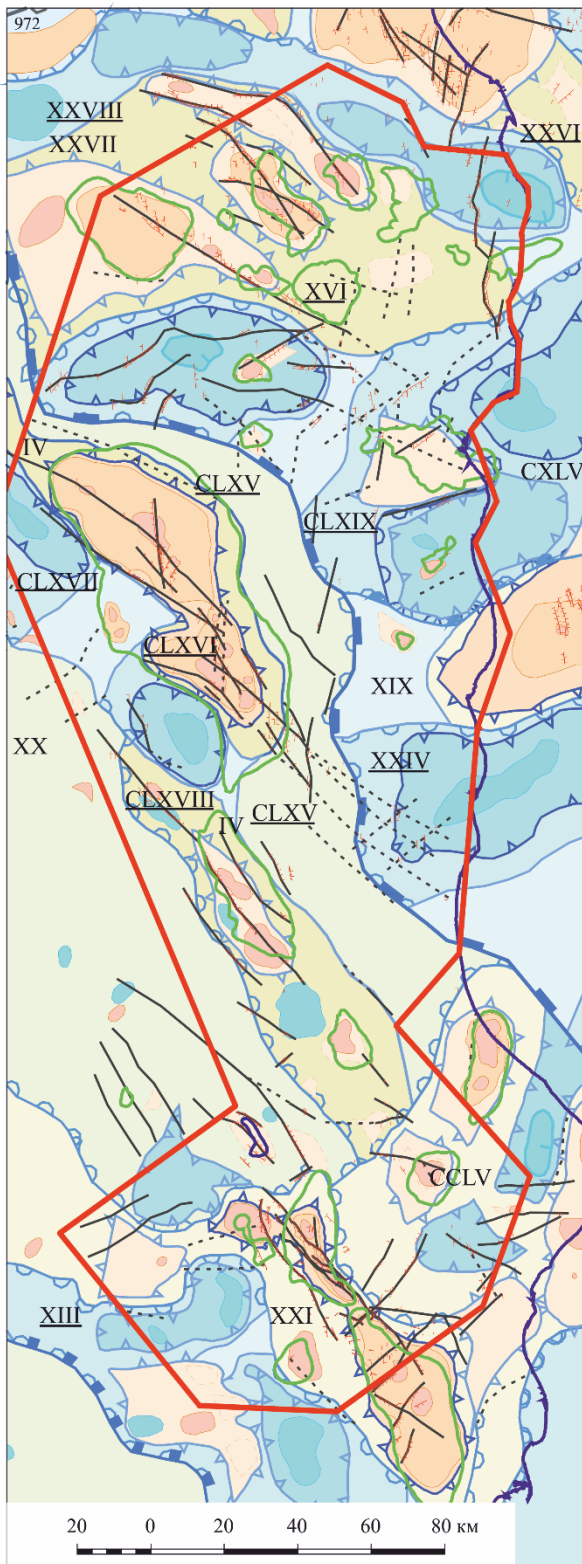
Как уже было отмечено ранее, крупнейшим тектоническим элементом Западно-Сибирской геосинеклизы является региональная структура Ямало-Тазовская мегасинеклиза, которая в свою очередь делится на Мессояхско-Антипаютинскую зону линейных структур, Ямало-Гыданскую мегаседловину и Южно-Ямальскую моноклизу. Далее выделяются структуры I порядка крупные – пояса мегавалов, мегапрогибов и т.д. и средние-малые: мегавалы, своды, выступы, моноклинали, мегапрогибы. Эти структуры в большинстве своем имеют площадь более 5000 км². Их составными частями являются структуры II порядка, обычно площадью от 300 до 5000 км²: валы, прогибы, мысы, котловины, седловины. Элементы I и II порядков представляют собой в большинстве своем незамкнутые структуры. Их осложняют структуры III и IV порядка, которые чаще всего являются замкнутыми: локальные поднятия, антиклинали, купола, депрессии, прогибания. Среди них выделяются крупные структуры III порядка – они либо имеют площадь более 300 км², либо имеют осложнения в виде более мелких структур IV порядка.

Замкнутые структуры, как основной объект нефтегазопроисковых работ, были выделены на схеме отдельным цветом. Самые крупные замкнутые положительные структуры в пределах контура работ – это Бованенковско-Арктический крупный вал, на котором в свою очередь выделяется замкнутый Арктический малый вал с Нейтинским и Арктическим поднятиями; и Южно-Ямальский вал, на котором расположены Мало-Ямальские 1, 2 и Новопортовское поднятия. Район работ захватывает самый западный край еще одной крупной замкнутой структуры региона – Геофизический сложный вал.

Из крупных замкнутых отрицательных структур можно выделить самую глубокую в пределах контура работ Западно-Арктическую малую котловину к югу от Арктического поднятия, а также самую крупную по площади структуру – Большетамботинский малый прогиб между Верхнетиутейским и Нейтинским поднятиями. На востоке района работ захватывается западный край крупнейшей замкнутой отрицательной структуры всего Ямало-Гыданского региона – Новолунной впадины, а также более мелкой Ябтыксалинской малой котловины.

Это структуры 2-го порядка согласно тектонической классификации. Остальные замкнутые поднятия – более мелкие, 3-го и 4-го порядков.

Итоговая тектоническая схема осадочного чехла представлена на рисунке ниже (Рисунок 3.12).



Условные обозначения

- Тектонические нарушения в осадочном чехле
- Глубинные разломы-линеаменты доюрского основания
- Предполагаемые глубинные разломы-линеаменты доюрского основания
- Контуры замкнутых поднятий в меловых горизонтах (сводные)
- Контуры глубоких замкнутых поднятий в юрских горизонтах, выполаживающихся к кровле юры

Контуры структур:

- региональных
- крупные I порядка (пояса: мегавалов, мегапрогибов, моноклиналей, мегаседловин)
- средних малых I порядка (сводов, мегавалов, впадин, магапрогибов и др.)
- Отрицательные незамкнутые
- Отрицательные замкнутые
- Положительные
- Моноклинали
- крупных II порядка (валов, прогибов, котловин, мезоседловин и др.)
- средних и малых II порядка (малых валов, малых прогибов, структурных мысов, седловин и др.)
- Отрицательные замкнутые
- Положительные замкнутые
- Отрицательные незамкнутые
- Положительные незамкнутые (стр. носы)
- Сочленяющие (седловины)
- средних и малых III порядка и IV порядка (локальных: поднятий, депрессий, структурных носов и др.)
- Положительные замкнутые III порядка
- Отрицательные
- Положительные замкнутые IV порядка
- Положительные незамкнутые (стр. носы)

Рисунок 3.12 – Обновленная тектоническая схема. Расшифровка номеров структур приведена в таблице ниже.

Таблица 3.2 – Тектонические элементы осадочного чехла.

Номер по каталогу, название структуры, 1990 г.			Основные изменения в обновленной схеме 2016 г. В случае переименования – новое название		
<i>Региональные</i>					
A	Западно-Сибирская геосинеклиза (плита)				
<i>Субрегиональные надпорядковые</i>					
B	Ямало-Тазовская мегасинеклиза				
B2	Мессояхско-Антипаютинская зона линейных структур		С запада и с севера границы поджимаются, исключаются район Хамбатецкого и Каменномысского поднятий, которые относятся к Южно-Ямальской моноклизе; Ябтыксалинская котловина относится к Ямало-Гыданской мегаседловине		
B3	Ямало-Гыданская мегаседловина		Расширяется в юго-западной части, включена Ябтыксалинская котловина		
B5	Южно-Ямальская моноклиза		Расширяется на восток, включен впервые выделяемый Каменномысский малый выступ		
<i>I порядка крупные</i>					
B26	Сеяхинско-Антипаютинский пояс впадин		Западная граница смещается на восток, за пределы рамки работ		
B36	Среднеямальская зона линейных структур		Надмессояхская зона линейных структур. Центральнаяямальский мегавал, Новолоунная впадина исключены.		
<i>I порядка средние и малые</i>					
B3	ССXXIX	Северо-Ямальский сложный мегавал			
	XXVII	Центральнаяямальский мегавал			
	CXLV	Северо-Сеяхинская впадина	Новолунная впадина. Смещена восточнее		
B36	XIX	Геофизический мегавал	Расширяется на юг, на востоке в него включатся Южно-Гыданское поднятие (вне рамки работ)		
B5	IV	Нурминский мегавал	Нурминско-Бованенковский мегавал. Существенно расширен, включает Бованенковско-Арктический крупный вал, Нурминскую террасу, Нерутаяхский крупный прогиб, Восточно-Юрибейскую малую моноклиаль		
	V	Нерутаяхинский мегапрогиб	Переведено в структуру II порядка – Нерутаяхинский крупный прогиб		
	XX	Юрибейская моноклиаль	Уменьшается в размерах в связи с выделением в ее восточной части отдельной Нурминской террасы и в южной части Каменномысского малого выступа		
	CCLV	Ранее не выделялось	Каменномысский малый выступ		
	XXI	Южно-Ямальский мегавал			
B26	XXXII	Антипаютинская впадина	Западная граница смещается на восток, за пределы рамки работ		
<i>II порядка крупные структуры</i>					
B3		CLXIX	CXLV Северо-Сеяхинская впадина (I порядка)	Северо-Сеяхинский крупный прогиб Переведено в структуру II порядка	
		CIX	Западно-Преображенский крупный прогиб		
		XXVI	Поруйский крупный вал		
	XXVII	XVI	Центральнаяямальский крупный вал	Увеличился в размерах, в северной части в него была включена впервые выделенная Вэнуйская терраса.	
		XXVIII	Тиутейский крупный прогиб	Поджался с юга	
B5	IV	CLXV	Ранее не выделялось	Восточно-Юрибейская малая моноклиаль	
		CLXVI	Нурминский мегавал (I порядка)	Бованенковско-Арктический крупный вал. Переведено в структуру II порядка в рамках Нурминско-Бованенковского мегавала. По сравнению с предыдущей рисовкой Нурминского мегавала поджимается с севера и расширяется в южной части	
		CLXVII	V Нерутаяхинский мегапрогиб (I порядка)	Нерутаяхинский крупный прогиб Переведено в структуру II порядка	
		CLXVIII	Ранее не выделялось	Нурминская терраса	
		XII	Яротинский крупный прогиб	Поджался с севера, за счет исключения Менгенотского поднятия	
B36		XXIV	Сеяхинская котловина		
B26		XV	Каменномысская мезоседловина	Уменьшилась	
<i>II порядка средние и малые</i>					
B3	XXVII	XVI	13	Восточно-Бованенковский стр. мыс	Восточно-Бованенковский малый вал. Увеличился в восточном направлении, охватывает структуру снежную
			12	Северо-Сеяхинский малый вал	Западно-Сеяхинский малый вал. Переименован для удобства, чтобы не путать с Сеяхинским стр. носом, находящимся южнее. Площадь сократилась и охватывает только Западно-Сеяхинское

Номер по каталогу, название структуры, 1990 г.				Основные изменения в обновленной схеме 2016 г. В случае переименования – новое название			
	XXVIII	1486	Ранее не выделялось	подняtie, исключается Северо-Сеяхинский стр. нос			
		938	Без названия малый прогиб	Вэнуйская терраса			
		940	Средневэнуйская малая котловина	Уменьшился			
		1118	Без названия седловина	Верхнесеяхинская седловина			
	CLXIX	16	Западно-Сеяхинский малый вал	Сеяхинский стр. нос Переименован для удобства, чтобы не путать с Западно-Сеяхинским валом, находящимся севернее			
		515	Большетамботинский малый прогиб				
	CXLV		950	Ниливэйский стр. мыс	Ниливойская седловина Смещается на северо-восток		
			1024	Без названия малая котловина			
			516	Беломысская малая котловина			
		XXVI	18	Пакседский малый вал	Сократился на юге		
B36	XIX	19	Геофизическое КП	Геофизический сложный вал. Расширяется на юг и объединяется в замкнутую структуру с Трехбугорным поднятием.			
			945	Восточно-Арктический стр. мыс	Восточно-Арктическая седловина		
		XXIV	539	Ябтыксалинская малая котловина			
B5	IV	CLXVI	15	Арктический малый вал	Увеличился в размерах за счет приращения площади с западной стороны		
			1258	Ясавэйский стр. мыс	Ясавейская седловина		
			514	Нерутояхский малый прогиб	Поджался с юга		
			1174	Западно-Арктическая малая котловина			
			1117	Без названия седловина	Инцитатская седловина		
	CLXVIII	46	Сабьяхинский малый вал				
		931	Нурминский стр. нос	Переведено в категорию структур III-IV порядка			
		538	Западно-Сабьяхинский малый прогиб	Переведено в категорию структур III-IV порядка			
	CCLV		1487	Ранее не выделялось	Нулмуяхинский стр. мыс		
			541	Восточно-Нурмояхинский малый прогиб			
			1193	Без названия малый прогиб			
			540	Нижненурмояхинский стр. мыс	Сместился южнее и стал более вытянутым		
			1194	Восточно-Новопортовский стр. мыс			
			934	Западно-Каменномысский малый вал	Западно-Каменномысский малый вал. Объединяются		
		1195	Каменномысский стр. мыс				
	XX		1259	Без названия стр. залив			
	XXI		1192	Малоямальский малый вал	Южно-Ямальский вал.		
			47	Новопортовское КП	Объединяет Малоямальский малый вал и Новопортовское КП. На месте западной части малого вала сейчас картируется Превосходный стр. нос		
			1488	Ранее не выделялось	Превосходный стр. нос		
		XII	48	Яротинский малый прогиб			
		XII	49	Западно-Новопортовская малая котловина			
		XII	1489	Ранее не выделялось	Троянская седловина		
		XII	935	Мантойский стр. мыс			
			III порядка (положительные)				
B3	XXVII	XVI	12	Западно-Сеяхинское (север)			
		CLXIX	515	Ранее не выделялось	Седский стр. нос		
B5	IV	CLXVI	15	Ранее не выделялось	Нейтинская крупная брахиантиклиналь		
			15	Арктическая крупная брахиантиклиналь	Увеличилась		
	IV	CLXVIII		931 Нурминский стр. нос (II порядка)	Нурминский стр. нос		
	CCLV		1487	Ранее не выделялось	Ростовцевский стр. нос		
	CCLV		540	Ранее не выделялось	Хамбатейское		
	CCLV			Ранее не выделялось	Юрсedayский стр. нос		
XXI		1192	Малоямальский крупный купол	Малоямальская крупная антиклиналь. Теперь объединяет только Малоямальское II и Ямальское поднятия, Малоямальское I отделяется от них			
B36	XIX		945	Ранее не выделялось	Среднесеяхинский стр. нос		
				IV порядка (положительные)			
B3	XXVII	XVI	1486		Ранее не выделялось	Хитрое	
						Ранее не выделялось	Хищный стр. нос
			12	Западно-Сеяхинское (север)		Ранее не выделялось	Западно-Сеяхинское 1
						Ранее не выделялось	Западно-Сеяхинское 2
			13				Снежное
					Ранее не выделялось	Новотиутейское	
			1486		Ранее не выделялось	Верхнетиутейское	Расширилось
			12		Ранее не выделялось	Вэнуйская	
					Северо-Сеяхинское	Северо-Сеяхинский стр. нос	
					Ранее не выделялось	Западно-Сеяхинское (юг) бескорневое	

Номер по каталогу, название структуры, 1990 г.					Основные изменения в обновленной схеме 2016 г. В случае переименования – новое название				
		CLXIX	515	Седский стр. нос	Ранее не выделялось	Седское			
			950		Хобское	Хобский стр. нос			
	CXLV		1024		Без названия локальный стр. нос	Новосеяхинское			
					Северо-Снежное	Не выделяется			
					Ниливойское	Не выделяется			
					Южно-Ниливойское	Не выделяется			
					Восточно-Ниливойское	Не выделяется			
					Восточно-Сеяхинское	Не выделяется			
					Сеяхинское	Не выделяется			
					Нерстинское	Не выделяется			
B5	IV	CLXVI	15	Арктическая крупная брахиантиклиналь	Арктическое I				
					Арктическое II				
					Арктическое III				
					Ранее не выделялось	Арктическое IV			
					Ранее не выделялось	Арктическое V			
		CLXVII	1258			Западно-Ясавэйское	Ясавейское		
						Ясавейское	Объединяются		
		CLXVIII	46			Западно-Арктическое			
						Среднеямальское 1	Стало крупнее		
						Среднеямальское 2	Стало крупнее		
						Нурминский стр. нос	Нурминское 1		
						Нурминское 2	Нурминский 2 стр. нос		
		CCLV		1487	Ростовцевский стр. нос	Нулмуяхинский стр. нос	Ростовцевское поднятие		
						540	Хамбате́йское	Северо-Хамбате́йское	
								Без названия	Южно-Хамбате́йское
934						Юрседа́йский стр. нос	Ранее не выделялось	Юрседа́йское	
							Сорюнто́йский локальный стр. мыс	Сорюнто́йское	
		Западно-Мыскаменное	Выросло в размерах, сместилось восточнее						
XX				Мыскаменное	Выросло в размерах				
				Ранее не выделялось	Рифовая терраса				
XXI				Ранее не выделялось	Любопы́тный стр. нос				
				1192	Малояма́льская крупная антиклиналь	Восходное	Существенно уменьшилось в размерах		
						Малояма́льское I			
						Малояма́льское II			
				935			Яма́льское 1	Яма́льское	
Яма́льское 2									
XII		935		Новопорто́вская крупная антиклиналь	Увеличилась в размерах				
				Менгено́тское					
				3552 Без названия локальный стр. мыс					
				Западно-Яро́тинский локальный стр. мыс					
				Сарадо́йский локальный стр. мыс					
				Юраха́тское	Не выделяется				
				Южно-Се́яхинское	Не выделяется				
				Восто́чно-Аркти́ческий локальный стр. нос	Не выделяется				
B36	XIX		945	Среднесе́яхинский стр. нос	Ранее не выделялось	Среднесе́яхинское			
					Без названия 1858, 2973, 1859, 3830, 3828, 3829	Не выделяются			

Условные обозначения к табл. 3.1 Тектонические элементы осадочного чехла:

	- положительные замкнутые
	- положительные незамкнутые
	- сочленяющие (седловины), моноклинали, зоны, объединяющие положительные и отрицательные структуры
	- отрицательные незамкнутые
	- отрицательные замкнутые

3.3.3 Модель тектонического развития осадочного чехла

Методика анализа тектонического развития.

Тектоника подразделяется на статическую (морфологическую) и историческую (ретроспективную). Первая описывает состояние структур в настоящий момент, а вторая – то, как они развивались [Косыгин, 1979]. В рамках данной работы упор делается на создание исторической тектонической модели, то есть модели тектонического развития территории. В ней описывается последовательность формирования тектонических структур и разломов, а далее они классифицируются по генетическим типам (механизмам формирования).

Важным этапом работ является определение временных интервалов и механизмов образования замкнутых антиклинальных поднятий и формирования разломов, так как от соотношения времени образования ловушки и генерации-миграции УВ зависят тип и объем УВ, аккумулировавшихся в ловушках.

Время активности разломов, образования структур, тип и направление тектонических движений – историю тектонического развития территории – можно определить по результатам палеогеоморфологического анализа. Он представляет собой исследование толщин сейсмокомплексов по картам и разрезам, выделение характерных сейсмофаций подошвенного налегания, кровельного прилегания, выклинивания и т.д. Так, к примеру, увеличение мощности отложений по направлению к сбросу свидетельствует о тектоническом растяжении в данный период геологического времени, резкое уменьшение толщин на своде антиклинали соответствует фазе роста структуры [Allen, 2005].

Для анализа тектонического развития использовались временные и структурные поверхности по наиболее уверенно прослеживаемым отражающим горизонтам, отождествляемым с реперными глинистыми пачками – изохронными геологическими границами. Объектами исследования были хорошо выраженные структуры и разломы осадочного чехла, описанные в предыдущей главе, и линеаменты доюрского основания.

Необходимым условием анализа по данной методике является предположение, что выбранная граница на момент начала формирования вышележащей толщи залегала субгоризонтально. Мелкие структуры, сопоставимые с погрешностью построений и противоречащие концепции развития не рассматривались. Отбраковывались незначительные изменения толщин, резкие изменения на стыке 2D и 3D профилей, «зеркальные» изменения толщин, связанные с вероятными ошибками корреляции, возможные скоростные аномалии.

Следует отметить, что вышеуказанным критериям полностью соответствуют только ОГ Т4 (кроме юга территории), Б, Г. Поэтому выводы по более мелким интервалам можно делать лишь с достаточной степенью условности.

Интенсивность тектонических движений для отдельной структуры легче всего анализировать на сейсмических разрезах (а не на картах) – по наибольшему изменению толщин соответствующего сейсмокомплекса.

Последний (самый стратиграфически молодой) интервал, где наблюдается смещение по разлому определяет последний период активности сброса. Сбросы имеют разное проникновение по разрезу. На рассматриваемой территории некоторые затухают уже к уровню ОГ Т4, некоторые – к ОГ Б, и т.д. Таким образом, можно сделать вывод о нескольких этапах активности разломов: до накопления горизонта Т4, сразу после накопления Т4, между накоплением горизонтов Т и Б и т.д. Сопоставив эти сейсмические интервалы со стратиграфическими, получим примерные времена активности разломов в последний период их активности: поздний плинсбах, поздний тоар, поздняя юра и т.д. Периоды активности взбросов определить сложнее. Они могут быть активны и после накопления интервала со смещением, в ходе пликративного складкообразования. Здесь надо ориентироваться на время образования складки, то есть, на интервал с уменьшением толщин над антиклиналью.

По сбросам также возникает вопрос – были ли разломы, секущие несколько горизонтов, активны только после накопления верхнего горизонта, сместив все нижележащие горизонты за одно движение по разлому, или последовательно смещали горизонты за несколько этапов активности? Ответить на этот вопрос можно, проведя анализ изменения амплитуд смещений горизонтов по разломам. Проиллюстрируем его результаты на примере относительно крупных разломов региона.

На рисунках ниже приведены палеореконструкции с учетом смещения по разломам на разрезе через Верхнетиутейское поднятие (Рисунок 3.13).

Интервал Т4-А. Выраженных смещений по разломам не наблюдается, кроме двух небольших сбросовых (1, 2). Длина смещения показана белой линией, амплитуда была минимальна (2).

Интервал Б-Т4. Активен взброс (1) и сбросы (2). Причем видно, как амплитуда смещения по сбросу нижнего горизонта А больше, чем верхнего Т4, что закономерно – к смещению на предыдущем периоде активности (3) прирастилось смещение на текущем этапе (2). А по взбросу амплитуда смещения одинакова, что говорит о его образовании лишь на данном этапе, на предыдущем – его не было.

Интервал Нарк-Б. В основном, активны сбросы (1). Аналогично предыдущему этапу, мы видим последовательное увеличение амплитуды смещения сброса вниз по разрезу.

Интервал Мтп0-Нарк и Г-Мтп0. Новых смещений горизонтов или увеличения старых смещений не наблюдается, что говорит об отсутствии движений по разломам.

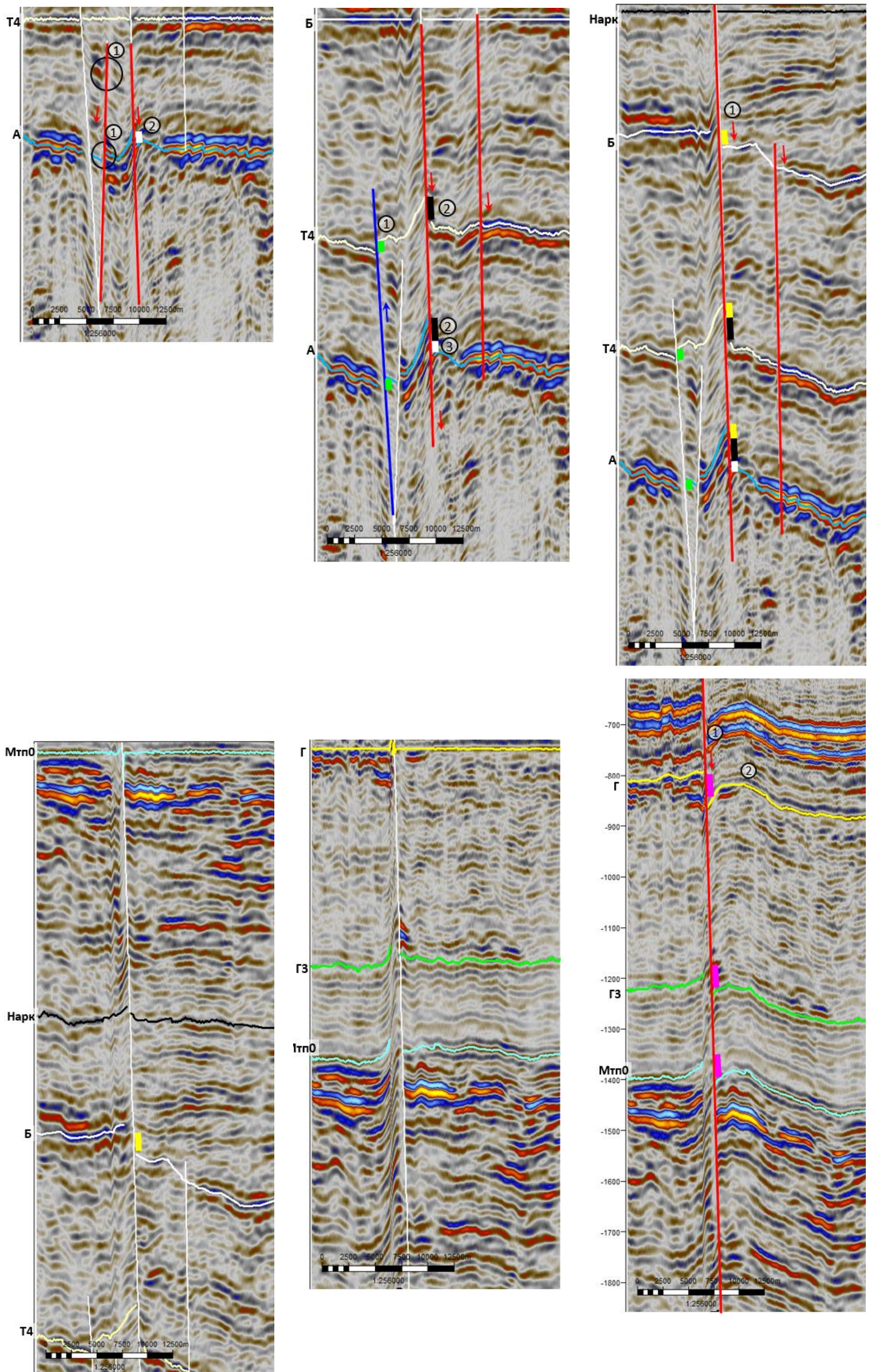


Рисунок 3.13 – Палеореконструкции сейсмического разреза через Верхнетютейское поднятие.

Современный разрез. Образуется новое смещение по сбросу (1) всех горизонтов. Смещение имеет примерно равную амплитуду для ранее не дислоцированных горизонтов Г, ГЗ и Мтп0, что говорит о его одномоментном образовании после накопления сеномана. Сопряженная с разломом антиклинальная складка (2) также образовалась после сеномана и свидетельствует о сжатии.

Постепенное увеличение амплитуды смещения горизонтов по разлому сверху вниз свидетельствует о последовательном, ступенчатом характере его образования, начиная от самого древнего периода тектонической активности до самого молодого. Если амплитуда смещения по горизонтам не изменяется, то это говорит об одномоментном образовании разлома после накопления всех горизонтов. Таким образом, даже без палеореконокструкций можно судить о периодах активности разломов, анализируя лишь современный разрез. Однако, при таком подходе зачастую сложно определить амплитуды смещений, и его можно использовать лишь как экспресс-метод.

Разрез через Верхнетиутейское поднятие иллюстрирует сложность определения интервалов – зачастую смещения малоамплитудны и не превышают 1-2 сейсмических фаз, а также комплексное строение разломных зон – левая на профиле разломная зона состоит из взброса и сброса, а сопряженная с разломом антиклиналь свидетельствует о сжатии в присбросовой зоне. Такое совмещение сбросовой (растяжение) и взбросовой (сжатие) компоненты характерны для сдвиговых зон. Сбросовое смещение больше, поэтому интерпретируется как сбросо-сдвиг (а не взбросо-сдвиг).

Другой пример иллюстрирует определение периодов активности взбросов на Новопортовском поднятии (Рисунок 3.14). На палеоразрезах видно, что в ходе накопления толщи А-Т4, Б-Т4 по левому и правому взбросу не было смещений. В его районе нет изменений толщин, что говорит об отсутствии этого взброса в ходе формирования всей юры. Над центральным же взбросом в этот период наблюдается сокращение толщин (2). Это говорит о его активности, которое привело к формированию антиклинали в палеорельефе. В период Нарк-Б мы видим уменьшение толщин над всеми взбросами (2), что говорит об их активности. Таким образом, левый и правый взброс были активны, сопряженные с ними структуры начали формироваться только в неокоме, а центральный взброс и структура – начиная уже с юры. Далее на этапах Мтп0-Нарк, ГЗ-Мтп0, Г-ГЗ не происходит каких-либо значительных изменений мощности, тектоническая активность отсутствует. В современном разрезе наблюдается формирование амплитудных мощных антиклиналей (2), что свидетельствует об этапе сжатия после накопления сеномана в данном конкретном районе. В ходе сжатия, очевидно, разломы, преимущественно взбросы, также подверглись реактивации.

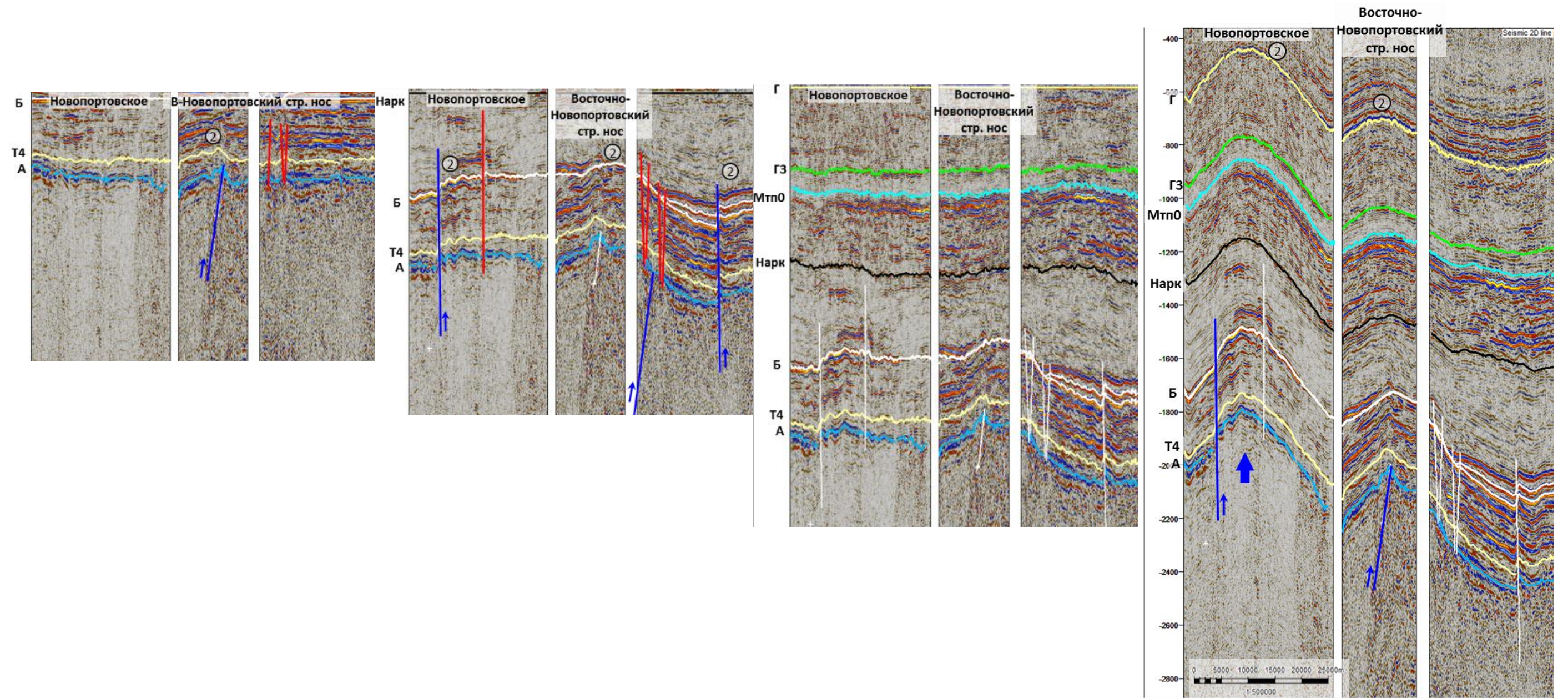


Рисунок 3.14 – Палеорекострукции сейсмического разреза через Новопортовское поднятие

Важно заметить, что тектонические нарушения необходимо анализировать только выраженные, с заметным, согласованным смещением фаз в широком временном интервале, выстроенные в систему по площади, обоснованные теоретически и на физических моделях.

Вышеперечисленные методы позволяют установить время формирования структурных элементов. За счет каких сил и механизмов эти элементы формировались – помогают определить геодинамические палеорекострукции. Они заключаются в определении направленности векторов тектонических напряжений (стрессов) по преимущественному простиранию активных на каждом этапе развития структурных и тектонических элементов. Так, вектор максимального горизонтального напряжения (сжатия) направлен вкост простирания формирующихся антиклиналей, взбросов, надвигов и вдоль простирания сбросов и трещин растяжения. Вектор минимального горизонтального напряжения (растяжения) перпендикулярен сжатию.

Палеогеоморфологический и геодинамический анализ.

Результаты анализа по восточной части Ямала представлены на картах толщин между опорными отражающими горизонтами (Рисунок 3.15-Рисунок 3.22). На карты толщин короткими мелкими линиями отмечены активные в данный период времени разломы осадочного чехла; длинными тонкими линиями – глубинные линеаменты; длинными жирными линиями – активные на данном этапе развития глубинные линеаменты. Цветом показан тип разлома. Нанесены контуры положительных структур по современному плану ОГ Б. Надо отметить, что вынесенные на схемах активные глубинные линеаменты могли и не проявиться в осадочном чехле в виде дизъюнктивных нарушений, а могли проявиться только в виде пликативных дислокаций или горизонтальных сдвигов.

В ходе работы был использован опыт подобных исследований автора по соседним территориям, где есть сейсмические съемки 3Д. В частности, результаты анализа тектонического развития Геофизической площади кратко изложены в одной из публикаций [Куркин, 2014].

Далее в тексте для каждого этапа развития в скобках приведены ссылки на пронумерованные структурные элементы на соответствующих схемах.

От начала платформенного этапа до позднего тоара. ОГ А-Т4 (Рисунок 3.15).

На начальном этапе формирования осадочного чехла палеорельеф территории работ представлял собой моноклираль с наклоном на ENE. Наиболее возвышенной была юго-западная часть. Территория к западу от основного Мало-Ямальского линеамента (24) в течение почти всей ранней юры находилась выше уровня моря, подвергалась денудации и служила

источником осадков, которые сносились в NE направлении депоцентра, располагающегося в районе современной Новолунной впадины (9).

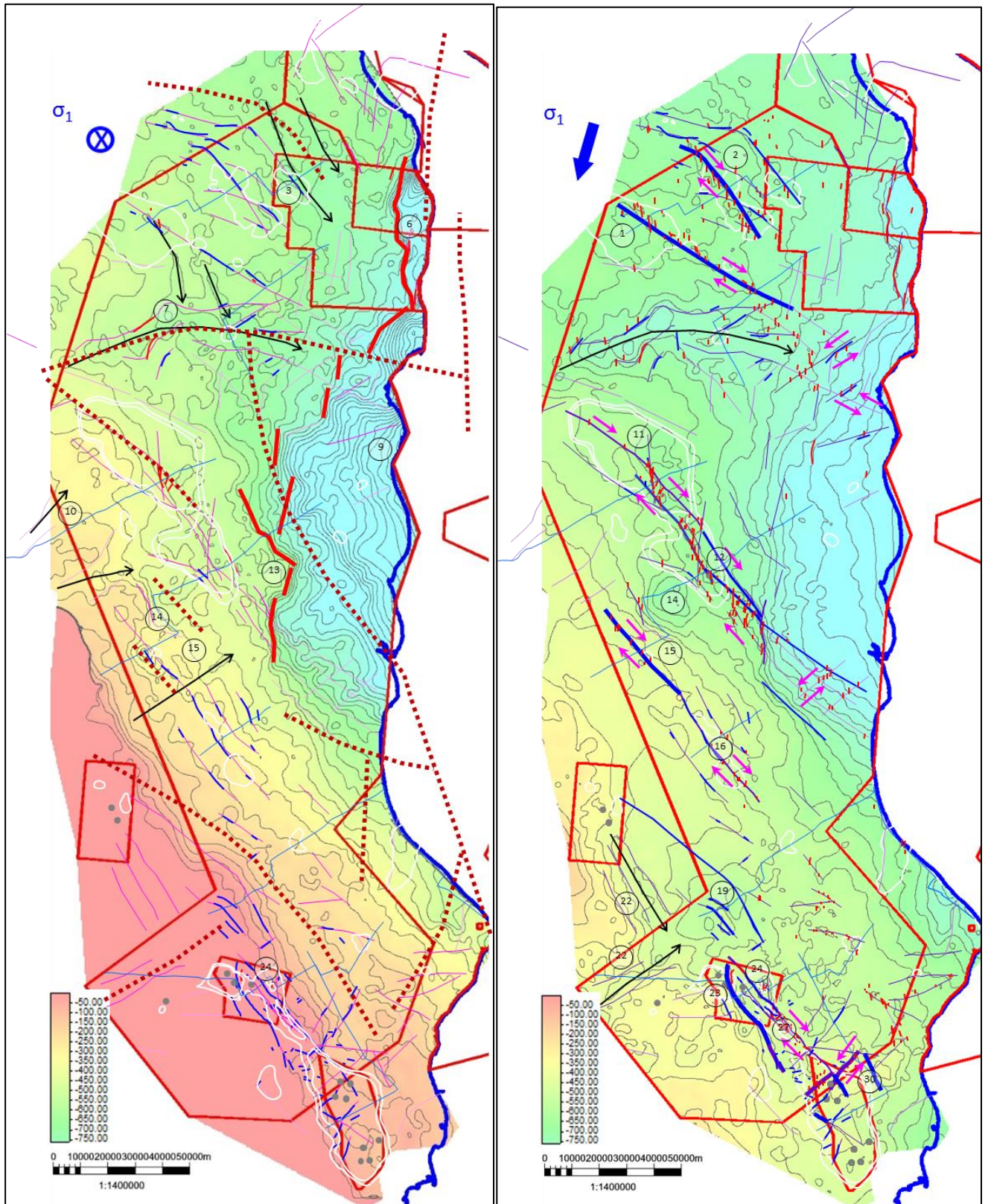


Рисунок 3.15 – Схема тектонического развития интервала А-Т4.

Рисунок 3.16 – Схема тектонического развития интервала Т4-Т.

Осадки сносились по многочисленным эрозионным долинам и каналам, наиболее выраженные из которых располагались к западу от Арктической площади (10, 15), в районе Большетамботинского прогиба (7) и севернее их (3). Как правило, такие эрозионные долины контролируются разломами-линеаментами, и действительно – субширотная долина в районе Большетамботинского прогиба идет четко вдоль предполагаемой рифтовой впадины. Данный прогиб, если не принимать во внимание Новолунную впадину, является наиболее рельефным отрицательным структурным элементом, и по всей видимости служил основным водосборным элементом – в палеорельефе видны «впадающие» в него менее крупные водотоки. По сути, большая часть территории работ – по дуге от Южно-Тамбейского на севере до Новопортовского на юге – имеет следы эрозии. Ее видно по изрезанности изопахит, особенно по материалам съемок 3D Южно-Тамбейской и Мало-Ямальской площади.

Другим проявлением древнего рифта является система субмеридиональных сбросов в районе Верхнесеяхинской (6) и Восточно-Арктической (13) площади. Верхнесеяхинские сбросы являются самым высокоамплитудным разрывным тектоническим нарушением на территории работ и, вероятно, являются либо непосредственно западной границей пермо-триасового грабен-рифта, либо отголосками более древнего грабен-рифта. То же самое можно сказать и про менее амплитудные Восточно-Арктические сбросы. Более однозначно можно говорить о том, что эта система сбросов контролировала распространение триасовых отложений и является их западной границей [Бочкарев, 2004].

Остальные предполагаемые древние рифтовые впадины никак не проявляли себя в палеорельефе этого этапа развития. Вообще представляется интересным тот факт, что многие рельефные на следующих этапах отрицательные элементы на данном этапе слабо выражены, например, Западно-Арктическая котловина (14). Это говорит о прерывистом, цикличном характере тектонических движений.

Что касается положительных структурных элементов, то крупных замкнутых поднятий на тот момент не существовало. На фоне моноклинали выделяется лишь одно замкнутое Западно-Арктическое поднятие (15), которое, по-видимому, являлось древним унаследованным выступом – следом древней складчатости NW простирания. Ни одного похожего на современные поднятия положительного элемента не существовало.

Все это наводит на мысль об отсутствии интенсивных тектонических подвижек на этом этапе, постепенном погружении депоцентра к востоку от территории работ и заполнении его осадками, сносимых с юго-запада и северо-востока по эрозионным долинам и каналам. Вектор максимального тектонического напряжения направлен вертикально вниз. Единственным активным тектоническим элементом является субмеридионально ориентированная система

протяженных сбросов, из чего можно сделать вывод о субширотной направленности максимального горизонтального напряжения.

Поздний тоар – средняя юра. ОГ Т4-Т (Рисунок 3.16).

Палеорельеф продолжал представлять собой моноклинал с наклоном на ENE. Формы рельефа стали более контрастны. Произошло это по причине тектонической активности и движений вдоль глубинных линеаментов преимущественно субмеридионального и NW простирания. По результатам детального анализа съемки 3D на Салмановском участке на Гыданском п-ве на данном этапе произошли как минимум два импульса тектонической активности: в позднем тоаре - аалене и в позднем бате - титоне. На первом подэтапе активизировались линеаменты NW и NNW простираний, на втором – линеаменты NNE простираний. Это связано с некоторым вращением вектора максимального горизонтального напряжения (направления сжатия) против часовой стрелки с NE на NW. Но больший вклад внес первый подэтап.

Для этого и всех последующих этапов характерны взбросовые движения по глубинным линеаментам и одновременно с ними образование сопряженных систем кулис-сбросов, что хорошо видно на разрезе через Верхнетиутейское поднятие (Рисунок 3.13). Это позволяет интерпретировать данные линеаменты как сдвиги. Таким образом, сбросы и взбросы могли формироваться в единой геодинамической обстановке сжатия.

На данном этапе превалировали движения вдоль протяженных глубинных взбросо-сдвигов NW направления: Верхнетиутейские, Арктические-Нейтинские, Среднеямальские и Мало-Ямальские линеаменты. На севере за счет этого сформировались вытянутые приподнятые участки в районе современных Западно-Сеяхинского (2) и восточной части Верхнетиутейского поднятий (1) (Рисунок 3.13).

Амплитуда латерального смещения при транспрессии вдоль таких малоамплитудных взбросов может составлять сотни метров на уровне кровли доюрского основания (аналогичный взброс был изучен по данным съемки 3D на Салмановском участке, смещение составило около 300 м).

Из двух крупнейших структур территории работ (Нейтинское и Арктическое) на фоне Восточно-Юрибейской моноклинали раньше зародилось Арктическое – здесь формируется незамкнутый вал NW простирания (12), отделяющий Западно-Арктическую (14) котловину от восточного склона моноклинали, вероятнее всего за счет действия взброса NW направления. Район современного Нейтинского поднятия, возможно, так же (11) испытал некоторое воздымание, но оно не привело к формированию сколь либо значимых положительных структурных элементов.

Южнее сдвиговые движения происходили вдоль более меридионально ориентированных NNW линеаментов. Ими обусловлен рост Западно-Арктического поднятия (15), которое сформировалось самым первым среди всех структур Нурминской террасы. Похоже, амплитуда взбросовых движений нарастала постепенно вдоль глубинных разломов с севера на юг, поскольку Среднеямальское поднятие (16) еще не зародилось, а на его месте сформировалась лишь кулисообразная система сбросов.

Южнее в палеорельефе проявляется достаточно контрастное Рифовое поднятие (19), как и Западно-Арктическое, являющееся древним унаследованным выступом – следом древней складчатости NW простирания.

На юге территории, на Новопортовской площади первыми стали активны относительные малоамплитудные взбросо-сдвиги NNW направления, которые сформировали серию мелких вытянутых поднятий, а в поздней юре активизировались более амплитудные взбросы (Рисунок 3.14) ENE простирания, которые образовали достаточно крупную Восточно-Новопортовскую структуру (30). Формирование Новопортовской структуры началось именно с северо-восточной ее части.

Самая юго-западная часть района работ, по-прежнему остающаяся наиболее возвышенной относительно остальной территории, погружается ниже уровня моря и здесь начинают откладываться осадки. Здесь хорошо выделяются две линейные зоны увеличения толщин, связанные с предполагаемыми палеодолинами (22). Южная из них, опять же, идет вдоль предполагаемого Юрибейского древнего рифта. Вероятнее всего, по этой палеодолине с приподнятой и эродируемой зоны в западной части Южно-Ямальской моноклизы сносился осадочный материал по направлению падения моноклинали на северо-восток, в сторону современного Рифового и Нурминского поднятий (16), где располагался локальный депоцентр. Следует отметить, что в этот депоцентр сохранился и в ходе следующего этапа – во время формирования берриас-готеривской глинистой толщи (см. следующий раздел 3.3.5).

В самом конце этапа на Южно-Ямальском валу зарождаются поднятия в районе современных Мало-Ямальского 1 и 2. В результате транспрессии вдоль правостороннего NW сдвига росли ориентированные вдоль линеамента Ямальское (27) и восточная часть Мало-Ямальского 2 поднятия (24), а Мало-Ямальское 1 (23) имело ENE ориентировку и зародилось по-видимому несколько иначе – в результате взбросовой активности ENE линеамента, либо в результате встречных сдвиговых движений. Различие в механизмах образования поднятий подтверждается разной ориентировкой сбросов-кулис, осложняющих структуры: на Мало-Ямальском 2 и Ямальском они субмеридиональные, а на Мало-Ямальском 1 – NNW простирания.

Таким образом, на этом этапе были активны глубинные линеаменты преимущественно NW-NNW простирания, вдоль которых происходили правосторонние сдвиги, транспрессия, формирование поднятий и сопряженных кулисообразных систем субмеридиональных сбросов. Вектор максимального напряжения был сначала направлен на NNE, а в самом конце этапа развернулся на NNW.

Поздняя юра - готерив. ОГ Т-Нарк (Рисунок 3.17).

Карта мощностей Т-Нарк отражает совокупность и тектонических движений, и седиментационных процессов, происходивших в течение неокома. Данный этап характеризуется некомпенсированным осадконакоплением и формированием клиноформ, детали образования которых описаны в следующем разделе 3.3.5. Карта мощности всего интервала в первом приближении отражает рельеф дна неокомского палеобассейна – моноклинал, наклоненная на ESE.

Относительно предыдущего этапа наиболее глубокая часть - депоцентр смещается немного южнее, в район современной Сеяхинской котловины (17). Перепады палеорельефа в целом по всей территории несколько нивелируются, но при этом отдельные элементы локализуются более отчетливо.

Наиболее рельефными поднятиями становятся Нейтинское (11) и Верхнетиутейское (1). Особенно активный рост испытывает Нейтинское поднятие. Арктическая структура же, несмотря на то, что зародилась раньше, на этом этапе незамкнута и, по сути, представляет собой южное окончание, структурный нос Нейтинского поднятия (12). Это видно и из литологического состава неокомских отложений – на Нейтинской площади по скважинным данным интервал заглинизирован, а на Арктической – вскрыты песчаные пласты. То есть, Нейтинское поднятие, в отличие от Арктического, к началу формирования клиноформных отложений было уже выражено в палеорельефе, что не позволило песчаному материалу отложиться на его своде.

Обилие кулисообразных сбросов указывает на то, что на этом этапе продолжились правосдвиговые движения вдоль протяженных глубинных линеаментов NW простирания. Однако, в формах палеорельефа угадывается более субширотная относительно предыдущего этапа направленность структурных элементов. Так, на концах NW линеаментов формировались субширотные или более изометричные поднятия: Верхнетиутейское (1), Новопортовское (север) (30), Мало-Ямальское 1 (23). Это указывает на правосторонний сдвиг – поднятия образовывались на окончаниях сдвига, испытывающих сжатие.

Вдоль линеаментов продолжились также и восходящие взбросовые движения, но на данном этапе не многие из них привели к дизъюнктивным разрывам слоистости – большая

часть испытывала пликативный рост. Лишь на юге территории, где мощность юрских отложений меньше, можно наблюдать разрывы осей синфазности вдоль взбросов.

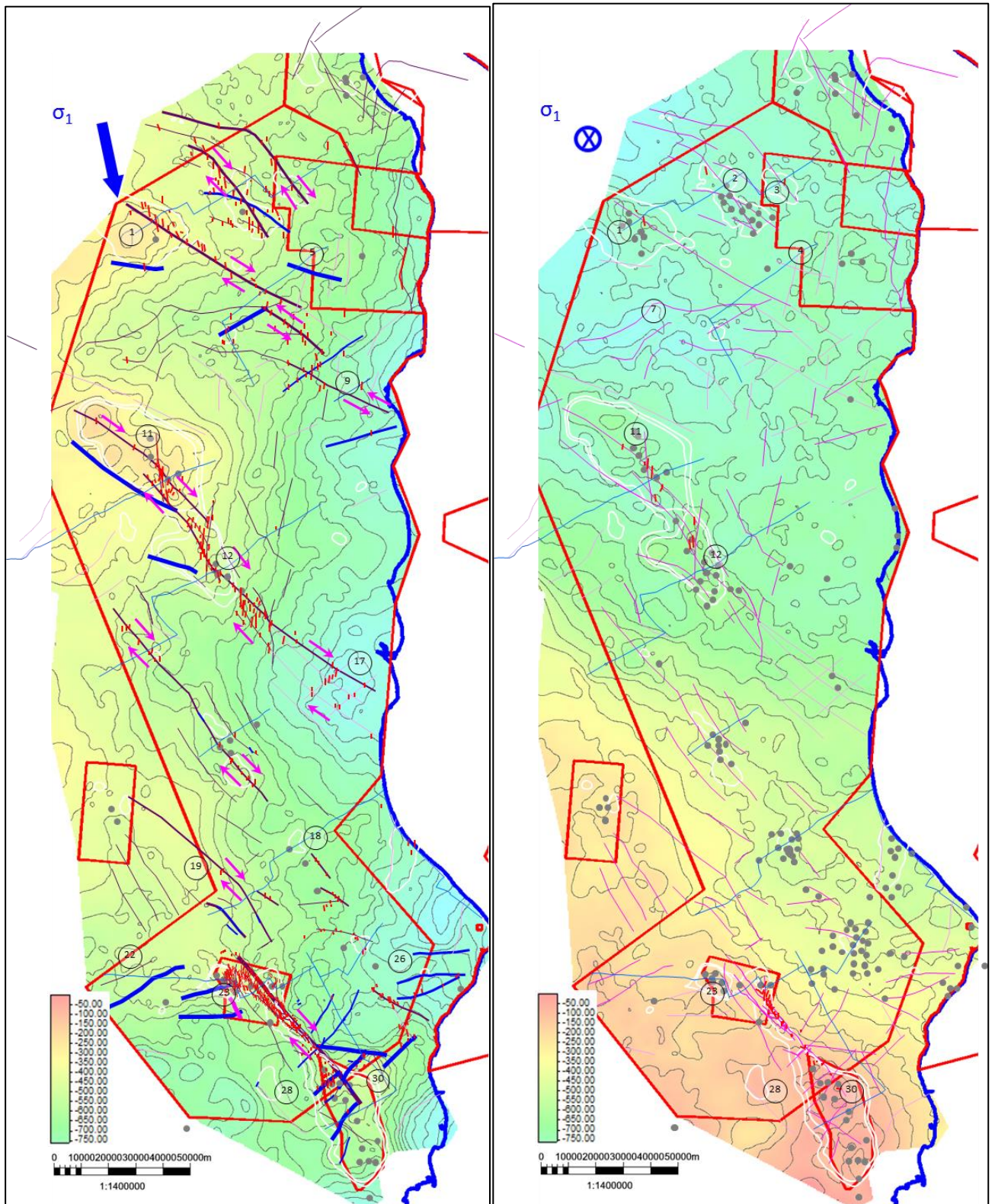


Рисунок 3.17 – Схема тектонического развития интервала Т-Нарк.
 Рисунок 3.18 – Схема тектонического развития интервала Нарк-Мтп0.

На северо-востоке территории происходило формирование субширотных Северо-Сеяхинского структурного носа (5) и перегибов в районе Южно-Тамбейской, Сеяхинской (9), Западно-Геофизической площади.

Восточнее Усть-Юрибейской площади становится выражен Усть-Юрибейский вал NW простирания (19), вероятно, за счет активности Новомалоямальских линеаментов.

В районе Нурминского поднятия в палеорельефе фиксируется субширотный структурный нос (18), простирающийся далеко (относительно современного свода) на восток. Его формирование может быть связано как с накоплением клина восточного падения (см. главу 4.1) и перекомпенсацией рельефа, так и с тектоническим воздыманием на южном окончании Среднеямальского линеамента, испытывающего сжатие в результате правостороннего сдвига.

Южнее активизировались Юрседайские линеаменты и зародился субширотный вал в районе одноименного поднятия (26), простирающийся южнее современного Ростовцевского до свода Каменомысского поднятия.

Юрибейский грабен ENE простирания, похоже, инвертировался – на его месте в палеорельефе наблюдается приподнятый участок-вал (22).

На Южно-Ямальском валу продолжают правосдвиговые движения вдоль линеаментов и формирование поднятий субширотного ENE простирания (Мало-Ямальское 1 (23), северная часть Новопортовского (30)). Погружается юго-западная часть района исследования (Яротинский прогиб), в результате чего обособляется вал в районе современного Менгенотского поднятия (28).

Вероятно, субширотное простирание структурных элементов связано с отголосками глобальных тектонических событий на рубеже юры и мела – в это же время юго-восточнее территории исследования формировалась Мессояхская гряда преимущественно субширотного простирания, продолжающаяся в Енисей-Хатангском бассейне серией валов ENE-NE простирания. Возможно, здесь мы видим следы позднекиммерийской складчатости с вектором сжатия на NNW.

Таким образом, на этом этапе продолжилась активность глубинных линеаментов NW-NNW простирания, вдоль которых происходили правосторонние сдвиги, транспрессия, формирование поднятий теперь уже более субширотного простирания и образование сопряженных кулисообразных систем субмеридиональных сбросов. К числу активных линеаментов добавились испытывающие сжатие и рост глубинные разломы NE и ENE простирания. Вектор максимального напряжения был направлен на NNW.

Баррем - апт. ОГ Нарк-Мтп0 (Рисунок 3.18).

В целом палеорельеф можно охарактеризовать как моноклираль с наклоном на NNE. На севере палеорельеф приподнят лишь локально на современном Центральном Ямальском вале (4). Южная часть территории была резко приподнята относительно северной (28), вероятно, за счет седиментационных процессов – сноса осадков с Щучинского выступа, и/или глобального относительного воздымания Южно-Ямальского вала. Это, в частности, обусловило подъем южной части Арктической площади, за счет чего оно оказалось впервые, хотя и очень слабо, выражено в виде замкнутого поднятия (12). По результатам скважинной корреляции (см. главу 2.2) можно выделить два импульса подъема южной части и опускания северной: в ходе или непосредственно до накопления пластов ТП26-23 и ТП15-12.

Депозит осадконакопления смещается северо-западнее, в сторону района Большетамботинского прогиба (7).

Большинство поднятий и линеаментов не заметны в палеорельефе. Верхнетитуейское (1), Западно-Сеяхинское (север) (2), Вэнуйское (3), Нейтинское (11), Мало-Ямальское 1 (23), Новопортовское (30) поднятия остаются выражены, по всей видимости, за счет процессов облекания и пост-седиментационного неравномерного уплотнения.

Все это указывает на то, что по сравнению с предыдущими этапами тектоническая активность затухает, вектор максимального напряжения направлен вертикально вниз.

Ранний альб. ОГ Мтп0-Г3 (Рисунок 3.19).

Моноклираль в палеорельефе остается, ее наклон немного меняется в сторону востока, на NE. Депозит также смещается восточнее, в сторону Новолунного прогиба (9).

Тектоническая активность продолжает отсутствовать, вектор максимального напряжения направлен вертикально вниз.

Поздний альб - сеноман. ОГ Г3-Г (Рисунок 3.20).

Общий моноклиральный облик палеорельефа сохраняется, депозит находится вновь в районе Большетамботинского (7) и Западно-Арктического (14) прогибов, и снова на севере район Центральном Ямальском вала оказывается приподнят (4).

После паузы на предыдущих этапах тектоническая активность возобновляется, опять формируются сбросы-кулисы, уже не столь многочисленные, и структуры вдоль линеаментов, что указывает на правосторонний сдвиг вдоль них.

На севере происходит активное воздымание структур Центральном Ямальском вала, причем в южной части формируется приподнятый участок в районе современной

Верхнесеяхинской структуры (6). Впервые испытывает рост Седское поднятие, приуроченное к линеamentу ENE простираения (8).

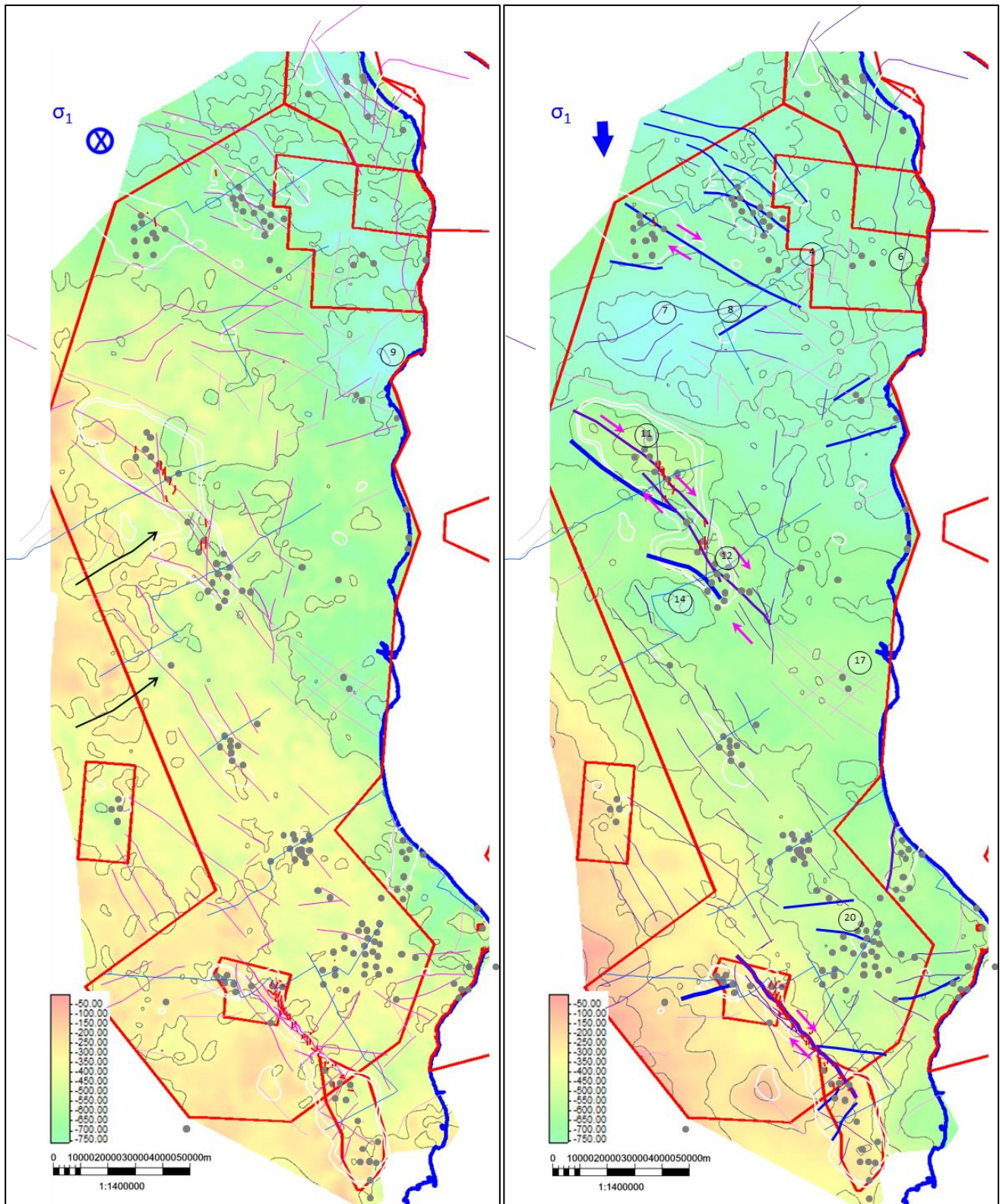


Рисунок 3.19 – Схема тектонического развития интервала Мтп0-Г3.

Рисунок 3.20 – Схема тектонического развития интервала Г3-Г.

Наиболее контрастными в палеорельефе являются Нейтинское (11) и Арктическое (12) поднятия NW-WNW ориентировки, испытавшие оживление роста, по-видимому, в результате транспрессии. Приподнятый участок в районе Тюпсалинской площади (17) можно объяснить сжатием на конце правостороннего Арктическо-Нейтинского линеамента, и/или взбросовой активностью Тюпсалинских глубинных разломов NE простирания.

На Южно-Нурминской площади формируется приподнятый участок, структурный перегиб субширотного простирания (20).

Таким образом, на этом этапе, как и на рубеже юры и мела, были активны глубинные линеаменты преимущественно NE и ENE простирания, испытывающие сжатие и взбросовые движения. Вместе с ними, активны были и линеаменты NW-NNW простирания, вдоль которых происходили правосторонние сдвиги, транспрессия, формирование поднятий и сопряженных кулисообразных систем субмеридиональных сбросов. Вектор максимального напряжения был ориентирован субмеридионально.

После сеномана. ОГ Г (Рисунок 3.21, Рисунок 3.22).

Этот последний период развития территории характеризуется наибольшей контрастностью форм рельефа. Очевидно, что только после накопления сеноманских отложений, на неотектоническом этапе, впервые образуются многие поднятия исследуемой площади, а древние приобретают современный вид. Юго-западная и северная части территории по-прежнему остаются приподнятыми, а депоцентр так же располагается в районе Большетамботинского (7) и Западно-Арктического (14) прогибов, но структурные формы становятся намного более контрастными, выразительными и отделяются друг от друга. Теперь большая часть территории рассечена цепью высокоамплитудных валов NNW простирания, объединяющими Нейтинское (11), Арктическое (12), Новопортовское (29), Среднеямальское (16) и впервые образованные Нурминское (18) и Мало-Ямальское 2 (24) поднятия.

Формирование положительных структур на данном этапе коррелируется с неотектонической активизацией Западной Сибири в кайнозое, о которой было написано ранее.

На наиболее высокоамплитудных Верхнетиутейском (1), Нейтинском (11), Арктическом (12), Мало-Ямальском 2 (24) поднятиях продолжается формирование сбросов-кулис вдоль линеаментов.

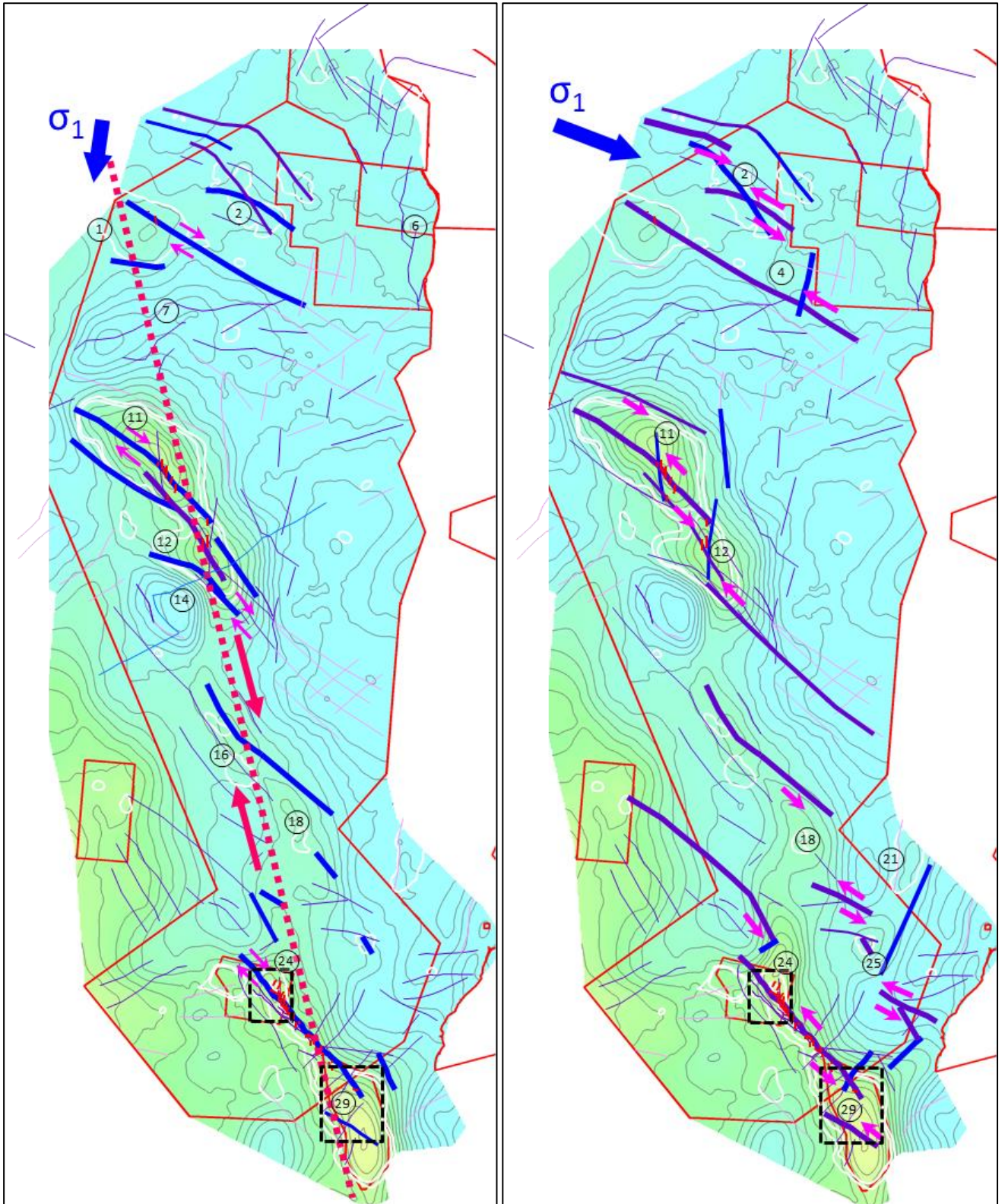
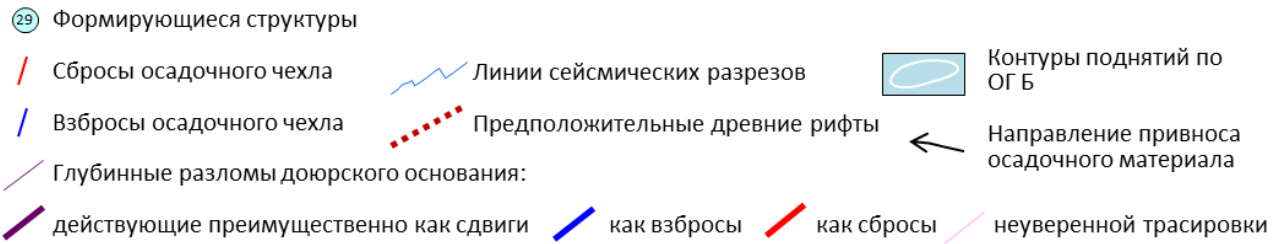


Рисунок 3.21 – Схема тектонического развития интервала выше Г (неотектоника, 1 подэтап).
 Рисунок 3.22 – Схема тектонического развития интервала выше Г (неотектоника, 2 подэтап).



Условные обозначения: Рисунок 3.15 - Рисунок 3.22.

Важно отметить, что большинство поднятий имеют субмеридиональное простирание. Особенно хорошо субмеридиональная направленность структурных элементов выражена в сравнении с предыдущими этапами развития. Впервые образованное Хамбате́йское (21) и Мало-Ямальское 2 имеют именно субмеридиональное простирание. Многие уже сформированные к началу этого этапа поднятия сменили свое простирание на более меридиональное. Новопортовское стало более вытянутым в NNW направлении за счет роста южной части и смещения свода структуры на юг. Арктическое более субмеридионально направленным, его свод сместился восточнее. Северный нос Западно-Сеяхинского (север) поднятия (2) впервые образован на этом этапе за счет транспрессии и встречных сдвиговых движений и также имеет субмеридиональное простирание. Верхнетиутейское поднятие, хоть и имеет относительно изометричную форму, своим формированием обязано обособившему его на данном этапе от Восточно-Бованенковского поднятия субмеридиональному прогибу (1). На образование Верхнесеяхинского поднятия, возможно, повлияла пликвативная реактивация субмеридионального Северо-Сеяхинского линеамента в виде взброса (6).

Приуроченные к субширотным линеаментам структуры, такие как Мало-Ямальское 1, Сеяхинское не испытывали роста. Вся восточная часть площади, без субмеридиональных линеаментов, испытала погружение.

С точки зрения геодинамики здесь наблюдается противоречие, отмеченное и в работах других исследователей (глава 1.3.4): одинаковое простирание сбросов (признаков растяжения) и антиклиналей (признаков сжатия). И если на предыдущих этапах строго субмеридионального направления антиклиналей не наблюдалось и одновременное образование одинаково направленных признаков сжатия и растяжения можно было объяснить транспрессией, то сейчас это сделать непросто.

Можно дать два варианта геодинамической интерпретации:

- общая NNE направленность сжатия, правый сдвиг вдоль гипотетической зоны NNW простирания от Нейтинского до Новопортовского поднятия и формирование всех NW поднятий в указанной зоне в результате транспрессии;

- общая NW-WNW направленность сжатия, левый сдвиг вдоль всех NW ориентированных глубинных линеаментов и формирование субмеридионально ориентированных поднятий в результате встречного сдвигового движения в зонах перехлеста линеаментов (северная часть Арктического, Нурминское, Мало-Ямальское 2, Ростовцевское (25), Западно-Сеяхинское (юг) (4) поднятия). Формирование NNE ориентированных антиклиналей (Хамбате́йское, Восточно-Новопортовский структурный нос).

Первый вариант не объясняет формирование субмеридионально и NNE ориентированных антиклиналей, а второй противоречит субмеридиональной ориентировке сбросов-кулис.

В публикациях аналогичная противоречивая ситуация по Худдутейскому сдвигу NNW простирания южнее исследуемой территории объясняется сложным механизмом локального сжатия в области встречных кулисообразных сдвигов вдоль основной сдвиговой зоны [Гогоненков, 2010; Гончаров 2010]. Однако, в результате данного механизма, как видно из рисунков в публикации и структурных карт, образуются либо вытянутые вдоль основного сдвига антиклинали NNW простирания, либо более изометричные, округлые поднятия. Формирование антиклиналей субмеридиональной или NNE ориентировки, как на Ямале, предложенный механизм не объясняет.

Более вероятно последовательность двух вышеописанных разносторонних сдвигов друг за другом. Их очередность определить однозначно нельзя, но можно предположить, что, если на предыдущих этапах действовало субмеридиональное сжатие, то значит и на первом подэтапе неотектоники будет продолжать действовать оно, а затем развернется в субширотном направлении. В итоге, на первом этапе сформировались сбросы и начали формироваться поднятия, а на втором – все поднятия продолжили рост и сформировались новообразованные субмеридиональные структуры. Антиклинали образовывались при обоих сдвигах, а большее число сбросов только при правостороннем (преимущественно). То есть, было больше транспрессии, чем транстенсии. Этим объясняется и существенно большая амплитуда антиклиналей, чем сбросов.

Таким образом, на последнем этапе тектонического развития сначала продолжился правосторонний сдвиг вдоль NNW линеаментов, транспрессия, формирование NW поднятий и сопряженных кулисообразных систем субмеридиональных сбросов под воздействием NNE ориентированного сжатия, а далее направление сдвига поменялось на левостороннее и формировались поднятия субмеридионального, NNE простирания в результате NW-WNW сжатия.

О наличии как минимум двух этапов неотектонического развития в Западной Сибири говорят многие исследователи. В частности, в Уватском районе помимо олигоценового импульса установлен и более поздний, возможно, более значительный [Сидоров, 2014].

Смена направлений сдвига на территории работ не является единственным исключением в тектонике Западной Сибири. Ранее в главе 1.3.1 было отмечено, что большинство кулисообразных зон NW простирания формировались в результате только правого сдвига, а зоны NE простирания – левого сдвига. Но встречены и исключения: на Северо-Комсомольском месторождении и Александровском мегавале зафиксированы инверсионные сдвиговые движения [Филиппович, 2012].

В пользу левостороннего сдвига вдоль зон NW простирания свидетельствует и исследование неотектонистов [Репин, 1988].

По геомеханическим исследованиям керна в скважинах севера Западной Сибири установлен низкий коэффициент анизотропии (до 5-10%) горизонтальных тектонических напряжений в текущий момент. Это говорит о потенциальной возможности резкого разворота вектора горизонтальных напряжений вследствие каких-либо тектонических возмущений на бортах бассейна, который приведет к смене направленности сдвигов.

Самым важным доказательством инверсии сдвига, в частности, вдоль Мало-Ямальского линеамента, являются закартированные по сейсмическому кубу 3Д на уровне ОГ Г-Мтп16 бескорневые субширотные WNW кулисы-сбросы на севере Новопортовской и Мало-Ямальской площади, которые указывают на левосторонний сдвиг (Рисунок 3.23). На рисунке синим цветом отмечены NNE сбросы, образовавшиеся при правостороннем сдвиге, а голубым – WNW сбросы, формировавшиеся при левостороннем сдвиге. Причем WNW сбросы фиксируются в основном на Новопортовской площади, на южном окончании линеамента в зоне присдвигового растяжения, что логично.

В целом, вдоль всей NNW сдвиговой зоны от Новопортовского до Бованенковского поднятия наблюдается переплетение антиклиналей NW и NNE простирания, что также указывает на инверсионные сдвиговые движения. Признаки инверсии сдвига по материалам съемки 3Д отмечены на Юрхаровской площади к востоку от исследуемой территории.

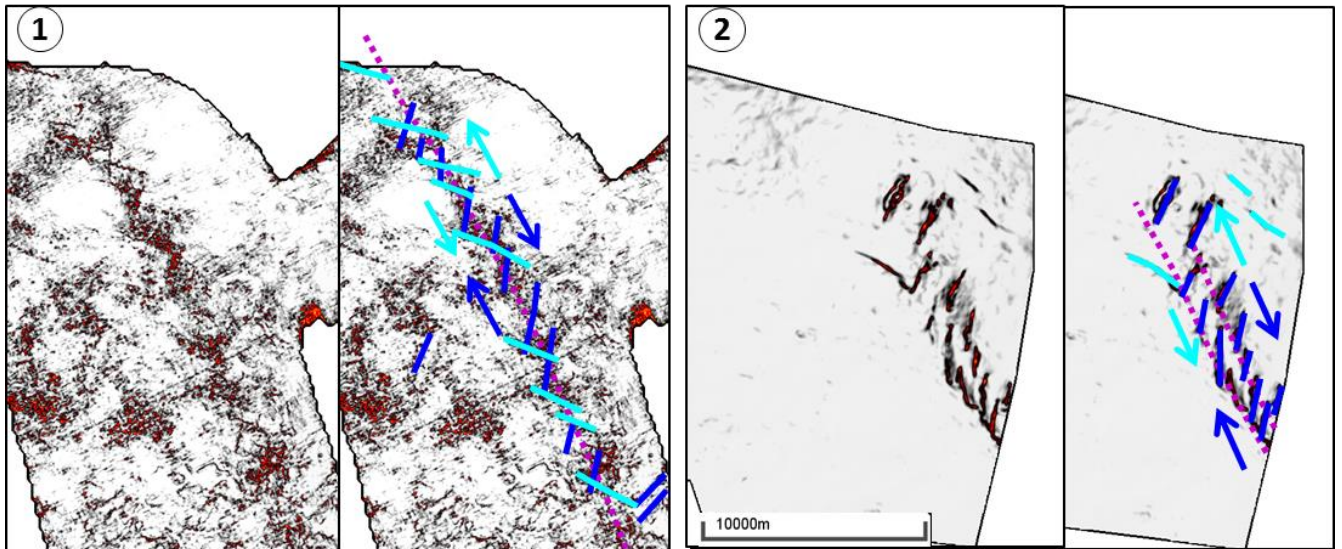


Рисунок 3.23 – Слайсы когерентности в интервале ОГ М1 по материалам 3Д съемки Новопортовского (1) и Мало-Ямальского (2) месторождений. Положение указано на Рисунок 3.21.

3.3.4 Выводы по результатам изучения тектонического развития

Выводы, уточняющие тектоническое развитие территории работ и всего региона в целом.

В результате палеогеоморфологического и геодинамического анализа были определены временные интервалы, механизмы образования замкнутых антиклинальных поднятий и разломов осадочного чехла, выявлены преимущественные направления тектонических сил. Составлены палеосхемы на каждый этап развития.

Результаты анализа собраны в таблице (Рисунок 3.24). Надо отметить, что в таблице указан рост поднятия, если есть любые значимые признаки воздымания в районе современных поднятий, даже если замкнутого палеоподнятия на тот момент не было. Замкнутые палеоподнятия отмечаются заливкой.

Основные периоды роста структур, образования разломов и тектонической активности на территории работ		Центральная Ямальский мегавал					Нурминско-Бованенковский мегавал					Юрибейская моно-клиналь	Каменноысский малый выступ		Южно-Ямальский мегавал					Преимущественное простираение										
		Центральная Ямальский крупный вал					Бованенковско-Арктический крупный вал		Нурминская терраса				Рифовое	Ростовцевское	Хамба-тейское	Мало-Ямальское 1	Мало-Ямальское 2	Ямальское	Менгелотское	Ново-портвское	Восточно-Ново-портвский стр. нос	анти-клиналей	сбросов	вектора максимального напряжения						
		Верхне-тиутейское	Западно-Сеяхинское (север)	Западно-Сеяхинское (юг)	Вэнуйское	Северо-Сеяхинское	Верхне-сеяхинское	Нейтинское	Арктическое	Западно-Арктическое	Средне-ямальское	Нурминское													Г	Г	Г	Г	Г	Г
		Интервал	ОГ	Самый верхний горизонт с наличием замкнутого поднятия																										
Миоцен	выше Г	↻	↻	↻	↻		↻	↻	↻		↻		↻	↻		↻	↻		↻	↻	↻									
Оligоцен	выше Г	↻	↻	↻	↻		↻	↻	↻		↻		↻	↻		↻	↻		↻	↻	↻									
Поздний альб - сеноман	Г-ГЗ	↻	↻				↻	↻	↻		↻				↻				↻	↻	↻									
Ранний альб	ГЗ-М'																													
Баррем - апт	М'-Нарк	↻					↻	↻	↻		↻				↻				↻	↻	↻									
Поздняя юра-готерив	Нарк-Т	↻	↻				↻	↻	↻		↻				↻	↻			↻	↻	↻									
Средняя юра	Т-Т4	↻	↻				↻	↻	↻		↻				↻	↻			↻	↻	↻									
Ранняя юра	Т4-А						↻								↻				↻											
Верхний горизонт, нарушенный разломами		Г	Г	Б	Б*	нет	Б	Г	Г	Б	Б	нет	Б	Б	Б	Б	Г	Г	?	Г	Б									
		1	2	1	4	2	1	3	1	2	3	2	4	1	4	2*	1	4												
Выводы по механизму формирования структуры		1 Новообразованная, формировалась на рубеже юры и мела и в кайнозое					Наличие замкнутого палеоподнятия					↻↻ Взбросы																		
		2 Бескорневая, образовалась и формировалась в кайнозое					↻ Формирование (относительный рост) поднятия					↻ Протяженные сбросы																		
		3 Древнего заложения, формировалась с юры					↻ Кажущийся рост/облекание поднятия					↻ Неадекватная интерпретация																		
		4 Новообразованная, формировалась на рубеже юры и неокома					↻ Сбросы-кулисы																							

Рисунок 3.24 – Схема формирования структурных элементов и тектонических нарушений осадочного чехла.

Существовало пять периодов наибольшей тектонической активности, в ходе которых отмечались схожие тектонические процессы – правосторонние сдвиги вдоль закартированных глубинных линеаментов доюрского основания, сопровождающиеся транспрессией, формированием сопряженных поднятий и кулисообразных систем субмеридиональных сбросов. Лишь на последнем этапе видны признаки левостороннего сдвига. Этапы отличаются лишь преимущественной ориентировкой формирующихся структур, и, соответственно, предполагаемых тектонических напряжений (см. Рисунок 3.24). Результаты исследования согласовываются с региональной тектонической обстановкой. Первый и второй этапы связываются с позднекиммерийской складчатостью и отголосками раскрытия Канадского бассейна, а четвертый и пятый – с реакцией на столкновение Евразийской плиты с Индостанской, а также рифтогенез в Полярном Евразийском бассейне (см. главу 1.3.1).

1. В позднем тоаре - средней юре (горизонты Т4-Т) вектор максимального напряжения был направлен на NNE, а в самом конце этапа развернулся на NNW. Происходило формирование структур преимущественно NW-NNW простирания.

2. В поздней юре - раннем неокоме (Нарк-Т) вектор максимального напряжения развернулся на NNW, формировались структуры преимущественно ENE-WNW простирания.

3. В позднем альбе - сеномане (Г-Г3) вектор максимального напряжения был ориентирован субмеридионально, возобновился рост структур NW и NE простирания.

4. После сеномана, в верхнем мелу - кайнозое (вероятнее всего, в олигоцене) сначала продолжился правосторонний сдвиг вдоль NW линеаментов, транспрессия, формирование NW поднятий и сопряженных кулисообразных систем субмеридиональных сбросов под воздействием NNE ориентированного сжатия.

5. Далее (вероятнее всего, после олигоцена, в миоцене) направление сдвига поменялось на левостороннее и сформировались поднятия субмеридионального, NNE простирания в результате NW-WNW сжатия.

В соответствии с выполненным анализом произведена классификация выделенных разломов осадочного чехла по их типу, времени, механизму образования и реактивизации, а также классификация поднятий по времени их образования (см. Рисунок 3.24). Наиболее древними являются Рифовое и Западно-Арктическое, которые образовались до начала формирования осадочного чехла, а в современном плане выражены только в глубоких горизонтах. Самыми молодыми являются сформированные на неотектоническом этапе Западно-Сеяхинское (юг), Ростовцевское, Нурминское, Хамбатеинское поднятия. К ним же можно отнести Мало-Ямальское 2, которое образовалось большей частью на неотектоническом этапе. Большая часть остальных поднятий начала формироваться с юры.

Нельзя не отметить, что вся южная зона, в районе Южно-Ямальского вала, а также северная, в области Центральнаямальского вала, оставалась приподнятой в ходе всех этапов развития. В пределах этих зон по данным гравиразведки фиксируются отрицательные аномалии. Как было сказано в разделе 3.3.1, отрицательные аномалии принято объяснять внедрением менее плотных гранитоидов в эпоху кратонизации фундамента, которая закончилась лишь в раннем триасе [Бочкарев, 2004]. В дальнейшем в ходе формирования осадочного чехла эти относительно легкие блоки основания погружались медленнее, чем окружающие. Поэтому поднятия в районе этих зон могли дополнительно испытывать чисто вертикальные, относительные восходящие тектонические движения. Это Западно-Сеяхинское, Вэнуйское, Южно-Тамбейское, Мало-Ямальские 1 и 2, Новопортовское, Менгенотское, Ростовцевское, Нурминское, Хамбате́йское поднятия. Также следует отметить в большинстве случаев совпадение закартированных по данным потенциальных полей древних рифтовых впадин доюрского основания (см. главу 3.3.1) с отрицательными структурами осадочного чехла, несмотря на то, что к началу формирования чехла большая часть их была уже сnivelирована в рельефе. Особенно хорошо это совпадение заметно на неотектоническом этапе. Возможное объяснение этому заключается в том, что рифтовые впадины, предположительно заполненные относительно тяжелыми плотными вулканитами, погружались быстрее остальных блоков основания.

Вышесказанное может говорить о том, что дополнительно к горизонтальным напряжениям отдельные блоки основания могли испытывать чисто вертикальные движения. Так, по сейсмическим данным практически не заметны глубинные линеаменты, которые могли бы сформировать Хамбате́йское, Ростовцевское, Нурминское, Мало-Ямальское 2, Верхнесеяхинское поднятия. Образование этих структур происходило преимущественно пликативно, без разрыва сплошности слоев осадочного чехла, что можно объяснить как преимущественно вертикальными движениями, так и горизонтальными, сдвиговыми, транспрессионными движениями. Разломы осадочного чехла в большинстве случаев были вторичные, сформированные действием вышеуказанных движений.

На горизонтальное сжатие указывают и результаты анализа изменения по разрезу амплитуд и площадей поднятий, и геодинамического анализа. В некоторых случаях только ими можно объяснить образование структур. В частности, Нейтинское поднятие не имеет под собой в доюрском основании отрицательной аномалии гравитационного поля и соответствующих «легких» гранито-гнейсов, а наоборот, образовано над предполагаемым древним рифтом.

Таким образом, в первом приближении можно произвести классификацию структур по преимущественному механизму их образования. Наименьшие горизонтальные и вертикальные напряжения испытали древние, сформировавшиеся до начала формирования осадочного чехла

поднятия Рифовое и Западно-Арктическое поднятия. Наибольшее горизонтальное сжатие, взбросовую разломную активность и рост испытывали Арктическое, Нейтинское, Верхнетиутейское и Среднеямальское поднятия. Остальные могли испытывать дополнительно вертикальные относительно восходящие движения.

Установлено продолжение систем горизонтального сдвига [Гогоненков, 2007; Тимурзиев, 2009; Филиппович, 2012] на север Западной Сибири и их приуроченность к глубинным линеаментам. Обоснована инверсия, разнонаправленные движения вдоль сдвигов в ходе кайнозойского этапа развития.

Четких признаков масштабных сдвиговых смещений по сейсмическим материалам 3Д не наблюдается. Амплитуда сдвиговых смещений в юре и мелу, по-видимому, была не значительной и не могла превышать 1-5 км. Такой величины более чем достаточно для формирования антиклинальных поднятий в результате транспрессии. С учетом ранее упомянутого отсутствия растяжения при рифтогенезе в триасе, можно сделать вывод об отсутствии значительных горизонтальных перемещений тектонических блоков в ходе всего мезозоя, что согласуется с палеомагнитными и скважинными данными [Павлов, 2012; Стратиграфия нефтегазоносных..., 2002].

Таким образом, современные структуры по большей части отражают конфигурацию тектонических блоков доюрского основания на момент начала формирования чехла. Структуры и линеаменты NE и NNE простирания отражают складки, взбросы и надвиги Уральско-Новоземельского складчатого пояса, а структуры и линеаменты NW простирания соответствуют элементам Трансевразийского или Саяно-Пайхойского [Филиппович, 2001] левостороннего сдвигового разлома, по которому предположительно в конце перми произошло смещение Новой Земли относительно Урала [Соборнов, 2006]. Так, структуры Нурминско-Бованенковского мегавала, вероятнее всего, ранее представляли собой единый вал субмеридионального NNE простирания, который был сегментирован по системе левосторонних сдвигов NW простирания на отдельные складки. Таким образом возможно воссоздать движения тектонических блоков основания по структурным формам чехла. Доюрское основание восточного Ямала испытывало значительное левостороннее сдвиговое смещение в докембрийское время.

Выводы относительно перспектив нефтегазоносности и дальнейшего применения результатов.

Модель тектонического развития необходима для уточнения оценки рисков, запасов и ресурсов, а также для построения более точных моделей нефтегазоносных систем, литофациальных, гидродинамических моделей (Рисунок 3.25).

Выделенные тектонические нарушения можно в первом приближении разделить по их относительной проводимости УВ флюидов, исходя из их типа. Сбросо-сдвиги характеризуются максимальными амплитудами смещения и растяжения, и будут иметь высокую проницаемость. Наименьшая проводимость предполагается для сдвигов с преимущественно взбросовой компонентой.

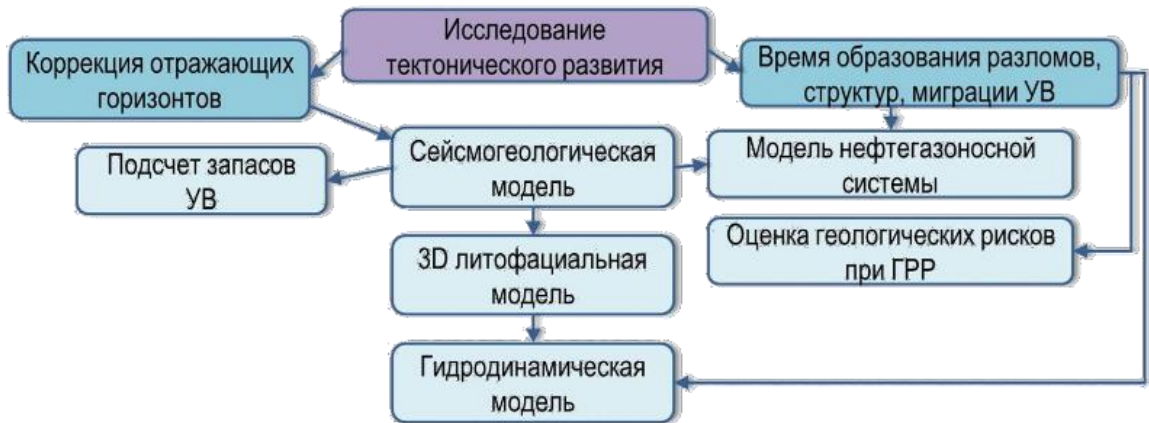


Рисунок 3.25 – Роль исследования тектоники в процессе исследования месторождения.

Выделенные глубинные линеаменты контролируют положение линейных кор выветривания и развитие трещинных коллекторов и продуктивных зон в кровле доюрского основания [Журавлев, 1999].

Имеются сведения, что в зонах разломов происходит увеличение преобразованности органического вещества (так называемый динамокатагенез) и, соответственно, в зонах глубинных линеаментов можно ожидать повышение генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород [Астахов, 2014, 2016].

С точки зрения потенциальной нефтегазоносности осадочного чехла можно отметить палеоструктуры, расформированные или уменьшившиеся в размерах в современном рельефе: Рифовое, Западно-Арктическое поднятие (Рисунок 3.16), Юрседайский вал, Восточно-Нурминское поднятие, Усть-Юрибейский вал (Рисунок 3.17), Северо-Сеяхинский (Рисунок 3.18) и Тюпсалинский приподнятые участки (Рисунок 3.20). Некоторые исследователи указывают на возможную нефтегазоносность подобных палеоподнятий, где могли сохраниться «запечатанными» залежи нефти [Вайполин, 1990; Нассонова, 2011; Аглонов, 2000]. Перспективы рассматриваются далее в главе 4.4.

Важно отметить, что тектонические нарушения и линеаменты контролируют зоны высоких дебитов УВ в нефтегазоносных комплексах осадочного чехла [Афонин, 2008; Ульмасвай, 2011; Нассонова, 2011].

4 Закономерности и перспективы нефтегазоносности, оценка рисков

4.1 Модель накопления неокомских клиноформ

Для детального изучения перспективного в плане нефтегазоносности неокомского комплекса была проведена детальная скважинная и сейсмическая корреляция данного интервала. Прослежено 13 сейсмических неокомских отражающих горизонтов (Рисунок 4.1), закартированы границы распространения и выклинивания каждого ОГ, геоморфологические границы, построены структурные карты. Все горизонты сверху примыкают по схеме кровельного прилегания к ОГ Нарк – арктической пачке глин и ее хроностратиграфическим аналогам (условно покровный, огибающий горизонт неокома).

Выделены 7 основных зональных сейсмокомплексов: Н0 (Нарк), Н1, Н2, Н3, Н4, Н5 и восходная толща (Рисунок 4.2). Последняя накопилась в первую очередь и играла большую роль в распределении песчаного материала в последующих клиноформных циклах. Сейсмокомплекс Н5 резко отличается по своему строению от более молодых (Н0-Н4) – характеризуется более мелководными условиями осадконакопления и более высокой песчаностью. Он включает в себя ряд 8 более мелких циклов – клиновидных пластов группы БЯ. Нумерация пластов принята от Новопортовского месторождения.

На основе палеогеоморфологического анализа и атрибутного анализа сейсмических данных было выделено 123 зоны (объектов) предполагаемого накопления песчаного материала в унда-, фондо- и клиноте. Зоны выделялись по двум основным критериям – наличие раздува толщин и/или присутствие сейсмической аномалии. Сейсмические аномалии картировались с помощью атрибутного анализа, а также визуально по сейсмическим разрезам. В ходе проведения атрибутного анализа для каждого комплекса установлены горизонты, наиболее полно отражающие строение и соответствующие скважинным данным пласта/группы пластов комплекса. Они отмечены синими стрелками на Рисунок 4.2.

Методические приемы картирования ловушек неструктурного типа в Западной Сибири, оползней и других геологических объектов на основе данных сейсморазведки хорошо разработаны [Игошкин, 1992; Кузнецов, 1998, 2003; Нежданов, 2000; Корнев, 2002]

Геоморфологические границы определялись по картам толщин. Бровка шельфа (западная граница ундаформы) – на основе толщин между покровным ОГ Нарк и рассматриваемым ОГ, нижний перегиб клиноформы (восточная граница фондоформы) – по карте толщин между ОГ Б и анализируемым ОГ, также привлекались карты толщин непосредственно рассматриваемого сейсмокомплекса. Надо отметить, что пологость клиноформ Ямала затрудняет выделение геоморфологических границ, во многих случаях они трассировались преимущественно вручную, визуально по сейсмическим разрезам.

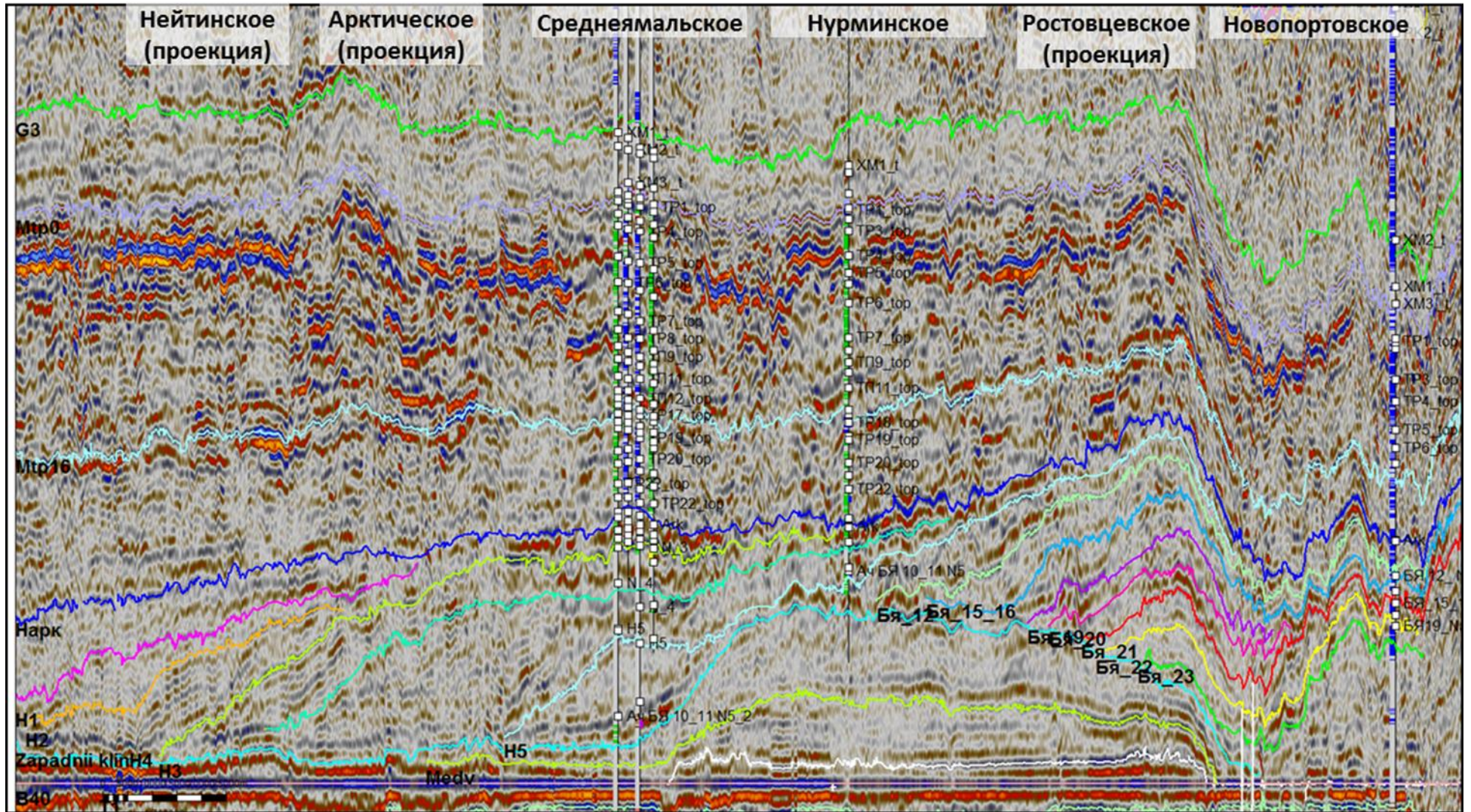
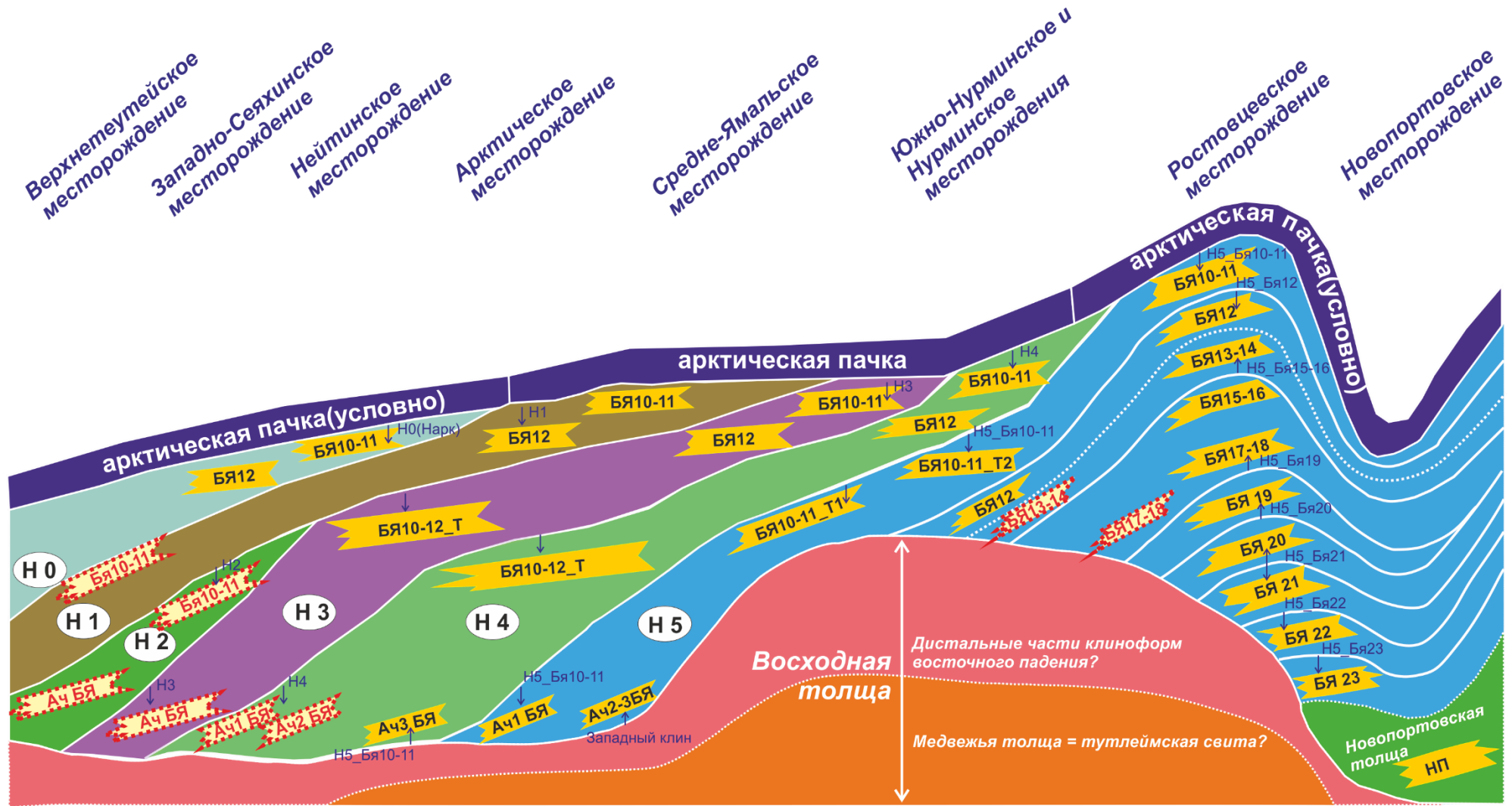


Рисунок 4.1 – Сейсмический разрез, выровненный на ОГ Б, иллюстрирующий корреляцию неомских отложений. Положение профиля - Рисунок 4.5 - Рисунок 4.26



Условные обозначения:

- БЯ12 Вскрытые пласты
- Бя10-11 Прогнозируемые пласты
- Откоррелированные отражающие горизонты
- Н5_Бя10-11 Отражающий горизонт, характеризующий строение пласта

Рисунок 4.2 – Концептуальная схема строения неокомских отложений вдоль профиля (положение - Рисунок 4.1) (составлено совместно с В.В. Судаковой и Н.В. Янковой).

«Пологость» клиноформ связана с условиями формирования клиноформ на Ямале. Большая часть неокомских отложений Ямала относится к барремским, а на юге полуострова – к позднеготеривским комплексам [Горбунов, 2016]. Это последний цикл бокового заполнения бассейна, для которого характерна большая удаленность от восточных источников сноса и более мелководные условия осадконакопления. Поэтому на сейсмических разрезах в интервале неокомских горизонтов отсутствуют резкие перегибы бровок палеошельфов, рельеф седиментации более пологий.

При атрибутивном анализе для выделения объектов в большинстве случаев использовался атрибут «sum of magnitudes» (сумма магнитуд) в достаточно широком временном окне, как наиболее устойчивый к помехам в условиях не высокого качества и увязки разнородных сейсмических данных. Интервал обычно выбирался ± 20 мс от исследуемого горизонта. Для ачимовского интервала с целью избежать искажения амплитуд в зоне выклинивания горизонта на нижележащий окно анализа принималось $(+20$ мс; 0) от анализируемого горизонта. Карты сглаживались широким фильтром с радиусом в 1.5 км и более.

С учетом скважинных данных на картах атрибутов выделялись геологически значимые аномалии, седиментационные тела, соответствующие предполагаемым зонам развития песчаника. Там, где сейсмические съемки были достаточно плотные, объекты выделялись относительно уверенно и детально (район Верхнетиутейского, Западно-Сеяхинского, Хобского, Седского, Ростовцевского поднятий). В зонах разреженной сети профилей объекты выделялись достаточно условно и схематично.

Поскольку используемые сейсморазведочные данные не обрабатывались в едином ключе до суммирования, а увязывались лишь на уровне пост-стэк обработки, то некоторые съемки по динамическим характеристикам увязаны плохо. В некоторых случаях аномалии выделялись и картировались вручную по сейсмическим разрезам.

Все выделенные сейсмические аномалии, вскрытые скважинами, подтверждаются бурением по наличию коллектора. В соответствии с этим фактом неопределенные аномалии следует также считать перспективными зонами развития песчаников. Эти зоны, однако, не стоит напрямую связывать с наличием залежей, поскольку «яркие пятна» на сейсмических разрезах не обязательно свидетельствуют в пользу перспективности ловушки, а могут быть связаны с водонасыщенным коллектором, либо с «плотными» пропластками коллектора, где нет промышленных притоков УВ. Последнее отмечается для ряда выделенных ловушек: Сухая в пласте Н5_Бя23, Уманцевская Н5_Бя21 и др., где по данным испытаний двух скважин не было получено притока, однако по РИГИС продукт выделяется. Стоит также помнить, что непромышленное газонасыщение может вызвать существенное падение скоростей продольных волн и образование аномалии на сейсмических разрезах [Воскресенский, 2001]. Эти и все

остальные подобные нюансы учтены далее при оценке геологических рисков выделенных перспективных объектов (см. главу 4.7).

Поэтому следует весьма критически относиться к сейсмическим аномалиям типа «яркое пятно». По опыту работ в Западной Сибири более надежный критерий при поиске коллектора в неокомских пластах – локальный раздув мощностей на карте толщин в фондоформной части, который соответствует депоцентрам, аккумуляровавшим песчаный материал [Трушкова, 2011]. Но в условиях пологих клиноформ Ямала границы между шельфом и склоном, между склоном и фондоформой размываются, поэтому палеогеоморфологический контроль сейсмофаций малоприменим. Даже по опыту работ с данными 3Д не всегда удается локализовать перспективные участки депоцентров. В качестве примера можно привести Западно-Юрхаровскую площадь, где результаты бурения скважины 124Р перечеркнули перспективы выделяемых депоцентров вне контура их максимальных толщин, которые не удавалось локализовать с помощью анализа толщин, а лишь по визуальному анализу разрезов куба 3Д [Корниенко, 2013].

Все вышеперечисленное вводит определенные ограничения в результаты динамического анализа и обуславливает высокую степень неопределенности в картировании контуров перспективных зон.

Кратко опишем развитие территории последовательно от более древнего комплекса восходной толщи к молодому Н0 (Нарк). Развитие иллюстрируется картами палеорельефа на конец формирования каждого комплекса – схемами толщин между ОГ Нарк и кровлей рассматриваемого комплекса. Сейсмические разрезы, иллюстрирующие строение каждого из интервалов, представлены на вышеуказанных графических приложениях. Далее в тексте для каждого этапа развития в скобках приведены ссылки на пронумерованные области геологических событий на соответствующих схемах.

Некоторые результаты данного исследования по изучению разреза неокома публиковались автором и соавторами ранее [Куркин, 2018].

Восходная толща.

Отличительной особенностью строения неокомских отложений Ямала является наличие на сейсмических разрезах отражающих границ юго-восточного и северо-восточного падения, которых нельзя отождествить с традиционными клиноформами западного падения ахской свиты (Рисунок 4.3). Эти «аномальные» отражающие границы были выделены автором в отдельную толщу. Она была выделена по характерному рисунку сейсмической записи – плоскопараллельные, пологие клинья, к кровле комплекса приклиниваются традиционные

клиноформы; а также по скважинным данным. В интервале этой толщи коллекторов не обнаружено ни в одной скважине (Рисунок 4.4).

Наибольшие толщины описываемого комплекса наблюдаются в районе Щучинского выступа и Нурминского поднятия и составляют более 400 м (Рисунок 4.6).

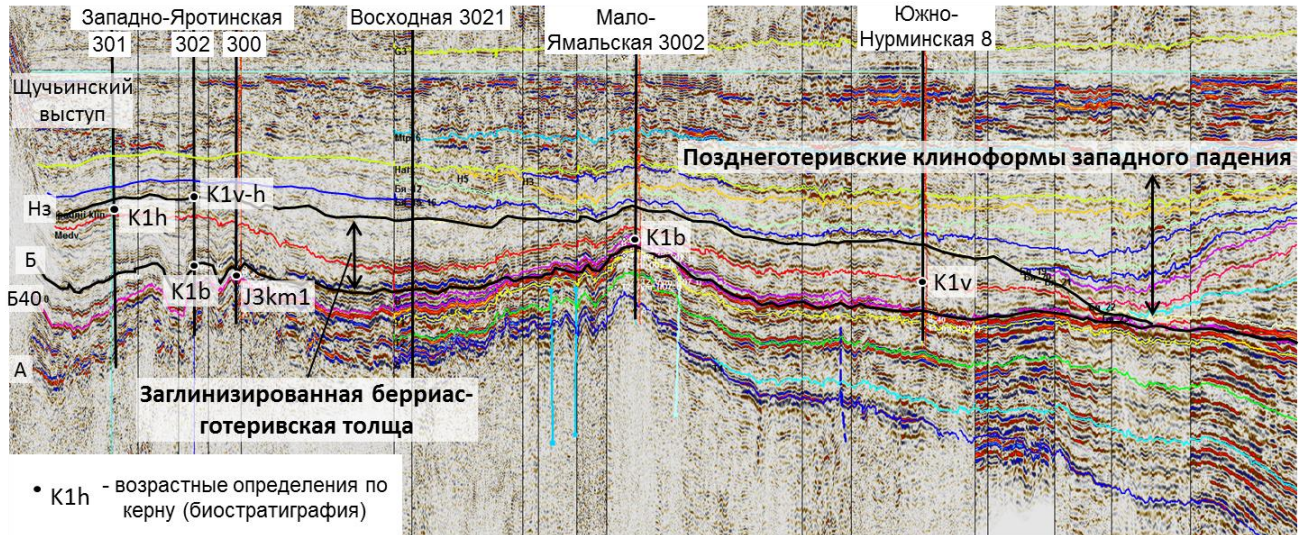


Рисунок 4.3 – Сейсмический разрез, иллюстрирующий строение берриас-готтеривской глинистой восходной толщи. Расположение разреза - Рисунок 4.6.

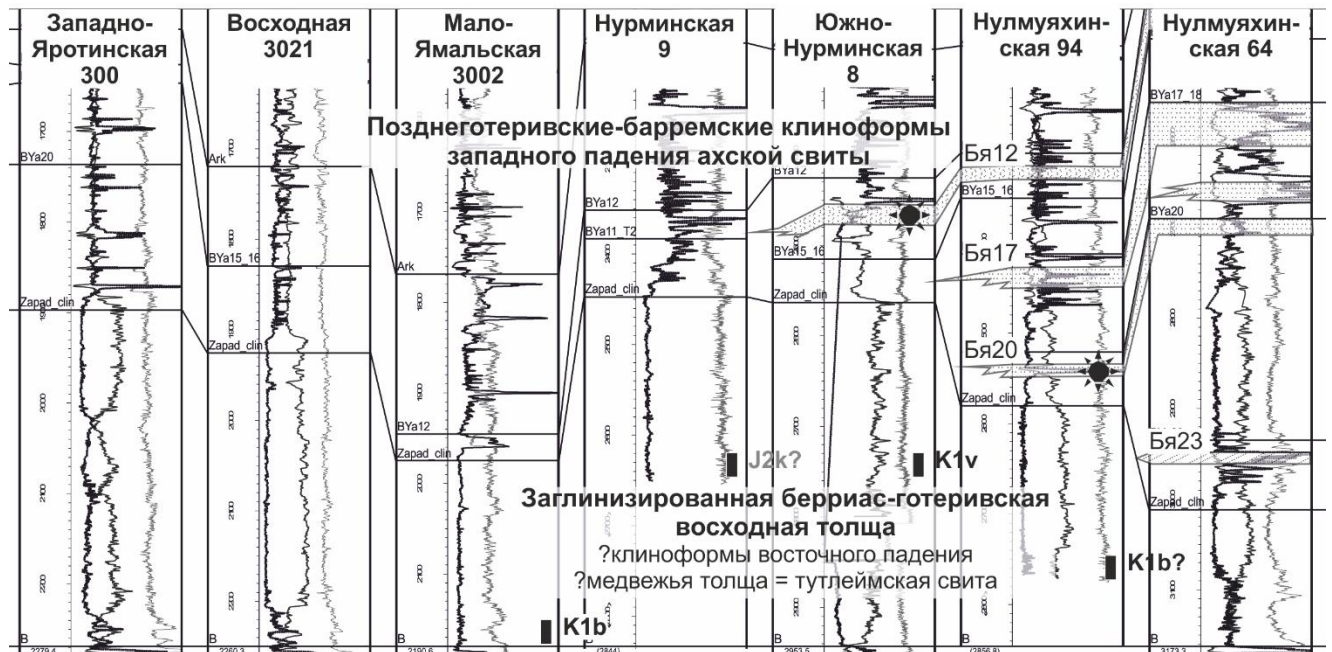


Рисунок 4.4 – Схема корреляции скважин через восходную толщу (составлено совместно с Н.В. Янковой). Отмечены притоки УВ и биостратиграфические определения.

По керну рассматриваемая толща представлена черными и темно-серыми плитчатыми слюдястыми аргиллитами, а на самом западе – серыми алевролитами, с вкраплениями пирита, что предполагает глубоководные морские условия осадконакопления. Возрастные биостратиграфические определения были проведены по микрофауне и аммонитам в скважинах Западно-Яротинская 301, 302, Мало-Ямальская 3002, Южно-Нурминская 8 (Рисунок 4.3,

Рисунок 4.4), Ростовцевская 94. Возраст изменяется в широких пределах от берриаса до готерива.

Таким образом, данная глинистая толща накопилась раньше традиционных неокомских клиноформ, которые, как было отмечено ранее, на юге Ямала имеют позднеготеривский возраст. Это подтверждается сейсмическим образом исследуемых отложений. В зоне между Нурминским и Нулмуяхинским (Ростовцевским) поднятиями четко видно выклинивание фондоформы более поздних клиноформ западного падения на кровлю берриас-готеривской толщи по характерным сейсмофациям подошвенного прилегания, а также по «ярким пятнам», соответствующим песчаным пластам, накапливающимся в зонах приклинивания (Рисунок 4.1, Рисунок 4.14).

Следует отметить, что кровля комплекса отображается на временных разрезах порой достаточно условно. Так, в зоне между Нурминским и Хамбате́йским поднятиями подошвенное налегание прослеживается хуже. Это можно объяснить схожими акустическими свойствами – в данной зоне фондоформные части клиноформ западного падения, вероятно, также заглинизированы.

Какова же геологическая интерпретация, происхождение данной толщи? Некоторые исследователи, например, В.С. Соседков [Соседков, 1988], трактовали этот комплекс как западные *клиноформы восточного падения*, Уральского-Пайхойского сноса [Сокол, 1988]. Согласно В.Н. Бородкину на юго-востоке Ямала проходит осевая часть неокомского бассейна [Уточнение границ..., 2015]. Действительно, на композитном сейсмическом разрезе (Рисунок 4.3) видно источник сноса рассматриваемого комплекса – Щучьинский выступ. Об этом свидетельствуют пологие клинья внутри толщи, падающие в северо-восточном направлении. Однако, клиноформы четко прослеживаются лишь ближе к источнику сноса, а при удалении от него на восток резко выполаживаются и переходят в плоско-параллельный рисунок сейсмической записи. На большей части площади, к востоку от Восходной скважины, внутри толщи не выделяется выраженных клиноформ. Это обусловлено, по всей видимости, низкими темпами осадконакопления и глинистым составом отложений. В Среднем Приобье в клиноформе восточного падения был получен промышленный приток нефти [Бородкин, 2015]. Но в рассматриваемой толще коллекторов по скважинным данным не выделяется.

По А.А. Нежданову в пределах рассматриваемой территории выделяется берриас-ранневаланжинская *медвежья толща* [Нежданов, 2017], которая тянется от Карского моря через западную часть Ямала на юг в виде линейной зоны увеличения толщин параллельно Уралу до территории ХМАО, где переходит в тутлеймскую свиту. Сложена преимущественно битуминозными аргиллитами. На сейсмических разрезах к югу и северу от Ямала эта толща четко различается от клиноформ восточного падения. Происхождение ее связывается с

тектоническими явлениями: прогибание, накопление морских глин и последующее воздымание в ходе позднекиммерийской складчатости. По крайней мере, нижнюю часть выделенного глинистого комплекса на юго-западе Ямала можно отождествить с медвежьей толщей. Верхняя же часть по возрастным определениям в скважинах Западно-Яротинской площади имеет готеривский возраст (Рисунок 4.3, Рисунок 4.4).

Таким образом, рассматриваемая берриас-готеривская заглинизированная толща имеет характерные черты обоих предложенных моделей: на западе у Щучьинского выступа ее можно интерпретировать как клиноформы восточного падения, переходящие в медвежью толщу на востоке. В связи с этим, автор предлагает *выделить этот комплекс в отдельную толщу* в составе ахской свиты. Толща имеет локальное распространение на юго-западе Ямала. Название ей можно было бы дать по площадям скважин, где имеются возрастные определения и описан керн из данного интервала: Яротинская, Нурминская, Нулмуяхская, но они уже заняты. Поэтому предлагается назвать толщу *восходной* – по скважине 3021 одноименной площади, вскрывшей интервал на полную мощность. Литологический состав толщи – аргиллиты, глины, на западе встречаются алевролиты. Возраст – берриас-ранний готерив.

Внизу толща подстилается титонской баженовской и келловей-киммериджской нурминской свитами, также преимущественно заглинизированными. Сверху на толщу приклинаются позднеготеривские-барремские клиноформы западного падения с песчаными пластами.

Надо отметить, что нижняя часть рассматриваемой толщи иногда относится некоторыми авторами к баженовской свите, например, на Западно-Яротинской площади [И.В. Кислухин, 2012]. Но в этом интервале по керну определены берриасские алевролиты, а не баженовские аргиллиты

На основе всего вышесказанного получается следующая модель развития неокомского интервала. Описание необходимо начать с иллюстрации палеорельефа до формирования неокома. В течение средней-поздней юры территория представляла собой моноклинал, погружающуюся в восточном направлении (Рисунок 4.5). Важным является тот факт, что в районе современных Новопортовской, Мало-Ямальской 1 и Среднеямальской структур наблюдались палеоподнятия (1), между ними – седловина (2). В пределах этой седловины на следующем этапе отложились глинистые осадки восходной толщи. Интересно отметить, что в начале формирования юрских отложений как раз в районе современного Нурминского поднятия фиксировалась зона разгрузки осадочного материала, поставляемого с приподнятой зоны на юго-западе по четко выделяемой в толщинах и на сейсмических разрезах палеодолине (3), связанной с Юрибейскими глубинными линеаментами (см. предыдущий раздел 3.3.3). Таким образом, в ходе всей юры здесь наблюдался локальный депоцентр осадконакопления.

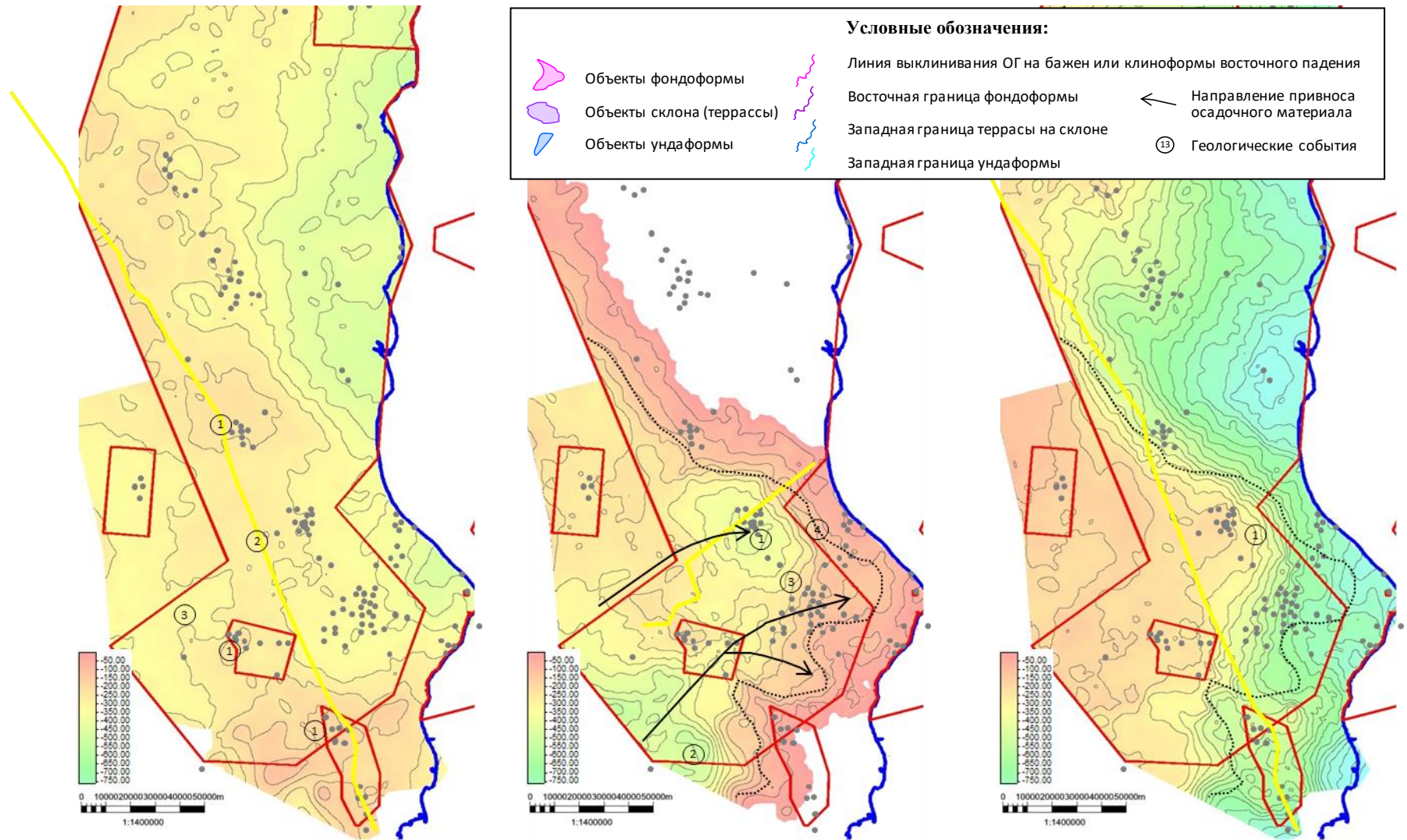


Рисунок 4.5 – Палеорельеф в конце юры (ОГ Б - Т2).

Рисунок 4.6 – Толщины восходной толщи (ОГ Б - Нз).

Рисунок 4.7 – Палеорельеф дна неокомского бассейна на момент начала накопления клиноформ западного падения (ОГ Нарк – Б + Нз).

Этот депоцентр сохранился и в период формирования восходной толщи в берриасе-раннем готериве (Рисунок 4.6). Наибольшие толщины наблюдаются в районе Западно-Яротинской (2) и Нурминской площади. Здесь откладывались морские глинистые осадки, сносимые с Щучьинского выступа.

Восходная толща оказала важнейшее влияние на распределение коллектора в более поздних клиноформах западного падения, послужив препятствием на пути распространения песчаного материала и латеральным экраном в ловушках выклинивания, о чем более подробно написано далее.

Н5_Бя23 (Рисунок 4.7).

Данный подкомплекс представляет собой нижнюю прослеженную на территории клиноформу «традиционного», западного падения. Карта толщин между первой покровной неокомской арктической пачкой и кровлей рассматриваемой толщи иллюстрирует палеорельеф дна неокомского бассейна на момент начала накопления традиционных клиноформ. Очевидно, что в рельефе дна палеобассейна был выражен структурный нос, «выпирающий» в зоне наибольшей мощности глинистой восходной толщи – в районе Нурминского поднятия (1). Его формирование может быть связано как с перекомпенсацией рельефа в ходе накопления дистальных частей Уральских клиноформ восточного падения, так и с тектоническим воздыманием. Последнее может быть связано с локальным сжатием на южном окончании Среднеямальского линеамента в результате правостороннего сдвига (см. главу 3.3.3). Таким образом, восходная толща послужила препятствием на пути распространения песчаного материала клиноформ западного падения, так называемым боковым палеоподпором [Соседков, 1988].

Рассматриваемый подкомплекс Н5_Бя23 протягивается узкой полосой NNE простирания от Новопортовского до Хамбате́йского месторождения (Рисунок 4.8). К данному комплексу относится выделяемая на Новопортовском месторождении одноименная новопортовская толща. В интервале толщи на месторождении бурением вскрыты ряд песчаных пластов с большими толщинами и относительно высокими ФЕС, на государственном балансе числятся 7 залежей нефти и газа. Залежи индексируются как пласты группы НП.

Залежи пластов этой группы также числятся на государственном балансе на Ростовцевском месторождении, а на Хамбате́йском и Среднеямальском в них получены промышленные притоки УВ, и даже далеко на севере, в пределах Верхнетиутейской площади на баланс поставлена перспективная ловушка, проиндексированная как пласт группы НП. Однако по проведенной в текущей работе корреляции цикл пластов НП на Новопортовском месторождении выклинивается до Ростовцевского и Хамбате́йского месторождений. Таким

образом, индексируемые ранее пласты НП на Ростовцевском, Хамбате́йском, Средне́мальском месторождениях не равнозначны по возрасту пластам НП на Новопортовском и являются более «молодыми» песчаными телами.

По палеогеоморфологии вся площадь Новопортовского месторождения расположена северо-западнее первого, верхнего перегиба клиноформы, что относит эту зону к клиноте́ме (1). Однако от классического склона она отличается пологим палеорельефом и повышенными отметками, существованием ступени (уступа). Данная особенность позволяет интерпретировать эту область как протяженную структурную террасу на склоне. Она образовалась, по всей видимости, за счет существования препятствия на пути распространения песчаного материала в виде комплекса восходной толщи непосредственно к северо-западу от Новопортовской площади (2), а также за счет опережающего тектонического роста Новопортовского поднятия.

Опесчаненность новопортовской толщи объясняется именно существованием террасы в пределах склона, где создавались благоприятные условия для накопления песчаного материала. Таким образом, комплекс восходной толщи служил препятствием на пути распространения песчаного материала и являлся причиной формирования террас на склоне и мелководных, благоприятных условий для накопления пластов-коллекторов клиноформ западного падения.

В пределах ундаформы песчаник вскрыт на Каменномысском поднятии, где также обнаружены залежи УВ (3). В пределах фондоформы подтверждено наличие песчаника на Хамбате́йской площади (4). В скв. Хамбате́йская 57 получен промышленный приток газоконденсата из ловушки, относящейся к типу ловушек выклинивания на кровлю восходной толщи.

Н5_Бя22 (Рисунок 4.9).

Данная клиноформа развивалась унаследовано от предыдущей. Аналогично предыдущему комплексу, опесчанивание на Новопортовском поднятии объясняется существованием террасы в пределах склона, где создавались благоприятные условия для накопления песчаного материала (1). Пологая терраса и перспективные зоны развития песчаника прогнозируются к югу от Хамбате́йской площади (2), где, во-первых, наблюдается зона раздува толщин сейсмокомплекса, а во-вторых, выделяются сейсмические аномалии (Южно-Хамбате́йская ловушка).

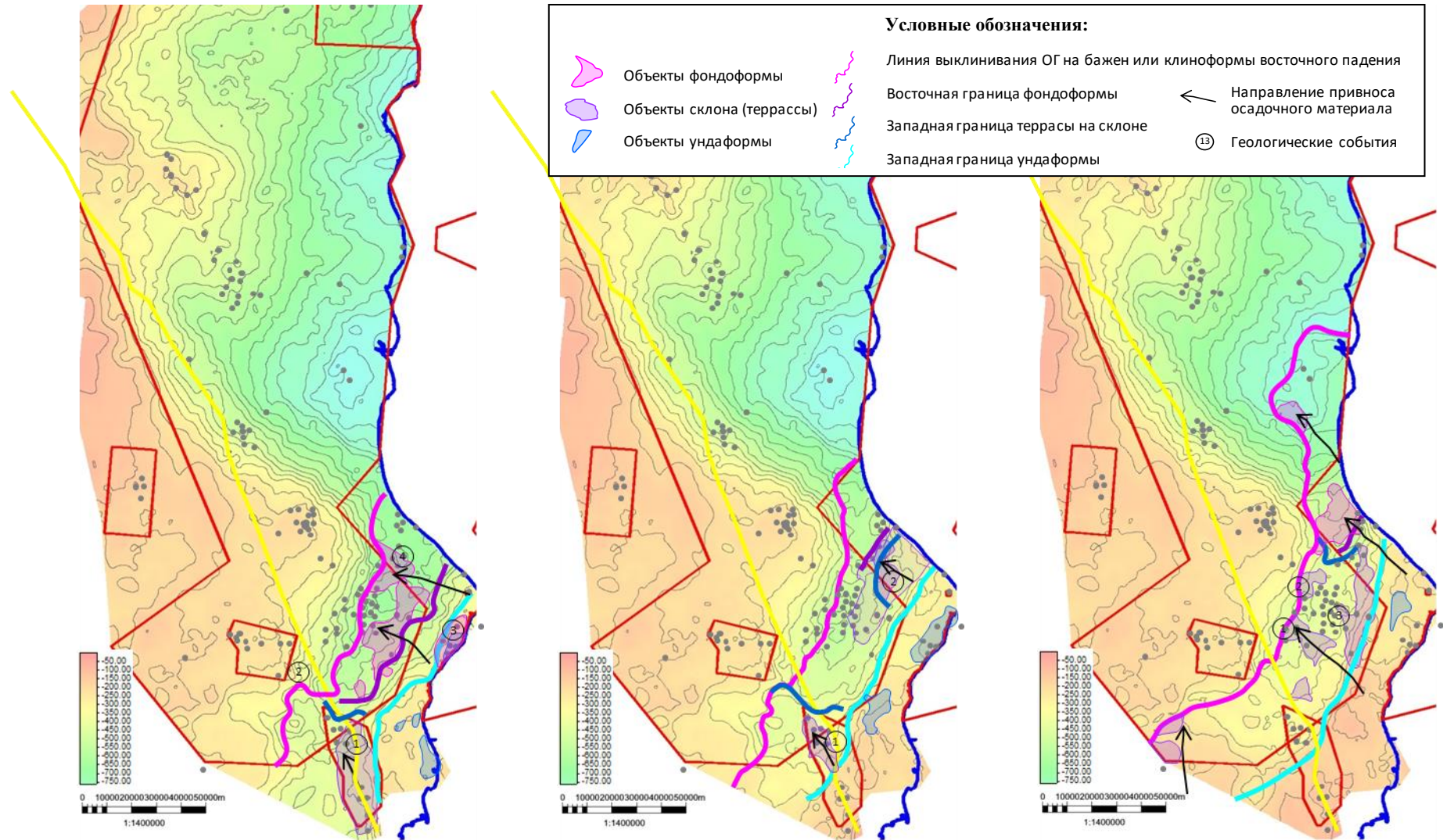


Рисунок 4.8 – Палеорельеф на конец формирования ОГ Н5_Бя23
 Рисунок 4.9 – Палеорельеф на конец формирования ОГ Н5_Бя22
 Рисунок 4.10 – Палеорельеф на конец формирования ОГ Н5_Бя21

H5_Бя21 (Рисунок 4.10).

Данная клиноформа выклинивается на ОГ кровли восходной толщи уже в склоне-террасе, что обусловило формирование нескольких ловушек выклинивания вдоль границы распространения подкомплекса: Западно-Ростовцевская (1) и Кардинальная (2). Скв. Ростовцевские 65, 69, 70, 82, 94 были пробурены за пределами структуры по кровле апт-альб-сеноманского комплекса, но благодаря им было установлено наличие залежи в пласте Бя21 (по ГБ – НП7) явно неструктурного типа, изолированной от основного поднятия, и приуроченной к выклиниванию сейсмического горизонта БГ21 на кровлю комплекса восходной толщи и соответствующей аномалии волнового поля. Таким образом, Западно-Ростовцевская ловушка выклинивания подтверждена данными бурения.

Также в данном интервале скважинами обнаружены локальные песчаные тела и залежи непосредственно на Ростовцевском поднятии (3).

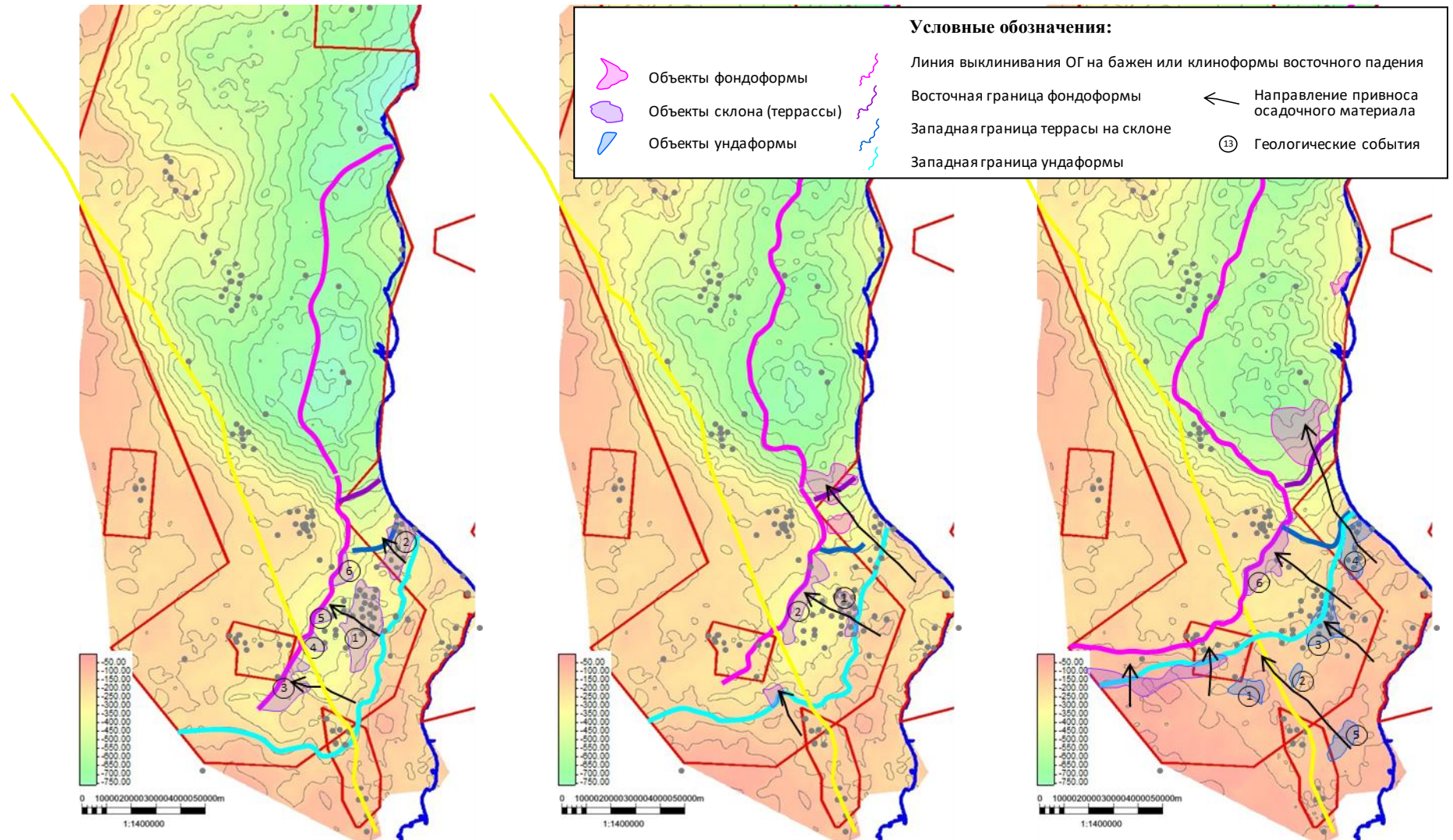
Здесь и далее в индексации пластов относительно ОГ появляется сдвиг, который проиллюстрирован на схеме на Рисунок 4.2.

H5_Бя20 (Рисунок 4.11).

Подкомплекс наследует черты строения предыдущего – протяженная терраса на склоне от современного Новопортовского до Хамбатейского поднятий, где накопились относительно мощные песчаные пласты на Ростовцевском (1) и Хамбатейском (2) поднятиях и вблизи зоны выклинивания клиноформы на кровлю восходной толщи. В этом комплексе следует выделить ряд перспективных ловушек выклинивания, аналогичных продуктивной Западно-Ростовцевской: Ямальская (3), Киноварная (4), Карминовая (5), Коралловая (6).

H5_Бя19 (Рисунок 4.12).

Сохраняющаяся терраса на склоне в районе современного Ростовцевского поднятия продолжила обеспечивать формирование мощных песчаных мелководных пластов (1). В этом комплексе следует выделить Южно-Нурминскую (2) перспективную ловушку выклинивания, аналогичную продуктивной Западно-Ростовцевской.



Н5_Бя15-16 (Рисунок 4.13).

В ходе формирования подкомплекса сохраняется терраса на склоне в районе Ростовцевской площади, формируются песчаники выклинивания на кровлю восходной толщи аналогично предыдущим клиноформам. Отличие заключается в том, что в подкомплексе снова появляется ундаформа и шельфовые песчаные пласты и ловушки: Ямальская (1), Шафрановая (2), Ростовцевская (3), Хамбате́йская (4), Малоновопортовская (5). Ростовцевская и Хамбате́йская вскрыты бурением и обнаружены залежи УВ.

Среди перспективных зон следует отметить район Мало-Ямальской площади. Данные съемки 3D в этом интервале (по индексации месторождения – это пласт Бя17) отражают распространение полосовидной аномалии вдоль бровки шельфа, что подтверждает нашу региональную модель. Предположительно, это литологическая ловушка, аналогичная продуктивной Ростовцевской. Однако выше по разрезу песчаный пласт вскрыт в скв. 8, где признаков УВ не обнаружено. Перспективы следует связывать с Ямальской структурой (1) непосредственно юго-восточнее скважины, где аномалия по атрибутам совпадает со сводом поднятия. Коллектор вскрыт во всех скважинах Мало-Ямальской площади и вне аномалии, значит, вероятнее всего аномалия отображает УВ насыщение. Но есть некоторый риск, связанный с утечкой УВ по разломам и опесчаниванием покрышки.

Отражающий горизонт кровли этого подкомплекса отражает строение пласта Н5_Бя13-14, поскольку тот приурочен к подошве следующего подкомплекса. В фондоформе данный горизонт характеризует также пласт Н5_АчБя10_11.

Сложность строения песчаных пластов этого и предыдущих подкомплексов в районе Ростовцевского месторождения вызвана особенностями циклического осадконакопления. Была предпринята попытка простейшего сиквенс-стратиграфического анализа сейсмических разрезов с целью объяснить механизм осадконакопления и составить концептуальную модель строения пластов Н5_Бя13-23 в районе Ростовцевской площади (Рисунок 4.14).

Результаты анализа показывают, что в терминологии сиквенс-стратиграфии верхняя часть подкомплекса Н5_Бя23 формировалась в ходе цикла трансгрессии, что обусловило накопление песчаного материала преимущественно в ундаформе, а также в фондоформе. Цикл Н5_Бя22 является регрессионным циклом, а в районе Южно-Хамбате́йской перспективной зоны представляет собой клин низкого стояния, где обычно накапливается песчаник. Далее идет трансгрессивный цикл, характеризующийся агградацией клиноформ. В таких циклах песчаный материал накапливается в основном в ундаформе, что и подтверждается скважинными данными.

Цикл пластов от Бя21 до Бя17-18 накапливался в ходе падения уровня моря. Ундаформа и шельфовые отложения предыдущих циклов размывались, и песчаный материал сносился в

сторону фондоформы данного цикла. Так как здесь фондоформа отсутствует (клиноформы «врезаются» в кровлю восходной толщи), то весь песчаный материал отлагался на террасе в пределах клинотемы. Мелководные условия осадконакопления здесь способствовали формированию небольших линзовидных тел, возможно, авандельтовых комплексов, которые проявляются в сейсмическом образе как серия проградирующих мелких клиньев (пласты Бя17-18).

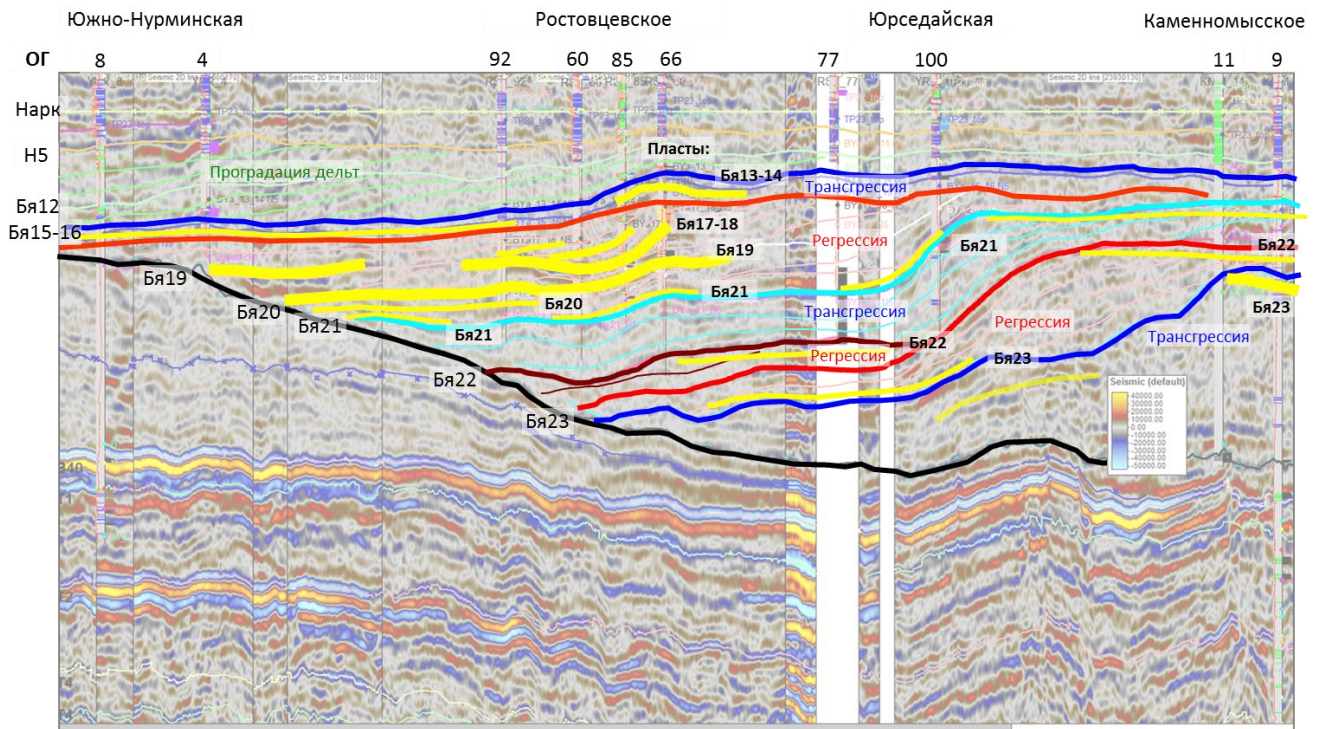


Рисунок 4.14 – Концептуальная модель строения пластов Н5_БЯ13-23 в районе Ростовцевской площади.

Далее произошло повышение уровня моря, что предопределило заглинизированность интервала пластов Бя13-14 и формирование устойчивого сейсмического отражения. Пласты Бя13-14 накапливались в ходе трансгрессионного цикла в ундаформе и фондоформе (склоне-террасе) подкомплекса, причем мощности песчаника в ундаформе больше, чем в склоне и фондоформе.

Подтвержденная результатом испытания в скв. 8 залежь ловушки Южно-Нурминская (б) в пласте Бя13-14_Н5 относится к типу ловушек выклинивания на кровлю восходной толщи. Таким образом, это еще один успешный пример подтверждения бурением локализованных в этой работе ловушек выклинивания.

Н5_Бя12 (Рисунок 4.15).

На данном этапе формирования палеорельеф в районе Ростовцевского практически полностью скомпенсировался (1). Началось заполнение осадками погруженной зоны в районе Тюпсалинской (2) и Среднеямальской (6) площадей.

Ундаформа комплекса опесчанена и формировалась вероятнее всего в условиях проградации дельт (рисунок Рисунок 4.14). Опесчаненность интервала в пределах этой зоны предопределила отсутствие надежных покровов и, соответственно, залежей УВ.

Коллектор накапливался преимущественно в зонах приклинивания пластов на кровлю восходной толщи в клиноте-террасе и фондоформе: Нурминская (4), Циннвальдитовая (5), Гуммигутовая (6) ловушки. Нурминская перспективная зона вскрыта скважинами, наличие коллектора подтвердилось, но продукта не обнаружено, вероятно, по причине неблагоприятных структурных условий. Сводовая часть ловушки остается перспективной.

Н5_Бя10-11 (Рисунок 4.16).

В конце формирования комплекса Н5 продолжается последовательное заполнение осадками погруженной зоны в районе сначала Тюпсалинской и Среднеямальской площади (1), а затем полосы от Арктической (2) до Северо-Сеяхинской (3) площади. Коллектор накапливается в пределах склона-террасы и ундаформы в виде песчаных полос NNE простирания, а также в фондоформе в виде предполагаемых конусов выноса и более протяженных контуритов.

В фондоформе данного подкомплекса выделяются пласты Н5_Ач1_Бя10-11, которые характеризуются ОГ Н5_Бя10_11 и пласты Н5_Ач2-3_Бя10-11, которые характеризуются ОГ кровли восходной толщи (ОГ Нз, «западный клин»).

Залежь ловушки Среднеямальская (4) в пласте Ач3_Бя10-11_Н5 выявлена по результатам испытания в скв. 13 и по данным РИГИС в скв. 14 и относится к типу ловушек выклинивания на кровлю восходной толщи. Таким образом, это еще один успешный пример подтверждения бурением впервые локализованных в этой работе ловушек выклинивания.

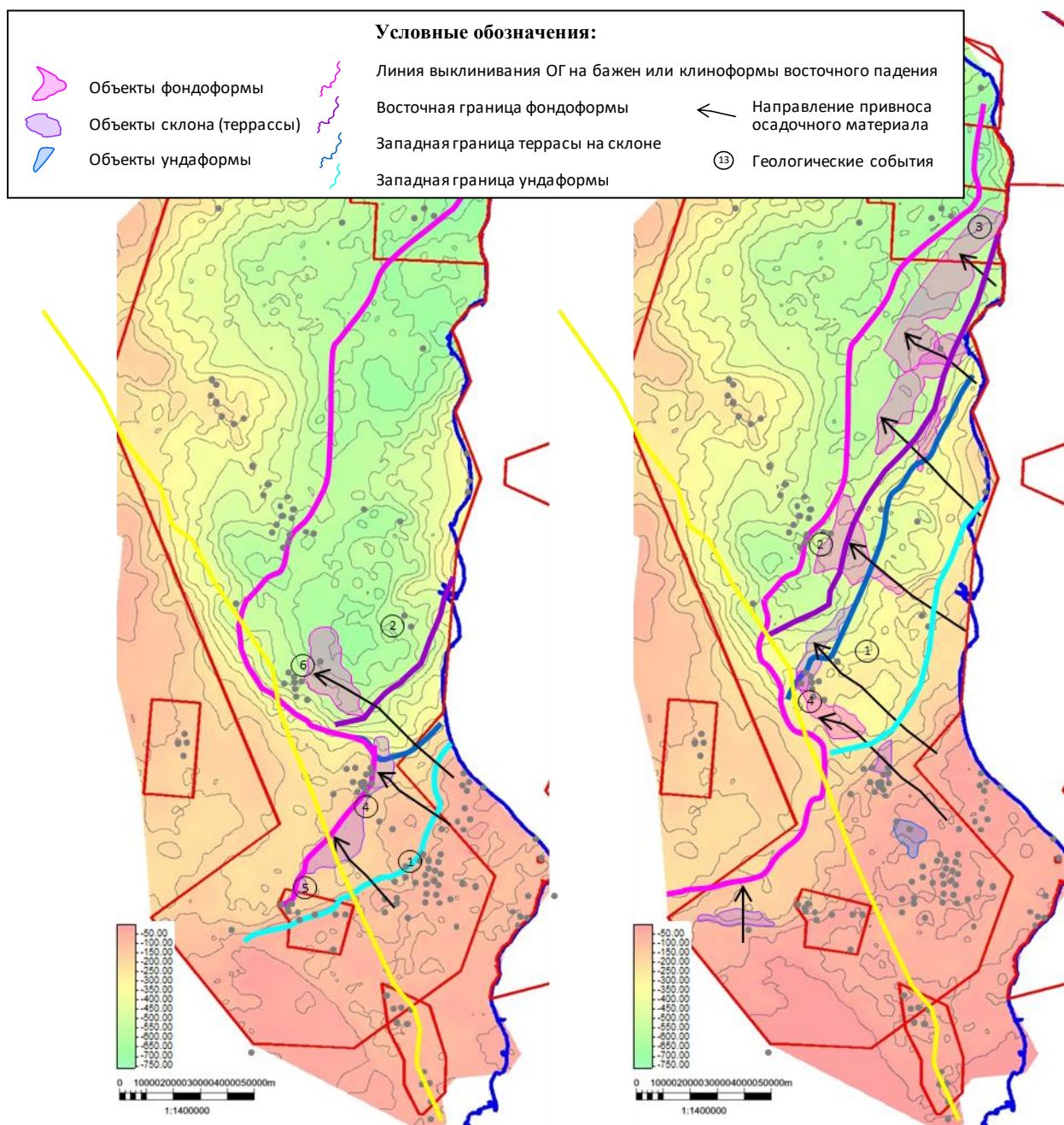


Рисунок 4.15 – Палеорельеф на конец формирования ОГ Н5_Бя12

Рисунок 4.16 – Палеорельеф на конец формирования ОГ Н5_Бя10-11

Н4 (Рисунок 4.17, Рисунок 4.18).

В начале формирования данного комплекса отложений продолжились процессы осадконакопления предыдущего: образование песчаных полос NNE простирания в ундаформе (1) и конусов выноса в фондоформе (2) (Рисунок 4.17). Но далее просматривается смена ориентации песчаных тел на более субмеридиональное направление (Рисунок 4.18).

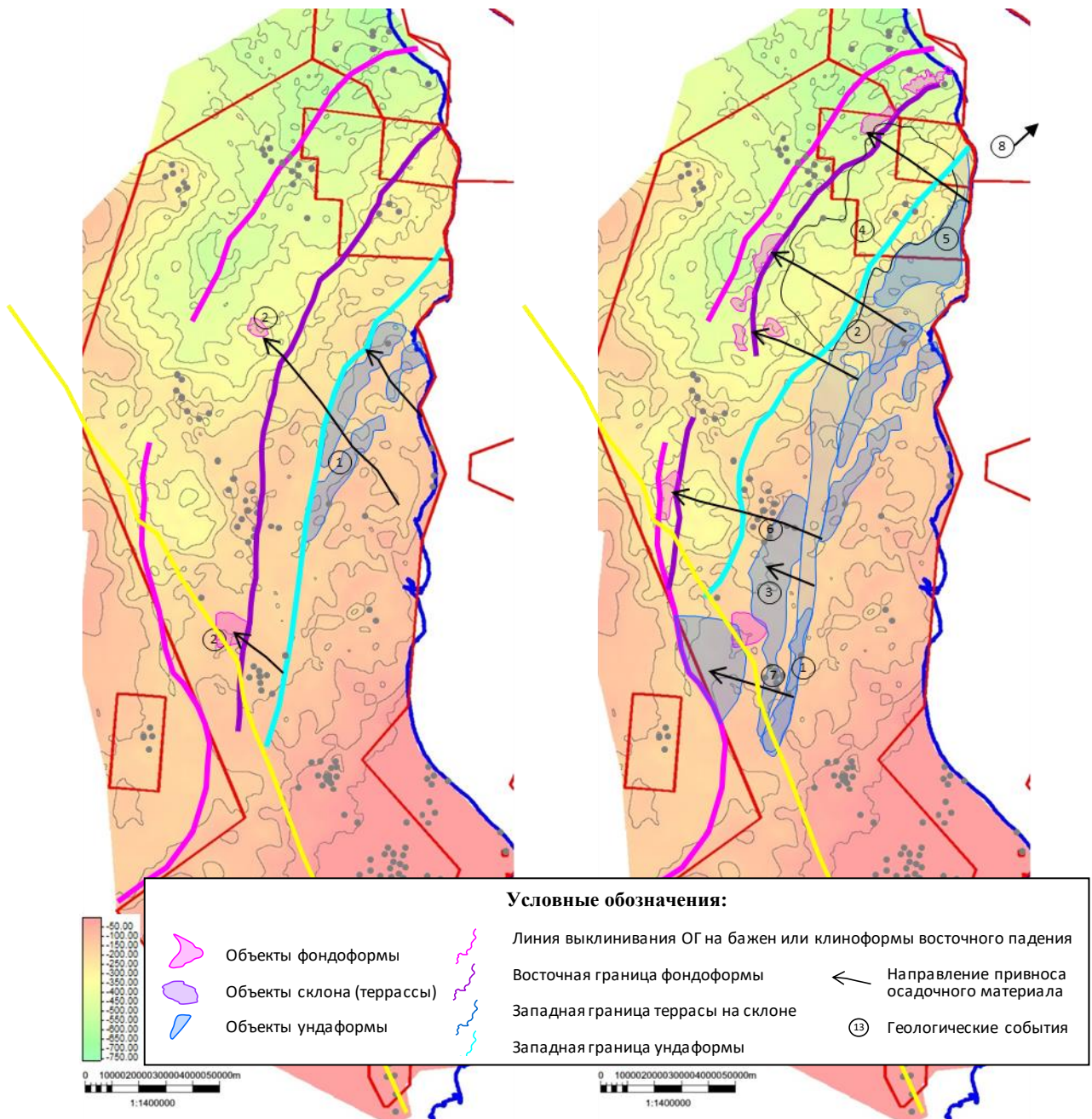


Рисунок 4.17 – Палеорельеф на конец формирования ОГ Н4 (первый этап)

Рисунок 4.18 – Палеорельеф на конец формирования ОГ Н4 (второй этап)

В частности, в пределах Среднеямальской площади выделяется сейсмическая аномалия с характерными сейсмофациями типа «вреза» практически меридионального простирания (Врезная ловушка) (1). В архивных отчетах по площадным работам эту особенность волнового поля интерпретировали как перспективный на обнаружение коллектора палеоканьон [Ордин, 1990]. Однако, более вероятной представляется интерпретация этой аномалии как следов оползания бровки шельфа, либо проградации дельты. В любом случае, эта аномалия представляется перспективной. Скважина Среднеямальская 16, возможно, вскрывает нижнюю часть данного объекта, где по РИГИС прогнозируется коллектор с неясным насыщением. Точно

установить приуроченность скважинного интервала к выделенной ловушке нельзя по причине того, что скважина несколько отстоит в стороне от сейсмического профиля. Данная аномалия прослеживается в виде повышенных амплитуд на картах атрибутов далеко на север до Северо-Сеяхинской площади (2).

На сейсмических разрезах в данном интервале наблюдаются другие многочисленные характерные фации «врезов» и следов сползания осадочного материала, невысоких клиньев, свидетельствующих о дельтовых процессах осадконакопления. Таким образом, эти субмеридиональные песчаные полосы (1, 2, 3) образовались в более мелководных, дельтовых условиях осадконакопления, предположительно, валанжинского возраста.

В фондоформе данного подкомплекса выделяются пласты Н5_Ач1-2_Бя10-11, которые характеризуются ОГ Н4_Бя_10_11 и пласт Н4_Ач3_Бя10-11, который характеризуется ОГ Н5_Бя10_11.

Несомненный интерес с точки зрения геологического изучения представляет собой область развития аномально хаотичной сейсмической записи в рассматриваемом интервале разреза в районе Северо-Сеяхинского поднятия (4), охватывающая северо-восточную часть участка. Аномалия представляет собой нарушение когерентности отражений в фондоформной и склоновой частях клиноформ: появление вместо выдержанных отражений наклонных, волнистых «холмов» (Рисунок 4.19). По вертикали аномалия затрагивает практически интервал разреза от ОГ Н4 до Б. По латерали восточная граница контролируется зоной «рифтового» Северо-Сеяхинского глубинного линеамента (см. главу 3.3.1 и 3.3.4). В западной части оконтуривание объекта затруднено и дано условно ввиду плохого качества материала, возможно распространение объекта и несколько юго-западнее указанной границы. Южная граница определяется по резкому обрыву шельфового отражения и переходу его в зону хаотичной записи. Подобных объектов в пределах изученной нами территории Ямала и Гыдана больше не наблюдается.

Авторы отчета сейсмопартии, по материалам которой эта аномалия была выделена, рассматривали ее как зону диапиризма. С этим на совещании по защите отчета не согласился А.С. Яшуков, предложивший интерпретацию объекта как оползневого тела [Ифраимова, 1991]. Автор поддерживает последнее мнение, поскольку на некоторых сейсмических разрезах лучшего качества в волновом поле можно выделить следующую особенность строения объекта – наличие наклонных отражений с направлением падения, противоположном направлению самой клиноформы (Рисунок 4.20). Такие отражения можно интерпретировать как микронадвиги постседиментационного генезиса.

Таким образом, наиболее вероятная интерпретация данного объекта – оползневый комплекс, зона смятия осадков огромных масштабов (примерно 2 700 км²). По всей видимости,

сформирована локальным сжатием в глубоководной части неокомского бассейна – оседанием пород по склону формирующегося бассейна под действием сил гравитации и формирование мелких надвигов, взбросов и складок скольжения в уже накопленных турбидитах. Подобные объекты разного размера вскрыты бурением в других осадочных бассейнах (Рисунок 4.20).

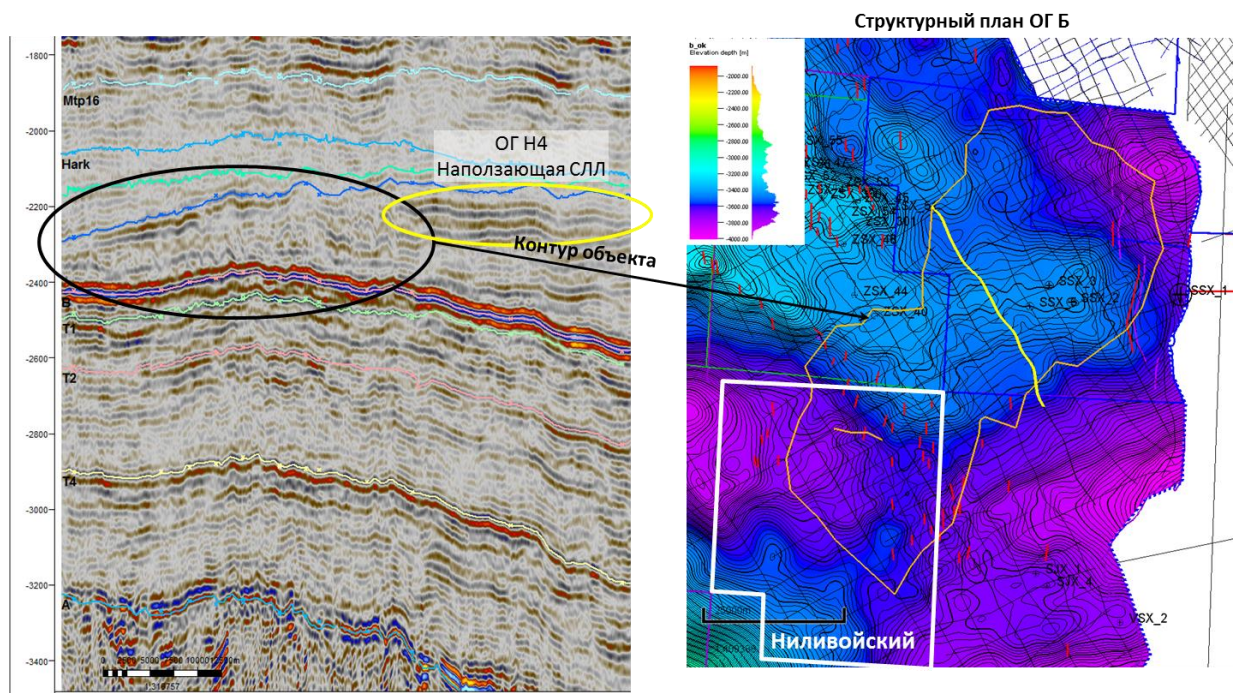


Рисунок 4.19 – Аномальная зона смятия осадков в неокомском интервале Северо-Сеяхинской площади.

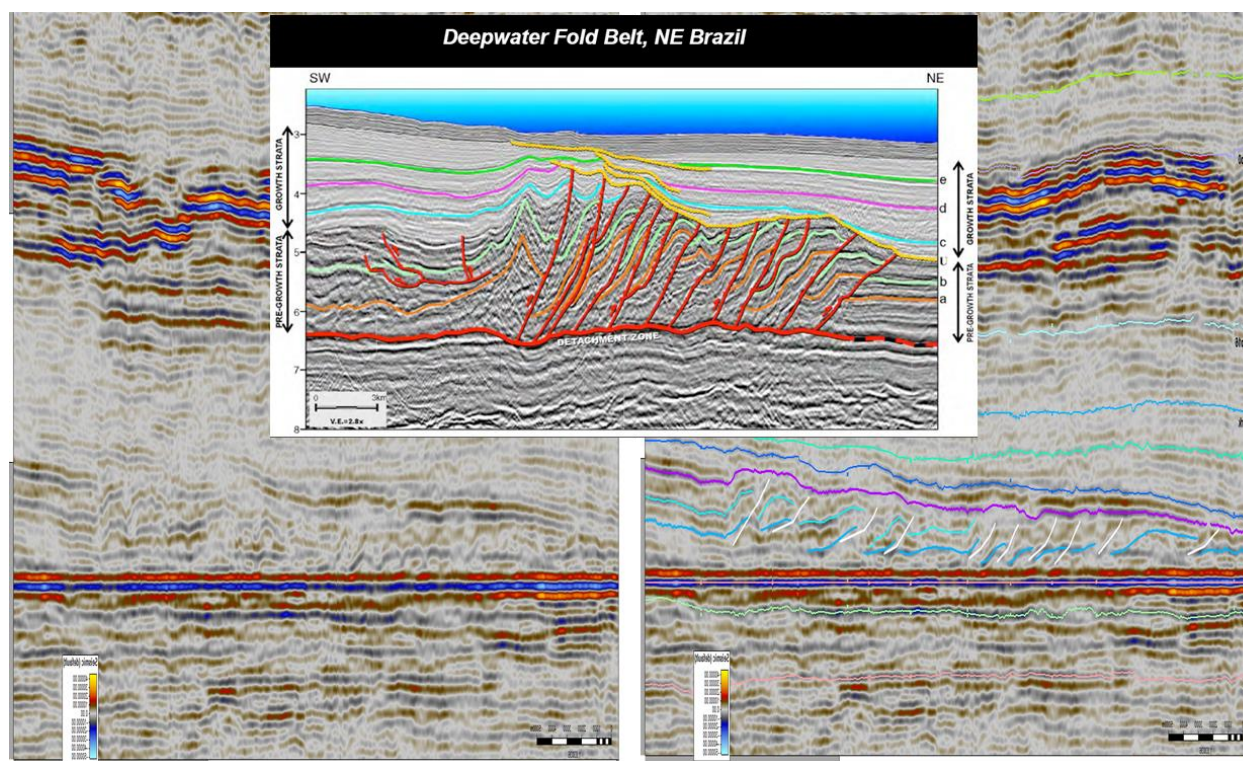


Рисунок 4.20 – Строение аномального объекта на Северо-Сеяхинской площади и предполагаемый аналог.

Очевидно, что разломы имеют постседиментационный характер. Таким образом, временные рамки события можно ограничить временем сразу после накопления данной клиноформы и до накопления следующей. Наивысшая степень нарушенности отражений характерна для восточной части области, западная часть оконтуренной аномальной зоны отличается менее выраженной хаотичностью.

Такой же объект, но меньших размеров обнаружен по данным съемки 3Д на Салмановском (Утреннем) месторождении. Данных бурения нет. В плане представляет собой гребнеобразную систему борозд, схожую с оползевыми объектами, смятыми микронадвигами, картируемыми например в Мексиканском заливе (Рисунок 4.21).

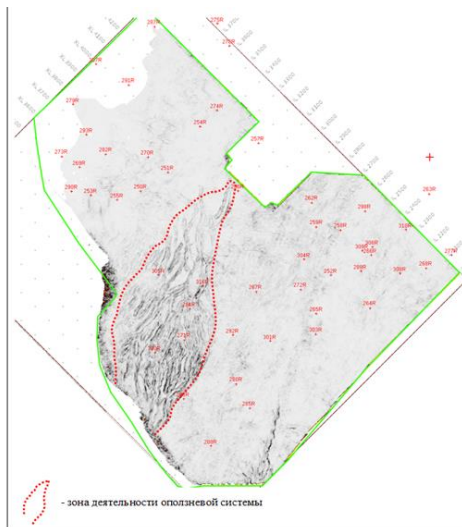


Рис. 6.168 Слайс куба неоднородности по ОГ НБГ 21

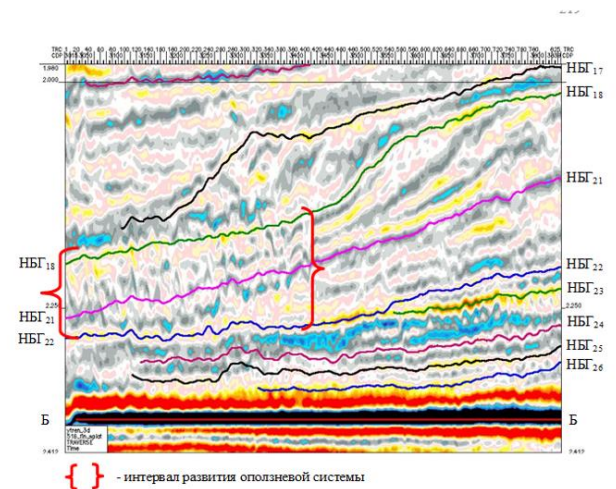


Рис. 6.166 Сейсмический траверс, иллюстрирующий волновую картину в интервале

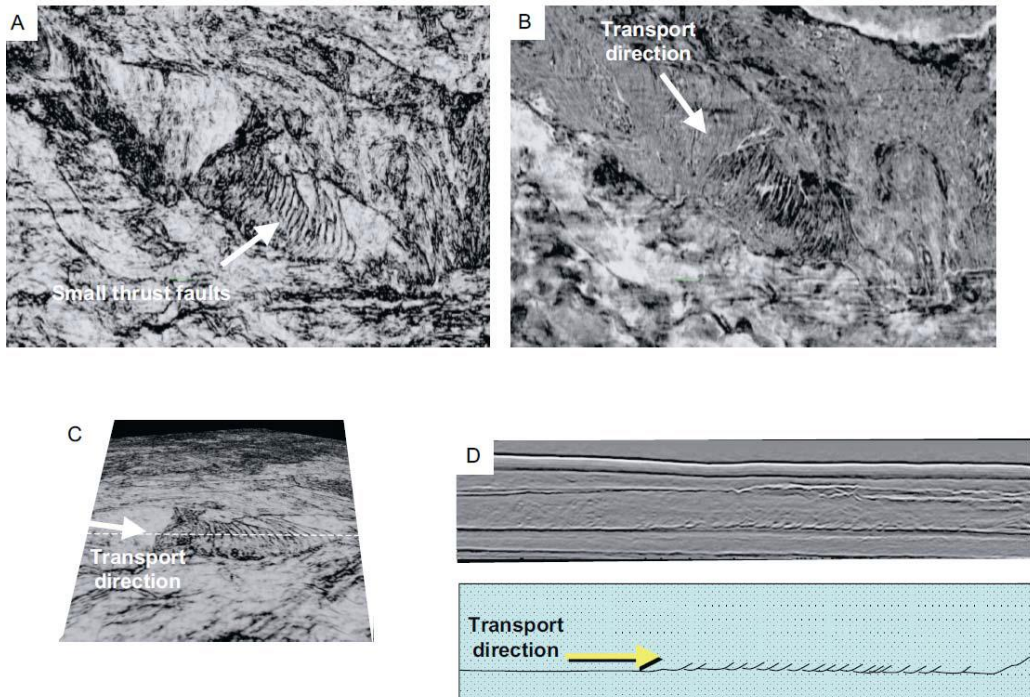


Рисунок 4.21 – Оползневый объект на Салмановском (Утреннем) месторождении [Ольшевский, 2016] и аналог в Мексиканском заливе [Posamentier, 2007].

Интересным совпадением может быть тот факт, что восточная граница объекта в общих чертах повторяет глубинный Верхнесеяхинский и Восточно-Арктический линеймент, который в осадочном чехле выражен субмеридиональной системой высокоамплитудных сбросов в интервале ОГ А-Б (см. главу 3.3.4), и возможно является западной границей рифта. Вполне вероятно, что подвижки по этому линейменту обусловили создание структурной ступени, зону локального сжатия над ней и образование аномального объекта. Аналогичные объекты на Утренней площади и Южно-Таймырской моноклинали также располагаются на подобных ступенях за резкими сбросами (Рисунок 4.22). Видно, что объекты приурочены к разным циклам клиноформ и формировались в разное время.

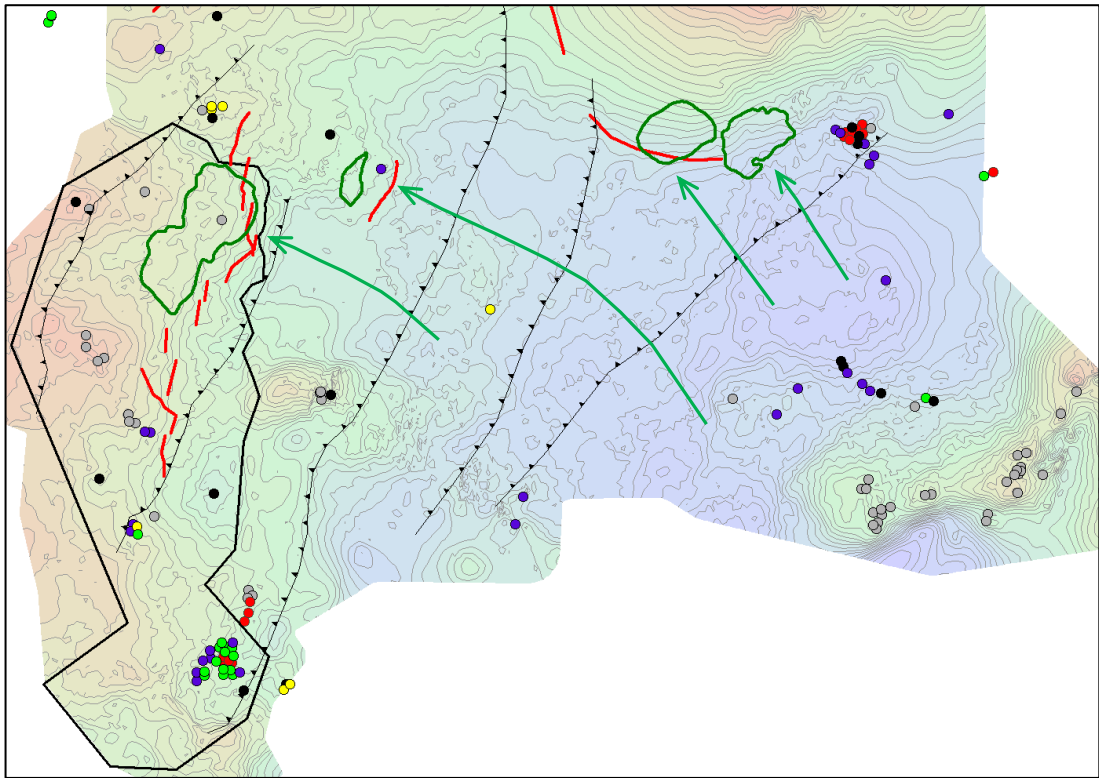


Рисунок 4.22 – Оползневые объекты, зоны смятия осадков в неокомском интервале на Ямале и Гыдане.

Этот «оползневый» объект вскрыт скважиной Северо-Сеяхинской 3 в интервале глубин примерно 3090 - 3480 (а.о. 3067 – 3457) (Рисунок 4.23). Интервал объекта преимущественно глинистый, выделяются маломощные песчаные прослои. Керна в данном интервале не отобран. Признаков УВ-насыщения нет. Поскольку объект сильно дислоцирован надвигами, его литологический состав по латерали должен быть неоднороден, то существует вероятность, что скважина неудачно попала в заглинизированную зону, а коллектор остался не вскрыт бурением. В этом случае картирование предполагаемых зон коллекторов ввиду сложности строения объекта возможно только при помощи сейсморазведочной съемки 3D.

На данном этапе изученности мы вынуждены опираться на фактические данные бурения, и рассматривать данный объект как малоперспективный и заглинизированный. В этом случае объект может служить глинистым латеральным экраном для ловушек выклинивания в ундаформе подкомплекса Н4 (Наползающая ловушка, являющаяся северным продолжением песчаной полосы, картируемой от Врезной ловушки на Среднеямальской площади) (Рисунок 4.18. (5)).

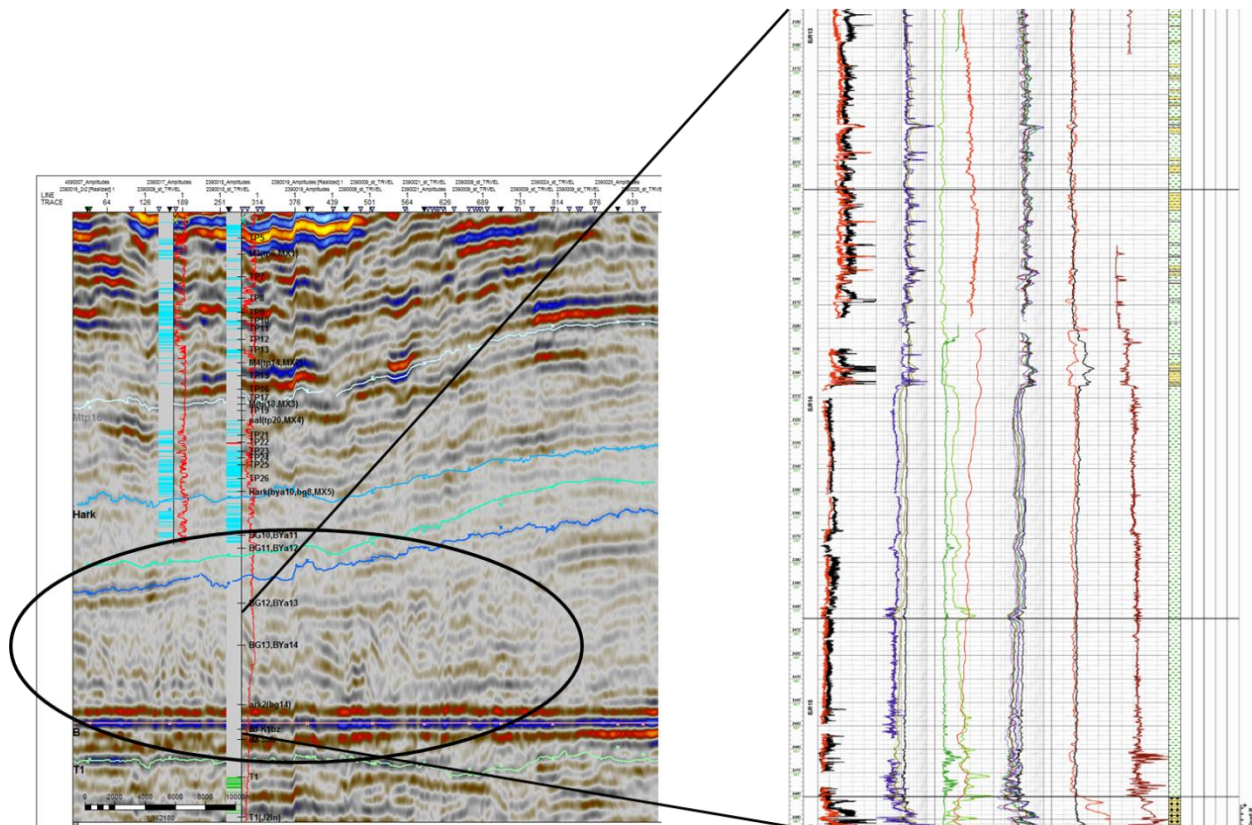


Рисунок 4.23 – Результаты бурения неокомского объекта в скв. Северо-Сеяхинская 3.

Надо отметить, что пласты-коллекторы ундаформы данного комплекса по данным бурения имеют низкую песчаность в скважинах на Арктическом (6) и Среднеямальском (7) месторождениях, по испытаниям везде «сухо». Данный интервал соответствует пласту БГ12 на Утреннем месторождении к северо-востоку от территории исследования (8), где он испытан во многих скважинах и лишь в одной получен приток, в остальных – «сухо».

Н3 (Рисунок 4.24).

В ходе формирования данного комплекса ориентация песчаных тел на севере площади разворачивается на NE. Сжатие в пределах аномального объекта привело к формированию локальной положительной структуры, которая, по всей видимости, служила препятствием на

пути транзита осадочного материала. Это объясняет отсутствие аномалий волнового поля и, соответственно, предполагаемых песчаных тел в фондоформе комплекса непосредственно за аномальным объектом (1). Перспективные зоны в фондоформе предположительно формировались южнее: Навакская (1), Ясавейская (2), Черная (3) ловушки.

С другой стороны, локальное сжатие могло привести к формированию террасы в пределах склона и накоплению песчаного материала над аномальным объектом. Здесь по «ярким пятнам» выделены перспективные зоны развития песчаного материала: Террасная 1, 2, 3 (5). Следует отметить, что северо-восточнее района работ, в пределах Восточно-Тамбейского участка по данным детальной площадной съемки 2D по данным атрибутивного и палеогеоморфологического анализа была выделена авандельта на террасе склона в пределах той же геоморфологической зоны (6) [Ольшевский, 2014].

По скважинным данным Нейтинское поднятие в неокомском интервале заглинизировано. Объяснение этому следующее. Нейтинское поднятие (7), в отличие от Арктического (8), к началу формирования клиноформных отложений было уже выражено в палеорельефе, что не позволило песчаному материалу отложиться на его своде. Из этого следует важное предположение о том, что непосредственно за Нейтинским поднятием, в зоне «тени», вероятность осаждения песчаника также не велика. Это было учтено далее при оценке геологических рисков.

H2 (Рисунок 4.25).

По всей видимости, этот интервал представляет собой клин низкого стояния в терминологии сиквенс-стратиграфии, аналогично пластам Н5_Бя17-21, Н5_Бя22. Это подтверждается обилием выразительных сейсмических аномалий в фондоформе комплекса, связанных с зонами развития песчаника. На Южно-Тамбейской площади (1) конусы выноса в фондоформе подтверждены бурением (пласты Ач2_Бя13 и Ач1_Бя14). Данные литологические объекты закономерно находят продолжение на юго-западе в виде полосы сейсмических аномалий, где прогнозируются аналогичные литологические ловушки: Западно-Сеяхинская (2), Новотиутейская (3), Южно-Тиутейская (4), Западно-Ясавейская (5).

В склоне-террасе комплекса по атрибутам и визуальному анализу картируются Оползневая и Проградационная ловушки (6) с характерными «перспективными» сейсмофациями проградации мелких клиньев вероятно, соответствующими зоне развития авандельт, и сползания осадочного материала по склону.

Нейтинское поднятие (7) продолжает быть выраженным в палеорельефе, что обусловило выступ восточной границы распространения комплекса в районе поднятия.

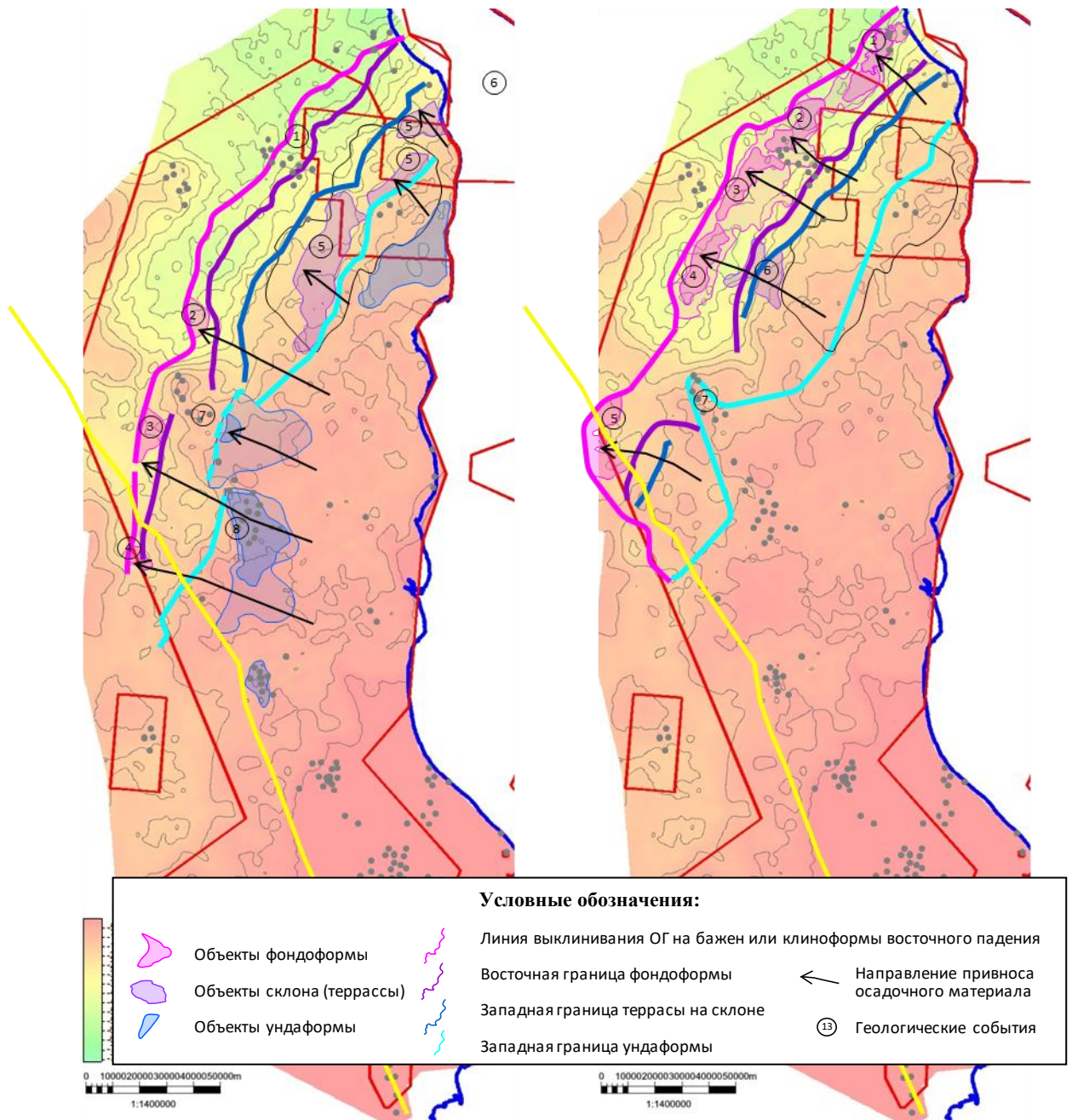


Рисунок 4.24 – Палеорельеф на конец формирования ОГ Н3.

Рисунок 4.25 – Палеорельеф на конец формирования ОГ Н2.

Н1 (Рисунок 4.26).

Сейсмокомплекс протягивается узкой полосой от современной Ясавейской впадины до северной части Южно-Тамбейского поднятия. На карте атрибутов здесь бросается в глаза выразительная динамическая аномалия в ундаформе, вероятно связанная с развитием шельфового коллектора (Верхнетиутейская 3 и Зеленая ловушки) (1).

Закартированные на Южно-Тамбейской площади аномалии (2), связанные с предполагаемыми конусами выноса в фондоформе (пласт Ач1Бя13), закономерно находят продолжение на юго-западе в виде полосы сейсмических аномалий, где прогнозируются

аналогичные литологические ловушки: Малотамбейская 3 (3), Верхнетиутейская 2 (4), 1 (5), Желтая (6), Фиолетовая (7). Также следует отметить зону локального раздува толщин в ундаформе комплекса в районе Вэнуйского поднятия, где благоприятный структурный фактор накладывается на литологический (8).

К примеру, скв. Верхнетиутейская 111 вскрыла свод поднятия, где аналогично Нейтинской антиклинали осаждение песчаного материала было маловероятно по причине того, что поднятие уже было сформировано и служило препятствием на пути распространения осадочного материала. Тем не менее, в скв. Верхнетутейской 112 получен аварийный приток газоконденсата, интервал точно установить не удалось. В районе данной скважины на сейсмическом разрезе выделяется аномалия «яркое пятно» в ачимовском интервале (Верхнетиутейская 1 ловушка) (5), что позволяет связывать приток с ачимовской залежью.

Н0 (Нарк).

Этот комплекс завершает формирование некомского интервала на исследуемой территории. В интервале не выделяется геологически значимых сейсмических аномалий, а по данным бурения комплекс преимущественно заглинизирован или водоносен. Лишь на Западно-Сеяхинском месторождении в одной из скважин получен приток УВ. Кровлю комплекса венчает слой арктической пачки глин и ее стратиграфических аналогов.

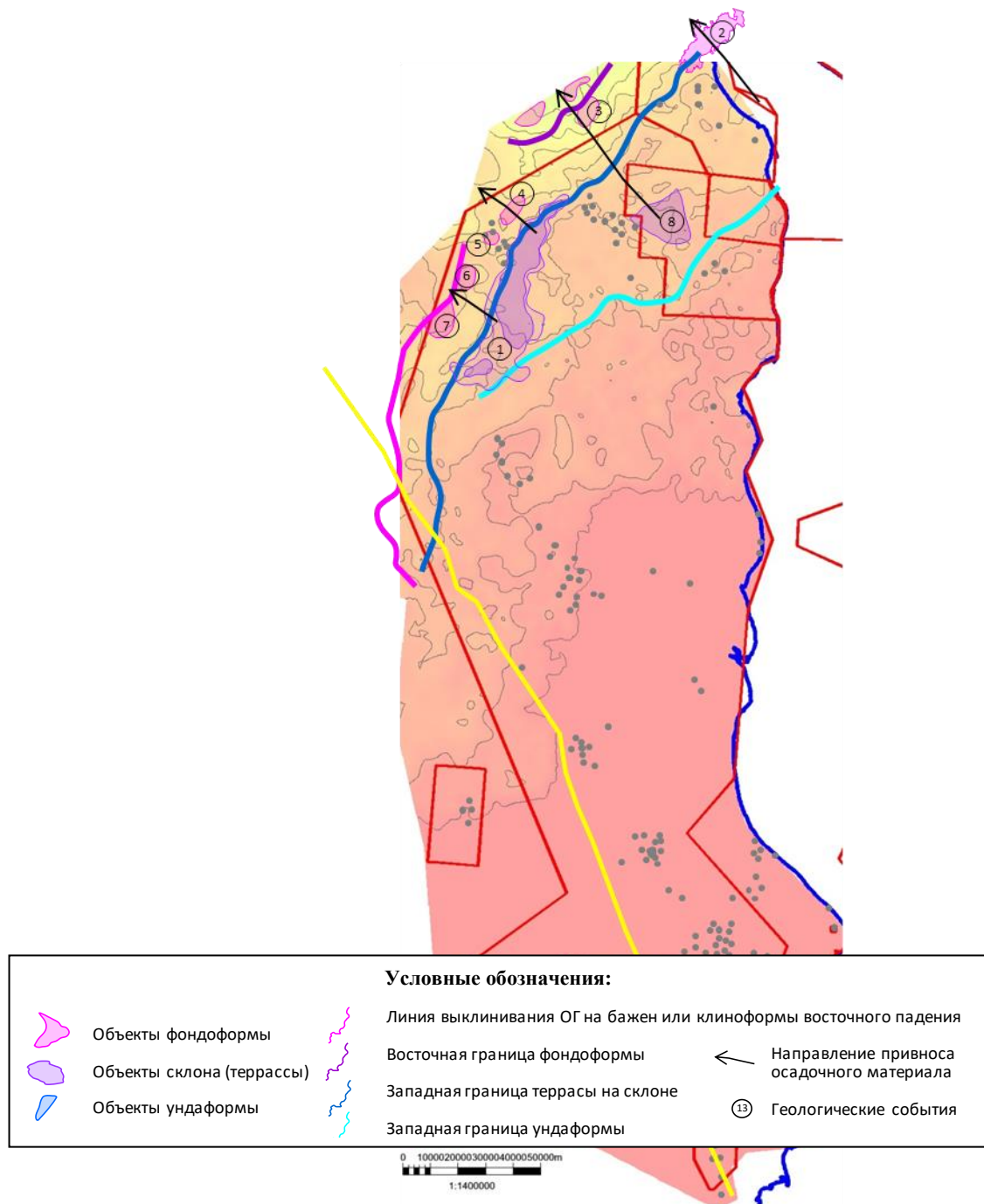


Рисунок 4.26 – Палеорельеф на конец формирования ОГ N1.

4.2 Выводы по строению и развитию неокомских отложений

Составленная детальная сейсмогеологическая модель строения неокомских отложений позволяет сделать следующие основные выводы. На Ямале клиноформный интервал по сравнению с восточными районами (Гыданский п-в) имеет сокращенную мощность, а геометрия клиноформ в разрезе не обладает сигмовидностью. Клиноформы достаточно пологие, перегибы, разделяющие унда-, склоно- и фондоформу, не выразительны. Лишь самые

древние клиноформные отражения на юго-западе площади (внутри подкомплекса Н5_Бя23) имеют традиционную сигмовидную форму с выраженным склоном.

На юго-западе Ямала в составе ахской свиты выделена берриас-раннеготеривская восходная толща, сложенная преимущественно морскими аргиллитами. Мощность её достигает более 400 м. С кровлей толщи ассоциируется отражающая граница – клин восточного падения, встречного к традиционным неокомским клиноформам. Толща формировалась до накопления традиционных клиноформ. Ее образование связано как с тектоническим фактором, так и с проградацией осадков в северо-восточном направлении с Щучьинского выступа.

Установлено развитие в склоне большинства клиноформ структурных террас. Террасы формировались на сводах палеоподнятий, а также за счет палеоподпора в виде восходной толщи.

Вышеуказанная толща играла огромную роль в распределении песчаного материала и предопределила повышенное содержание песчаной компоненты на юге полуострова – преимущественно глинистое тело служило препятствием на пути транзита песчаного материала и являлось причиной формирования террас на склоне и мелководных, благоприятных условий для накопления пластов-коллекторов клиноформ западного падения. Этим объясняется формирование мощных пластов-коллекторов и залежей углеводородов в низах ахской свиты Новопортовского и Ростовцевского месторождений.

Эта толща оказывала влияние и на заполнение ловушек УВ – мощный глинистый интервал служил крышкой, отделяющей меловые коллектора от юрских нефтегазоматеринских пород.

Пласты группы НП, числящиеся на государственном балансе на Новопортовском, Ростовцевском, Хамбате́йском, Среднеямальском месторождениях, отличаются от других неокомских пластов по своим каротажным характеристикам, опесчаненностью и более мелководными условиями осадконакопления. Однако по проведенной в текущей работе корреляции цикл пластов НП на Новопортовском месторождении выклинивается до Ростовцевского и Хамбате́йского месторождений. Таким образом, индексируемые ранее пласты НП на Ростовцевском, Хамбате́йском, Среднеямальском месторождениях не равнозначны по возрасту пластам НП на Новопортовском и являются более «молодыми» песчаными телами группы БЯ. Схожесть пластов этой группы предопределена палеорельефом – приуроченностью к террасам на склоне клиноформ.

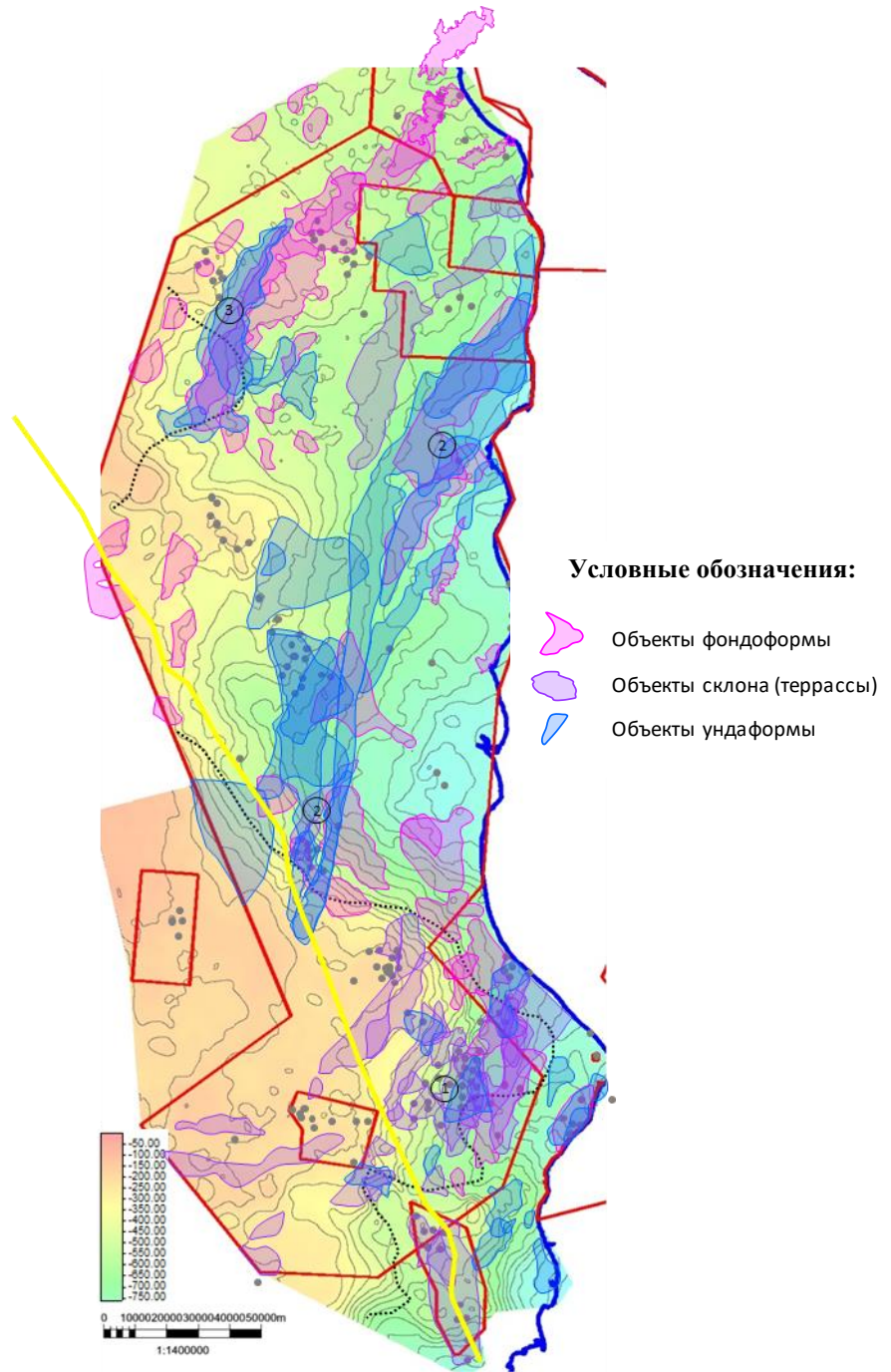


Рисунок 4.27 – Контуры всех перспективных зон развития песчаного материала неокомского комплекса

В целом по территории наблюдается следующая закономерность в распространении песчанистости: в скважинах, вскрывших неокомский интервал в относительно погруженных структурных зонах – Тюпсалинская, Сеяхинская, Хамбате́йская, Каменномысская площади – при увеличенных общих толщинах комплекса наблюдается уменьшение песчанистости и толщин коллекторов в сравнении со скважинами на приподнятых участках, таких, как Новопортовская, Ростовцевская, Нурминская, Среднеямальская, Арктическая площади. При этом наиболее рельефные Нейтинское и Верхнетиутейское поднятия преимущественно заглинизированы, поскольку к началу формирования клиноформных отложений они уже были выражены в палеорельефе, что не позволило песчаному материалу отложиться на их сводах.

Все локализованные на основе палеогеоморфологического анализа и атрибутного анализа перспективные объекты приведены на Рисунок 4.27. Хорошо наблюдается цикличность распределения песчаного материала по площади. Наибольшее скопление перспективных объектов отмечается в районе Ростовцевской (1), Среднеямальской и Турманской (2) и Верхнетиутейской (3) площади. Из них наибольшая песчанистость разреза по скважинным данным установлена в районе Ростовцевского месторождения.

Более подробно перспективные объекты описаны в главе 4.4.

4.3 Закономерности нефтегазоносности

Для выявления закономерностей проанализируем распределение объемов оцененных в настоящей работе запасов УВ. В результате проведенной работы выявлена 31 пропущенная залежь в меловых отложениях, запасы по которым не числятся на ГБЗ, и оценены 17 залежей в юрских отложениях. По результатам проведенной оценки в наиболее полно изученных бурением апт-альб-сеноманских и неокомских шельфовых отложениях на большинстве месторождений запасы УВ относительно балансовых изменились несущественно, кроме двух месторождений, где произошел существенный прирост: на Западно-Сеяхинском месторождении увеличились запасы газа апт-альб-сеноманских отложений, а на Среднеямальском – запасы нефти неокомских отложений. Распределение запасов по пластам отражено в результирующей таблице нефтегазоносности территории (Таблица 4.1), где для каждого продуктивного пласта длина столбика отражает величину запасов относительно суммарных по каждому месторождению. Отражены геологические запасы газа. Нефть приводилась к газу через пересчет объема в пластовых условиях. Величины запасов не приводятся из соображений конфиденциальности.

Отметим несколько установленных закономерностей нефтегазоносности района работ и сопредельных территорий.

1. На месторождениях, интенсивно нарушенных **разломами**, цикличность распределения запасов по разрезу разрушается, коэффициент заполнения ловушки резко снижается. Нефть проникает гораздо выше по разрезу (Таблица 4.1).

2. Все без исключения месторождения Ямала и Гыдана, где открыты залежи в пластах **ПК1** и/или **ХМ**, характеризуются **аномалиями волнового поля** в интервале этих горизонтов: увеличение амплитуды отражения в интервале коррелируемой фазы, раздвиг фазы, появление дополнительного отражения от ГВК. И, наоборот, все водоносные и ложные поднятия не проявляют аномалий в волновом поле (см. главу 2). Таким образом, наблюдается четкая закономерность: есть характерная аномалия сейсмической записи в интервале ОГ Г и/или ГЗ – есть поднятие и есть залежь УВ; нет аномалии – нет поднятия и, соответственно, нет залежи.

Динамическая аномалия сейсмических данных – важнейший критерий наличия структуры для отражающих горизонтов ОГ Г и ГЗ, который помогает скорректировать выводы о наличии структур в условиях высокой погрешности построений при малой амплитуде структур. Ранее было отмечено, что поднятия амплитудой меньше 10 м в подавляющем большинстве случаев оказываются ложными, и большинство ложных структур имеют амплитуду меньше 40 м. Однако, если на структуре наблюдаются аномалии волнового поля, а также, если структура крупная по площади, тектонически обоснована, унаследована и прослеживается по всем горизонтам, но при этом имеет малую амплитуду, вплоть до отсутствия замыкания при малом шаге изолиний, она может быть перспективна и продуктивна.

Яркий подтвержденный бурением пример – Салмановское (Утреннее) месторождение, где амплитуда куполов порядка 10 м, и на архивных материалах замкнутой антиклинали не выделялось (Рисунок 4.28). Авторы отчета СП22/75-76, например, утверждали, что «бурение на сеноманские залежи бесперспективно в структурном отношении» [Коблова, 1976]. Но по данным последующего бурения и площадных сейсмических съемок стало ясно, что структурные носы осложнены замкнутыми поднятиями, содержащими залежи, и на текущий момент пласт является одним из самых крупных на месторождении по величине запасов. На Рисунок 4.28 видно, что даже по данным современной сейморазведочной съемки 3D [Ольшевский, 2016] структура в поле изохрон не выделяется. Это, очевидно, связано с сопоставимостью амплитуды поднятия с величиной искажений, вносимых в структурные построения неоднородностями ВЧР. В интервале ОГ Г на поднятии выражена аномалия волнового поля, связанная с наличием залежи газа (Рисунок 4.28).

Отсюда можно сделать важный практический вывод. Если замкнутой структуры на структурных картах не наблюдается, а выраженная аномалия динамических характеристик на сейсмических разрезах имеется, то это дает основания предполагать, что имеются проблемы со структурными построениями – структурный план мог быть «переглажен» при учете влияния

ВЧР. В качестве примера таких перспективных объектов можно привести северо-восточную часть Западно-Сеяхинского поднятия (Рисунок 3.2), Хороводную, Хребетную, Восточно-Харасавэйскую структуры на севере Ямала, а также Аметистовую ловушку к югу от Гыданского месторождения.

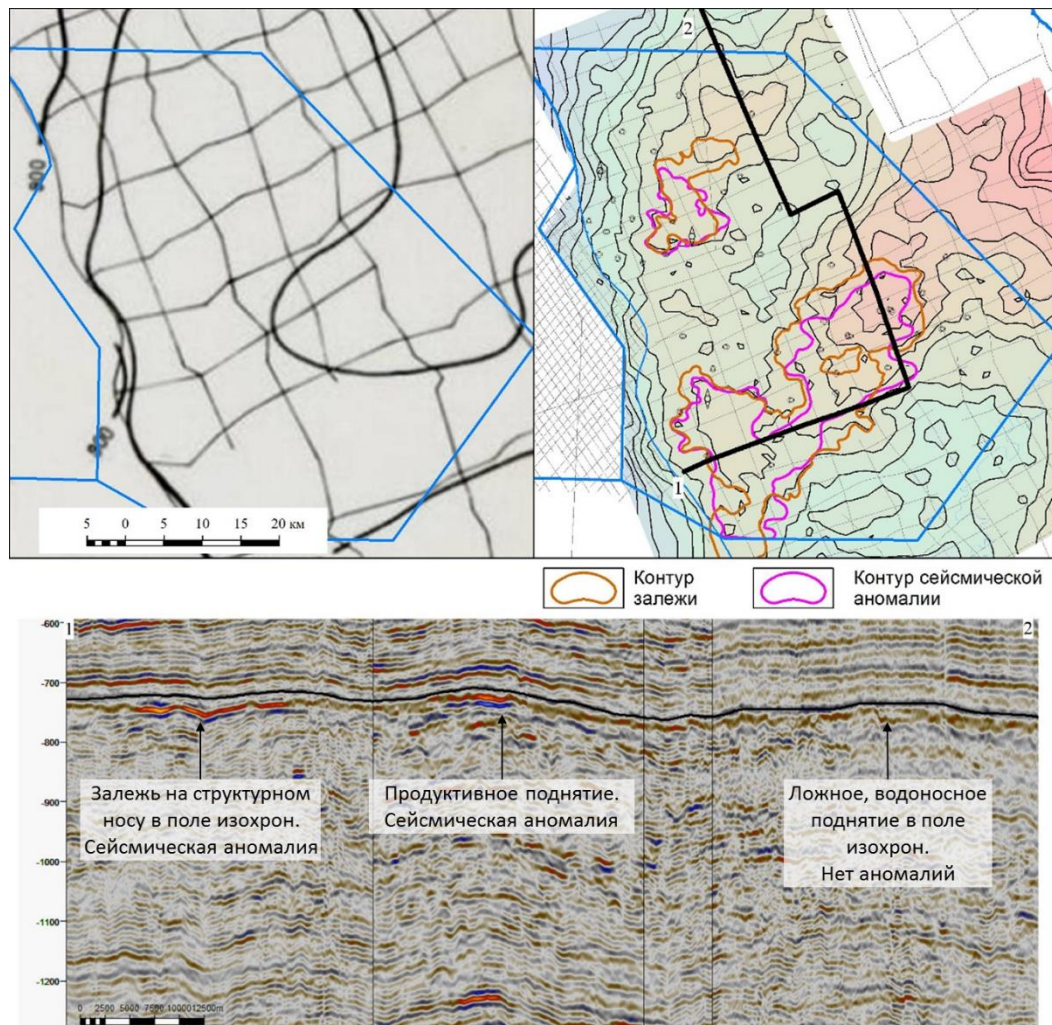


Рисунок 4.28 – Салмановский (Утренний) участок, ОГ Г, пласт ПК1. Вверху слева: карта изохрон по материалам МОВ [Коблова, 1976], шаг изолиний – 50 мс. Вверху справа: карта изохрон по материалам съемки 3D [Ольшевский, 2016], шаг изолиний – 10 мс. Снизу: сейсмический разрез через ложное и продуктивные поднятия.

3. Водонасыщение небольших по размеру структур в пределах погруженных зон, с установленной по данным бурения ловушкой, коллектором и крышкой (Сеяхинская, Северо-Малыгинская, Сядорская, Пяседайская ловушки, см. главу 2.3) сложно объяснить чем-либо иным, кроме как особенностями истории и механизма миграции углеводородов (Рисунок 4.29).

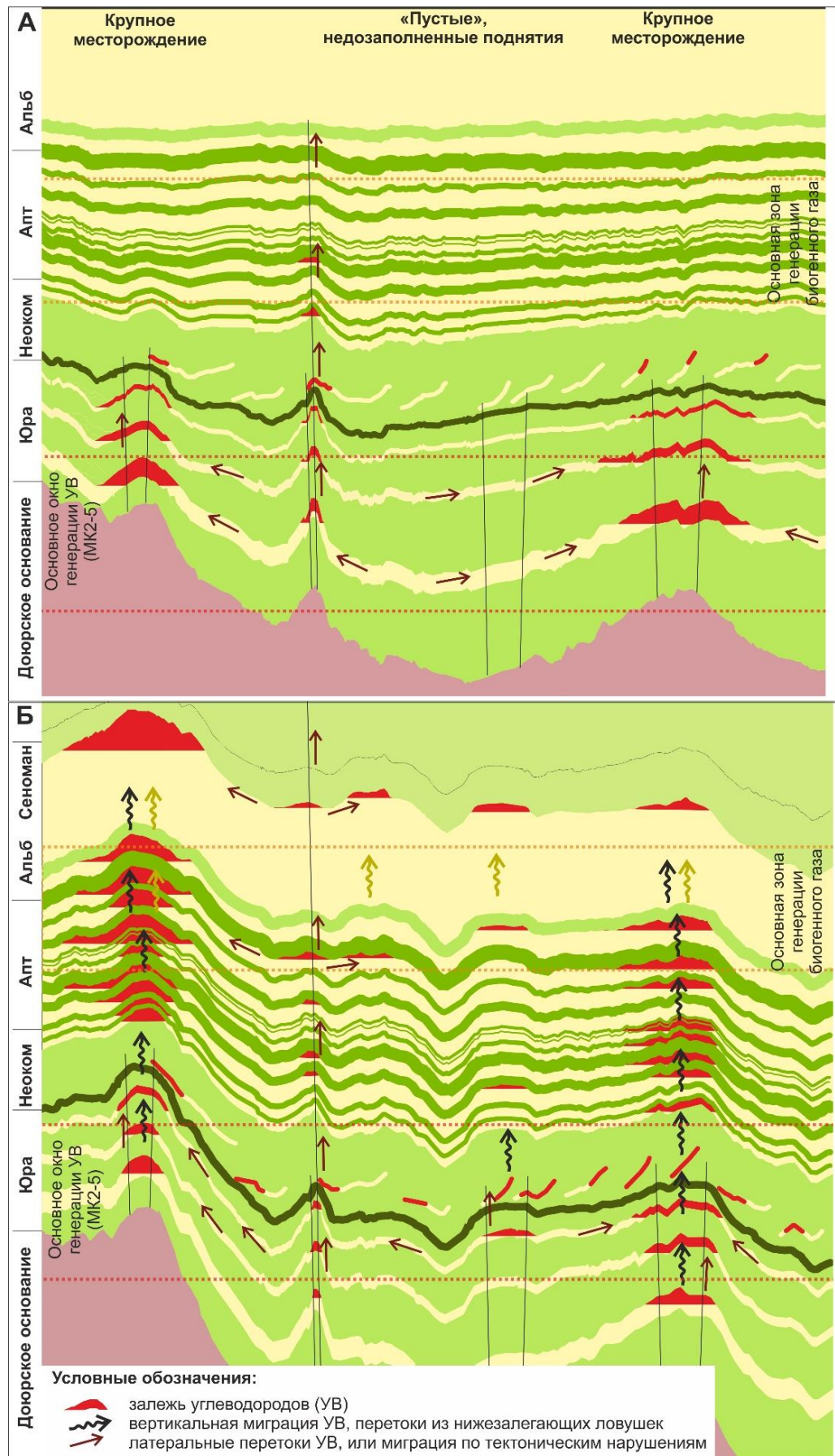


Рисунок 4.29 – Концептуальная схема формирования залежей Ямала, объясняющая незаполненность «молодых» поднятий. А – на момент накопления сеномана (94 млн лет назад), Б – современный разрез.

Важным является вывод, что существование таких водоносных структур *противоречит гипотезе о том, что преимущественным источником апт-альб-сеноманских залежей УВ были апт-альбские углистые отложения* (см. выводы в главе 1.4). Если УВ генерировались бы *in situ*, то все структурные ловушки в апт-альбе содержали залежи. Для объяснения водоносности вышеуказанных поднятий предложен механизм, рассматривающий в качестве основного источника УВ юрские материнские породы.

Эти мелкие поднятия являются структурами-«спутниками» более крупных месторождений, располагаются в пределах тех же самых крупных тектонических элементов, но на более низких гипсометрических уровнях (в их погруженной части). Уменьшение толщин вниз по разрезу в сводовой части этих структур является слабо выраженным, что указывает на то, что поднятия сформировались относительно недавно, в период кайнозойской неотектонической активизации. В отличие от более древних поднятий, апт-альб-сеноманские пласты этих структур до кайнозоя не имели возможности подпитываться УВ-флюидами, «просачивающихся» через покрывки вертикально вверх из юрских залежей, ввиду отсутствия поднятий в глубоких горизонтах. Если в палеорельефе и были мелкие поднятия, то высоты залежей, формировавшихся в этих палеоподнятиях, было недостаточно для прорыва покрывок. Отсутствие разломов на таких поднятиях также не способствовало миграции УВ в верхние горизонты.

Таким образом, чем древнее поднятие и чем оно было крупнее выражено в палеорельефе, тем больше вероятность его УВ-заполнения.

4. Неокомские ловушки над мощной глинистой восходной толщей, изолирующей юрские НГМП от меловых отложений, в большинстве своем водоносны.

5. Юрские отложения на всех месторождениях, где есть структурная ловушка, оказались продуктивны. При этом юрские залежи не учтены в государственном балансе. Наибольшие объемы УВ «пропущенных», не числящихся на государственном балансе залежей юры содержат Среднеямальское, Верхнетиутейское, Западно-Сеяхинское месторождения.

Для юрских пластов в целом наблюдается закономерное увеличение перспектив при уменьшении глубины залегания – в скважинах в пределах Южно-Ямальского вала, где юрские пласты залегают относительно неглубоко, вскрыты большие толщины, и получены высокие дебиты УВ.

Статистических данных слишком мало, чтобы говорить о надежной зависимости, но можно отметить следующую закономерность в отношении тектонического строения и продуктивности юры. На поднятиях, нарушенных мощными разломами, дебиты УВ из юрских пластов снижены вплоть до непромышленных (Арктическое, Нейтинское, Южно-Тамбейское, Мало-Ямальское 2). Возможно, это связано с уменьшением пористости и ФЕС в результате

карбонатизации порового пространства коллектора за счет активной гидротермальной переработки в зонах тектонической активности – трещиноватости.

6. В плане наблюдаемых закономерностей нефтегазоносности территории наиболее интересным районом является юг рассматриваемой территории, где расположены месторождения, резко отличающиеся от остальных и друг от друга по своему характеру нефтегазоносности: **Мало-Ямальское, Ростовцевское, Новопортовское, Хамбатейское, Каменномысское (суша)**. Так, Ростовцевское и Новопортовское месторождение имеют значительные запасы нефти, сосредоточенные в низах неокомского интервала – новопортовской толще, чем отличаются от других месторождений Ямала.

На Мало-Ямальском месторождении были проведены геохимические исследования керн и флюидов, позволившие ответить на некоторые вопросы по источникам УВ в залежах. Проведенное на основе исследований моделирование НГС установило, что термогенная генерация УВ большей частью мелового и кайнозойского комплексов маловероятна в связи с низкой преобразованностью. Залежи в пластах ПК и ТП на соседних месторождениях по всей видимости, образовались за счет генерации биогенного газа танопчинской свитой и перетоков из юрских НГМП. Породы юрской системы вошли в зону нефтяного окна и могут генерировать УВ, причем в силу терригенного типа керогена (III тип), преимущественно газоконденсат. Таким образом, основной источник юрских газоконденсатных залежей – НГМП малышевской и леонтьевской свиты.

Основной источник нефти – баженовская свита и ее стратиграфические аналоги. При эмиграции из материнской породы нефть в первую очередь заполняет ловушки, находящиеся ближе всего по разрезу: пласты ачимовской, либо новопортовской толщи в низах неокома. На Ростовцевском и Новопортовском месторождениях низы неокома существенно опесчанены. Таким образом, большая доля жидких и тяжелых УВ компонент в общем объеме запасов на этих месторождениях достаточно легко объясняется наличием большого числа неокомских ловушек, вбирающих себя нефть, мигрировавшую из баженовской свиты.

Если придерживаться этого объяснения, то возникает закономерный вопрос – почему на Хамбатейском месторождении, где в ачимовской толще обнаружен коллектор, был получен приток газоконденсата, а не нефти? Этому могут быть два объяснения. Во-первых, ачимовский интервал малоизучен на площади, и при дальнейшем бурении в этом районе, как на Хамбатейском, так и на Каменномысском месторождениях, вероятно открытие нефтяных залежей и оторочек, аналогично Новопортовскому, Ростовцевскому, Ямбургскому месторождениям. Во-вторых, ачимовская толща здесь залегает гипсометрически несколько ниже, и находится ближе к очагу генерации газа – к прогибу на западе.

«Аномальная» нефть в юрском и аптском интервале на Новопортовском месторождении объясняется высокой нарушенностью разломами поднятия. Мало-Ямальское также осложнено разломами, однако отсутствие нефти там объясняется наличием мощной глинистой восходной толщи, отделяющей меловые коллектора от источника нефти (баженовской свиты).

7. **Ростовцевское месторождение** отличается повышенной долей неокомских залежей в общем объеме запасов УВ. Это объясняется благоприятным совпадением нескольких факторов:

- Наличие террасы в пределах склона клиноформ западного падения.
- Наличие препятствия в виде палеоподпора на пути транзита материала непосредственно за площадью месторождения.
- Отсутствие поднятия (препятствия) на пути транзита песчаного материала до площади месторождения.
- Формирование структурной ловушки после накопления пластов-коллекторов.
- Отсутствие разломов – консервация залежи.
- Отсутствие мощной глинистой восходной толщи, отделяющей меловые коллектора от юрских НГМП.

8. Несколько сниженные объемы оцененных запасов в меловых отложениях на **Среднеямальском месторождении по сравнению с Нурминским**, несмотря на большие размеры поднятия (более низкий коэффициент заполнения) могут объясняться особенностями морфологии структур и расположения скважин, вскрывших поднятия. Нурминское поднятие изометрично, положение свода стабильно, скважины расположены оптимально – вскрывают свод структуры во всем разрезе. Среднеямальское же разбито на два купола по глубоким горизонтам, которые к сеноману сливаются в одно поднятие. Скважины, вскрывшие сеноманский пласт в оптимальных, сводовых условиях, более глубокие горизонты (Мтп16 и Нарк) вскрывают в месте прогиба, разделяющего два купола. Вследствие чего в этом интервале не обнаружено залежей, в отличие от Нурминского месторождения. При этом остаются перспективы на обнаружение залежей в неразбуренных частях поднятия.

9. На месторождениях Нурминской террасы, близкой к моноклиальной, бортовой зоне нефтегазоносного бассейна, часто наблюдается **наклон газоводяного или водонефтяного** контакта в сторону периферийной части бассейна (на запад).

Так, по скважинным данным на Среднеямальской площади в пластах ХМ5, ТП1, БЯ10, БЯ12 перепад контактов достигает 12-30 метров, наблюдается наклон в юго-западном направлении. На юго-западном крыле месторождения наблюдается нефтяная оторочка козырькового типа в пластах Бя10 и Бя10-1.

На Нурминском месторождении контакт наклонен до 5 метров в том же направлении в пластах ПК1, ХМ5, ТП2-3, ТП6, ТП14, ТП17.

На Ростовцевском месторождении в пластах ТП17 и НПЗ-7 контакт наклонен в северо-западном направлении.

Объяснением этому могут быть особенности гидродинамического режима и миграции флюидов (как воды, так и углеводородов) в прибортовой части бассейна. Контакт в залежах отклоняется гидродинамическим напором со стороны депоцентра бассейна и наклоняется в сторону борта – на запад. Нефть оттесняется на западные склоны структур газом, мигрирующим со стороны очага генерации с востока. Вполне вероятно, что отмеченные закономерности будут характерны для всех непоискованных поднятий региона.

Все выявленные закономерности распределения объема и типа УВ по вертикали и горизонтали учтены при оценке геологических рисков (см. главу 4.7).

4.4 Перспективы нефтегазоносности

4.4.1 Структурные ловушки

Перспективы нефтегазоносности любого исследуемого региона в первую очередь следует связывать со структурными ловушками. Выделенные структурные объекты и изменения (уточнения) их границ по сравнению с предыдущими работами кратко описаны в разделе 3.1

В пределах территории работ выделено 13 непоискованных ловушек, представляющих интерес: Верхнесеяхинская, Вэнуйская, Западно-Арктическая, Ямальская, Новосеяхинская, Седская, Снежная, Среднесеяхинская, Хобская, Юрсedayская, Ясавейская, Менгенотская, Рифовая. Помимо них, перспективными являются глубокие невоскрытые бурением структурные ловушки открытых месторождений.

Ряд структурных ловушек являются бесперспективными. Сеяхинское, Турманское, Восточно-Сеяхинское поднятия картируются в пределах участка, который был изучен бурением – три скважины не подтвердили наличие крупных структур и оказались водонасыщены (см. главу 2). Возможно, свод единой объединяющей структуры смещен на восток и располагается в акватории Обской губы. Северо-Сеяхинская структура – пробурены скв. 2 и 3, структура не подтвердилась (см. главу 2). Южно-Сеяхинская, Восточно-Арктическая структуры картировались как малоамплитудные, бескорневые, с низким коэффициентом вероятности существования – получена вода в скв. 32 и 40, структуры не подтвердились (см. главу 2). Южно-Тюпсалинская и Тобасалинская – на аналогичную расположенную рядом Тюпсалинскую структуру пробурены скв. 501, 502, структура не подтвердилась (см. главу 2). Фирновая+Нордовая ловушка имеет неунаследованный характер и аналогична рассмотренным

выше водоносным структурам. Новотиутейская, Восточно-Верхнетиутейская, Северо-Седская ловушки имеют совсем мелкие размеры и не могут представлять интереса.

4.4.2 Неантиклинальные ловушки неокомского интервала

Как мы видим, на территории исследования перспективных структурных объектов осталось мало, все они относительно малонадежны и небольшие в размерах, что ограничивает ресурсный потенциал района работ. С другой стороны, именно здесь открыты достаточно крупные месторождения в неокомском интервале – Ростовцевское, Среднеямальское, и получены притоки УВ из ачимовской толщи. Повсеместно в пределах поднятий продуктивны юрские отложения, а на юго-западе района работ они еще и расположены на доступных для массового разведочного и эксплуатационного бурения глубинах. Поэтому основные перспективы в плане наращивания ресурсной базы следует связывать в первую очередь с неокомскими литологическими и структурно-литологическими ловушками, и юрскими горизонтами.

С позиций региональной нефтегазоносности перспективы неокомских отложений обосновываются следующим образом. Основной очаг генерации УВ для рассматриваемого региона находится к востоку, в районе Гыданского полуострова. В триасовое-юрское время эта территория испытала относительно других территорий Западно-Сибирской плиты максимальное прогибание. Это позволило накопиться огромным толщинам (более 3 км) юрских отложений, богатых органическим веществом, а также обеспечило наиболее интенсивный прогрев нефтегазоматеринских пород, что способствовало генерации значительных масс УВ. Эти массы впоследствии мигрировали вверх по восстанию структурного плана, в том числе на запад, на Ямал, скапливаясь в положительных формах рельефа и далее прорывались вверх по разрезу, в первую очередь заполняя неокомские ловушки.

В главе 4.1 приведено описание геологического строения неокомского интервала в соответствии с проведенной корреляцией и выполненными структурными построениями. В том же разделе описаны принципы выделения и охарактеризованы картируемые по результатам динамического и палеогеоморфологического анализа перспективные объекты, общее количество которых составляет 123. Отметим наиболее важные объекты из выделенных.

Вдоль всей границы распространения глинистой восходной толщи (клина восточного падения), как и предполагалось В.С. Соседковым и А.Л. Наумовым [Соседков, 1988], было установлено развитие перспективных ловушек неантиклинального типа – *ловушки выклинивания клиноформ западного падения на кровлю восходной толщи* (Рисунок 4.30, Рисунок 4.31). Закартированные в данной работе ловушки выклинивания ранее целенаправленно не опробовались бурением, но в пробуренных для изучения других целевых

интервалов скважинах были получены притоки УВ из этих ловушек: Южно-Нурминская 8, Среднеямальская 13, 14, Хамбате́йская 57 и скважины на западе Нулмаяхинской (Ростовцевской) площади. Продуктивные и перспективные ловушки характеризуются аномалиями волнового поля (Рисунок 4.31). Коллектор в перспективных ловушках имеет разный генезис, в зависимости от того, какой частью клиноформы западного падения выклиниваются на кровлю восходной толщи: на востоке это классические глубоководные ачимовские конусы выноса (Хамбате́йская залежь), а на западе – шельфовые пласты (ловушка к западу от Среднеямальской площади).

Выделены *ловушки выклинивания на оползневый объект* на Северо-Сеяхинской площади (Рисунок 4.30).

На севере территории установлено продолжение вскрытых на Южно-Тамбейской площади *фондоформных песчаников* в виде узкой полосы на юго-запад до Верхнетиутейского поднятия. В непосредственной близости юго-восточнее Мало-Ямальской площади выделен ряд перспективных объектов на Ямальской структуре, где сейсмические аномалии совпадают со сводом поднятия. Здесь можно ожидать *ундаформные* и *террасные склоновые песчаники*, аналогичные отложениям продуктивных пластов Ростовцевского месторождения.

Данные объекты, конечно, нельзя напрямую рассматривать как нефтегазоперспективные объекты, а только лишь как зоны возможного развития коллектора. Для выделения перспективных ловушек эти зоны сопоставлялись со структурным планом. Перспективными следует считать в первую очередь объекты, которые характеризуются и структурным поднятием, и предполагаемой зоной развития коллектора. Но нельзя «списывать со счетов» и чисто литологические ловушки – их продуктивность подтверждена на Хамбате́йской, Среднеямальской, Южно-Нурминской и Западно-Ростовцевской площади (ловушки выклинивания на кровлю восходной толщи в фондо- и склоноформе) (Рисунок 4.30).

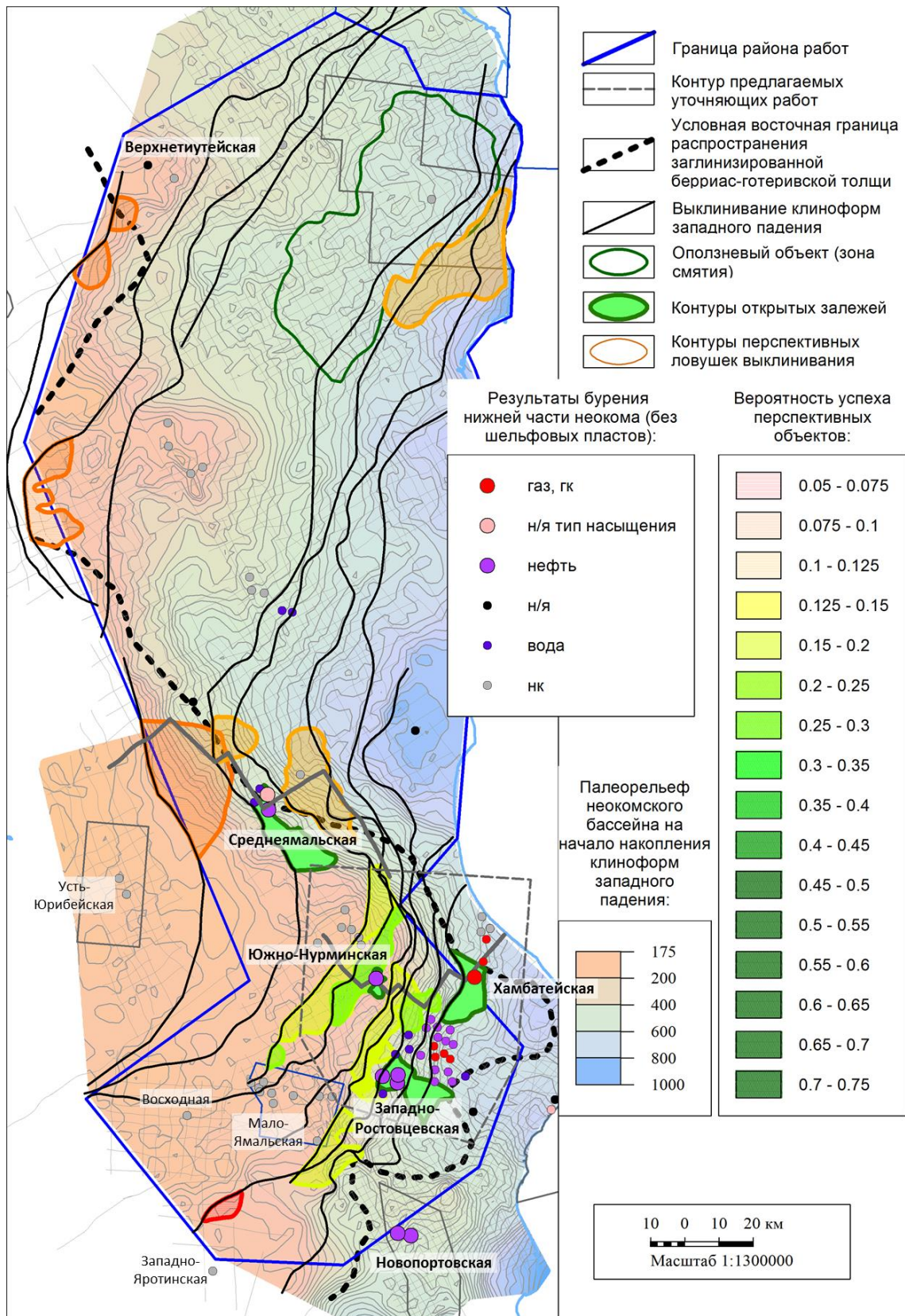


Рисунок 4.30 – Неантиклинальные неокомские объекты: ловушки выклинивания клиноформ западного падения на клин восточного падения (кровлю берриас-готеривской восходной толщи) и на оползневый объект.

Для выбора наиболее надежных в этом большом количестве выделенных ловушек проведены анализ подтверждаемости объектов бурением и оценка их геологических рисков (глвы 4.6-4.7).

Надо помнить, что все неокомские объекты ввиду ограничений имеющихся сейсмических данных и сложности геологического строения высокорискованны для поискового бурения и требуют дальнейшего изучения в ходе площадных сейморазведочных работ. Объекты следует рассматривать как зоны для постановки этих уточняющих работ.

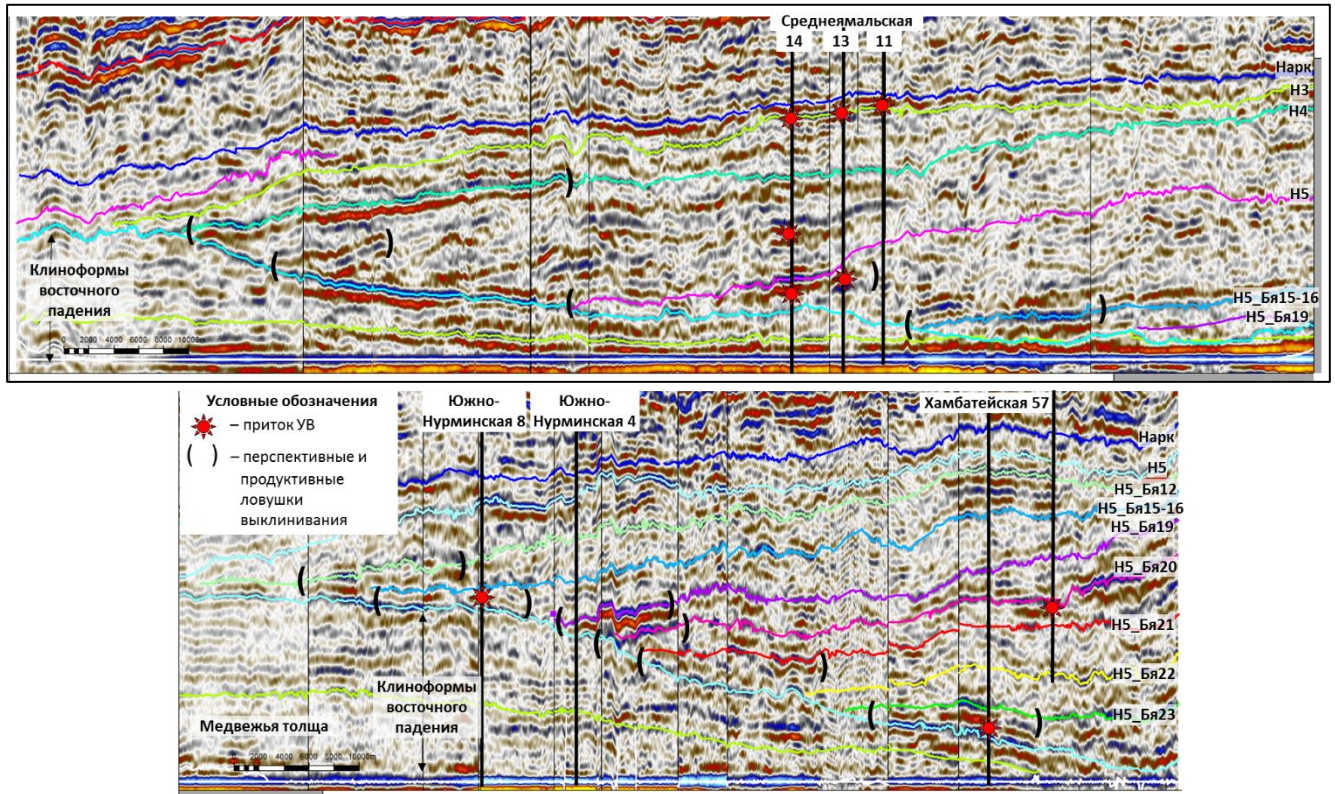


Рисунок 4.31 – Сейсмические разрезы через новые неокомские объекты. Положение указано на схеме выше.

4.4.3 Неантиклинальные объекты глубоких юрских горизонтов

Расформированные палеоподнятия. Ранее было отмечено что на территории работ выявлены палеоструктуры, полностью расформированные или уменьшившиеся в размерах в современном рельефе: Западно-Арктическое, Рифовое и Восточно-Нурминское поднятия, Юрсedayский и Усть-Юрибейский валы, Северо-Сеяхинский и Тюпсалинский приподнятые участки. На нефтегазоносность таких объектов указывают многие авторы [Вайполин, 1990; Нассонова, 2011]. По С.В. Аплонову это расформированные зоны пассивного древнего нефтегазонакопления [Аплонов, 2000].

Для оконтуривания перспективных зон была построена карта палеорельефа кровли юрских отложений в сеноманское время. Для отделения региональной компоненты прогибания

бассейна и более точного картирования перспективных палеоподнятий [Нассонова, 2011] была выделена локальная составляющая палеорельефа (Рисунок 4.32). На ней выделяется палеоподнятие в районе Северо-Сеяхинской площади, где получен дебит газоконденсата из пласта Ю2 в скв. 3. В периферийной части палеоподнятий оказались и продуктивные скважины Южно-Нурминская 8, Усть-Юрибейская 30 и 31. Современным структурным планом все эти залежи не объясняются. Таким образом, перспективы расформированных палеоподнятий подтверждены бурением.

Важно отметить, что в скважинах, пробуренных вне палеоподнятий, в большинстве случаев не удалось получить значимых притоков УВ, даже если скважина расположена в пределах современной замкнутой структуры.

Структурно-тектонические ловушки. По этой же карте можно наметить перспективные зоны развития тектонических ловушек к юго-востоку от Арктического месторождения, к югу от Юрсейдайской площади и в районе Ниливойской площади. 2Д сейсморазведка не позволяет точно картировать разломы, поэтому эти зоны следует рассматривать как перспективные области для постановки локализирующих сейсморазведочных работ 3Д. Перспективы обосновываются тем фактом, что тектонические нарушения эффективно экранируют залежи в юрских пластах на Бованенковской и Новопортовской площади.

Определенные перспективы также можно связывать с не подтвержденными бурением, и поэтому менее надежными ловушками выклинивания и зонами развития аллювиальных конусов выноса в пределах эрозионных палеодолин в базальных горизонтах юры.

Юрские ловушки выклинивания (барьерные по И.И. Нестерову) прогнозируются в зоне подошвенного налегания отражающего горизонта Т4 на кровлю доюрского основания (см. зону нулевой толщины на Рисунок 3.15).

Палеодолины в базальных горизонтах юры. В работах И.В. Кислухина подобные объекты были закартированы на основе атрибутного анализа сейсмических профилей в интервале ОГ А [И.В. Кислухин, 2012]. В этой работе для выделения палеодолин привлечен анализ карт мощностей. Зоны развития аллювиальных конусов выноса прогнозируются в районе выделенных по результатам палеогеоморфологического анализа палеодолин в районе Восходной, Усть-Юрибейской и Ясавейской площади (Рисунок 3.15). Предположительно, по этим палеодолинам с приподнятой и эродируемой зоны в западной части Южно-Ямальской и Юрибейской моноклизы сносился осадочный материал по направлению падения моноклинали на восток.

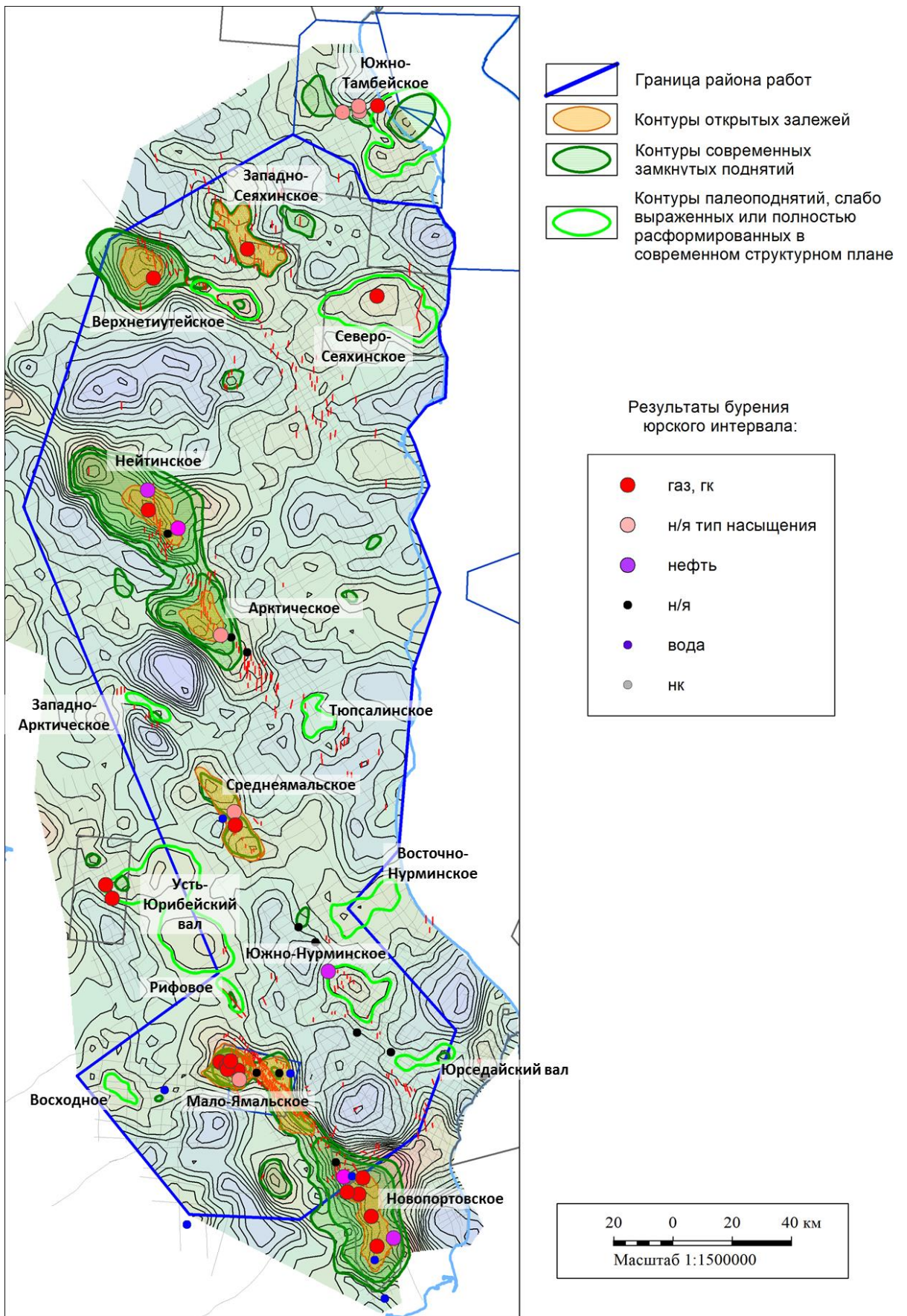


Рисунок 4.32 – Перспективные палеоподнятия по кровле юрских отложений на момент сеномана (локальная составляющая палеорельефа).

Распределение песчаного материала в пределах этих долин, предположительно, должно быть неравномерно. Аналогичная зона увеличения толщин, контролируемая разломами, была изучена сейсмической съемкой 3D на Мало-Ямальской площади [Хорошева, 2015]. Там в пласте Ю9_2 по результатам атрибутивного анализа четко выделялись аномалии, интерпретируемые как аллювиальные конусы выноса в прибортовой проксимальной, западной части предполагаемой долины. За пределами этих аномалий, в непосредственной близости от них, пласт был вскрыт в скв. 3003, где интервал представлен алевроито-песчаными отложениями прибрежной равнины с достаточно низкой пористостью $K_p=0.11$. Таким образом, подобные долины могут рассматриваться лишь как перспективные зоны, в которых возможно развитие коллектора, а для выявления областей с наиболее высокими ФЕС, а также для картирования латеральных экранов и литологических и тектонических ловушек необходима постановка сейсморазведочных работ 3D.

Для дальнейшей локализации и детализации объектов необходимы отдельные тематические и полевые сейсмические работы.

4.4.4 Доюрский комплекс

Отдельного внимания заслуживает доюрский комплекс, где на Новопортовском месторождении и Восточно-Новопортовской площади получены промышленные притоки УВ.

Анализ геологического строения этого интервала приведен в главе 3.3.1. Недостаточность и неравномерность глубокого бурения, а также отмеченные в указанных разделах многочисленные противоречия в интерпретации потенциальных полей и сейсмических данных не позволяют построить однозначную модель строения доюрского основания. Для дальнейшего выявления перспективных зон и количественной оценки доюрского основания требуется отдельная тематическая работа. В текущей работе был оценен наиболее интересный перспективный объект.

Основные перспективы доюрского основания связывают с корами выветривания метаморфизованных карбонатных пород, развитых в пределах контрастных древних поднятий. Причем в пределах поднятий более перспективными являются периферийные, погруженные области, к которым относится и Восточно-Новопортовская продуктивная зона. Эта зона связывается с глубинным разломом-взбросом северо-северо-западного простирания. На продолжении этого разлома в пределах прогнозируемых карбонатных пород располагается небольшая по амплитуде ранее не выделявшаяся древняя структура. На сейсмических разрезах она характеризуется потерей когерентности отражений и холмообразной формой кровли, хаотичной записью внутри доюрского основания (Рисунок 4.33). Такие особенности волнового

поля характерны для органогенных карбонатных построек, поэтому структура, возможно и несколько оптимистично, была названа Рифовой. Поднятие разбито взбросовыми разломами на несколько тектонических блоков.

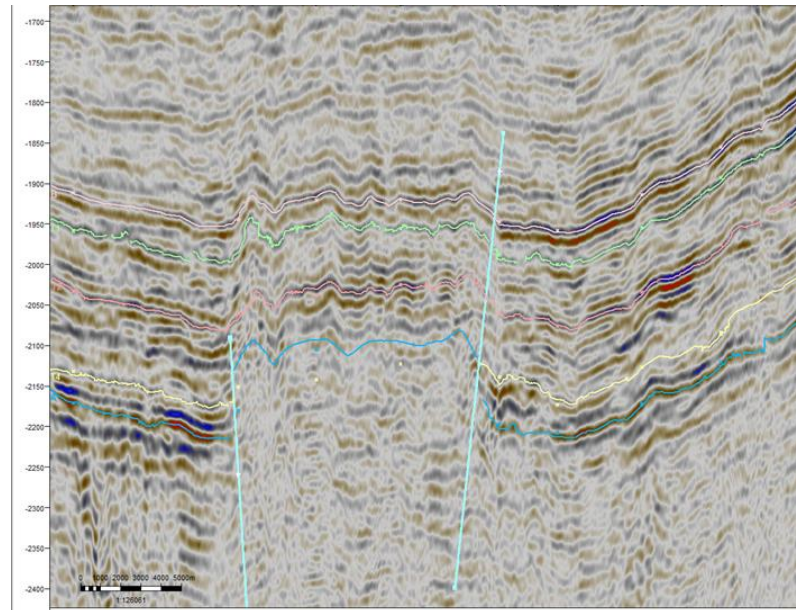


Рисунок 4.33 – Объект доюрского основания: Рифовая структура на сейсмическом разрезе.

Далее перспективные объекты оценивались на предмет вероятных геологических рисков для того, чтобы определить наиболее надежные из выделенных объектов. Для корректной оценки рисков необходимо сначала проанализировать подтверждаемость бурением ранее выделенных и опосредованных ловушек.

4.5 Коэффициент успешности поисково-разведочного бурения (общий)

Проведенный в главе 2 анализ отрицательных результатов поисково-разведочного бурения дает основания для уточнения значений коэффициента успешности (K_y) бурения аптальб-сеноманских структурных ловушек региона. Как правило, K_y рассчитывается как отношение количества скважин, вскрывших продуктивные пласты и подтвердивших промышленные объемы УВ, к общему числу пробуренных скважин. Само собой, если речь идет об успешности поискового бурения, то следует учитывать только поисковые скважины.

Если рассуждать об успешности бурения на отдельно взятую ловушку, то более информативной оценкой K_y было бы отношение количества открытых месторождений к количеству подготовленных к бурению перспективных площадей (ловушек). Такой коэффициент характеризовал бы вероятность открытия многопластового месторождения на перспективном поднятии в пределах территории исследований.

В таблице ниже (Таблица 4.2) приведены значения K_y , определенные по имеющейся статистике в пределах всего Ямало-Гыданского региона (Рисунок 2.1). Величина K_y равна 42 % в целом для всей территории исследования. Для сравнения, в хорошо изученном регионе ХМАО K_y составляет также 42% (по данным АУ НАЦРН им. В.И. Шпильмана) [Бевзенко, 2009].

Таблица 4.2 – Сводная информация по успешности поисково-разведочного бурения.

	Ямал	Гыдан	Все
Все скважины	326	139	465
из них неуспешные	42	26	68
Коэффициент успеха	0.87	0.81	0.85
Поисковые скважины	106	50	156
из них неуспешные	38	23	61
Коэффициент успеха	0.64	0.54	0.61
Все ловушки	39	25	64
из них неуспешные	23	14	37
Коэффициент успеха	0.41	0.44	0.42
Структурные ловушки	33	21	54
из них неуспешные	17	10	27
Коэффициент успеха	0.48	0.52	0.50
Надежные структурные ловушки	14	17	30
из них неуспешные	3	1	4
Коэффициент успеха	0.79	0.94	0.87

Подобные оценки для северной части Западной Сибири, как упоминалось в разделе 1.6, проводились ранее и другими авторами. В работе ОАО «СибНАЦ» [Каранкевич, 2014] рассматривался коэффициент успешности с разделением по НГО: для Ямальской НГО коэффициент составил 68%, для Гыданской НГО – 80%. По результатам данной работы коэффициент не сильно различается по территориям Ямала и Гыдана и равен 41% и 44%

соответственно. По результатам нашего исследования процент успеха ниже, поскольку мы в число неуспешных объектов относили и структуры всего с 1-2 продуктивными пластами, которые, очевидно, не могут являться рентабельными для разработки месторождениями.

Использовать в таком виде простое отношение количества открытых месторождений к количеству разбуренных площадей – это достаточно формализованный подход, приводящий к занижению коэффициента успешности, поскольку учитываются скважины, целенаправленно заложенные вне поднятий или на неструктурные ловушки. Если рассчитывать вероятность успеха бурения только структурных ловушек, то есть, если исключить из выборки вышеуказанные скважины, то процент успеха будет выше и составит 50%.

Если же рассматривать только крупные надежные структуры, которым не присущи перечисленные в главе 2 характеристики водоносных поднятий, то коэффициент успеха по статистическим данным составляет почти 90%.

Для целей анализа геологических рисков из проведенного анализа можно сделать следующие выводы. Коэффициент успешности поискового бурения структурных ловушек Ямала примерно равен 0.5 (48%) (Таблица 4.2). Однако, этот коэффициент вероятности успеха, во-первых, характеризует весь разрез в целом, а во-вторых, учитывает в себе два фактора нефтегазоносности - ловушку и насыщение, и не равен коэффициенту вероятности только насыщения.

В качестве вероятности насыщения структурных ловушек можно рассматривать выведенный по результатам этого же анализа процент успеха надежных структурных ловушек – на Ямале он составляет 0.8 (79%) (Таблица 4.2). Это число характеризует процент успешных ловушек с установленным по данным бурения наличием замкнутого структурного поднятия и коллектора. Водоносность таких ловушек нельзя объяснить ничем иным, кроме как неэффективностью процесса генерации-миграции-аккумуляции, который и характеризуется данным коэффициентом (вероятностью насыщения).

4.6 Анализ подтверждаемости неокомских объектов бурением

Приведенные выше коэффициенты характеризуют все пласты в пределах структуры в целом, и подходят больше для прогноза вероятности открытия месторождения в апт-альб-сеноманском интервале, без привязки к пластам, на непоискованном поднятии. Для неокомских сложнопостроенных структурно-литологических объектов следует провести отдельный детальный анализ результатов их бурения, с расчетом коэффициента подтверждаемости для каждого отдельно взятого объекта (пласта).

Рассмотрим результаты поисково-разведочного бурения неокомского интервала в части подтверждаемости коллекторских свойств и прогноза УВ-насыщения ловушек.

Наличие и качество *коллектора* характеризуется параметром $K_k = K_{распр} * K_{кач}$, где:

$K_{распр} = \frac{\text{Число скважин, вскрывших коллектор}}{\text{Общее число скважин}}$ – частота встречаемости (распространенность) коллектора,

$K_{кач} = \frac{\text{Число испытаний с притоком флюида}}{\text{Число испытаний}}$ – доля качественного коллектора по данным испытаний.

В таблице ниже (Таблица 4.3) приведены результаты анализа 322 неокомских интервалов согласно проведенным разбивкам, вскрытых скважинами в пределах контура работ.

Таблица 4.3 – Анализ распространенности и качества коллектора неокомского интервала по скважинным данным.

	Все				В пределах ярких пятен			
	Все	Унда-форма	Склон, терраса	Фондо-форма	Все	Унда-форма	Склон, терраса	Фондо-форма
Всего интервалов с РИГИС	305	172	101	32	141	52	73	16
Коллектор по РИГИС	207	122	67	18	109	38	57	14
Частота встречаемости (Краспр, распространенность коллектора)	0.68	0.71	0.66	0.56	0.77	0.73	0.78	0.88
Испытано	119	44	63	10	115	23	50	9
С притоком флюида	87	34	48	3	84	17	40	4
Доля качественного коллектора (Кккач)	0.73	0.77	0.76	0.30	0.73	0.74	0.80	0.44
Подтверждаемость коллектора (=вероятность успеха)	0.50	0.55	0.51	0.17	0.56	0.54	0.62	0.39

Основные выводы из приведенных статистических данных можно сделать следующие. Как и ожидалось, ачимовская толща имеет гораздо более низкий коэффициент успешности коллектора по сравнению с отложениями ундаформы. В основном, это связано с низкими ФЕС - процент "сухо" по данным испытаний очень высок.

Отложения склона имеют схожие с отложениями ундаформы значения коэффициента успешности. Здесь речь идет о предполагаемых террасах на склоне, распространенных, в основном, в южной части территории работ, где по скважинным данным установлено опесчанивание отложений склона.

Важным представляется факт увеличения процента успешности бурения закартированных с помощью динамического анализа неокомских объектов (в пределах сейсмических аномалий) для отложений склона и особенно фондоформы. Для ачимовских пластов применение динамического анализа при картировании перспективных объектов увеличивает шанс вскрытия коллектора более чем в два раза. А вот для объектов ундаформы прогноз развития коллектора по динамическим параметрам сейсморазведки работает слабо. Это, в принципе, не удивительно, если принять во внимание общую опесчаненность разреза вне зон развития арктической пачки глин над шельфовыми пластами и, как следствие, отсутствие акустического контраста и "ярких пятен" на сейсмических разрезах.

При анализе рисков можно принять следующие априорные коэффициенты успешности по коллектору:

- Для объектов фондоформы в пределах аномалий - 0.4, вне аномалий - 0.2
- Для объектов склона в пределах аномалий - 0.6, вне аномалий - 0.5
- Для объектов ундаформы - 0.6

Подтверждаемость прогноза *УВ-насыщения* характеризуется коэффициентом, характеризующим долю скважин с доказанной продуктивностью в общем числе скважин, вскрывших неокомский интервал (Таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Анализ частоты УВ-насыщения неокомских пластов по скважинным данным

	Все				В пределах ярких пятен			
	Все	Унда-форма	Склон, терраса	Фондо-форма	Все	Унда-форма	Склон, терраса	Фондо-форма
Всего интервалов коллектора	204	121	65	18	106	37	55	14
Н/я или продукт по РИГИС	142	70	58	14	92	31	49	12
Доля продукта	0.70	0.58	0.89	0.78	0.87	0.84	0.89	0.86
Всего испытано с притоком	87	34	48	5	61	17	40	4
С притоком УВ	76	27	44	5	54	13	37	4
Доля продукта по испытаниям	0.87	0.79	0.92	1.00	0.89	0.76	0.93	1.00
Подтверждаемость УВ-насыщения (=вероятность успеха)	0.61	0.46	0.82	0.78	0.77	0.64	0.82	0.86

Для прогноза рисков УВ-насыщения ловушек более корректно использовать коэффициент, характеризующий долю ловушек с доказанной продуктивностью:

$$K_{\text{прод}} = \frac{\text{Число ловушек с доказанным насыщением}}{\text{Число всех разбуренных ловушек}}$$

Для расчета коэффициента используется как количество ловушек, вскрытых скважинами с продуктом только по РИГИС, без испытаний, так и количество ловушек с притоком УВ. При анализе рассматривались только ловушки с наличием коллектора. Таким образом, данный коэффициент учитывает фактор насыщения отдельно, при уже сформированной ловушке и наличии коллектора. В таблице ниже (Таблица 4.5) приведены результаты анализа 52 опоскованных неокомских ловушек.

Таблица 4.5 – Анализ частоты УВ-насыщения неокомских ловушек по скважинным данным.

	Все				В пределах ярких пятен				Неструктурные	Структурные, включая структурно-литологические
	Все	Унда-форма	Склон, терраса	Фондо-форма	Все	Унда-форма	Склон, терраса	Фондо-форма		
Всего ловушек с коллектором	52									
Всего ловушек с однозначно установленной продуктивностью или водонасыщенностью	38	22	10	6	22	9	8	6	8	30
Продукт по РИГИС	28	13	9	6	19	6	8	6	6	22
Доля продукта	0.74	0.59	0.90	1.00	0.86	0.67	1.00	1.00	0.75	0.73
Всего испытано с притоком	26	12	10	4	18	6	8	4	7	20
С притоком УВ	26	12	10	4	18	6	8	4	7	20
Доля продукта по испытаниям	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Подтверждаемость УВ-насыщения (=вероятность успеха)	0.74	0.59	0.90	1.00	0.86	0.67	1.00	1.00	0.75	0.73

При анализе учитывались только ловушки с четко установленным результатом - продукт или вода по РИГИС или по испытаниям. Ловушки с «неясными» результатами не рассматривались. Ловушки расценивались как водонасыщенные, только если скважина с «водой» вскрывала свод ловушки. Объекты, где водоносная скважина вскрывала гипсометрически глубокую часть ловушки, не корректно списывать как неуспешные, поэтому, такие ловушки, а также объекты с н/я насыщением без притоков исключались из выборки.

Основные выводы из приведенных статистических данных можно сделать следующие. Для объектов склона и фондоформы все ловушки оказались насыщены УВ, однако статистических данных слишком мало для того, чтобы делать выводы о 100% успешности бурения таких объектов и о какой-либо закономерности вероятности насыщения ловушки от ее приуроченности к части клиноформы.

Более важно проанализировать влияние типа ловушки на вероятность насыщения. Структурные ловушки имеют, как правило, более высокий коэффициент успешности бурения. Однако, процент продуктивных неокомских ловушек с наличием структурного фактора (включая чисто структурные и структурно-литологические) и процент продуктивных неструктурных (литологических) ловушек по данным бурения оказался примерно равным - 0.73-0.75. Из этого не следует вывод, что литологические ловушки имеют одинаковый риск со структурными. Здесь необходимо учитывать тот факт, что опробованные бурением литологические ловушки все же приурочены к приподнятым участкам - расположены в пределах крупных тектонических положительных структур, и лишь в интервале рассматриваемого пласта не имеют замкнутой структурной ловушки. Большая часть непоискованных неструктурных объектов расположена во впадинах и котловинах. Логично предположить, что у этих объектов, расположенных в погруженных зонах, вероятность

насыщения УВ будет ниже. Это предположение подтверждается отрицательными результатами бурения «мелких» структур в пределах Новолунной впадины, Сеяхинской котловины и на флангах более крупных поднятий (см. главу 2).

Напомним, что по результатам регионального анализа подтверждаемости структурных ловушек доля продуктивных антиклиналей всего региона составляет 0.8-0.9. Таким образом, процент насыщения структурных ловушек, как рассчитанный отдельно по пластам неокома, так и выведенный по результатам анализа ловушек во всем разрезе имеет разброс значений от 0.7 до 0.9. Этим же числом характеризуется и частота УВ-насыщения неструктурных ловушек, опосредованных в пределах крупных положительных тектонических элементов. Вне этих элементов процент насыщения следует ожидать ниже в соответствии с отрицательными результатами бурения немногих скважин, пробуренных в пределах впадин и погруженных зон.

Что касается сейсмических аномалий, то, опять же, следует отметить факт увеличения процента успешности бурения неокомских объектов с выраженными сейсмическими аномалиями, аналогично увеличению процента встречаемости коллектора.

При анализе рисков можно принять следующие априорные коэффициенты успешности по насыщению:

- Для всех объектов неокома, расположенных в пределах крупных положительных тектонических элементов, и/или структурных объектов - 0.75.
- Для всех объектов неокома, расположенных в пределах крупных положительных тектонических элементов, и/или структурных объектов, с сейсмическими аномалиями - 0.85.
- Для неструктурных объектов неокома, расположенных в пределах погруженных зон, экспертно принимается равным около 0.5.

4.7 Оценка геологических рисков перспективных объектов

4.7.1 Методика и алгоритм оценки

В разделе 1.6 были изложены основные определения и современные подходы к оценке геологических рисков и неопределенностей. Отметим наиболее важные моменты предлагаемой методики.

Для оценки геологических рисков и неопределенностей используются два дополняющих друг друга процесса: оценка геологических рисков – определяет вероятность открытия залежи в конкретном пласте или объекте, и вероятностная оценка ресурсов – прогнозирует возможный диапазон объемов УВ в случае обнаружения залежи. Здесь рассматривается первый процесс.

Оценка геологических рисков характеризуется величиной, обратной риску – коэффициентом вероятности успеха $K_{усп} = 1 - \text{Риск}$. Этот коэффициент определяется через произведение составных коэффициентов, соответствующих факторам потенциальной нефтегазоносности объекта. В соответствии с изложенными в разделе 4.3 результатами анализа закономерностей нефтегазоносности в настоящей работе предлагается оценивать три основных фактора: наличие ловушки, коллектора и УВ-насыщения ловушки.

У читателя может возникнуть вопрос, почему не выделяются, как это часто принято, в отдельные факторы вероятность наличия НГМП, или наличия покрышки (как в работе [Фокин, 2011]), или сохранности УВ (как в работе [The CCOP Guidelines..., 2000])? Напомним, что в ходе анализа отрицательных результатов бурения (см. раздел 2) установлен основной критерий нефтегазоносности – структурный, то есть, фактор наличия ловушки. Остальные факторы имеют второстепенное значение. Самое низкое значение имеет фактор наличия материнской породы, так как эффективность генерационных свойств НГМП в пределах севера Западно-Сибирского НГБ является повсеместно высокой, и риски, связанные с процессами генерации и миграции УВ, минимальны. Заполняемость ловушки углеводородами определяется в первую очередь эффективностью удерживающих свойств покрышки и наличием событий, приводящих к разрушению залежи: тектоника, АВПД, процессы биодеградации и т.д. Поэтому представляется разумным оценивать факторы наличия покрышки и сохранности УВ одним коэффициентом – вероятности УВ-насыщения. Уменьшение количества используемых коэффициентов до трех видится оптимальным и с геологических соображений, и с методологических – в соответствии с принципом «бритвы Оккама».

Таким образом, коэффициент вероятности успеха $K_{усп} = K_l * K_k * K_n$, где K_l , K_k и K_n – коэффициенты вероятности наличия ловушки, коллектора и УВ-насыщения соответственно (Рисунок 4.34). Все коэффициенты оцениваются в долях единицы (0;1).

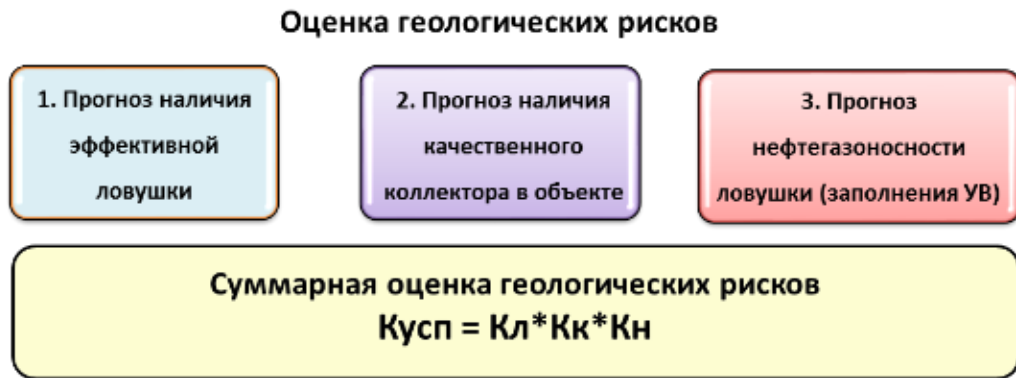


Рисунок 4.34 – Схема оценки геологических рисков.

Три основных фактора риска $K_{л}$, $K_{к}$ и $K_{н}$ предлагается оценивать по нескольким критериям и параметрам, представленным в таблице ниже (Таблица 4.6). Это критерии наличия каждого элемента нефтегазоносной системы. Как было отмечено в разделе 1.6, крайне важно использовать статистические данные при оценке рисков. Поэтому каждый критерий оценивается как исходя из **теоретических** соображений о вероятности наличия благоприятных условий, определяющих нефтегазоносность, так и исходя из **эмпирических** данных – статистики результатов бурения подобных объектов в нефтегазоносном бассейне. Таким образом, коэффициент риска, оцениваемый в основном субъективно, «экспертно» (исходя из мнения геолога о перспективности каждого конкретного объекта), калибруется на фактические данные бурения объектов-аналогов.

Теоретические и эмпирические предпосылки оценки каждого параметра, алгоритм выбора значений коэффициентов риска кратко обобщены в таблице ниже (Таблица 4.6).

Хотелось бы подчеркнуть следующий момент. Как видно из таблицы, сейсмические аномалии – самый распространенный критерий нефтегазоносности, влияющий на вероятность наличия всех трех элементов. Но следует осторожно интерпретировать эти аномалии, поскольку «яркие пятна» на сейсмических разрезах не обязательно свидетельствуют в пользу перспективности ловушки, а могут быть связаны с водонасыщенным коллектором, либо с «плотными» пропластками коллектора, где нет промышленных притоков УВ.

Таблица 4.6 – Факторы геологических рисков.

Факторы риска и теоретические предпосылки для их оценки	Эмпирические (статистические) данные. Наблюдаемые по скважинным данным региона закономерности
1. Кл – вероятность наличия эффективной ловушки	
<p>Тип ловушки. Структурные ловушки имеют более высокую успешность бурения.</p>	<p>Статистика результатов бурения – коэффициент успешности $K_u = \frac{\text{Число ловушек с продуктом}^*}{\text{Общее число ловушек}}$.</p> <p>Структурные ловушки – $K_u=0.5$ Все, включая неструктурные – $K_u=0.4$.</p>
<p>Надежность картирования ловушки. Вероятность существования структурной ловушки зависит от соотношения ее размеров (например, амплитуды А) и оцениваемой погрешности структурных построений (σ). Если $A/(0.675*\sigma) > 2$, то вероятность существования структуры составляет более 50 процентов Кл > 0.5 (см. раздел 3.2). Если ловушка ограничена линией выклинивания или глинизации, то появляется дополнительный фактор риска – надежность картирования этого латерального экрана.</p>	<p>Надежные структурные ловушки – $K_u=0.8$. Все структурные ловушки, включая ненадежные – $K_u=0.5$. $K_u=0$ – ненадежные, ложные структуры с эмпирически выявленными критериями:</p> <ul style="list-style-type: none"> • отсутствие выраженных аномалий волнового поля в интервале ОГ Г или ГЗ. • неунаследованность структурного плана: амплитуда падает сверху вниз по разрезу, смена азимутов простирания структуры, нестабильное положение свода; • неправильная, изрезанная форма контура замыкающей изогипсы; • отсутствие замыкания антиклинали в пределах сети профилей; • поднятия амплитудой менее 40 м малонадежны. При амплитуде менее 10 м поднятия оказываются ложными в подавляющем большинстве случаев. Практически все неуспешные структуры имеют площадь меньше 80 км²; • отсутствие приуроченности к крупным тектоническим положительным структурам, либо линеаментам-разломам фундамента.
<p>Изученность и качество данных. Чем они ниже – тем меньше надежность картирования ловушки.</p>	<p>Бурение на незамкнутые в пределах сети сейсмических профилей структуры составляет 20% причин отрицательных результатов опоискования ловушек.</p>
<p>Учет сейсмических аномалий. Сейсмические аномалии могут свидетельствовать о наличии газа, заполняющего структурную ловушку.</p>	<p>Все без исключения месторождения Ямала и Гыдана, где открыты залежи в пластах ПК1 и/или ХМ, характеризуются аномалиями волнового поля в интервале этих горизонтов. Наблюдается четкая закономерность: есть характерная аномалия сейсмической записи в интервале ОГ Г и/или ГЗ – есть поднятие и есть залежь УВ; нет аномалии – нет поднятия и, соответственно, нет залежи. Аналогичная ситуация наблюдается в отношении низкоскоростных аномалий в ачимовском-юрском</p>

	интервале.
2. Кк – вероятность наличия качественного коллектора в объекте	
<p>Наличие коллектора - цикличность разреза. Определяет изменение коэффициента по вертикали. Например, имеются регионально выдержанные, повсеместно распространенные пласты, приуроченные к границам циклов.</p>	<p>Кк основывается на осредненных для каждого пласта по данным по скважинным данным региона коэффициентах: Распространенность (частота встречаемости), $K_{распр} = \frac{\text{Число скважин, вскрывших коллектор}}{\text{Общее число скважин}}$ Песчаность коллектора, $K_{песч} = \frac{\text{Толщина коллектора}}{\text{Общая толщина}}$ Наибольшее значение имеют регионально выдержанные пласты $K_k=1$ – ПК1, ХМ6-7, ТП1 Наименьшее значение $K_k=0.5$ – ТП14-16, АчБГ.</p>
<p>Качество коллектора (ФЕС) – глубина залегания, условия осадконакопления, близость от источника сноса. Определяет пористость, степень преобразованности пород – ФЕС.</p>	<p>Фактор имеет наибольшее значение для неокомских и юрских пластов Дополнительный коэффициент качества коллектора $K_{ккач} = \frac{\text{Число испытаний с притоком флюида}}{\text{Число испытаний}}$ Ачимовская толща имеет гораздо более низкий коэффициент успешности $K_{кач}=0.3$ Для пластов Ю в целом наблюдается закономерность – в скважинах в пределах Южно-Ямальского вала, где юрские пласты залегают относительно не глубоко, вскрыты большие толщины, и получены высокие дебиты УВ.</p>
<p>Палеогеографическая зональность. Определяет прогноз изменения коэффициента по латерали. Например, проксимальные части комплекса имеют большую вероятность нахождения коллектора с высокими ФЕС, чем дистальные.</p>	<p>Для неокома – изменение коэффициента $K_{распр}$ по зонам:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Для объектов фондоформы $K_{распр}=0.2$ • Для объектов склона $K_{распр}=0.5$ • Для объектов ундаформы $K_{распр}=0.6$ <p>Для ачимовских пластов риск по коллектору более чем в два раза выше, чем для объектов ундаформы и склона.</p>
<p>Прямые признаки на сейсмических данных. Сейсмические аномалии могут свидетельствовать о наличии акустически контрастного коллектора в относительно однородной толще глин.</p>	<p>Для неокома – если наблюдается сейсмическая аномалия, то $K_{распр}$ повышается:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Для объектов фондоформы $K_{распр}=0.4$ • Для объектов склона $K_{распр}=0.6$ <p>Для ачимовских пластов применение динамического анализа при картировании перспективных объектов увеличивает шанс вскрытия коллектора примерно в два раза. Для объектов ундаформы работает слабо.</p>
<p>Прочие факторы</p>	<p>Тектонические разломы могут служить катализатором диагенетических процессов, выступая в роли проводников для пластовых вод, что приводит к выпадению кальцита в поровом пространстве и уменьшению пористости.</p>

3. Кн – вероятность насыщения ловушки углеводородами.	
<p>Наличие и качество НГМП. Определяет количество сгенерированных и эмигрировавших УВ.</p>	<p>Эффективность генерационных свойств НГМП в пределах севера Западно-Сибирского НГБ повсеместно высокая, кроме его бортов. На бортах бассейна увеличивается количество нефтяных залежей относительно газовых, снижается количество продуктивных пластов и объемов УВ, что вероятно связано с невысокой зрелостью НГМП.</p>
<p>Эффективность миграции УВ из НГМП в ловушку. Может быть повышена при наличии разломов, снижена при наличии мощных покровов. Важен фактор времени формирования ловушки относительно начала миграции УВ.</p>	<p>Неокомские ловушки над мощной глинистой восходной толщей, изолирующей юрские НГМП, в большинстве своем водоносны. Мелкие «молодые» структурные ловушки в погруженных относительно крупных месторождений зонах водоносны.</p>
<p>Первичная аккумуляция УВ. Эффективность покровышки. Цикличность разреза определяет изменение коэффициента заполнения и высот залежей по вертикали. Например, имеются регионально продуктивные пласты под мощными покровышками, приуроченными к поверхностям максимального затопления. Для неструктурных объектов появляется доп. фактор риска эффективности латеральной покровышки.</p>	<p>Осредненные для каждого пласта по данным по скважинным данным региона коэффициенты: Заполнение ловушки, $K_{зап} = \frac{\text{Высота залежи}}{\text{Амплитуда ловушки}}$ Наибольшее значение имеют пласты под региональными покровышками – ПК1, ТП1, Ю2 и др. $K_{зап}=0.9-1$ Такая закономерность характерна только для площадей без мощных тектонических нарушений, секущих сеноманский интервал. Коэффициент, характеризующий долю ловушек с УВ насыщением: $K_{прод} = \frac{\text{Число ловушек с доказанным насыщением}}{\text{Число всех разбуренных ловушек}}$ Для неокома $K_{прод}=0.75$</p>
<p>Сохранность ловушки, покровышки и УВ. Разломы и АВПД могут привести к разрушению залежи. Процессы биодеградации – к изменению свойств УВ.</p>	<p>На площадях с разломами, секущими весь интервал разреза, включая сеноман, большая часть УВ аккумулируется в верхних пластах (ПК1), а нижележащие имеют низкий $K_{зап}<0.5$ Юрские и ачимовские залежи могут быть разрушены при превышении АВПД порога гидролитического растрескивания покровышки.</p>
<p>Прямые признаки на сейсмических данных. Сейсмические аномалии могут свидетельствовать о наличии газонасыщения.</p>	<p>Все без исключения месторождения Ямала и Гыдана, где открыты залежи в пластах ПК1 и/или ХМ, характеризуются аномалиями волнового поля в интервале этих горизонтов. Для неокомских объектов применение динамического анализа увеличивает шанс вскрытия насыщенной УВ ловушки, $K_{прод}=0.85$. Но коллекторские свойства в пределах «ярких пятен» могут быть невелики.</p>

4.7.2 Наиболее надежные перспективные объекты

Кратко опишем основные результаты проведенной оценки рисков. Были определены наиболее надежные перспективные объекты, которые имеют высокую прогнозную вероятность успеха бурения.

Наиболее надежные *структурные объекты* приведены в таблице ниже (Таблица 4.7). Самая высокая вероятность успеха прогнозируется у пласта ХМ7 на Арктическом месторождении – выше 0.7. По скважинным данным на месторождении продуктивность пласта не установлена, но самая верхняя часть поднятия не разведана, а там по сейсмическим данным выделяется аномалия «яркое пятно», аналогичная аномалиям доказанных залежей в пластах ХМ других месторождений и свидетельствующая о газонасыщении. Следует отметить, что в мировой практике оценки рисков вероятность успеха выше 0.5 обычно соответствует уже доказанным залежам (их неизученным бурением частям, запасам категории С2) [Поляков, 2012]. Но, поскольку аномалия сейсмической записи является надежным критерием наличия залежи (см. раздел 4.3), то выбор столь высокого значения коэффициента можно считать оправданным.

Следом по степени надежности идут нижележащие пласты группы ТП в пределах той же неразбуренной сводовой части этого поднятия с оцененной вероятностью успеха в диапазоне 0.36-0.48. Основной риск отсутствия залежи в этих ловушках связан с разломами, по которым, возможно, произошла утечка УВ, и полное или частичное разрушение потенциальной залежи.

В число наиболее надежных объектов попадают регионально выдержанные пласты на небольших непоискованных структурных поднятиях: Вэнуйская, Верхнесеяхинская, Седская, Новосеяхинская. Здесь риск связан с малой надежностью выделения этих поднятий по структурным построениям.

Следует отметить, что все вышеперечисленные объекты имеют прогнозную вероятность геологического успеха выше средней успешности бурения по России, оцененной по статистическим данным за последние 20 лет – 33% [Галкин, 2012].

Закрывают список надежных структурных объектов две ловушки в неокомских покровных пластах, выделенные в своде крупных Западно-Сеяхинского и Нурминского поднятий. Оцененная вероятность успеха равна около 0.3. Их геологические риски связаны как с высокой погрешностью корреляции отражающего горизонта Нарк, так и с отсутствием сейсмической аномалии, которая могла бы однозначно указать на наличие коллектора или УВ-насыщения.

Все эти объекты, кроме первого (пласт ХМ7 Арктического поднятия), по своей прогнозной вероятности успеха соответствуют категории ресурсов Д0, согласно предлагаемой

классификации [Поляков, 2012]. Таким образом, текущую категорию ловушек можно пересмотреть в соответствии с оцененными рисками (см. рекомендации в следующем разделе).

Таблица 4.7 – Наиболее надежные структурные перспективные объекты и их риски.

Сейсмоком-плекс	Пласт	Ловушка	Тип ловушки	Часть клиноформы	Категория	Вероятность успеха	Ловушка	Коллектор	УВ-насыщение
ГЗ	ХМ7	Арктическая	Структурная		Дл	0.72	0.8	1	0.9
Мтп0	ТП1	Арктическая	Структурная		Дл	0.48	0.8	1	0.6
Мтп0	ТП2	Арктическая	Структурная		Дл	0.48	0.8	1	0.6
Мтп0	ТП5	Арктическая	Структурная		Дл	0.48	0.8	1	0.6
Мтп16	ТП23	Вэнуйская	Структурная		Дл	0.43	0.5	1	0.85
Мтп16	ТП23	Верхнесеяхинская	Структурная		Дл	0.43	0.5	1	0.85
Мтп16	ТП23	Седская	Структурная		Дл	0.43	0.5	1	0.85
Мтп0	ТП3	Арктическая	Структурная		Дл	0.38	0.8	0.8	0.6
Мтп0	ТП4	Арктическая	Структурная		Дл	0.38	0.8	0.8	0.6
Мтп16	ТП19	Вэнуйская	Структурная		Дл	0.38	0.5	1	0.75
Мтп16	ТП19	Верхнесеяхинская	Структурная		Дл	0.38	0.5	1	0.75
Мтп16	ТП19	Седская	Структурная		Дл	0.38	0.5	1	0.75
Мтп16	ТП17	Вэнуйская	Структурная		Дл	0.36	0.5	0.85	0.85
Т1	Ю2	Новосеяхинская	Структурная		Д0	0.36	0.5	0.8	0.9
Т1	Ю2	Арктическая	Структурная		Д0	0.32	0.8	0.5	0.8
Н0 (Нарк)	Бя10-11_Н0	Западно-Сеяхинская (юг)	Структурная	ундаформа	Дл	0.315	0.7	0.6	0.75
Н5_Бя10-11	Бя10-11_Н5_Т2	Нурминская	Структурная	ундаформа	Дл	0.300	0.5	0.8	0.75

Наиболее надежные *неструктурные объекты*, что логично, обладают более высокими рисками, чем наиболее надежные структурные (Таблица 4.8). Все нижеперечисленные ловушки характеризуются сейсмическими аномалиями «яркое пятно».

Наиболее высокий прогнозный коэффициент успеха имеет Ямальская структурно-литологическая ловушка в ундаформном пласте Бя13-14. Сейсмическая аномалия совпадает со сводом поднятия, что может говорить о газонасыщении. Здесь можно ожидать шельфовый песчаник, аналогичный отложениям продуктивного пласта Бя13-14 Ростовцевского месторождения, поскольку ловушка находится в той же палеогеоморфологической зоне.

В категорию надежных попадают впервые закартированные объекты выклинивания клиноформ западного падения на кровлю восходной толщи, аналогичные продуктивным на Южно-Нурминской, Среднеямальской, Западно-Ростовцевской, Хамбатеиной ловушке: Южно-Нурминская (неразведанная часть), Кардинальная, Коралловая, Циннвальдитовая, Южно-Нурминская, Карминовая, Киноварная, Нурминская, Каменномысская, Ямальская (Рисунок 4.30, Рисунок 4.31). Их основной риск связан с картированием линии выклинивания, а, следовательно, и определением площади ловушки.

Таблица 4.8 – Наиболее надежные неантиклинальные перспективные объекты и их риски.

Сейсмокомплекс	Пласт	Ловушка	Тип ловушки	Часть клиноформы	Категор	Вероятность успеха	Ловушка	Коллектор	УВ-насыщение
H5_Бя12 (Бя)	Бя13-14	Ямальская (баз)	Структурно-литологическая	ундаформа	Дл	0.30	0.5	0.8	0.75
H5_Бя12 (Бя)	Бя13_14	Южно-Нурминская	Структурно-литологическая	склон-терраса	Д0	0.29	0.4	0.8	0.9
H5_Бя21	Бя21_Н5	Кардинальная (баз)	Литологическая выклинивание	склон-терраса	Дл	0.24	0.4	0.8	0.75
H5_Бя19	Бя19_Н5	Коралловая (баз)	Литологическая выклинивание	склон-терраса	Дл	0.24	0.4	0.7	0.85
H5_Бя12 (Бя)	Бя13-14	Маленовопортовская	Литологическая	ундаформа	Дл	0.22	0.5	0.8	0.55
H2	Ач_Бя10-11_Н2	Южно-Тамбейская	Литологическая	фондоформа	Дл	0.22	0.5	0.8	0.55
H5_Бя10-11 (Бя)	Бя12_Н5	Циннвальдитовая	Литологическая выклинивание	склон-терраса	Дл	0.21	0.4	0.7	0.75
H5_Бя15_16	Бя17_Н5	Южно-Нурминская (баз)	Литологическая выклинивание	склон-терраса	Дл	0.18	0.4	0.6	0.75
H5_Бя19	Бя19_Н5	Карминовья	Литологическая выклинивание	склон-терраса	Дл	0.18	0.4	0.6	0.75
H5_Бя19	Бя19_Н5	Киноварная	Литологическая выклинивание	склон-терраса	Дл	0.18	0.4	0.6	0.75
H3	Бя10-11_Н3	Нейтинская (баз)	Литологическая	ундаформа	Дл	0.17	0.5	0.6	0.55
H1	Бя10-11_Н1	Верхнетиутейская 3 (баз)	Литологическая	склон-терраса	Дл	0.16	0.5	0.5	0.65
H2	Ач_Бя10-11_Н2	Новотиутейская (баз)	Литологическая	фондоформа	Дл	0.16	0.5	0.5	0.65
H5_Бя10-11 (Бя)	Бя12_Н5	Нурминская (баз)	Литологическая выклинивание	склон-терраса	Дл	0.16	0.4	0.9	0.45
H5_Бя23	Ач_Бя23_Н5	Каменномысская	Структурно-литологическая	фондоформа	Д0	0.16	0.5	0.35	0.9
H5_Бя19	Бя19_Н5	Ямальская	Литологическая выклинивание	склон-терраса	Дл	0.16	0.4	0.6	0.65

В ундаформе в пределах Восточно-Новопортовского структурного носа выделяется Маленовопортовская ловушка, основной риск которой связан с тем, что она расположена гипсометрически ниже Новопортовского месторождения, что означает высокий риск перетока УВ в свод месторождения.

Следует отметить и расположенные в пределах крупных положительных тектонических элементов террасную Верхнетиутейскую 3 и ачимовские Новотиутейскую и Каменномысскую ловушки. Продуктивность ачимовских ловушек по результатам испытаний подтверждена в скважинах Среднеямальской (нефть) и Хамбатеиской (газоконденсат) площади. Основной риск ловушек связан с наличием и качеством коллектора. Так, Каменномысская ловушка была вскрыта скважинами и по результатам испытания не дала притока.

Все эти ловушки имеют оцененную вероятность успеха от 0.16 до 0.3, что в мировой практике является достаточно высокой надежностью [Otis, 1997]. По предложенной классификации в соответствии с категоричностью ловушек и стадийностью ГРП большая часть этих объектов (с вероятностью успеха ниже 0.25) соответствуют перспективным и локализованным ресурсам категорий Д1 и Дл [Поляков, 2012].

Еще раз отметим, что более высокая категория ресурсов не всегда означает более высокий прогнозный коэффициент успеха. Так, Уманцевская и Сухая ловушки, вскрытые скважинами с прогнозным продуктом и оцененные по категории Д0, обладают меньшим коэффициентом успеха, чем любые из вышеперечисленных не вскрытых бурением и оцененных по категории Дл. Связано это с тем, что обе ловушки испытывались, притока не получено, следовательно, коллекторские свойства объекта не высоки. Здесь снова отметим, что категоричность ловушек можно пересмотреть в соответствии с оцененными рисками (см. рекомендации в следующем разделе).

Распределение наиболее надежных объектов по площади иллюстрирует схема сводных контуров перспективных объектов и залежей (Рисунок 4.35). На схеме цветом показана вероятность успеха объектов: ловушки с наибольшей вероятностью и наименьшим риском отмечены зеленым, ловушки со средней вероятностью – желтым, а с низкой – красным. Зеленой сплошной заливкой показаны открытые залежи.

Адекватность полученных результатов и предложенной методики оценки рисков можно проверить следующим образом. Для структурных объектов оцененные риски можно сравнить с рассчитанными ранее коэффициентами подтверждаемости (Таблица 4.2). Максимальная прогнозная вероятность успешности бурения перспективной структуры должна соответствовать среднему коэффициенту подтверждаемости по данным статистики бурения. Как указано в этой таблице, вероятность успеха поискового бурения структурных ловушек, выделенных на основе данных сейсморазведки в пределах Ямала, составляет 48%. Среди оцененных непоискованных структурных ловушек, выделенных в данной работе, наиболее высокие прогнозные коэффициенты успешности имеют Вэнуйская, Верхнесеяхинская, Седская структуры – 0.43 (Таблица 4.7). Остальные структуры имеют гораздо меньшие значения коэффициента вероятности успеха. Все эти структуры мелкие, расположены в погруженных зонах, слабо унаследованы и не имеют успешных примеров-аналогов в регионе. Таким образом, оцененные коэффициенты вероятности успеха соответствуют данным статистики бурения региона, что свидетельствует о корректности предложенной методики оценки рисков.

Оцененные вероятности геологического успеха перспективных объектов рекомендуется использовать в дальнейших работах:

1. Для вероятностной оценки ресурсов в качестве отсечек при построении плотности вероятности ожидаемых ресурсов.
2. Для определения наиболее надежных перспективных объектов (до экономической оценки).
3. При технико-экономической оценке целесообразности проведения геолого-разведочных работ, лицензирования участков и т.д. – для построения дерева принятия решений, определения параметра NPV (ЧДД – чистого дисконтированного дохода).
4. Для определения категорий ресурсов (D0, Dл, D1 или D2). Как демонстрируют приведенные в разделах 1.6 и 4.7.2 примеры, сложившаяся практика присвоения категорий объектам согласно их изученности не всегда хорошо отражает их надежность для постановки поисково-разведочного бурения. Надежность объектов зависит не только от изученности, но и от других факторов потенциальной нефтегазоносности ловушки, которые учитываются при оценке геологических рисков. Поэтому логичным представляется выбирать не значение риска в соответствии с категорией, а категорию объекта определять от оцененного

геологического риска (вероятности успеха). В качестве основы для выбора категорий возможно использовать, с небольшими корректировками, опубликованные предложения по связи коэффициентов успеха со стадийностью ГРП и категорией объектов [Поляков, 2012], которые были приведены в разделе 1.6.

5. Вместо коэффициентов перевода ресурсов в запасы при недостатке статистических данных по этим коэффициентам.

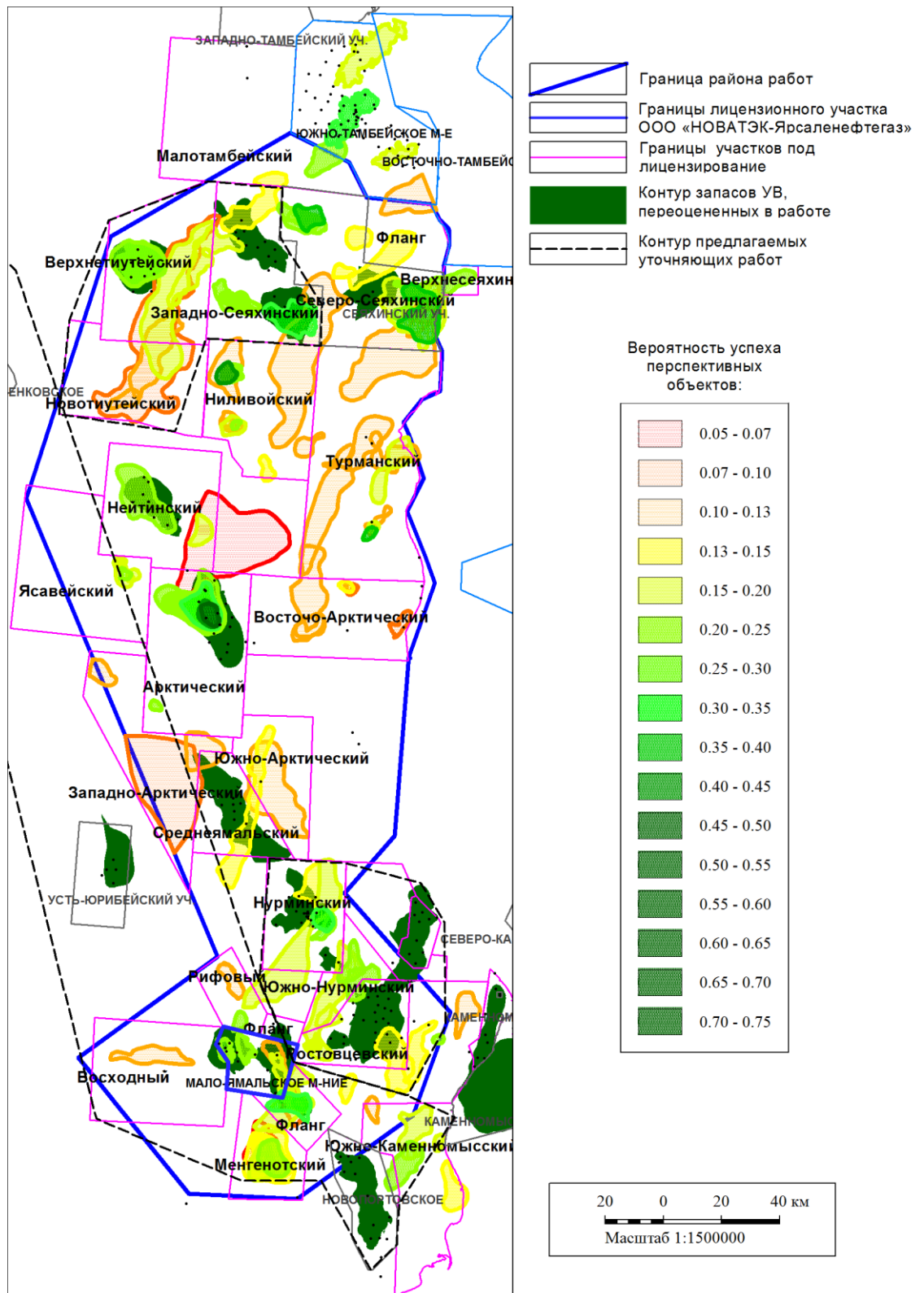


Рисунок 4.35 – Схема контуров месторождений, перспективных объектов и геологических рисков.

4.8 Выводы по перспективам нефтегазоносности и рекомендации по дальнейшим ГРП

В результате проведенной работы были переоценены запасы и ресурсы и выделены наиболее надежные перспективные ловушки. Автор не может привести конкретные объемы из соображений конфиденциальности информации, но может показать относительные значения, как запасы и ресурсы изученной территории перераспределяются относительно официальных оценок (Рисунок 4.36). Часть ресурсов юрского интервала переведена в запасы, как подтвержденные испытаниями в скважинах. Наибольшие объемы ресурсов смещаются со структурных ловушек апт-альб-сеноманского и юрского комплекса на неантиклинальные ловушки неокомского интервала, включая ачимовскую толщу.



Рисунок 4.36 – Распределение запасов и ресурсов газа (слева) и нефти (справа) по интервалам согласно результатам данной работы. Для сравнения с официальными оценками см. рисунок 2.

Для *разведочного бурения* первоочередной интерес представляет сводовая, не изученная бурением, часть Арктического поднятия.

Для поискового бурения можно рассмотреть наиболее надежные по ожидаемой вероятности успеха непоискованные структурные ловушки Вэнуйская, Верхнесеяхинская, Седская. Но размеры этих ловушек мелкие, и в соответствии с выявленными закономерностями нефтегазоносности на них ожидается малое количество продуктивных пластов. Поэтому их ресурсная оценка скромная, и бурение представляется нецелесообразным.

Как следует из гистограммы выше (Рисунок 4.36), основные перспективы в плане дальнейшего наращивания ресурсной базы рассматриваемой территории следует связывать с неокомскими литологическими и структурно-литологическими ловушками вне крупных поднятий. Ввиду ограничений имеющихся сейсмических данных и сложности геологического строения, выделенные неантиклинальные объекты требуют дальнейшего изучения перед поисковым бурением, и их следует рассматривать как зоны для постановки уточняющих работ.

Наиболее эффективной представляется *следующая стратегия дальнейших поисковых работ*. На первом этапе в наиболее перспективных районах (см. ниже) следует провести уточняющие камеральные работы по интерпретации имеющихся данных, затем полевые

сейсморазведочные работы 3D, по результатам которых заложить поисковую скважину. Скважина, в случае открытия залежей в неокомском интервале вне крупных поднятий, сразу повысит перспективы всех подобных выделенных ловушек, в противном случае – резко снизит интерес к данному направлению. Поэтому при выборе участков более правильным представляется опираться не на объем ожидаемых запасов, а на геологические риски поискового бурения неокомских объектов.

Наибольшее сосредоточение надежных неантиклинальных неокомских объектов с преимущественно нефтяным прогнозным насыщением наблюдается в районе Южно-Нурминской, Западно-Ростовцевской и Среднеямальской площадей (см. Рисунок 4.30). Причем ресурсы этих ловушек на государственном балансе не числятся. Относительно надежные перспективные ачимовские и склоново-террасные объекты уже с газоконденсатным прогнозным насыщением прогнозируются на Верхнетиутейском участке. Изучение неокомских отложений для постановки поискового бурения рекомендуется начать с этих участков (см. Рисунок 4.35).

Из камеральных работ рекомендуется провести отдельные тематические исследования на выявление, локализацию и оценку сложнопостроенных объектов доюрского основания и базальных горизонтов юры. Контур работ должен включать зону предполагаемого распространения этих перспективных объектов – от Бованенковского до Новопортовского участка (Рисунок 4.35). Полученные в ходе текущей работы геологические результаты, методические наработки и собранные геолого-геофизические материалы послужат хорошей основой для проведения этих уточняющих работ. Для первоочередного изучения перспектив доюрского основания можно рекомендовать Рифовую структуру (см. Рисунок 4.33).

Выявленные закономерности нефтегазоносности недр восточного Ямала должны помочь в прогнозе распределения залежей УВ *на других перспективных территориях* Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: Гыданский полуостров, Карское море. В частности, можно выделить первоочередные для бурения структурные ловушки, для которых не характерны перечисленные в разделе 2.7 признаки псевдоподнятий. Это непоискованные Хвойное и Хороводное поднятия на севере Ямала, Северо-Обское и Восточно-Тамбейское поднятия в Обской губе, Сопочное и Аметистовое поднятия на Гыданском полуострове. Несомненный интерес для бурения представляют уже изученные бурением, но недоразведанные поднятия: Восточно-Харасавэйское на севере Ямала, Трехбугорное, Яровское-Паютское, Нанадянское на Гыданском полуострове. Все эти структуры характеризуются прямыми признаками УВ-насыщения на сейсмических материалах: динамическими аномалиями в интервале кровли сеномана или альба, либо инверсионно-кольцевыми аномалиями. Интерес представляют также более глубокопогруженные, выположенные к кровле

сеномана-альба поднятия, соответственно, содержащие меньшее число залежей: Южно-Явайское, Малогыданское, Бухаринское, Западно-Солпатынское на Гыданском полуострове. Для них характерны аномально низкие сейсмические скорости на своде структуры в ачимовском-юрском интервале, подтверждающие наличие поднятия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе решения поставленной научной задачи были выполнены следующие основные этапы работы.

Проведен ретроспективный анализ результатов предшествующих работ. Установлены причины отрицательных результатов поисково-разведочного бурения поднятий Ямало-Гыданского региона и проведен анализ результатов бурения неокомского интервала востока Ямала. По статистическим данным выведены *коэффициенты успешности (подтверждаемости) бурения структурных и неструктурных ловушек* региона, а также коэффициенты, характеризующие вероятность наличия качественного коллектора, УВ-насыщения ловушки для каждой палеогеоморфологической зоны.

Наиболее вероятная причина отсутствия притоков УВ в поисково-разведочных скважинах Ямальской и Гыданской НГО – ошибки прогноза структурного плана. На втором месте – особенности истории и механизма миграции углеводородов в ловушки. Ошибки прогноза структурных планов по результатам сейморазведочных работ 1970-90 гг., на основе которых определялось положение неудачных скважин, в свою очередь, могли возникнуть по нескольким причинам, из которых примерно половину от общего числа случаев составляют скоростные аномалии. В большинстве своем они вызваны неоднородностью строения верхней части разреза. Для выявления ненадежных структур, дополнительно к анализу структурных неопределенностей, можно воспользоваться эмпирически выявленными критериями, которые характерны для псевдоподнятий.

Выполнена комплексная интерпретация всего массива сейсмических, скважинных и гравимагнитных данных.

Разработана *методика оценки пространственного распределения прогнозной структурной погрешности*. Оценка производится детерминистическим способом, по внутренней сходимости метода. Оцениваются ошибки определения кинематических параметров: времен и скоростей. Учитываются оценки по внешней сходимости данных сейморазведки с данными бурения. В итоге рассчитывается карта среднеквадратической погрешности структурных построений, которая далее, вместе с результатами анализа тектонического фактора и отрицательных результатов бурения, была использована для выявления ненадежных поднятий при построении структурного каркаса.

С учетом результатов анализа структурных неопределенностей на основе современной переобработки сейсмических профилей 2D и новых съемок 3D составлены *детальные схемы структурно-тектонических элементов осадочного чехла и доюрского основания*.

В результате палеогеоморфологического и геодинамического анализа были определены *временные интервалы, механизмы образования замкнутых антиклинальных поднятий и*

разломов осадочного чехла, выявлены преимущественные направления тектонических сил.

В соответствии с выполненным анализом произведена классификация выделенных разломов осадочного чехла по их типу, времени, механизму образования и реактивации. Построена концептуальная модель тектонического развития территории.

По мере формирования осадочного чехла существовало пять периодов наибольшей тектонической активности, в ходе которых отмечались схожие тектонические процессы – правосторонние сдвиги вдоль закартированных глубинных линейных нарушений доюрского основания, сопровождающиеся транспрессией, формированием сопряженных поднятий и кулисообразных систем субмеридиональных сбросов вдоль сдвиговых зон.

Основные структурообразующие движения в осадочном чехле происходили вдоль закартированных глубинных линейных нарушений доюрского основания. Эти линейные нарушения отражают строение доюрского основания: границы тектонических блоков, взбросы, надвиги и прочие неоднородности основания.

Установлено продолжение *систем горизонтального сдвига* на север Западной Сибири и их приуроченность к глубинным линейным нарушениям. Обоснована инверсия, *разнонаправленные сдвиговые движения* в ходе кайнозойского этапа развития. Амплитуда сдвиговых смещений в мезозое, по-видимому, была незначительной и не могла превышать 1-5 км, что согласуется с палеомагнитными и скважинными данными.

Выполнена детальная скважинная и сейсмическая корреляция, построена модель геологического развития *неокомских отложений* восточной части полуострова Ямал. Изучены закономерности распределения песчаного материала, выделены перспективные зоны. На юго-западе полуострова в составе ахской свиты выделена берриас-раннеготеривская *восходная толща*, сложенная преимущественно морскими аргиллитами. С кровлей толщи ассоциируется отражающая граница – клин восточного падения, встречного к более поздним традиционным неокомским клиноформам. Ее образование связано как с тектоническим фактором, так и с проградацией осадков в северо-восточном направлении с Щучьинского выступа. Эта толща играла огромную роль в распределении осадочного материала традиционных клиноформ западного падения. Сформировавшийся палеовыступ в районе Мало-Ямальской и Нурминской площадей послужил препятствием на пути распространения осадков и вызвал формирование террас в склоновой части клиноформ западного падения и мелководных, благоприятных условий для накопления пластов-коллекторов значительной толщины. Этим, в частности, объясняется формирование крупных залежей углеводородов в низах ахской свиты Новопортовского и Ростовцевского месторождений.

В результате проведенной работы оцененные запасы и ресурсы изученной территории **перераспределяются относительно балансовых оценок**. Часть ресурсов юрского интервала рекомендуется перевести в запасы, как подтвержденные испытаниями в скважинах. Целый ряд небольших по размеру структурных ловушек, ресурсы которых оценены и учтены на государственном балансе Ямала, рекомендуется списать. Эти структуры относятся к классу объектов, на которые был пробурен ряд «пустых» поисково-разведочных скважин: с высокой структурной неопределенностью и перечисленными в главе 2 признаками псевдоподнятий. Следует сместить акцент геологоразведочных работ вместо данных структур на непоискованные надежные ловушки без признаков псевдоподнятий, которые в силу больших искажений, вносимых скоростными неоднородностями ВЧР, могли оказаться не выражены в виде структурных поднятий в волновом поле, а также на **неантиклинальные ловушки**.

В неокомском интервале вдоль всей восточной границы распространения восходной толщи (клина восточного падения) было установлено развитие и локализованы перспективные **ловушки выклинивания пластов клиноформ западного падения на клин восточного падения** (кровлю восходной толщи). Доказана приуроченность притоков УВ к этим ловушкам в скважинах Западно-Ростовцевской (Нулмуяхинской), Южно-Нурминской, Среднеямальской, Хамбате́йской площадей. Выделены **ловушки выклинивания на оползневый объект** на Северо-Сеяхинской площади.

Локализованы **неантиклинальные объекты юрских горизонтов**. Перспективы расформированных палеоподнятий доказаны бурением на Северо-Сеяхинской, Южно-Нурминской и Усть-Юрибейской площадях. Намечены зоны развития тектонических ловушек.

Проанализированы **закономерности нефтегазоносности**. На месторождениях, осложненных высокоамплитудными разломами, цикличность распределения запасов по разрезу нарушается, коэффициент заполнения ловушки резко уменьшается, доля нефти в соотношении запасов возрастает. Водонасыщенные структуры, где отсутствие залежей в сводовой части антиклинали при наличии качественного коллектора сложно объяснить чем-либо иным, кроме как особенностями истории и механизма миграции углеводородов, обладают общими особенностями: являются структурами-«спутниками» более крупных месторождений, сформировались относительно недавно и не осложнены разломами. В отличие от более древних поднятий, апт-альб-сеноманские пласты этих структур до кайнозоя не имели возможности подпитываться УВ-флюидами из первичных юрских залежей, которые не формировались ввиду отсутствия глубоких поднятий, а прямая миграция УВ из юрских нефтегазоматеринских пород была затруднительна из-за отсутствия разломов. Подобные структуры высокорискованны для постановки поискового бурения.

Под геологические условия региона адаптирована *методика оценки рисков*, которая определяет вероятность открытия залежи в конкретном пласте и объекте. В соответствии с результатами анализа закономерностей размещения залежей были выбраны и оценены три основных фактора успешности поискового бурения: наличие ловушки, коллектора и УВ-насыщения ловушки. Эти факторы оценивались по нескольким параметрам, исходя из теоретических соображений о вероятности наличия благоприятных условий, определяющих нефтегазоносность, и, что более важно, исходя из эмпирических данных – статистики результатов бурения подобных объектов в нефтегазоносном бассейне (см. таблицы 1 и 2). На основе методики произведено ранжирование локализованных ловушек по степени надежности и перспективности для постановки поискового бурения.

Наибольшее сосредоточение *надежных неантиклинальных неокомских объектов* с преимущественно нефтяным прогнозным насыщением наблюдается в районе Южно-Нурминской и Западно-Ростовцевской площадей. Здесь выявлены новые, не учтенные на государственном балансе, ловушки выклинивания на клин восточного падения. Относительно надежные ачимовские и склоново-террасные объекты прогнозируются также на Верхнетиутейской площади. Изучение неокомских отложений для постановки поискового бурения рекомендуется начать с этих участков. Также были даны рекомендации по первоочередным для бурения структурным поднятиям территории севера Ямала и Гыданского полуострова.

Согласно статистическим данным в случае выполнения рекомендаций следует ожидать повышение эффективности геологоразведочных работ – увеличение коэффициента успешности поискового бурения.

Таким образом, цель работы – уточнить перспективы нефтегазоносности и повысить эффективность геологоразведочных работ в пределах восточной части полуострова Ямал путем выбора приоритетных для поискового бурения перспективных объектов – следует считать выполненной.

Список литературы

Опубликованная:

1. Авербух, А.Г. Оценка погрешности и надежности сейсмических структурных построений / А.Г. Авербух, Н.Л. Иванова // Недропользование XXI век. – 2007. – № 4. – С. 21-23.
2. Аглонов, С. В. Геодинамика глубоких осадочных бассейнов / С. В. Аглонов. – СПб. : Наука, 2000. – 210 с.
3. Аронов, В. И. К вопросу о построении карт ошибок интерполяции / В. И. Аронов, В. И. Пороскун // Геофизика. – 2002. – № 2. – С. 39-40.
4. Артюшков, Е. В. Механизм образования сверхглубоких осадочных бассейнов. Растяжение литосферы или эклогитизация? / Е. В. Артюшков // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51, – № 12. – С. 1675-1686.
5. Артюшков, Е. В. Вертикальные движения земной коры на континентах как отражение глубинных процессов в коре и мантии земли: геологические следствия / Е. В. Артюшков // Вестник РАН. – 2012. – Т. 82. – № 12. – С. 1075–1091.
6. Астафьев, Д. А. Тектонический контроль газонефтеносности полуострова Ямал / Д. А. Астафьев, В. А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2. – С. 20-29.
7. Астафьев, Д. А. Грабен-рифтовая система и размещение зон нефтегазоаккумуляции на севере Западной Сибири / Д. А. Астафьев, В. А. Скоробогатов, А. М. Радчикова // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 2-8.
8. Астахов, С. М. Уточнение модели созревания витринита в дислоцированных областях / С. М. Астахов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 3. – С. 66-76.
9. Астахов, С. М. Влияние сеймотектонической напряженности недр на процессы вторичной миграции углеводородов. / С. М. Астахов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 14-21.
10. Афонин, Д. Г. Обоснование степени влияния разломов на эффективность работы скважин / Д.Г. Афонин // Бурение и нефть. – 2008. – № 9. – С. 22-25.
11. Бевзенко, Ю. П. Многоуровневая высокоточная сейсморазведка в районах развития многолетней мерзлоты : автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук : 25.00.10 / Ю.П. Бевзенко. – Тюмень, 2004.
12. Бевзенко, Ю. П. Коэффициент успешности / Ю. П. Бевзенко // Глобус: геология и бизнес. – 2009. – № 1 (04). – С. 38-41.
13. Бобылев, В. В. Палеогеотермия юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского прогиба / В. В. Бобылев [и др.] // Геология нефти и газа. – 1990. – № 2.
14. Болдушевская, Л. Н. Мощности размыва отложений на разных этапах геологической истории Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты по данным изучения степени катагенеза органического вещества пород / Л. Н. Болдушевская, Ю. А. Филипцов, А. Н. Фомин // Нефтегазовая геология. – 2010. – № 3.
15. Бородкин, В. Н. Инверсионные кольцевые структуры как один из критериев локального прогноза нефтегазоносности / В. Н. Бородкин [и др.] // Горные ведомости. – 2006. – № 10.
16. Бородкин, В. Н. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков. – Новосибирск : Издательство СО РАН, 2015. – 300 с.
17. Бочкарев, В. С. Геологическое строение палеозойского и триасового комплексов в Пуровском регионе и перспективы их нефтегазоносности / В. С. Бочкарев // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья. – 1995. – С. 179-206.
18. Бочкарев, В. С. Схема геотектонического районирования Урало-Сибирского региона / В. С. Бочкарев // Актуальные направления геологического изучения и освоения недр Западной Сибири ФГУП : материалы конференции / ЗапСибНИИГГ. – Тюмень, 2016.
19. Вишняков, Я. Д. Общая теория рисков / Я. Д. Вишняков, Н. Н. Радаев. – М. : Издательский центр Академия, 2008. – 368 с.

20. Воскресенский, Ю. Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов : учебное пособие для вузов / Ю. Н. Воскресенский ; РГУ Нефти и Газа им. И. М. Губкина. – М. : РГУ нефти и газа, 2001. – 68 с.
21. Галкин, С. В. Методология учета геологических рисков на этапе поиска и разведки нефтяных месторождений / С. В. Галкин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 23-32.
22. Галушкин, Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю. И. Галушкин. – М. : Научный мир, 2007. – 456 с.
23. Гиршгорн, Л. Ш. Дисгармоничные поднятия в осадочном чехле севера Западно-Сибирской плиты / Л. Ш. Гиршгорн // Советская геология. – 1987. – № 4. – С. 63-71.
24. Гогоненков, Г. Н. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири / Г. Н. Гогоненков, А. С. Кашик, А. И. Тимурзиев // Геология нефти и газа. – 2007. – № 3. – С. 3-11.
25. Гогоненков, Г. Н. Механизм формирования нефтегазоносных структур «пропеллерного» типа (на примере Западно Сибирской плиты) / Г. Н. Гогоненков, М. А. Гончаров, Н. В. Короновский, А. И. Тимурзиев, Н. С. Фролова // Общие и региональные проблемы тектоники и геодинамики : материалы ХLI Тектонического совещания. Том 1 / М. : ГЕОС, 2008. С. 204-208.
26. Гончаров М. А. Парадокс ориентировки некоторых новейших нефтегазоносных брахиантиклиналей сдвиговых зон вдоль оси максимального сжатия: тектонофизическое истолкование / М. А. Гончаров, Н. С. Фролова // Общие и региональные проблемы тектоники и геодинамики : материалы ХLI Тектонического совещания. Том 1 / М. : ГЕОС, 2008. С. 218-222.
27. Горбунов, С. А. Региональная система корреляции и индексации ачимовских резервуаров на севере Западной Сибири / С. А. Горбунов [и др.] // Экспозиция Нефть Газ – 2016. – №6 (52). – С. 16-21.
28. Добрецов, Н. Л. О механизмах формирования глубоких осадочных бассейнов: достаточно ли данных для доказательства эклогитизации? / Н. Л. Добрецов, О. П. Полянский // Геология и Геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 12. – С. 1687-1696.
29. Долгих, Ю. Н. Базовая модель ВЧР как фактор неединственности решения обратной кинематической задачи сейсморазведки МОВ-ОГТ / Ю. Н. Долгих // Технологии сейсморазведки. – 2011. – № 4.
30. Долгих, Ю. Н. Проблемы кинематической инверсии данных МОВ-ОГТ в северных районах Западной Сибири / Ю. Н. Долгих // Технологии сейсморазведки. – 2012. – № 4.
31. Долгих, Ю. Н. Многоуровневая сейсморазведка и кинематическая инверсия данных МОВ-ОГТ в условиях неоднородной ВЧР / Ю. Н. Долгих. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014. – 212 с.
32. Долгих, Ю. Н. Комплексная адаптивная технология кинематической инверсии данных сейсморазведки в условиях неоднородной верхней части геологического разреза / Ю. Н. Долгих, В. И. Кузнецов, С. К. Туренко // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 8. – С. 58-63.
33. Забродин, В. Ю. Естественные тела и проблема объекта в геологии / Забродин В. Ю., Кулындыщев В. А., Соловьев В. А. // Методологические и философские проблемы геологии: сб. науч. тр. / Новосибирск: Наука, Сибирское отд., 1979. – 368 с.
34. Зыза, Е. А. Выделение аналогов баженовской свиты в северо-восточных районах Западной Сибири / Е. А. Зыза, Т. И. Хасанов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 2. – С. 6-12.
35. Зыза, Е. А. Стратификация нижнеюрских отложений в разрезе скважины Тота-Яхинская 25 и перспективы нефтегазоносности на полуострове Гыданский / Е. А. Зыза, С. А. Федоров, Т. И. Хасанов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 6. – С. 7-14.
36. Иванова, Н.Л. Оценка геологического риска при подсчете ресурсов углеводородов / Н.Л. Иванова, А.Г. Авербух // Технологии ТЭК. – 2004. – № 2. – С. 23-25.
37. Игошкин, В. П. Сейсмостратиграфический анализ неокомских отложений северных и западных районов Широкого Приобья в связи с поиском и разведкой сложнопостроенных залежей нефти : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.17 / В. П. Игошкин. – Москва, 1992. – 18 с.

38. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ ОГТ (при работах на нефть и газ). – Москва : «ВНИИГеофизика», 1984.
39. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система / А. М. Казаков [и др.] – Новосибирск : изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 322 с.
40. Кислухин, И.В. Экранированные ловушки - основной объект поисков залежей углеводородного сырья на полуострове Ямал / И. В. Кислухин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 6. – С. 67-73.
41. Кислухин, И. В. Основы литобистратиграфического районирования юры и неокома арктических областей (на примере полуострова Ямал) / И. В. Кислухин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 6. – С. 8-14.
42. Кислухин, И. В. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал / И. В. Кислухин ; под ред. И. И. Нестерова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 116 с.
43. Конторович, В. А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири / В. А. Конторович // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 461-474.
44. Конторович, В. А. Автокаталитическое всплывание газонасыщенных пород как механизм формирования ловушек для уникальных газовых месторождений на севере Западной Сибири / В.А. Конторович, И. Д. Кожемякин, В. В. Лапковский, Б. В. Лунев // Геология нефти и газа. – 2014 г. – № 1. – С. 52-59.
45. Корнев, В. А. Прогнозирование ловушек для залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири) : автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук : 25.00.12 / В. А. Корнев ; ТюмГНГУ. – Тюмень, 2002. – с. 32.
46. Кузнецов, В. И. Решение геологических задач на основе объемной сейсморазведки с нерегулярной сетью наблюдений (на примере Западной Сибири) : автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук : 04.00.12 / В. И. Кузнецов ; ТюменНИИгипрогаз. – Тюмень, 1998. – с. 32.
47. Кузнецов, В. И. Выявление нетрадиционных геологических объектов в связи с совершенствованием сейсмических технологий / В. И. Кузнецов, А. Н. Кычкин // Геофизика. – 2003. – № 2. – С. 11-15.
48. Кузнецов, В. И. Реконструкция тектонической эволюции северной части Русско-Часельского мегавала Западно-Сибирского бассейна с использованием данных 3D-сейсморазведки / В. И. Кузнецов, Я. В. Кузнецова // Технологии сейсморазведки. – 2012. – №3. – С. 73-82.
49. Кунин, Н. Я. Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа / Н. Я. Кунин. – М. : Недра, 1981. – 304 с.
50. Куркин, А. А. О методике и результатах исследования тектонического развития месторождений Ямало-Гыданской НГО / А. А. Куркин, Ю. И. Григорьева // XVIII научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности Сибири-2014» : сб. тезисов докладов / ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень, 2014. – С. 28-31
51. Куркин, А. А. Оптимизация технологии учета ВЧР и построения глубинно-скоростной модели на основе адаптивной фильтрации поверхности верхнего опорного горизонта / А. А. Куркин, Ю. Н. Долгих, С. Н. Курышкин // Тюмень 2015: Глубокие горизонты науки и недр : Международная научно-практическая конференция EAGE : тезисы докладов / Тюмень, 2015.
52. Куркин, А. А. Методика расчета карт распределения структурной неопределенности / А. А. Куркин, Ю. Н. Долгих, С. Н. Курышкин // Нефть и газ - 2015 : Международная молодежная научная конференция : сб. тезисов / РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – Москва, 2015. С. 65.
53. Куркин, А. А. Оценка пространственного распределения погрешности структурных построений / А. А. Куркин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – №1. – С. 15-20.

54. Куркин, А. А. Анализ отрицательных результатов поисково-разведочного бурения на севере Западной Сибири / А. А. Куркин // Oil & Gas Journal Russia. – 2017. – №6 (116) – С. 38-43.
55. Куркин, А. А. Причины неподтверждения структурных объектов при поисково-разведочном бурении в Ямальской и Гыданской НГО / А. А. Куркин // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – №5 (58). – С. 27-32.
56. Куркин, А. А. Заглинизированная берриас-готеривская толща на Ямале и связанные с ней перспективные ловушки выклинивания / А. А. Куркин, Н. В. Янкова, В. И. Кузнецов, С. К. Стуликов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – №1. – С. 13-21.
57. Куркин, А. А. Уточнение тектонического строения Ямало-Гыданского региона по результатам комплексной интерпретации геофизических данных / А. А. Куркин, В. И. Кузнецов // Геология нефти и газа. – 2018. – №3. – С. 87-101.
58. Кушнир, Д. Г. Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Приенисейской полосы Таймыра и Гыдана / Д. Г. Кушнир // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 1. – С. 1-29.
59. Левинзон, И. Л. Критерии прогноза нефтегазоносности юрского комплекса Надым-Пурской НГО / И. Л. Левинзон // Геология нефти и газа. – 1997. – № 11.
60. Левянт, В. Б. Проблемы поисков залежей нефти (газа) в массивных породах фундамента Западной Сибири / В. Б. Левянт, В.Л. Шустер // Экспозиция нефть, газ. – 2010. – № 2. – С. 7-9.
61. Лунёв, Б. В. Развитие конвективной неустойчивости континентальной «термической литосферы», как механизм формирования крупных осадочных бассейнов / Б. В. Лунёв, В. В. Лапковский // Материалы докладов конференции 3-7 окт. 2016 г. / М. : ИФЗ РАН, 2016. – 642 с.
62. Мельникова М. В. Особенности развития антиклинальных структур Гыданской нефтегазоносной области / М. В. Мельникова, А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, С. К. Ахмедсафин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 3. – С. 19-26.
63. Мельникова, М. В. Строение отложений осадочного чехла полуострова Гыдан и оценка перспектив его нефтегазоносности : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / М. В. Мельникова. – Тюмень, 2013. – с. 16.
64. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D,3D) для подсчета запасов нефти и газа. – Москва : ОАО «ЦГЭ», 2006.
65. Митрофанов, А. Д. Пути наращивания газового потенциала п-ова Ямал / А. Д. Митрофанов, А. А. Коробейников, О. Г. Мязин, Н. С. Гиниятуллин, С. Н. Чуйков, Д. Я. Хабибуллин // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. С. 18-23.
66. Назаров, И. В. Методология геологического исследования / И. В. Назаров. – Новосибирск: Наука, 1982. – 176 с.
67. Нассонова, Н. В. Геодинамический контроль нефтегазоносности сдвиговыми дислокациями на востоке Западной Сибири / Н. В. Нассонова, М. А. Романчев // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4. С. 8-14.
68. Нежданов, А. А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А. А. Нежданов, В. А. Пономарев, Н. А. Туренков, С. А. Горбунов. – М. : Издательство Академии горных наук, 2000. – 247 с.
69. Нежданов, А. А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ : автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук : 25.00.12 / А. А. Нежданов. – Тюмень, 2004. – 32 с.
70. Нежданов, А. А. Общие закономерности нефтегазоаккумуляции в Западной Сибири и их значение для прогноза новых залежей углеводородов / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, С. А. Скрылев // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири : материалы конференции / Тюмень, 2009.
71. Нежданов, А. А. Ретроспективный анализ эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, А. В. Давыдов // Газовая промышленность. – 2014. – №716 (спецвыпуск). – С. 113-118

72. Нежданов, А. А. Влияние позднекиммерийской складчатости на стратификацию раннеэоценовых отложений Западной Сибири / А. А. Нежданов [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – №7 (60). – С. 18-22.
73. Новокрецин, А. В. Проблема пространственной неопределённости в задачах структурных построений / А. В. Новокрецин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 10. – С. 68-71.
74. Новокрецин, А. В. Алгоритмы структурных построений на основе статистической модели по скважинным и сейсмическим данным : автореф. дис. ... кандидата технических наук : 25.00.10 / А. В. Новокрецин. – Новосибирск, 2008. – 21 с.
75. Павлов, В. Э. Сибирские палеомагнитные данные и проблема жесткости Северо-Евразийского континента в послепалеозойское время / В. Э. Павлов // Физика Земли. – 2012, – № 9–10. с. 56-73.
76. Параев, В. В. О философии геологии / В. В. Параев, В. И. Молчанов, Э. А. Еганов // Философия науки. – 2003. – №1. – С. 60-80.
77. Плесовских, И. А. Особенности геологического строения северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья / И. А. Плесовских, И. И. Нестеров (мл.), Л. А. Нечипорук, В. С. Бочкарев // Геология и геофизика. – 2009. – т. 50. – № 9. – с. 1025-1034.
78. Подурушин, В. Ф. Особенности строения и история формирования структур эоценового возраста в Ямало-Гыданском регионе / В. Ф. Подурушин // Вести газовой науки. – 2013. – № 5. – С. 66-73.
79. Поляков, А. А. Международный опыт анализа геологических рисков / А. А. Поляков, Ш. М. Мурзин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 4.
80. Поляков, А. А. Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа / А. А. Поляков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 1.
81. Репин, А. Г. О кайнозойской рифтовой системе на севере Западной Сибири / А. Г. Репин // Советская геология. – 1988. – № 12. – С. 78-65
82. 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.
83. 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.
84. Сидоров, Д. А. Геологические особенности осадочных образований чехла севера Западно-Сибирской плиты по петромагнитным данным: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.01/ Д. А. Сидоров. – Тюмень, 2000.
85. Сидоров, Д. А. Геологические процессы кайнозоя и их роль в формировании нефтяной системы Демьянского мегавала / Д. А. Сидоров // Санкт-Петербург 2014: Геонауки – инвестиции в будущее : Международная геолого-геофизическая конференция и выставка : тезисы доклада / Санкт-Петербург, 2014.
86. Скоробогатов, В. А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В. А. Скоробогатов, Л. В. Строганов, В. Д. Копеев. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 343 с.
87. Скоробогатов, В. А. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... / В. А. Скоробогатов, Л. В. Строганов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 261 с.
88. Соборнов, К. О. Плитотектоническое развитие и формирование нефтегазоносных бассейнов Северной Евразии / К. О. Соборнов, А. С. Якубчук // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2. – С. 10-18.

89. Сурков, В. С. Геологическая наука и проблема внедрения её достижения в производство / В. С. Сурков // Методологические и философские проблемы геологии: сб. науч. тр. / Новосибирск: Наука, Сибирское отд., 1979. – 368 с.
90. Сысоев, А.П. Статистические модели интерпретации по совокупности сейсмических и скважинных данных / А.П. Сысоев, А.В. Новокрецин // Геофизика. – 2001. – № 1. – С. 31-41.
91. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гулари [и др.] – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.
92. Тимурзиев, А. И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью) : автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук : 25.00.03 / А. И. Тимурзиев. – Москва, 2009. – с. 32.
93. Трушкова, Л. Я. Клиноформы неокома. Уникальный тип нефтегазоносных резервуаров Западной Сибири / Л. Я. Трушкова, В. П. Игошкин, Ф. З. Хафизов. – Санкт-Петербург : ФГУП «ВНИГРИ», 2011. – 127 с.
94. Ульмасвай, Ф. С. Взаимодействие литологии и тектоники создает локальную геодинамику / Ф. С. Ульмасвай, С. А. Добрынина, Н. А. Налимова // Электронный научный журнал "Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика". – 2011. – № 1(3).
95. Уточнение границ сейсмофациальных комплексов неокома в пределах акватории Карского моря / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, А. С. Недосекин, О. А. Смирнов, Н. М. Шестакова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015, № 11, с.14-24.
96. Филиппович, Ю. В. Новая концепция тектонического строения фундамента и осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / Ю. В. Филиппович // Геология нефти и газа. – 2001. – №5. – С. 51-62.
97. Филиппович, Ю. В. Сдвиговая тектоника в районе Надым-Тазовского междуречья и методика прогноза нефтяных залежей : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.01 / Ю. В. Филиппович. – Москва, 2012. – с. 16.
98. Фокин, А. Н. Риски и неопределенности в геологоразведочном процессе / А. Н. Фокин // Новатор. – 2011. – № 43. – С. 8-12.
99. Фомин, А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А. Н. Фомин ; науч. ред. А. Э. Конторович. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
100. Хасанов, Т. И. Влияние структурных неопределенностей на геологические риски / Т. И. Хасанов, А. А. Куркин, С. А. Федоров, Е. А. Зыза, В. А. Пономаренко // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – №2. – С. 32-40.
101. Черкасс, Е. О. Определение рисков при бурении скважин и учет неопределенностей геологических моделей (на примере Ванкорского месторождения) / Е. О. Черкасс, Д. А. Антоненко, П. В. Ставинский // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2008. – № 3. – С. 6-10.
102. Allen, P. A. Basin analysis: principles and applications / P. A. Allen, J. R. Allen. – Blackwell Publishing Company, 2005. – 549 p.
103. Allen, M. B. Oblique rift geometry of the West Siberian Basin: tectonic setting for the Siberian flood basalts / M. B. Allen, L. Anderson, R. C. Searle, M. Buslov // Journal of the Geological Society. – 2006. – Vol. 163 – P. 901-904.
104. Aplonov, S. V. The tectonic evolution of West Siberia: an attempt at a geophysical analysis / S. V. Aplonov // Tectonophysics. – 1995. – Vol. 245. – P. 61-84.
105. Cramer, B. Methane release from groundwater—the source of natural gas accumulations in northern West Siberia / B. Cramer, H. S. Poelchau, P. Gerling, N. V. Lopatin, and R. Littke // Marine and Petroleum Geology. – 1999. – Vol. 16. – P. 225–244.
106. Fjellanger, E. Charging the giant gas fields of the NW Siberia basin / E. Fjellanger, A. E. Kontorovich, S. A. Barboza, L. M. Burshtein, M. J. Hardy and V. R. Livshits // Petroleum Geology Conference series. – 2010. – Vol. 7. – P. 659-668.

107. Fournier, M. In-situ evidence for dextral active motion at the Arabia-India plate boundary / M. Fournier, N. Chamot-Rooke, C. Petit, O. Fabbri, P. Huchon, B. Maillot, C. Lévrier // *Nature Geoscience*. – 2008. – Vol. 1. – P. 54-58.
108. Gibson, R. G. Shelf petroleum system of the Columbus basin, offshore Trinidad, West Indies. II. Field geochemistry and petroleum migration model / R. G. Gibson, L. Dzou, D. F. Greeley // *Marine and Petroleum Geology*. – 2004. – Vol. 21. – P. 109-129.
109. Glogovsky, V. Validating the velocity model: the Hamburg Score / V. Glogovsky, E. Landa, S. Langman, J. M. Tijmen // *First Break*. – 2009. – Vol. 27. – No. 3. – P. 77-85.
110. Gogonenkov G. N. Strike-slip faults in the West Siberian basin: implications for petroleum exploration and development / G. N. Gogonenkov, A. I. Timurzиеv // *Russian Geology and Geophysics*. – 2010. – Vol. 51. – P. 304-316.
111. Hardman, R. F. P. The significance of normal faults in the exploration and production of North Sea hydrocarbons / R. F. P. Hardman, J. E. Booth // *Geological Society, London, Special Publications*. – 1991. – Vol. 56. – No. 1. – P. 1-13.
112. Ilyushina, A. S. Uncertainty Analysis of Main Development Targets of Unique Gas-Condensate Field / A. S. Ilyushina, V. V. Serebryakov, A. A. Kurkin, T. I. Gataullin, S. G. Medvedev // *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition 2014* : 14-16 October / Moscow, Russia, 2014.
113. Jackson, M. P. A. Structural and Depositional Styles of Gulf Coast Tertiary Continental Margins: Application to Hydrocarbon Exploration : Continuing Education Course Notes Number 25 / M. P. A. Jackson, W. E. Galloway. – American Association of Petroleum Geologists, 1984. – 225 p.
114. Khasanov, T. I. Lateral Distribution Estimation of Geological Risks Related to Structural Uncertainty / T. I. Khasanov, A. A. Kurkin, S. A. Fedorov, E. A. Zyza // *EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition 2016* / Saint-Petersburg, 2016.
115. Kunin, N. Ya. A Seismostratigraphic Analysis of Lower Cretaceous Deposits in the Northern Part of the West Siberian Basin / N. Ya. Kunin, I. E. Segalovich // *Sedimentary Geology*. – 1996. – Vol. 102.
116. Kurkin, A. A. Some Results of Tectonic Evolution Study of Northern West Siberia Fields. / A. A. Kurkin, I. I. Grigoreva // *EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition on Geosciences 2014: Investing in the Future* / Saint-Petersburg, 2014.
117. Kurkin, A. A. Structural and stratigraphic evolution of El Arish Block, Offshore North Sinai / A. A. Kurkin, V. I. Kuznetsov, D. V. Mitkalev // *75th EAGE Conference and Exhibition 2013: Changing Frontiers* / London, 2013.
118. Kurkin, A. A. Estimation of Structural Uncertainty Lateral Distribution / A. A. Kurkin // *79th EAGE Conference and Exhibition 2017* / Paris, 2017.
119. Littke, R. Gas generation and accumulation in the West Siberian basin / R. Littke, B. Cramer, P. Gerling, N. V. Lopatin, H. S. Poelchau, R. G. Schaefer, D. H. Welte // *AAPG Bulletin*. – 1999. – Vol. 83. P. 1642-1665.
120. McClay, K. R. Analog models of restraining stepovers in strike-slip fault systems / K. R. McClay, & M. Bonora // *AAPG Bulletin*. – 2001. – Vol. 2 (85). – P. 233-260.
121. Milkov, A. V. Methanogenic biodegradation of petroleum in the West Siberian basin (Russia): Significance for formation of giant Cenomanian gas pools / A. V. Milkov // *AAPG Bulletin*. – 2010. – Vol. 94. – P. 1485-1541.
122. Murris, R. J. Gas generation and accumulation in the West Siberian basin: Discussion / R. J. Murris, O. Schenk, D. Spahic, K. J. Bird, K. E. Peters // *AAPG Bulletin*. – 2001. – Vol. 85. – No. 10, – P. 1891-1892.
123. Otis R. M., Schneidermann N. A. Process for Evaluating Exploration Prospects / R. M. Otis, N. A. Schneidermann // *AAPG Bulletin*. – 1997. – Vol. 81. – No. 7. – P. 1087-1109.
124. Posamentier, H. W. Seismic geomorphology - An overview / H. W. Posamentier & R. J. Davies & J. A. Cartwright & L. Wood // *Geological Society, London, Special Publications*. – 2007. – Vol. 277. – P. 1-14.

125. The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects [Электронный ресурс] // The Coordinating Committee for Geoscience Programmes in East and Southeast Asia. – 2000. URL: <http://www.ccop.or.th/ppm/document/home/RiskAssess.pdf> (дата обращения: 23.10.2018).
126. Ulmishek, G. F. Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia / G. F. Ulmishek // U.S. Geological Survey Bulletin. – 2003. – Vol. 2201-G.
127. Vyssotski, A. V. Evolution of the West Siberian Basin / A. V. Vyssotski, V. N. Vyssotski, A. A. Nezhdanov // Marine and Petroleum Geology. – 2006. – Vol. 23. – P. 93-126.

Фондовая, неопубликованная:

128. Афанасьев, М. Л. Полевые и камеральные работы, сейсморазведка 2Д (1 500 пог.км) в пределах Ниливойского л.у. (договор № 02/08 от 26.02.08г.) / М. Л. Афанасьев – Москва : ООО «Геофизические системы данных», 2009.
129. Афанасьев, М. Л. Полевые и камеральные работы, сейсморазведка 2Д (1000 пог.км) в пределах Сеяхинского лицензионного участка. Отчет о результатах работ по договору № 01/08 / М. Л. Афанасьев, М. В. Сурков, В. А. Жемчугова – Москва : ООО «Геофизические системы данных», 2009.
130. Баймухаметова, О. А. Моделирование нефтегазоносной системы Юрхаровского НГКМ, Западно-Юрхаровского месторождения и Новоюрхаровского участка недр на основе проведения сейсмической инверсии и комплексной интерпретации данных сейсморазведки, ГИС и геохимических исследований / О. А. Баймухаметова, А. А. Куркин. – Тюмень : ООО «Сибгеопроект», ООО «НОВАТЭК НТЦ», 2014.
131. Бочкарев, В. С. Отчет «Произвести структурно-формационный анализ глубоких горизонтов нижнеюрско-палеозойских осадочных комплексов Западной Сибири с целью выделения главных зон нефтегазоаккумуляции и концентрации поисковых работ» / В.С. Бочкарев. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1990.
132. Бочкарев, В. С. Создание геологических моделей строения палеозойского нефтегазоносного комплекса и разработка главных направлений подготовки и освоения его ресурсного потенциала в северных районах Западной Сибири / В.С. Бочкарев. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», Тюмень, 2004.
133. Бочкарев, В. С. Разрывные нарушения, их классификация и оценка влияния на нефтегазоносность мезозойских отложений северной части Западно-Сибирской геосинеклизы / В.С. Бочкарев. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2006.
134. Брехунцова, Е. А. Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских, юрских и меловых отложений южной части полуострова Ямал с выделением перспективных объектов для концентрации объемов ГРП и уточнение нефтегазового потенциала / Е. А. Брехунцова, В. И. Кислухин – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2001.
135. Бурханов, А. С. Отчет о результатах поисковых площадных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Ханавейской СП 57/86-87 / А. С. Бурханов, А. И. Анохин, О. В. Новиков. – Лабытнанги : ОАО «Ямалгеофизика», 1988.
136. Вайполин, Ю. В. Палеоструктурный анализ, рекомендации по заложению поисковых и разведочных скважин для обнаружения залежей УВ в юрских породах на Малыгинском и Утреннем месторождениях, Скуратовском, Хэсэлямском, Преображенском и др. поднятиях п-вов Ямал и Гыдан. Раздел 1 субподрядного договора с институтом ЗапСибНИГНИ: «Прогнозирование улучшенных юрских коллекторов по данным палеоструктурного анализа на перспективных площадях п-овов Ямал и Гыдан» (Отчет за I полугодие 1990 г.) / Ю. В. Вайполин. – Ленинград : ВНИГРИ, 1990.
137. Волков, В. А. Отчет «Создание детальной модели геологического строения нижне-среднеюрских образований Западной Сибири, оценка ресурсного потенциала и обоснование главных направлений поисково-разведочных работ» / В. А. Волков. – Тюмень : ГП «НАЦРН им.В.И.Шпильмана», 2008.

138. Воловникова, И. Г. Отчет о результатах обработки и интерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в пределах Лабварского лицензионного участка в сезон 2011-2012 г.г. / И. Г. Воловникова, Н. К. Курышева, С. Г. Парамошина. – Тюмень : ООО «ГеоПрайм», 2013.
139. Журавлев, Е. Г. Отчет о НИР: «Разработка геологической модели резервуара и оценка перспектив нефтегазоносности гипергенно измененных пород палеозоя Новопортовского месторождения» / Е. Г. Журавлев. – Москва : ООО Фирма «Петро», 1999.
140. Иванова, Н. М. Региональные сейсморазведочные работы на акватории Обской губы и южной части шельфа Карского моря. Государственный контракт № 04/08/70-231 от 15 марта 2006 г. / Н. М. Иванова, Ю. В. Рослов, И. В. Беляев. – Санкт-Петербург : ФГУНПП Севморгео, 2008
141. Идиятов, Р. Х. Отчёт о полевых сейсморазведочных работах по объекту: «Проведение комплексных полевых геофизических работ с целью подготовки объектов под параметрическое бурение в области сочленения Западно-Сибирской плиты и Енисей-Хатангского прогиба (Северо-Таймырская площадь)» / Р. Х. Идиятов, Д. Г. Кушнир, Д. В. Яковлев. – Уфа : АО «Башнефтегеофизика», АО «Таймыргеофизика», 2016.
142. Идиятов, Р. Х. Отчёт о проведении полевых сейсморазведочных работ по объекту: «Проведение комплексных полевых геофизических работ с целью подготовки новых зон нефтегазонакопления в центральной части Енисей – Хатангского прогиба (Центрально-Таймырская площадь)» / Р. Х. Идиятов, Д. Г. Кушнир, В. И. Казаис. – Уфа : АО «Башнефтегеофизика», АО «Таймыргеофизика», 2016.
143. Ифраимова, П. Н. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Северо-Саянской сейсмопартии 23/89-90 / П. Н. Ифраимова, В. М. Лялин, Л. Е. Сокол – Лабитнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1991.
144. Каранкевич, А. С. Отчет «Анализ перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов на территории автономного округа» (по состоянию на 1.01.2015 г.) / А. С. Каранкевич [и др.] – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2014.
145. Кислухин, В. И. Создание геологических моделей строения юрского нефтегазоносного комплекса и разработка главных направлений подготовки и освоения его ресурсного потенциала в северных районах Западной Сибири / В. И. Кислухин, Г. А. Берилко. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2004.
146. Коблова, О. Г. Отчет о работе Восточно-Арктической № 21/85-86 сейсморазведочной партии в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в зимний период 1985-1986 гг. / О. Г. Коблова [и др.] – Лабитнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1987.
147. Коблова, О. Г. Отчет о работе Явайской сейсморазведочной партии № 22/75-76 в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в зимний период 1975-1976 гг. / О. Г. Коблова, В. Г. Кабалык, В. Ф. Толчин. – Лабитнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1976.
148. Корниенко, Т. А. Отчет «Обработка и комплексная интерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д полевого сезона 2011-2012 гг. в пределах Новоурхаровского лицензионного участка и материалов прошлых лет МОГТ 3Д/2Д на сопредельных площадях». ООО «Пургеофизика», 2013.
149. Нежданов, А. А. Создание геологической модели Новопортовского месторождения на основе сейсморазведочных работ 3D / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, А. Д. Авраменко – Тюмень : ООО «ТюменьНИИгазпрогаз», 2008.
150. Нестеров И. И. Отчет о результатах работ по объекту: «Переинтерпретация, переобработка и унифицированная стратификация опорных отражающих горизонтов региональных сейсмических профилей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с целью построения единых нефтегеологических моделей продуктивных комплексов, как основы уточнения оценки перспектив нефтегазоносности» / И. И. Нестеров – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2007.

151. Нестеров, И. И. Отчет «Уточнение и детализация стратиграфического расчленения мезозоя и кайнозоя Западной Сибири с увязкой сейсмических отражающих горизонтов, возрастных и литологических границ на основе обобщения и комплексной интерпретации геолого-геофизической информации» / И. И. Нестеров – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2009.
152. Новиков, О. В. Отчет о результатах поисковых площадных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Ново-Гыданской СП57/87-88 / О. В. Новиков. – Лабытнанги: ПГО «Ямалгеофизика», 1988.
153. Ольшевский, С. Р. Обработка и комплексная интерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ 3D полевого сезона 2014-2015 гг. в пределах Салмановского лицензионного участка / С. Р. Ольшевский, И. С. Гусельникова, Е. С. Лушников. – Тюмень : ООО «Пургеофизика», 2016.
154. Ордин, В. А. Результаты сейсморазведочных работ МОВ ОГТ северо-средне-Ямальской СП N 45/88-89 и Южно-Средне-Ямальской СП N 49-88-89 / В. А. Ордин, Д. В. Миткалев, Р. С. Первушина. – Лабытнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1990.
155. Ордин, В. А. Отчет о результатах детальных площадных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Южно-Нулмуяхинской СП 49/87-88 / В. А. Ордин, Т. В. Генкель, В. А. Татьянин. – Лабытнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1989.
156. Андрущенко, Ю. В. Отчет о работе Сеяхинской с/п № 26/77-78 в Ямальском р-не Ямало-Ненецкого а.о. в зимний период 1977-78 гг. / Ю. И. Андрущенко [и др.] – Лабытнанги: ПГО «Ямалгеофизика», 1978.
157. Рябов, Л. Д. Отчет о работе Северо-Сеяхинской с/п 23/76-77 в Ямальском р-не Ямало-Ненецкого н. о., 1976-1977 гг. / Л. Д. Рябов, А. М. Левкович, И. А. Путилин. – Лабытнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1978.
158. Рябов, Л. Д. Отчет о работе Южно-Юрибейской сейсморазведочной партии № 23/80-81 в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в зимний период 1980-1981 гг. / Л. Д. Рябов, Ю. М. Забелин, В. К. Ершов. – Лабытнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1981.
159. Сапьяник, В. В. Отчет «Западная Сибирь. Палеогеографические схемы стратиграфических горизонтов юры» / В. В. Сапьяник, Ю. М. Ильин, Л. Ф. Найденов – Тюмень : ЗАО «ТННЦ», 2005.
160. Соболев, Н. Н. Отчет о НИР: «Создание формационно-геодинамической карты северных районов Урала, Западной Сибири и северо-запада Сибирской платформы для позднепалеозойского, триасового и юрского периодов масштаба 1:50000» / Н. Н. Соболев, В. С. Бочкарев. – Санкт-Петербург, Тюмень : ФГУП «ВСЕГЕИ», ОАО «СибНАЦ», 2005.
161. Сокол, Л. Е. Отчет о результатах поисковых площадных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Нулмуяхинской СП 49/86-87 / Л. Е. Сокол, И. Л. Цибулин, В. М. Лялин, В. А. Татьянин. – Лабытнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1988.
162. Соседков, В. С. Уточнение структурных карт и схем по отложениям чехла северной части Западно-Сибирской низменности на основе обобщения дополнительной геофизической информации. Отчет о результатах работ тематической партии 103/87-88 / В. С. Соседков, В. П. Четвертных, Ю. Н. Сурков – Лабытнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1988.
163. Сычев, В. А. Отчет о результатах поисковых площадных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Западно-Арктической СП 45/86-87 на Новонейтинской площади / В. А. Сычев, Ю. Н. Сурков, В. А. Рабинович. – Лабытнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1988.
164. Сычев, В. А. Отчет о результатах поисковых площадных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Тюпсалинской сп 26/87-88 / В. А. Сычев. – Лабытнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1989.
165. Хорошева, О. Н. Выполнение работ по переобработке и комплексной интерпретации материалов сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 2Д/3Д в пределах Мало-Ямальского лицензионного участка / О. Н. Хорошева, Т. Г. Поднебеснова. – Тюмень : ООО «НОВАТЭК НТЦ», ООО «Пургеофизика», 2015.
166. Черданцев, С. Г. Отчёт по теме № 6-02 «Создание геологических моделей строения надсеноманского нефтегазоносного комплекса и оценка влияния новейших тектонических

движений на формирование и размещение залежей нефти и газа» / С. Г. Черданцев. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2004.

167. Чичинова, Л. М. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Сеяхинской СП 65/88-89. / Л. М. Чичинова, Л. Е. Сокол, Т. В. Генкель. – Лабытнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1989.

168. Чурашов, В. М. Забелин Ю.М. Отчет о работе Западно-Гыданской сейсморазведочной партии №22/80-81г. в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской обл. в зимний период 1980-1981г. / В. М. Чурашов, Ю. М. Забелин. – Лабытнанги : Геофизический трест, Тазовская геофизическая экспедиция, 1981.

169. Шипулина, Г. А. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ Сеяхинско-Яптиксалинской с/п 65/90-91 / Г. А. Шипулина. – Лабытнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1991.

170. Шипулина, Г. А. Отчет о работе Мало-Ямальской с/п № 49/85-86 в Ямальском р-не Ямало-Ненецкого А. О. Тюменской обл. в зимний период 1985-1986 гг. / Г. А. Шипулина, В. М. Лялин, В. А. Татьяна. – Лабытнанги : ПГО «Ямалгеофизика», 1987.