

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

На правах рукописи

ТОРОПОВА ТАТЬЯНА НИКОЛАЕВНА

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ТЕКТНИКА И
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НЕОКОМСКИХ, ВЕРХНЕАПТСКИХ И АЛЬБ-
СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПОЛУОСТРОВА ГЫДАНСКИЙ**

25.00.12 – геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:

Конторович В.А.

доктор геол.-минерал. наук

чл.-корр. РАН, доцент

Новосибирск
2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА	15
1.1. Краткая история исследования и состояние геолого-геофизической изученности региона	15
1.2. Тектоническое строение.....	26
1.3. Стратиграфия	31
1.3.1. Доюрские отложения.....	31
1.3.2. Мезозойские отложения.....	39
1.3.3. Кайнозойские отложения.....	58
1.4. Нефтегазоносность	62
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ, СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА.....	71
2.1. Геофизические методы корреляции разрезов скважин	71
2.2. Общие положения сейсмостратиграфии	73
2.3. Сейсмогеологические комплексы Центрально-Гыданской площади	74
2.4. Методика построения структурных карт, структурный анализ	78
2.5. Методика палеотектонических исследований.....	84
2.6. Сейсмофациальный и динамический анализ	88
ГЛАВА 3 СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РЕГИОНА	90
3.1. Сейсмогеологическая характеристика исследуемого района	90
3.1.1. Характеристика реперных отражающих горизонтов.....	90
3.1.2. Сейсмогеологические мегакомплексы	92
3.2. Структурная характеристика исследуемого района	95
3.3. История тектонического развития исследуемого района.....	107
3.4. Тектоника и нефтегазоносность.....	120

ГЛАВА 4 РЕГИОНАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГЫДАНСКОЙ НГО; ПОДПИМСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ КЛИНОФОРМА	128
4.1. Сейсмогеологическое строение и условия формирования нижнемеловых отложений	128
4.2. Региональная модель геологического строения неокотских отложений Гыданской НГО	135
4.3. Сейсмогеологическая характеристика и перспективы нефтегазоносности подпимского сеймостратиграфического комплекса	136
ГЛАВА 5 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕАПТ-СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ	148
5.1. Сейсмогеологическое строение и условия формирования верхнеапт-альб-сеноманских отложений	148
5.2. Стратиграфическая приуроченность верхнеапт-сеноманских залежей углеводородов	153
5.3. Прогноз толщин и коллекторских свойств продуктивных резервуаров....	155
5.4. Модель геологического строения верхнеаптских отложений	159
5.5. Модель геологического строения альб-сеноманских отложений	168
5.6. Модели верхнеаптских и сеноманских залежей УВ эталонных месторождений	178
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	193
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	199
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	200
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА	214
СПИСОК ТАБЛИЦ	221

ВВЕДЕНИЕ

Диссертационная работа посвящена анализу геологического строения и перспективам нефтегазоносности меловых отложений Гыданского полуострова и выполнена на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и данных глубокого бурения с учетом новейшей геолого-геофизической информации, полученной в период 2012-2020 гг.

Цель исследования – выполнить анализ истории тектонического развития Гыданской НГО, определить время и динамику формирования крупных поднятий – антиклинальных ловушек, контролирующих залежи углеводородов; разработать структурно-тектонические и сейсмостратиграфические критерии прогнозирования геологического разреза неокомских, верхнеаптских и альб-сеноманских отложений для выделения нефтегазоперспективных зон и объектов; построение сейсмо-геологических моделей Салмановского, Гыданского и Геофизического месторождений.

Объектом исследования в настоящей диссертации являются мезозойско-кайнозойские, в первую очередь, меловые отложения полуострова Гыданский, расположенного на северо-востоке Западно-Сибирской геосинеклизы. Территория исследования в административном плане расположена в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) Тюменской области.

Актуальность исследования:

Арктические регионы Западной Сибири считаются крупнейшей в мире газоносной провинцией.

Геологоразведочные работы в пределах Гыданского полуострова были начаты в 50-х годах прошлого столетия. Существенный вклад в изучение геологического строения региона и нефтегазоносности северных районов Западной Сибири внесли сотрудники научных и производственных организаций: Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Брадучан Ю.В., Брехунцов А.М., Булынникова А.А., Бурштейн Л.М., Гиршгорн Л.Ш., Гурари Ф.Г., Гурова Т.И., Девятов В.П., Ермаков В.И., Ермилов О.М., Жеро О.Г., Ершов С.В., Казаков А.М., Казаненков В.А.,

Карогодин Ю.Н., Конторович А.Э., Конторович В.А., Кулахметов Н.Х., Неручев С.Г., Нестеров И.И., Никитенко Б.Л., Ронкина З.З., Ростовцев Н.Н., Рудкевич М.Я., Сакс В.Н., Салманов Ф.К., Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Сурков В.С., Трофимук А.А., Фомин А.Н., Шемин Г.Г., Шурыгин Б.Н. и многие другие.

Несмотря на более, чем полувековую историю исследований Гыданского полуострова, изученность территории долгое время оставалась достаточно низкой и неравномерной, и этот регион являлся одним из наименее изученных в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

За последнее десятилетие интерес к арктическим регионам Сибири значительно возрос. В эти годы Гыданский, Ямальский полуострова и прилегающая акватория Карского моря активно изучались комплексными геолого-геофизическими работами, выполнялось глубокое бурение скважин как за счет средств федерального бюджета, так и силами крупных нефтегазовых компаний (ПАО "НОВАТЭК", ПАО "Газпром", ПАО "НК "Роснефть", ПАО "Сургутнефтегаз" и другие), проводились обобщающие научные исследования.

Степень разработанности темы:

В результате проведенных работ региональный этап исследования Гыданской НГО в настоящее время завершен, большая часть полуострова покрыта объектами лицензирования и начат новый поисково-оценочный этап геологоразведочных работ, направленный на дальнейшее изучение и оценку перспектив нефтегазоносности территории и конкретных нефтегазоперспективных объектов.

В результате нефтепоисковых работ в Гыданской НГО открыто 12 нефтегазовых месторождений, наиболее крупными из которых являются Геофизическое, Салмановское и Гыданское. Большая часть залежей по типу являются газовыми и газоконденсатными и связана с меловыми резервуарами. В настоящее время в этом регионе в отложениях неокома открыто 25 залежей на 6 месторождениях; в верхнеаптском комплексе - 46 залежей на 8 месторождениях; в альб-сеноманском – 14 залежей на 7 месторождениях. В Гыданской НГО также доказана продуктивность юры, которая в этом регионе чрезвычайно слабо изучена глубоким бурением.

В целом, по территории Гыданской НГО накоплен уникальный фактический материал, в том числе получены новейшие данные, включающие сеть высокоинформативных региональных сейсмических профилей и параметрическую скважину Гыданская №130, комплексный анализ которых позволяет на новом информационном уровне решать как фундаментальные, так и прикладные задачи.

В диссертационной работе рассмотрены особенности геологического строения и условий формирования мезозойско-кайнозойских отложений центральной части Гыданского полуострова; разработаны структурно-тектонические и сеймо-стратиграфические критерии прогноза нефтегазоносности меловых отложений; построены, отвечающие современной стадии изученности региона, сейсмогеологические модели осадочных комплексов, нефтегазовых месторождений, нефтегазоперспективных зон и объектов.

Научная задача исследования:

на основе комплексной интерпретации ретроспективных и новейших геолого-геофизических данных выполнить структурно-тектонический анализ и определить основные этапы формирования структур, контролирующих крупные залежи углеводородов; определить влияние мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на газоносность меловых резервуаров; разработать структурно-тектонические сейсмогеологические критерии прогноза газоносности неокомского, верхнеаптского и альб-сеноманского комплексов, построить детальные модели их геологического строения.

Основные этапы исследований:

1. Сбор и обобщение опубликованных и фондовых материалов.
2. Систематизация и ревизия фактического материала, включающего временные сейсмические разрезы МОГТ, данные ВСП, материалы ГИС, результаты испытаний.
3. Создание интерпретационного сейсмического проекта, стратиграфическая привязка и корреляция основных отражающих горизонтов.
4. Построение набора структурных карт по основным отражающим горизонтам и карт изопакит сейсмогеологических мегакомплексов.

5. Выделение и картирование разрывных нарушений на временных разрезах, с учетом построенных карт градиентов структурных поверхностей.

6. Структурно-тектонический и палеотектонический анализ, восстановление мезозойско-кайнозойской истории тектонического развития территории, определение времени и динамики формирования крупных структур - ловушек; анализ влияния тектонических процессов на нефтегазоносность меловых резервуаров.

7. Построение корреляционных схем и сейсмогеологических разрезов; детализация региональной модели геологического строения берриас-нижнеаптских отложений исследуемого региона.

8. Построение детальной модели геологического строения подпимского комплекса неокома в центральной части Гыданской НГО; структурный, палеотектонический, сейсмофациальный, динамический анализ, выделение нефтегазоперспективных зон и объектов.

9. Анализ сейсмических материалов и ГИС; создание корреляционных схем и сейсмогеологических разрезов, разработка сейсмогеологических критериев прогноза, построение карт толщин и качества коллекторов песчаных пластов верхнеаптского комплекса; создание сейсмогеологических моделей верхнеаптских залежей углеводородов.

10. Комплексная интерпретация сейсмических материалов и ГИС; создание корреляционных схем и сейсмогеологических разрезов, разработка сейсмогеологических критериев прогноза, построение карт толщин и качества коллекторов песчаных пластов сеноманского комплекса и карты качества туронского (кузнецовского) флюидоупора; создание сейсмогеологических моделей сеноманских залежей углеводородов.

В диссертации автор *защищает следующие основные положения и результаты:*

1. На протяжении мезозойско-кайнозойской истории центральная часть Гыданской НГО испытывала влияние разнонаправленных региональных тектони-

ческих движений, а приуроченные к выступам фундамента крупные положительные структуры испытывали тенденцию к относительному росту на всех этапах тектонического развития. Унаследованное развитие поднятий и наложение более молодых процессов на более древние предопределило уменьшение размеров и амплитуд структур вверх по разрезу.

2. В Гыданской НГО выделяется 8 региональных клиноформ; в центральной части Гыданского полуострова развита подпимская региональная клиноформа, которая включает 5 резервуаров. В подпимском ССК исследуемой территории антиклинальные структуры отсутствуют, и перспективы нефтегазоносности неокома здесь могут быть связаны только со сложнопостроенными литологическими ловушками. Наиболее перспективным в отношении нефтегазоносности этой территории является резервуар Пим_3 вдоль кромки шельфа которого выделяется вытянутая в северо-восточном направлении цепочка высокоамплитудных сейсмических аномалий, отвечающих системе вдольбереговых баров.

3. В Гыданской НГО верхнеаптские отложения являются наиболее перспективными в отношении газоносности. Наличие в разрезе апта Гыданской НГО нейтинской пачки, яронгского (ханты-мансийского) флюидоупора и серии зонально-развитых глинистых пачек - покрышек, разделяющих верхнеаптские песчаные пласты - коллекторы, а также увеличение амплитуд и размеров структур в рельефе кровли танопчинской свиты (относительно горизонта Г) предопределило формирование многопластовых месторождений Гыданской НГО, на которых значительные по запасам газовые залежи сконцентрированы в верхнеаптских резервуарах.

4. В Гыданской НГО основные скопления углеводородов локализованы в аптских песчаных пластах танопчинской свиты, а традиционные для севера Западной Сибири сеноманские залежи в большинстве случаев незначительны по запасам. Невысокий потенциал сеноманских резервуаров связан исключительно с тектоническим фактором – низкой интенсивностью роста структур на постсеноманском этапе развития и, как следствие, незначительными объемами сеноманских ловушек.

Фактический материал. В основу диссертации положены результаты исследований, полученные автором в процессе проведения работ по производственным отчетам, выполнявшимся в ПАО «Сибнефтегеофизика» в рамках государственных договоров 2012-2015 гг. и в АО «СНИИГГиМС» в период 2018-2021 гг.

В ходе работы проанализированы и изучены данные по 152 поисковым и разведочным скважинам (материалы ГИС и результаты испытаний, результаты сейсмокаротажных исследований и вертикального сейсмического профилирования по 6-ти скважинам), пробуренным на территории Гыданского полуострова в период с 1973 по 2020 годы.

В работе использованы данные по 286 сейсмическим профилям МОГТ, общей протяженностью 15 200 пог. км.

Теоретические основы и методы исследований.

Комплексная интерпретация материалов сейсморазведки МОГТ 2D, ГИС и данных глубокого бурения базируется на основных принципах сеймостратиграфических исследований. Традиционные подходы интерпретации результатов сейсморазведки МОГТ к изучению мезозойско-кайнозойских отложений Западной Сибири подробно освещались в работах Бембея Р.М., Гогоненкова Г.Н, Гиршгорна Л.Ш., Конторовича В.А., Кунина Н.Я, Нежданова А.А., Шлезингера А.Е., Трусова Л.Л. и других исследователей, и достаточно широко используются при интерпретации геолого-геофизических материалов в практике поисков и разведки нефтегазовых залежей.

Корреляция и стратиграфическое расчленение разрезов полуострова Гыданский проводились на основе классических методических приемов корреляции разрезов Западной Сибири по данным ГИС, подробно рассмотренных в работах Итенберга С.С., Латышова М.Г., Леонтьева Е.И., Нефедова Н.И., Дахнова В.А., Муромцева В.С. и многих других.

Структурно-тектонический анализ базировался на фундаментальных работах российских геологов Белоусова В.В., Наливкина В.Д., Конторовича В.А., Рудкевича М.Я., Старосельцева В.С., Хаина В.Е., Яншина А.Л. и других исследователей.

Восстановление истории тектонического развития территории в районе Гыданского, Салмановского (Утреннего) и Геофизического месторождений и определение этапов формирования одноименных структур в мезозойско-кайнозойское время осуществлялось с использованием «метода мощностей», предложенном Н.С. Шатским, и в дальнейшем получившем развитие в исследованиях Белоусова В.В., Конторовича В.А., Хаина В.Е., Неймана В.Б., Машковича К.А., Форша Н.Н. и др. исследователей.

Оценка перспектив нефтегазоносности территории полуострова Гыданский основывалась на осадочно-миграционной теории нефтидогенеза, которая создавалась и развивалась работами Вассоевича Н.Б., Вышемирского В.С., Двали М.Ф., Конторовича А.Э., Неручева С.Г., Нестерова И.И., Трофимука А.А., Шпильмана В.И. и других исследователей.

Научная новизна.

Впервые для центральной части полуострова Гыданский на базе комплексной интерпретации ретроспективных и новейших геолого-геофизических материалов сейсморазведки и глубокого бурения в рамках единого методического подхода выполнен научный анализ геологического строения мезозойско-кайнозойских отложений; построены отвечающие современной степени изученности сейсмогеологические модели осадочных комплексов и резервуаров; выполнен структурно-тектонический и палеотектонический анализ и оценка влияния тектонических процессов на нефтегазоносность различных осадочных комплексов.

С использованием результатов структурно-тектонического анализа и построенных в процессе проведенных исследований моделей геологического строения осадочных комплексов выполнено обоснование существенно более высоких перспектив газоносности верхнеаптских резервуаров Гыданской НГО по отношению к традиционному для севера Западной Сибири сеноманскому комплексу.

Разработан набор адаптированных к геологическому строению Гыданской НГО структурно-тектонических и сейсмогеологических критериев прогноза качества коллекторов и флюидоупоров в меловых резервуарах.

Личный вклад.

При выполнении работы соискатель участвовал на всех этапах исследования: сбор, ревизия и структурирование данных, обработка и анализ геолого-геофизических материалов, разработка методических приемов интерпретации и прогноза, комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов.

В процессе комплексного научного анализа автором лично:

- выполнена корреляция опорных сейсмических горизонтов (Iв, Б, М, М₁, Г), построен набор карт изохрон, структурных карт и карт толщин триас-юрского, берриас-нижнеаптского, верхнеаптского, альб-сеноманского и турон-кайнозойского осадочных комплексов;
- выполнен структурно-тектонический и палеотектонический анализ; проанализированы процессы дизъюнктивной тектоники; определены основные этапы тектонического развития территории и формирования антиклинальных структур-ловушек; оценено влияние тектонических процессов на газоносность различных осадочных комплексов;
- разработаны критерии прогноза; построены сейсмогеологические модели продуктивных осадочных комплексов и резервуаров, карты качества коллекторов и флюидоупоров; выделены нефтегазоперспективные зоны и объекты; построены модели залежей углеводородов.

Теоретическая и практическая значимость работы.

Рассмотренные в работе структурно-тектонические и сейсмогеологические особенности строения осадочных комплексов и залежей углеводородов Гыданской НГО в совокупности с материалами по более изученной территории Надым-Пурского междуречья могут послужить основой для понимания глубинных фундаментальных процессов, предопределивших существенные различия в истории развития этих регионов и повлиявших на перспективы нефтегазоносности различных осадочных комплексов.

В работе предложен комплексный подход к интерпретации геолого-геофизических материалов с использованием классических и новых методических приемов. Разработанные структурно-тектонические и сейсмогеологические критерии прогнозирования геологического разреза, оценки качества коллекторов и

флюидоупоров могут быть использованы в других регионах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в первую очередь, на шельфе Карского моря, а также в слабоизученных центральной и восточной частях Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Построенные в процессе проведенных исследований отвечающие современной стадии изученности Гыданской НГО структурно-тектонические и сейсмогеологические модели осадочных комплексов могут быть использованы при количественной оценке и планировании геологоразведочных работ с целью воспроизводства и наращивания минерально-сырьевой базы региона и открытия новых нефтегазовых месторождений.

Достоверность научных результатов обеспечивается:

- систематизацией и ревизией большого объема фактического материала, задействованного в процессе написания работы: временные сейсмические разрезы, данные сейсмокаротажных исследований и вертикального сейсмического профилирования, материалы ГИС и глубокого бурения, результаты испытаний скважин и т.д.
- современными и классическими методами интерпретации геолого-геофизических материалов с применением новейшего оборудования, алгоритмических и программных - комплексов и пакетов.

Апробация работы.

Основные результаты проведенных исследований были освещены в виде 12 публикаций, из которых 2 статьи ВАК, 10 публикаций в других изданиях, сборниках материалов и тезисов конференций разного ранга. Основные авторские разработки освещены в 3 производственных отчетах организаций ПАО «Сибнефтегеофизика» и АО "СНИИГГиМС".

Результаты исследований, основные положения работы и методические приемы представлены автором на 8 конференциях (2 международных и 6 всероссийских):

2015 г. – Геомодель-2015, г. Геленджик, доклад "Геологическое строение пимского сейсмостратиграфического комплекса (на примере Центрально – Гыдан-

ской площади)"; 2015 г. – Трофимуковские чтения - 2015, г. Новосибирск, доклад "Особенности геологического строения пимского сейсмостратиграфического комплекса (на примере Центрально-Гыданской площади)"; 2016 г. – Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием, посвященная 70-летию основания в Томском политехническом институте кафедры «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых», г. Томск, доклад "Условия формирования и геологическое строение верхнеаптских отложений территории Гыдана"; 2016 г. – Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. научн. конгр., г. Новосибирск, доклад "Геологическое строение и история формирования крупных антиклинальных структур Центрально-Гыданской площади (северо-восток Западной Сибири)"; 2017 г. – Двадцать первая научно-практическая конференция "Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа - Югры", г. Ханты-Мансийск, доклад "История формирования антиклинальных структур Гыданского полуострова"; 2018 г. – Геомодель-2018, г. Геленджик, доклад "Геологическое строение и тектонические критерии газоносности центральной части территории Гыдана"; 2021 г. – "Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность-2021", г. Москва, доклад "Лито-лого-фациальная модель берриас-аптских отложений северо-востока Западной Сибири и сопредельных территорий (на примере подпимского комплекса)"; 2021 г. – "Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность-2021", г. Москва, доклад "Анализ региональных закономерностей нефтегазоносности палеозойских комплексов на севере Сибири"; 2021 г. – Трофимуковские чтения - 2021, г. Новосибирск, доклад "Реконструкция обстановок осадконакопления байос-батских отложений в западной части Енисей-Хатангской НГО и сопредельных территорий"; 2021 г. – Трофимуковские чтения - 2021, г. Новосибирск, доклад "Геологическое строение западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и перспективы нефтегазоносности меловых отложений (на примере подпимского ССК)".

Структура работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения, содержит список литературы из 111 наименований. Работа изложена на 221 странице машинописного текста, включая 78 рисунков и 4 таблицы.

Персоналия. Автор выражает особую благодарность своему научному руководителю заведующему лабораторией чл.-корр. РАН д.г.-м.н. В.А. Конторовичу, за ценные советы и помощь в работе к.г.-м.н. Л.М. Калининой, к.г.-м.н. С.В. Ершову, сотрудникам АО "СНИИГГиМС": д.г.-м.н. В.П. Девятову, к.г.-м.н. В.В. Сапьянику, к.г.-м.н. Л.В. Смирнову, к.г.-м.н. О.В. Шигановой, В.М. Щербаненко, В.А. Мурзаевой, а также сотрудникам ФГБУ "ВНИГНИ": к.г.-м.н. О.О. Абросимовой, В.П. Калгину.

Глава 1

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Территория исследования в административном плане расположена на северо-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в Тазовском районе (Рисунок 1). На текущий момент регион, площадь которого составляет 48 100 км², характеризуется достаточной степенью изученности современными геофизическими методами, средняя плотность сейсмических профилей МОГТ превышает 0.5 км/км², изученность глубоким бурением неравномерная и составляет 460 км²/скв.

Нефтегазопроисковые работы привели к открытию на Гыданском полуострове двенадцати месторождений, десять из которых газовые и газоконденсатные, и два нефтегазоконденсатные - Салмановское и Геофизическое.

1.1. Краткая история исследования и состояние геолого-геофизической изученности региона

Геофизические исследования севера Сибири до середины 50-х годов велись силами отдельных партий и носили рекогносцировочный характер. Первые геологические исследования на севере Западной Сибири осуществляла Усть-Енисейская нефтеразведочная экспедиция в районе рек Таз, Пур, Мессо в низовьях р. Енисей и вдоль берегов Енисейского залива, включающие комплексные геофизические исследования, колонковое и глубокое роторное бурение [Соколов, 1960]. Позднее экспедиция была реорганизована в Тазовскую нефтеразведочную экспедицию [Щеглова, 1965].

Планомерные региональные исследования Гыданского полуострова начались в 1957 г. с проведения геологической съемки масштаба 1:1 500 000. Полевые работы проводились с целью получения дополнительных материалов для



Рисунок 1 – Обзорная схема рассмотренного района.

Условные обозначения: 1 - гидрогеография, 2 - города, 3 - территория исследования, 4 - административные границы, 5 - ЯНАО.

составления карт геологической, геоморфологической, четвертичных отложений, а также прогнозов полезных ископаемых арктической части Западно-Сибирской геосинеклизы.

Проведение геологосъемочных работ позволило установить сплошное развитие четвертичных отложений морского генезиса и опровергнуть мнение о выходах здесь пород палеозойского возраста.

Итогом проведения региональных исследований за весь период изучения территории считается, построенная Государственная геологическая карта масштаба 1:1 000 000 и пояснительная записка к ней на всю территорию севера Сибири.

Гравиметрические и магнитометрические работы

Начиная с 1950 года был начат этап широкомасштабных геологоразведочных работ на всей территории Западной Сибири с целью изучения и выявления наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении районов. Выполнялось бурение опорных скважин, соединение их региональными сейсморазведочными, гравиразведочными и электроразведочными профилями. В этот период основным видом региональных геофизических работ в Западной Сибири считались аэромагнитные и гравиметрические съёмки преимущественно 1:1 000 000 и 1:200 000 масштабов [Конторович и др., 1975]. В результате к середине 50-х годов прошлого столетия территория полуострова Гыданский в рамках этих работ была покрыта аэромагнитной и гравиметрической съёмками масштаба 1:1 000 000 [Скоробогатов и др., 2006].

В 1958-1961 г. в рассмотренном регионе и сопредельных территориях была выполнена аэромагнитная съёмка масштаба 1:200 000 Западным (г. С.-Петербург), Нижне-Обским и Горно-Таймырским (г. Новосибирск) Геофизическими трестами и Северо-Таймырским НИИ геологии Арктики. Проведенная съёмка дала большой объём материалов, использовавшихся многими исследователями для построения структурных и тектонических карт этого малоисследованного района, позволила провести тектоническое районирование территории по характеру магнитного поля и наметить ряд объектов для постановки сейсморазведочных работ.

Параллельно с геофизическими работами в 1956-1958 гг. были пробурены колонковые скважины в районе поселка Антипаюта (420 м) и на Трехбугорном поднятии (517 м), где были вскрыты отложения верхнего мела.

В 1983-1985 годах на территории Гыданского полуострова была проведена более детальная аэромагнитная съемка масштаба 1:50 000 силами ПГО «СевЗап-Геология». Полученные материалы были использованы при геотектоническом районировании фундамента, структурно-тектоническом районировании платформенного чехла и выборе объектов для постановки сейсморазведочных работ на нефть и газ.

Гравиметрические исследования на рассматриваемой территории были начаты в 60-х годах прошлого века. В конце 70-х – начале 80-х годов территория исследования была покрыта гравиметрической 1:1 000 000-1:200 000 средне - мелкомасштабной съемкой. Полученные материалы легли в основу установления связи гравимагнитных аномалий с месторождениями углеводородов, модельных построений структуры земной коры.

Начиная с 1986 года на отдельных участках территории Обско-Тазовского мелководья, в том числе и в западной части Геофизического мегавала, проведена детальная высокоточная гравиметрическая съемка масштаба 1:50 000.

Наибольший вклад в региональное магнитометрическое и гравиметрическое изучение севера Сибири за 70-летний период проведения этих работ внесли такие организации, как «Гравиразведочная экспедиция №3 КГУ», «Таймырская геофизическая экспедиция», «Севморгеология», «Научно-исследовательский институт геологии Арктики», «Центрально-Арктическая геологоразведочная экспедиция», «Северо-Енисейская геофизическая экспедиция» и другие. Современным результатом этих работ стали сводные гравиметрические и магнитометрические карты по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции масштаба 1:10 000 000, составленные в 2007 году силами НАО "СибНАЦ".

Электроразведочные исследования на рассматриваемой территории практически не проводились, за исключением Усть-Енисейской площади.

Несколько позднее гравимагнитных исследований начали проводить сейсмические, включающие работы МОВ, МОГТ, КМПВ и ГСЗ, которые носили преимущественно региональный характер.

Сейсморазведочные работы

Начиная с 70-х годов XX века регион исследований начал изучаться глубинными методами ГСЗ-МПВ. Специальной региональной геофизической экспедицией (СРГЭ) на Гыдане и Таймыре в 70-80-х годах было отработано 9 маршрутов ГСЗ-МПВ. В 80-е годы Тазовской экспедицией ПГО «Ямалгеофизика» было выполнено несколько региональных маршрутов КМПВ в южной части Гыданского полуострова. В 2010-2011г. в северной части полуострова ОАО «Полярная геофизическая экспедиция» выполнила работы по технологии ОГП-МПВ в комплексе с МОГТ-2D по 2-м региональным профилям 7910028, 7911024.

Сейсморазведка МОВ

Планомерное изучение региона сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) одно-двукратного профилирования начинается в регионе в 60-е годы XX века. Равномерная сеть профилей однократного МОВ масштаба 1:500 000 была отработана за период 60-70-х годов прошлого столетия, с целью решения задачи поиска в меловых и юрских отложениях крупных поднятий, и составила порядка 20 тыс. пог. км.

Первые рекогносцировочные сейсморазведочные работы были проведены в 1960-1961 годах в акватории Обской и Тазовской губ, в результате которых по отложениям мела и юры были выявлены Геофизическое и Антипаютинское локальные поднятия (Рисунок 2).

Начиная с конца 70-х – начала 80-х гг. территория была покрыта площадной съемкой более детального масштаба 1:200 000, 1:100 000 по методике непрерывного однократного профилирования (МОВ), с целью подготовки выявленных ранее поднятий к поисково-разведочному бурению.

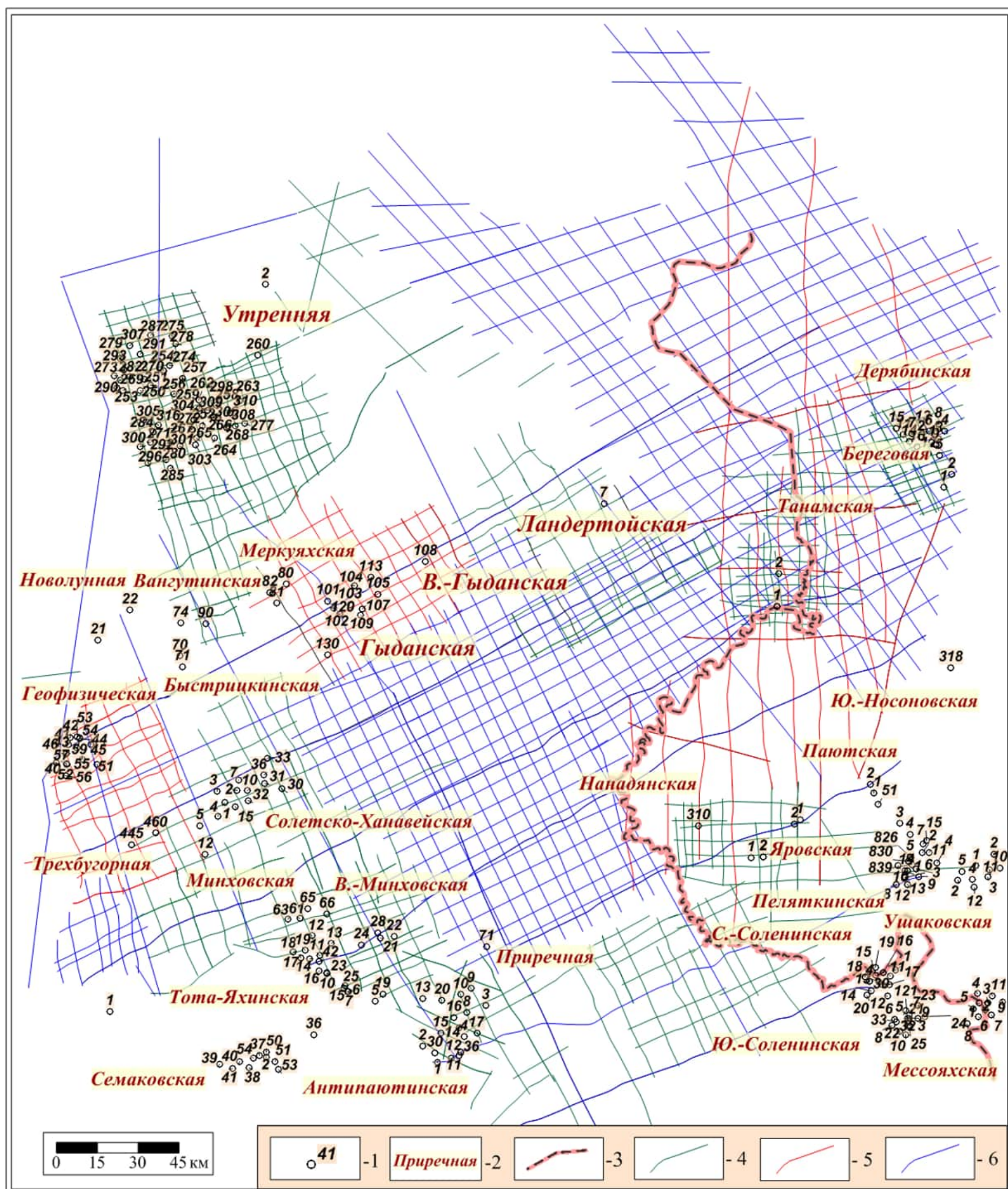


Рисунок 2 - Схема геолого-геофизической изученности района исследования.

Условные обозначения: 1 - скважины поисковые и разведочные, 2 - название площадей, 3 - граница ЯНАО; сейсмические профили МОГТ, отрабатанные: 4 - в 1980-1990-х, 5 - 1991-2000-х; 6 - 2001-2015-ые года.

В эти годы были подготовлены Утреннее, Геофизическое, Гыданское, Трехбугорное и др. антиклинальные структуры.

В этот же период был закартирован ряд малоразмерных и малоамплитудных локальных поднятий Гыданского полуострова: Быстрицкинское, Вангутинское, Новолунное, Меркуяхское, Северо-Гыданское и другие.

Однако точность структурных построений, выполненных по данным МОВ, в это время была недостаточно достоверная, и часть локальных поднятий, таких, как Меркуяхское, Мало-Гыданское и другие, более поздними работами не подтвердились [Скоробогатов и др., 2006].

Сейсморазведочные работы по методике МОВ на территории Гыданского полуострова с 1981 г. были прекращены полностью.

Сейсморазведка МОГТ. Низкая точность структурных построений, выполненных по данным МОВ, привела к необходимости более детального изучения геологического строения методами сейсморазведки. Так, начиная с 80-х годов на п-ве Гыданский проводятся сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки (МОГТ) масштаба 1:100 000 [Скоробогатов и др., 2006]. Целью этих исследований был поиск малоамплитудных и малоразмерных локальных поднятий, подготовка выявленных ранее структур к глубокому бурению и уточнение их геологического строения.

В результате регионального профилирования методом общей глубинной точки, начиная с 1981 г. был установлен унаследованный характер строения осадочного чехла, оценена общая мощность платформенного покрова, выяснен характер изменений литофациальной характеристики мезозойских отложений осадочного чехла. Площадными работами МОГТ 2D в 80-х годах было уточнено строение ранее выявленных структур и подготовлены новые локальные поднятия (Солетское, Ханавейское и другие); произведено расчленение неокомской толщи и в клиноформном комплексе выявлен ряд неантиклинальных ловушек.

Основной объем полевых работ в период 1981-1994 гг. МОГТ-2D в Ямало-Ненецком автономном округе выполняла ОАО «Ямалгеофизика». На Гыданском полуострове в период 1981 - 1985 гг. Центрально-Гыданская 44/81-82, Антипаю-

тинско-Енисейская 44/83-84 и Тадибеяхинская 44/84-85 сейсморазведочные работы, были уточнены границы Гыданского свода, Напалковского мегавала, Тадибеяхинского мегапрогиба и других региональных структур.

В начале 2000-х годов начинается новый этап изучения рассматриваемой территории, связанный с применением высокоинформативной технологии МОГТ-2D, которая позволяет получать информацию о строении глубокозалегающих горизонтов, значительно детализировать строение отдельных комплексов. Эта методика отработана на Гыданском полуострове силами ОАО «Полярная геофизическая экспедиция» в 2006-2011 гг. и ОАО «Сибнефтегеофизика» - в 2011-2015 гг.

В сезон 2006-2009 гг. региональные сейсморазведочные работы масштаба 1:1 000 000 были продолжены сейсморазведкой 79/06-09 ЗАО «Полярная геофизическая экспедиция», отработана региональная сеть профилей 43, 109, 109-Д, Rg-5, 53, 55, 106, 107 и 108 общей протяженностью 1300 пог. км. В 2010-2011гг. в комплексе с МОГТ-2D работы были продолжены по технологии ОГП-МПВ по двум региональным профилям (7910028, 7911024) в объеме 369 пог. км.

По результатам выполненных полевых работ в 2009-2011 гг. специалистами ЗАО «НПЦ «СибГео» было изучено геологическое строение территории и обосновано дальнейшее направление геологоразведочных работ.

В 2011-2015 гг. силами ПАО "Сибнефтегеофизика" по государственному заказу проводились региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D на Усть-Енисейской и Центрально-Гыданской площадях. Совместно с ИНГГ СО РАН, ООО НПЦ «Геостра», ООО НППГМ «Геосейс» построена единая модель геологического строения Гыданского и Енисей-Хатангского регионов, выполнена оценка перспектив нефтегазоносности.

Применение высокоинформативной технологии МОГТ-2D на Гыдане и сопредельных территориях позволило получить дополнительную информацию о региональных особенностях строения докембрийских отложений и существенно уточнить строение неомского клиноформного комплекса.

Детализационные работы МОГТ-3D в пределах рассматриваемого региона выполнялись уже в XXI веке за счет собственных средств недропользователей на отдельных месторождениях, требующих разведки: Западно-Мессояхское, Восточно-Мессояхское, Минховское, Гыданское и другие.

В целом, сейсмическая изученность полуострова равномерная и покрыта сетью профилей МОГТ-2D с плотностью 0.5-0.9 км/км², за исключением северных прибрежных территорий.

Глубокое поисково-оценочное бурение

Планомерные поиски и разведка залежей газа и нефти на полуострове начались в 1973 г. В период с 1973 по 1976 гг. бурение проводили структурные подразделения ОАО «Заполярьегазгеология» Ямальская и Тазовская нефтегазопромысловые экспедиции (НГРЭ), а с 1976 г. для изучения недр полуострова были организованы Гыданская и Антипаютинская НГРЭ. Позже, на юге полуострова поиски и разведку проводила Мессояхская НГРЭ.

Первое месторождение на Гыдане – Геофизическое – было открыто поисковой скважиной 41, пробуренной с целью изучения геологического разреза меловых отложений, оценки коллекторских свойств и выяснения их продуктивности на одноименной локальной структуре в 1975 г.

В 1987 г. были открыты еще два крупных газовых месторождения – Гыданское и Антипаютинское. Наиболее значительное – Салмановское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1979 г. За период с 1980 по 1993 гг. было открыто еще три крупных месторождения - Тота-Яхинское, Минховское, Солетско-Ханавейское, два средних - Штормовое и Ладертойское, и мелкие – Восточно-Бугорное, Трехбугороное, Восточно-Минховское.

Всего на площади Гыданского полуострова пробурено 157 поисково-разведочных скважин. В 2017 г. в центральной части полуострова пробурена параметрическая скважина Гыданская №130, глубина которой составляет 6126 м. Скважина вскрыла практически весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, в том числе полный разрез юры и тампейскую серию триаса.

Юрский нефтегазоносный комплекс вскрыт на 5 площадях 11 скважинами, что свидетельствует о явной недоизученности этих отложений на территории Гыданского полуострова. Сегодня существенно недоизученными остаются и нижние горизонты неокома практически всех месторождений, многие залежи недоразведаны.

За последнее десятилетие выполнено большое количество крупных научно-тематических исследований по северным и арктическим районам Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, основные результаты которых отражены в трудах ученых ведущих научно-исследовательских институтов: Федерального государственного бюджетного учреждения науки «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука» СО РАН (ИНГГ СО РАН), АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (АО «СНИИГГиМС»)), Всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ), Федерального государственного бюджетного учреждения науки «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГУП «ВНИГНИ») и ряда других организаций.

Данные о геологическом строении полуострова Гыданский, основанные на интерпретации сейсмического материала, приведены в отчетах и публикациях сотрудников производственных объединений «Ямалгеофизика» (ПГО «Ямалгеофизика»)), ЗАО «Полярная геофизическая экспедиция», Сибирского научно-аналитического центра (ОАО «СибНАЦ»)), непубличного акционерного общества «Научно-производственный центр СибГЕО» (НАО «НПЦ СибГЕО»)), ООО НПЦ «Геостра», ООО НППГМ «Геосейс» и других, а также научно-технических центров крупных нефтегазовых компаний.

Существенный вклад в изучение геологического строения и нефтегазоносности северных районов Западной Сибири внесли Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Бладучан Ю.В., Брехунцов А.М., Булынникова А.А., Бурштейн Л.М., Гиршгорн Л.Ш., Гурари Ф.Г., Гурова Т.И., Девятков В.П., Ермаков В.И., Ермилов О.М., Жеро О.Г., Казаков А.М., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович А.Э., Конторович В.А., Кулахметов Н.Х., Неручев С.Г., Нестеров И.И., Никитенко Б.Л.,

Ронкина З.З., Ростовцев Н.Н., Ростовцев В.Н., Рудкевич М.Я., Сакс В.Н., Салманов Ф.К., Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Сурков В.С., Трофимук А.А., Фомин А.Н., Шемин Г.Г., Шурыгин Б.Н. и др.

В настоящее время по центральной части Гыданского полуострова, которая является объектом исследования в данной работе, накоплен значительный объем фактического материала. Территория исследования согласно современной геолого-геофизической изученности и решаемым геологическим задачам находится на поисково-оценочном геологоразведочном этапе, направленном на лицензирование территорий и открытия новых месторождений. Северная прибрежная часть полуострова, по-прежнему, характеризуется слабой изученностью и значительной удаленностью от объектов транспортной и нефтегазовой инфраструктуры. Ближайший арктический регион, где уже реализовано несколько масштабных инфраструктурных проектов - полуостров Ямал, где в 2017 г построен морской порт в районе п. Сабетта в рамках проекта "Ямал СПГ". На территории Гыданского п-ва компанией ПАО "НОВАТЭК" в 2023-2025 гг. планируется реализация проекта "Арктик СПГ-2" по производству СПГ.

Таким образом, за последнее десятилетие на рассмотренной территории отработана сеть высокоинформативных региональных сейсмических профилей, пробурена параметрическая скважина Гыданская №130. Территория исследования достаточно изучена и может выступать в качестве эталонной для дальнейшего решения фундаментальных и прикладных задач на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и на сопредельных территориях. Комплексный научный анализ всех современных материалов позволяет детализировать модель геологического строения мезозойско-кайнозойских отложений региона и изучить влияние геологических процессов на его нефтегазоносность.

1.2. Тектоническое строение

В 40-х - начале 50-х годов XX века начался этап активного изучения геологического строения Западно-Сибирской плиты. Первые схемы тектонического строения платформенного чехла Западной Сибири были созданы в 40-х годах прошлого столетия под редакцией Н.П. Туаева, А.А. Борисова, В.А. Николаева. Крупной обобщающей работой по геологическому строению геосинеклизы была монография М.К. Коровина, Н.А. Кудрявцева 1948 года, где рассматривались проблемы тектонического строения Западной Сибири.

На протяжении 50-80-х годов прошлого века постепенно складывались традиционные подходы к тектоническому районированию осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, опубликованные в работах В.Д. Наливкина [Наливкин, 1962], Н.Н. Ростовцева [Тектоническая схема..., 1961], М.Я. Рудкевича [Рудкевич, 1969], Ф.Г. Гулари [Тектоника..., 1971], И.И. Нестерова [Геология нефти..., 1975], В.С. Суркова [Сурков и др., 1981] и других исследователей. При разработке структурно-тектонических карт этого периода большое значение имело, проведенное в 1963 году Межведомственное совещание [Решения..., 1963] по классификации платформенных структур, основные положения которого использовались при построениях тектонических схем в 1964 г. коллективом авторов [Тектоническая схема..., 1965] и в 1971 году под редакцией Ф.Г. Гулари [Тектоника..., 1971].

В конце XX века проводилось уточнение и детализация тектонических схем отдельных регионов Западной Сибири [Конторович, 1999; Шпильман и др., 1999; Беляев и др., 2000 и др.].

В начале 2000-х годов в ИНГГ СО РАН была построена тектоническая карта юрского структурного яруса на территорию Западной Сибири, отвечающая современной стадии изученности [Конторович и др., 2001]. Построение тектонической карты было выполнено на основе разработанной в ИНГГ СО РАН классификации тектонических элементов мезозойско-кайнозойских платформенных отложений Западно-Сибирской геосинеклизы. Новая систематизация тектонических элементов (Таблица 1) была составлена с учетом всех традиционных подходов тектони-

ческого районирования, и позволила детализировать тектоническое строение региона на основе анализа современных геолого-геофизических материалов [Конторович, 2001, 2002].

Согласно построенной в ИНГГ СО РАН карте тектонического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001] значительная часть района исследований расположена в пределах крупной отрицательной надпорядковой структуры - Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы (Рисунок 3).

На севере мегасинеклиза граничит с Ямало-Гыданской мегаседловиной, на северо-востоке с Гыданским и Северо-Гыданским межавыступами и разделяющим их Центральногоыданским мегаврезом, которые примыкают к Предтаймырской мегамоноклизе. На западе Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза ограничена Восточно-Пайхойской мегамоноклизой, на юге - Мессояхской наклонной грядой – линейной надпорядковой положительной структурой, осложненной Нижне-мессояхским мезовалом и серией положительных структур III-IV порядков.

Южная часть мегасинеклизы осложнена Яптиксалинской мегавпадиной, которая в свою очередь осложнена отрицательными структурами III порядка Южно-Геофизической впадиной и Сыдыйским прогибом. В центральной, наиболее прогнута́й части Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы расположена Тадебеяхинская мегавпадина – замкнутая структура I порядка; в юго-восточной Восточно-Антипаютинская мегавпадина.

На западе рассмотренной территории в пределах Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклизы, в зоне сочленения двух отрицательных структур I порядка – Тадебеяхинской и Яптиксалинской мегавпадин расположен Геофизический вал.

В рельефе кровли юры вал оконтурен изогипсой -3455 м, имеет площадь 1560 км² при амплитуде 430 м. В рельефе кровли сеномана Геофизическое

Таблица 1 - Классификация тектонических элементов мезозойско-кайнозойских платформенных отложений Западно-Сибирской плиты [Конторович, 2002]

Порядок структур	ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ											
	Положительные					Отрицательные					Промежуточные	
	Замкнутые		Полузамкнутые		Незамкнутые	Замкнутые		Полузамкнутые		Незамкнутые	Незамкнутые	
	Изометричные	Линейные	Изометричные	Линейные	Линейные	Изометричные	Линейные	Изометричные	Линейные	Изометричные	Изометричные	Линейные
Надпорядковые ($S > 60000-200000 \text{ км}^2$)	Мегаантеклиза	Мегагряда	Мегагемиантеклиза	Наклонная мегагряда Мегагемигряда		Мегасинеклиза	Мегажелоб	Мегагеми-синеклиза	Наклонный мегажелоб Мегагемижелоб		-	Мегамоноклиза
0 порядка ($S > 20000-60000 \text{ км}^2$)	Антеклиза	Гряда	Гемиантеклиза	Наклонная гряда Гемигряда		Синеклиза	Желоб	Гемисинеклиза	Наклонный желоб Гемижелоб		-	Моноклиза
I порядка ($S > 6000-20000 \text{ км}^2$)	Свод Куполовидное мегаподнятие	Мегавал	Структурный мегамыс	Наклонный мегавал	Мегавыступ	Мегавпадина	Мегапрогиб	Структурный мегазалив	Наклонный мегапрогиб	Мегаврез	Мегаседловина	Мегамоноклираль
II порядка ($S > 2000-6000 \text{ км}^2$)	Куполовидное мезоподнятие	Мезовал	Структурный мезомыс	Наклонный мезовал	Мезовыступ	Мезовпадина	Мезопрогиб	Структурный мезозалив	Наклонный мезо-прогиб	Мезоврез	Мезоседловина	Мезомоноклираль
III порядка ($S > 200-2000 \text{ км}^2$)	Куполовидное поднятие	Вал	Структурный мыс	Наклонный вал	Выступ	Впадина	Прогиб	Структурный залив	Наклонный прогиб	Врез	Седловина	Моноклираль
IV порядка ($S > 200 \text{ км}^2$)	Локальное поднятие		-	-	-	Локальная впадина		-	-	-	-	-

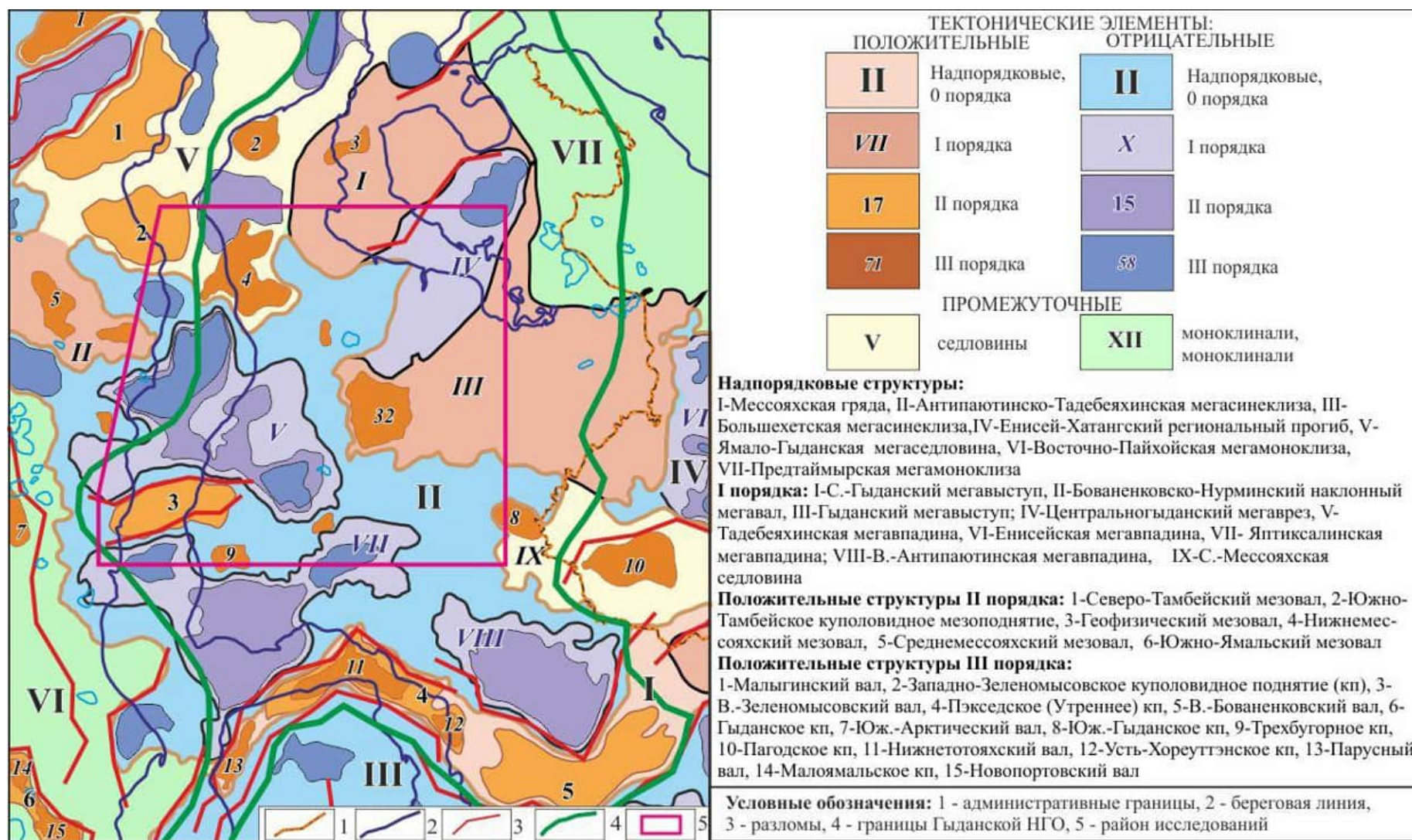


Рисунок 3 - Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001].

поднятие практически сохраняет форму и размеры, но существенно теряет в контрастности, площадь структуры составляет 1168 км^2 при амплитуде 85 м.

К юго-востоку от Геофизического вала в структурном плане кровли юры выделяется Трехбугорное локальное поднятие, контролируемое изогипсой - 3540 м. Площадь структуры составляет 264 км^2 , амплитуда - 60 м. В рельефе кровли сеномана поднятие не выделяется.

На северо-востоке исследуемой территории расположен Северо-Гыданский, на востоке Гыданский межавыступы, которые разделены Центральногыданским межаврезом.

Гыданский межавыступ осложнен Гыданским куполовидным поднятием (КП), которое в рельефе кровли юры оконтурено изогипсой -3465 м, имеет площадь 1250 км^2 , амплитуду 125 м. В структурном плане по кровле сеномана структура выполаживается и имеет меньшие размеры: площадь - 215 км^2 , амплитуда - 35 м.

На севере исследуемого региона расположена Ямало-Гыданская мега-седловина - незамкнутая промежуточная структура I порядка, в юго-западной части которой находится Утреннее куполовидное поднятие, контролирующее залежи Салмановского месторождения. Утреннее куполовидное поднятие - положительная структура III порядка, оконтуренная на абсолютной глубине 3530 м, имеет площадь 2430 км^2 при амплитуде 150 м. В структурном плане кровли апт-альб-сеноманского мегакомплекса поднятие как единый тектонический элемент не выделяется; в рельефе этой поверхности на Утренней площади развиты незначительные по размерам и амплитуде локальные поднятия.

1.3. Стратиграфия

В настоящей работе приведено краткое стратиграфическое описание палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений рассмотренной территории, составленное по результатам исследований, опубликованных в работах ведущих Советских и Российских стратиграфов [Решение ..., 1999], [Решение..., 2004], [Унифицированные..., 2001], монографиями "Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири" [Елкин и др., 2001], "Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система" [Казаков и др., 2002], "Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система" [Шурыгин и др., 2000], "Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кайнозой Западной Сибири" [Волкова и др., 2002].

1.3.1. Доюрские отложения

На Гыданском полуострове комплексы доюрского (домезозойского) основания скважинами не вскрыты. В силу этого общее представление о глубинном геологическом строении территории Гыдана, главным образом, основано на результатах интерпретации сейсморазведочных данных. Современная структура северо-восточной части Западно-Сибирской плиты, и Гыдана в частности, тесно связана со структурой Енисей-Хатангского регионального прогиба, где традиционно в разрезе выделяют четыре структурных этажа [Косыгин, Трофимук, 1965; Тальвирский, 1976]:

Архейско-нижне-среднепротерозойский этаж слагает кристаллический фундамент региона и представлен глубоко метаморфизованными, значительно дислоцированными кристаллическими сланцами, гнейсами, магматитами и интрузивными породами.

Верхнепротерозойско-нижне-среднепалеозойский структурный этаж залегает на нижнем, с резким угловым несогласием, и сложен преимущественно карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями.

Верхнепалеозойско-нижнемезозойский структурный этаж по литолого-фациальному составу резко отличается от предыдущего структурного этажа и залегает на нем с несогласием. Представлен терригенными угленосными породами среднего-верхнего карбона–перми и вулканогенными верхнепермско-нижнетриасовыми отложениями, общая мощность которых на сопредельных территориях достигает 5–7 км. В разрезе структурного этажа интрузивные тела пронизывают всю толщу палеозойских отложений до триаса включительно [Тальвирский, 1976].

На территории Енисей-Хатангского регионального прогиба, как и на территории п-ва Гыданский, домезозойская толща имеет ярко выраженный платформенный облик [Конторович, 2011].

Мезозойско-кайнозойский структурный этаж слагают породы среднего-верхнего триаса и юрско-мелового комплекса, а также перекрывающие их четвертичные отложения. Породы представлены морскими, прибрежно-морскими и континентальными терригенными отложениями с ритмичным чередованием преимущественно глинистых и преимущественно песчаных толщ. Терригенные отложения среднего и верхнего триаса по геофизической характеристике мало отличаются от нижнеюрских пород [Тальвирский, 1976].

На территории Западно-Сибирской плиты **к докембрийским образованиям** традиционно относятся глубоко метаморфизованные осадочные и вулканогенные породы [Елкин и др., 2001]. В непосредственной близости с исследуемым районом докембрийские отложения установлены в Бованенковском, Новопортовском, Колпашевском и Ермаковском структурно-фациальных районах (СФР) (Рисунок 4). Как правило, приводятся общие сведения о составе, текстуре и степени метаморфизованности вскрытых пород, представленных преимущественно сланцами и гнейсами, мраморы, кварцитами.

Палеозойские отложения

На территории Западной Сибири палеозойский комплекс представлен всеми отделами системы [Елкин и др., 2001]. В пределах рассмотренного района отложения полностью перекрыты мощным чехлом мезозойско-кайнозойских осадков и глубоким бурением не изучены (Рисунок 5). На северо-востоке Западной Сибири согласно схеме структурно-фациального районирования палеозойских отложений границы СФР не определены (см. Рисунок 4), территория граничит с Ермаковским, Варьеганским, Колпашевским, Бованенковским и Новопортковским СФР [Елкин и др., 2001].

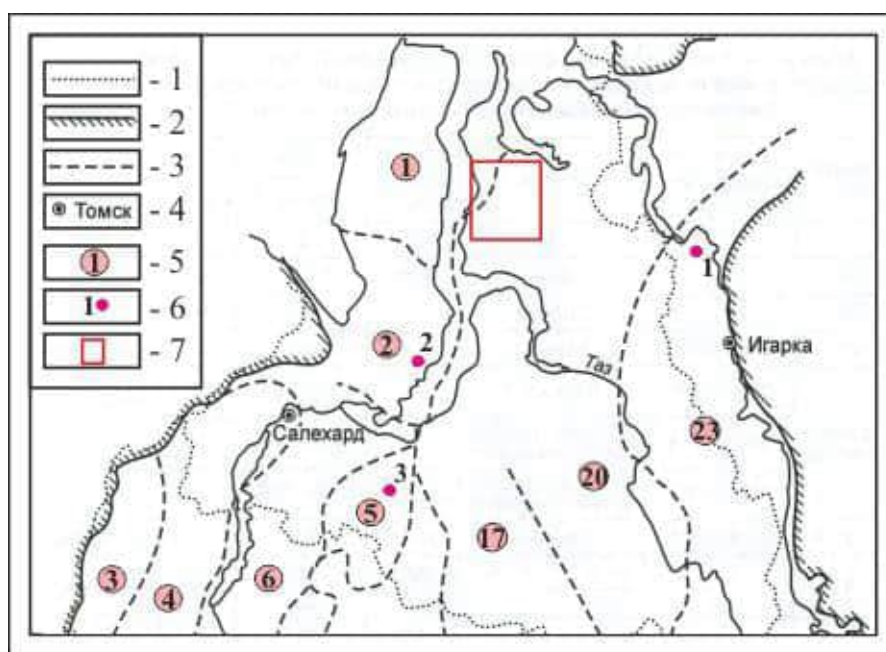


Рисунок 4 – Фрагмент Схемы структурно-фациального районирования палеозойских отложений Западно-Сибирской плиты [Елкин и др., 2001].

Условные обозначения: 1 – граница административного деления, 2 – граница складчатого обрамления, 3 – границы структурно-фациальных районов, 4 - населенные пункты; 5 – структурно-фациальные районы (1 – Бованенковский, 2 – Новопортковский, 3 - Тагильский, 4 - Березово-Сартыньинский, 5 - Ярудейский, 6 - Шеркалинский, 17 - Варьеганский, 20 - Колпашевский, 23 - Ермаковский), 5 – скважины, вскрывшие стратотипические отложения (1 – скважина Малохетская-11, вскрывшая стратотипические и палеонтологически (радиологически) датированные кембрийские, ордовикские, силурийские отложения, 2 - скважина Новопортковская-115, вскрывшая стратотипические и палеонтологически (радиологически) датированные ордовикские отложения, 3 – скважина Ярудейская-4, вскрывшая стратотипические и палеонтологически (радиологически) датированные пермские отложения), 7 – район исследования.

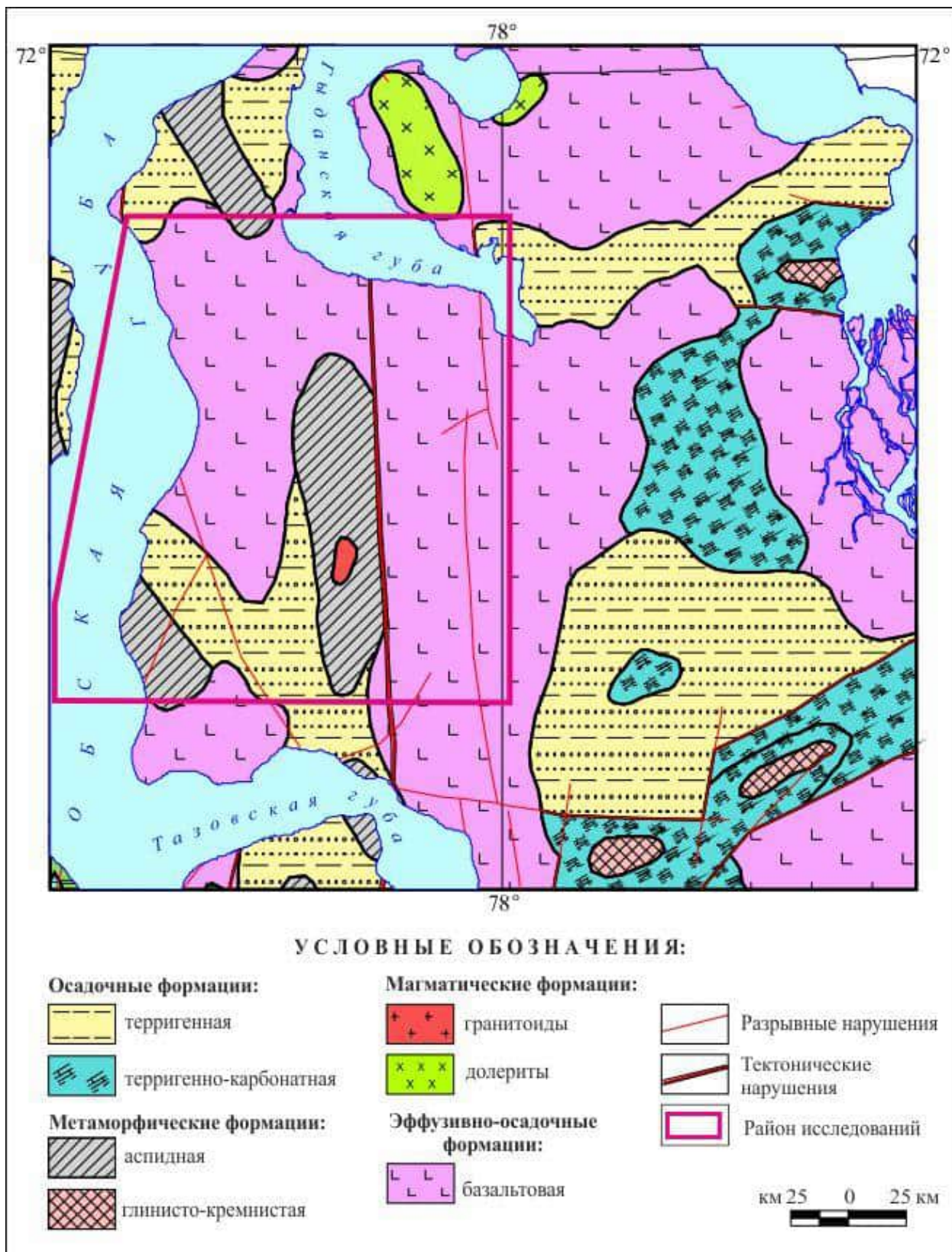


Рисунок 5 – Фрагмент геологической карты домезозойского основания Западно-Сибирской плиты [Сурков и др., 2005ф].

Кембрийские отложения на территории Западной Сибири вскрыты и палеонтологически обоснованы скважинами Тыйская-1, Лемок-1, Елогуйская опорная, Малохетская-11, Восток-1, Восток-3, Восток-4 на востоке плиты в ее приенисейской части. Представлены рифогенными известняками и соленосными отложениями в нижней половине системы и пестроцветными терригенными породами - в верхней ее половине [Елкин и др., 2001].

Отложения ордовика в непосредственной близости от рассмотренного участка палеонтологически доказаны в Ермаковском, Варьеганском и Новопортовском СФР [Елкин и др., 2001].

В Ермаковском СФР отложения установлены в разрезе скважины Малохетская №11 в интервале глубин 1143-1800 м, ниже- и среднеордовикские (инт. 1190-1800 м) представлены глинистыми доломитами, реже в верхней части - известняками, выше согласно перекрываются зеленоцветными аргиллитами (инт. 1143-1800 м) верхнего ордовика [Елкин и др., 2001].

В Варьеганском СФР отложения ордовика установлены по находкам окаменелостей в керне скважин Западно-Новогодняя №210 (инт. 4085-4100 м верхи ордовика) и Полуденная №322 (инт. 2874-2883 м низы ордовика). В Новопортовском СФР отложения ордовика установлены по находкам конодонт в скважине Новопортовская №115 (инт. 2649.5-2656 верхи ордовика) [Елкин и др., 2001].

Отложения силура в непосредственной близости от рассмотренного участка палеонтологически доказаны в Ермаковском и на самом юге Варьеганского СФР. В Ермаковском СФР в скважине Малохетская №11 (инт. 926-1143 м низы силура) отложения силура представлены глинистыми известняками, обнаружены табуляты, выше расположены палеонтологически не охарактеризованные известняки и аргиллиты. В Варьеганском СФР в скважине Медведевская №110 (инт. 3448-3885.6 ранний силур) силурийские отложения представлены илистыми массивными известняками темно-серого и черного цвета ларинской свиты [Елкин и др., 2001].

Отложения девона из всех палеозойских систем Западно-Сибирской плиты керном представлены наиболее полно, девон пока не установлен в Бованенковском и Ермаковском СФР. В Варьеганском СФР девон представлен преимущественно глинистыми сланцами, известняками, аргиллитами и эффузивами юбилейной толщи и лугинецкой свиты. В Новопортовском СФР в девонском разрезе преобладают карбонаты [Елкин и др., 2001].

Отложения карбона в Варьеганском СФР представлены нерасчлененными карбонатами табеганской свиты. В Колпашевском СФР скважиной Южно-Часельская (Ютырмальская-15) в интервале 350-4120 м вскрыты низы кхорегской свиты, латерального аналога табеганской, представленной аргиллитами, алевролитами, черными и темно-серыми глинистыми известняками и известковистыми аргиллитами. Выше свита перекрывается айлагринской толщей, представленной переслаиванием базальтов, долеритов, аргиллитов и мергелей мощностью более 300 м. В Ермаковском СФР отложения карбона представлены катской свитой, сложенной темно-серыми углистыми аргиллитами, алевролитами с прослоями мелкозернистых песчаников, внизу глинистыми известняками мощностью более 100 м [Елкин и др., 2001].

Отложения перми на территории Западной Сибири распространены крайне ограничено. В Бованенковском СФР картируется одноименная толща, в верхней части сложена переслаиванием алевролитов, песчаников и углистых аргиллитов, в нижней - чередованием терригенных пород, известняков и эффузивов общей мощностью около 1000 м. В Колпашевском СФР выделена приозерная толща, представленная переслаиванием темно-серых углистых аргиллитов, песчаников и гравелитов мощностью более 200 м. В Ермаковском СФР условно пермью датированы углистые аргиллиты и песчаники мощностью более 300 м [Елкин и др., 2001].

Мезозойские отложения

Триасовая система

Существующие стратиграфические схемы триаса Западной Сибири требуют дальнейшего совершенствования и уточнения, что связано с низкой изу-

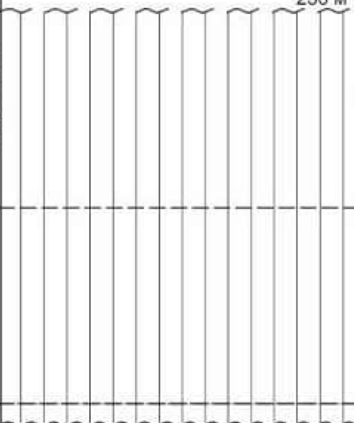
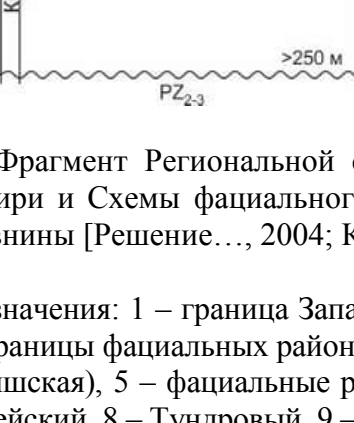
ченностью разреза глубоким бурением - небольшим числом скважин, неравномерностью их расположения, а также недостаточной палеонтологической охарактеризованностью отложений.

На исследуемой территории породы триаса изучены достаточно слабо. Согласно схеме структурно-фациального районирования триасовых отложений Западной Сибири исследуемая территория расположена в Ямало-Гыданской фациальной области, в пределах рассмотренного участка границы структурно-фациальных районов на сегодня не установлены (Рисунок 6). С юга исследуемая территория граничит с Уренгойским и Пурским СФР [Решения..., 2004; Казаков и др., 2002].

Для триасовых отложений Западной Сибири характерно двучленное строение в виде двух крупных формаций - вулканогенной внизу и осадочной терригенной угленосной сверху. На севере Западной Сибири в составе триаса традиционно выделяют красноселькупскую и тампейскую серии.

Красноселькупская серия отвечает раннетриасовому вулканогенно-осадочному этапу седиментации, сложена главным образом базальтами, сформировавшимися в процессе раннетриасового рифтогенеза.

Тампейская серия отвечает этапу нормально-осадочного седиментогенеза в среднем и позднем триасе, представлена терригенными породами – песчаниками, алевролитами и аргиллитами [Конторович и др., 1975; Рудкевич и др., 1988; Казаков и др., 2002; Конторович и др., 2016]. В настоящее время самым полным опорным разрезом триасовой системы Западной Сибири является разрез вскрытый до глубины 7502 м скважиной СГ-6, где в интервале 6012 - 6420 м выделяется тампейская серия, а вулканиты туринской, или красноселькупской, серии залегают с глубины 6420 м и до забоя. Здесь тампейская серия делится на две толщи верхнюю (6012-6223 м) - существенно глинистую и нижнюю (6223-6420 м) - песчано-глинистую.

ОСШ			горизонт		подгоризонт		КОРРЕЛЯЦИЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ	
система	отдел	ярус					ЯМАЛО-ГЫДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ	
							Уренгойский район	Пурский район
							5	6
ТРИАСОВАЯ	верхний	рэтский	варенгайхинский	варенгайхинский		ВИТЮТИНСКАЯ СВИТА Песчаники серые с аргиллитами, конгломератами ПК VI ~ 60–70 м	ВИТЮТИНСКАЯ СВИТА Песчаники, аргиллиты, алевролиты, прослой гравелитов, конгломератов ПК 117–167	
		норийский					верхняя подсвита Переслаивание зеленоватых песчаников, аргиллитов, прослой гравелитов и конгломератов ПК VI 99–119 м	
		карнийский					нижняя подсвита Песчаники с прослоями гравелитов, конгломератов, реже аргиллитов, алевролитов ПК V 0–165 м	
	средний	ладинский	тампейский	пурский		ПУРСКАЯ СВИТА Тонкое переслаивание алевролитов, аргиллитов, песчаников ПК IV 0–118 м	верхняя подсвита Тонкое переслаивание алевролитов, аргиллитов, песчаников ПК IV 0–118 м	
		анизийский					средняя подсвита Вверху алевролиты, в основании песчаники, иногда с аргиллитами ПК III 0–159 м	
	нижний	оленецкий	красноселькупский	красноселькупская серия		СЕДЗЯХСКАЯ СВИТА Кайнотипные трахиандезиты, трахибазальты, кластолавы Калий-аргоновый возраст 227 млн лет 227 млн лет 250 м	нижняя подсвита Переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников вулканогенно-терригенных ПК III 0–134 м	
		индский					Пачка 2. Базальты. В кровле апобазальтовая каолининовая кора выветривания 0–19 м	
							Пачка 1. Песчаники, прослой аргиллитов, гравелитов ПКII 68 м	
								верхняя подсвита Апобазальтовая метакора выветривания. Базальты, лавобрекчии 0–400 м
								нижняя подсвита Базальты, спекшиеся туфы. Дайки микродолеритов 330–350 м
							АЙМАЛЬСКАЯ СВИТА (верхняя часть) В кровле - метааргиллиты, туфы базальтов, ниже - базальты; туфы базальтов. Дайки микродолеритов. ПК I >193 м	
							7 PZ ₃	

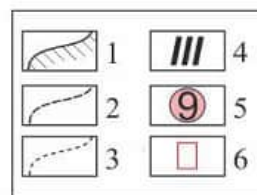
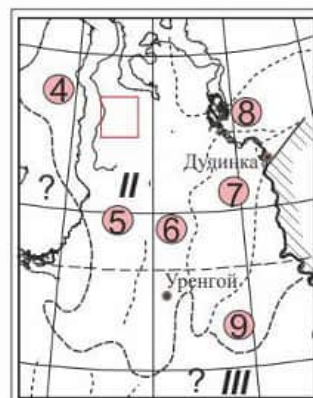


Рисунок 6 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы триасовых отложений Западной Сибири и Схемы фациального районирования триасовых отложений Западно-Сибирской равнины [Решение..., 2004; Казаков и др., 2002].

Условные обозначения: 1 – граница Западно-сибирской равнины; 2 – границы фациальных областей, 3 – границы фациальных районов, 4 – фациальные области (II – Ямало-Гыданская, III – Обь-Иртышская), 5 – фациальные районы (4 – Ямальский, 5 – Уренгойский, 6 – Пурский, 7 – Тампейский, 8 – Тундровый, 9 – Красноселькупский), 6 – район исследования.

1.3.2. Мезозойские отложения

Юрская система

Отложения юрской системы в центральной части Гыданского полуострова согласно залегают на осадочных образованиях тампейской серии триаса. В 2017 году в центральной части Гыданской НГО пробурена параметрическая скважина Гыданская №130, глубина которой составляет 6126 м. Скважина вскрыла практически весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, в том числе полный разрез юры и тампейскую серию триаса [Сапьяник и др., 2018]. До недавнего времени юрский разрез был изучен на Тота-Яхинской площади, где нижнеюрские отложения зимней свиты были вскрыты 25 скважиной, а также на расположенных к югу от полуострова Енъяхинской, Уренгойской, Геологической и других площадях.

Нижне-среднеюрские отложения (без келловеев)

Нижне-среднеюрские отложения распространены на большей части Западно-Сибирской плиты. Гыданский полуостров относится к Ямало-Гыданской фациальной области, для которой характерен морской седиментогенез с четким чередованием глинистых (левинский, китербютский, лайдинский и леонтьевский горизонты) и песчаных (зимний, шараповский, надояхский, вымский и малышевский горизонты) толщ (Рисунок 7).

В качестве стратотипа *зимнего горизонта* (геттангский-верхний плинсбахский) принимается одноименная *свита*, выделенная в Усть-Енисейском районе в интервале 2748-2569 м Семеновской скважины 1-Р [Карцева и др., 1971].

На северо-востоке Западной Сибири свита согласно залегает на породах тампейской серии или редко на размытых породах палеозоя. Для свиты в целом характерны фораминиферы, двустворки, флора, споры и пыльца. Отложения свиты представлены песчаниками светло-серыми, буровато-серыми, с прослоями алевролитов и аргиллитоподобных глин, с рассеянной галькой кварца, кремня, осадочных и изверженных пород, встречаются

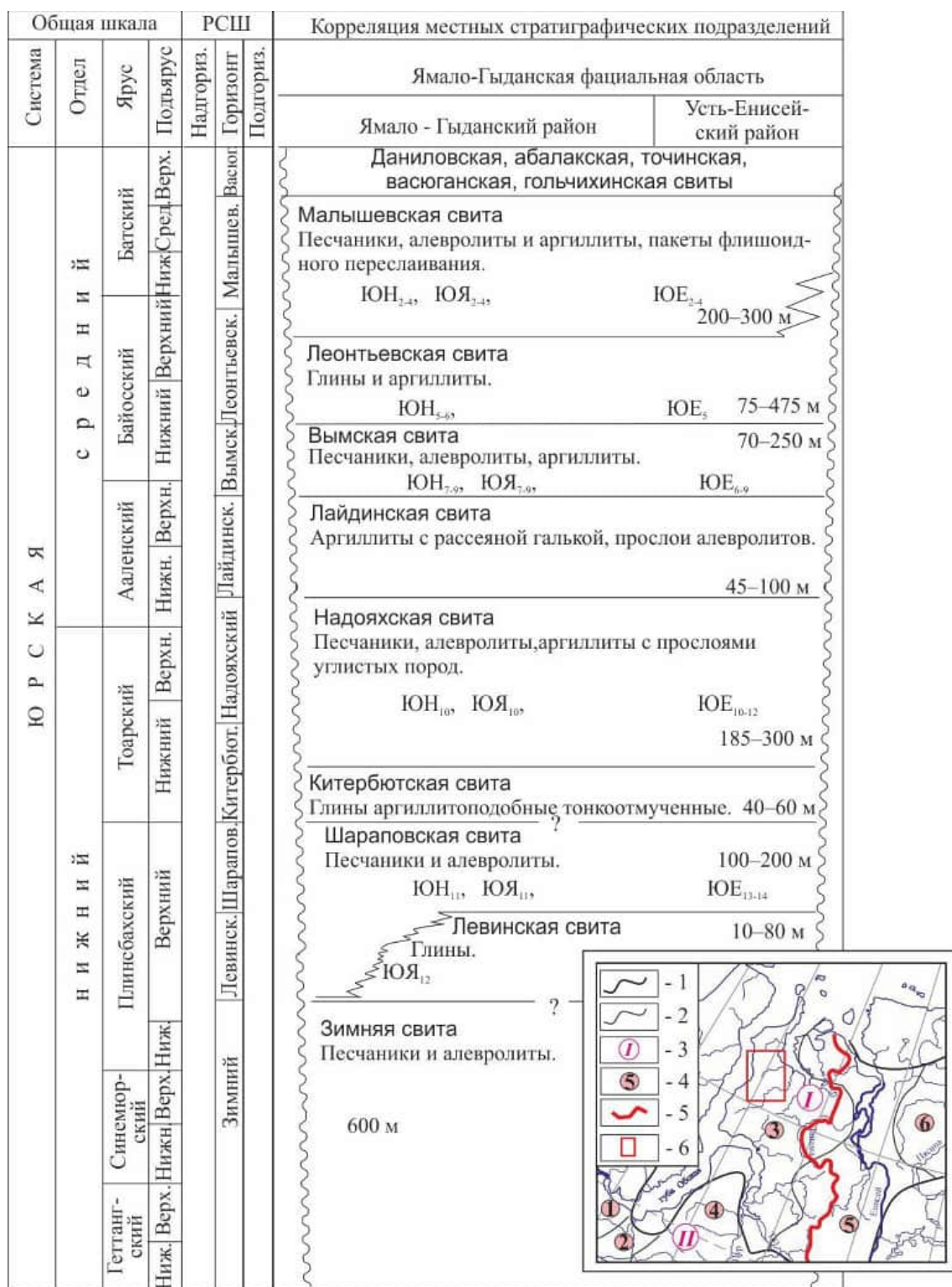


Рисунок 7 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы нижней и средней юры (без келловей) Сибири и Схемы фациального районирования нижней и средней юры (без келловей) Сибири [Решение..., 2004; Шурыгин и др., 2000].

Условные обозначения: 1 – границы фациальных областей, 2 – границы СФР, 3 – фациальные области (I – морского (северного) и II – переходного (промежуточного) седиментогенеза, 4 – фациальные районы (1 - Нижнеобский, 2 - Надымский, 3 - Ямало-Гыданский, 4 - Уренгойский, 5 - Усть-Енисейский, 6- Хатангский), 5 - административная граница, 6 – район исследования.

прослои конгломератов, и многочисленных мелких обугленных растительных остатков и конкреций пирита и сидерита.

К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт Т₅.

Выделяемый пласт индексируется Ю₁₂.

В качестве стратотипа *левинского горизонта* (верхний плинсбахский) принята одноименная свита. Стратотип *левинской свиты* выделен в 1968 г. по Малохетской скважине 10-Р в интервале 2197-2136 м, название свита получила по поселку Левинскому в Красноярском крае [Байбародских и др., 1968]. В стратотипической местности граница свиты принимается условно по середине верхнего плинсбаха, объем левинской свиты отвечает неполной нижней части верхнего плинсбаха, о чем свидетельствуют комплексы макро-, микрофауны известные из многочисленных разрезов. Свита охарактеризована двустворчатыми моллюсками, фораминиферами, а также комплексами спор и пыльцы [Стратиграфический словарь..., 1978]. Залегает согласно на зимней свите или с размывом на триасе и палеозое.

По литологическому составу свита представлена буровато-серыми и темно-серыми аргиллитоподобными глинами с редкими прослоями гравелитов, песчаников и алевролитов. Породы содержат обугленные растительные остатки, гальку кварца, конкреции сидерита и пирита. Толщина отложений свиты изменяется от 10 до 80 м.

Шараповский горизонт (верхний плинсбахский) изначально выделялся как нижнеджангодский и в качестве стратотипа традиционно принимается нижняя толща джангодской свиты, выделенная по Малохетской скважине 10-Р в интервале разреза 2136-1907 м [Байбародских и др., 1968]. Позднее эту толщу Ф.Г. Гурари предложил рассматривать, как *шараповскую свиту* [Гурари и др., 1988]. Свита согласно залегает на левинской свите, реже несогласно на размытой поверхности триаса и палеозоя. Для комплекса шараповской свиты в целом характерно: фораминиферы, остракоды, флора, споры.

Литологически свита представлена песчаниками серыми от глинистых до грубозернистых на юге, алевролитами с редкими прослоями аргиллитопо-

добных глин. Характерен обугленный растительный детрит. Мощность отложений свиты изменяется от 100 до 200 м.

Выделяемый пласт индексируется Ю₁₁.

Китербютский горизонт (нижний тоарский) ранее называли среднеджангодским, тогурским и в качестве стратотипа **китербютской свиты (горизонта)** принята средняя толща джангодской свиты, выделенная по Малохетской скважине 10-Р [Байбародских и др., 1968]. Свита согласно залегает на подстилающих отложениях, реже несогласно на размытой поверхности палеозоя и является возрастным аналогом маркирующей тогурской пачки (свиты), выделенной в стратиграфических схемах центральных и южных районах Западной Сибири. Эта глинистая толща – один из наиболее выдержанных реперов в Западной Сибири [Решения..., 2004].

Для комплекса китербютской свиты в целом характерно: фораминиферы, остракоды, споры и пыльца, двустворки.

Литологически свита представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, преимущественно тонкоотмученными с редкими прослоями серых алевролитов. Отмечается пирит, сидерит.

Мощность отложений свиты изменяется от 40 до 60 м.

К кровле отложений приурочен сейсмический отражающий горизонт Т₄.

Надояхский горизонт (нижний тоарский - нижний ааленский) ранее называли верхнеджангодским, в качестве стратотипа принята верхняя толща джангодской свиты, выделенная по Малохетской скважине 10-Р [Байбародских и др., 1968]. Эту же толщу предложено рассматривать в качестве самостоятельной **надояхской свиты** [Гурари и др., 1988]. Отложения согласно залегают на подстилающих, реже несогласно на размытой поверхности палеозоя.

Для комплекса свиты в целом характерно: фораминиферы, двустворки, споры и пыльца, флора.

По литологическому составу свита представлена песчаниками серыми от глинистых до грубозернистых на юге, алевролитами с прослоями аргиллитоподобных глин, иногда биотурбированных.

Выделяемый пласт индексируется Ю₁₀.

Мощность отложений свиты изменяется от 85 до 300 м.

К кровле отложений приурочен сейсмический отражающий горизонт Т₃.

В качестве стратотипа *лайдинского горизонта* (нижний ааленский - верхний ааленский) принята одноименная *свита*, установленная в Усть-Енисейском районе по Малохетской скважине 10-Р [Байбародских и др., 1968]. Распространена на севере и северо-востоке Западно-Сибирской низменности и отвечает радомской глинистой толще более южных районов [Решения..., 2004]. Свита залегает согласно на надояхской свите, реже несогласно на размытой поверхности палеозоя.

Для комплекса лайдинской свиты в целом характерно: двустворки, фораминиферы, споры и пыльца, флора. Верхняя граница свиты проходит внутри верхнего аалена, свита принимается в объеме верхней части нижнего и нижней части верхнего аалена.

Литологически свита представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми и буровато-серыми, с редкими прослоями глинистых песчаников и алевролитов. По всему разрезу наблюдаются растительные остатки, обломки обугленной древесины, конкреции и прослои глинистого сидирита и пирита.

Мощность отложений свиты изменяется от 45 до 100 м.

В качестве стратотипа *вымского горизонта* (верхний ааленский - нижний байосский) принята одноименная *свита*, установлена в Усть-Енисейском районе по Малохетской скважине 10-Р. Свита распространена на севере и северо-востоке Западно-Сибирской низменности [Байбародских и др., 1968], согласно залегает на лайдинской свите или на размытой поверхности триаса.

Для комплекса вымской свиты в целом характерно: фораминиферы, ostracods, двустворки, споры и пыльца. По литологическому составу свита представлена песчаниками светло-серыми, иногда известковистыми или као-

линизированными с прослоями алевролитов, аргиллитов и глин с многочисленными мелкими обугленными растительными остатками.

Выделяемые пласты индексируются Ю₇₋₉.

Мощность отложений свиты изменяется от 70 до 250 м.

К кровле отложений приурочен сейсмический отражающий горизонт Т₂.

В качестве стратотипа *леонтьевского горизонта* (нижний байосский - верхний байосский) подразумевают обычно *леонтьевскую свиту*, установленную в Усть-Енисейском районе по Малохетской скважине 10-Р и распространенную на севере и северо-востоке Западно-Сибирской низменности [Байбародских и др., 1968]. Согласно залегает на вымской свите, редко на размытой поверхности триаса.

Свита охарактеризована богатым комплексом байосских фораминифер с остракодами, спорами и пылью, двустворками. По литологическому составу свита представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми зеленовато-серыми от тонкоотмученных до алевроитистых с редкими прослоями алевролитов и глинистых песчаников.

Выделяемые пласты индексируются Ю₅₋₆.

Мощность отложений свиты изменяется от 75 до 475 м.

В качестве стратотипа *малышевского горизонта* (верхний байосский - верхний батский) принята одноименная *свита*, выделенная в Усть-Енисейском районе по Малохетской скважине 10-Р. Свита распространена на севере и востоке Западно-Сибирской низменности [Байбародских и др., 1968], залегает согласно на породах леонтьевской свиты или несогласно на размытых породах палеозоя.

Свита охарактеризована аммонитом *Cranocephalites(?)* sp. juv., характерным для батского яруса, фораминиферами, остракодами, спорами и пылью, флорой, двустворками.

По литологическому составу свита представлена песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитоподобных глин и пропластками каменных углей. Песчаники светло-серые почти белые, интенсивно каолинизированные,

иногда известковистые. В алевролитах и глинах отмечены ходы илоедов, выполненные песчаным материалом, многочисленные обугленные растительные остатки, корни растений, линзы углей.

Выделяемые пласты индексируются Ю₂₋₄.

Мощность отложений свиты изменяется от 200 до 300 м.

К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт Т₁ (или Т, по разным индексациям).

Келловей-верхнеюрские отложения

В соответствии с фаціальным районированием келловей-верхнеюрских отложений Западной Сибири территория исследования расположена в Гыданском и Фроловско-Тамбейском структурно-фаціальных районах (Рисунок 8).

Согласно стратиграфической схеме в разрезе келловей-верхнеюрских отложений Западной Сибири выделяют **васюганский** (верхний батский - верхний оксфордский), **георгиевский** (верхний оксфордский - нижний титонский) и **баженевский** (нижний титонский - нижний берриасский) **горизонты**, которые в Гыданском СФР входят в состав монофаціальной морской глинистой толщи гольчихинской свиты [Решение..., 2004].

Гольчихинская свита впервые была предложена в 1983 году Кислухиным В.И. и Кукушкиной И.И. для однородных глинистых отложений с редкими прослоями аргиллитов, вскрытых на Озерной и Дерябинской площадях [Кукушкина, Кислухин, 1983]. В 1986 году Кислухиным В.И. была дана более подробная характеристика отложений и предложен стратотип свиты в скважине №5 Дерябинской площади в интервале 2937-3312 м [Кислухин, 1986]. Свита была принята с возрастным интервалом келловей – низы берриаса в качестве нового местного стратиграфического подразделения по итогам решений 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания [Решение..., 1991].

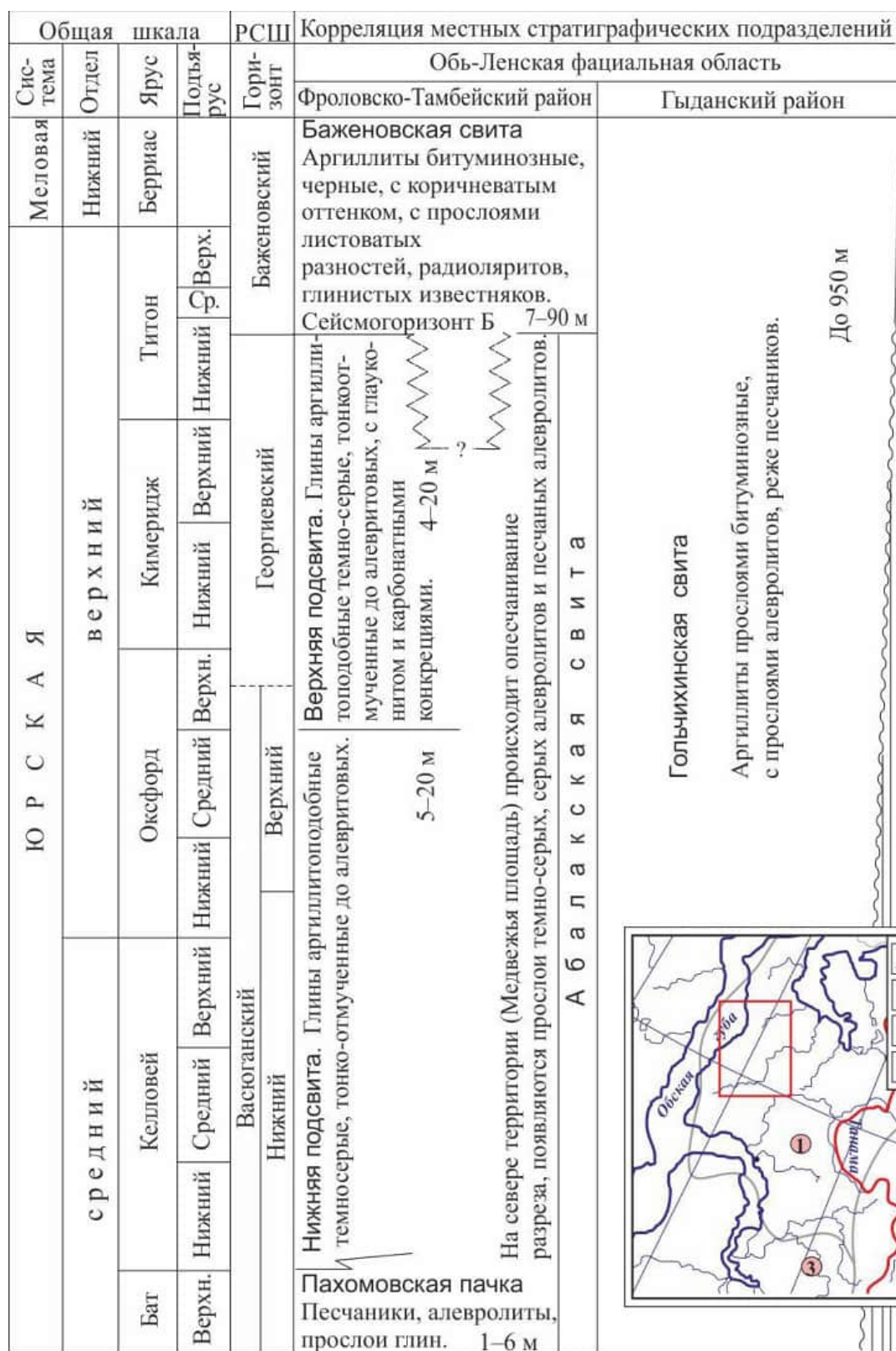


Рисунок 8 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы келловей и верхней юры Сибири и Схемы фациального районирования келловей и верхней юры Сибири [Решение..., 2004].

Условные обозначения: 1 – границы структурно-фациальных районов, 2 – фациальные районы (1 - Гыданский, 2 Фроловско-Тамбейский, 3 - Тазо-Хетский), 3 - административная граница, 4 – район исследования.

По литологическому составу свита представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми до серых, иногда со слабым буровато-коричневым оттенком, в средней части с зеленоватым оттенком, от тонкоотмученных до алевроитовых, с битуминозными прослоями. Палеонтологически свита охарактеризована отпечатками аммонитов, ядрами двустворок, фораминиферами. В нижней половине отмечается пирит, растительный детрит, роостры белемнитов. В наиболее погруженных частях прогибов мощность свиты прогнозируется до 800 м.

На территории Гыданского полуострова васюганский и георгиевский горизонты к югу и западу переходят в абалакскую свиту, баженовский горизонт – в одноименную стратотипическую свиту. Четкое территориальное соотношение гольчихинской с абалакской и баженовской свитами до сих пор не установлено.

Абалакская свита мощностью 70 м впервые выделена П.Ф. Ли в 1960 г. в разрезе Уватской опорной скважины в интервале глубин 2750-2820 м, название получила по поселку Абалак в Тюменской области. Залегают на доюрских породах, тюменской свите или вогулкинской толще [Ли..., 1960, Стратиграфический..., 1979]. Свита охарактеризована комплексами фораминифер, также в разрезе встречены двустворки, белемниты, остатки рыб, лингулы [Левчук и др., 2000].

Литологически представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, серыми преимущественно тонкоотмученными, в разной степени глауконитовыми, в нижней половине слюдистыми. В северной части в верхах свиты отмечаются небольшие прослои битуминозных разностей, подобные прослои встречаются в зоне перехода к васюганским образованиям. По всему разрезу отмечаются разнообразные пиритовые стяжения, глинисто-карбонатные конкреции.

Мощность отложений свиты изменяется от 12 до 60 м. В подошве свиты находится пахомская толща (пласт Ю₂⁰). Пачка представлена песчаниками и

алевролитами грязно-серыми, слабо отсортированными с обломками древесины и сидеритовыми оолитами. Мощность 12-70 м.

Баженовская свита выделена Гурари Ф.Г. в 1959 году и названа по поселку Баженово Саргатского района Омской области [Гурари, 1959]. Стратотип установлен по Большереченской скважине 1-Р в интервале 2547-2533 м [Решения..., 1969], распространена в южных, центральных и северных районах Западной Сибири. Свита залегает согласно на породах абалакской, георгиевской свит [Стратиграфический..., 1979].

Породы баженовской свиты содержат обильную морскую фауну: ихтиодерит, радиолярии, фораминиферы, ростры белемнитов, раковины пелеципод, раздавленные раковины двустворок, аммониты, многочисленные остатки рыб.

Литологически свита представлена черными и коричневаточерными аргиллитоподобными битуминозными глинами, массивными и тонкоплитчатыми, с остатками рыбного детрита, с отпечатками двустворчатых и головоногих моллюсков (аммонитов) раннеберриас-волжского веков. Мощность свиты до 90 м.

Баженовская свита является маркирующим стратиграфическим и сейсмоотражающим горизонтом, обозначенным индексом Б. Нижняя и верхняя граница свиты четко фиксируется только по данным электро- и радиометрического каротажа. Свита по своим физическим свойствам резко отличается от выше- и нижележащих пород, а также от всего мезозойско-кайнозойского разреза Западной Сибири в целом. Высокоуглеродистые глинисто-кремнисто-карбонатные породы характеризуются высокими значениями кажущего сопротивления (КС) до 500 ом, высокой естественной гамма-активностью, высокими значениями нейтронного гамма-каротажа (НГК), низкими показаниями индукционного каротажа (ИК), низкими скоростями распространения продольных сейсмических волн (АК) [Карогодин, Гайдебурова, 1985].

Меловая система

Меловые отложения залегают на юрских осадочных образованиях и представлены сложным полифациальным комплексом терригенных пород всех стратиграфических ярусов нижнего и верхнего отделов. На всей территории Западно-Сибирской равнины выделяются три надгоризонта: *зареченский* (берриас-нижнеаптский), *покурский* (апт-альб-сеноманский) и *дербышинский* (верхнемеловой, без сеномана).

Нижний отдел

Берриас-аптские отложения

Согласно схеме районирования берриас-нижнеаптских отложений рассматриваемая территория входит в состав Гыданского подрайона Ямало-Гыданского фациального района, где выделяются ахская и танопчинская (нижняя часть) свиты (Рисунок 9). Ахская свита охватывает *куломзинский* (берриасский - нижний валанжинский), *тарский* (нижний валанжинский), *аганский* (нижний валанжинский - верхний валанжинский), *усть-балыкский* (верхний валанжинский - нижний гореривский) и нижнюю часть *черкашинского* (нижний гореривский - верхний барремский) региональных горизонтов, верхи черкашинского и *алымского* (нижний аптский - средний аптский) *горизонтов* входят в нижнюю часть танопчинской свиты.

Ахская свита получила своё название по реке Ах Ханты-Мансийского автономного округа. Впервые стратотип описан П.Ф. Ли в 1960 году [Ли, 1960] в разрезе Уватской опорной скважины, которая находится более чем в 1000 км от полуострова. На сегодняшний день выявлен ряд противоречий между литофациальным районированием и стратиграфической моделью бассейна, между стратотипами и фактическими разрезами [Нестеров и др., 2008]. Распространена свита в центральной и северной частях Западной Сибири, залегают на баженовской или гольчихинской свите. Ахская свита на территории Гыданской НГО имеет ярко выраженное клиноформное строение. В пределах рассмотренной территории в совокупности можно проследить все геоморфологические элементы строения клиноформного комплекса:

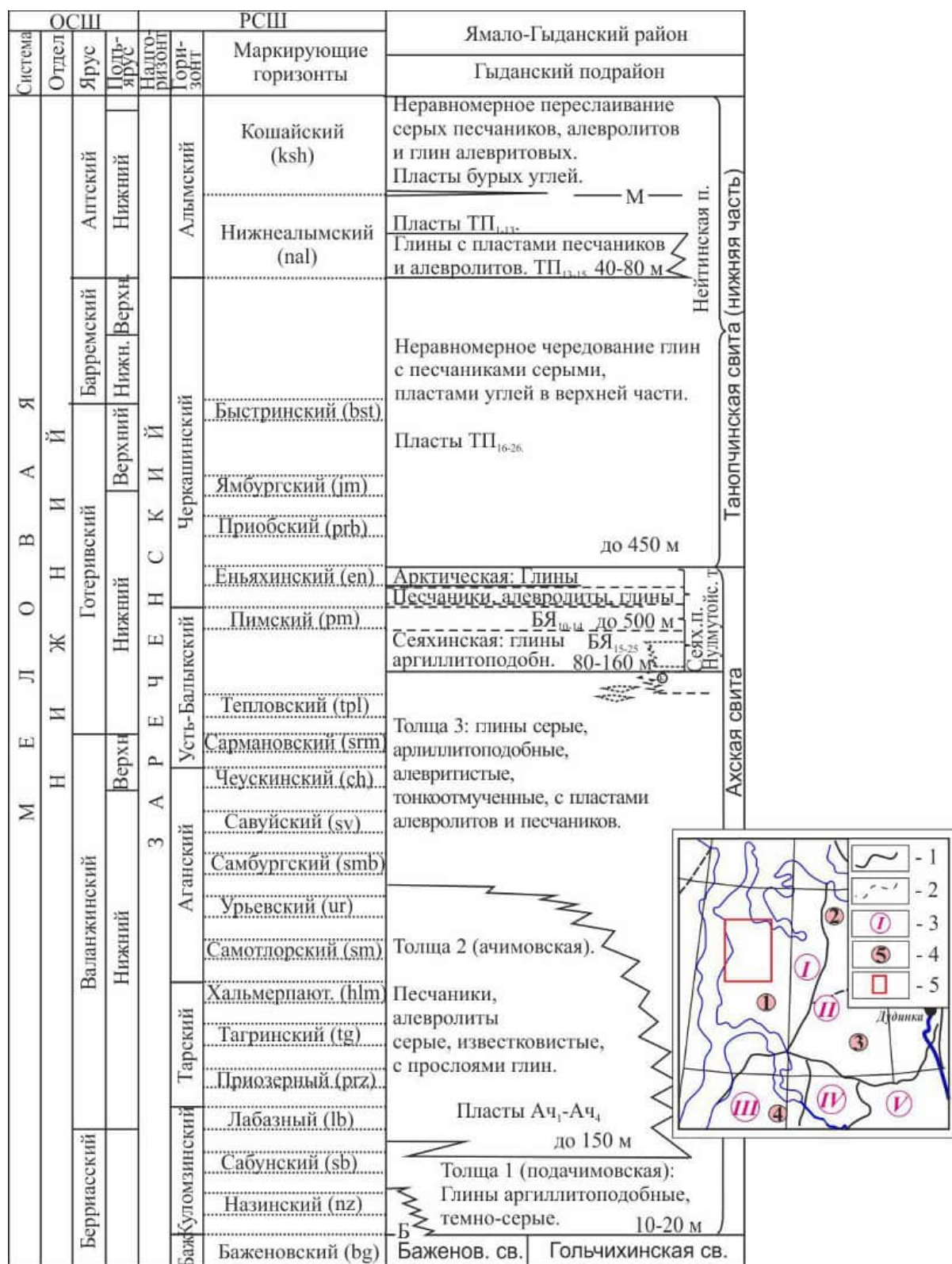


Рисунок 9 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы берриас-аптских отложений Западной Сибири и Схемы фациального районирования берриас-аптских отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006].

Условные обозначения: 1 – границы СФР, 2 - границы структурно-фациальных подрайонов, 3 – фациальные районы (I - Ямало-Гыданский, II - Енисей-Хатангский, III - Уренгойско-Пурпейский, IV - Тазовский, V - Туруханский), 4 – фациальные подрайоны (1 - Гыданский, 2 - Притаймырский, 3 - Малохетский, 4 - Уренгойский), 5 – район исследования.

ундаформная (прибрежно-морские, преимущественно песчаные отложения), ортоформная (склоновые, преимущественно глинистые отложения) и фондоформная (отложения песчано-алевритовых конусов выноса) части.

Отложения, традиционно, разделяются на четыре толщи. Самая нижняя толща – подачимовская, представлена глинами аргиллитоподобными темно-серыми, подачимовские глины постепенно переходят в глины гольчихинской или баженовской свит. Мощность пачки варьирует от 5 до 20 м.

Выше залегает ачимовская толща, представленная разновозрастными линзовидными песчаниками и алевролитами серыми, известковистыми, с прослоями уплотненных глин. Мощность толщи может достигать 150 м.

Над ачимовской толщей залегает преимущественно глинистая толща, представленная глинами серыми и темно-серыми, аргиллитоподобными, алевролитистыми, тонкоотмученными, с подчиненным количеством пропластков серых алевролитов и песчаников неравномерно распределенных по разрезу.

Завершает разрез ахской свиты циклически построенная толща, представленная кулисообразным чередованием песчаников и алевролитов серых и темно-серых с темными аргиллитоподобными глинами. Шельфовые песчаные пласты индексируются БГ₁₀₋₃₂. В разрезе выделяют реперные глинистые пачки: арктическая (быстринская), сеяхинская (фроловская), пимская, уренгойская, сармановская, чеускинская, самбургская (моховая), урьевская.

К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт Нарк.

Возраст ахской свиты установлен как берриас-готеривский по аммонитам, фораминиферам и спорово-пыльцевым комплексам.

Общая мощность ахской свиты составляет 300-900 м.

Танопчинская свита согласно залегает на ахской свите и трансгрессивно перекрывается яронгской свитой. Получила своё название по посёлку Танопча Приуральского района (Тюменская область), выделенная Карогодиным Ю.Н. в 1965 году в разрезе нижнего мела Танопчинской разведочной скважины [Предложения..., 1965]. Свита распространена в нижнем течении реки Обь

и на полуострове Ямал. Представлена прибрежно-мелководными и континентальными образованиями.

По литологическим особенностям подразделяется на три толщи:

Нижняя толща представлена неравномерным чередованием сероцветных уплотненных песков, алевролитов и серых глин с прослоями и пластами бурых углей, обугленным растительным детритом, с редкими конкрециями сидерита. В кровле нижней толщи обособляется пачка темно-серых глин с подчиненными прослоями серых алевролитов и песков. Мощность до 450 м. Выделяемые пласты индексируются ТП₁₆-ТП₂₆. Из серых алевролитистых глин, залегающих в основании нижней толщи, определены комплексы фораминифер, характерные для пограничных слоев нижнего и верхнего готерива.

В средней части почти повсеместно прослеживается характерный для неокома Ямала и Гыдана корреляционный репер - нейтинская глинистая пачка, мощностью от 40 до 80 м, где выделяются маломощные пласты серых песчаников, индексируемые как ТП₁₃₋₁₅.

В фаунистически немых отложениях нейтинской пачки определен богатый спорово-пыльцевой комплекс аптского возраста.

К кровле пачки приурочен сейсмический отражающий горизонт М.

Верхняя толща представлена неравномерным переслаиванием серых песчаников, алевролитов и алевролитистых глин. Для пород толщи характерны редкие пласты бурых углей, обилие растительного детрита, обломки древесины, отпечатки листовой флоры. В отложениях верхней части танопчинской свиты также определен богатый спорово-пыльцевой комплекс аптского возраста.

Выделяемые пласты индексируются ТП₁-ТП₁₂.

Общая мощность отложений свиты достигает 620 м.

К кровле приурочен сейсмический отражающий горизонт М₁.

Апт-альб-сеноманские отложения

В Полуйско-Ямало-Гыданском районе, к которому приурочена площадь работ, выделяются танопчинская (верхняя часть), яронгская и марресалинская свиты (Рисунок 10). В рассмотренном районе в стратиграфическом интервале верхней части танопчинской свиты выделяется **викуловский региональный горизонт** (средний аптский - верхний аптский), яронгской свите соответствует **нижняя часть ханты-мансийского горизонта** (нижний альбский - средний альбский), марресалинская свита охватывает **верхнюю часть ханты-мансийского** (верхний альбский), и **уватский** (нижний сеноманский - верхний сеноманский) **горизонты**.

Данные отложения представлены в основном алеврито-песчаными породами, сформированными преимущественно в переходных и мелководно-морских условиях. Кровля отложений, разделяющая алеврито-песчаные отложения сеномана и трансгрессивно перекрывающие глинистые осадки турона, является наиболее четким литолого-стратиграфическим и надежным сейсмическим реперным горизонтом, обозначаемым индексом Г.

Яронгская свита представлена глинами темно-серыми, серыми, тонко-отмученными и алевритовыми, участками битуминозными, с пластами песчаников и алевролитов. Отложения свиты содержат растительный детрит, остатки двустворок, и комплексы фораминифер альбского яруса.

Выделяемые пласты индексируются ХМ₆ - ХМ₁₀.

Свита залегает согласно с подстилающей танопчинской и перекрывающей марресалинской свитами. Вместе с тем стратиграфическое положение кровли яронгской свиты постепенно понижается в восточном направлении вследствие чего происходит сокращения мощности и опесчанивание ее верхней части. Соответственно мощность отложений свиты изменяется от 120 до 340 м.

Марресалинская свита представлена неравномерным переслаиванием сероцветных алевролитов, уплотненных песков и известковистых песчаников с линзовидными прослоями и невыдержанными пластами серых и буровато-серых алевритистых глин. Текстура пород слоистая, косослоистая и линзовидно-полосчатая. Во всех литологических разностях пород

ОСШ				РСШ		Корреляция местных стратиграфических подразделений
Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Надгориз.	Горизонт	Полуйско-Ямало-Гыданский район
М Е Л О В А Я	В Е Р Х Н И Й	Сеноманский	Верхний	Уватский		
			Средний			
			Нижний			
	Н И Ж Н И Й	Альбский	Верхний	П о к р с к и й		
			Средний			
			Нижний			
Аптский	Верхний	Средний	Нижний	Ханты-Мансийский	Верхний	
				Викуловский		

Марресалинская свита	
Алевриты,уплотненные пески и песчаники сероцветные с прослоями и линзами буровато-серых и серых алевритовых глин. Характерен растительный детрит, остатки листовой флоры.	
Пласты ПК ₁ -ПК ₁₀ .	
Сейсмогоризонт Г приурочен к кровле	
до 500 м	
Яронгская свита	
Глины темно-серые, серые, тонкоотмученные до алевритовых,участками биотурбированы, с пластами песчаников и алевролитов. В основании песчаники слабо сортированные с глауконитом.	
Пласты ХМ ₆ -ХМ ₁₀ , ТП ₀ . 50-350 м	
Танопчинская свита (верхняя часть)	
Неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Редкие пласты бурых углей.	
Пласты ТП ₁ -ТП ₁₃ .	
Сейсмогоризонт М ₁ приурочен к кровле	
100-620 м	

Марресалинская свита
 Алевриты, уплотненные пески и песчаники сероцветные с прослоями и линзами буровато-серых и серых алевритовых глин. Характерен растительный детрит, остатки листовой флоры.
 Пласты ПК₁-ПК₁₀.
 Сейсмогоризонт Г приурочен к кровле

до 500 м
Яронгская свита
 Глины темно-серые, серые, тонкоотмученные до алевритовых, участками биотурбированы, с пластами песчаников и алевролитов. В основании песчаники слабо сортированные с глауконитом.
 Пласты ХМ₆-ХМ₁₀, ТП₀. 50-350 м

Танопчинская свита (верхняя часть)
 Неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Редкие пласты бурых углей.
 Пласты ТП₁-ТП₁₃.
 Сейсмогоризонт М₁ приурочен к кровле
 100-620 м

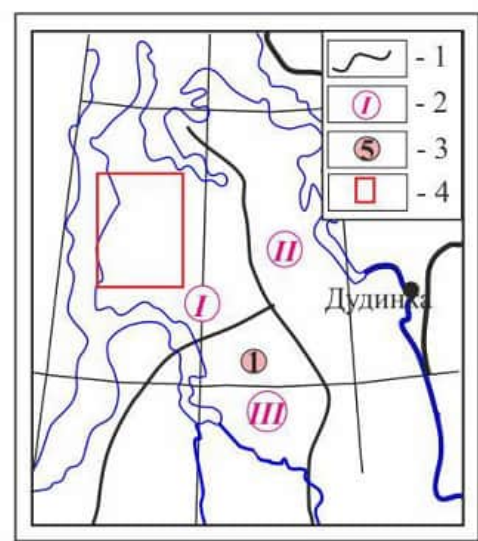


Рисунок 10 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы меловых отложений Западной Сибири (апт-альб-сеноман) и Схемы районирования по типам разрезов апт-альб-сеноманских отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006].

Условные обозначения: 1 – границы структурно-фациальных районов/подрайонов, 2 – фациальные районы (I - Полуйско-Ямало-Гыданский, II - Усть-Енисейский, III - Омско-Уренгойский), 4 – фациальные подрайоны (1 - Тазовско-Уренгойский), 5 – район исследования.

в значительном количестве отмечаются чешуйки слюды, мелкий углистый детрит, обломки лигнитизированной древесины, линзы и прослои бурого угля. В верхней части свиты встречаются редкие включения янтаря.

Выделяемые пласты индексируются как ПК₁-ПК₁₀.

К кровле марресалинской свиты приурочен ОГ Г.

Палеонтологические остатки встречаются крайне редко и представлены немногочисленными фораминиферами плохой сохранности. По спорово-пыльцевым комплексам и по положению в разрезе возраст свиты датируется поздним альбом и сеноманом. Мощность отложений свиты изменяется от 120 до 450 м.

Верхний отдел (без сеномана) Турон-маастрихтские отложения

Данные отложения на территории работ изучены достаточно слабо, границы структурно-фациальных районов и подрайонов не определены (Рисунок 11). Территория работ расположена в зоне сочленения Усть-Енисейского района, Тазовского и Ямало-Уренгойского подрайона [Постановления..., 2006]. Выделяют четыре региональных стратиграфических горизонта: **кузнецовский** (туронский-нижний коньякский), **ипатовский** (нижний коньякский-сантонский), **славгородский** (кампанский) и **ганькинский** (верхний кампан-датский).

Традиционно предполагается, что на территории работ залегают кузнецовская, березовская и ганькинская свиты, характерные для Ямало-Уренгойского подрайона. Кузнецовской и ганькинской свитам соответствуют одноименные региональные горизонты, нижней подсвите березовской свиты - ипатовский, верхней подсвите - славгородский.

Кузнецовская свита впервые выделена Н.Н. Ростовцевым в 1954 г. со стратотипом в Кузнецовской опорной скважине [Ростовцев, 1955]. Представлена серыми и зеленовато-серыми, реже бурыми, глинами, местами известковистыми и опоковидными. В средней части появляются и постепенно нарастают по толщине прослои алевролитов и мелкозернистых песчаников,

М Е Л О В А Я									
ОСШ					РСШ		Корреляция местных стратиграфических подразделений		
Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Надъярус	Горизонт		Ямало-Тюменский район	Тазовский район	
Палеоген	Палеоцен	Датский					Ямальско-Уренгойский подрайон		
В Е Р Х Н И Й					Ганькинский		Ганькинская свита	?	
							Глины серые, иногда с зеленоватым оттенком, прослоями известковистые, алевроитистые	Танамская свита	
					Славгородский		40-240 м	Серые, желтовато-серые и зеленовато-серые пески и алевролиты с прослоями глин.	
							Верхняя подсвита	до 100 м	
							Глины серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабоалевритистые, с редкими прослоями опоковидн. глин и опок.	Верхняя подсвита	
Д е р б ы ш е н с к и й					Березовская свита		40-150 м	Ритмичное переслаивание серых алевролитов глинистых и глин алевроитистых.	
							Хэяхинская пачка	400-450 м	
					Часельская свита		Нижняя подсвита	Хэяхинская пачка	
							Опоки серые и голубовато-серые, глины темно-серые и черные, монтмориллонитового состава, прослоями опоковидные, в окраинных частях площади распространения подсвиты с прослоями песчаников и алеврол.	Глины	
							Сейсмогоризонт С приурочен к кровле.	10-20 м	
Туронский					Кузнецовский		40-120 м	Нижняя подсвита	
							Пачка 4. Глины серые	Глины серые и темно-серые с зеленоватым оттенком, с прослоями глинистых алевролитов	
							Пачка 3 (газалинская). Пески, алевроиты зеленовато-серые, глауконитовые с прослоями зеленовато-серых алевроитовых глин	Сейсмогоризонт С приурочен к кровле.	
							Пачка 2. Глины зеленовато-серые, алевроитистые	50-150 м	
							Пачка 1. Глины темно-серые, до черных слабо битуминозные	6-10 м	
							7-100 м		
							K ₂ s pk, msl	K ₂ s pk, dr	

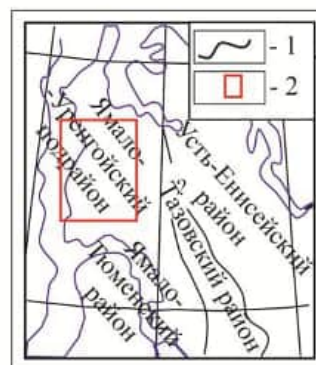


Рисунок 11 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы верхнемеловых отложений Западной Сибири (без сеномана) и Схемы районирования по типам разрезов верхнемеловых (без сеномана) отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006].

Условные обозначения: 1 – границы структурно-фациальных районов/подрайонов, 3 – район исследования.

которые далее к северо-востоку трансформируются в газсалинскую пачку. В глинах содержатся остатки пиритизированных водорослей, чешуя рыб, пелеципод, аммонитов, двустворки и богатые комплексы фораминифер турон-раннеконьякского возраста. Мощность отложений свиты изменяется от 7 до 100 м.

В отложениях свиты выделена зона фораминифер с *Gaudryina filiformis* Beath., по которым возраст свиты определен как туронский.

Березовская свита впервые выделена Н. Н. Ростовцевым в 1954 г. со стратотипом в Березовской опорной скважине (верхи турона - кампан) [Ростовцев, 1955]. Свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. *Нижняя подсвита* представлена темно-серыми с голубоватым и зеленоватым оттенком опоками и опоковидными глинами.

В кровле подсвиты обособляются регионально прослеживающийся пласт темно-серых, почти черных кремнистых пород мощностью до 15-20 м. Позднеконьяк-сантонский возраст подсвиты определен по находкам двустворок, комплексам фораминифер и радиолярий. Мощность отложений изменяется от 40 до 120 м.

К кровле подсвиты приурочен сейсмический отражающий горизонт С.

Верхняя подсвита сложена серыми и зеленовато-серыми, слабо алевритистыми глинами, в нижней части подсвиты опоковидными. В глинах отмечаются прослои алевролитов и мелкозернистых песчаников, количество которых увеличивается к востоку, в породах отмечается глауконит. В породах свиты часто встречаются обломки раковин пелеципод, пиритизированные остатки водорослей, чешуя рыб, ходы илоедов, богатые комплексы радиолярий и фораминифер. Возраст подсвиты кампанский, установлен по комплексам фораминифер. Мощность изменяется от 40 до 150 м.

Ганькинская свита впервые выделена А.К. Богдановичем в 1944 г. в ранге слоев того же названия [Богданович, 1944], распространена на Западно-Сибирской низменности и восточном склоне Урала. Свита сложена серыми и зеленовато-серыми алевритистыми глинами, с прослоями глинистых мергелей

и сидерита, с обугленным растительным детритом и пиритизированными остатками водорослей.

В полных разрезах верхняя прикровельная пачка ганькинской свиты, представленная тонким переслаиванием серых известковистых глин и алевролитов. Возраст определен по большому количеству определений фораминифер, аммонитов, белемнитов, входит в состав палеоценового отдела палеогеновой системы. Позднекампан-маастрихт-датский возраст свиты установлен по фораминиферам и спорово-пыльцевым комплексам.

Мощность отложений свиты 25-160 м.

1.3.3. Кайнозойские отложения

Палеогеновая система

Согласно схеме фациального районирования палеогеновых отложений Западной Сибири [Волкова и др., 2002] рассматриваемый участок входит в Приарктический фациальный район (Рисунок 12). В составе системы выделяют семь региональных стратиграфических горизонтов: *талицкий* (нижний-низы верхнего палеоцена), *серовский* (верхний палеоцен), *ирбитский* (нижний эоцен), *нюрольский* (нижний-средний эоцен), *тавдинский* (средний-верхний эоцен), *атлымский* (нижний олигоцен) и *туртасский* (верхний олигоцен).

Талицкий горизонт представлен *тибейсалинской свитой*, изохронным аналогом талицой свиты. Нижняя подсвита сложена глинами черными алевроитистыми, слюдистыми, опоковидными, верхняя - кварцполевошпатовыми песками.

Мощность свиты составляет порядка 240 м.

Серовский горизонт представлен одноименной *свитой* сложенной переслаиванием опок, песчаников с глауконит-кварцевым цементом. Мощность свиты изменяется от 16 до 100 м.

Ирбитский, нюрольский, тавдинский, атлымский и туртасский горизонты согласно схеме расположения фациальных районов [Волкова и др., 2002] отсутствуют в Приарктическом СФР в разрезе Ямальского полуострова.

ПАЛЕОГЕНОВАЯ										ОСШ		РСШ		Приарктический									
										Система		Отдел											
										Подъярус		Ярус											
										Олигоцен		Верхний											
										Нижний		Хаттский											
										Верхний		Рюпельский											
										Приабонск.		Хаттский											
										Эоцен													
										Средний		Бартонок.											
										Лютетский													
												Тавдинский											
										Нюрольский													
										Ирбитский													
										Серовский													
										Талицкий													
										Верхний													
										Танетский													
										Зеландский													
										Датский													

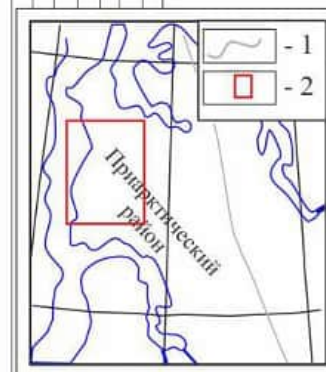


Рисунок 12 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы палеогеновых отложений и Схемы расположения фациальных районов [Волкова и др., 2002].

Условные обозначения: 1 – границы структурно-фациальных районов, 2 – район исследования.

Неогеновая система

На севере Западной Сибири неогеновые отложения встречаются локально и сравнительно маломощны [Волкова и др., 2002]. Согласно схеме расположения фациальных районов рассматриваемый участок в неогене входит в Ямало-Тазовский СФР (Рисунок 13). В составе системы выделяют шесть региональных стратиграфических горизонтов: *абросимовский* (нижний миоцен), *бещеульский* (средний миоцен), *таволжанский* (верхний миоцен), *павлодарский* (верхний миоцен), *новостаничный* (нижний плиоцен), *кулундинский* (средний-верхний плиоцен).

Абросимоский горизонт в исследуемом регионе не развит, присутствует лишь на востоке, где в верхней части горизонта выделяют низы *ныдинской толщи*.

Бещеульский горизонт включает *ныдинскую толщу* мощностью до 38 м, представленную песками разномерными кварцевыми, гравием, каолиновыми глинами, слюдистыми алевролитами.

Таволжанский горизонт на исследуемой территории не представлен.

Павлодарский и *новостаничный* горизонты представлены *новопортовой толщей*, развитой в восточной части района, сложена суглинками, реже супесями с гравием и галькой, единичными валунами кристаллических пород и мелкими раковинами морских двустворок и их обломков, отмечаются палеоценовые отторженцы глин и песков. Мощность толщи изменяется от 40 до 80 м. В западной части Ямало-Тазовского СФР горизонт не развит.

Кулундинский горизонт на западе района представлен *горкинской толщей*, сложенной песками, алевролитами и глинами мощностью до 60 м. В восточной части Ямало-Тазовского СФР горизонт представлен нижней частью *мыскаменской толщи*, сложенной песками, глинами, алевролитистыми галечниками мощностью до 108 м.

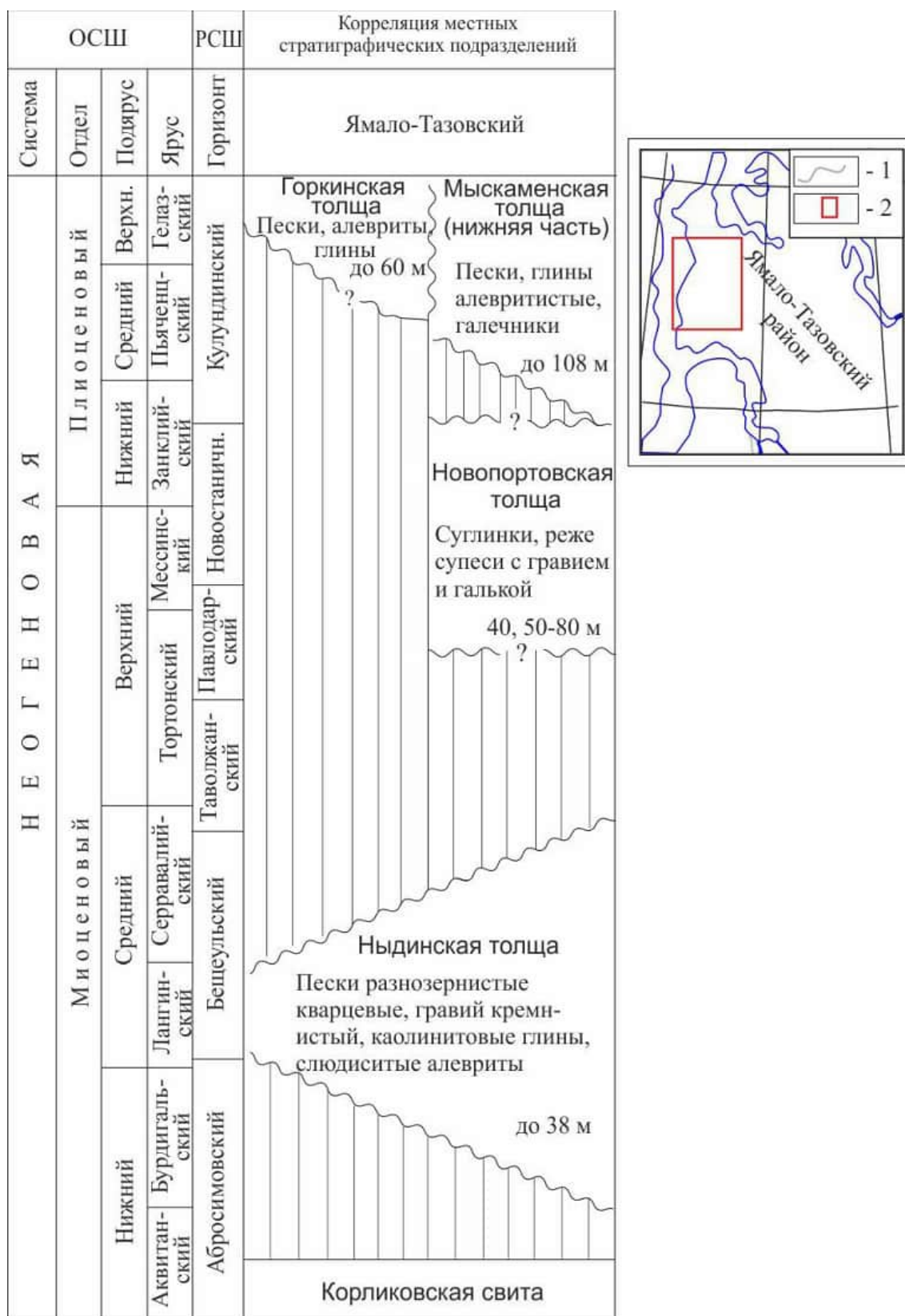


Рисунок 13 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы неогеновых отложений и Схемы районирования неогеновых отложений Западной Сибири [Унифицированные..., 2001; Волкова и др., 2002].

Условные обозначения: 1 – границы структурно-фациальных районов, 3 – район исследования.

1.4. Нефтегазоносность

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) исследуемая территория располагается в Гыданском, Северо-Гыданском, Напалковском нефтегазоносных районах (НГР) Гыданской нефтегазоносной области (НГО) (Рисунок 14).

В настоящее время в районе исследуемой территории открыты шесть месторождений углеводородов, из которых два газовых, три газоконденсатных и два нефтегазоконденсатных (Рисунок 15):

- в Гыданском НГР Гыданской НГО – газоконденсатные Гыданское и Ладертойское месторождения;
- в Напалковском НГР Гыданской НГО – газоконденсатное Солетско-Ханавейское, газовые Восточно-Бугорное и Трехбугорное, и нефтегазоконденсатное Геофизическое;
- в юго-восточной части Северо-Гыданского НГР Гыданской НГО – Салмановское нефтегазоконденсатное месторождение.

В Мессовском НГР, расположенном в южной части Гыданской НГО, за пределами исследуемой территории открыты Минховское, Восточно-Минховское, Тота-Яхинское и Антипаютинское газовые месторождения. Территория Гыданского п-ва является преимущественно газоносной, на долю газа приходится более 95 % суммарных запасов углеводородов этого региона (Рисунок 16, 17). Наиболее перспективными в отношении газоносности являются меловые, в первую очередь, аптские отложения (пласты ТП₁₋₁₅) [Скоробогатов, Строганов, 2006; Казаненков и др., 2014]. Промышленные залежи углеводородов в рассматриваемом районе также сконцентрированы в альбских (пласты группы ХМ), неокомских (пласты ТП₁₆₋₂₇, БГ₈) и сеноманских (горизонт ПК₁) отложениях; на Геофизическом и Салмановском месторождениях газоконденсатные залежи открыты в тоар-батских отложениях (пласты Ю₂₋₄, Ю₇₋₉). По составу флюида апт-альб-сеноманские залежи преимущественно газовые, неокомские – газоконденсатные и нефтегазоконденсатные;

промышленные притоки нефти на Геофизическом и Салмановском месторождениях получены из баррем-нижнеаптских песчаных пластов неокома.

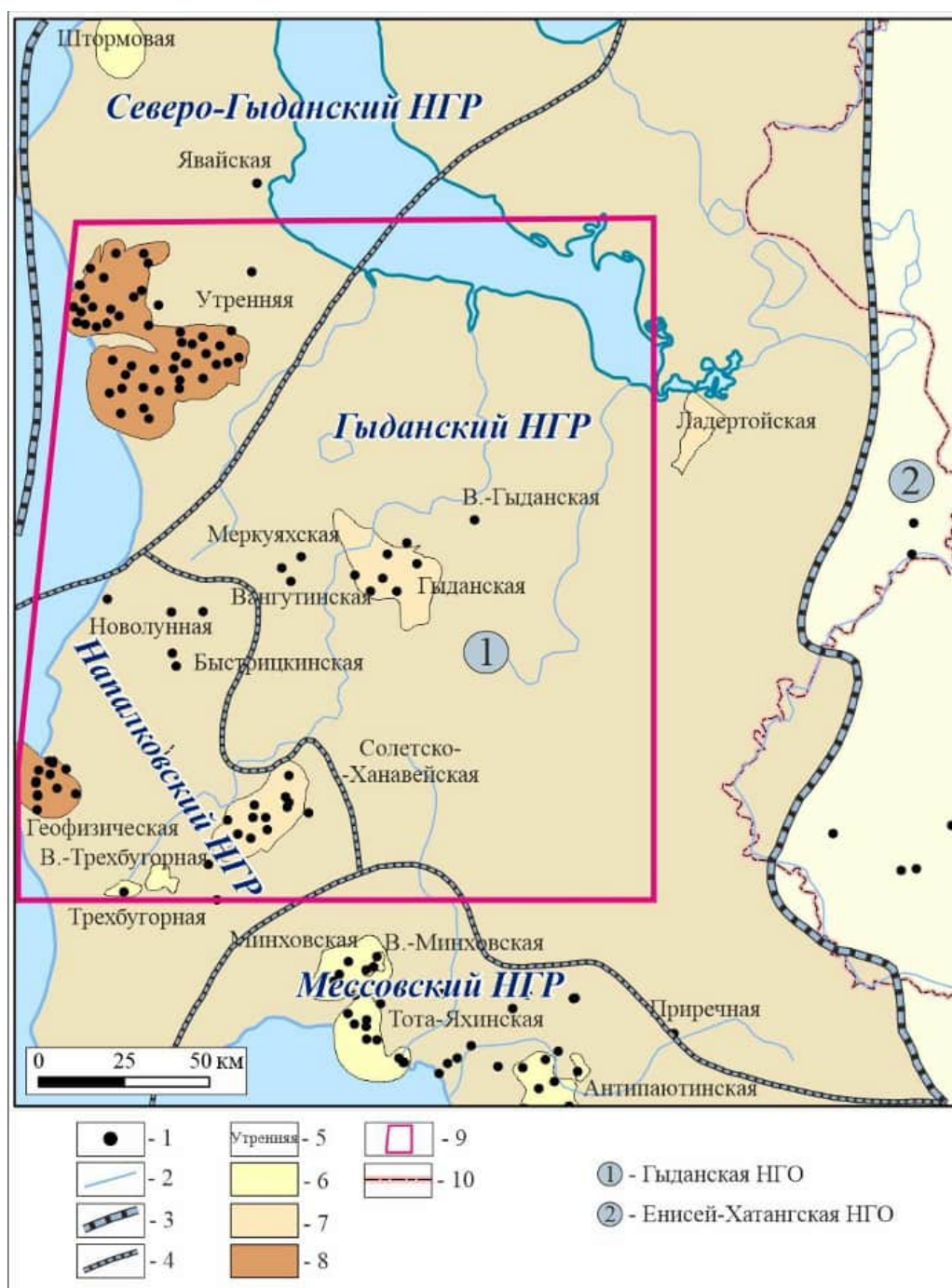


Рисунок 14 – Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции по [под редакцией А.Э. Конторович, 2013].

Условные обозначения: 1 - скважины, 2 - гидросеть, 3 - границы нефтегазоносных областей, 4 - границы нефтегазоносных районов, 5 - площади. Месторождения: 6 - газовые, 7 - газо-конденсатные; 8 - нефтегазоконденсатные; 9 - район исследования, 10 – административная граница ЯНАО.

М Е Л О В А Я						Система																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
J	Нижне-средний	Нижний				Отдел																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
		баррем-аптский		альбский	верхний	Ярус																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
	тоар-батский	Танючинская		Яронгск.	Марресалин.	Свита																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
		J _{2ml}	Ахская			НГНК																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
	Юрский	апт-альб-сеноманский					НГНР																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
тоар-батский	неокомский					Нефтегазоносные районы Гыданской НГО																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
	баррем-нижнеаптский	верхнеаптский		альб-сеноманский																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
Ю _{2,4}	АЧ ₅ ²⁻¹	БГ ₂₁	БГ ₁₅	БГ ₁₃	БГ ₁₂	ПК ₁	Г	Г	Г																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															

Рисунок 15 – Схема стратиграфической приуроченности залежей углеводородов на территории Гыданской нефтегазоносной области.

Нефтегазоперспективные комплексы и региональные резервуары

Наиболее крупные залежи углеводородов, как правило, локализованы под надежными и выдержанными на значительной территории флюидоупорами. На ранних этапах изучения Западно-Сибирского бассейна в разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла выделялись региональные, зональные и локальные флюидоупоры [Гурами и др., 1968; Казаринов, 1958, 1963]. В 70-х гг. XX века на территории бассейна был выделен дополнительный класс флюидоупоров – мегарегиональные [Карагодин, 1974; Конторович и др., 1975; 1981].

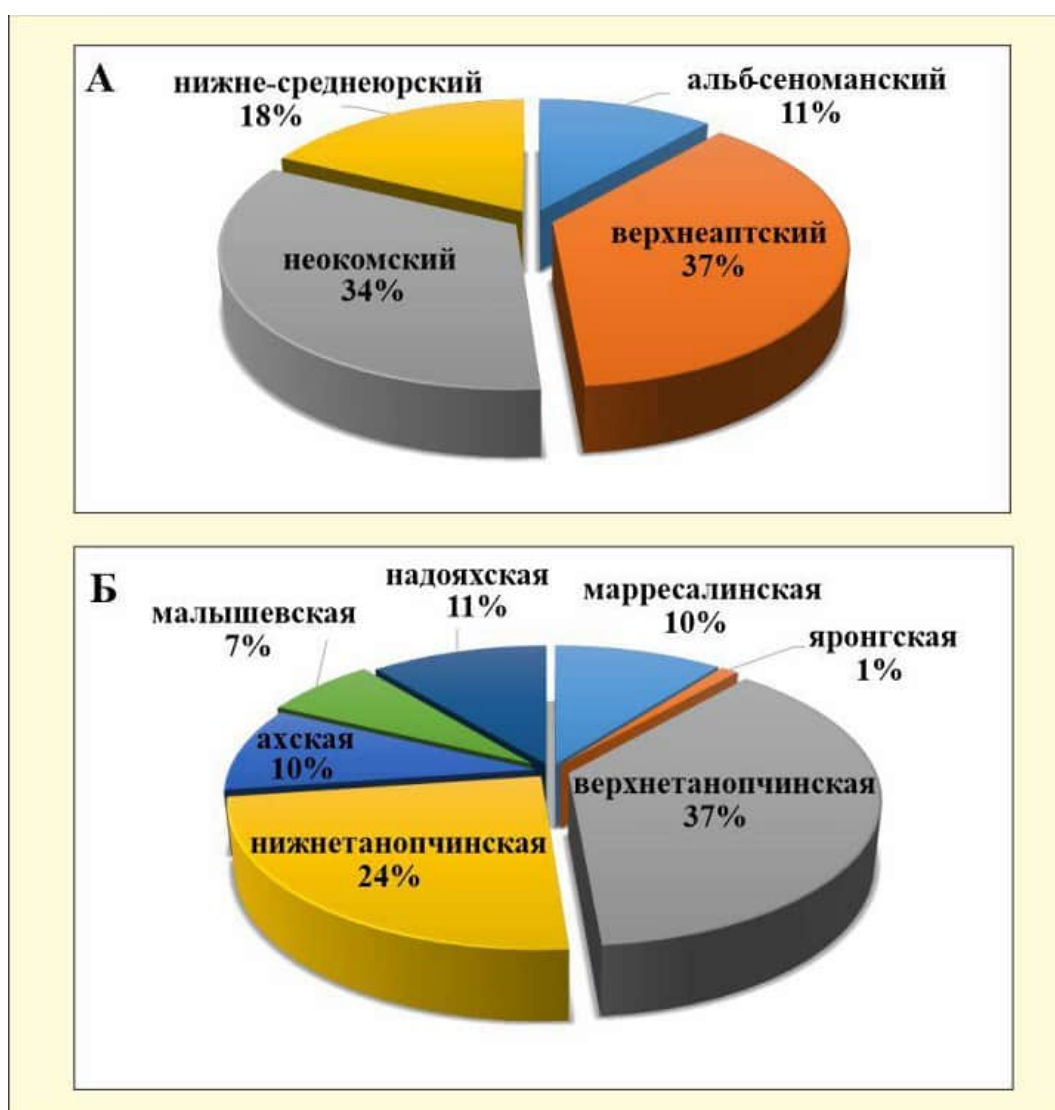


Рисунок 16 - Распределение запасов категории C_1+C_2 по нефтегазоносным комплексам (А) и по свитам/подсвитам (Б) Гыданской НГО (по данным Государственного баланса ПИ РФ, 2020 года).

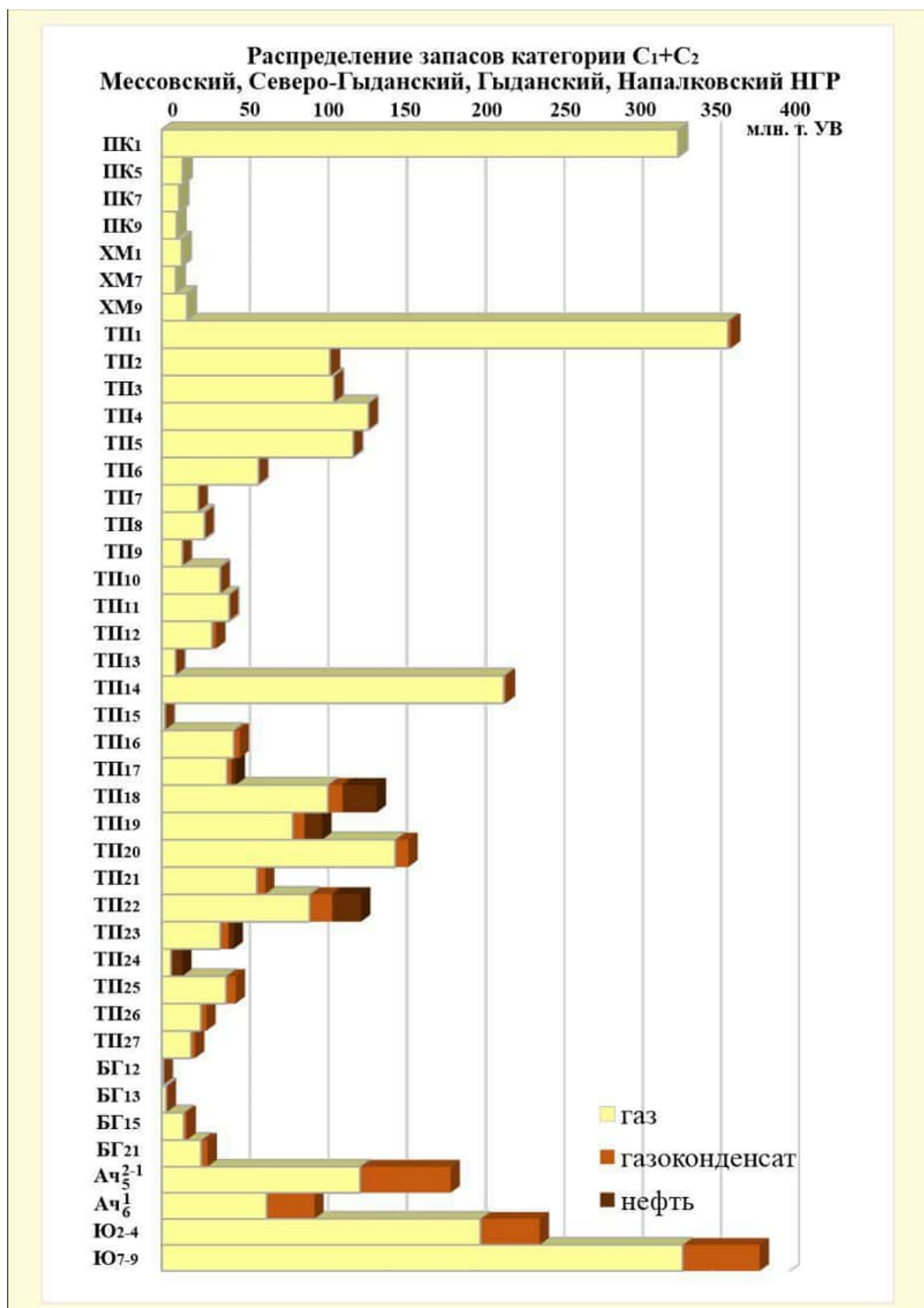


Рисунок 17 - Распределение запасов категории C_1+C_2 по продуктивным пластам Гыданской НГО (по данным Государственного баланса ПИ РФ, 2020 года).

В мезозойско-кайнозойском осадочном чехле севера Западной Сибири выделяются три **регионально-нефтегазоносных комплекса**: юрский, неокомский (берриас-нижнеаптский) и апт-альб-сеноманский. В качестве самостоятельного объекта нефтепоисковых работ на территории бассейна рассматриваются палеозойские образования; на северо-востоке Западной Сибири газсалинская пачка (турон) и коньяк-сантонские резервуары.

На исследуемой территории палеозой залегает на больших глубинах и бурением не изучен; надсеноманские отложения не содержат коллекторов (в разрезе турона отсутствует газсалинская пачка) и интереса в отношении нефтегазоносности не представляют.

Основные мезозойско-кайнозойские нефтегазоперспективные комплексы контролируются в кровле мегарегиональными флюидоупорами. На исследуемой территории в кровле юрского комплекса залегает гольчихинская свита – ее верхняя часть является возрастным аналогом баженовской свиты (верхняя юра, волжский ярус-низы берриаса), в кровле неокомского комплекса – нейтинская пачка, аналог кошайской пачки (нижний мел, апт), в кровле апт-альб-сеноманского – кузнецовская свита (верхний мел, турон).

Комплексы зонально и локально развитыми флюидоупорами разделены **на региональные резервуары**. В Советской, а затем Российской нефтегазовой терминологии под резервуаром традиционно понимается «геологическое тело, являющееся совокупностью флюидоупора и проницаемого комплекса...» [Конторович и др., 1981].

Юрский продуктивный мегакомплекс

В юрском продуктивном комплексе Гыданской НГО выделяется пять региональных резервуаров: геттанг-синемюрский (пласт Ю₁₂), плинсбахский (пласт Ю₁₁), тоарский (пласт Ю₁₀), аален-байосский (пласт Ю₇₋₉) и батский (пласт Ю₂₋₄).

Нижне-среднеюрский резервуар в исследуемом регионе вскрыт единичными скважинами и является наименее изученным. Промышленные скопле-

ния углеводородов в *геттанг-синемюрском, плинсбахском и тоарском региональных резервуарах* выявлены к западу от рассмотренной территории в Ямальской НГО на Новопортовском месторождении. На территории Гыданского полуострова выявлена одна газоконденсатная залежь на Салмановском месторождении (пласт Ю₇₋₉).

В *аален-байосском* резервуаре залежи газоконденсата также открыты только в Ямальской НГО на Малыгинском, Западно-Тамбейском и Бованенковском месторождениях.

Нефтегазоносность *батского регионального резервуара* связана в основном с верхней частью, представленной малышевской свитой, которая, с одной стороны, содержит песчаные-пласты коллекторы, с другой, обогащена органическим веществом и является нефтегазопроизводящей [Казаненков и др., 2014]. На территории Гыданского полуострова выявлены газоконденсатные залежи на Геофизическом (пласт Ю₂) и Салмановском (пласт Ю₂₋₄) месторождениях.

Подводя итог характеристике ниже-среднеюрских отложений, подчеркнем, что эти отложения, безусловно, представляющие интерес в отношении нефтегазоносности, в рассматриваемом регионе крайне слабо изучены глубоким бурением.

Верхнеюрская часть разреза в Гыданской НГО сложена глинами гольчихинской свиты, не содержит коллекторов и залежей углеводородов.

Неокомский продуктивный мегакомплекс

В неокомском продуктивном комплексе Западной Сибири флюидоупорами для залежей служат различного ранга и масштаба глинистые пачки, сформировавшиеся в периоды трансгрессий, при подъеме уровня моря и значительном удалении береговой линии [Казаненков и др., 2014]. Региональные и субрегиональные глинистые пачки имеют собственные названия (арктическая, сеяхинская, пимская и др.), большинство из которых закреплены в стра-

тиграфической схеме берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006].

На рассмотренной территории в разрезе берриас-нижнего апта выделено три региональных резервуара: берриас-барремский (пласты ачимовской толщи), готеривский (пласты БГ₁₀–БГ₂₈ в Гыданской НГО) и баррем-нижнеаптский (пласты ТП₁₆₋₂₇) [Казаненков и др., 2014].

В берриас-барремском резервуаре (ачимовские отложения) промышленные скопления на Гыданском полуострове выявлены только на Гыданском месторождении (пласты Ач₅₋₆), что связано, главным образом, с крайне низкой изученностью этих отложений глубоким бурением. На сопредельных территориях из берриас-барремских песчаных пластов непромышленные притоки нефти получены на Малыгинской и Средне-Ямальской площадях [Скоробогатов и др., 2003], нефтяные залежи открыты в Пайяхской зоне нефтенакопления; промышленные притоки газоконденсата и газа получены, соответственно, на Дерябинской и Хабейской площадях.

В готеривском резервуаре на территории Гыданской НГО выявлены газоконденсатные и газовые залежи на Салмановском, Ладертойском и Гыданском месторождениях.

В баррем-нижнеаптском резервуаре продуктивность установлена на всей территории полуострова. В этом резервуаре открыты газоконденсатные и газовые залежи на Салмановском, Геофизическом, Солетско-Ханавейском и Трехбугорном месторождениях.

Апт-альб-сеноманский продуктивный мегакомплекс

Отложения апт-альб-сеномана северных и арктических регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна составляют пронизываемый комплекс одноименного мегарезервуара [Конторович др., 1975; Конторович и др., 1994]. Мегарегиональным флюидоупором для залежей УВ в этом комплексе пород является кузнецовская свита и перекрывающие ее глинистые толщи.

На рассмотренной территории в составе апт-альб-сеноманского комплекса выделяется три региональных резервуара – средне-верхнеаптский (пласты ТП₁₋₁₅), альбский (ХМ₆₋₁₀) и сеноманский (пласты ПК₁₋₉) [Конторович и др., 2013а; Казаненков и др., 2014].

Сеноманские отложения исследуемого региона содержат газовые залежи на Тота-Яхинском, Антипаютинском, Геофизическом, Салмановском, Минховском и Гыданском месторождениях.

В отложениях альбского возраста выявлены в основном мелкие залежи газа на Солетско-Ханавейском, Геофизическом и Салмановском месторождениях.

Средне-верхнеаптский региональный резервуар на исследуемой территории является наиболее перспективным и с ним связано наибольшее количество залежей углеводородов, открытых на Геофизическом, Минховском, Солетско-Ханавейском, Салмановском и других месторождениях.

Глава 2

МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ, СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА

При выполнении работы в качестве общего подхода был применен комплексный анализ геолого-геофизической информации по Гыданскому району Западной Сибири. Комплексная интерпретация выполнялась с использованием материалов сейсморазведки, геофизических исследований скважин (ГИС) и глубокого бурения. Обоснование геологической модели основывалось на корреляции разрезов скважин и данных сейсморазведки с применением структурного, палеотектонического, сейсмостратиграфического и динамического подходов.

2.1. Геофизические методы корреляции разрезов скважин

Расчленение и корреляция мезозойско-кайнозойских отложений Гыданского п-ва была выполнена по данным бурения и ГИС с использованием материалов сейсморазведки МОГТ.

Большинство скважин исследуемого региона имеет глубину до 3 км, т.е.- значительная часть разреза, включающая палеозойские, триасовые и юрские отложения бурением практически не изучены. При изучении геологического строения этих осадочных комплексов, главным образом использовались материалы сейсморазведки. При стратификации отражающих горизонтов в базальных отложениях осадочного чехла и палеозое были использованы данные по параметрической скважине Гыданская №130, материалы по сопредельным территориям Ямальской НГО, где палеозой вскрыт большим количеством скважин, и сверхглубокие скважины №6 (СГ-6) и №7 (СГ-7), вскрывшие наиболее полные разрезы юры и триаса.

Стратиграфическое расчленение средне-верхнеюрских и меловых отложений исследуемой территории выполнялись по данным бурения и ГИС на

Приречной, Антипаютинской, Солетско-Ханавейской, Минховской, Восточно-Минховской, Меркуяхской, Тота-Яхинской, Вангутинской, Быстринской, Новолунной, Ладертойской, Танамской, Береговой, Дерябинской, Нанадянской, Яровской, Гыданской, Восточно-Гыданской, Геофизической, Трехбугорной, Утренней и Штормовой площадей.

Методические приемы корреляции разрезов Западной Сибири по данным ГИС рассмотрены в большом количестве публикаций [Латышова, 1981; Леонтьева, 1974; Нефедова, 1989 и др.]. В работе корреляция и стратиграфическое расчленение разрезов проводились путем сопоставления кривых стандартного набора каротажа (КС, ПС, РК, ИК, БК, АК, КВ) по 154 скважинам в программных пакетах LASR (авт. Галимов Т.Р., разработка ПАО «Сибнефтегеофизика») и EarthPAK интерпретационного комплекса TheKingdomSuite с использованием процедур выравнивания, увязки и корректировки отбивок отдельных стратонов.

При расчленении и корреляции разрезов скважин применялись традиционные, широко распространенные методы определения литологии и прослеживания маркирующих горизонтов. В качестве реперов в работе выступали глинистые пачки, характеризующиеся низкими сопротивлениями (КС, ПЗ, БК), максимальной проводимостью (ИК), наличием каверн на кавернограммах, повышенными показаниями ГК и ПС (Таблица 2).

По построенным по материалам ГИС и керн разрезам скважин с привлечением сейсмических профилей были построены корреляционные схемы.

Таким образом, по данным бурения и ГИС выполнялось непрерывное расчленение разреза по вертикали, после чего с использованием сейсмических данных осуществлялось прослеживание реперных глинистых стратиграфических уровней и заполняющих комплексы и резервуары литологических разностей в межскважинном пространстве.

В результате, составлены три схемы корреляции, пересекающие исследуемую территорию в вертикальном и латеральном направлениях.

Таблица 2 - Реперные ОГ меловых отложений севера Западной Сибири

Свита	Пласт	Геологический репер	ОГ	Возраст
Ахская	БГ ₃₂	уренгойская пачка	Нурен	верхневаланжин-готеривский
	БГ ₂₉	пимская пачка	Нпим	готеривский
	БГ ₂₀	ямбургская пачка (фроловская)	Нямб	готеривский
	БГ ₁₀	арктическая пачка (быстринская)	Нарк	готеривский
Танопчинская	ТП ₁₆	нейтинская пачка	М	нижнеаптский
	ТП ₁	ханты-мансийская пачка	М ₁	верхнеаптский-нижнеальбский
Марресалинская	ПК ₁	кузнецовская свита	Г	сеноманский-туронский

2.2. Общие положения сейсмостратиграфии

В работе применен комплексный подход к интерпретации материалов сейсморазведки, ГИС и данных глубокого бурения, который базируется на основных принципах сейсмостратиграфии, разрабатываемых с середины 70-х годов [Гришгорн, 1987; Шерифф и др., 1987; Шлезингер, 1987, 1998; Сейсмическая стратиграфия..., 1982 и др.].

Методика сейсмостратиграфического анализа включает структурно-тектонический, сейсмофациальный, динамический, скоростной анализ и математическое моделирование волновых полей.

Основной задачей сейсмостратиграфии является максимальное извлечение геологической информации из временных сейсмических разрезов, а именно, стратификация осадочных толщ, определение их литологии и коллекторских свойств; восстановление последовательности и характера осадконакопления; выяснения особенности формирования разномасштабных осадочных тел и их соотношений по площади и разрезу; восстановление палеогеоморфологических и палеотектонических особенностей формирования геологических объектов [Бобровник, 1980; Гиршгорн, 1983, 1985; Гладенков, 1984, 1988; Гогоненков, 1983, 1984, 1987; Гогоненков, Эльманович, 1988; Кунин, 1983; Кунин, Кучерук, 1984; Шлезингер, 1987, 1998; Антипов, 1992 и др.].

Основным объектом исследования сейсмостратиграфии являются сейсмические комплексы и сейсмофации, рассматриваемые как трехмерные геологические тела, ограниченные в кровле и подошве реперными сейсмическими горизонтами.

Общий методический принцип сейсмостратиграфии включает в себя следующие последовательные стадии исследования [Сейсмическая стратиграфия..., 1982; Конторович В.А., 2002; Кунин, Кучерук, 1984]:

- 1) анализ сейсмических разрезов, выделение сейсмогеологических комплексов;
- 2) построение и анализ структурных и параметрических карт;
- 3) восстановление условий формирования и эволюции осадочных бассейнов (зон нефтегазонакопления); осадочных комплексов и резервуаров;
- 4) построение сейсмогеологических моделей нефтегазоперспективных объектов и залежей углеводородов.

В основе региональной сейсмостратиграфии лежат два основных положения [Сейсмическая стратиграфия..., 1982; Шлезингер, 1998]:

1. Изохронность реперных пачек и перерывов, на которых формируются энергетически-выраженные опорные сейсмические горизонты;
2. Рисунок сейсмической записи (сейсмофации) внутри осадочных комплексов и резервуаров обусловлен фациальными особенностями формирования и литологическим составом отложений.

2.3. Сейсмогеологические комплексы Центрально-Гыданской площади

Сейсмический комплекс – интервал временного разреза, отождествляемый с осадочным комплексом, сложенным относительно согласно залегающими, генетически связанными толщами, ограниченными несогласиями либо эквивалентными им согласными границами [Сейсмическая стратиграфия..., 1982].

Анализ временных разрезов на исследуемой территории позволяет выделить в мезозойско-кайнозойской части разреза пять динамически выраженных отражающих горизонтов, которые являются границами сейсмогеологических комплексов (Таблица 3).

Таблица 3 - Стратификация основных отражающих горизонтов

Индекс ОГ	Возраст отложений	Стратиграфическая приуроченность
Ів	подошва терригенного триаса	подошва тампейской серии
Б	верхняя юра-нижний мел, верхи волжского-низы берриаса	кровля гольчихинской свиты
М	нижний мел, баррем-нижнеаптский	кровля пласта ТП ₁₆ танопчинской свиты
М ₁	нижний мел, аптский	кровля танопчинской свиты (пласт ТП ₁)
Г	верхний мел, альб-сеноманский	кровля марресалинской свиты

Для построения двумерных моделей геологического строения исследуемой территории наряду со схемами корреляции, были построены временные и глубинные сейсмогеологические разрезы. Трансформация временных разрезов в глубинные осуществлялось с использованием данных сейсмокаротажа (СК) и вертикального сейсмического профилирования (ВСП), а также карт скоростей.

Сейсмогеологическая характеристика мезозойско-кайнозойского осадочного чехла исследуемого региона приведена на рисунках 18, 19.

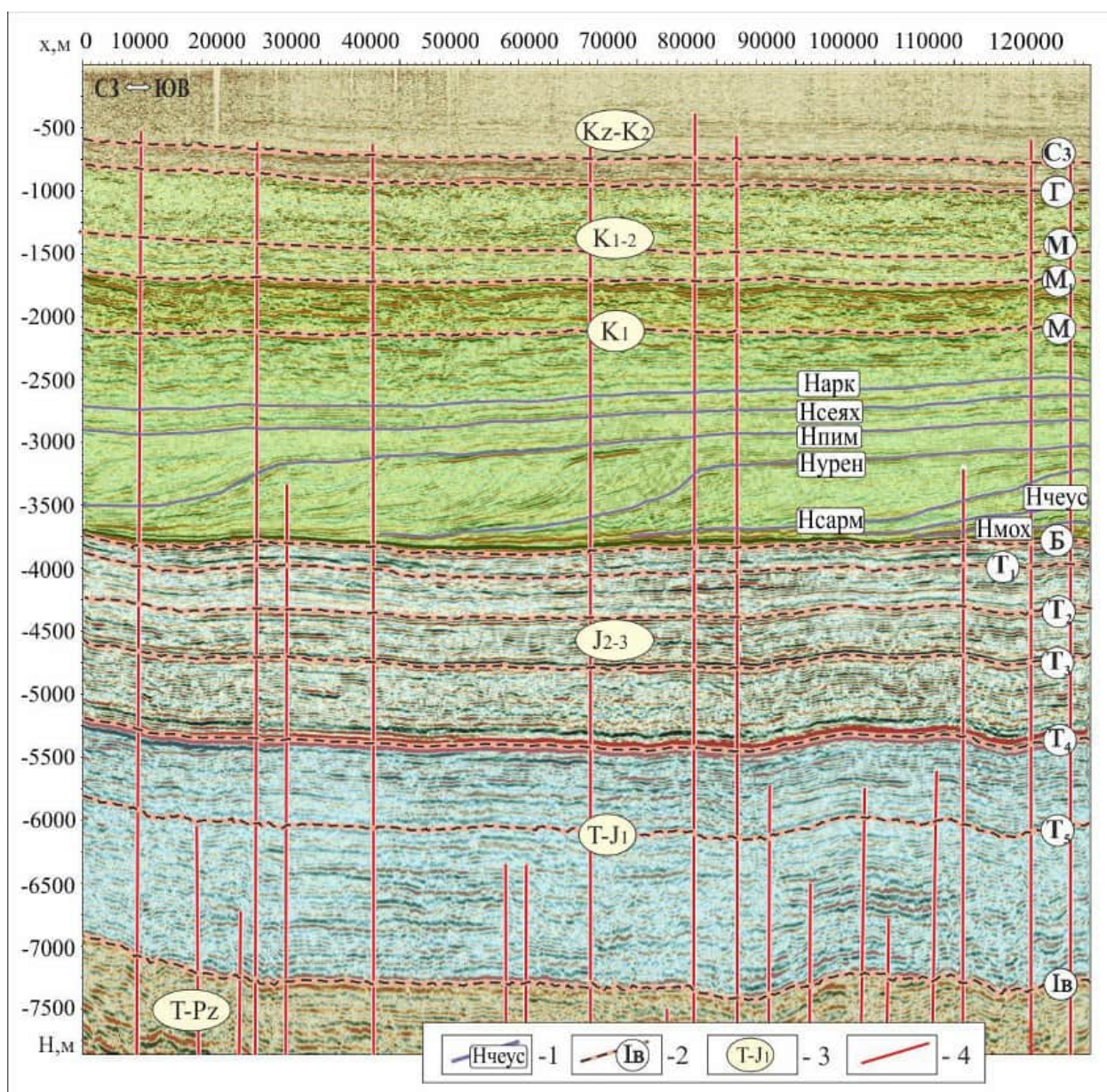


Рисунок 18 – Глубинный сейсмогеологический разрез Центрально-Гыданской площади.

Условные обозначения: 1 – отражающие сейсмические горизонты, 2 – реперные отражающие сейсмические горизонты, 3 – индексы сеймокомплексов, 4 – разломы.

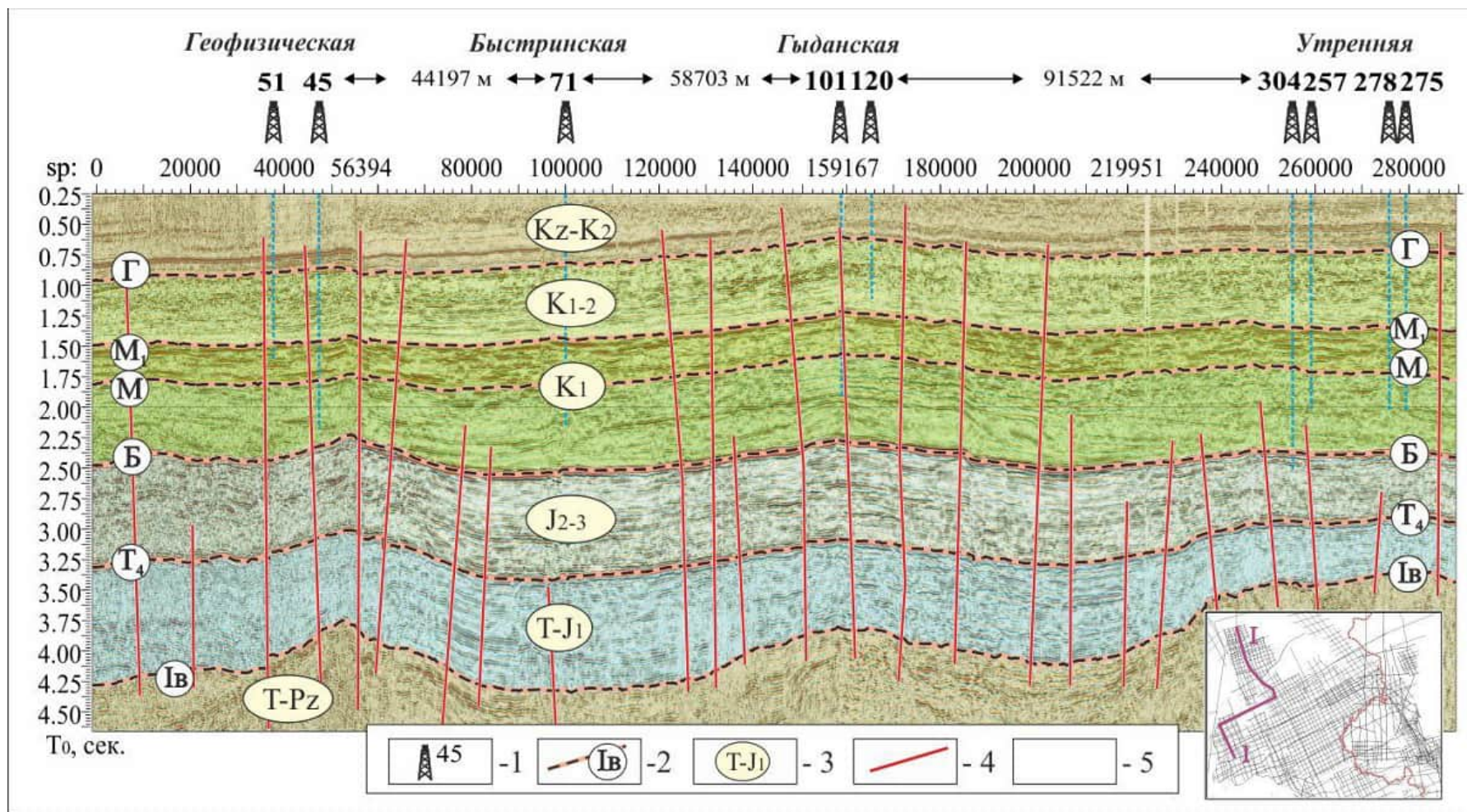


Рисунок 19 – Композитный сейсмогеологический разрез (профили 2285023, 4485042, 4485108, 44830150).

Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – отражающие сейсмические горизонты, 3 – индексы сейсмокомплексов, 4 – разломы, 5 – линия композитного профиля I-I.

2.4. Методика построения структурных карт, структурный анализ

Одной из основных задач сейсморазведки является изучение морфологии и глубины залегания нефтегазоперспективных отложений [Демидович и др., 1991].

Создание интерпретационного проекта

На начальном этапе исследования была создана база сейсмической и геологической информации, сформированная в рамках интерпретационного пакета «The KINGDOM Suite» (Seismic Micro-Technology, США), в котором был выполнен основной объем работы - стратиграфическая привязка и корреляция сейсмических горизонтов, выделение и трассирование тектонических нарушений, расчет динамических параметров и т.д.

Интерпретационный проект включает временные сейсмические разрезы 2D в объеме 15 200 пог. км и данные по 154 скважинам (набором каротажных диаграмм, отбивками стратиграфических границ и границ отдельных пластов, годографами $H(t_0)$).

Стратификация и корреляция отражающих горизонтов

Стратиграфическая привязка отраженных волн, с целью отождествления сейсмических отражений с реальными геологическими границами, выполнена в результате совместного анализа сейсмических разрезов 2D, материалов ГИС, данных СК (ВСП) проведенного в скважинах на Антипаютинской, Геофизической, Ханавейской, Утренней и Тота-Яхинской площадях. Определение стратиграфической приуроченности отражающих горизонтов осуществлялось по результатам анализа данных СК-ВСП непосредственно на рассмотренной территории и в непосредственной близости от нее.

Для визуализации сейсмических данных и корреляции отражающих горизонтов использовался модуль EarthPAK-2D интерпретационного комплекса TheKingdomSuite. Возрастные сеймостратиграфические единицы разреза вы-

делялись по данным фазовой корреляции отражающих горизонтов, которая осуществлялась по системе пересекающихся профилей. В интервалах ухудшения или неоднозначности выделения горизонтов дополнительно использовались динамические преобразования (разрезы мгновенных фаз, мгновенных амплитуд и др.).

В юрской части разреза наиболее устойчивой записью характеризуется отражение T_4 , представленное ярко выраженным отрицательным экстремумом сейсмической записи. Юрские горизонты унаследовано и конформно повторяют отражающий горизонт I_v (подошва тампейской серии), местами динамически слабо выражены, но, в целом, достаточно уверенно коррелируются по отрицательным экстремумам.

В неокомской части разреза по отрицательным фазам сейсмической записи были прокоррелированы отражающие горизонты $N_{мох}$, $N_{чеус}$, $N_{сарм}$, $N_{урен}$, $N_{пим}$, $N_{сеях}$, $N_{арк}$, сопоставленные с наиболее выдержанными глинистыми пачками.

После этапа привязки и корреляции отражающих горизонтов было выполнено построение пликативных карт изохрон и структурных карт по основным отражающим горизонтам (ОГ): I_v – подошва терригенного триаса; B – кровля гольчихинской свиты; M – кровля пласта $ТП_{16}$ танопчинской свиты; M_1 – кровля танопчинской свиты; Γ – кровля марресалинской свиты.

Исходными данными для структурных построений послужили значения времен (t_0) отражающих горизонтов и значения глубин до соответствующих границ по данным бурения скважин. Непосредственно в пределах исследуемой территории находятся 154 скважины, вскрывшие нижнемеловые отложения. Кроме того, использовались данные бурения по скважинам, находящимися за пределами рассмотренной территории. К анализу привлекались материалы по Штормовой, Танамской, Дерябинской, Пеляткинской и другим площадям.

Этап картопостроения включал следующий набор процедур:

- построение карт изохрон;

- построение карт средних и интервальных скоростей;
- построение пликативных вариантов структурных карт;
- выделение на временных разрезах и трассирование по площади разрывных нарушений;
- построение дизъюнктивных структурных карт.

Карты средних и интервальных скоростей

В качестве исходных данных для структурных построений были использованы значения времён отражающих горизонтов, пересчитанные в равномерные сетки и значения соответствующих глубин залегания этих горизонтов в точках скважин, определенные по комплексу ГИС. Для подбора и оценки параметров скоростной модели, связывающей времена сейсмических горизонтов и глубины геологических границ, были использованы данные по 4 скважинам, находящимся в пределах рассмотренного участка. На рассмотренной территории и в окрестностях участка сейсмокаротажные исследования проведены в единичных скважинах: 25-Тота-Яхинская, 11-Антипаютинская, 31-Ханавейская, 274-Утренняя, 6-Дерябинская и 2-Дерябинская. Поэтому при построении карт средних и интервальных скоростей использовались данные полученные методом «обратного каротажа».

После получения данных о средних скоростях в точках скважин были построены зависимости средних скоростей распространения продольных сейсмических волн от времен наблюдения реперных отражающих горизонтов. На рисунке 20 приведены зависимости средних скоростей до отражающих горизонтов Г, М₁ и М, рассчитанных методом обратного каротажа, от абсолютных отметок кровли марресалинской свиты, кровли пластов ТП₁ и ТП₁₆ танопчинской свиты, для которых коэффициенты корреляции составляют, соответственно, 0.9, 0.8 и 0.9.

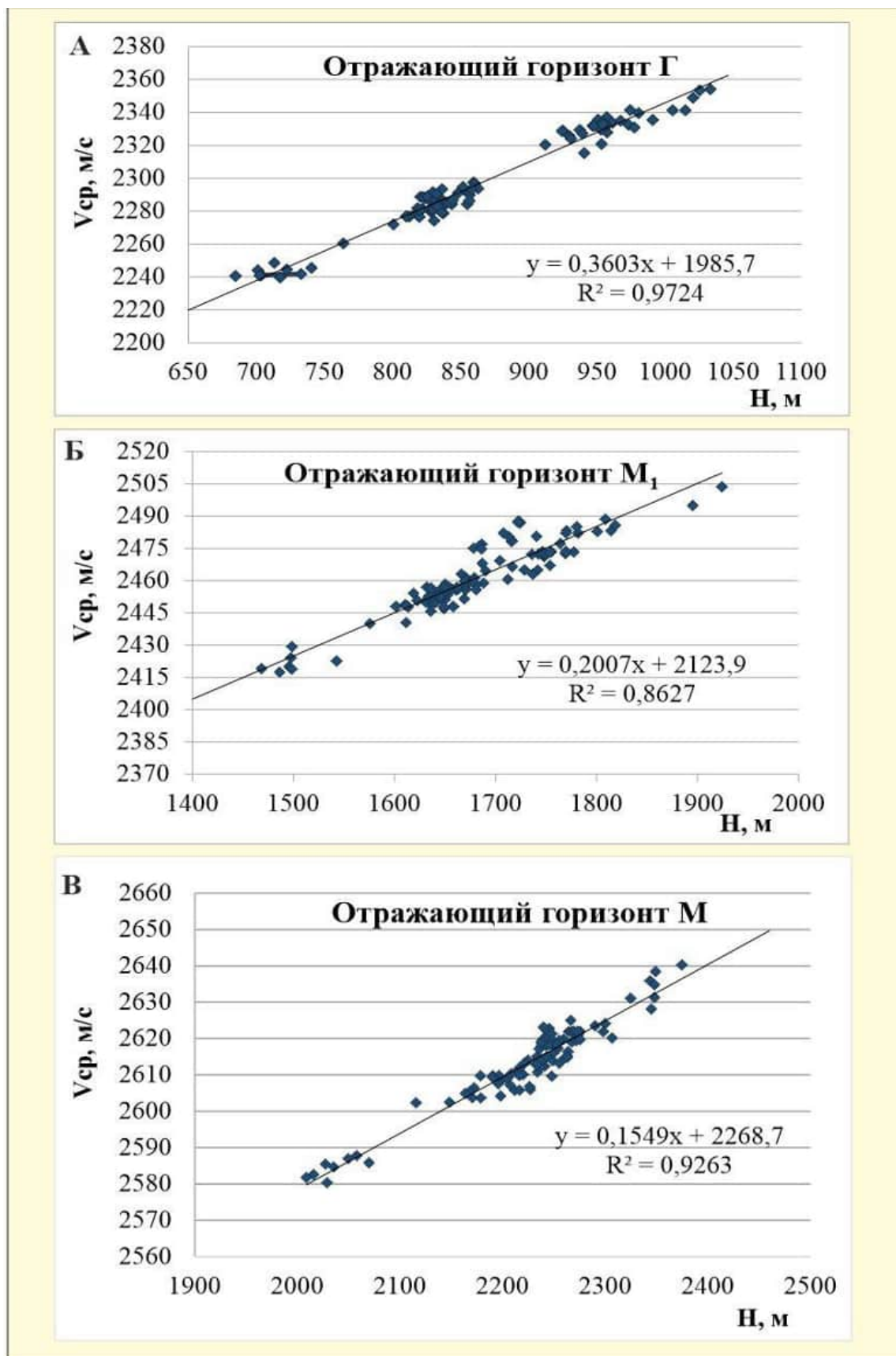


Рисунок 20 – Зависимость средних скоростей распространения продольных сейсмических волн до ОГ Г от абсолютных значений кровли марресалинской свиты (А); до ОГ М₁ от абсолютных значений кровли танопчинской свиты (Б); до ОГ М от абсолютных значений кровли пласта ТП₁₆ танопчинской свиты.

На следующем этапе с использованием полученных уравнений регрессий по отражающим горизонтам карты изохрон были пересчитаны в карты средних скоростей, после чего полученная сеточная модель увязывалась с точными значениями $V_{ср}$ в скважинах.

Аналогичным способом были получены карты интервальных скоростей, при построении которых были построены зависимости между значениями dt_0 между отражающими сейсмическими горизонтами и dH комплексов, определенными по скважинным данным. После карты изохор были трансформированы в карты интервальных скоростей, а затем толщин комплексов.

Пликативные структурные карты

Произведение карт изохрон и карт средних скоростей с учетом единиц измерения и двойного времени пробега сейсмических волн позволило осуществить построение пликативных вариантов структурных карт по реперным отражающим горизонтам на территорию, обеспеченную сейсморазведочными материалами МОГТ.

Меловые отложения в исследуемом регионе вскрыты большим количеством скважин и данных по ним достаточно для построения кондиционных карт средних скоростей и структурных карт по горизонтам Γ , M_1 и M .

Кровля юры на площади исследования вскрыта семью скважинами 43-, 46-, 52-, 55-Геофизические, 130-Гыданская, 279-, 304-Утренняя. Построение результирующей карты глубин залегания отражающего горизонта Б (низы берриаса) выполнено по приведенному годографу.

Отложения китербютской свиты в пределах обеспеченной сейсмикой территории вскрыты только в скважине Гыданская-130.

Построение структурных карт по отражающим горизонтам T_4 (кровля китербютской свиты) и $Iв$ (подошва терригенного триаса) осуществлялось с использованием карт разностей времен наблюдения отражающих, соответственно горизонтов T_4 и Б ($dt(t_0T_4 - t_0Б)$) и $Iв$ и T_4 ($dt(t_0Iв - t_0T_4)$) с постоянными интервальными скоростями 3700 м/сек – для средне-верхнеюрских отложений

и 4000 м/сек – для верхнетриас-нижнеюрских отложений. Сначала были построены карты толщин верхнетриас-нижнеюрских и средне-верхнеюрских отложений, а затем с учетом поверхности горизонта Б, структурные карты по горизонтам Т₄ и Ів.

Для получения более полного представления о геологическом и тектоническом строении исследуемого района полученные детальные структурные карты по опорным сейсмогеологическим реперным уровням были «вшиты» в региональные структурные основы масштаба 1 : 1 500 000, построенные в ПАО «Сибнефтегеофизика» в 2015 году на всю территорию Гыданского полуострова.

Выделение и трассирование разрывных нарушений

Известно, что уверенное выделение разрывных нарушений по площади обеспечивает только сейморазведка 3D. Трассирование линий разрывных нарушений по временным разрезам 2D является непростой задачей из-за невысокой плотности профилей.

Выделение разрывных нарушений выполнено средствами интерпретационного пакета *The Kingdom Suite* на сейсмических профилях 2D. Крупные разрывные нарушения уверенно выделяются по известным сейсмическим критериям, таким, как вертикальное смещение и искривление осей синфазности отражающих горизонтов по разные стороны от разлома, резкое изменение интенсивности отражений в зоне нарушений, понижение частоты сейсмической записи.

При выделении разрывных нарушений привлекались динамические атрибуты сейсмической записи, расчет которых выполнен в модуле Rock Solid интерпретационной системы Kingdom Suite; наиболее информативным атрибутом является мгновенная энергия (Trace Envelope). Для трассирования разломов по площади использовались карты структурных поверхностей, карты изопахит и их производных. Для дифференциации разрывных нарушений по

времени формирования и глубине проникновения привлекались сейсмические разрезы и карты градиентов изопахит (Рисунок 21).

2.5. Методика палеотектонических исследований

Методы палеотектонического анализа широко используются при интерпретации геолого-геофизических материалов с целью поисков и разведки нефтегазовых месторождений.

Метод тектонического анализа – «метод мощностей», впервые предложенный Н.С. Шатским, получил широкое применение в решении практических задач. Примеры применения метода мощностей и его теоретическое обоснование в региональных исследованиях подробно рассмотрены в ряде работ [Белоусов, 1940; Гарецкий, Яншин, 1960; Машкович, 1976; Нейман, 1984 и др.].

Палеотектонический анализ выполняется с целью решения следующих задач [Нейман, 1984]:

- восстановление истории тектонического развития изучаемой территории;
- изучение строения территорий в периоды геологического развития, совпадающие со временем формирования продуктивных горизонтов и с основными этапами формирования и переформирования залежей углеводородов.

В практике поисково-разведочных работ палеотектонический анализ позволяет установить зависимость нефтегазоносности структур от времени их формирования. Так работами прошлых лет было неоднократно показано существование определенной связи между временем формирования антиклинальных структур и их нефтегазоносностью [Конторович и др., 1975, Конторович и др., 2001, 2002, 2011, 2014, 2014а, 2014б, 2016, 2017 и др.].

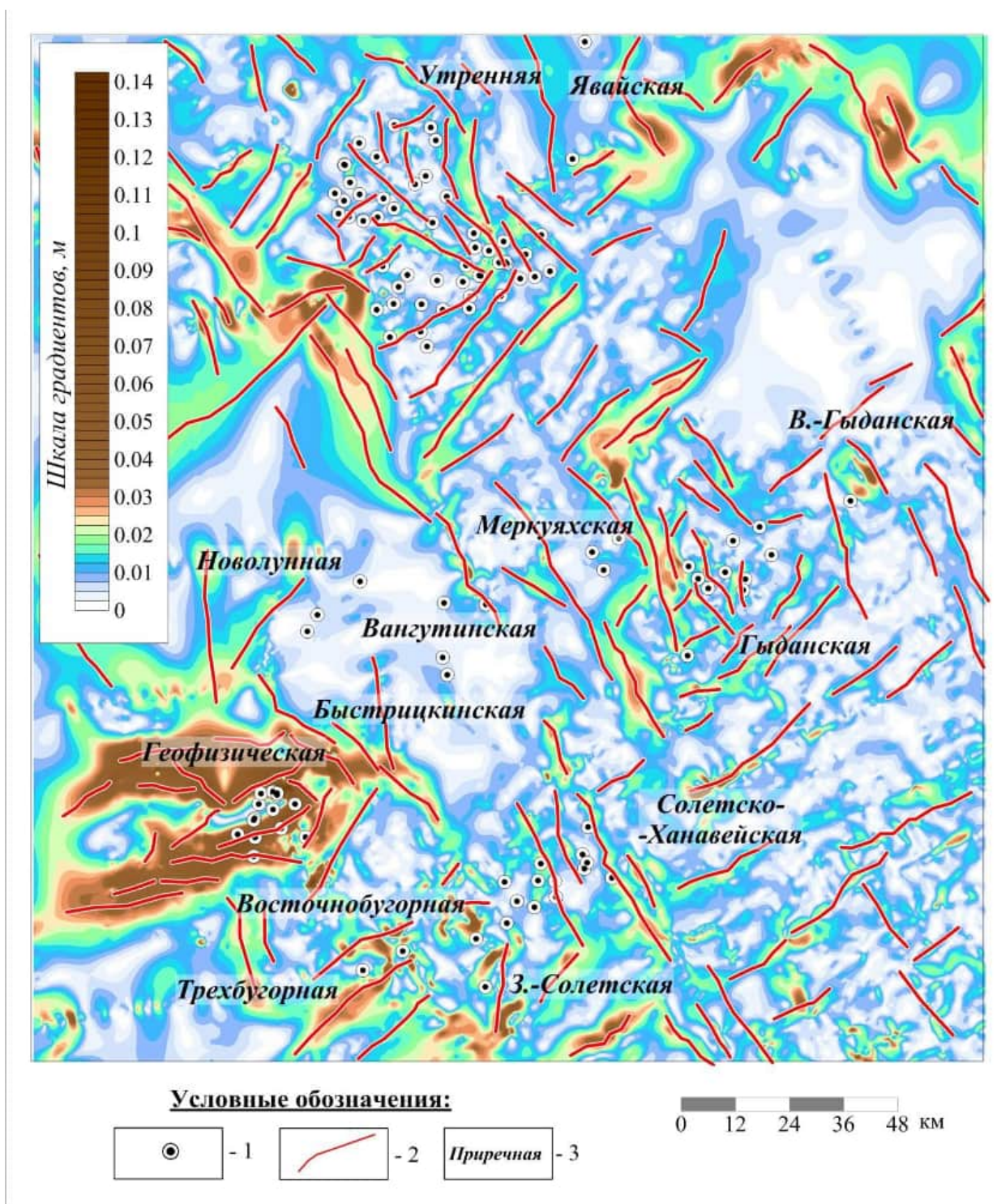


Рисунок 21 – Карта градиентов структурной поверхности гольчихинской свиты и схема распределения раннемеловых разрывных нарушений.

Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – разрывные нарушения, 3 –название площадей.

Результаты палеотектонического анализа в настоящей работе представлены в виде набора карт изопахит пяти сейсмогеологических комплексов, что позволило наглядно отобразить мезозойско-кайнозойскую историю формирования тектонических структур.

При анализе истории тектонического развития исследуемой территории также анализировались структурные карты, временные сейсмические разрезы и палеоразрезы. Расчет карт изохор осуществлялся с использованием пакетов SURFER и GridMaster путем вычитания поверхностей.

При проведении палеотектонического анализа выбор рассматриваемого интервала и конкретных реперов имеет большое значение, т.к. неудачный их подбор может исказить результаты и привести к ошибочным выводам.

В данной работе были использованы карты изопахит среднетриас-юрского, берриас-нижнеаптского, верхнеаптского, альб-сеноманского и постсеноманского сейсмогеологических комплексов. В рамках решения задачи дополнительно были построены карты толщин ниже-, верхнемеловых отложений танопчинской и марресалинской свит.

Построение палеоразрезов осуществлялось в интерпретационном комплексе TheKingdomSuite. На рисунке 22 показан современный временной разрез и четыре палеоразреза, выровненные по кровлям триас-юрских, берриас-нижнеаптских, верхнеаптских и альб-сеноманских сейсмогеологических комплексов, проходящий через Утреннюю, Гыданскую, Ханавейскую, Тота-Яхинскую и Антипаютинскую локальные структуры.

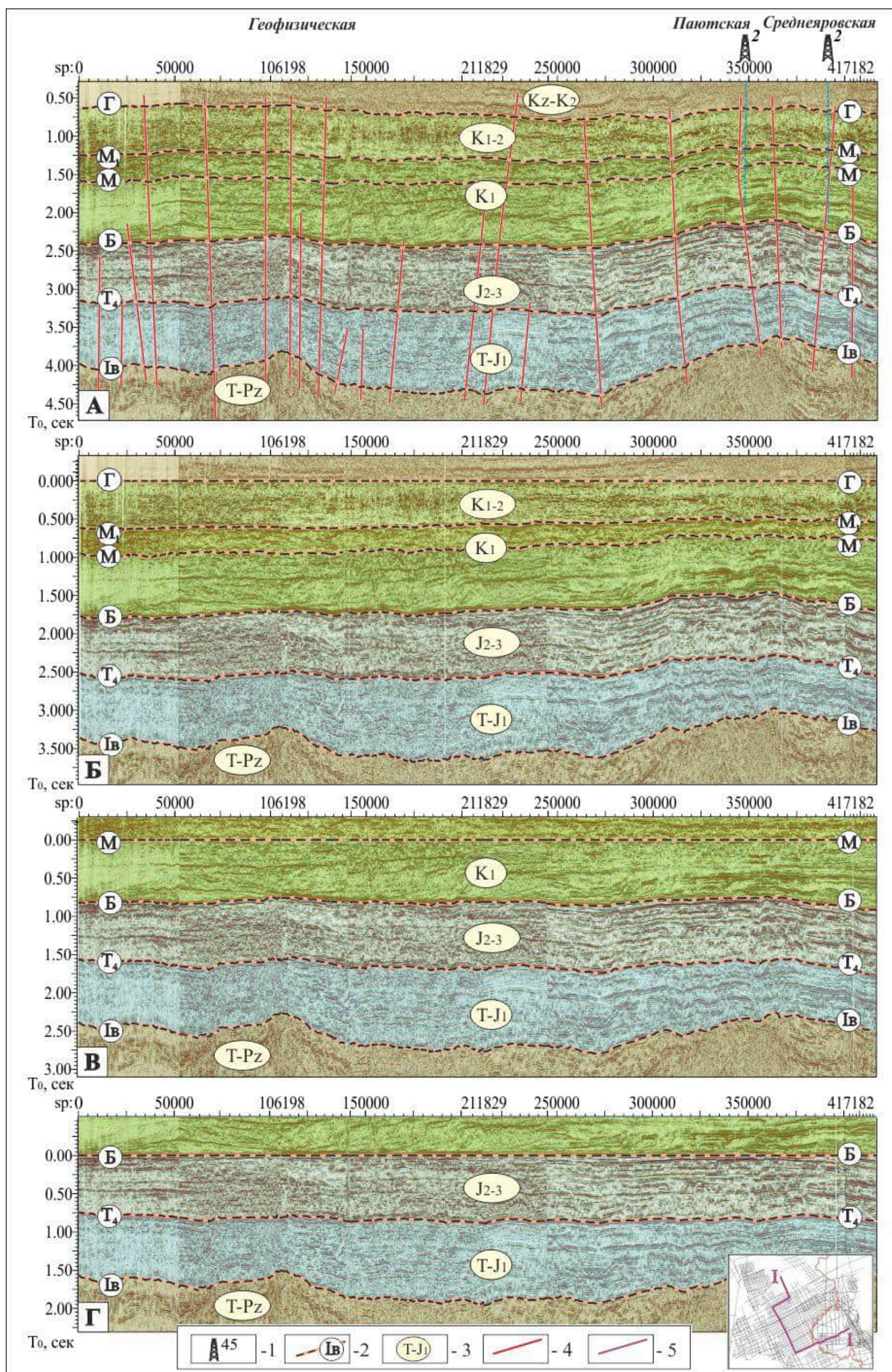


Рисунок 22 –Современный временной разрез отложений (А) и палеоразрезы туронского (Б), аптского (В) и юрского (Г) времени по композитному профилю (профили 2285023, 4485042, 4485108, 44830150).

Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – отражающие сейсмические горизонты, 3 – индексы сейсмокомплексов, 4 – разломы, 5 – линия композитного профиля I-I.

2.6. Сейсмофациальный и динамический анализ

Палеотектонический анализ на практике сопровождается параллельным анализом общей фациальной изменчивости исследуемого геологического объекта.

Сейсмофация является вторым главным объектом сеймостратиграфических исследований и подобно сейсмокомплексу рассматривается как трехмерное геологическое тело [Шлезингер, 1998].

Сейсмофация – трехмерное пространство сейсмического волнового поля с определенным набором динамических параметров, таких как: амплитуда, частота, непрерывность, конфигурация и т. д. [Сейсмическая стратиграфия, 1985]. Каждый такой параметр несет определенную информацию о геологическом строении изучаемого интервала разреза. Конфигурация отражений связана с основными характеристиками напластования, непрерывность отражений – с непрерывностью пластов, амплитуда характеризует акустическую жесткость пласта и т.д. Таким образом, под сейсмофациальным анализом понимается описание параметров волнового сейсмического поля и его геологическая интерпретация.

Один из постулатов сеймостратиграфии гласит, что по визуальному анализу рисунка сейсмической записи в комплексе с данными бурения и ГИС можно прогнозировать фациальный облик и вещественный состав осадочных толщ [Волож и др., 1994].

Сейсмофации могут быть разделены по морфологии (параллельные, субпараллельные, волнистые, бугристо-волнистые, линзовидные и т.д.), по амплитудно-частотным качественным (низко-, средне-, высокоамплитудные и т.д.) и количественным (в у.е., Гц и т.д.) характеристикам. Анализ распределения амплитудно-частотных характеристик, как качественных, так и количественных, получил название динамического анализа.

В данной работе по временным разрезам в программном пакете EarthPAK-2D интерпретационного комплекса TheKingdomSuite по целевым

горизонтам были рассчитаны карты амплитудных параметров волновых полей, которые использовались для прогнозирования геологического разреза и выявления зон, перспективных для формирования коллекторов.

Важным направлением при решении прогнозной задачи является математическое моделирование волновых полей, которое позволяет выяснить геологическую природу выделяемых на реальных разрезах рисунков сейсмической записи и аномалий волновых полей [Вербицкий, 1985; Гельфанд, 1977; Гогоненков, 1972; Трапезникова, 1982; Трусков, 1982, Шерифф, 1987; Демидович и др., 1991; Конторович, 1992а, 1992б, 2002 и др.].

Глава 3

СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РЕГИОНА

3.1. Сейсмогеологическая характеристика исследуемого района

Геологическая интерпретация временных разрезов проводилась в программном пакете EarthPAK-2D интерпретационного комплекса TheKingdomSuite (SeismicMicro-Technology, Inc.).

Разрез мезозойско-кайнозойских отложений северо-востока Западной Сибири по характеру волновой картины и наличию сейсмических реперов можно разделить на серию сейсмогеологических мегакомплексов, отвечающих крупным этапам геологического развития территории [Конторович, 2009] (Рисунок 23).

3.1.1. Характеристика реперных отражающих горизонтов

Анализ временных разрезов позволяет выделить в мезозойско-кайнозойском осадочном чехле исследуемой территории пять реперных динамически выраженных отражающих горизонтов: Г, М₁, М, Б, Iv (Рисунок 23, см. таблицу 3).

Отражающий горизонт Iv приурочен к подошве терригенного триаса, залегающего в основании мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. На отдельных участках отражающий горизонт динамически слабо выражен, но в целом достаточно уверенно поддается корреляции по сейсмическим разрезам.

Отражающий горизонт Б формируется на кровле гольчихинской свиты, датируемой верхами волжского яруса - низами берриаса. На временных разрезах ОГ Б выделяется как динамически выдержанная отражающая граница, которая прослеживается по интенсивному отрицательному экстремуму сейсмической записи, расположенному между двух амплитудно-выраженных максимумов. Горизонт характеризуется динамической выразительностью, обладает высоким энергетическим уровнем, надежно коррелируется на временных разрезах и является основным сейсмическим репером на территории Западной Сибири.

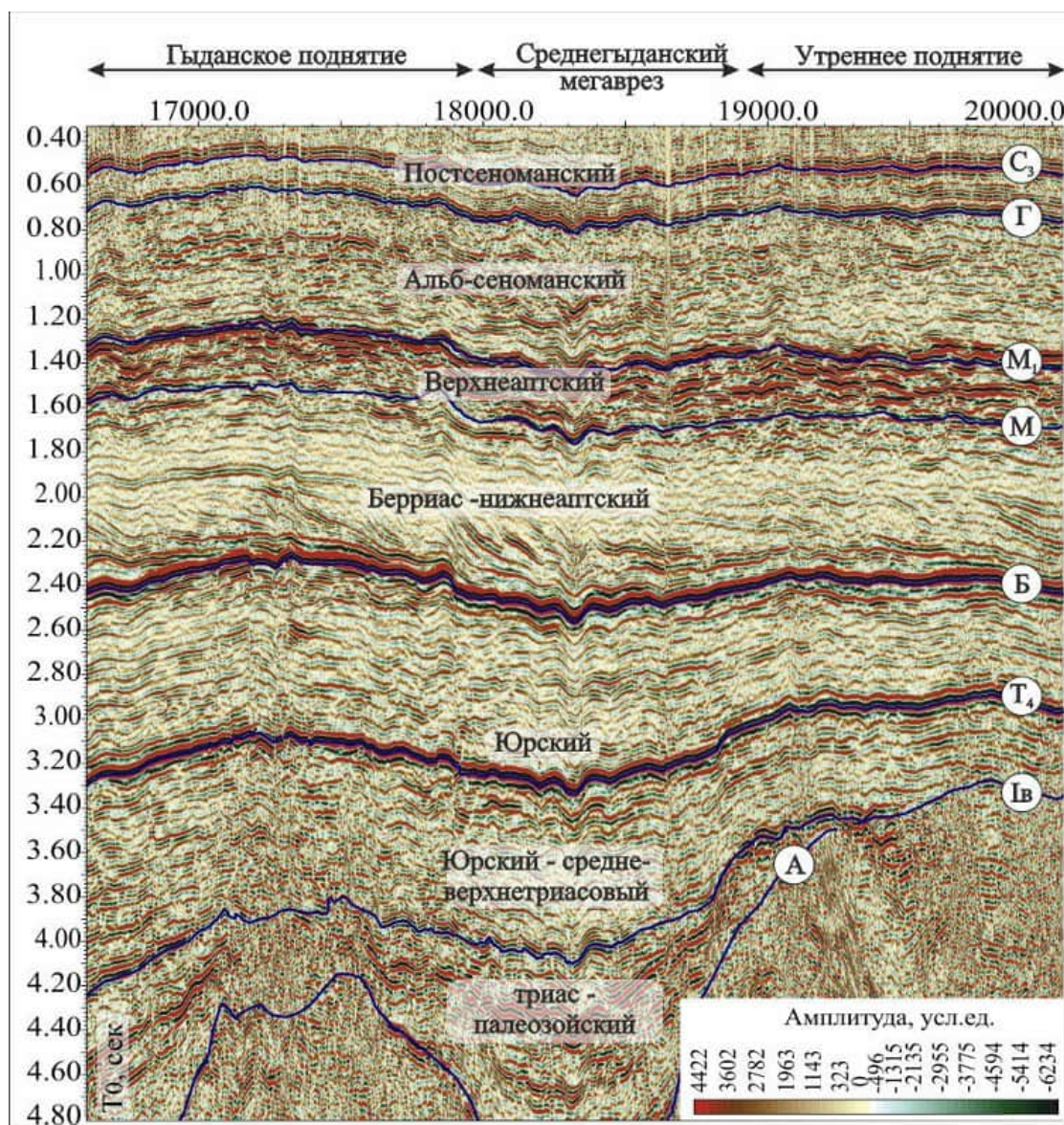


Рисунок 23 – Сейсмогеологические комплексы, выделенные по профилю 108_R.

Отражающий горизонт М приурочен к нейтинской глинистой пачке (аналог кошайской пачки), залегающей в кровле неокома; отражающий горизонт М₁ контролирует кровлю танопчинской свиты (кровля пласта ТП₁, кровля апта). ОГ М и М₁ приурочены к отрицательным экстремумам сейсмической записи, приуроченным к верхней и нижней частям динамически выраженного высокоамплитудного интервала сейсмического разреза.

Горизонты имеют переменную интенсивность и динамическую выразительность, и их однозначная фазовая корреляция бывает затруднена в силу перераспределения энергии сейсмической записи между отдельными фазами цугов сейсмиче-

ских колебаний. В тоже время на исследуемой территории горизонты М и М₁ достаточно надежно прослеживаются на временных разрезах и позволяют осуществлять кондиционные структурные построения.

Отражающий горизонт Г приурочен к кровле марресалинской свиты и, наряду с горизонтом Б, является одним из наиболее надежных сейсмических реперов в Западной Сибири. Горизонт Г, характеризующий рельеф кровли регионально газоносного на севере бассейна сеноманского комплекса, обладает высоким энергетическим уровнем и динамической выразительностью. На исследуемой территории в северо-восточном направлении, в направлении обрамления Западно-Сибирской плиты по мере воздымания рельефа интенсивность и динамическая выразительность горизонта падает.

3.1.2. Сейсмогеологические мегакомплексы

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции традиционно выделяют 4 сейсмогеологических мегакомплекса [Конторович и др., 2018б], которые по объему совпадают с основными осадочными, нефтегазоперспективными мегакомплексами: триас-юрский, берриас-нижнеаптский (неокомский), апт-альб-сеноманский и турон-кайнозойский (постсеноманский).

Триас-юрский мегакомплекс на временных разрезах контролируется отражающими горизонтами Iв в подошве и Б в кровле. В Гыданской НГО триас-юрский мегакомплекс залегает на палеозойских платформенных отложениях, ниже которых на временных разрезах фиксируется хаотический рисунок сейсмической записи, отвечающий дислоцированным образованиям древнего фундамента (см. рисунок 23).

На севере Западной Сибири в основании мезозойско-кайнозойского осадочного чехла залегает терригенный триас, в составе которого выделены пурская, варенгаяхинская и витютинская свиты, объединяемые в тампейскую серию, сложенную песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Выше по разрезу залегают отложения юры, которые на исследуемой территории формировались в континентальных, прибрежно-морских и мелководно-

морских условиях и представлены зимней, левинской, шараповской, китербютской, надояхской, лайдинской, вымской, леонтьевской, малышевской и гольчихинской свитами.

Близкие литолого-акустические характеристики предопределяют отсутствие реперного сейсмического отражения на границе между триасовыми и перекрывающими их юрскими отложениями. На временных сейсмических разрезах весь триас-юрский сейсмогеологический мегакомплекс характеризуется переменнo-амплитудной субпараллельной сейсмофацией. Внутри мегакомплекса надежно прослеживается приуроченный к кровле китербютской свиты отражающий горизонт T_4 , который позволяет разделить мегакомплекс на два комплекса триас-нижнеюрский и средне-верхнеюрский. Горизонт T_4 обладает высоким энергетическим уровнем и является одним из наиболее надежных сейсмических реперов на севере Западной Сибири.

Берриас-нижнеаптский (неокомский) мегакомплекс на территории исследования представлен ахской свитой и нижней частью танопчинской свиты. Мегакомплекс контролируется отражающим горизонтом Б в подошве и М - в кровле.

На большей части Западно-Сибирского бассейна и, в частности, на рассматриваемой территории неокомские отложения представлены двумя толщами. Нижняя часть комплекса характеризуется клиноформным строением с косослоистым рисунком сейсмической записи; верхняя шельфовая часть мегакомплекса отвечает толще пород, залегающей субпараллельно нейтинской пачке. Эта часть неокомского разреза характеризуется переменнo-амплитудной субпараллельной сейсмофацией, при этом выделяемые здесь отражения прослеживаются квазипараллельно горизонту М, несколько погружаясь в северо-западном направлении.

Апт-альб-сеноманский мегакомплекс, в котором на территории провинции сконцентрированы основные запасы газа на сейсмических разрезах контролируется отражающими горизонтами М в подошве и Г в кровле. На крайнем севере Западной Сибири, в Ямальской и Гыданской НГО в низах альба залегают яронгская (ханты-мансийская) глинистая пачка, которая позволяет разделить апт-альб-

сеноманский мегакомплекс на два регионально-газоносных комплекса – верхне-аптский и альб-сеноманский.

Верхнеаптский комплекс в пределах Гыданского п-ва представлен верхней частью танопчинской свиты, сложенной переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. На временных разрезах мегакомплекс контролируется отражающими горизонтами М в подошве и М₁ в кровле.

Мегакомплекс характеризуется аномально высокими для меловых отложений амплитудами сейсмической записи. Несмотря на то, что устойчивые, прослеживаемые на значительных расстояниях отражающие горизонты внутри аптского сейсмокомплекса отсутствуют, выделяемые здесь цуги неустойчивых по латерали сейсмических колебаний обладают чрезвычайно высоким энергетическим уровнем. В работах многих исследователей отмечалось, что на севере Западной Сибири одним из источников сухого биогенного газа-метана являются аптские углистые пласты [Ермаков и др, 1976; Конторович и др., 2013; Кругликов и др., 1980; Вышемирский, Конторович, 1998]. Вероятно, именно с обладающими аномально-низкими акустическими характеристиками углистыми пластами связан высокоамплитудный рисунок сейсмической записи аптского комплекса.

Альб-сеноманский комплекс в пределах исследуемой территории представлен яронгской и марресалинской свитами, которые сложены чередующимися песчаниками, алевролитами, аргиллитами и глинами, формировавшимися в преимущественно континентальных условиях. На временных разрезах альб-сеноманский мегакомплекс характеризуется переменнo-амплитудным субпараллельным рисунком сейсмической записи. Основание мегакомплекса контролируется ОГ М₁, кровля – ОГ Г.

Турон-кайнозойский (постсеноманский) мегакомплекс представлен преимущественно морскими глинистыми толщами кузнецовской, березовской, ганькинской свит и кайнозойскими отложениями. К подошве мегакомплекса приурочен отражающий горизонт Г, внутри мегакомплекса выделяется серия устойчивых ОГ, прослеживаемых субпараллельно горизонту Г.

3.2. Структурная характеристика исследуемого района

На исследуемой территории интерес в отношении нефтегазоносности представляют структуры, выделенные в рельефах кровли юры и меловых стратиграфических уровней [Конторович и др., 2017].

Структурная характеристика юрских горизонтов

Выше было отмечено, что в тектоническом плане район исследований расположен, главным образом, в Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизе, захватывает юго-восточную часть Ямало-Гыданской мегаседловины, на северо-востоке и востоке расположены Северо-Гыданский и Гыданский мегавыступы.

Структурный план отражающего горизонта Iв характеризует рельеф подошвы мезозойско-кайнозойского осадочного чехла; абсолютные глубины залегания подошвы терригенного триаса изменяются от 5600 м на Утренней площади, расположенной в южной части Ямало-Гыданской мегаседловины, на северо-западе исследуемой территории, до 9000 м в районе Тадебеяхинской мегавпадины, осложняющей Антипаютинско-Тадебеяхинскую мегасинеклизу (Рисунок 24).

В рельефе подошвы терригенного триаса фиксируется региональное погружение территории в южном направлении. При этом между Геофизическим и Утренним поднятиями на севере и Геофизическим валом на юге выделяется вытянутая в северо-западном направлении депрессионная зона, осложненная серией контрастных впадин.

В восточной части исследуемой территории расположено Гыданское куполовидное поднятие, к востоку от которого находится Восточно-Гыданское локальное поднятие. В рельефе горизонта Iв структуры оконтурены на абсолютной

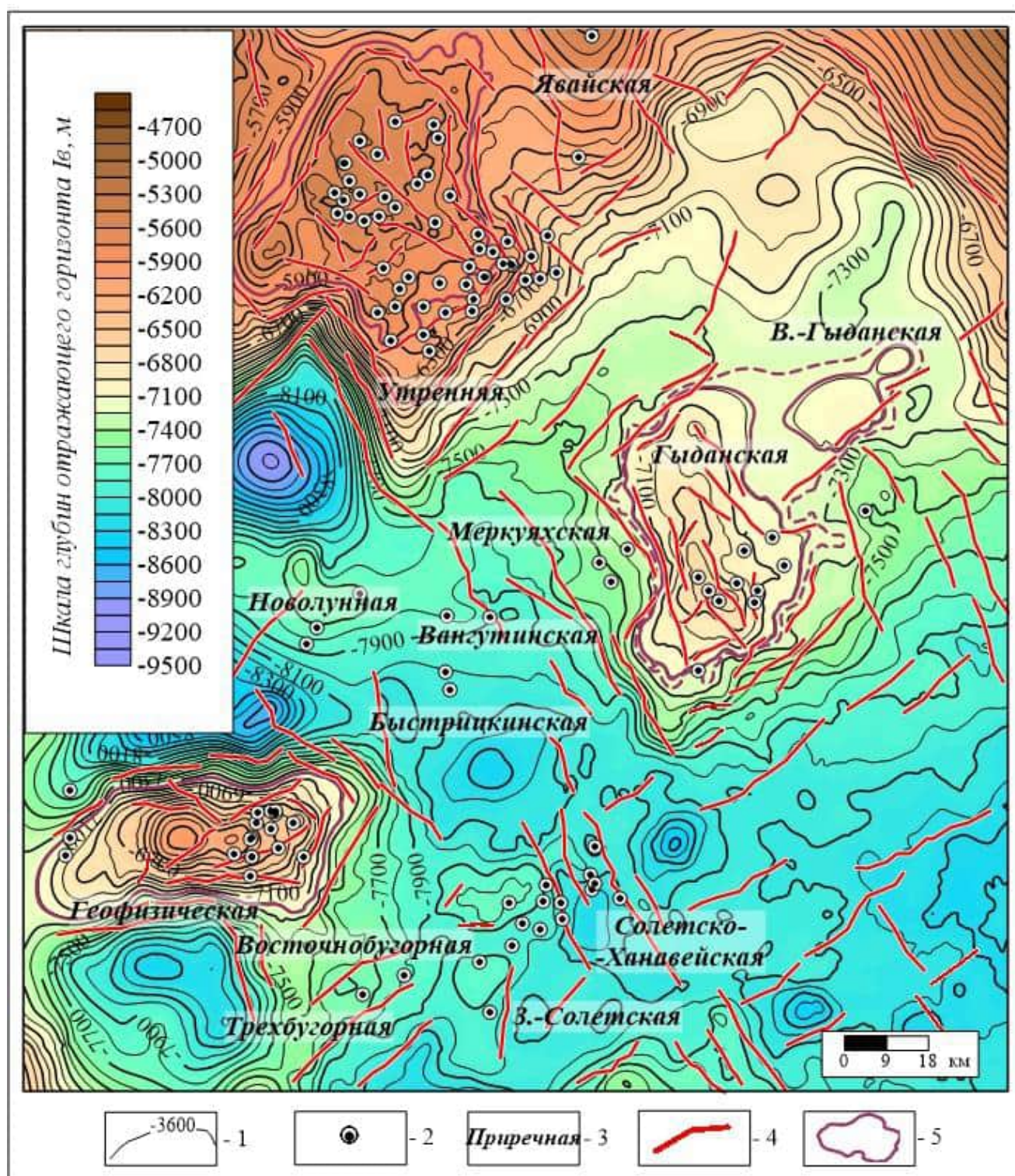


Рисунок 24 – Структурная карта по отражающему горизонту *Iv* (подошва терригенного триаса).

Условные обозначения: 1–изогипсы отражающего горизонта *Iv*, 2 – скважины поисковые и разведочные, 3 –название площадей, 4 – разрывные нарушения, 5 – структуры III-IV порядка.

отметке -7210 м; площади поднятий составляют, соответственно, 1575 и 270 км², амплитуды - 435 и 75 м. На абсолютной глубине 7250 м Гыданское и Восточно-Гыданское поднятия объединены в более крупный замкнутый тектонический элемент.

На северо-западе района исследований находится Утреннее куполовидное поднятие, которое в рельефе горизонта Ів имеет изометричную форму и контролируется изогипсой -6000 м; площадь структуры составляет 2325 км², амплитуда - 425 м.

Расположенный в юго-западной части района Геофизический вал в структурном плане подошвы терригенного триаса вытянут в широтном направлении и осложнен двумя куполами. Структура контролируется изолинией, проведенной на абсолютной отметке -7210 м, имеет площадь 1515 км² и амплитуду 930 м.

Структурный план отражающего горизонта Б (Рисунок 25) отображает рельеф кровли гольчихинской свиты, залегающей в верхней части юрских отложений. Структурные планы кровли и подошвы триас-юрского мегакомплекса в значительной мере подобны, но характеризуются и рядом отличий. В рельефе кровли юры четко проявляется региональное погружение территории в юго-западном направлении от полуострова Таймыр к осевой части Западно-Сибирского бассейна. При этом наиболее высокие абсолютные отметки кровли триас-юрского мегакомплекса, составляющие 3000 м, фиксируются не в районе Утренней структуры, а на северо-востоке исследуемой территории, в зоне, примыкающей к Предтаймырской мегамоноклизе. Наиболее погруженная зона, где абсолютные глубины залегания кровли юры достигают 4000 м, остается на западе, в осевой части Тадебеяхинской мегавпадины.

В структурном плане кровли триас-юрского мегакомплекса также выделяются три крупных поднятия, разделенных погруженными зонами. Расположенные на северо-западе Утреннее куполовидное поднятие и юго-западе исследуемой территории Геофизический вал практически не меняют своих очертаний и площадей, но теряют в контрастности. В структурном плане этой

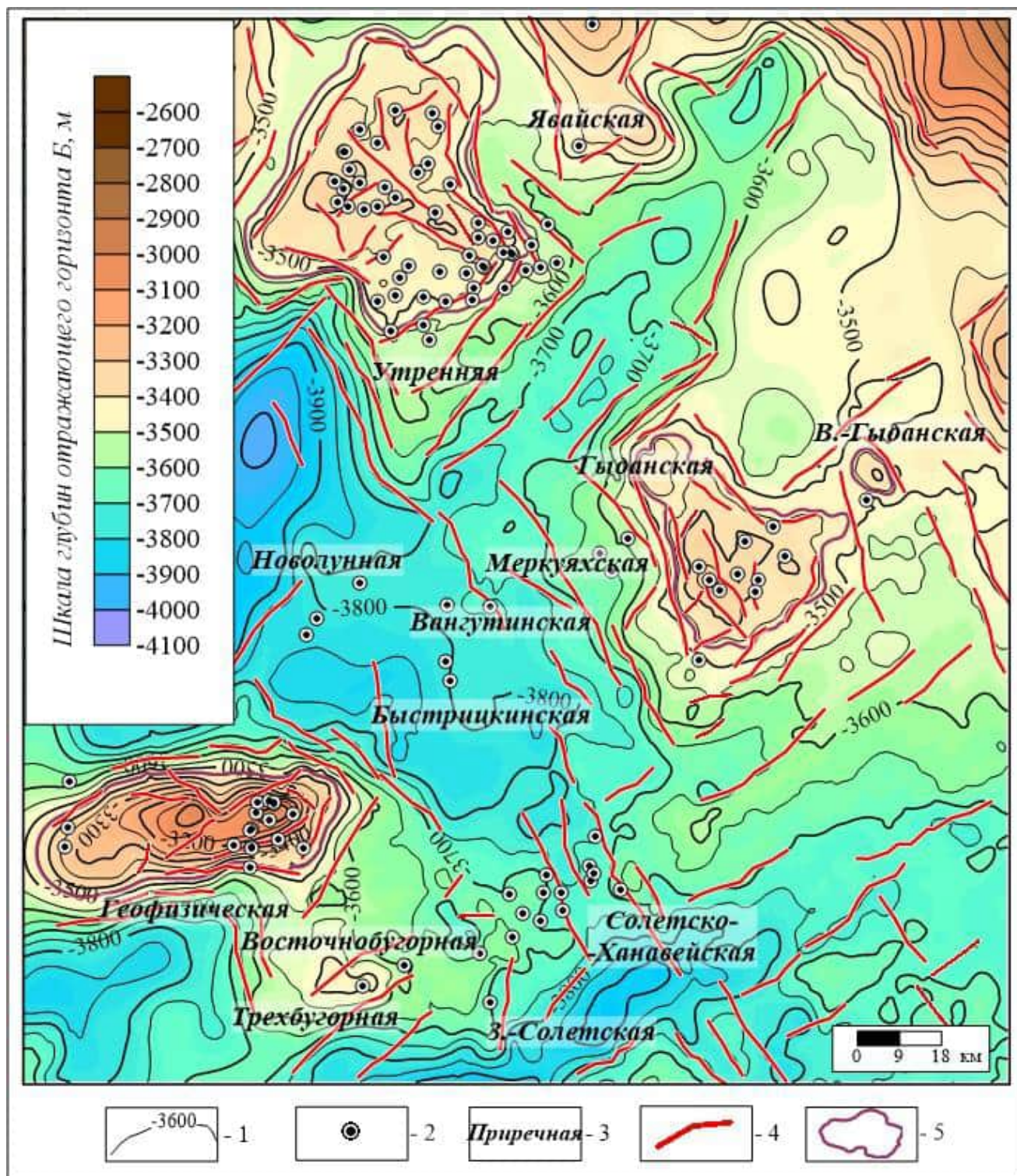


Рисунок 25 – Структурная карта по отражающему горизонту Б (кровля гольчихинской свиты).

Условные обозначения: 1 – изогипсы отражающего горизонта Б; 2 – скважины поисковые и разведочные; 3 – название площадей; 4 – разрывные нарушения; 5 – структуры III-IV порядка.

поверхности Утреннее поднятие контролируется изогипсой -3530 м и имеет площадь 2430 км² при амплитуде 150 м, Геофизический вал оконтурен на абсолютной глубине 3455 м, площадь структуры составляет 1560 км², амплитуда - 430 м.

На расположенной в восточной части рассматриваемого района Гыданской площади структурная обстановка меняется более существенно. В рельефе кровли юрского мегакомплекса между Утренним и Гыданским поднятиями выделяется вытянутый в северо-восточном направлении линейный прогиб – Центрально-Таймырский мегаврез. При этом к юго-востоку от этой линейной депрессии формируется вытянутая полузамкнутая положительная структура Гыданский межавыступ, в пределах которого глубина залегания кровли юры регионально уменьшается в направлении северо-восточного обрамления Западно-Сибирской плиты. В структурном плане горизонта Б осложняющие межавыступ Гыданское куполовидное поднятие и Восточно-Гыданский купол оконтурены на абсолютной отметке - 3465 м и не объединены в единый замкнутый тектонический элемент. Гыданское поднятие имеет площадь 1250 км² при амплитуде 125 м, площадь Восточно-Гыданского купола составляет 105 км², амплитуда – 50 м.

В целом от подошвы к кровле юры рельеф центральной части Гыданской НГО существенно выполаживается. Если в структурном плане подошвы триас-юрского мегакомплекса перепад отметок составлял 3900 м, то в рельефе кровли юры не превышает 1000 м. Одновременно вверх по разрезу уменьшается и контрастность Утреннего, Геофизического и Гыданского поднятий.

Выше было отмечено, что в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции отражающий горизонт Б является наиболее надежным сейсмическим репером и, начиная с середины 50-х годов прошлого столетия поверхность кровли юры является базовой для построения тектонических схем и карт Западно-Сибирского бассейна [Конторович и др., 2017].

В рамках проведенных исследований на базе выполненных детальных структурных построений была несколько уточнена и детализирована тектоническая карта центральной части Гыданского п-ва (Рисунок 26).



Рисунок 26 – Структурно-тектоническая карта юрского структурного яруса (на основе тектонической карты юрского мегакомплекса арктических областей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Конторович и др., 2017]).

Условные обозначения: 1– изогипсы отражающего горизонта Б; 2 - 4 – номера тектонических элементов; 3 – границы структур III-IV порядков; структуры: 4 – 0 порядка; 5 – моноклинали; 6 – надпорядковые; 7 – I-II порядков; 8 – III-IV порядков; отрицательные структуры: 10 – I порядка; 11 – II порядка.

Структурные карты по отражающим горизонтам М, М₁ и Г отображают рельефы неокомского, верхнеаптского и альб-сеноманского мегакомплексов (Рисунок 27-29). В целом, тенденции, отмеченные при характеристике триас-юрских поверхностей, находят отражение и в рельефах этих горизонтов.

Все меловые поверхности, подобно кровле юры, регионально погружаются в юго-западном направлении - от Предъенисейской мегамоноклизы к наиболее погруженным частям Тадебеяхинской мегавпадины. При этом вверх по разрезу рельеф территории продолжает нивелироваться. Абсолютные отметки кровли неокома изменяются в диапазоне от -1700 м до -2750 м, перепад глубин составляет 1050 м; кровли аптского мегакомплекса от -1190 до -2150 м, перепад – 960 м; кровли сеномана от -400 до -1350 м, перепад – 950 м.

Одновременно вверх по разрезу существенно меняются очертания и уменьшаются площади и амплитуды антиклинальных структур, в первую очередь Утреннего и Гыданского поднятий.

Утренняя структура в рельефах отражающих горизонтов М и М₁ разделяется на Южно-Утреннее и Северо-Утреннее поднятия. Наиболее крупное Южно-Утреннее поднятие в структурных планах кровли и подошвы аптского мегакомплекса имеет V-образную форму; Северо-Утренний купол изометричен и несколько вытянут в широтном направлении. При этом в рельефах кровли неокома и апта (горизонт М и М₁) площадь Южно-Утренней структуры составляет, соответственно, 1050 и 1090 км², амплитуда поднятия уменьшается до 55-65 м.

Вверх по разрезу рельеф Утренней площади продолжает выполаживаться. В структурном плане горизонта Г на юге площади расположено вытянутое в широтном направлении Южно-Утреннее поднятие, площадь которого сокращается до 276 км², амплитуда падает до 12 м. В центральной и северной частях площади выделяется серия небольших по размеру малоамплитудных куполов. В частности, площадь Северо-Утреннего купола не превышает 70 км², а амплитуда - 5 м.

Гыданское поднятие и расположенный к востоку от него Восточно-Гыданский купол вверх по разрезу также существенно теряют в размерах и амплитуде. Площадь Гыданского поднятия в рельефах горизонтов М, М₁ и Г

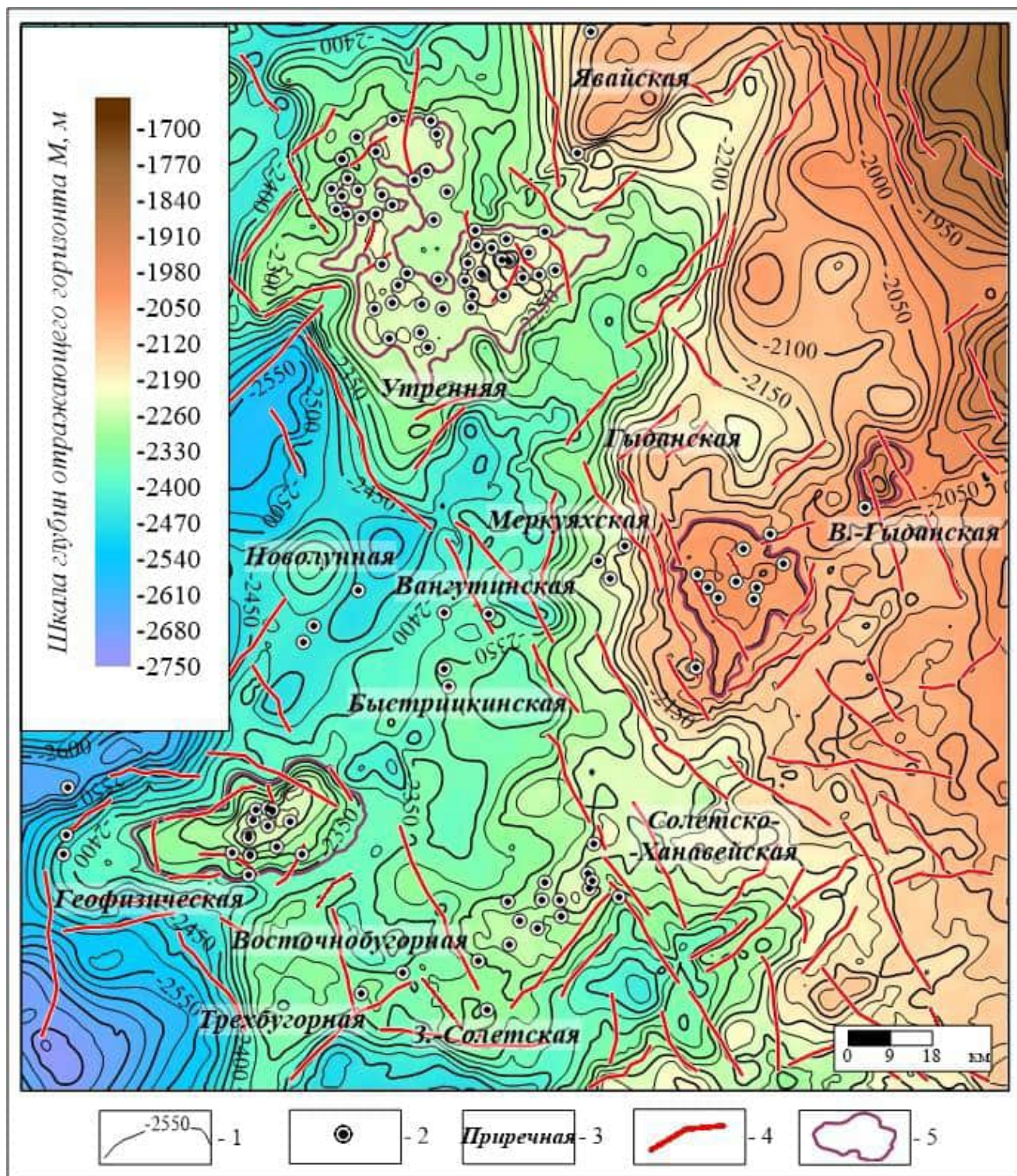


Рисунок 27 – Структурная карта по отражающему горизонту М (кровля пласта ТП₁₆ танопочинской свиты).

Условные обозначения: 1– изогипсы отражающего горизонта М, 2 – скважины поисковые и разведочные, 3 –название площадей, 4 – разрывные нарушения, 5 – структуры III-IV порядка.

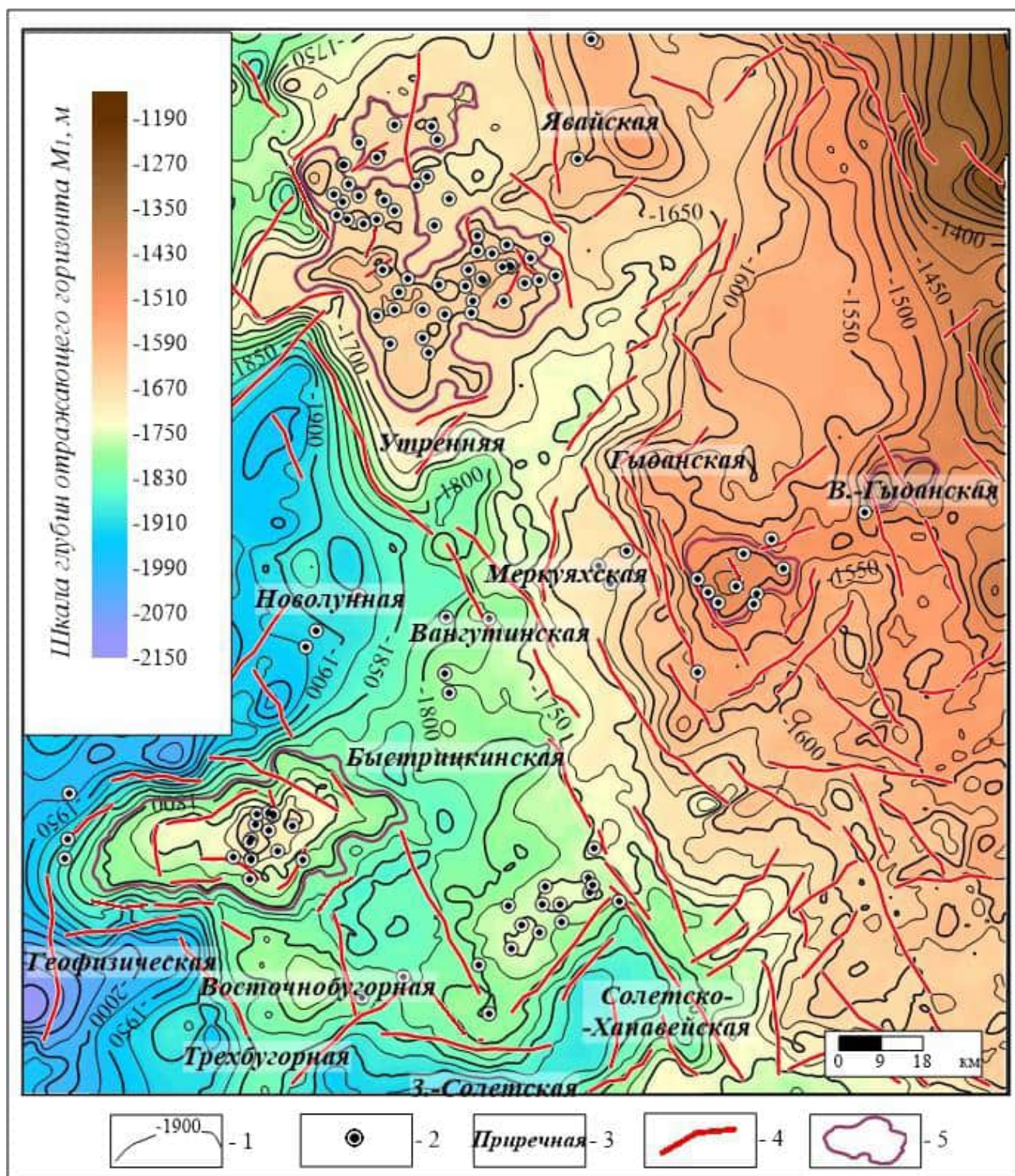


Рисунок 28 – Структурная карта по отражающему горизонту M_1 (кровля танопчинской свиты).

Условные обозначения: 1– изогипсы отражающего горизонта M_1 , 2 – скважины поисковые и разведочные, 3 – название площадей, 4 – разрывные нарушения, 5 – структуры III-IV порядка.

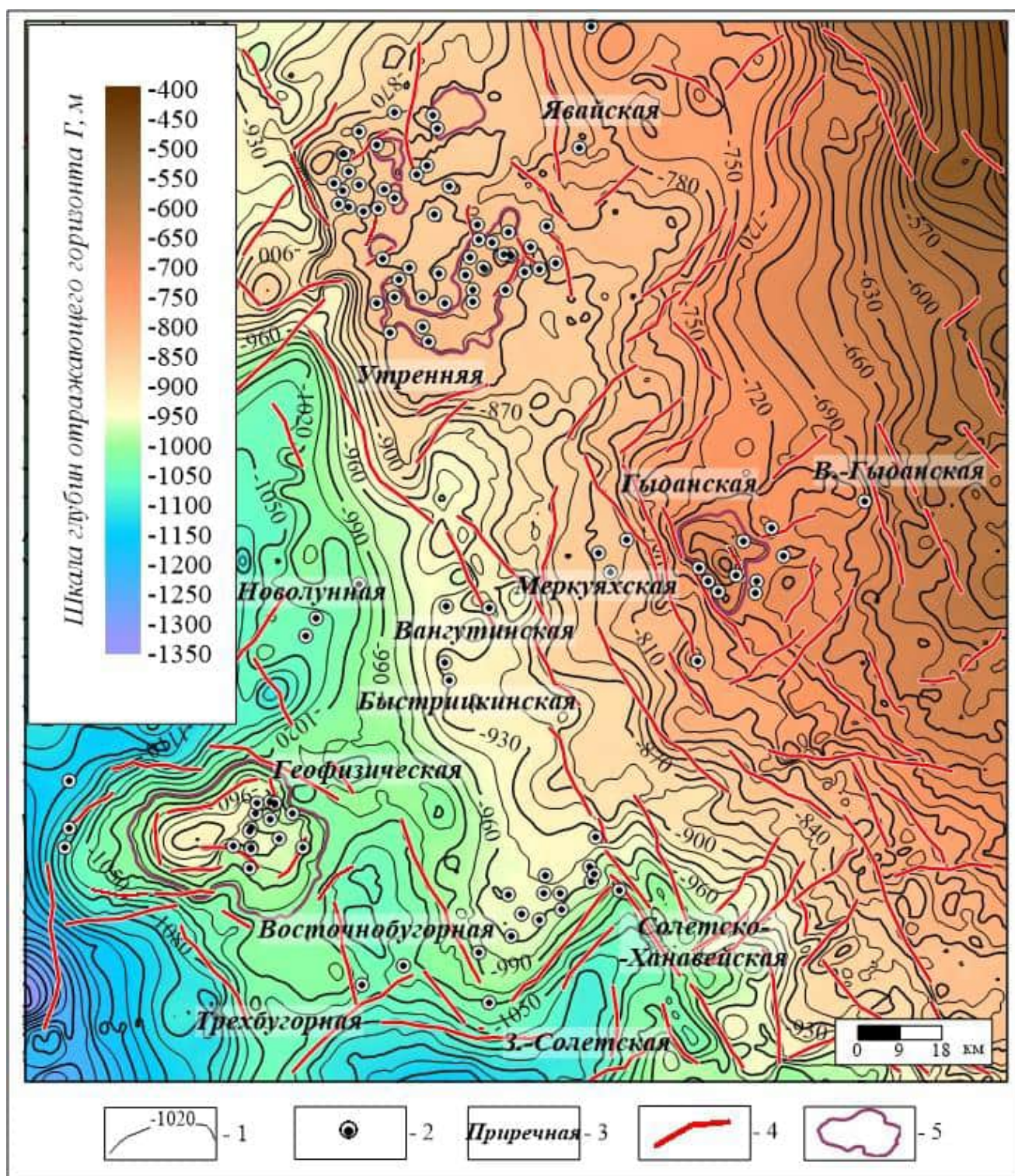


Рисунок 29 – Структурная карта по отражающему горизонту Г (кровля марресалинской свиты).

Условные обозначения: 1– изогипсы отражающего горизонта Г, 2 – скважины поисковые и разведочные, 3 – название площадей, 4 – разрывные нарушения, 5 – структуры III-IV порядка.

составляет, соответственно, 565, 550 и 215 км², амплитуды структуры - 50, 45 и 35 м. Восточно-Гыданский купол выделяется в структурных планах горизонтов М и М₁ и отсутствует в рельефе кровли сеномана.

Геофизический вал, расположенный в юго-западной части исследуемой территории, в структурных планах меловых горизонтов практически не меняет своих очертаний, но существенно теряет в амплитуде. От кровли юры к кровле сеномана амплитуда поднятия уменьшается в 5 раз с 430 до 85 м.

Подводя итог проведенных исследований, отметим наиболее важные моменты:

1. Структурные планы всех мезозойских реперных стратиграфических уровней в значительной мере подобны. В рельефах кровли триас-юрского, неокомского, аптского и альб-сеноманского мегакомплексов отмечается региональное погружение территории в юго-западном направлении, от северо-восточного обрамления Западно-Сибирской плиты (полуостров Таймыр) к наиболее погруженной части Тадебеяхинской мегавпадины, осложняющей Антипаютинско-Тадебеяхинскую мегасинеклизу.

2. В рельефах кровли юры и меловых горизонтов Утреннее и Гыданское куполовидные поднятия, расположенные, соответственно, в юго-восточной части Ямало-Гыданской мегаседловины и в северо-восточной части Гыданского мега-выступа, отделены линейной полузамкнутой депрессией - Центральнотаймырским мега-врезом.

3. Все крупные положительные структуры Гыданской НГО приурочены к эрозионно-тектоническим выступам фундамента. Вверх по разрезу размеры и амплитуды Утренней и Гыданской структур существенно уменьшаются; Геофизический вал в рельефах всех мезозойско-кайнозойских горизонтов сохраняет форму и размеры, но существенно теряет в контрастности. Параметры структур приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Параметры структур III-IV порядка Гыданского полуострова

Уровень	Подошва триаса			Кровля юры			Кровля неокома			Кровля апта			Кровля сеномана		
Подняtie	L,м	A,м	S,км ²	L,м	A,м	S,км ²	L,м	A,м	S,км ²	L,м	A,м	S,км ²	L,м	A,м	S,км ²
Утреннее	6000	470	2325	3530	150	2430	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Южно-Утреннее	-	-	-	-	-	-	2250	65	1050	1665	55	1090	825	12	276
Северо-Утреннее	-	-	-	-	-	-	2250	20	129	1665	8	110	835	4	70
Гыданское	7210	435	1575	3465	125	1250	2055	50	565	1515	45	550	710	35	215
Восточно-Гыданское	7210	75	270	3465	50	105	2010	45	116	1460	25	112	-	-	-
Геофизическое	7210	930	1515	3455	430	1560	2370	169	1042	1810	152	1114	1020	85	1168

3.3. История тектонического развития исследуемого района

При палеотектонических реконструкциях для восстановления истории тектонического развития территории был использован «метод мощностей» [Белюсов, 1940; Гарецкий и др., 1960; Машкович, 1976; Нейман, 1984].

Все реперные отражающие сейсмические горизонты, контролирующие сейсмогеологические мегакомплексы, формируются на выдержанных по толщине трансгрессивных морских глинистых пачках, получивших развитие на огромных территориях Западно-Сибирского бассейна. Это позволяет рассматривать их в качестве квазиизохронных поверхностей выравнивания. С учетом этого обстоятельства в рамках «метода мощностей» зоны повышенных толщин комплексов отвечают областям относительного прогибания, зоны пониженных толщин комплексов – к участкам, испытывавшим тенденцию к относительному воздыманию [Конторович и др., 2001, 2016, 2017].

Триас-юрский этап

Толщины триас-юрских терригенных отложений изменяются на исследуемой территории в интервале от 1900 м до 5100 м (Рисунок 30). Анализ карты толщин и сейсмогеологических разрезов показал, что в триас-юрское время современной тенденции погружения юго-западных районов исследуемой территории относительно северо-восточных не наблюдалось и вытянутые в юго-восточном направлении полузамкнутые структуры Гыданский межавыступ и Центральногыданский межаврез также не формировались. На этом этапе развития наибольшую тенденцию к росту испытывало Утреннее поднятие, и происходило региональное погружение юго-восточных районов исследуемой территории относительно северо-западных. К моменту завершения формирования гольчихинской свиты амплитуда Утреннего поднятия в палеорельефе подошвы триас-юрского мегакомплекса составляла 250 м.

В это время на погружающемся в юго-восточном направлении моноклиномальном склоне формировалась терраса, осложненная Гыданским

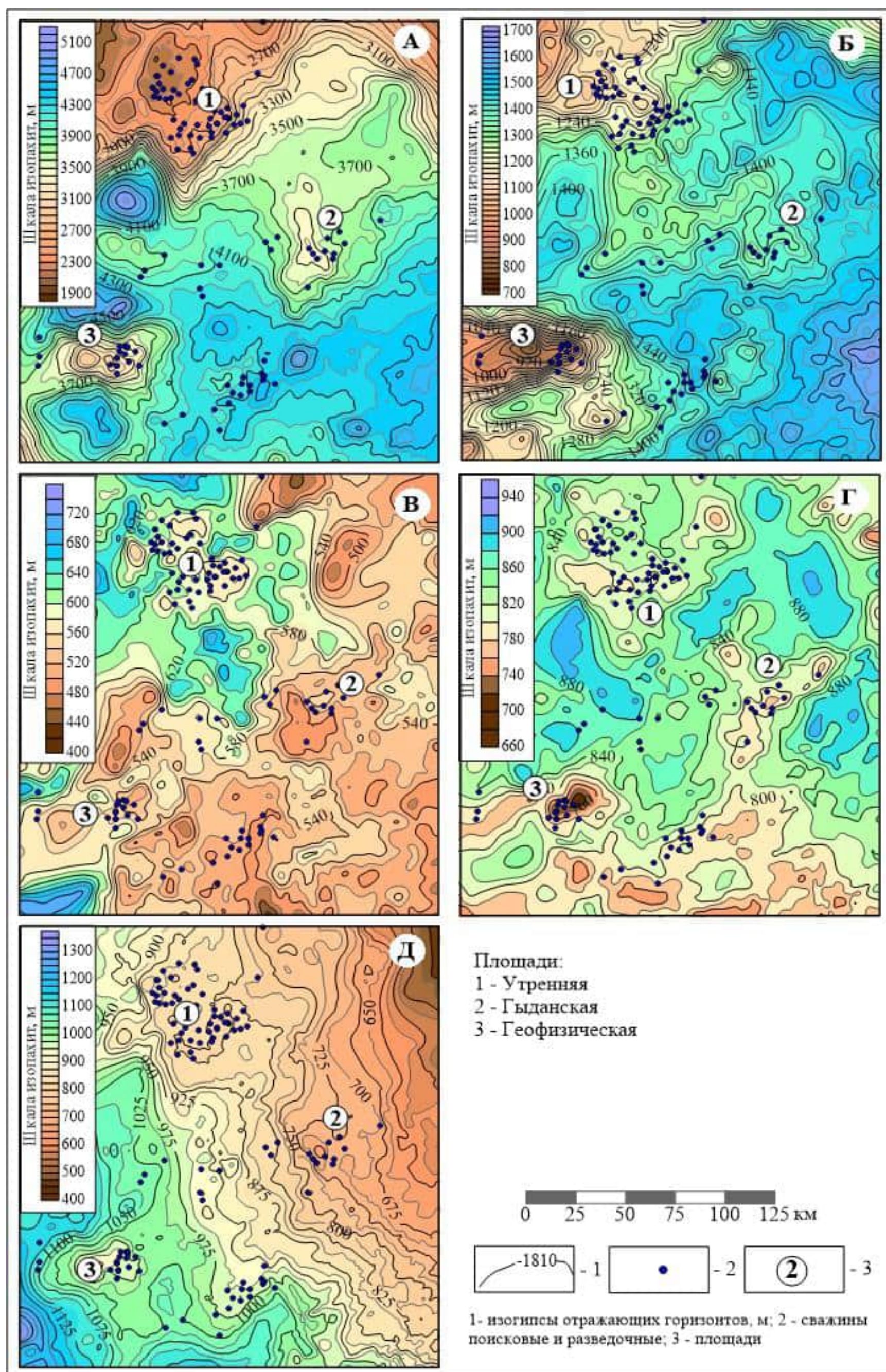


Рисунок 30 – Карты толщин среднетриас-юрских (А), берриас-нижеаптских (Б), верхнеаптских (В), альб-сеноманских (Г) и постсеноманских (Д) отложений.

куполовидным поднятием, которое было вытянуто в северном направлении, и к началу мела его амплитуда в рельефе подошвы терригенного триаса составляла 125 м.

Анализ геолого-геофизических материалов позволяет сделать вывод о том, что эрозионно-тектонические выступы фундамента, к которым приурочены Гыданское поднятие и Геофизический вал, испытывали тенденцию к относительно-му росту в триасе и продолжали унаследовано развиваться в юре.

В волжском палеорельефе подошвы тампейской серии триаса амплитуда Гыданского палеоподнятия составляла 250 м, а Геофизического вала достигала 700 м (Рисунок 31).

Берриас-раннеаптский этап

Толщины берриас-нижнеаптских отложений изменяются в интервале от 800 м до 1600 м (см. рисунок 30). Анализ карты толщин неокомских отложений позволяет сделать вывод о том, что в берриас-раннем апте в региональном плане территория исследований развивалась по тем же законам, что и в триас-юрское время – юго-восточные районы продолжали погружаться относительно северо-западных. На фоне этого процесса тенденцию к относительно-му росту продолжало испытывать Гыданское куполовидное поднятие и чрезвычайно интенсивно развивался Геофизический вал. К моменту формирования нейтинской пачки амплитуда Гыданского поднятия в рельефе кровли юры составляла 30 м, а Геофизического вала превышала 350 м. При этом Геофизический вал практически не поменял своих очертаний, а Гыданское палеоподнятие приобрело сложную V-образную форму.

Утреннее куполовидное поднятие в качестве единой замкнутой структуры в берриас-раннем апте не развивалось, и на этой площади тенденцию к относительно-му росту испытывали небольшие по размерам купола.

В целом, тектонические процессы, заложенные в триасе и юре, предопределили развитие исследуемой территории в неокоме, при этом интенсивность региональных тектонических движений и относительного роста положительных структур существенно снизились.

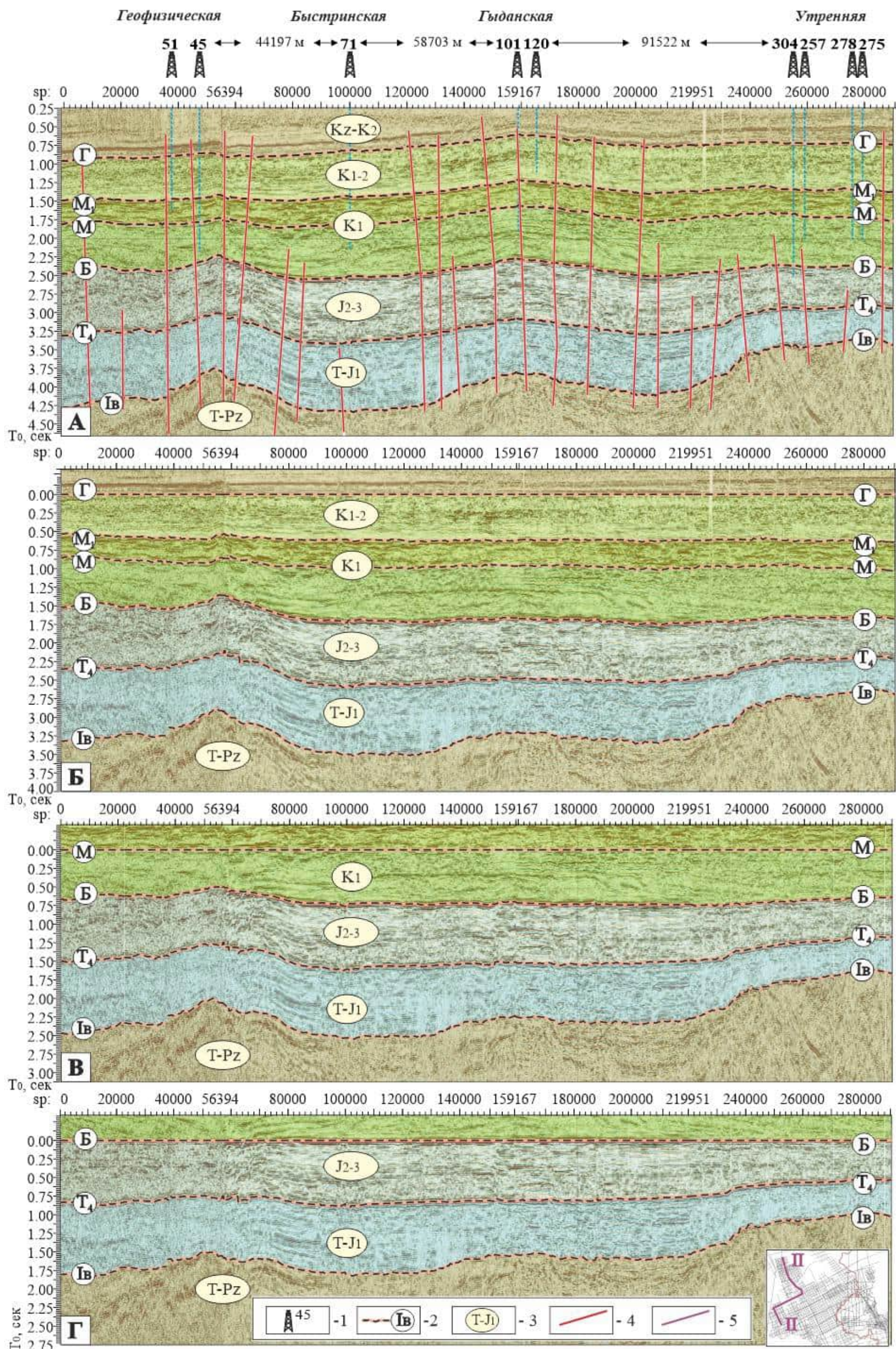


Рисунок 31 – Современный временной разрез отложений (А) и палеоразрезы туронского (Б), аптского (В) и юрского (Г) времени по композитному профилю (профили 22830130, 22830030, 44870050, 44870160).

Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – отражающие сейсмические горизонты, 3 – индексы сейсмокомплексов, 4 – разломы, 5 – линия композитного профиля II-II.

Позднеаптский этап

Толщины верхнеаптского мегакомплекса изменяются в диапазоне от 400 м до 720 м (см. рисунок 30). Анализ карты изопахит отложений, залегающих между горизонтами М и М₁, свидетельствует о том, что на этом этапе развития тренд регионального погружения территории сменился на противоположный. В апте северо-западные районы исследуемой территории начали интенсивно погружаться относительно восточных и юго-восточных, и на этом фоне в депрессионной зоне оказалось Утреннее поднятие. В это время интенсивно формировалось Гыданское палеоподнятия, которое несколько сместилось к югу относительно современной структуры, и развивались отдельные купола, расположенные на Утренней площади. Геофизический вал в позднем апте практически не испытывал тенденцию к росту.

Альб-сеноманский этап

Толщины альб-сеноманских отложений изменяются в интервале от 690 м до 910 м (см. рисунок 30). В альб-сеноманское время на исследуемой территории региональных тектонических движений практически не происходило и доминировали процессы формирования положительных и разделяющих их отрицательных структур. На этом этапе развития тенденцию к относительному росту испытывали все выделенные на исследуемой территории поднятия. Наиболее интенсивно развивался Геофизический вал, который сохранил свои очертания; на Гыданской площади тенденцию к росту испытывали Гыданское, Восточно-Гыданское поднятия и расположенный к северу от них купол; на северо-западе исследуемой территории, на Утренней площади интенсивно формировалось вытянутое в широтном направлении и осложненное двумя куполами Южно-Утреннее поднятие и тенденцию к относительному росту испытывали два расположенных к северу купола.

Постсеноманский этап

Толщины постсеноманских отложений в центральной части Гыданского полуострова изменяются в интервале от 475 м до 1170 м (см. рисунок 30).

Постсеноманский, в первую очередь, кайнозойский этап развития, оказал существенное влияние на формирование ловушек и газоносность арктических регионов Западной Сибири [Конторович и др., 2017]. В это время на севере бассейна происходило два принципиально важных процесса: интенсивное прогибание осевой части Западно-Сибирского бассейна относительно структур обрамления и формирование в рельефе кровли сеномана и нижележащих меловых и юрских горизонтов высокоамплитудных антиклинальных структур – ловушек, контролирующих уникальные газовые залежи [Конторович и др. 2001, 2014, 2017; Конторович, 2009].

Первый процесс нашел отражение на исследуемой территории в виде регионального погружения юго-восточных районов относительно северо-западных. Тренд регионального погружения территории в юго-западном направлении, от полуострова Таймыр к наиболее погруженным частям Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы, который четко фиксируется в современных рельефах юрских и меловых горизонтов, не находит отражения на картах изопахит триас-меловых сейсмокомплексов и сформирован исключительно, благодаря молодым тектоническим движениям.

Что касается процессов формирования высокоамплитудных антиклинальных структур, то в Гыданской НГО в постсеноманское время они протекали значительно менее интенсивно, чем на сопредельных территориях севера Западной Сибири в Ямальской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО.

Анализ карты изопахит турон-кайнозойских отложений позволяет отметить, что в это время в центральной части Гыданской НГО на фоне регионального погружения территории в юго-западном направлении достаточно интенсивно формировался Геофизический вал, и незначительную тенденцию к относительному росту продолжали испытывать Гыданская структура и вытянутое в широтном направлении Южно-Утреннее поднятие. Это привело к тому, что в современном рельефе кровли сеномана под туронским флюидоупором были сформированы незначительные по размерам Гыданская и Южно-Утренняя структуры с амплитудами 10-35 м. Более активный постсеноманский рост Геофизического

вала предопределил и формирование в рельефе горизонта Г крупной структуры, амплитуда которой превышает 80 м.

На рисунках 31 - 34 представлены современные временные разрезы и палеоразрезы, выровненные по кровлям триас-юрского, берриас-нижнеаптского, верхнеаптского и альб-сеноманского сейсмогеологических комплексов, которые пересекают ключевые структуры Гыданского полуострова и характеризуют историю их тектонического развития.

Подводя итог анализа истории тектонического развития исследуемой территории, сформулируем основные выводы [Торопова, Конторович, 2019]:

1. На протяжении мезозойско-кайнозойской истории тектонического развития центральная часть Гыданской НГО испытывала влияние разнонаправленных региональных тектонических движений. В триас-юрское и берриас-раннеаптское время территория погружалась в юго-восточном направлении, в позднем апте - в северо-западном направлении, в альб-сеномане доминировали вертикальные движения, в постсеноманское время территория погружалась в юго-западном направлении от складчатого обрамления Западно-Сибирской плиты к осевой части бассейна. Именно постсеноманские региональные тектонические движения предопределили современное региональное погружение юрских и меловых структурных поверхностей в юго-западном направлении (см. рисунок 32, 33).

2. Крупные положительные структуры рассмотренной территории Утреннее, Гыданское куполовидные поднятия и Геофизический вал приурочены к выступам фундамента и испытывали тенденцию к относительному росту на всех этапах мезозойско-кайнозойской истории. Унаследованное развитие структур и наложение более молодых процессов на более древние предопределило уменьшение размеров и амплитуд структур вверх по разрезу.

3. В постсеноманское время наименее интенсивно развивались поднятия, расположенные на Утренней площади и Гыданская структура.

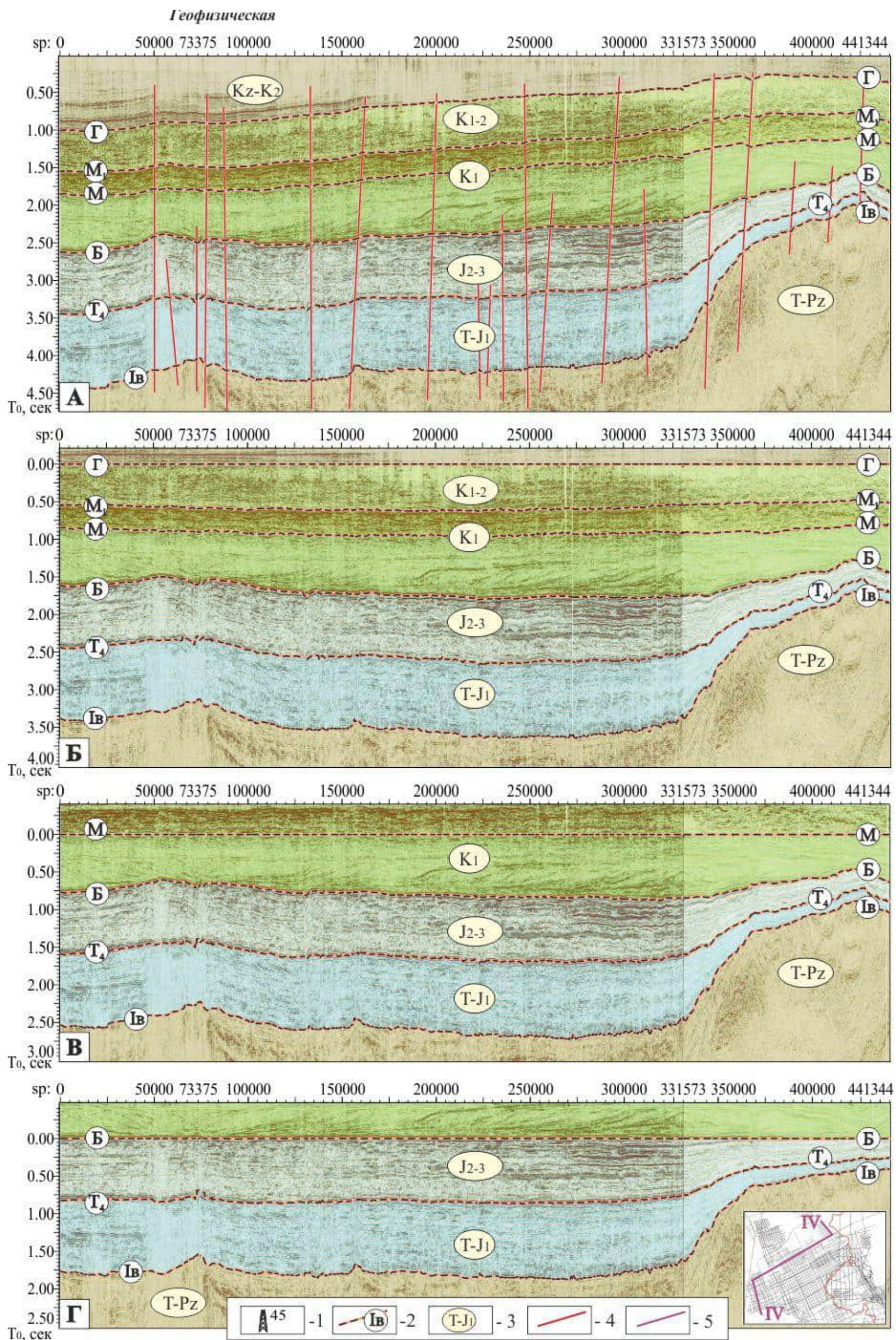


Рисунок 33 – Современный временной разрез отложений (А) и палеоразрезы туронского (Б), аптского (Б) и юрского (Г) времени по композитному профилю (профили 3888005, 790941, 2115032).

Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – отражающие сейсмические горизонты, 3 – индексы сейсмокомплексов, 4 – разломы, 5 – линия композитного профиля IV-IV.

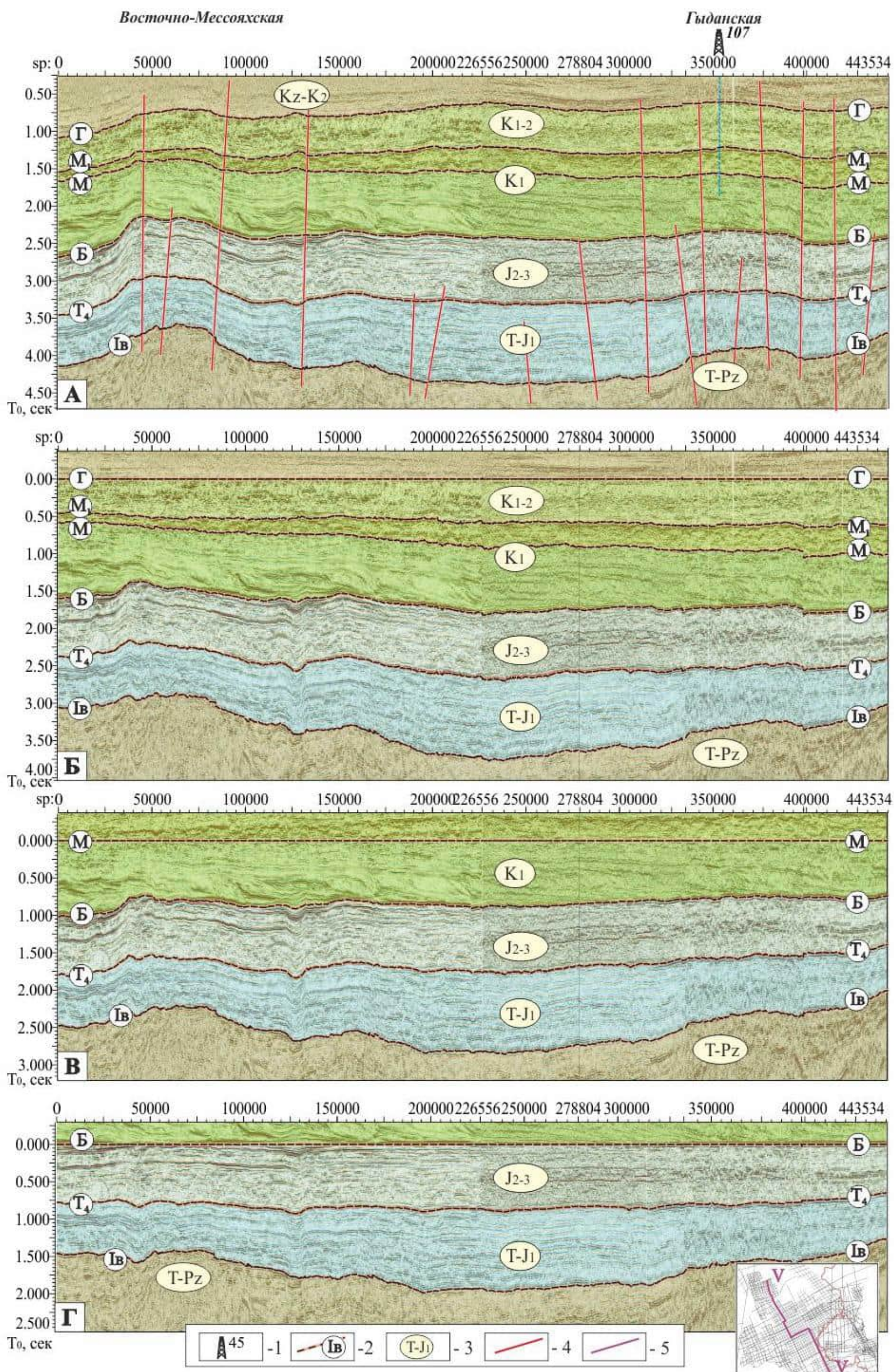


Рисунок 34 – Современный временной разрез отложений (А) и палеоразрезы туронского (Б), аптского (В) и юрского (Г) времени по композитному профилю (профили 2285023, 4485042, 4485108, 44830150).

Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – отражающие сейсмические горизонты, 3 – индексы сейсмокомплексов, 4 – разломы, 5 – линия композитного профиля III-III.

Это привело к тому, что от кровли неокома к кровле сеномана площадь и амплитуда Южно-Утреннего поднятия сократились в 4 раза; площадь и амплитуда Гыданского поднятия уменьшились, соответственно, в 2.5 и 1.5 раза.

Геофизическое поднятие в качестве цельного тектонического элемента интенсивно формировалось в триас-юрское и неокомское время и продолжало испытывать тенденцию к росту в конце позднего мела и кайнозое. Наложение унаследованных процессов роста структуры на разных этапах развития предопределило тот факт, что в рельефах юрско-меловых горизонтов Геофизический вал практически не меняет своих очертаний, а его амплитуда уменьшается вверх по разрезу от 430 м в рельефе кровли юры до 170 м в кровле неокома и до 85 м в кровле сеномана.

Дизъюнктивная тектоника

Выполненный анализ мезозойско-кайнозойской истории тектонического развития региона показал, что региональные тектонические процессы на территории Гыданского полуострова имели разнонаправленный характер. Под влиянием этих процессов крупные положительные структуры, приуроченные к выступам фундамента, испытывали тенденцию к относительному росту на всех этапах тектонического развития территории.

Формирование разрывных нарушений тесно связано с интенсивностью вертикальных тектонических движений, имевших место на разных этапах развития региона [Конторович В.А., 2002].

Анализ геолого-геофизических материалов показал, что на исследуемой территории процессы структурообразования также сопровождались формированием большого количества разломов. На сейсмических разрезах выделяются разрывные нарушения, затухающие практически во всех осадочных комплексах: в юре, неокоме, апт-альб-сеномане и кайнозое (секущие весь мезозойско-кайнозоский осадочный чехол).

На рисунке 35 показан пример выделения тектонических нарушений в районе Геофизического, Салмановского и Гыданского месторождений. Следует отме-

тять, что большинство разрывных нарушений на рассмотренной территории характеризуются не амплитудными сдвигами (Рисунок 36), а падением амплитудных характеристик волновых полей и расфазировкой сейсмической записи.

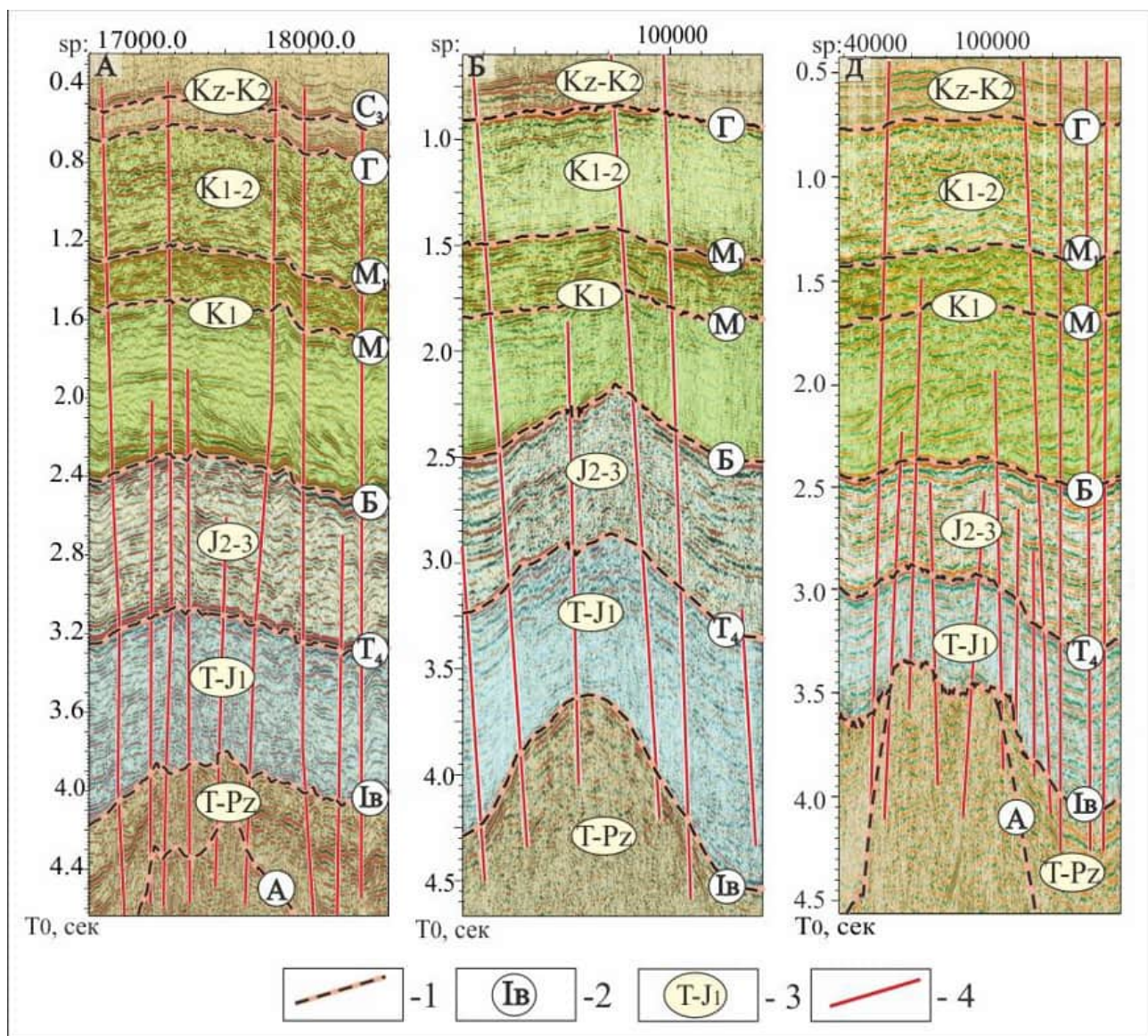


Рисунок 35 – Сейсмогеологические разрезы по профилям Гыданского (А), Геофизического (Б) и Салмановского (В) месторождений.

Условные обозначения: 1 – границы сейсмического горизонта, 2 – индексы сейсмических горизонтов, 3 – индексы сейсмокомплексов, 4 – разломы.

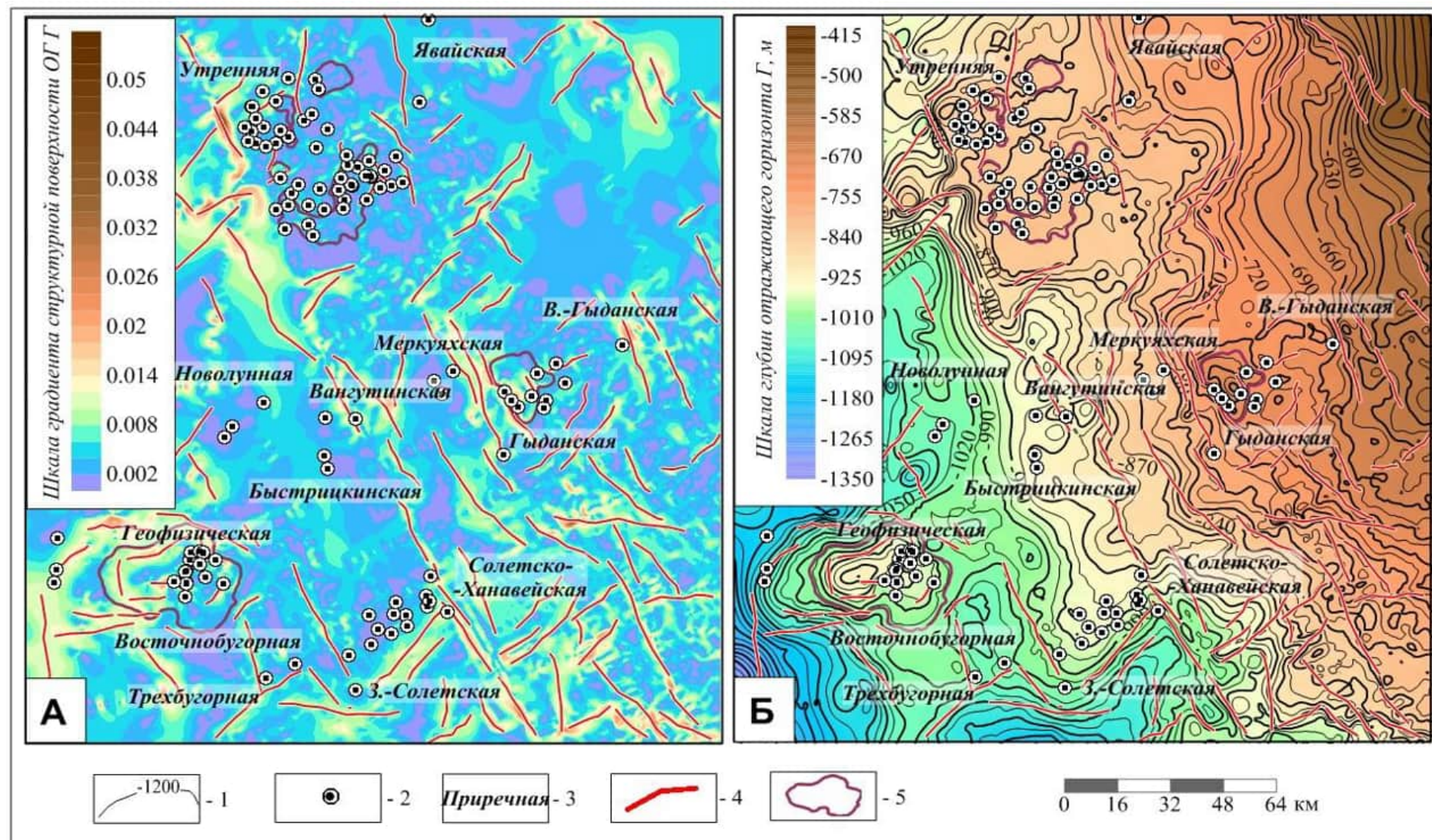


Рисунок 36 – Карта градиентов структурной поверхности горизонта Г (А) и структурная карта по отражающему горизонту Г (кровля маррессалинской свиты) (Б).

Условные обозначения: 1 – изогипсы горизонта Г, 2 – скважины, 3 – площади, 4 – кайнозойские разломы, 5 – структуры III-IV порядка.

Подводя итог структурно-тектонической характеристике и анализу истории формирования крупных положительных структур района исследования, сформулируем два основных вывода:

На протяжении мезозойско-кайнозойской истории центральная часть Гыданской НГО испытывала влияние разнонаправленных региональных тектонических движений, а приуроченные к выступам фундамента крупные положительные структуры испытывали тенденцию к относительному росту на всех этапах тектонического развития.

Унаследованное развитие поднятий и наложение более молодых процессов на более древние предопределило уменьшение размеров и амплитуд структур вверх по разрезу.

3.4. Тектоника и нефтегазоносность

Выше было отмечено, что в Гыданской НГО основные запасы УВ локализованы в верхнеаптских (37%) и неокомских (34%) резервуарах, а сеноманские отложения (11%) существенно уступают им по запасам.

Антиклинальные структуры-ловушки. На севере Западной Сибири основные скопления углеводородов сконцентрированы в меловых, в первую очередь, в апт-альб-сеноманских отложениях и контролируются антиклинальными структурами. Запасы, сконцентрированные в залежах углеводородов, в значительной степени, определяются объемами ловушек – размерами и амплитудами поднятий.

В Надым-Пурском междуречье, где находится большинство разрабатываемых с середины 70-х годов прошлого столетия уникальных газовых залежей, основные запасы локализованы в сеноманском песчаном горизонте ПК₁. В этом регионе запасы сеноманского газа составляют более 90% суммарных запасов УУВ, а залежи в неокомских и апт-альбских песчаных пластах носят второстепенный сопутствующий характер.

В Арктических регионах Западной Сибири крупные и уникальные сеноманские залежи газа контролируются контрастными поднятиями. Незначительные запасы газа в сеноманском резервуаре Гыданской НГО связаны исключительно с тектоническим фактором – отсутствием высокоамплитудных значительных по площади поднятий – ловушек для залежей углеводородов. В качестве примера отметим, что на исследуемой территории амплитуды Южно-Утреннего и Гыданского поднятий в рельефе кровли сеномана составляют 15-35 м, площади – 70 и 215 км², соответственно; в Надым-Пурском междуречье на Медвежьем и Ямсовейском месторождениях, сеноманские залежи углеводородов контролируются поднятиями, площади которых составляют 1300-2300 км², амплитуды - 150-300 м [Конторович и др., 2016].

В данном случае именно размеры и амплитуды структур-ловушек, выделенных в рельефе горизонта Г, предопределили небольшие запасы сеноманских газовых залежей Гыданского и Салмановского месторождений.

На расположенном в юго-западной части исследуемой территории Геофизическом валу площадь и амплитуда структуры в рельефе горизонта Г составляют, соответственно, 1020 км² и 85 м; запасы газа, сконцентрированного в сеномане, здесь в 5-10 раз больше, чем на Салмановском и Гыданском месторождениях.

Неокомские и аптские залежи углеводородов также, главным образом, приурочены к антиклинальным структурам. Выше было отмечено, что в Гыданской НГО площади и амплитуды антиклинальных структур существенно увеличиваются вниз по разрезу.

От кровли юры к кровле сеномана площадь и амплитуда Утренней структуры сократились, соответственно, на 86 и 90%; площадь Гыданского поднятия уменьшилась на 83%, амплитуда - на 78%; размеры Геофизического поднятия уменьшились на 25%, амплитуда - на 80%.

По отношению к рельефу сеномана в структурных планах кровли наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности верхнеаптского и неокомского комплексов объем ловушек увеличивается более, чем в 3 раза. От кровли апта к кровле сеномана площадь и амплитуда Утренней структуры сократились на 70%;

площадь Гыданского поднятия уменьшилась на 60%, амплитуда - на 30%: размеры Геофизического поднятия не изменились, но его амплитуда уменьшилась в 2 раза.

Уменьшение объемов ловушек вверх по разрезу является не единственным, но одним из важнейших факторов, обусловивших существенно более высокий потенциал неокомских и верхнеаптских резервуаров Гыданской НГО по отношению к сеноману.

Разрывные нарушения. Разрывным нарушениям принадлежит значительная роль в процессах миграции и аккумуляции углеводородов в осадочном чехле Западной Сибири [Гурари и др., 1966; Конторович и др., 1975, Конторович и др., 2001, 2002, 2009 и др.].

Выше было отмечено, что в Гыданской НГО залежи нефти, конденсата и жирного газа метана (этана, пропана, бутана) в среднеюрских, неокомских и верхнеаптских и, частично, альбских отложениях Гыданской НГО связаны исключительно с юрскими нефтепроизводящими формациями. Источником сухого газа (метана), локализованного в альб-сеноманских резервуарах, являлись залегающие на больших глубинах ниже-среднеюрские отложения и аптские углесто-глинистые толщи, находящиеся в верхней зоне газообразования [Конторович и др., 1975, 2013; Ермилов и др., 2004; Конторович и др., 2014].

В Западной Сибири юрские отложения повсеместно перекрыты 200-300 метровыми глинистыми толщами, которые не в состоянии генерировать углеводороды (УВ), но являются надежными покрывками, препятствующими миграции УВ из юрских нефтепроизводящих пород в меловые резервуары. В этой геологической обстановке каналами для миграции УВ вверх по разрезу могли служить только разрывные нарушения.

Юрские разломы. Как было отмечено ранее, подавляющее большинство залежей углеводородов в исследуемом районе связано с меловыми резервуарами. Затухая в юре, разрывные нарушения этого типа, не могли оказывать влияния на нефтегазоносность неокомских, аптских и тем более сеноманских отложений.

Неокомские разломы. Активизация тектонического режима рассмотренной территории в верхнеюрско-раннемеловой период вновь вызвала движение тектонических выступов фундамента, что привело к формированию в рельефе кровли юры и нижнемеловых горизонтов положительных структур – ловушек. Эти процессы сопровождались образованием новых разрывных нарушений и, вероятно, «оживлением» более древних.

Мощность отложений, разделяющих кровлю нижней юры и нейтинской пачки, составляет 2400-3800 м, т.е. в начале апта, во время формирования неокомских резервуаров нижняя юра находилась в главной зоне нефтеобразования и могла генерировать углеводороды. Затухая в берриас-барремской толще, сформировавшиеся в это время разрывные нарушения разрывают базальные горизонты осадочного чехла, юрские, берриас-готтеривские отложения и не проникают выше. Разломы этого типа, не могли оказывать влияния на нефтегазоносность средне-верхнеаптских и альб-сеноманских отложений, но могли служить каналами для вертикальной миграции углеводородов из нижней юры в неокомские песчаные пласты.

Постсеноманские разломы. На сейсмических разрезах Гыданской НГО разломы, затахающие в альб-сеноманской части разреза практически не выделяются, и большинство разрывных нарушений секут практически весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. Учитывая однонаправленные тектонические движения, происходившие на этапах формирования антиклинальных структур, эти разломы также зачастую обновляли более древние и, вероятно, именно они служили основными каналами для миграции углеводородов из юры в меловые резервуары (Рисунок 37, 38, 39).

На это обстоятельство, отчасти, указывает и то, что в Надым-Пурском междуречье и в Ямальской НГО структуры, контролирующие Медвежье, Юбилейное, Ямсовейское, Уренгойское, Бованенковское, Новопортовское и др. месторождения, практически не развивались в апт-сеномане и разбиты, главным образом, постсеноманскими, в первую очередь, кайнозойскими разломами [Конторович и др., 2014].

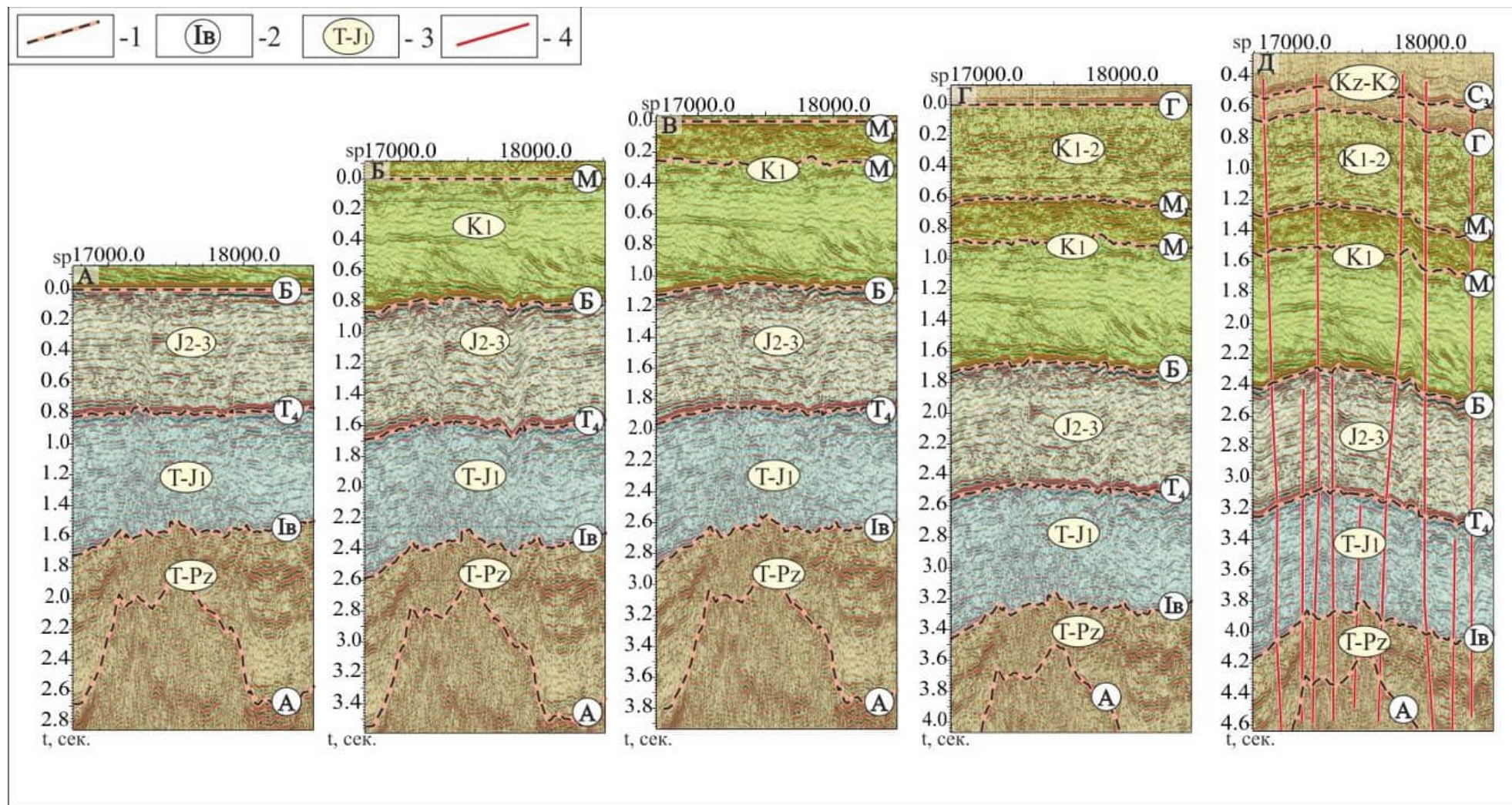


Рисунок 37 – Палеоразрезы выровненные по кровлям юрского (А), берриас-нижнеаптского (Б), верхнеаптского (В), альб-сеноманского (Г) комплексов, и современный временной разрез (Д) по профилю R_108, район Гыданского месторождения.

Условные обозначения: 1 – границы сейсмического горизонта, 2 – индексы сейсмических горизонтов, 3 – индексы сейсмокомплексов, 4 – разломы.

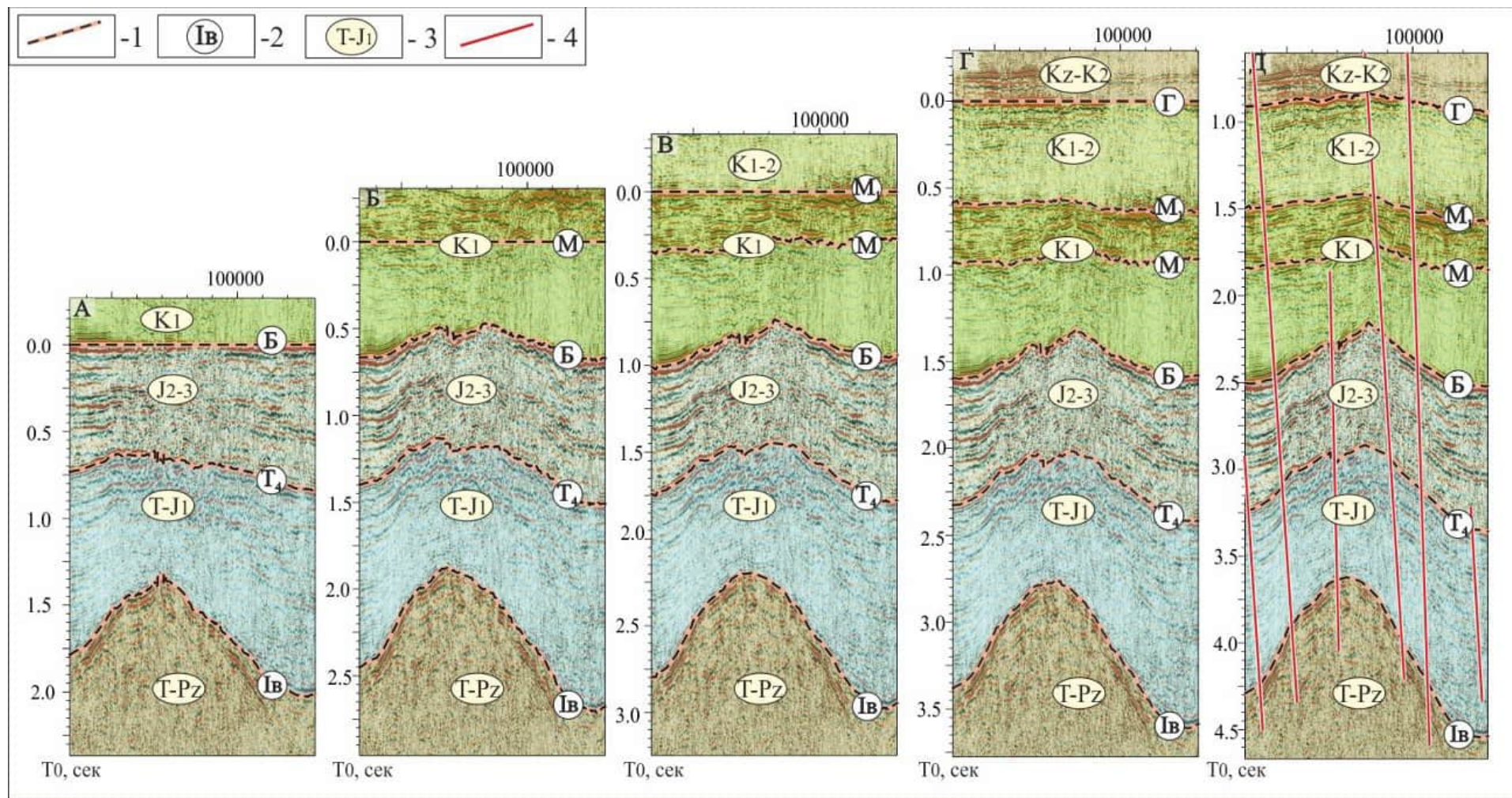


Рисунок 38 – Палеоразрезы выровненные по кровлям юрского (А), берриас-нижнеаптского (Б), верхнеаптского (В), альб-сеноманского (Г) комплексов, и современный временной разрез (Д) по профилю R_4 (Line_11), район Геофизического месторождения.

Условные обозначения: 1 – границы сейсмического горизонта, 2 – индексы сейсмических горизонтов, 3 – индексы сейсмокомплексов, 4 – разломы.

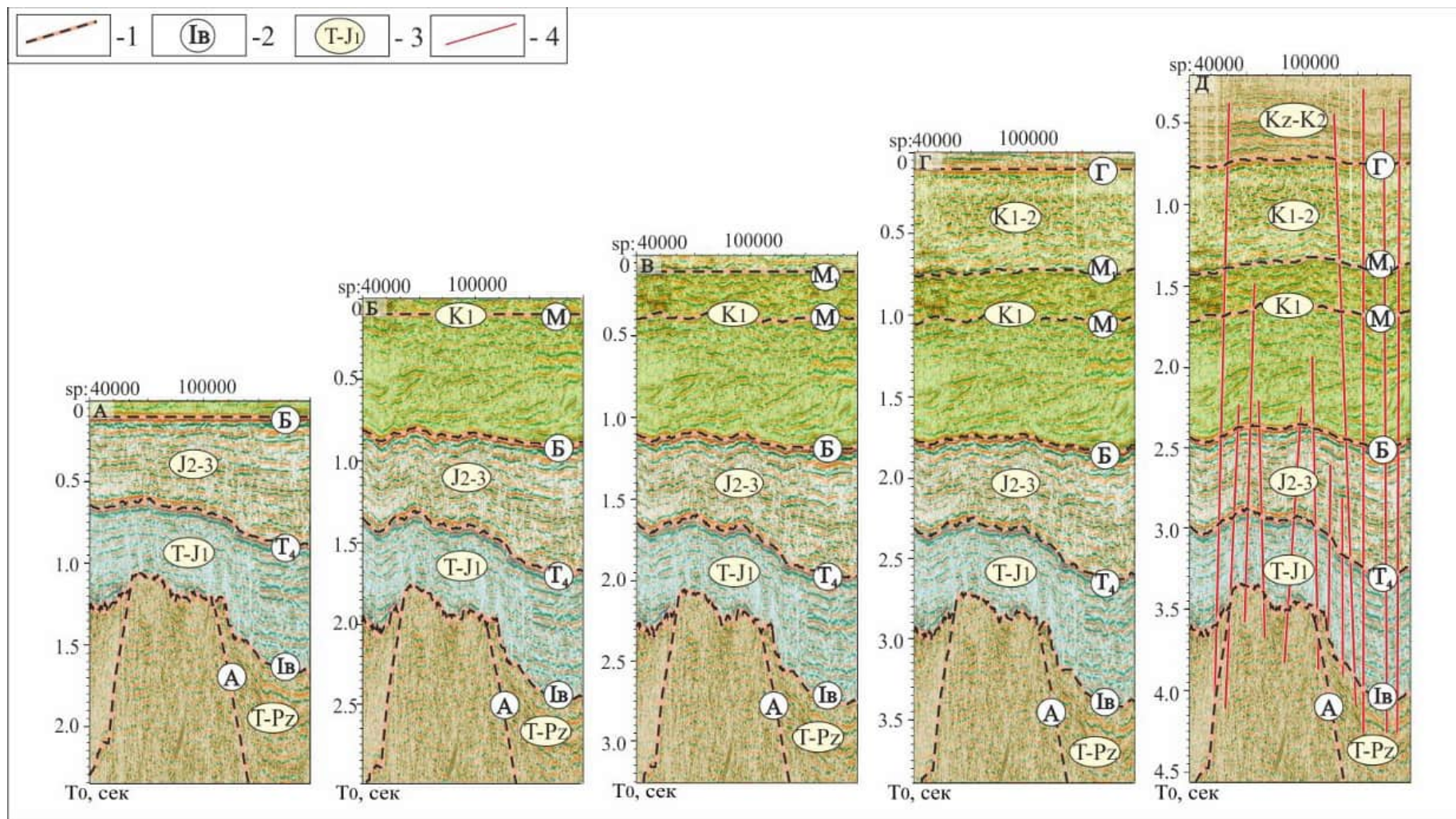


Рисунок 39 – Палеоразрезы выровненные по кровлям юрского (А), берриас-нижнеаптского (Б), верхнеаптского (В), альб-сеноманского (Г) комплексов, и современный временной разрез (Д) по профилю 7907053, район Салмановского месторождения.

Условные обозначения: 1 – границы сейсмического горизонта, 2 – индексы сейсмических горизонтов, 3 – индексы сейсмокомплексов, 4 – разломы.

Анализ структурно-тектонических особенностей строения и истории формирования антиклинальных структур-ловушек в центральной части Гыданской НГО позволяет сформулировать **первое защищаемое положение:**

На протяжении мезозойско-кайнозойской истории центральная часть Гыданской НГО испытывала влияние разнонаправленных региональных тектонических движений, а приуроченные к выступам фундамента крупные положительные структуры испытывали тенденцию к относительному росту на всех этапах тектонического развития. Унаследованное развитие поднятий и наложение более молодых процессов на более древние предопределило уменьшение размеров и амплитуд структур вверх по разрезу.

Глава 4

РЕГИОНАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГЫДАНСКОЙ НГО; ПОДПИМСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ КЛИНОФОРМА

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции неокомский комплекс является наиболее перспективным в отношении жидких углеводородов и с ним связано более 80% запасов и ресурсов нефти бассейна [Прогноз месторождений..., 1981].

На северо-востоке Западной Сибири неоком также представляет значительный интерес в отношении нефтегазоносности. Несмотря на то, что в Гыданской НГО берриас-нижнеаптские отложения слабо изучены глубоким бурением, здесь на Салмановском, Геофизическом, Ладертойском, Солетско-Ханавейском, Гыданском и Трехбугорном месторождениях в неокомских резервуарах открыто 25 залежей углеводородов. По типу флюида в Гыданской НГО преобладают газоконденсатные залежи (15 залежей), также открыто 7 нефтегазоконденсатных и 3 газовых залежи.

4.1. Сейсмогеологическое строение и условия формирования нижнемеловых отложений

Неокомский мегакомплекс включает берриас-нижнеаптские отложения. В подошве мегакомплекс ограничен кровлей гольчихинской свиты (опорный ОГ Б), в кровле - нейтинской пачкой (ОГ М), которая является аналогом кошайской глинистой пачки в центральных районах Западной Сибири. В исследуемом регионе неокомские отложения относятся к Гыданскому подрайону Ямало-Гыданского фациального района, где разрез неокома представлен ахской свитой и нижней частью танопчинской свиты.

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в составе неокомского мегакомплексы выделяют берриас-готеривский клиноформный и баррем-нижнеаптский шельфовый комплексы [Гурари, 1994, 1996, 2003; Ершов 2009, 2017, 2019; Ершов и др., 2001, 2017, 2018, 2019, 2020; Трушкова, Игошкин, 2008, 2011; Казаненков и др., 2014; Карогодин и др., 1994, и др.].

В Гыданской НГО клиноформный комплекс имеет косослоистое строение и представляет собой ряд налегающих друг на друга погружающихся в северо-западном направлении клиноформных тел, возраст которых омолаживается от обрамления плиты к центру бассейна.

Верхняя пологозалегающая часть клиноформ (ундаформа) сложена песчаниками шельфового генезиса; крутопадающая часть клиноформ (аккумулятивный склон) – глинистыми разностями; в нижней части, в зоне перехода аккумулятивного склона в глубоководную зону (фондоформу), развиты песчаные пласты ачимовской пачки.

Верхняя баррем-нижнеаптская часть клиноформного мегакомплекса сложена залегающими квазипараллельно горизонту М переслаивающимися песчаными пластами и алевроито-глинистыми пачками. В кровле мегакомплекса залегает нейтинский (кошайский) мегафлюидоупор.

Строение клиноформного комплекса обусловлено недокомпенсированным осадконакоплением, значительной площадью бассейна седиментации, наличием стабильной области питания, эвстатическими колебаниями уровня мирового океана и климатом [Гурари, 1994, 1996, 2003; Карогодин и др., 1994, и др.]. В результате этих явлений сформировалась циклично построенная терригенная толща.

На сейсмических разрезах баррем-нижнеаптская часть неокома характеризуется переменным-амплитудным субпараллельным рисунком сейсмической записи; клиноформный комплекс отображается серией погружающихся в северо-западном направлении отражающих горизонтов, последовательно налегающих на горизонт Б. Наиболее высокоамплитудные отражения, подчеркивающие клиноформное строение берриас-готерива, образуются на обладаю-

щих аномально-низкими акустическими характеристиками реперных глинистых пачках, которые формировались на трансгрессивных этапах развития, залегают в верхних частях клиноформ и являются зональными флюидоупорами (Рисунок 40). Толща пород, контролируемая реперными трансгрессивными глинистыми пачками в кровле и подошве, представляют собой резервуар (серию резервуаров), сложенный переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

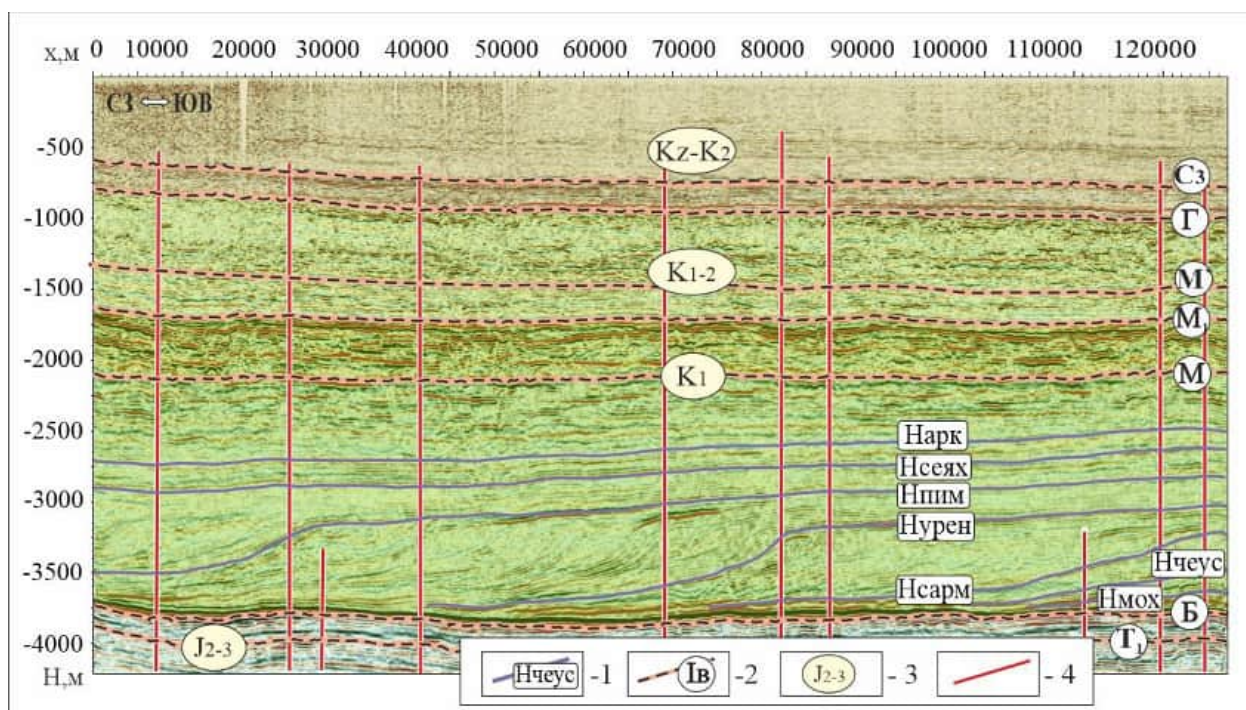


Рисунок 40 – Глубинный сейсмогеологический разрез Центрально-Гыданской площади.

Условные обозначения: 1 – отражающие сейсмические горизонты, 2 – реперные отражающие горизонты, 2 – индексы сейсмокомплексов, 3 – разломы.

Некоторым из этих реперных глинистых пачек в рамках ранее проведенных исследований были присвоены собственные названия (быстринская, пимская, сармановская, чеускинская, фроловская и др.) [Бородкин, Курчиков, 2014, 2015а; Бородкин и др., 2015б, 2018, 2021; Варламов и др., 2015ф; Курчиков и др., 2012; Трушкова и др., 2011;].

Каждая из крупных неоконских клиноформ представляет собой структурно-стратиграфический комплекс (ССК) [Трушкова и др., 2011]. Крупные

клиноформы в свою очередь делятся на миниклиноформы - резервуары, каждый из которых в свою очередь в кровле контролируется косослоистыми глинистыми пачками. В составе крупных клиноформ, как правило, выделяется 4-5 резервуаров. Вдоль простирания клиноформ в направлении юго-запад - северо-восток резервуары имеют такую же протяженность, что и региональные клиноформы, в направлении падения клиноформ существенно уступают им по размерам.

По аналогии с региональной клиноформой в кровлях резервуаров залегают глинистые пачки, на контролирующих резервуары глинистых пачках формируются относительно энергетически выраженные отражающие горизонты, в пределах которых выделяются глубоководная зона, аккумулятивный склон и шельфовая область.

Внутренняя структура региональных клиноформ отображается на сейсмических разрезах различным набором волновых полей (Рисунок 41).

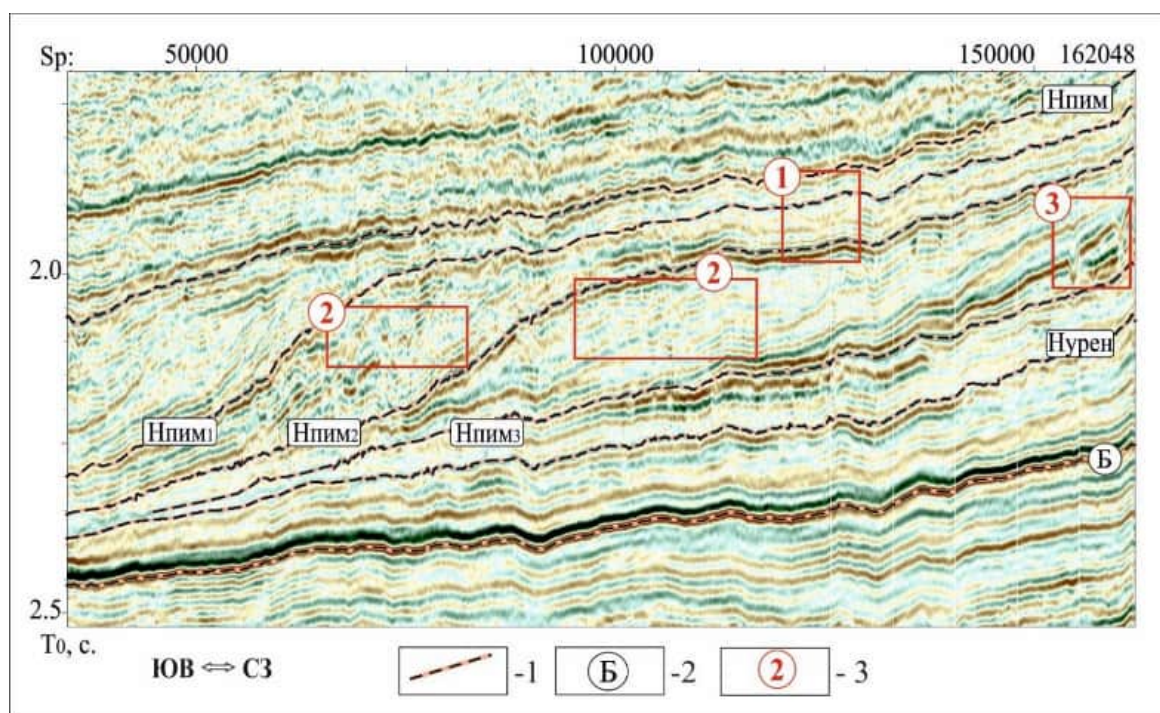


Рисунок 41 – Фрагмент временного разреза по профилю 7910028.

Условные обозначения: 1 – границы сейсмического горизонта, 2 – индексы сейсмических горизонтов, 3 – индексы сейсмофаций: 1 – субгоризонтальные, 2 – холмообразные, 3 – врез.

Шельфовая часть клиноформ представлена серией субпараллельных разных по интенсивности отражающих горизонтов (см. рисунок 41). В отложениях палеошельфа развиты образования баров и дельт, в пределах которых резко возрастает мощность песчаных отложений. Относительно мощные акустически выраженные песчаные тела этого типа отображаются в волновых полях локальными зонами увеличения амплитуд сейсмической записи (Рисунок 42).

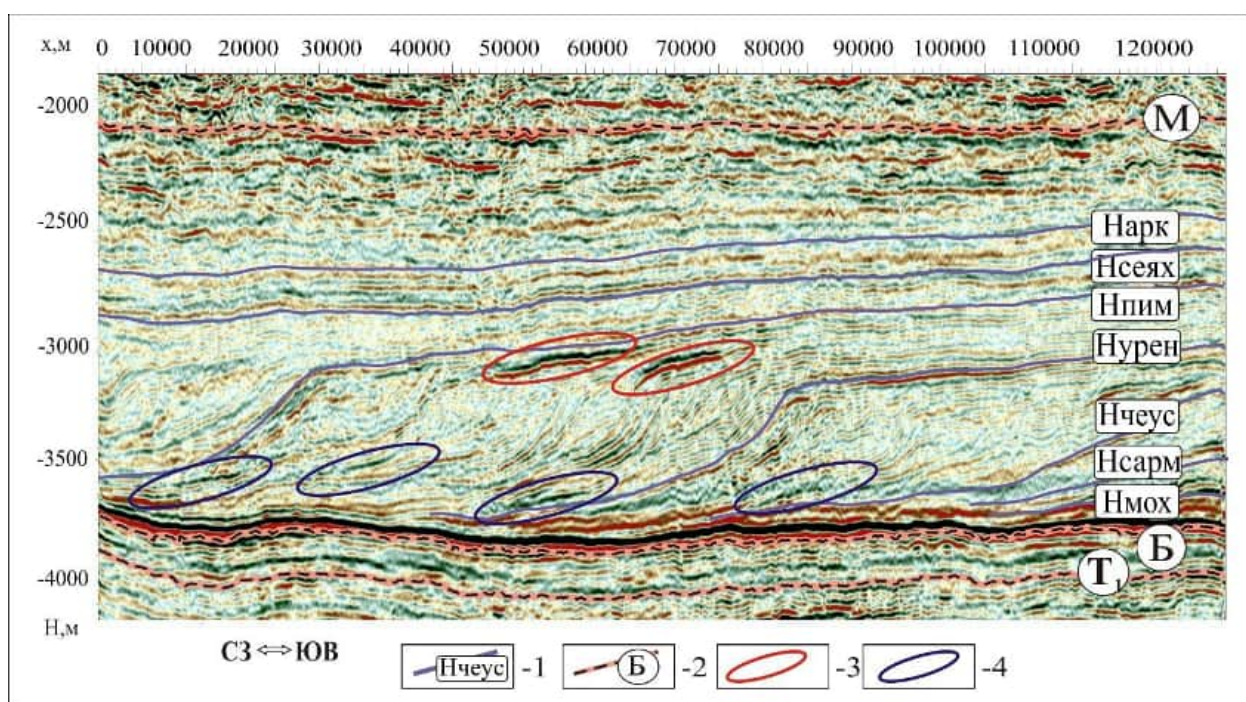


Рисунок 42 – Глубинный сейсмогеологический разрез (Гыданская НГО).

Условные обозначения: 1 – реперные сейсмические горизонты, 2 – горизонты, контролирующие региональные клиноформы, 3- перспективные зоны в шельфовых пластах неокома, 4 – зоны развития ачимовских песчаников.

В Гыданской НГО к такой сейсмически высокоамплитудной локальной зоне (сейсмической аномалии) приурочена газовая залежь Ладертойского месторождения (Рисунок 43).

Следует отметить, что на севере Западной Сибири локальные зоны резкого увеличения амплитудно-энергетических характеристик волновых полей, получившие название сейсмических аномалий «яркого пятна», могут быть

также связаны непосредственно с влиянием газовых залежей [Конторович и др., 2014, 2016, 2018а, 2018б].

Отложения палеосклонов на сейсмических разрезах характеризуются динамически слабо выраженными сейсмическими отражениями с косослоистыми и сигмовидными наклонами; внутри этих зон также фиксируется холмообразная волновая картина (см. Рисунок 41, 42) [Игошкин, 2001; Трушкова и др., 2011].

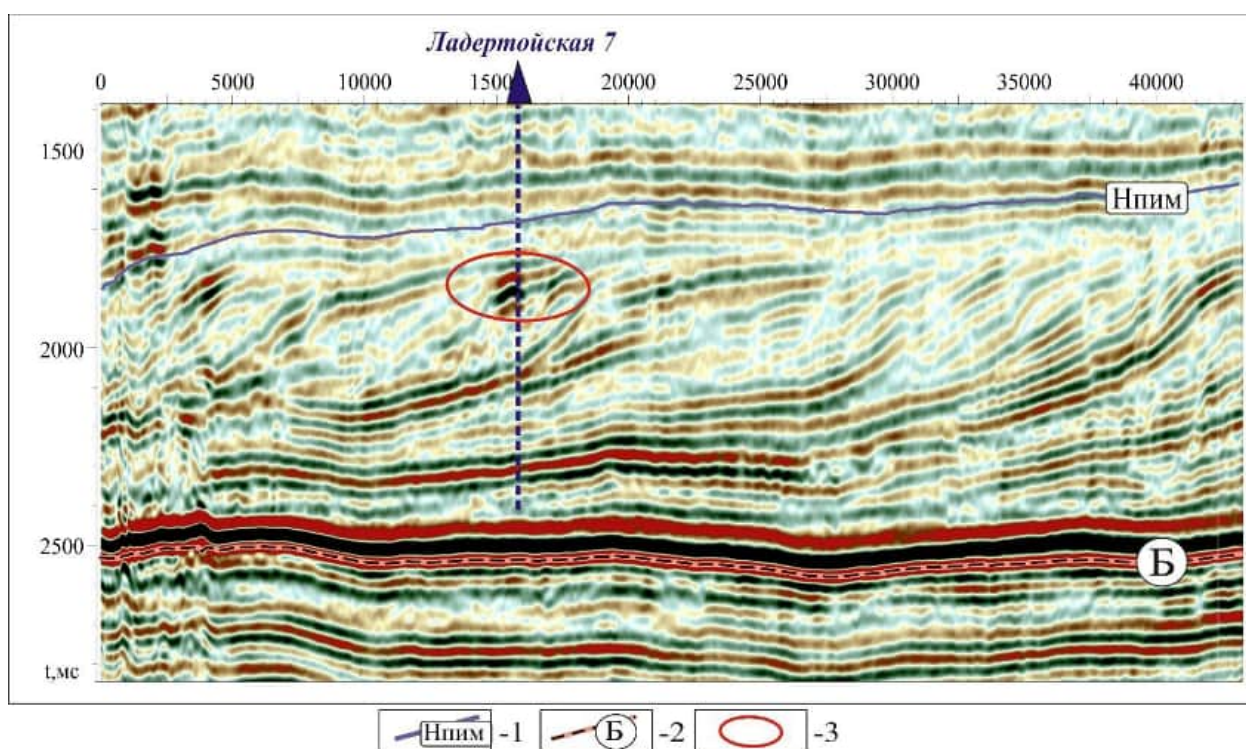


Рисунок 43 – Фрагмент сейсмического временного разреза по профилю 7909209.

Условные обозначения: 1 – реперные сейсмические горизонты, 2 – горизонты, контролирующие региональные клиноформы, 3 – залежь Ладертойского месторождения.

В глубоководной области происходит выполаживание отражающих горизонтов, контролирующих клиноформы, и входящих в их состав резервуаров. В этой зоне формируются ачимовские песчаники, коллекторские свойства которых существенно меняются даже на незначительных расстояниях. На сейсмических разрезах зоны развития ачимовских песчаников также отображаются увеличением амплитудно-энергетических характеристик волновых полей (см. рисунок 43). В тоже время ситуация с оценкой их коллекторских свойств здесь

менее однозначная. Анализ плотностей и скоростей распространения сейсмических волн в ачимовских песчаных пластах свидетельствует о том, что наибольшей акустической контрастностью в этой части разреза обладают непроницаемые плотные известковистые песчаники и именно на них формируются наиболее энергетически выраженные отражения.

Таким образом, если в шельфовой области зоны увеличенных амплитудно-энергетических характеристик сейсмической записи с большой степенью вероятности характеризуют перспективные в отношении нефтегазоносности участки, то в глубоководной зоне наиболее выраженные высокоамплитудные сейсмические аномалии могут быть приурочены к областям развития бесперспективных в отношении нефтегазоносности непроницаемых разностей [Конторович, 2001].

Нефтегазоперспективные объекты неокома могут быть представлены различными типами ловушек.

Залежи баррем-нижнеаптского комплекса, сложенного залегающими квазипараллельно горизонту М переслаивающимися песчаными пластами и алевро-глинистыми пачками, как правило контролируются антиклинальными структурами и сверху перекрыты кошайским (нейтинским) мегарегиональным флюидоупором. В пределах ловушек фильтрационно-емкостные характеристики продуктивных пластов могут меняться в широких диапазонах, а контролируемые антиклинальными ловушками залежи могут осложняться зонами литологического замещения коллекторов непроницаемыми глинистыми разностями.

Залежи в шельфовых (ундаформных) частях клиноформ могут контролироваться, как антиклинальными поднятиями, так и ловушками структурно-литологического и литологического типа. Шельфовые пласты неокомского комплекса глинизируются в зоне перехода ундаформы в аккумулятивный склон и замещаются непроницаемыми разностями в юго-восточном направлении, в направлении континента. Эти обстоятельства определяют тот факт, что в зависимости от структурной обстановки в этих пластах могли формиро-

ваться как классические антиклинальные, так и сложнопостроенные объекты. Чисто литологические ловушки могут формироваться также в зонах развития вдольбереговых баров и валов.

Ачимовские песчаные пласты, формирующиеся у подножья аккумулятивного склона, имеют локальное распространение и их коллекторские свойства определяются палеогеографическими обстановками осадконакопления. Залежи в ачимовской пачке, как правило, локализованы в литологических ловушках.

4.2. Региональная модель геологического строения неокомских отложений Гыданской НГО

В рамках настоящих исследований при построении модели геологического строения неокомских отложений был сформирован каркас из региональных и композитных сейсмических профилей, выполнена комплексная интерпретация сейсмических материалов и ГИС, стратификация и корреляция реперных неокомских горизонтов. При корреляции разрезов скважин и построении корреляционных схем использовались основные литолого-геофизические маркирующие горизонты, которые соответствуют наиболее выдержанным трансгрессивным глинистым пачкам.

Анализ геолого-геофизических материалов показал, что в Гыданской НГО развито 8 региональных клиноформ (с запада на восток): подарктическая, подфроровская, подпимская, подуренгойская, подсармановская, подчеускинская, подмоховая и подурьевская. На территории исследования выделен Гыданский тип разреза со стратотипом пластов БГ в разрезе скважины Геофизическая-46 и гипостратотипом в скважине Тотаяхинская-25. Согласно выполненной в ходе работы стратификации разреза берриас-нижнеаптских отложений в Центральной части Гыданской НГО пласты БГ₁₀₋₁₉ соответствуют ундаформной части подарктического ССК, БГ₂₀₋₂₈ - подсеяхинского ССК, БГ₂₉₋₃₀ - подпимского ССК, пласты БГ₃₂ - подуренгойского ССК. Принципиальная мо-

дель геологического строения неокома в Гыданской НГО приведена на рисунке 44.

Крупные клиноформы, выделенные в Гыданской НГО продолжают далее на юго-восток, в Енисей-Хатангский региональный прогиб, в частности, в Пайяхскую зону, где с неокомскими резервуарами связаны уникальные по запасам нефтяные залежи (Рисунок 45).

4.3. Сейсмогеологическая характеристика и перспективы нефтегазоносности подпимского сеймостратиграфического комплекса

В центральной части исследуемой территории в полном объеме представлена подпимская региональная клиноформа, которая контролируется пимской пачкой в кровле, уренгойской пачкой и кровлей гольчихинской свиты в подошве (см. рисунок 44). На сейсмических профилях к кровле подпимского резервуара приурочен отражающий горизонт Нпим, подошва ССК контролируется горизонтами Нурен и Б (см. рисунок 40).

На рисунке 46 приведена структурная карта по отражающему горизонту Нпим и карта изопахит отложений, залегающих между горизонтом М и кровлей подпимской клиноформы, которая позволяет выделить в подпимском ССК ундаформную и фондоформную части, которым отвечают относительно пологозалегающие участки горизонта Нпим в верхней и нижней частях клиноформы и крутопадающий аккумулятивный склон.

Для подпимского ССК граница перехода ундаформы в аккумулятивный склон проходит в Центральной части Гыданского полуострова между Солетско-Ханавейской и Восточно-Минховской площадями, к востоку от Гыданского месторождения (см. Рисунок 46).

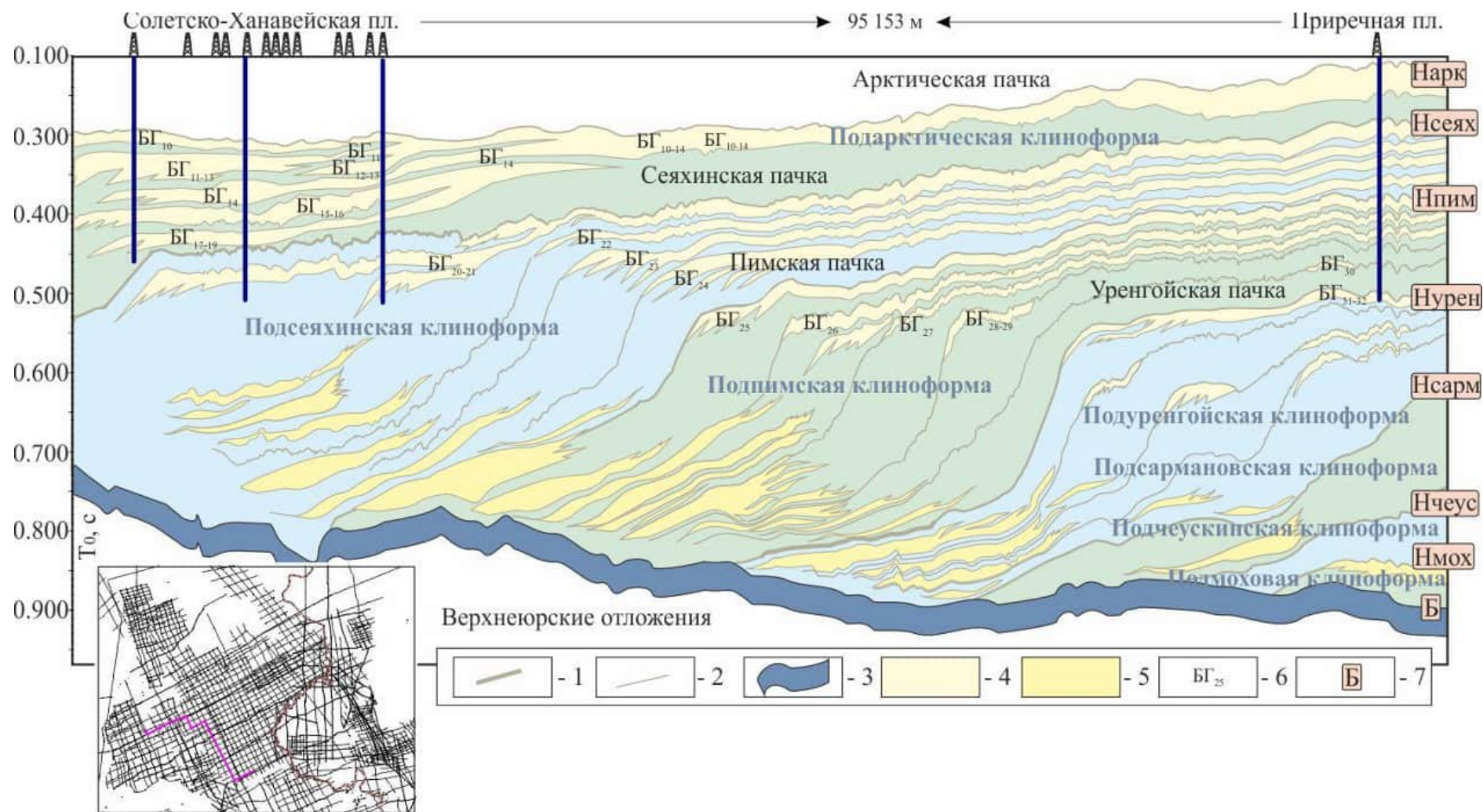


Рисунок 44 – Схема геолого-геофизического строения по составному палеопрофилю берриас-нижнеаптских отложений на начало формирования нейтинской пачки.

Условные обозначения: 1-2 – границы ССК: 1 – региональных, 2 – зональных; 3 – верхи гольчихинской свиты (аналог баженовской); 4-5 – песчано-алевритовые тела: 4 – мелководные, 5 – глубоководные, 6 – индексы продуктивных пластов, 7 – отражающие горизонты.

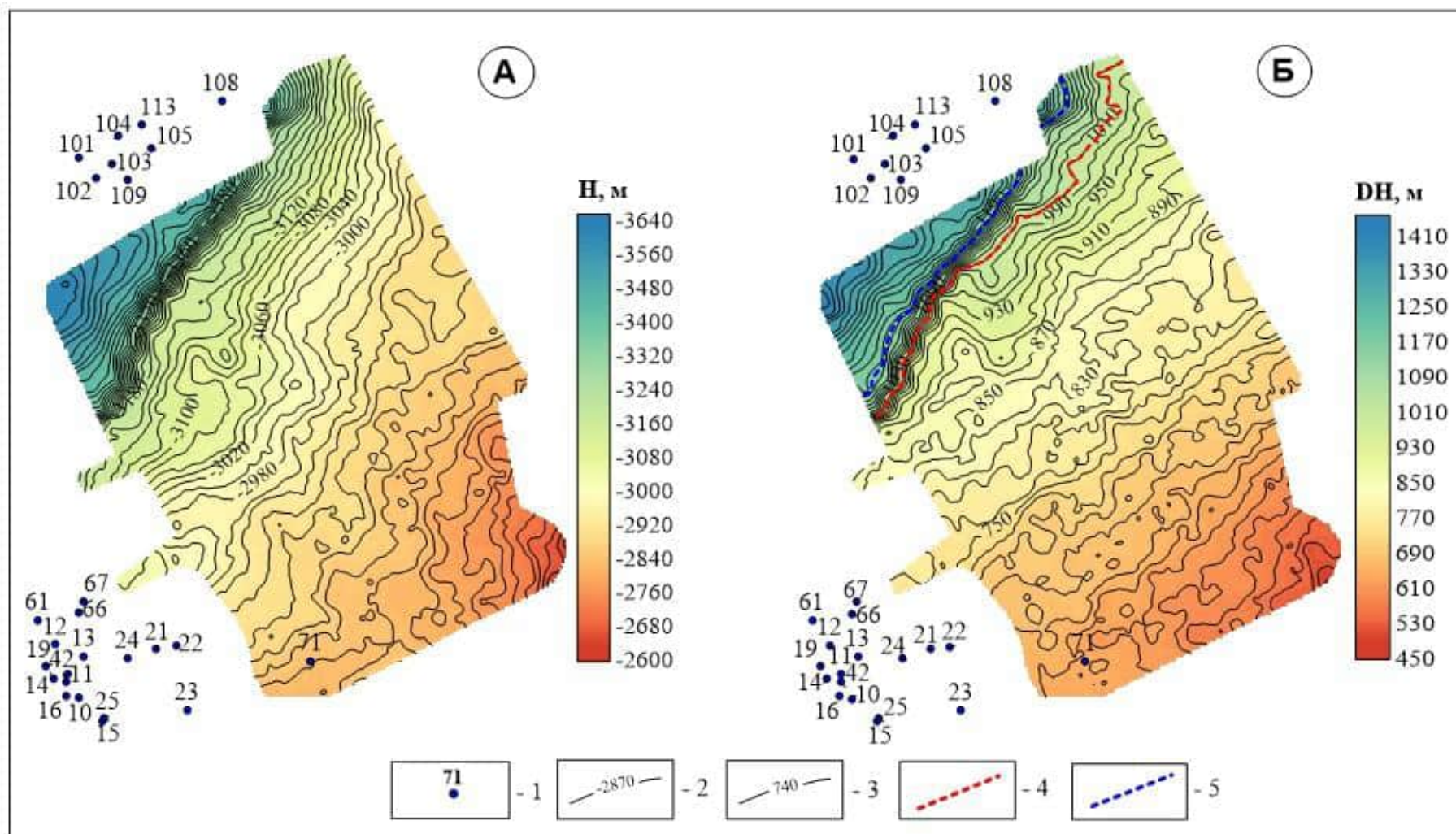


Рисунок 46 – Структурная карта по кровле пимской пачки (отражающий горизонт Нпим) (А) и карта толщин в интервале ОГ М - ОГ Нпим₁.

Условные обозначения: 1 – скважины; 1 – изогипсы отражающего горизонта Нпим, м; 2 – изопакхиты интервала ОГ М - ОГ Нпим₁, м; 4 – па-
леошельф; 5 – подножие аккумулятивного склона.

В результате проведенных исследований с использованием сейсмофациальных и динамических особенностей волновых полей в центральной части Гыданской НГО в составе подпимской клиноформы выделено пять резервуаров, имеющих зональное распространение (Рисунки 47, 48).

В рамках проведенных исследований было осуществлено построение структурной карты по кровле подпимской региональной клиноформы и по кровлям входящих в ее состав резервуаров Пим_1-Пим_5, а также карты толщин комплексов и карты изопакит отложений, залегающих между кровлями комплексов Пим_1- Пим_5 и горизонтом М (Рисунок 49, 50).

Последние были использованы для определений линий перехода аккумулятивного склона в шельфовую и глубоководную области.

Анализ сейсмических материалов показал, что внутри подпимской региональной клиноформы вблизи кромок шельфовых террас выделяются сейсмические аномалии - локальные зоны, в пределах которых существенно возрастают амплитуды приуроченных к кровлям резервуаров отражающих горизонтов (Рисунок 51). Выше было отмечено, что в области шельфа акустические жесткости песчаников превышают акустические характеристики вмещающих их глинистых разностей, что позволяет связывать эти сейсмические аномалии с зонами, перспективными для формирования зон распространения улучшенных коллекторов.

В процессе работы вдоль отражающего горизонта Нпим, приуроченного к кровле подпимской региональной клиноформы, в диапазоне 0-80 мс были рассчитаны средние по модулю амплитуды сейсмической записи. В этот диапазон по всем горизонтам, контролирующим входящих в состав подпимской клиноформы резервуаров Пим_1-Пим_5, попадают области перехода аккумулятивных склонов в шельфовую область.

Анализ карты распределения амплитудных характеристик сейсмической записи показал, что локальные высокоамплитудные сейсмические аномалии формируют вытянутые в северо-восточном направлении линейные зоны,

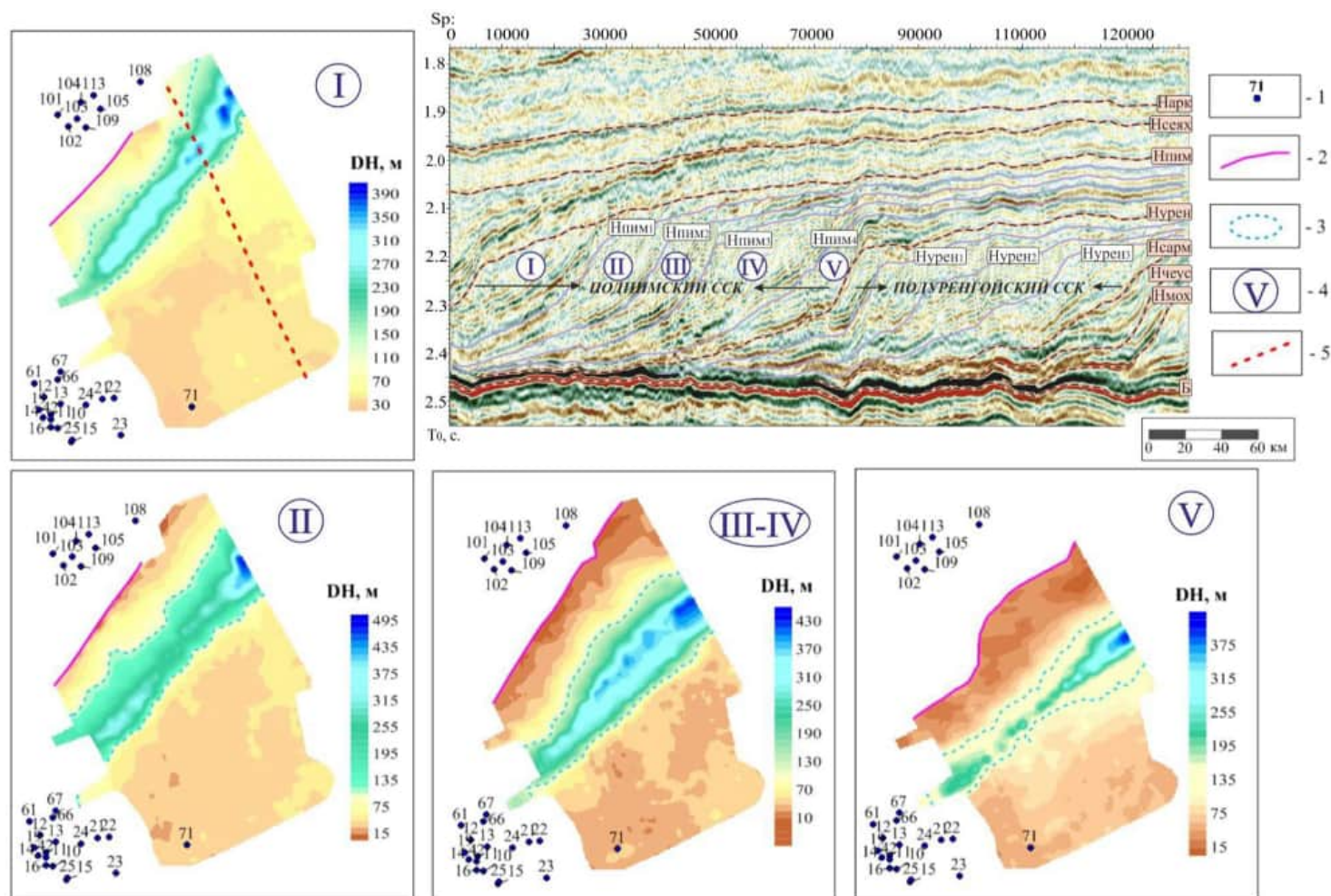


Рисунок 48 – Сейсмогеологическая характеристика и карты толщин резервуаров подпимского регионального ССК.

Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – линия прекращения прослеживания отражающих горизонтов, 3 – зоны увеличенных мощностей, 4 – нумерация подкомплексов подпимского сеймостратиграфического комплекса, 5 – положение сейсмического профиля 211320_791112 в плане.

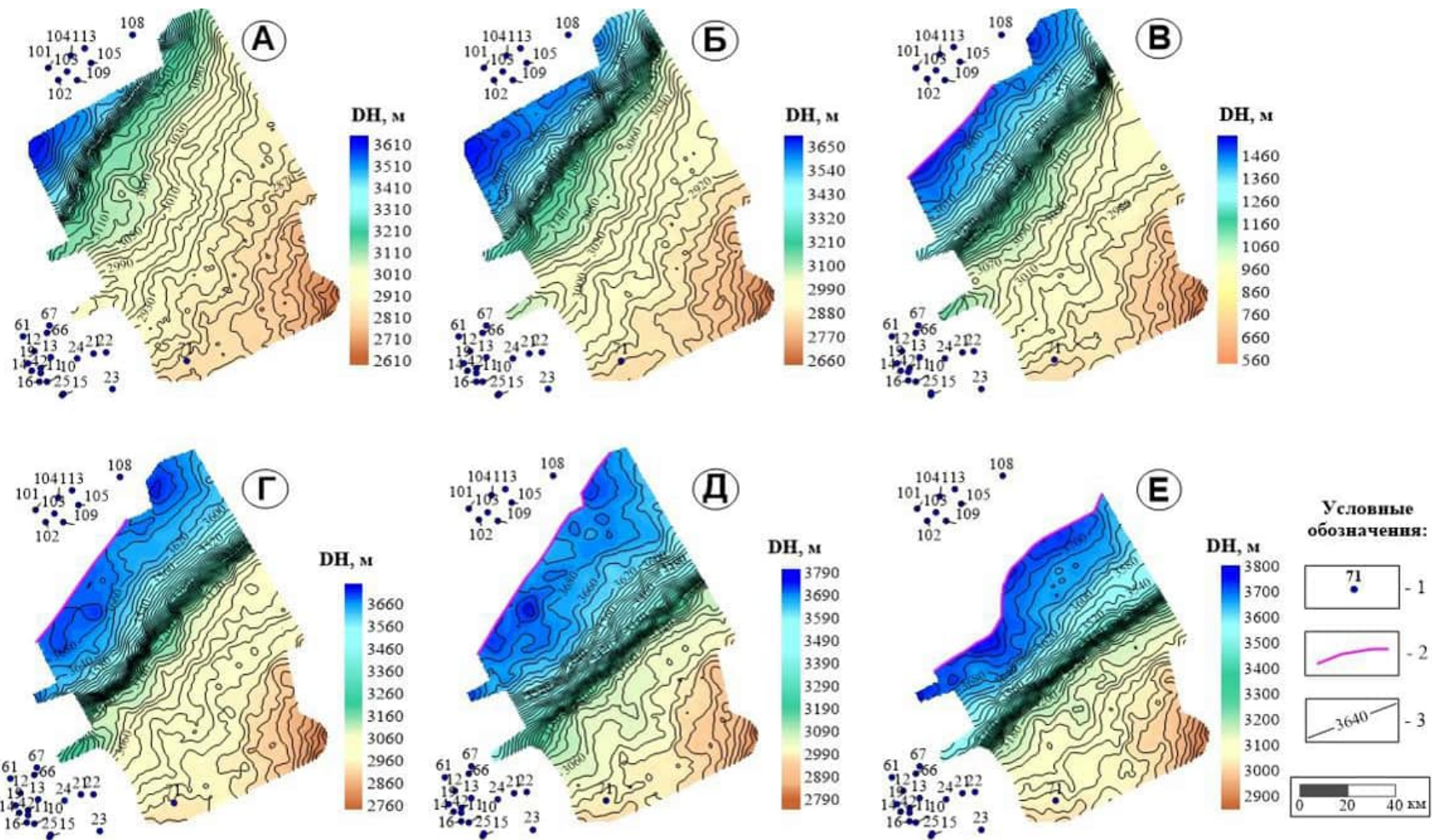


Рисунок 49 – Структурные карты по кровле (А) и по подошве (Е) подпимской региональной клиноформы и по кровлям входящих в ее состав резервуаров Пим_1-Пим_5 (Б-Д).

Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – линия прекращения прослеживания отражающих горизонтов; 3 – изогипсы отражающих горизонтов, м.

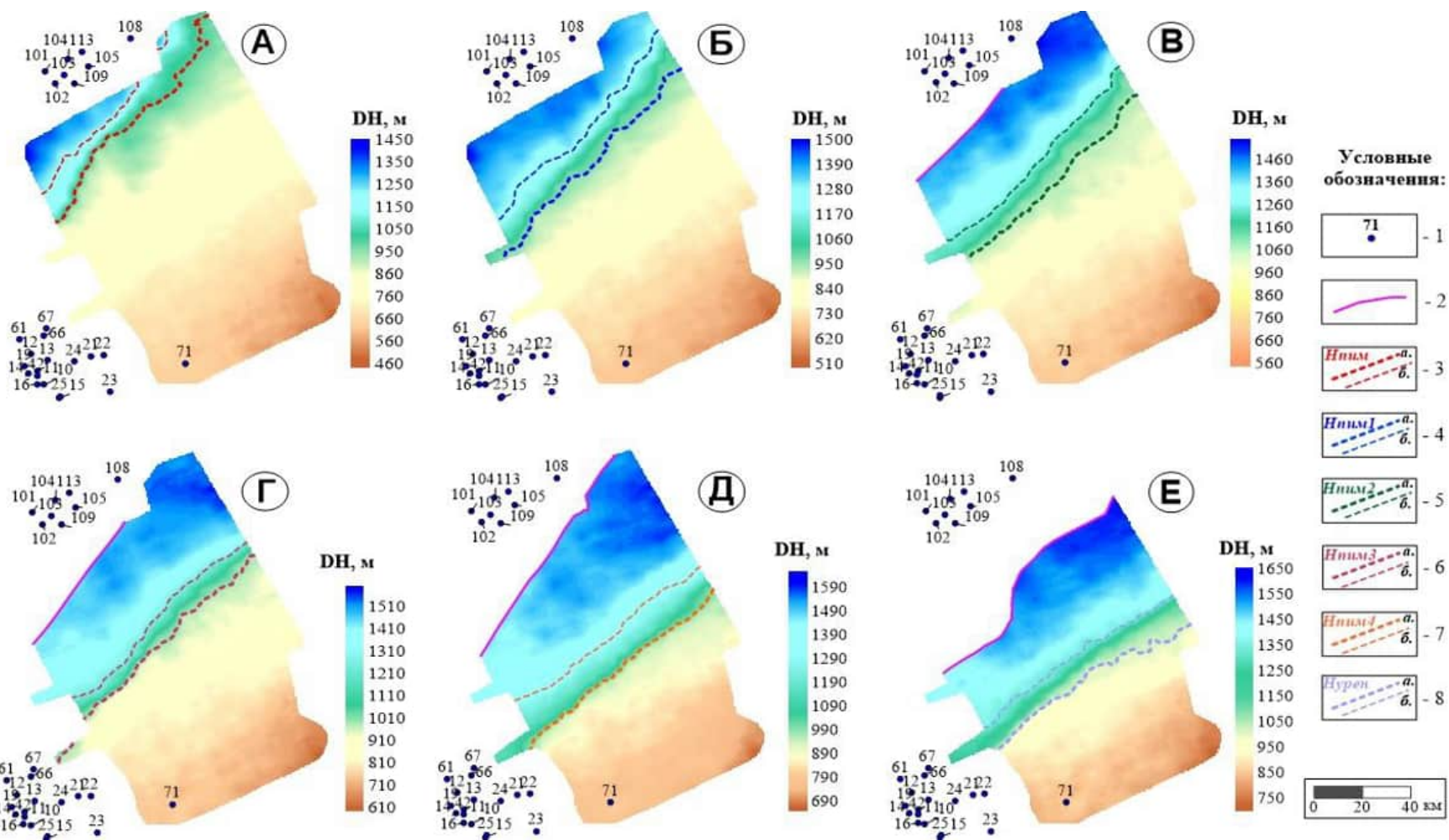


Рисунок 50 – Карты толщин в интервале ОГ М - ОГ Нпим (А), ОГ М - ОГ Нпим₁ (Б), ОГ М - ОГ Нпим₂(В), ОГ М - ОГ Нпим₃ (Г), ОГ М - ОГ Нпим₄ (Д), ОГ М - ОГ Нурен (Г).

Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – линия прекращения прослеживания ОГ; 3- 8 – геоморфологические границы: кромка палеошельфа (а.) и подножие аккумулятивного склона (б.) соответственно по кровле (А) и подошве (Е) подпимской региональной клиноформы, по кровлям входящих в ее состав резервуаров Пим_2-Пим_5 (Б-Д).

ориентированные параллельно кромкам шельфовых террас (Рисунок 52). В пределах перспективных зон амплитуды сейсмической записи составляют 4000-7000 у.е.; фоновые значения – 1500-2500 у.е.

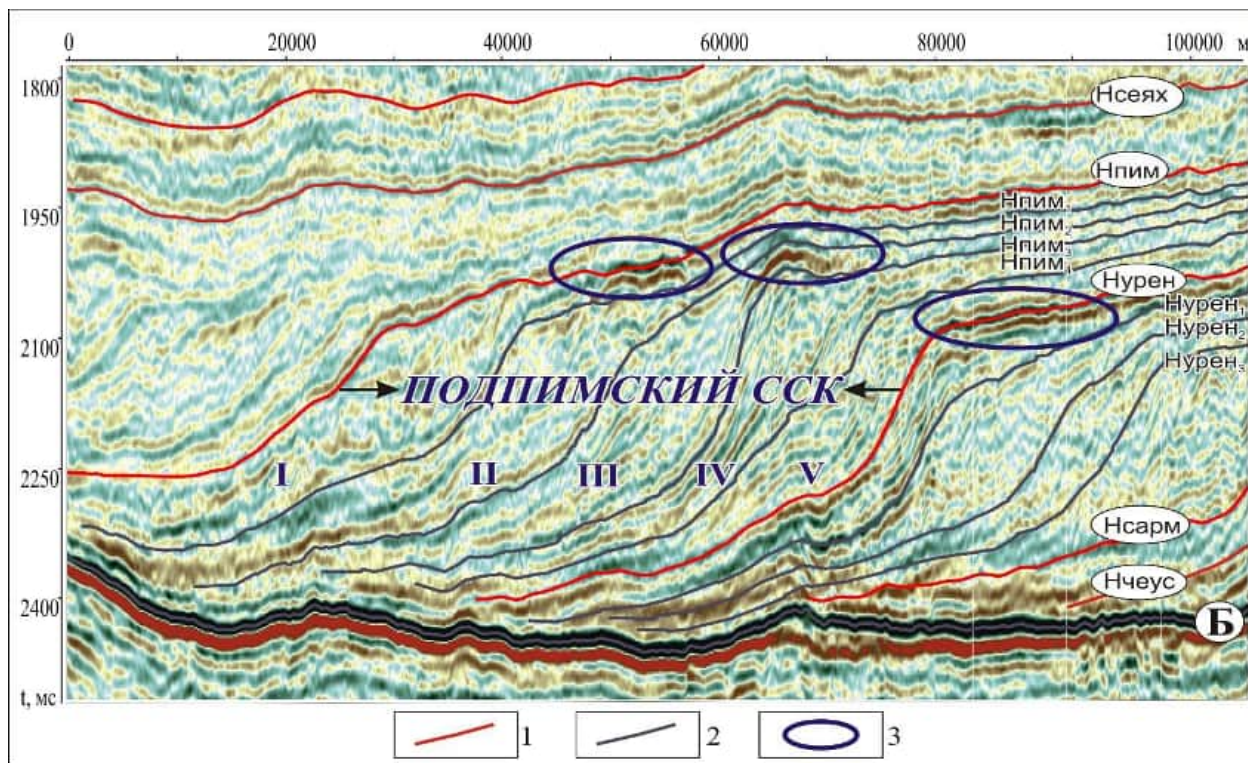


Рисунок 51 – Сейсмогеологическая характеристика подпимской региональной клиноформы.

Условные обозначения: 1-сейсмические горизонты, контролирующие региональные клиноформы, 2-сейсмические горизонты, контролирующие резервуары, 3-сейсмические аномалии.

Анализ карты распределения амплитудных характеристик сейсмической записи в комплексе со структурно-геоморфологической моделью строения подпимской региональной клиноформы позволил сделать следующие выводы:

- в центральной части Гыданской НГО в пределах подпимской региональной клиноформы антиклинальные структуры, способные аккумулировать залежи углеводородов, отсутствуют, и здесь перспективы нефтегазоносности некома могут быть связаны только со сложнопостроенными литологическими ловушками.

- зона, перспективная для формирования коллекторов, выделена в северо-восточной части комплекса Пим_1;
- юго-восточная линейная зона сейсмических аномалий отвечает 1-му комплексу подуренгойской клиноформы, в пределах которого можно ожидать развитие локализованных песчаных тел – ловушек;

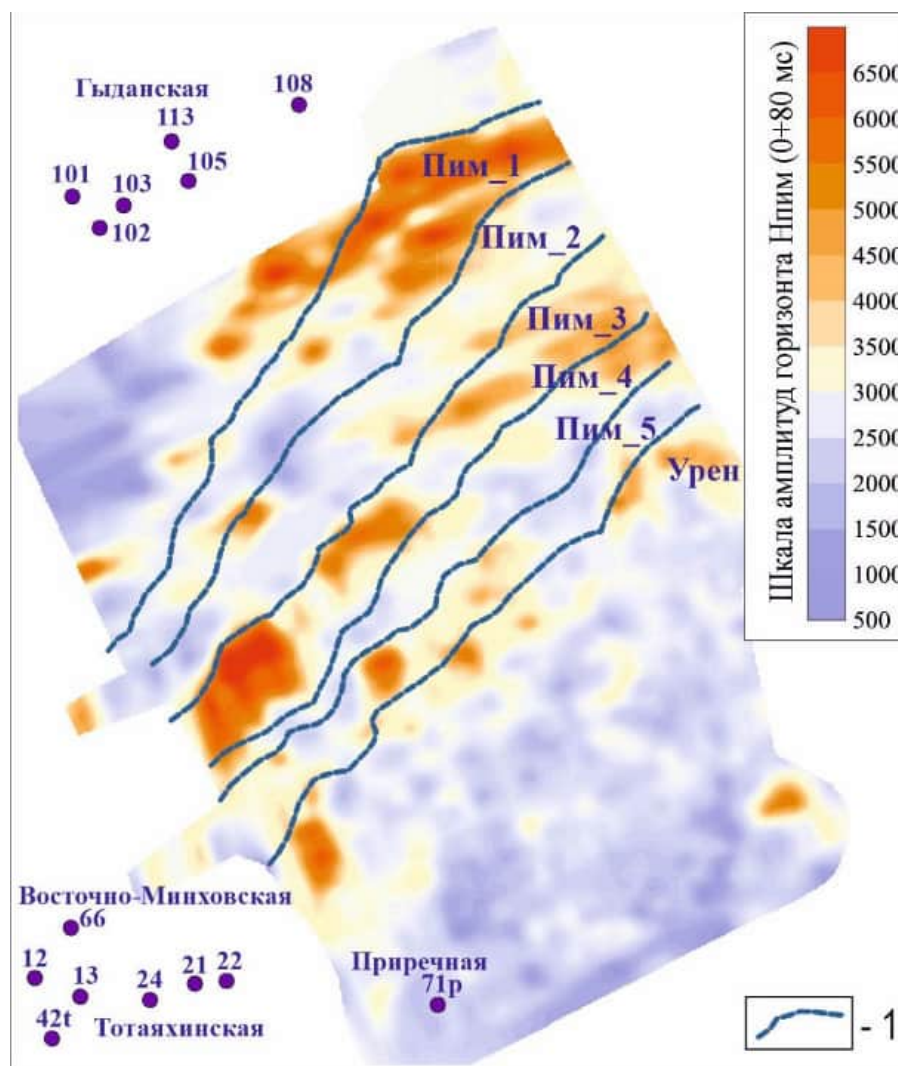


Рисунок 52 – Схема распределения амплитудных характеристик сейсмической записи подпимской региональной клиноформы.

Условные обозначения: 1 – границы резервуаров Пим_1-Пим_5.

- наиболее перспективным в отношении развития коллекторов и нефтегазоносности является резервуар Пим_3, вблизи кромки шельфовой террасы которого выделяется серия высокоамплитудных сейсмических аномалий,

вытянутых в цепочку северо-восточного направления; по морфологии порождающих аномалии геологических тел эта зона может интерпретироваться, как система вдольбереговых баров, перспективных для формирования коллекторов.

Выполненный анализ позволил сформулировать следующее защищаемое положение:

В Гыданской НГО выделяется 8 региональных клиноформ; в центральной части Гыданского полуострова развита подпимская региональная клиноформа, которая включает 5 резервуаров. В подпимском ССК исследуемой территории антиклинальные структуры отсутствуют, и перспективы нефтегазоносности неокома здесь могут быть связаны только со сложнопостроенными литологическими ловушками. Наиболее перспективным в отношении нефтегазоносности этой территории является резервуар Пим_3 вдоль кромки шельфа которого выделяется вытянутая в северо-восточном направлении цепочка высокоамплитудных сейсмических аномалий, отвечающих системе вдольбереговых баров.

Глава 5

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕАПТ-СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Меловые резервуары продуктивны на всех месторождениях Гыданского полуострова, продуктивность альб-сеноманского комплекса доказана на семи площадях: Антипаютинская, Тота-Яхинская, Геофизическая, Гыданская, Минховская, Солетско-Ханавейская и Утренняя. Газоносность верхнеаптских отложений установлена на восьми площадях: Утренняя, Штормовая, Солетско-Ханавейская, Минховская, Восточно-Минховская, Гыданская, Геофизическая и Восточно-Бугорная.

Непосредственно на рассмотренном участке находятся Салмановское, Гыданское и Геофизическое месторождения, в непосредственной близости - Ладертойское, Солетско-Ханавейское, Минховское, Восточно-Минховское, Трехбугорное, Восточно-Бугорное, расположенные преимущественно в северо-западной и центральной части полуострова Гыдан, Тота-Яхинское и Антипаютинское - на самом юге полуострова.

5.1. Сейсмогеологическое строение и условия формирования верхнеапт-альб-сеноманских отложений

Альб-сеноманский мегакомплекс ограничен в кровле мел-палеогеновыми преимущественно глинистыми отложениями (ОГ Г), в подошве – глинистой толщей яронгской свиты нижнего и среднего альба (ОГ М₁), которая является стратиграфическим аналогом нижней и средней частей ханты-мансийской свиты.

Верхнеаптский мегакомплекс ограничен в кровле глинистой толщей яронгской (ОГ М₁), а в подошве - нейтинской пачкой (ОГ М). Согласно схеме структурно-фациального районирования, эти отложения относятся к Полуйско-Ямало-Гыданскому фациальному району, где в этой части разреза выде-

ляются танопчинская (верхняя часть), яронгская и марресалинская свиты (Рисунок 53, 54).

Танопчинская свита состоит преимущественно из континентальных сероцветных песчано-глинистых угленосных пород мощностью 500-700 м. Песчаники мелко- и среднезернистые, слабо окатанные, сцементированные глинистым цементом.

Яронгская свита согласно залегает на породах танопчинской свиты, представлена серыми глинами тонкоотмученными, алевроитовыми, с пластами песчаников и алевролитов.

Марресалинская свита представлена разнообразными по гранулометрическому и вещественному составу сероцветными терригенными породами, неравномерным переслаиванием алевролитов, уплотненных песков, песчаников с линзовидными прослоями и невыдержанными пластами алевроитистых глин.

Разрез апт-альб-сеноманского мегакомплекса представлен переслаивающимися песчаными и глинистыми пластами и пачками.

В процессе выполнения работы была построена схема геолого-геофизического строения верхнеапт-сеноманских отложений по составному профилю (Рисунок 55), на которой отражено сложное литологическое строение разреза и показано, что в юго-восточном направлении глинистая пачка яронгской свиты теряет свои экранирующие свойства, поскольку и в ее составе существенно увеличивается доля грубозернистого осадочного материала.

Для альб-сеноманского мегакомплекса показан характер переслаивания песчано-алевролитовых и глинисто-алевролитовых горизонтов, где мощность последних значительно сокращается в верхней половине сеномана, что объясняется постепенной сменой континентальных отложений мелководными.

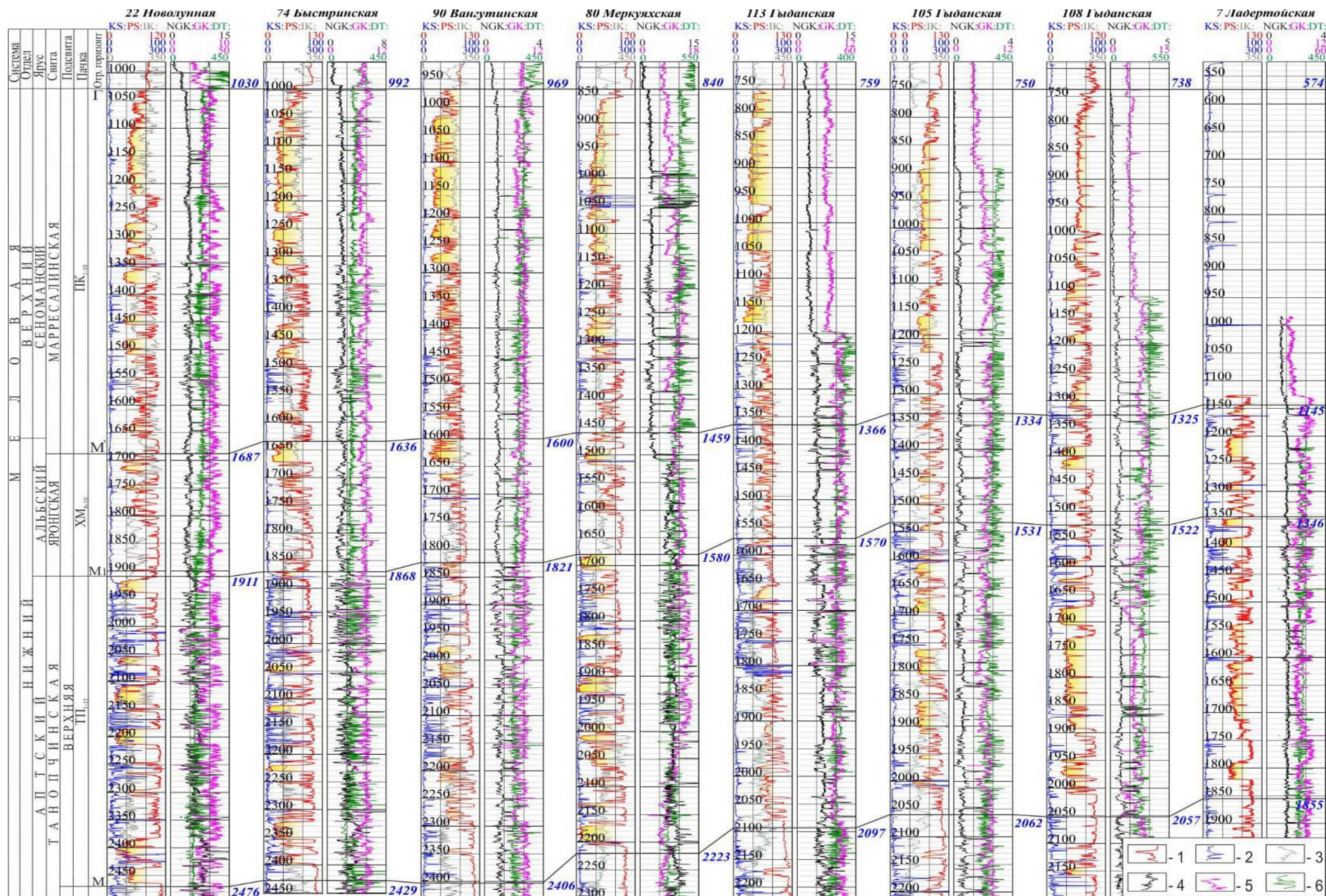


Рисунок 53 – Корреляционная схема апт-альб-сеноманских отложений по скважинам Ладертойской, Гыданской, Меркуяхской, Вангутинской, Быстринской и Новолунной площадей.
Условные обозначения: 1 – кривая ПС, 2 – кривая КС; 3 – кривая ИК; 4 – кривая НГК; 5 – кривая ГК, 6 – кривая АК.

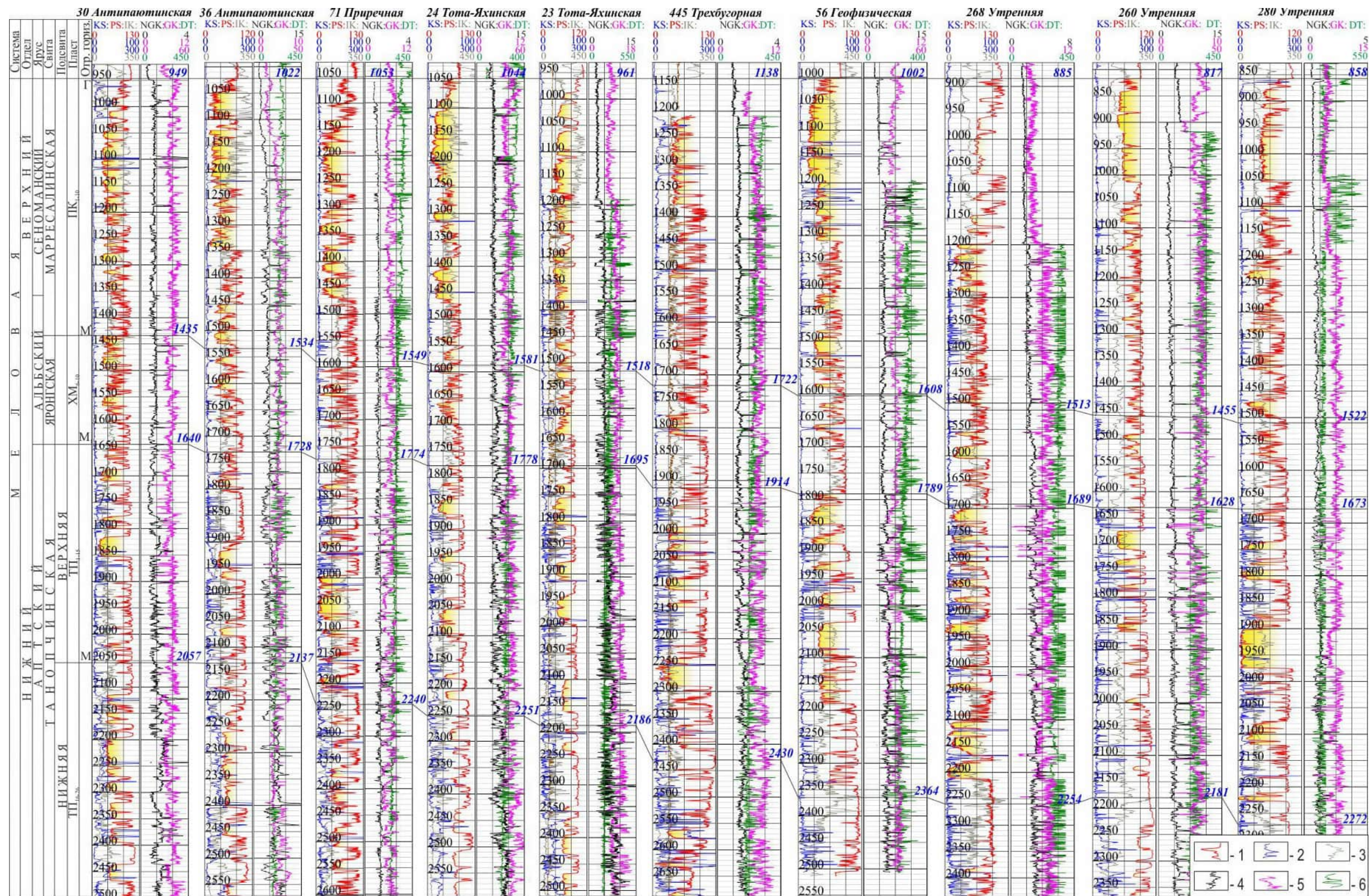


Рисунок 54 – Корреляционная схема апт-альб-сеноманских отложений по скважинам Антипаютинской, Приречной, Тота-Яхинской, Трехбугорной, Геофизической и Утренней площадей.
Условные обозначения: 1 – кривая ПС, 2 – кривая КС; 3 – кривая ИК; 4 – кривая НГК; 5 – кривая ГК, 6 – кривая АК.

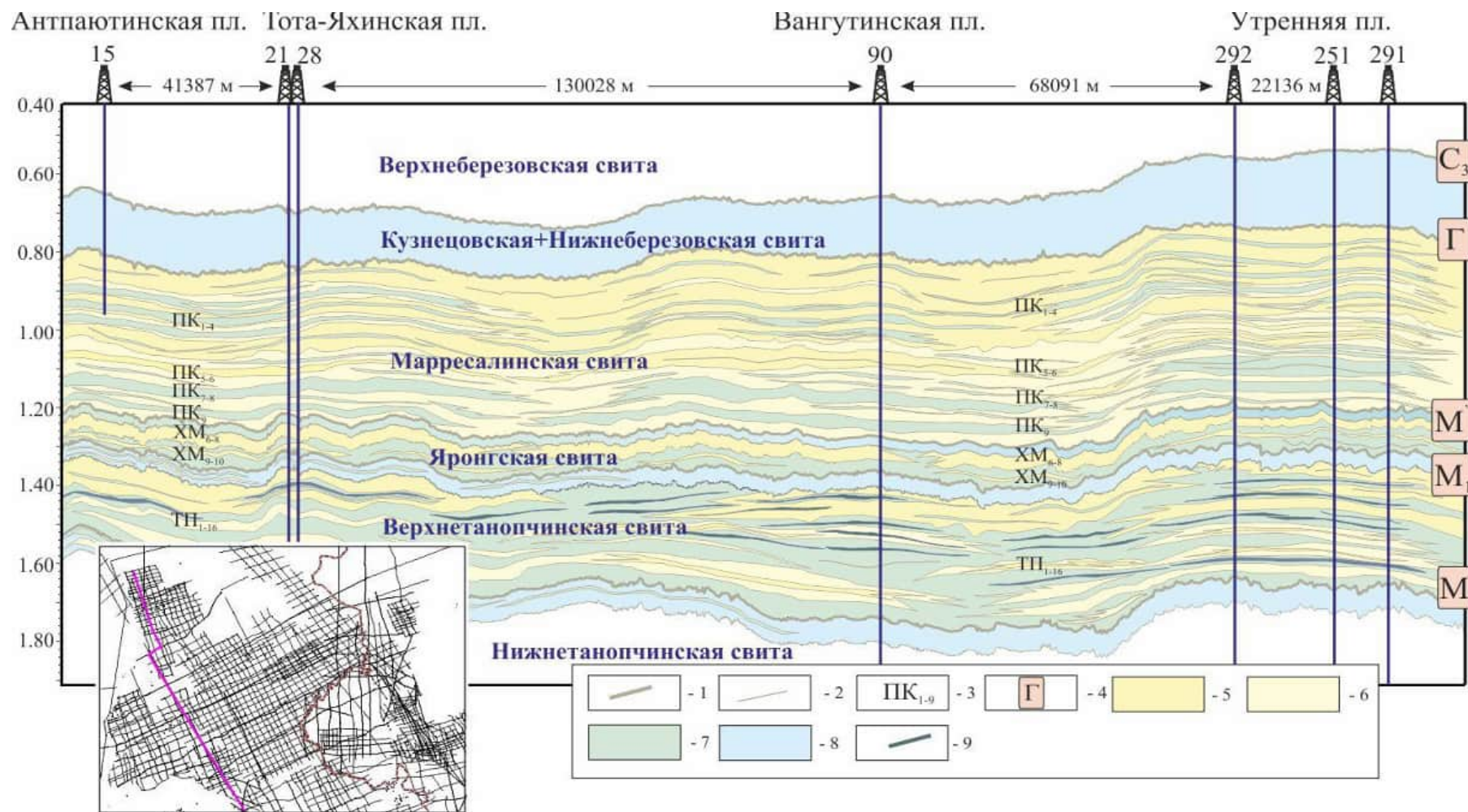


Рисунок 55 – Схема геолого-геофизического строения верхнеаптыхских и альб-сеноманских отложений.

Условные обозначения: 1 – границы основных ОГ, 2 – границы пластов, групп пластов; 3 – индексы продуктивных пластов; 4 – отражающие горизонты; 5 – преимущественно песчаные тела, 6 – песчано-алевритовые тела, 7 – алевриты и аргиллиты; 8 – преимущественно глины; 9 – угли.

5.2. Стратиграфическая приуроченность верхнеапт-сеноманских залежей углеводородов

В Гыданской НГО, в апт-альб-сеноманском продуктивном мегакомплексе выделяются два нефтегазоперспективных комплекса: верхнеаптский (пласты ТП₁₋₁₆) и альб-сеноманский (пласты ПК₁₋₉, ХМ₆₋₁₀), разделенные глинистой толщей яронгской свиты нижнего и среднего альба (стратиграфический аналог нижней и средней части ханты-мансийской свиты) [Казаненков, 2014].

По стратиграфической приуроченности залежей газа месторождения Гыданской НГО условно можно разделить на три класса (см. рисунок 15):

1. Месторождения, на которых газоносность связана со всем разрезом апт-альб-сеноманского мегакомплекса (Салмановское, Гыданское, Геофизическое, Солетско-Ханавейское и Минховское). На этих месторождениях промышленные запасы газа локализованы в пластах ПК₁₋₉ марресалинской, ХМ₆₋₉ яронгской и ТП₁₋₁₅ танопчинской свит.

2. Месторождения, залежи которых сконцентрированы только в верхнеаптских песчаных пластах ТП₁₋₁₅ танопчинской свиты. К этому классу месторождений относятся Штормовое, Восточно-Бугорное и Восточно-Минховское.

3. Месторождения, залежи которых локализованы под туронским региональным флюидоупором в сеноманском песчаном горизонте ПК₁ марресалинской свиты. Примером месторождений этого типа являются Тота-Яхинское и Антипаютинское.

В отличие от других северных районов на западе Гыданского полуострова увеличивается глинистость апт-альб-сеноманских отложений [Скоробогатов, 2006], в разрезе нижнего мела появляется ряд мощных локальных и региональных покрышек. В результате чего в зоне развития локальных покрышек альб-сеноманский комплекс оказался продуктивен на ряде месторождений. Таким образом, залежи *первого типа* связанные с песчаными пластами ПК₁₋₉ марресалинской, ХМ₆₋₉ яронгской и ТП₁₋₁₅ танопчинской свит, получили

наибольшее распространение в западной и северо-западной части Гыданского полуострова и формировались в случае, когда верхнеапт-альб-сеноманские отложения были разделены достаточными по мощности толщами аргиллитоглинистых пород способными выполнять роль региональных и латеральных экранов, в том числе и на пути миграции углеводородов из подстилающих отложений в песчаные пласты марресалинской и яронгской свит. В частности, такая ситуация отмечена на перечисленных выше месторождениях.

На Гыданском полуострове на Восточно-Бугорном, Восточно-Минховском, Солетско-Ханавейском, Штормовом месторождениях песчаные резервуары марресалинской свиты обладают хорошими коллекторскими свойствами, однако не содержат залежи углеводородов. Здесь основные *залежи второго типа* связаны исключительно с нижезалегающими песчаными пластами танопчинской свиты. Залежи данного типа формировались в случае, когда отложения верхнеаптского и альб-сеноманского комплексов были разделены относительно мощной глинистой ханты-мансийской пачкой и серией аргиллитоглинистых пород выступающих как серия латеральных экранов залегающих в отложениях танопчинской свиты. Исключением является Солетско-Ханавейское месторождение, где фиксируется одна небольшая залежь в отложениях пласта ХМ₆ яронгской свиты. К тому же структуры, к которым приурочена эта группа месторождений, практически не находят отражение в кровле марресалинской свиты, а следовательно, не способны удерживать какие-либо скопления газообразных углеводородов.

В южной части Гыданского полуострова глинистая толща яронгской свиты нижнего и среднего альба, делящая апт-альб-сеноманский продуктивный комплекс на два региональных резервуара (верхнеаптский и альб-сеноманский), значительно опесчанивается [Казаненков, 2014], в результате чего не может играть роль надежного экрана. В целом, аналогично возрастает роль песка и в отложениях апт-альб-сеноманского комплекса на юге данной территории.

Это является, одной из причин распространения здесь *залежей третьего типа*, связанных исключительно с песчаным пластом ПК₁ марресалинской свиты. Этот тип, как правило, отвечает ситуации, когда флюидоупор – нижнеальбская ханты-мансийская пачка имеет незначительную мощность и представлена более грубозернистой толщей, которая, не может аккумулировать углеводороды и не в состоянии выполнять роль экрана на пути миграции углеводородов из подстилающих отложений.

5.3. Прогноз толщин и коллекторских свойств продуктивных резервуаров

Апт-альб-сеноманский мегакомплекс включает отложения верхнеаптского (верхняя часть танопчинской свиты) и альб-сеноманского комплексов, которые контролируются реперными отражающими горизонтами Г, М и М₁.

В центральной части Гыданской НГО основные газовые скопления сконцентрированы в сеноманском горизонте ПК₁₋₄, залегающем под кузнецовским (туронским) региональным флюидоупором, и в пластах ТП₁-ТП₃ танопчинской свиты под яронгской покрывкой.

Запасы залежей углеводородов определяются параметрами ловушек (площадь, амплитуда) и эффективными толщинами пластов (резервуаров).

Сеноманские залежи массивные и сконцентрированы в высоконефтепроницаемых песчаных коллекторах ($p > 35\%$); верхнеаптские залежи пластовые, разделены непроницаемыми глинистыми толщами, средние плотности танопчинских пластов составляют 18-22 %.

В рамках приведенного выше структурно-тектонического анализа было показано, что в позднеаптское и альб-сеноманское время центральная часть Гыданской НГО развивалась в значительной степени унаследовано. На это указывают и приведенные на рисунке 56 зависимости между толщинами этих комплексов и толщинами комплексов от толщин апт-альб-сеноманского мегакомплекса.

Анализ этих материалов позволил предположить, что на этапах формирования продуктивных пластов и горизонтов тенденции развития территории сохранялись и их толщины будут находить отражения в распределении толщин верхнеаптского и альб-сеноманского комплексов.

В настоящей работе определение толщин и эффективных толщин продуктивных пластов и горизонтов выполнялось с использованием регрессионного анализа в 2 этапа:

- нахождение зависимостей между толщинами пластов (горизонтов) и толщинами верхнеаптского и альб-сеноманского комплексов;
- нахождение зависимостей эффективных толщин песчаных пластов и горизонтов от их общих толщин.

Зависимости толщин пластов от толщин комплексов, и эффективных толщин от толщин пластов и горизонтов приведены на рисунках 57 - 58.

Результаты проведенного анализа показали, что этот подход дает достаточно кондиционные результаты и позволяет оценить распределение эффективных толщин песчаных пластов и горизонтов по скважинным данным.

Для построения карт эффективных толщин сеноманского песчаного горизонта ПК₁₋₄ и верхнеаптских пластов ТП₁-ТП₃ были использованы приведенные выше зависимости, структурные карты по отражающим горизонтам М, М₁, Г и карты изопахит верхнеаптского и альб-сеноманского комплексов.

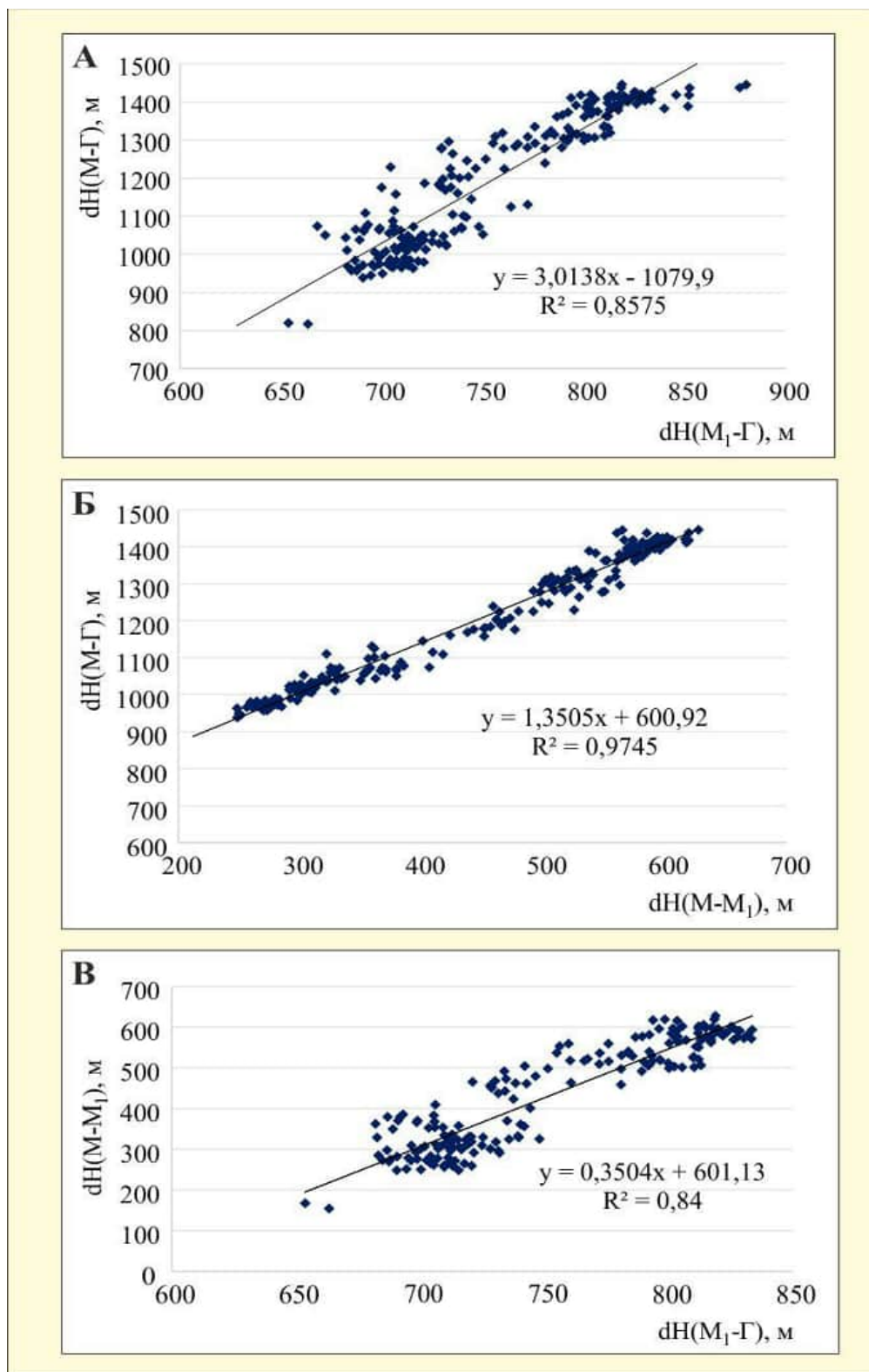


Рисунок 56 - Зависимости толщины верхнеапт-сеноманских (ОГ М-Γ) отложений от толщин альб-сеноманского (ОГ Γ-М₁) комплекса (А) и верхнеаптского (ОГ М-М₁) комплекса (Б), толщины верхнеаптского (ОГ М-М₁) от толщины альб-сеноманского (ОГ М₁-Γ) комплексов (Г).

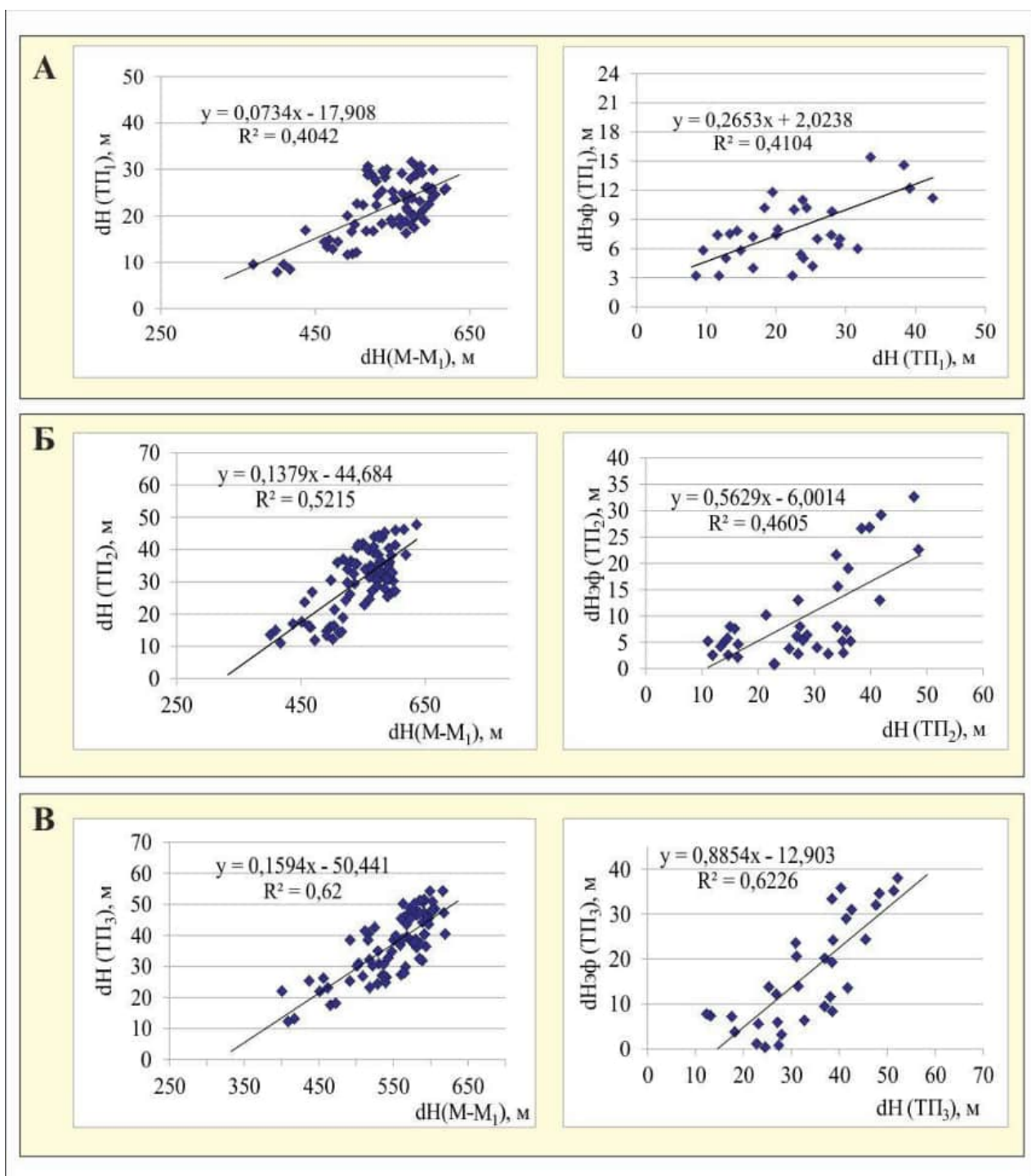


Рисунок 57 – Зависимости толщин пластов от толщины верхнеаптского комплекса и эффективных толщин от толщин пластов ТП₁ (А), ТП₂ (Б) и ТП₃ (В).

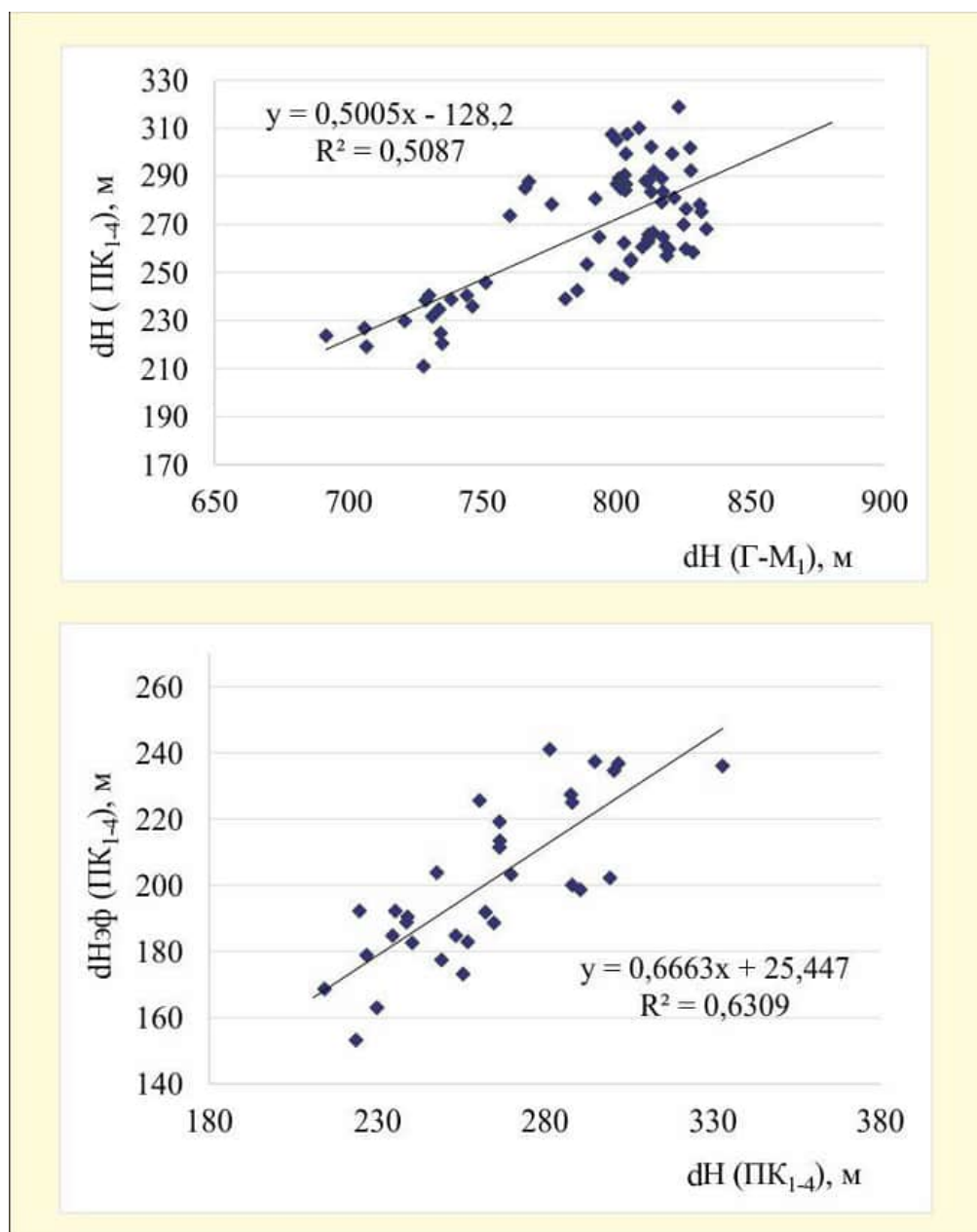


Рисунок 58 – Зависимости толщины горизонта $ПК_{1-4}$ от толщины альб-сеноманского комплекса и эффективной толщины от толщины горизонта $ПК_{1-4}$.

5.4. Модель геологического строения верхнеаптских отложений

Выше было отмечено, что с отложениями верхнеаптского возраста связана значительная часть залежей газа и конденсата Гыданской НГО. Региональной покрывкой для комплекса является глинистая ханты-мансийская пачка ниже-среднеальбского возраста, залегающая в нижней части яронгской

свиты. Анализ результатов геологоразведочных работ на территории Гыданского полуострова показал, что эта глинистая толща опесчанивается в юго-восточном направлении и ее экранирующие свойства ухудшаются (Рисунок 59 - 60).

Верхнетанопчинская толща представлена, преимущественно, песками и песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и глинистыми породами. Глинистые породы образуют невыдержанные по простиранию прослои и пачки мощностью до 30 м, которые способны выполнять роль зонально-локальных флюидоупоров. В глинистых и алевроитовых прослоях отмечаются маломощные прослои углей. На рассмотренной территории суммарная мощность верхнеаптских углей увеличивается с юга на север от 18 м (скв. 30 Антипаютинская) до 39 м (скв. 275 Утренняя).

Верхнеаптские песчаные пласты свиты на отдельных участках выдержаны по простиранию на значительные расстояния, местами имеют линзовидное строение [Конторович, 1975]. Залежи углеводородов в этих отложениях как правило контролируются структурными ловушками. В пределах рассмотренной территории кровля танопчинской свиты выделяется на абсолютных глубинах от 1190 м до 2150 м.

На исследуемой территории продуктивный песчано-алевритовый горизонт ТП₁₋₃ выделяется в разрезах всех скважин. Горизонт залегает в кровле верхнеаптского комплекса непосредственно под перекрывающими глинами яронгской (ханты-мансийской) пачки.

Учитывая, что эффективные толщины и общие толщины пластов ТП₁-ТП₃ связаны прямо-пропорциональными зависимостями, эти характеристики пластов одинаково распределены по площади.

Пласт ТП₁ (Рисунок 61). На исследуемой территории мощность пласта ТП₁ изменяется в диапазоне от 12 м до 38 м. Сокращение толщин пласта ТП₁ происходит в южном и восточном направлениях, в направлении Солетской, Минховской и Трехбугорной площадей. Минимальные толщины пласта фиксируются на юге, на Восточно-Бугорной и Трехбугорной площадях,

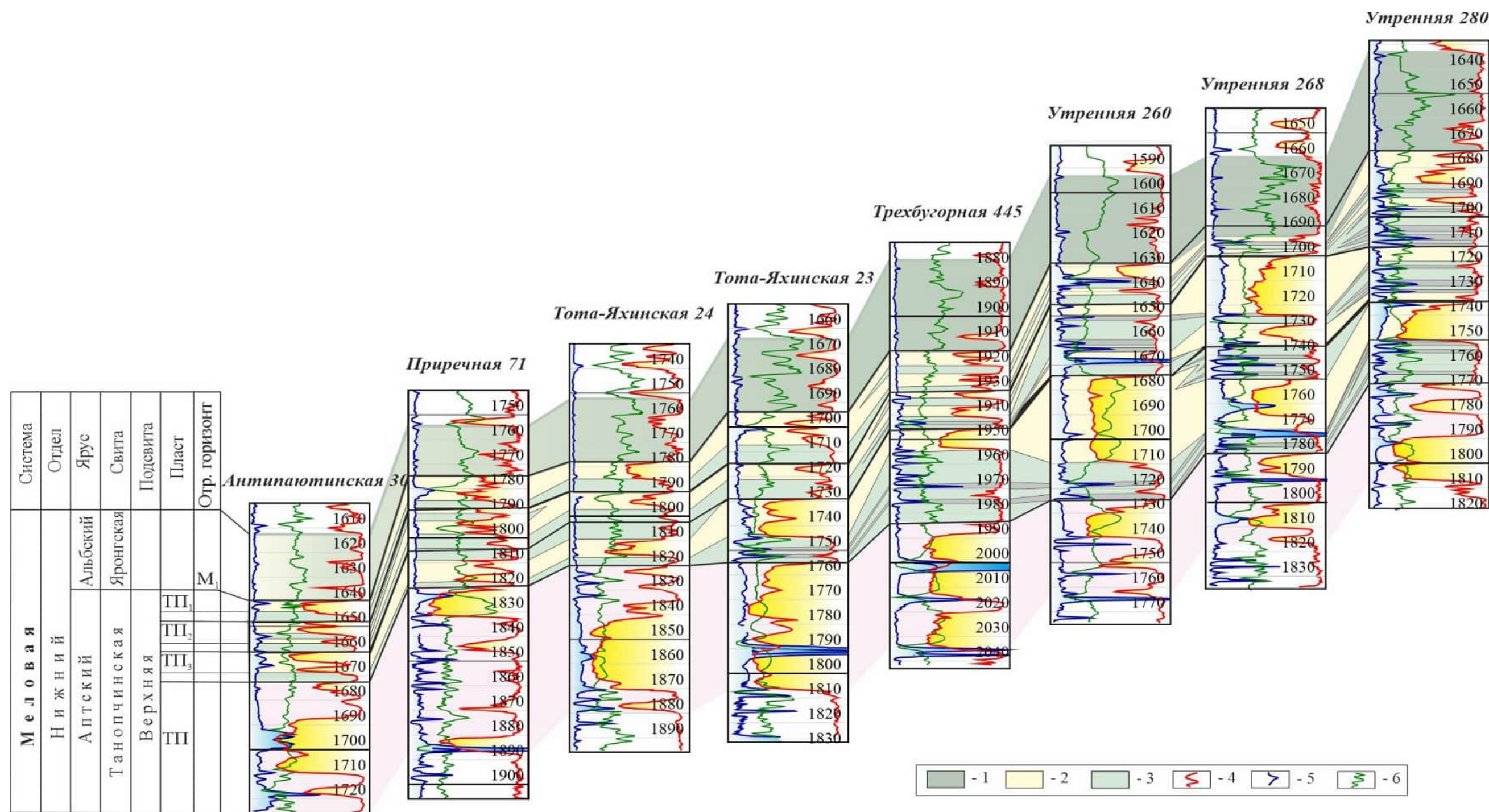


Рисунок 59 – Корреляционная схема верхнеаптских отложений по скважинам Антипаютинской, Приречной, Тота-Яхинской, Трехбугорной и Утренней площадей, выровненная на начало формирования нейтинской пачки.

Условные обозначения: 1 – нижнеальбский флюидоупор; 2 – песчаники; 3 – глинистые породы; 4 – кривая ПС, 5 – кривая КС, кривая ИК.

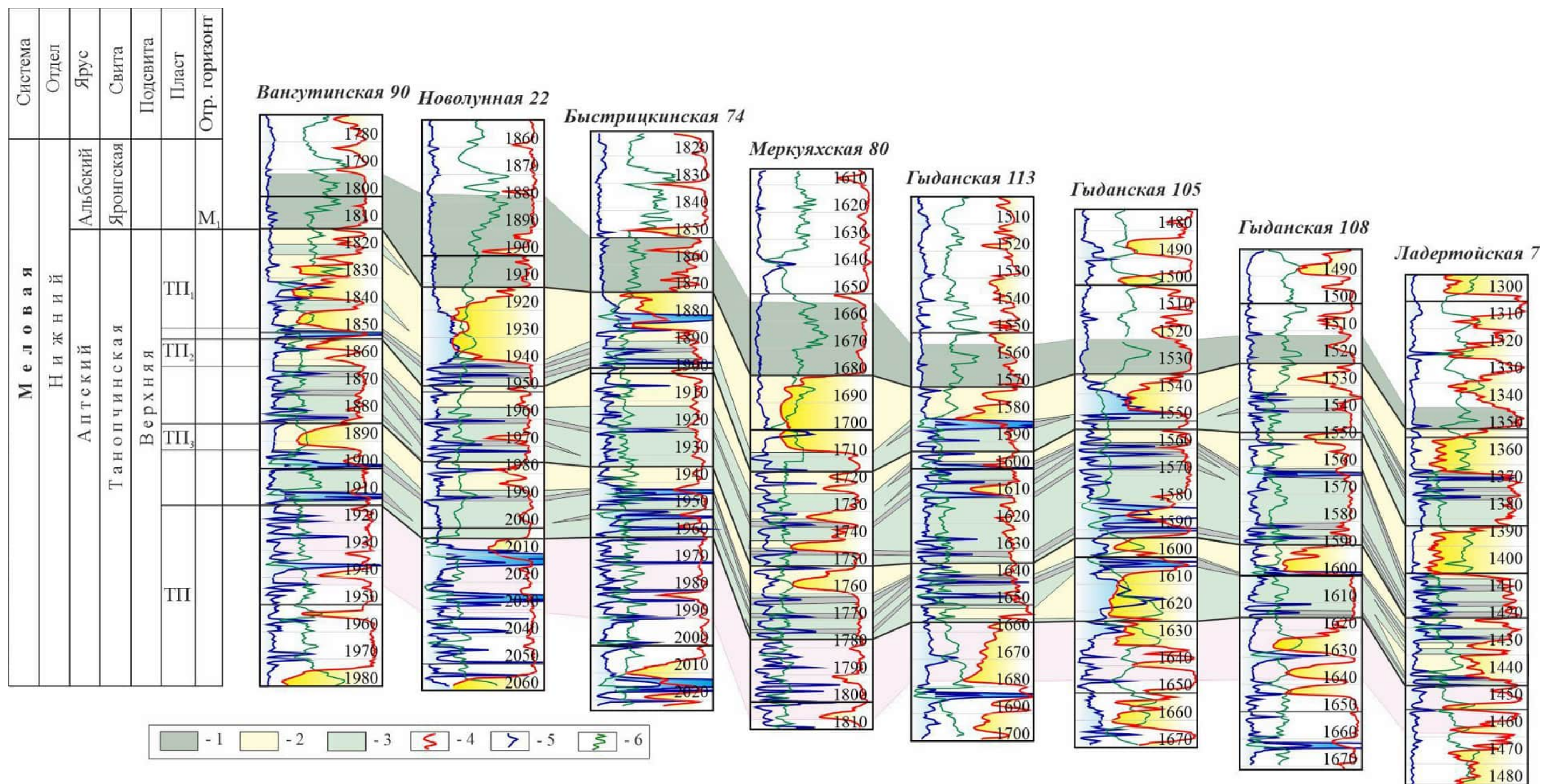


Рисунок 60 – Корреляционная схема верхнеаптских отложений по скважинам Ладертойской, Гыданской, Меркуяхской, Быстрицкинской и Вангутинской площадей, выровненная на начало формирования нейтинской пачки.

Условные обозначения: 1 – нижнеальбский флюидоупор; 2 – песчаники; 3 – глинистые породы; 4 – кривая ПС, 5 – кривая КС, кривая ИК.

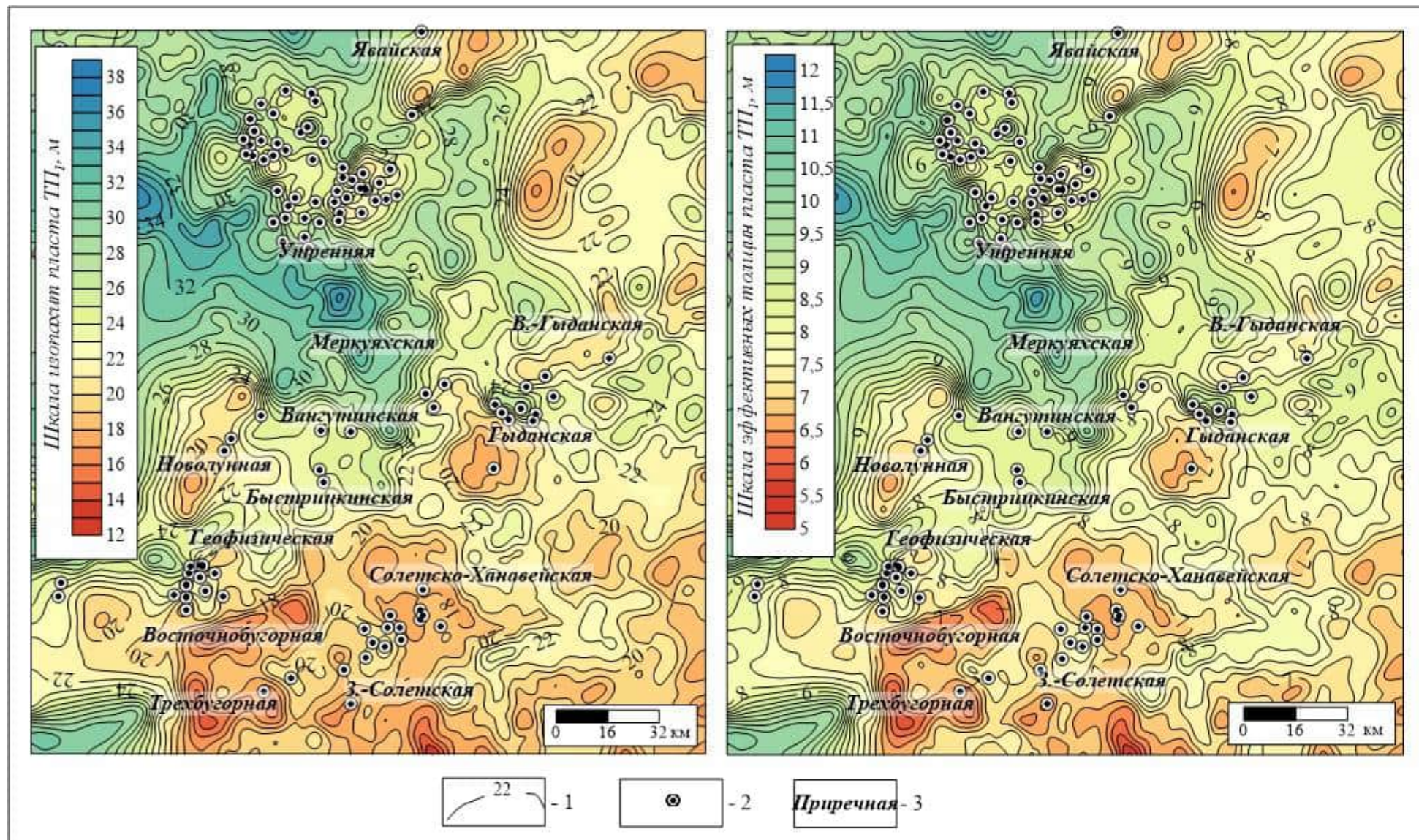


Рисунок 61 – Карта толщин и эффективных толщин пласта TP_1 танопчинской свиты.

Условные обозначения: 1– изопачиты пласта TP_1 , м; 2 – скважины поисковые и разведочные; 3 –название площадей.

максимальные - на северо-западе в районе Утренней структуры.

Увеличение толщин пласта $ТП_1$ до 33-36 м фиксируется в прогибе северо-западного простирания, проходящего между Геофизическим поднятием на юге и Утренней структурой на севере.

Аналогичным образом ведут себя и эффективные толщины пласта $ТП_1$, которые на исследуемой территории составляют около 30% суммарной толщины пласта и лежат в диапазоне от 5 до 12 м. Пласт $ТП_1$, эффективная мощность которого не превышает 5-6 м, распространен на Восточно-Бугорной, Трехбугорной и Солетско-Ханавейской площадях; на северо-западе исследуемой территории, на Салмановском месторождении эффективная толщина пласта составляет 7-8 м, к югу от него в прогибе, вытянутом в северо-западном направлении достигает 10-12 м.

Пласт $ТП_2$ в центральной части Гыданской НГО развит повсеместно; региональное сокращение толщин и эффективных толщин пласта $ТП_2$ отмечается в юго-восточном и северо-восточном направлениях (Рисунок 62).

Толщина пласта $ТП_2$ изменяется в диапазоне от 12-32 м ($H_{эф}=1-8$ м) в южной части исследуемой территории на Западно-Солетской площади до 36-44 м ($H_{эф}=18-26$ м) на северо-западе, к западу от Утренней площади. В центральной части исследуемой территории толщины пласта $ТП_2$ имеют промежуточные значения, порядка 30-35 м ($H_{эф}=10-20$ м).

Пласт $ТП_3$ на исследуемой территории имеет толщину 15-63 м ($H_{эф}=4-40$ м). Сокращение толщин и эффективных толщин пласта $ТП_3$ отмечается в юго-восточной и центральной частях исследуемого региона (Рисунок 63). В этой зоне толщины и эффективные толщины пластов, соответственно, не превышают 35 и 15-16 м. Минимальные толщины до 20 м ($H_{эф}<10$ м) фиксируются в районе Гыданской структуры, максимальные ($H>45$ м, $H>25$ м) – на северо-западе, в линейной зоне, практически повторяющей зону увеличенных толщин пласта $ТП_1$.

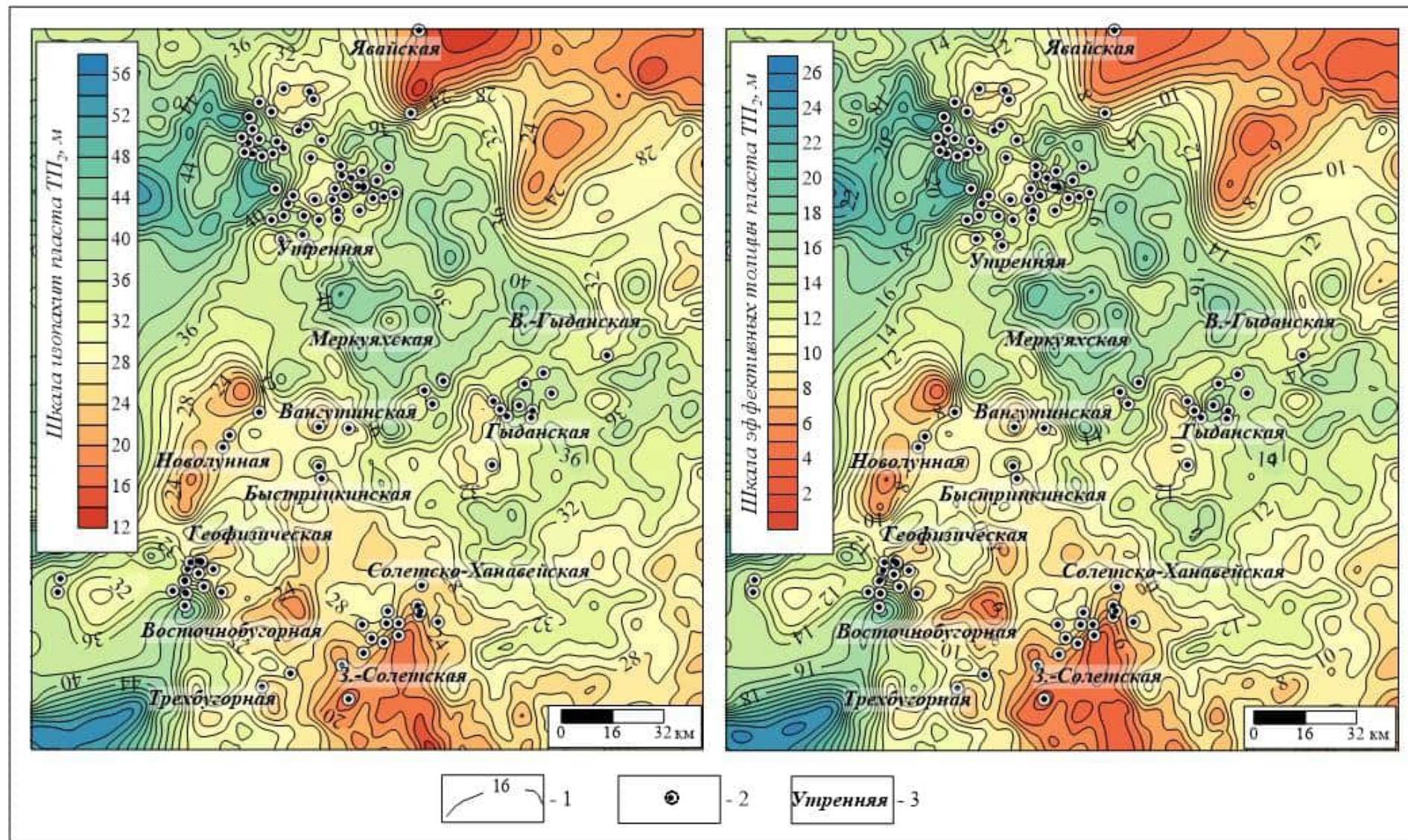


Рисунок 62 – Карта толщин и эффективных толщин пласта ТП₂ танопчинской свиты.

Условные обозначения: 1– изопакиты пласта ТП₂, м; 2 – скважины поисковые и разведочные; 3 –название площадей.

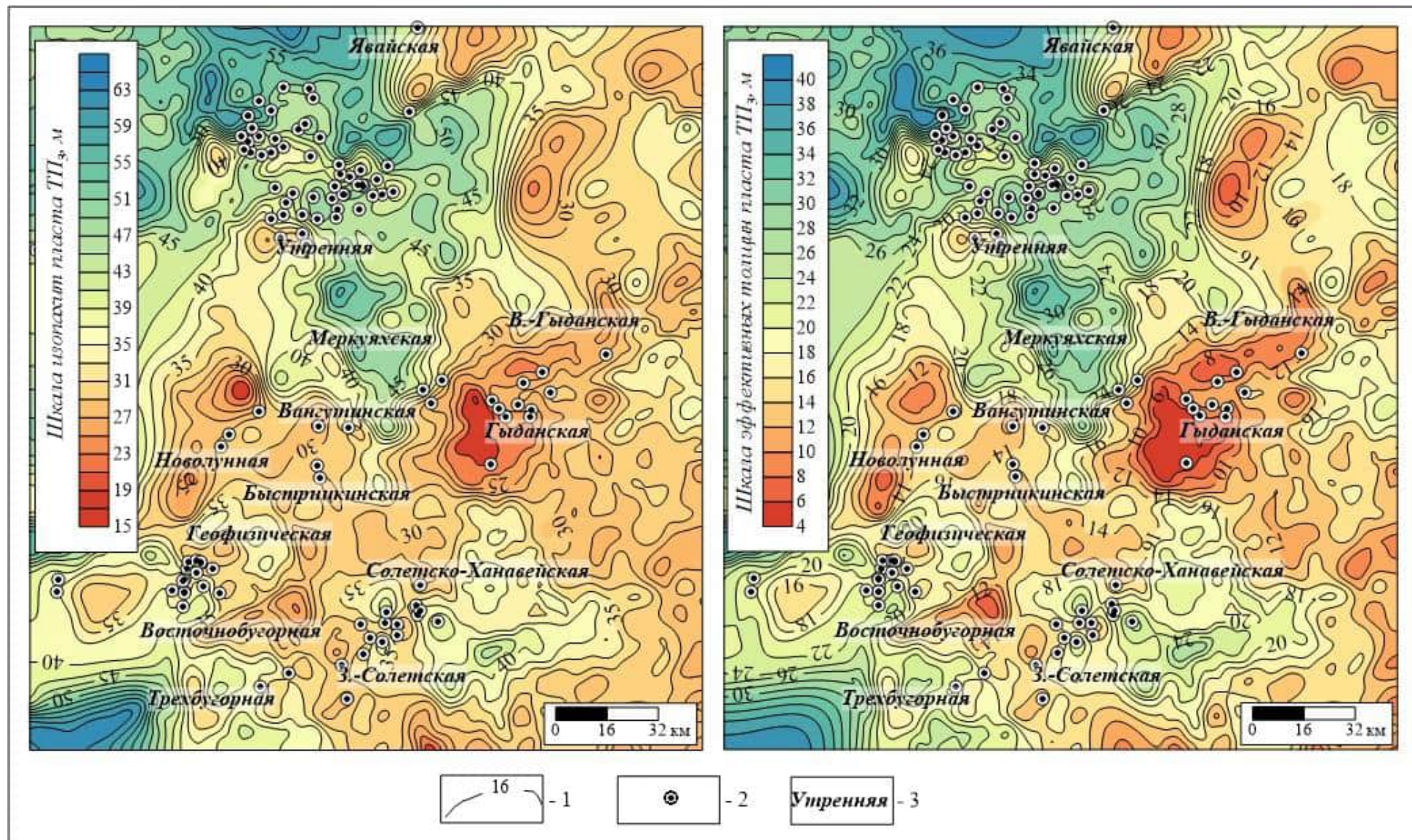


Рисунок 63 – Карта толщин и эффективных толщин пласта ТП₃ танопчинской свиты.

Условные обозначения: 1– изопахиты пласта ТП₃, м; 2 – скважины поисковые и разведочные; 3 –название площадей.

Подводя итог выполненного анализа, сформулируем основные выводы:

1. Характер распределения эффективных толщин пластов ТП₁-ТП₃ верхнетанопчинского резервуара показал, что несмотря на существенную дифференциацию их емкостных характеристик, коллектора, способные аккумулировать залежи углеводородов, получили на исследуемой территории повсеместное распространение.

2. В региональном плане эффективные толщины верхнеаптских песчаных пластов уменьшаются в восточном направлении, наибольшие по мощности коллектора сформировались на северо-западе исследуемой территории и в прогибах северо-западного простирания, берущих начало от Гыданской площади и проходящих к северу и югу от Утренней структуры. Учитывая континентальный генезис верхнеаптских отложений, можно предположить, что на этапе формирования песчаных пластов ТП₁-ТП₃ эти прогибы служили руслами палеорек.

3. Наличие яронгского (ханты-мансийского) флюидоупора, а также плащеобразное распространение проницаемых песчаных пластов ТП₁-ТП₃ и хорошие экранирующие свойства разделяющих их глинистых пачек предопределило формирование в верхнеаптском комплексе пород Гыданской НГО многопластовых залежей углеводородов, контролируемых антиклинальными ловушками.

На основе полученных результатов было сформулировано **третье защищаемое положение:**

В Гыданской НГО верхнеаптские отложения являются наиболее перспективными в отношении газоносности. Наличие в разрезе апта Гыданской НГО нейтинской пачки, яронгского (ханты-мансийского) флюидоупора и серии зонально-развитых глинистых пачек - покрывок, разделяющих верхнеаптские песчаные пласты - коллекторы, а также увеличение амплитуд и размеров структур в рельефе кровли танопчинской свиты (относительно горизонта Г) предопределило формирование многопластовых месторождений Гыданской НГО, на которых значительные по запасам газовые залежи сконцентрированы в верхнеаптских резервуарах.

5.5. Модель геологического строения альб-сеноманских отложений

Для альб-сеноманских отложений, формировавшихся в, преимущественно, континентальных условиях, характерны существенная изменчивость литологического состава, значительная слоистая неоднородность, неравномерная глинистость и расчлененность разреза.

Изменчивость литологического состава сеноманского резервуара приводит к тому, что поплавовая корреляция этих отложений по материалам ГИС практически не возможна. В работе [Ермилов, 2011] отмечалось, что «по результатам ГИС, даже в соседних скважинах, расположенных на близких расстояниях порядка 200 м, разрезы часто практически не сопоставимы».

В процессе выполнения работы выполнена дифференциация разреза сеноманского продуктивного комплекса на уровне пачек.

В Гыданской НГО в альб-сеноманской части разреза выделено 5 песчаных горизонтов ПК₁₋₄, ПК₅₋₆, ПК₇₋₈, ПК₉₋₁₀ и ХМ₆₋₁₀, которые разделены относительно выдержанными по латерали 10-15 метровыми глинистыми пачками (Рисунок 64).

В апт-альб-сеноманском мегакомплексе большинство газовых залежей сконцентрировано в горизонте ПК₁₋₄, залегающем в кровле марресалинской свиты под туронским региональным мегафлюидоупором.

Песчаные пласты горизонта ПК₁₋₄ являются высококачественными коллекторами, коэффициенты пористости которых достигают 30-35%, а разделяющие их алевролитоглинистые пачки имеют локальное распространение и не являются флюидоупорами [Конторович, 1975; Казаненков, 2014; Конторович, 2016, 2019].

Это предопределяет тот факт, что все сеноманские залежи горизонта ПК₁₋₄ являются массивными и контролируются антиклинальными структурами. В данном случае, запасы залежей также определяются параметрами ловушек (размерами и амплитудами поднятий), эффективными толщинами и коллекторскими свойствами резервуаров.

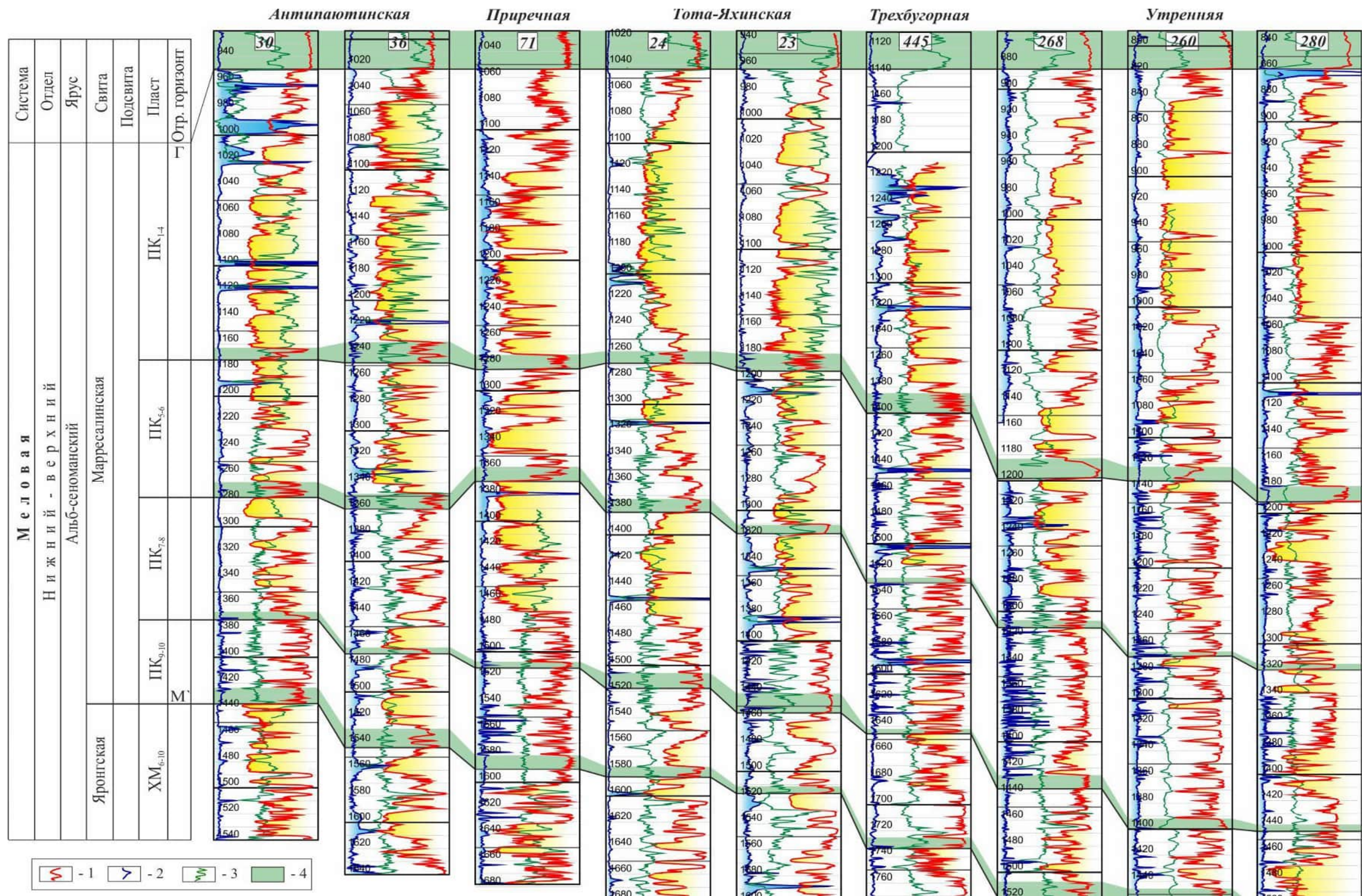


Рисунок 64 – Корреляционная схема сеноманских отложений по скважинам Антипаютинской, Приречной, Тота-Яхинской, Трехбугорной и Утренней площадей.

Условные обозначения: 1 – кривая ПС, 2 – кривая КС, 3 – кривая ИК, 4 – глинистые породы.

Горизонт ПК₁₋₄ в скважинах исследуемой территории вскрыт на абсолютных отметках от 574 м (скважина Ладертойская 7) до 1138 м (скважина Трехбугорная 445). В центральной части Гыданской НГО мощность горизонта меняется в диапазоне от 220 до 360 м, эффективные толщины горизонта лежат в диапазоне 170-265 м (Рисунок 65).

Пониженные толщины ($H < 260-270$ м) и эффективные толщины ($H_{эф} < 200-210$ м) горизонта фиксируются в районе локальных и куполовидных поднятий на Восточно-Гыданской, Солетско-Ханавейской, Геофизической, Гыданской и Утренней площадях. Увеличение толщин горизонта ($H > 310-320$ м; $H_{эф} > 220-230$ м) происходит в вытянутой в восточном направлении линейной зоне, расположенной к северо-западу от Геофизической, Вангутинской, Меркуяхской, Гыданской и Восточно-Гыданской площадей, к югу и юго-востоку от Утреннего и Явайского поднятий.

В Западной Сибири при оценке качества терригенных коллекторов традиционно используются аномалии кривых ПС – глубокие отрицательные аномалии характеризуют высокоемкие коллектора, фоновые значения – глинистые разности. Результаты статистического анализа также позволяют сделать вывод о том, что аномалии кривых ПС связаны прямо-пропорциональной зависимостью с коэффициентами пористости (K_p) [Муромцев, 1984; Конторович, 2002].

На рисунке 66 показаны графики зависимости средних значений параметра a_{PS} и $K_{пор}$, рассчитанные для горизонта ПК₁₋₄ от его толщины.

Полученные регрессии характеризуют обратно-пропорциональную зависимость – зонам повышенных значений толщин горизонта отвечают пониженные средние значения a_{PS} и K_p , и наоборот.

Наличие обратно-пропорциональной связи означает, что в направлении палеодепресссионных зон в разрезе горизонта ПК₁₋₄ увеличивается доля глинистых пропластков и несколько ухудшается качество коллекторов – средние значения коэффициентов пористости уменьшаются с 32-33% до 27-28%. При этом, в этих депрессионных зонах песчаные платы горизонта ПК₁₋₄, по-прежнему, обладают

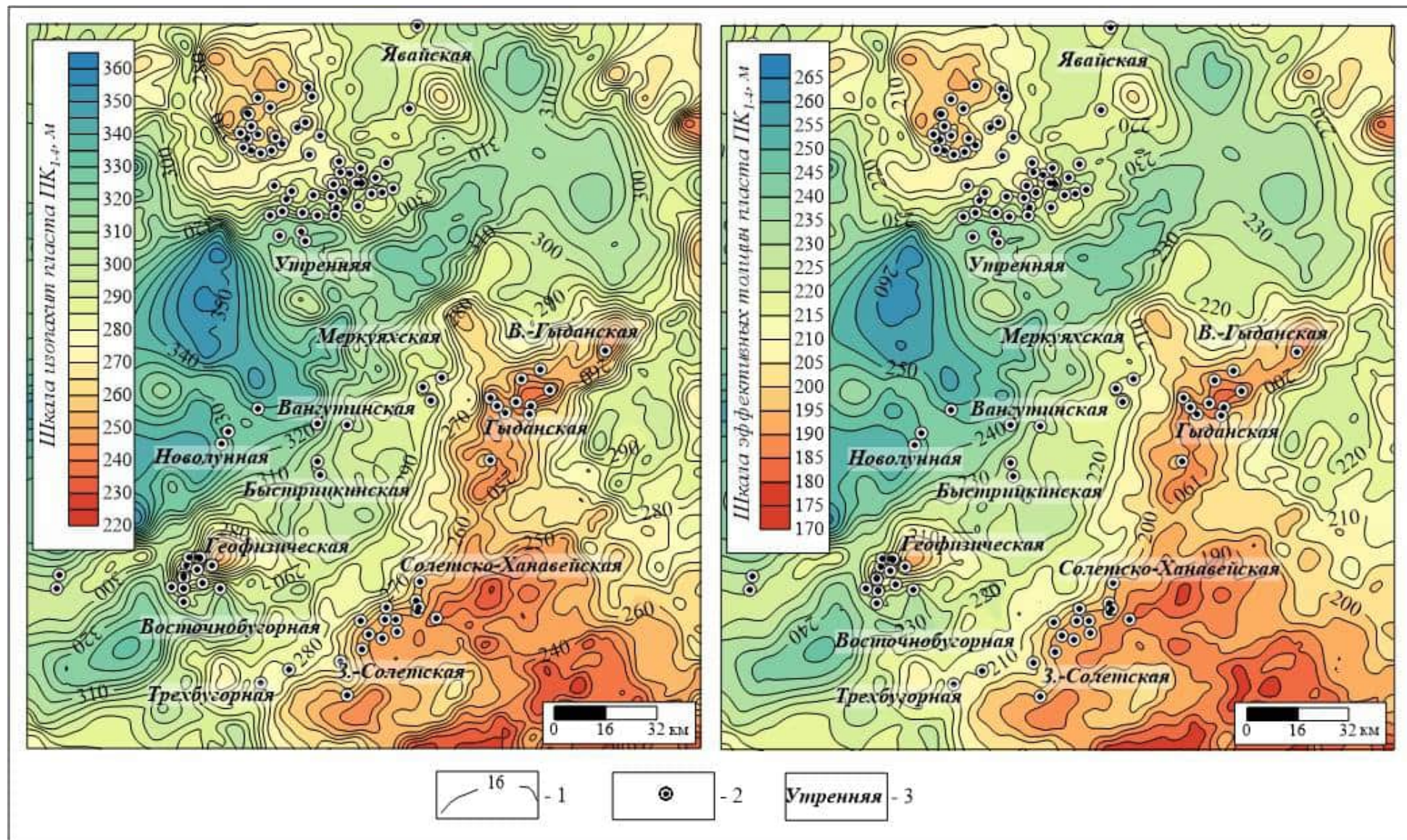


Рисунок 65 – Карта толщин и эффективных толщин песчаных пластов ПК₁₋₄ марресалинской свиты.

Условные обозначения: 1 – изопакиты пластов ПК₁₋₄, м; 2 – скважины поисковые и разведочные; 3 – название площадей.

хорошими фильтрационно-емкостными свойствами и могут концентрировать в себе значительные объемы углеводородов.

Распределение средних значения аномалий ПС и коэффициентов пористости горизонта ПК₁₋₄ в центральной части Гыданской НГО приведено на рисунке 67.

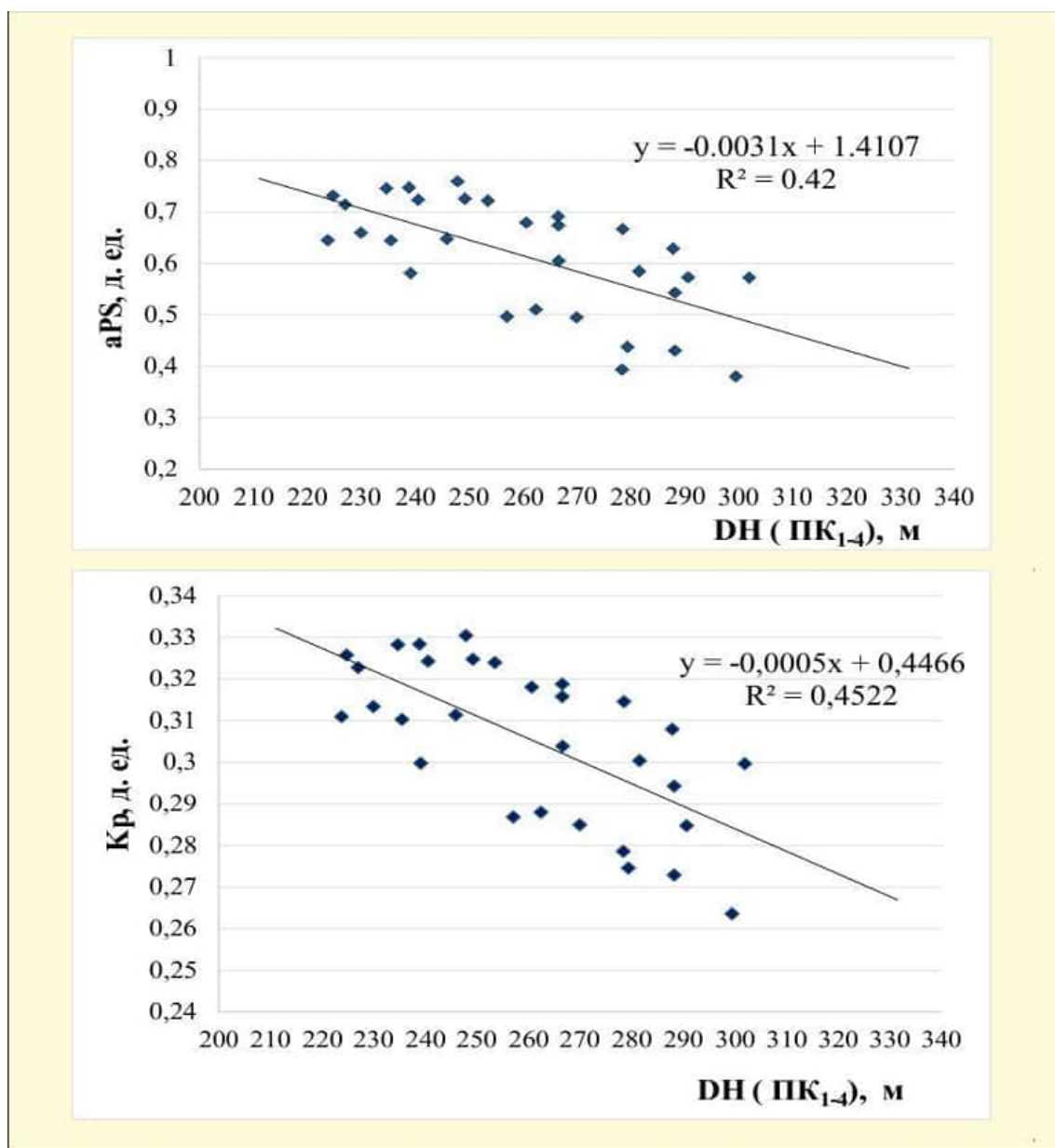


Рисунок 66 – Зависимость средних значений параметра aPS и коэффициентов пористости (Kp) горизонта ПК₁₋₄ от его толщины.

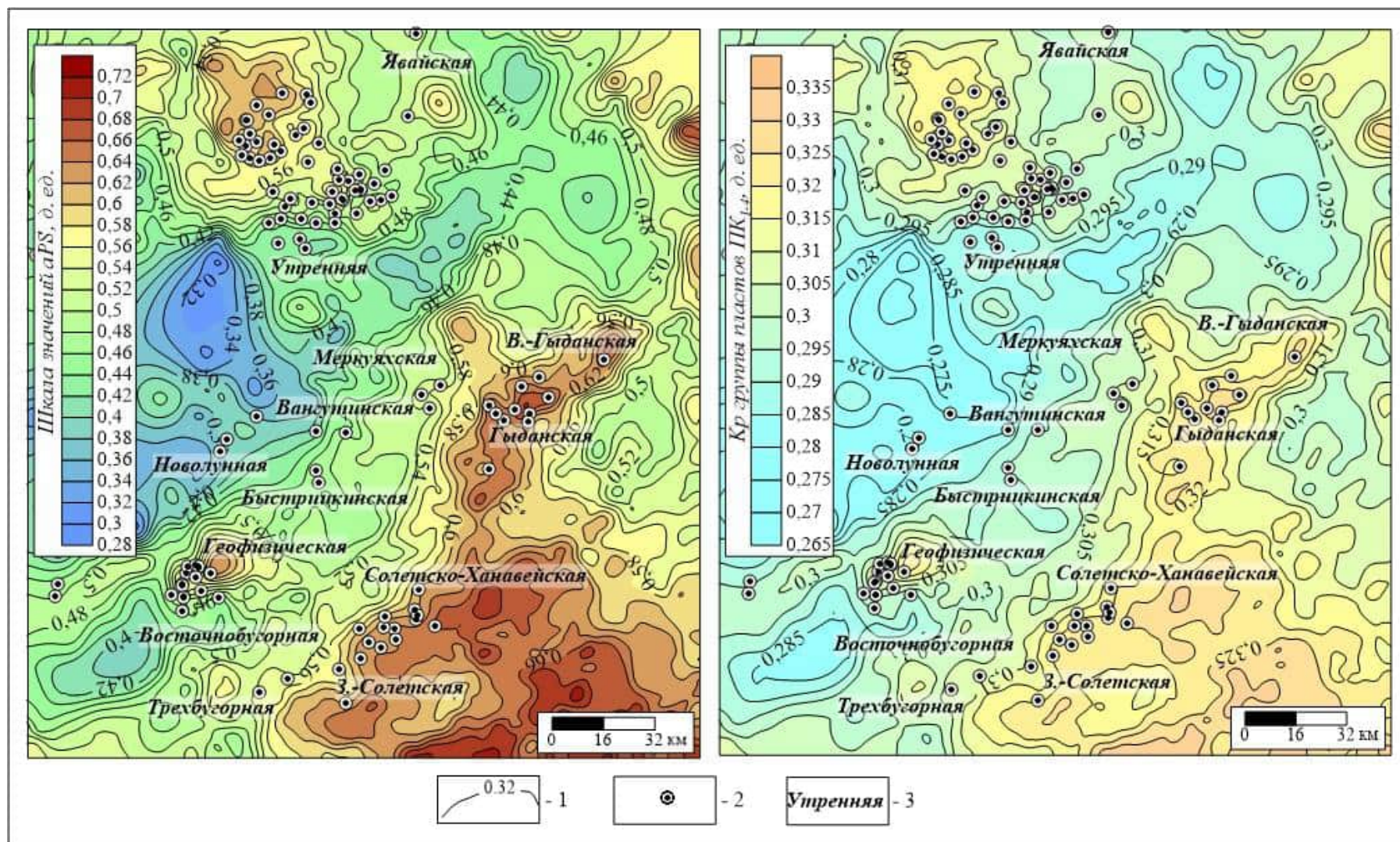


Рисунок 67 – Схема распределения средних значений a_{PS} и K_p горизонта PK_{1-4} .

Условные обозначения: 1– изолинии, д. ед.; 2 – скважины поисковые и разведочные; 3 –название площадей.

Кузнецовский (туронский) флюидоупор. Формирование залежей углеводородов в сеноманском горизонте ПК₁ обусловлено не только наличием пластов-коллекторов и антиклинальных ловушек, но и качеством туронского флюидоупора. Хорошо известно, что в направлении восточного обрамления Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции происходит опесчанивание и ухудшение экранирующих свойств большинства региональных флюидоупоров. Опесчанивание туронского флюидоупора, в частности, предопределило тот факт, что в Енисей-Хатангском региональном прогибе при наличии антиклинальных структур залежи углеводородов в сеномане практически отсутствуют.

В Гыданской НГО на временных сейсмических разрезах в северо-восточном направлении происходит существенное уменьшение амплитуды, приуроченного к кузнецовскому флюидоупору, отражающего горизонта Г (Рисунок 68).

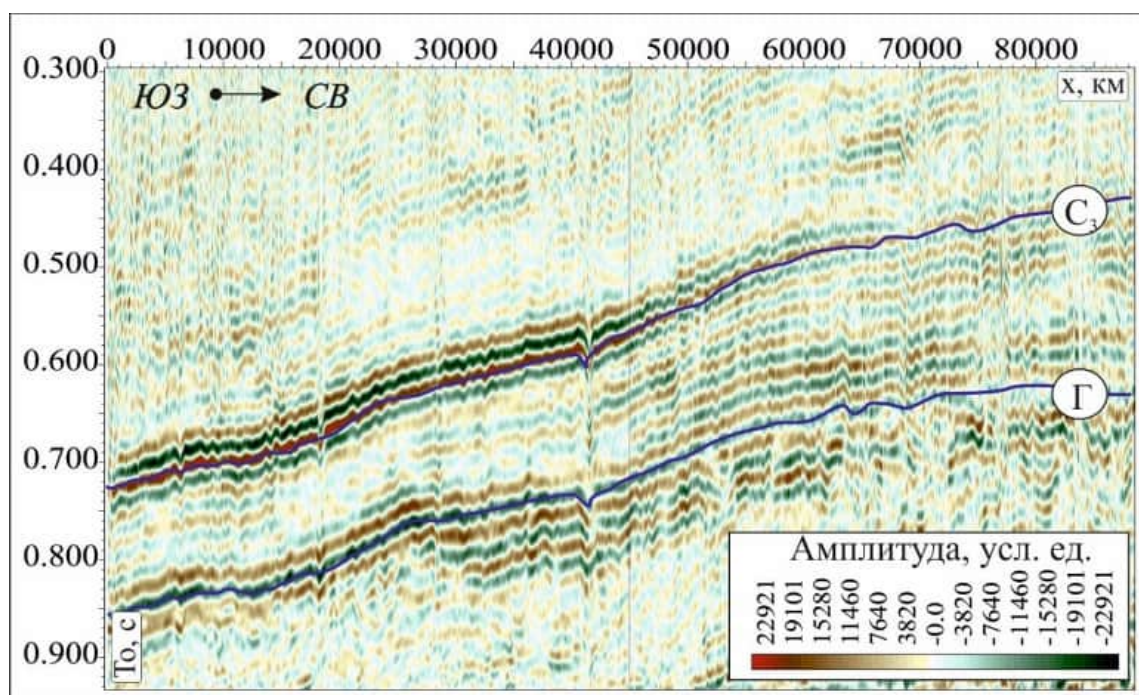


Рисунок 68 – Фрагмент временного разреза по сейсмическому профилю 7910028.

Анализ литологии и акустических характеристик горизонта ПК₁ в северных районах Западной Сибири показал, что входящие в его состав песчаные и

алевролитоглинистые слабоуплотненные пласты и пачки практически не отличаются по акустическим характеристикам. Существенное влияние на перепад акустических жесткостей на границе кузнецовский флюидоупор – горизонт ПК₁ оказывает характер насыщения песчаных резервуаров. Плотности газонасыщенных песчаников и скорости распространения в них продольных сейсмических волн существенно ниже, чем в водонасыщенных. Это обстоятельство объясняет тот факт, что на севере Западной Сибири на высокоамплитудных газовых залежах на газоводяном контакте формируются энергетически-выраженные отраженные волны. В этой ситуации одновременно происходит и падение перепада акустических жесткостей и, как следствие, энергии отраженной волны на границе флюидоупор-коллектор [Конторович и др., 2014, 2016, 2018а, 2018б и др.].

К ситуации, когда амплитуда отражающего горизонта Г постепенно регионально уменьшается в северо-восточном направлении эта модель отношения не имеет. Очевидно, что в данном случае, уменьшение амплитудных характеристик сейсмической записи горизонта Г связано исключительно с опесчаниванием кузнецовской свиты, которое сопровождается уменьшением перепада акустических жесткостей на границе туронский флюидоупор – горизонт ПК₁.

В рамках проведенных исследований в интервале 0-0.015 сек относительно горизонта Г была построена карта распределения среднеквадратических значений амплитуд (Рисунок 69). Характер распределения этого параметра показал, что с юго-запада на северо-восток значения амплитуд сейсмической записи уменьшаются в 7 раз с 14000 до 2000 у.е.

В целом анализ полученных результатов позволяют сделать вывод о том, что в северо-восточном направлении качество кузнецовского флюидоупора регионально ухудшается и к северо-востоку от Гыданской и Утренней площадей, в зоне где амплитуды отражающего горизонта Г не превышают 5500-6000 у.е., перспективы нефтегазоносности сеномана даже при наличии антиклинальных структур не высоки.

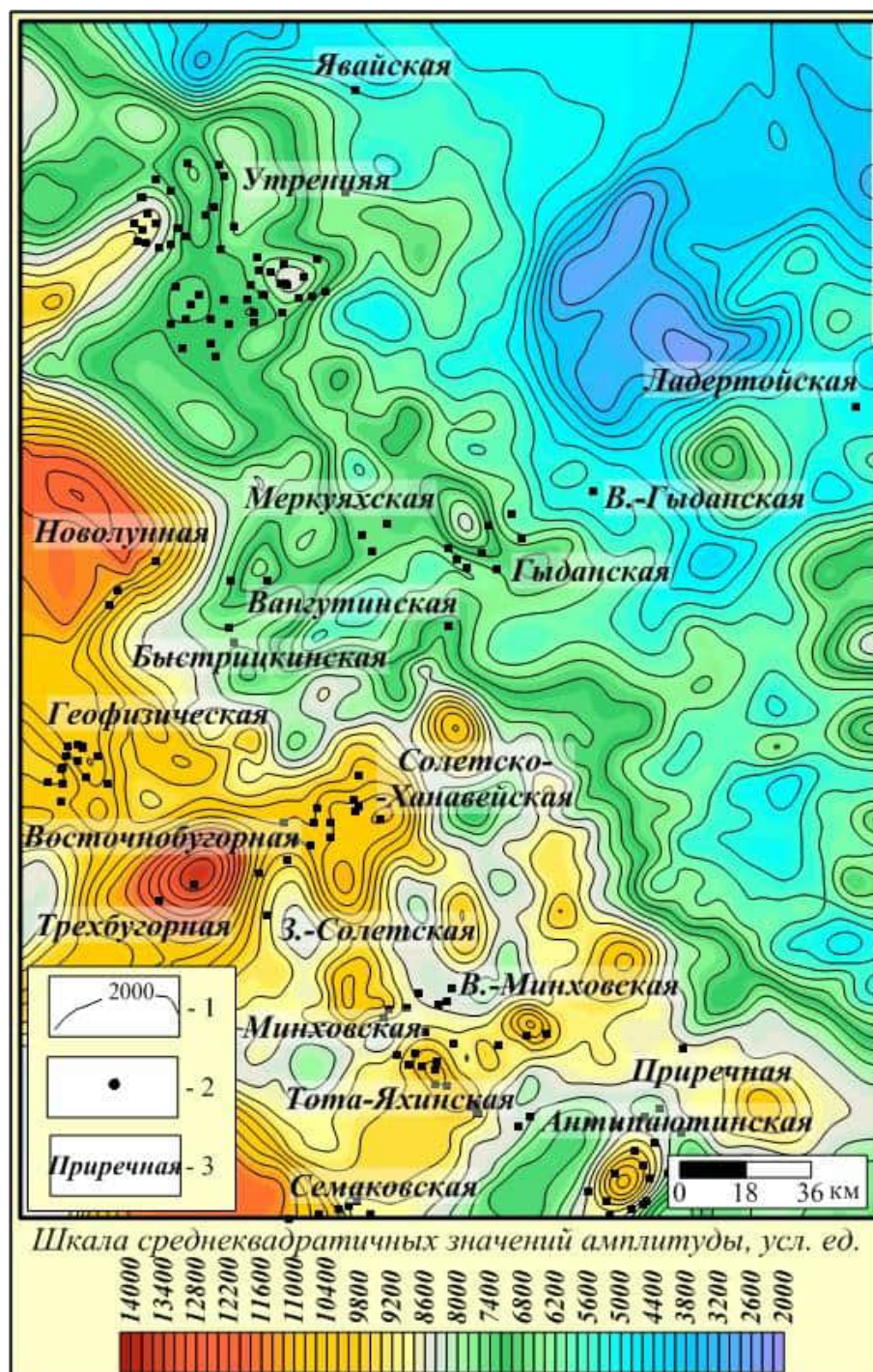


Рисунок 69 – Схема распределения среднеквадратичных значений амплитуд в интервале ОГ Γ – $\Gamma+0.015$ сек.

Условные обозначения: 1– изолинии среднеквадратичных значений амплитуды; 2 – скважины поисковые и разведочные; 3 – название площадей.

Подводя итог анализа геологического строения апт-альб-сеноманских отложений, сформулируем основные выводы:

1. В Гыданской НГО в альб-сеноманской части разреза выделяется 5 песчаных горизонтов ПК₁₋₄, ПК₅₋₆, ПК₇₋₈, ПК₉₋₁₀ и ХМ₆₋₁₀, которые разделены

относительно выдержанными по латерали 10-15 метровыми глинистыми пачками; наиболее перспективным в отношении газоносности является горизонт ПК₁₋₄, залегающий в верхней части комплекса под кузнецовским (туронским) мегарегиональным флюидоупором.

2. Горизонт ПК₁₋₄ представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаные пласты горизонта ПК₁₋₄ являются высококачественными коллекторами, коэффициенты пористости которых достигают 30-35%, а выделяемые в составе горизонта алевролито-глинистые пачки имеют локальное распространение и не являются экранами.

3. Кузнецовский (туронский) региональный флюидоупор на большей части Гыданской НГО представлен глинами и аргиллитами и обладает хорошими экранирующими свойствами. В северо-восточном направлении, в направлении п-ва Таймыр туронские глины опесчаниваются и их экранирующие свойства ухудшаются. Этот процесс находит отражение в амплитудных характеристиках горизонта Г, которые в северо-восточном направлении регионально уменьшаются. Анализ геолого-геофизических материалов позволяет предполагать, что к северо-востоку от Утренней и Гыданской площадей качество кузнецовского флюидоупора существенно снижается, что предопределяет невысокие перспективы нефтегазоносности горизонта ПК₁ в этой зоне.

4. Плащеобразное распространение гидродинамически связанных песчаных пластов-коллекторов и широкое распространение обладающего хорошими экранирующими свойствами перекрывающего их мегарегионального туронского флюидоупора предопределяет то, что залежи сеноманского горизонта ПК₁₋₄:

- контролируются исключительно антиклинальными ловушками;
- являются массивными, водоплавающими.

5.6. Модели верхнеаптских и сеноманских залежей УВ эталонных месторождений

Выше было отмечено, что в центральной части Гыданской НГО основные запасы углеводородов сконцентрированы в верхнеаптских песчаных пластах ТП₁₋₃ и сеноманском горизонте ПК₁₋₄. В рамках настоящих исследований на базе выполненных построений с учетом результатов испытаний построены модели залежей углеводородов Гыданского, Салмановского и Геофизического месторождений.

Гыданское газовое месторождение, расположенное в одноименном НГР, открыто в 1978 году поисковой скважиной 101, при испытании которой из пласта ТП₁ получен фонтан газа. Месторождение приурочено к одноименной структуре III порядка. В отложениях верхнеаптского и альб-сеноманского комплексов выявлены четыре газовые залежи (ПК₁, ТП₁, ТП₃, ТП₄) и три залежи в отложениях ахской свиты.

Литологически альб-сеноманский резервуар представлен песчано-алевритовыми разностями, характеризуется высокими коллекторскими свойствами и способен концентрировать значительные объемы углеводородов. Залежь газа в отложениях *пласта ПК₁* Гыданского месторождения приурочена к антиклинальной структуре и вскрыта 4 скважинами, опробована в скважинах 102 и 104, где получен приток газа дебитом от 103.7 м³/сут. до 223.2 тыс м³/сут. (Рисунок 70). Газоводяной контакт на месторождении проведен на абсолютной глубине -709 м по результатам испытания в скважине 104. Залежь массивного типа, площадь залежи – 244 км², линейные размеры 16.2 x 11.1 км и высота – 22 м.

Аналогичное строение имеют залежи горизонта ПК₁ марресалинской свиты, контролируемые Геофизической и Южно-Утренней структурами, расположенными в пределах исследуемой территории Гыданской НГО (Рисунок 71). Характерной особенностью всех этих залежей является их

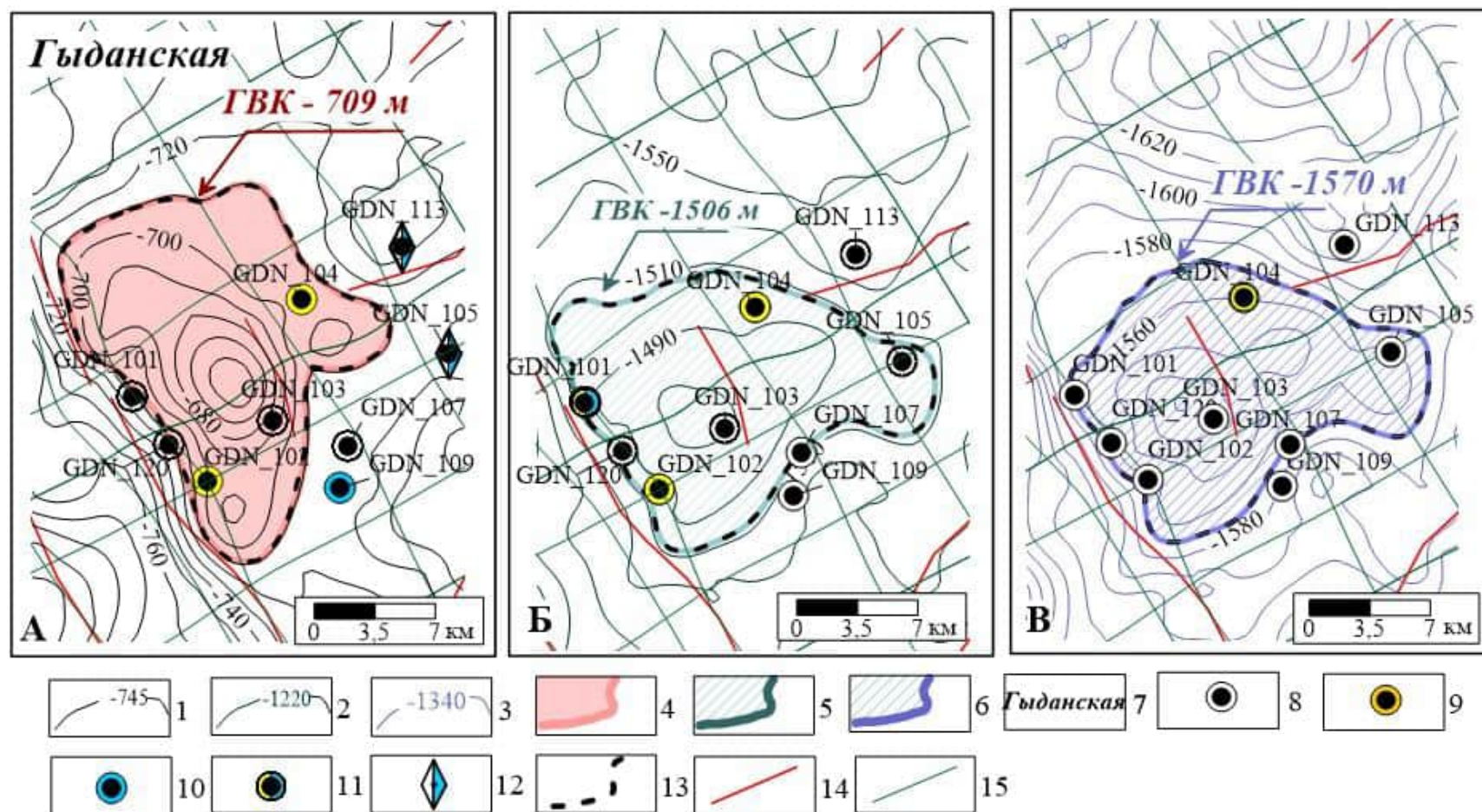


Рисунок 70 – Модель залежей углеводородов в песчаных пластах ПК₁ (А), ТП₁ (Б) и ТП₃ (В) (Гыданское месторождение).

Условные обозначения: 1 – изогипсы кровли маррессалинской свиты, м; 2 – изогипсы кровли танопчинской свиты, м; 3 – изогипсы кровли пласта ТП₃, м; 4 – залежь газа в песчаном пласте ПК₁; 5 – залежь газа в песчаном пласте ТП₁; 6 – залежь газа в песчаном пласте ТП₃; 7 – площадь; 8 – поисково-разведочные скважины; скважины: 9 – газonosные, 10 – водоносные, 11 – газоводоносные; результаты интерпретации ГИС: 12 – вода; 13 – газоводяные контакты; 14 – разрывные нарушения; 15 – профили МОГТ.

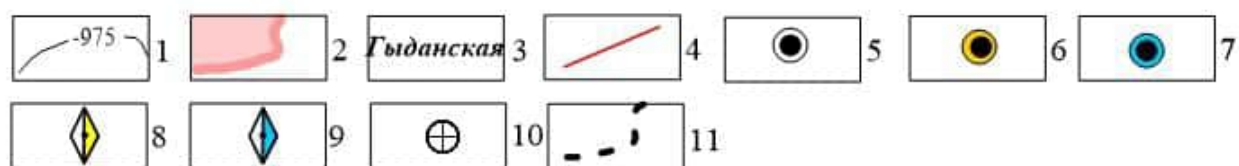
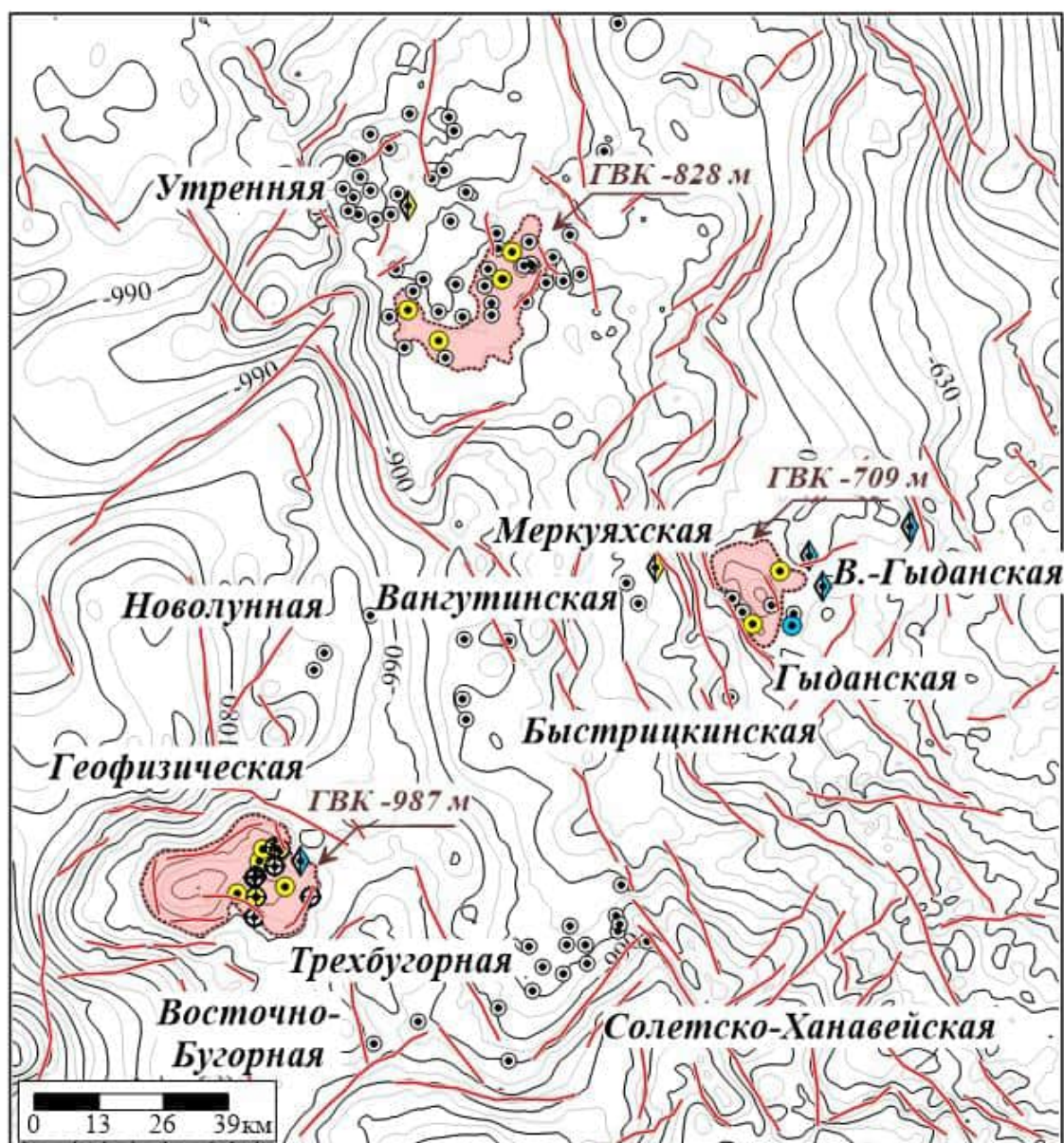


Рисунок 71 – Модель залежей углеводородов в песчаном пласте ПК₁.

Условные обозначения: 1 – изогипсы кровли маррессалинской свиты, м; 2 – залежь газа в песчаном пласте ПК₁; 3 – площадь; 4 – разрывные нарушения; 5 – поисково-разведочные скважины; скважины: 6 – газонесные, 7 – водонесные; результаты интерпретации ГИС: 8 – газ, 9 – вода, 10 – с неясными результатами; 11 – газоводяные контакты.

относительно простое строение, приуроченность к локальным поднятиям и контроль газоводяными контактами (ГВК). На территории Гыданского полуострова залежи углеводородов, связанные с песчаными пластами горизонта ПК₁₋₄, также открыты на Тота-Яхинской, Антипаютинской, и Минховской площадях.

Залежь газа в отложениях *пласта ТП₁* Гыданского месторождения приурочена к антиклинальной структуре и вскрыта 7 скважинами, опробована скважинами 101, 102 и 104. Получены фонтаны газа дебитом от 141.8 тыс. м³/сут. до 244.3 тыс. м³/сут. Газоводяной контакт на месторождении проведен на абсолютной глубине -1506 м. Залежь пластового типа, сводовая, площадь залежи – 244 км², линейные размеры 16.2 x 11.1 км и высота – 22 м (Рисунок 72).

Залежь газа в отложениях *пласта ТП₃* приурочена к антиклинальной структуре вскрыта и опробована 104 скважиной, где получен фонтан газа дебитом 215.9 тыс. м³/сут. Газоводяной контакт на месторождении проведен на абсолютной глубине -1570 м. Залежь пластового типа, сводовая, площадь залежи – 204 км², линейные размеры 21.2 x 14.1 км и высота – 32 м.

Залежь газа в отложениях *пласта ТП₄* также вскрыта и опробована скважиной 104, где получен фонтан газа дебитом 204.8 тыс. м³/сут. Газоводяной контакт на месторождении проведен на абсолютной глубине -1716 м. Залежь пластового типа.

В северо-западной части Гыданского полуострова в Северо-Гыданском НГР расположено Салмановское (Утреннее) месторождение, на юго-западе в Напалковском НГР - Геофизическое месторождение.

Особенностью Геофизического и Салмановского месторождений является то, что в пределах контролирующих их структур продуктивен весь разрез мела. На Салмановском месторождении промышленные притоки углеводородов получены из отложений марресалинской, яронгской, танопчинской и ахской свит; установлена продуктивность ниже-среднеюрских отложений. На Геофизическом месторождении (Рисунок 73)

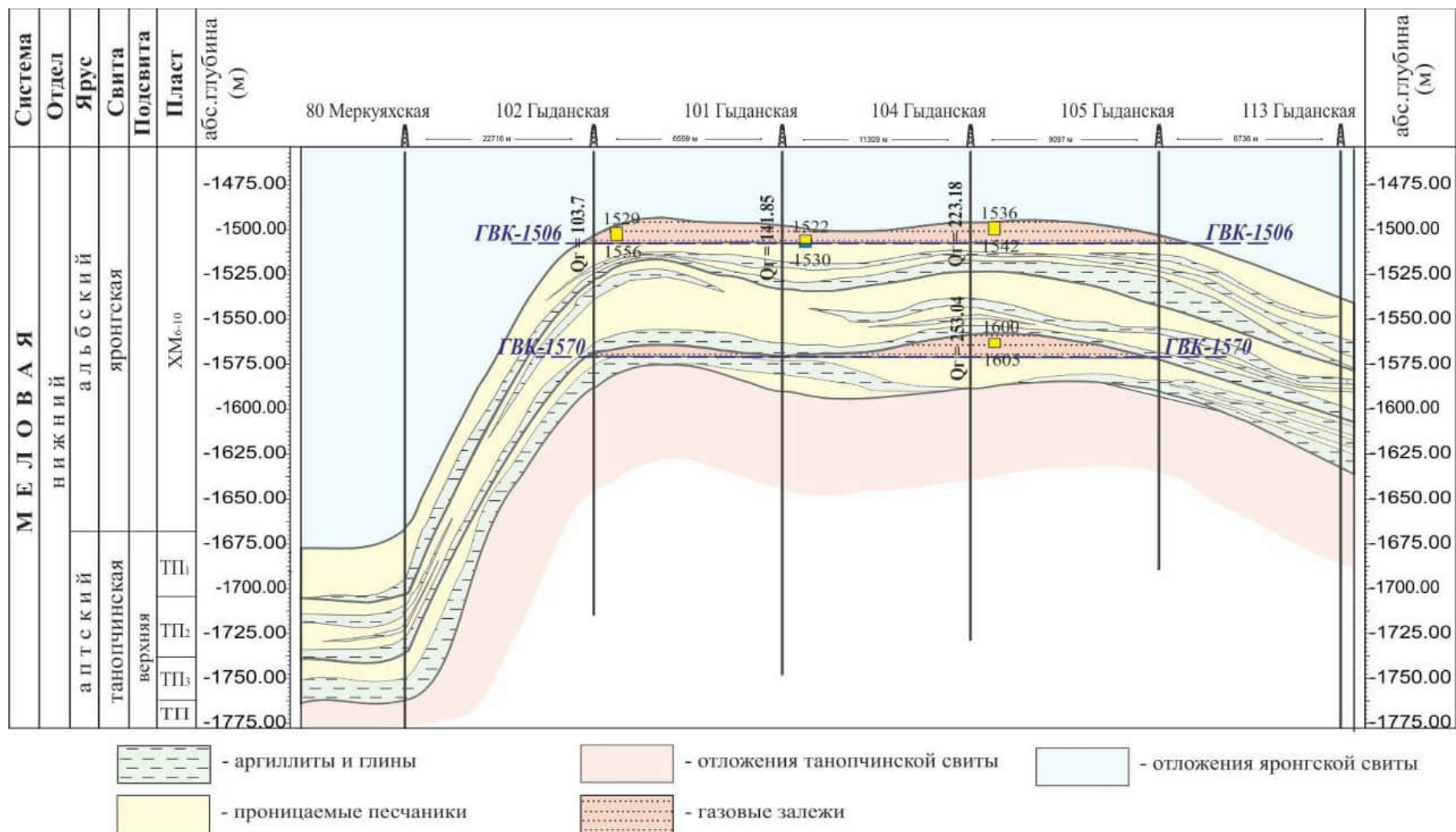


Рисунок 72 - Геологический разрез по скважинам Меркуяхской и Гыданской площадей.

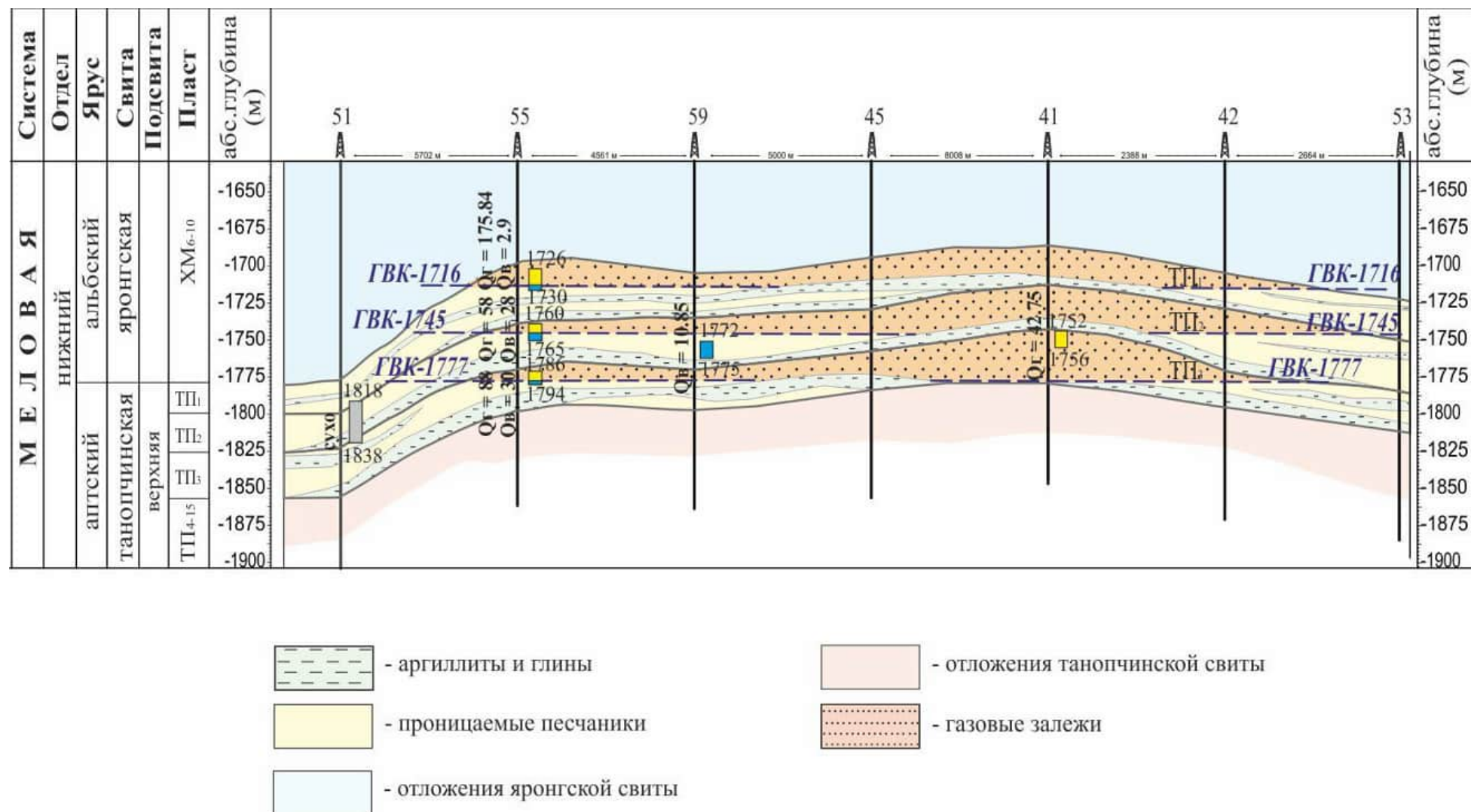


Рисунок 73 - Геологический разрез по скважинам 51, 55, 59, 45, 41, 42, 53 Геофизической площади.

залежи углеводородов открыты в отложениях марресалинской, танопчинской, ахской и малышевской свит.

Салмановское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1979 году поисковой скважиной 251, в тектоническом плане приурочено к положительной структуре III порядка – Утреннему куполовидному поднятию. На месторождении пробурено 52 скважины; залежи углеводородов открыты в пластах групп ПК, ХМ, ТП, БГ и Ю.

В сеноманском горизонте $ПК_{1-4}$ Салмановского месторождения открыта одна залежь углеводородов, контролируемая Южно-Утренним поднятием, вскрыта в 16 скважинах, опробована скважинами 271, 280, 258 и 302 (Рисунок 74, 75А). При испытаниях получены фонтаны газа дебитом от 105.7 тыс. м³/сут. до 196.9 тыс. м³/сут. Газоводяной контакт на месторождении проведен на абсолютной глубине 828 м. Залежь массивная, площадь залежи – 434.3 км², линейные размеры 30.2 x 9.9 км и высота – 15 м.

В пласте $ТП_1$ открыта одна залежь углеводородов (см. рисунок 74, 75Б) в отложениях пласта $ТП_1$ Утреннего месторождения и приурочена к антиклинальной структуре. Вскрыта 38 скважинами, опробована в 16 скважинах. Получены фонтаны газа дебитом от 64.3 тыс. м³/сут. в скважине 305 до 313.8 тыс. м³/сут. в скважине 272.

Газоводяной контакт на месторождении проведен на абсолютной глубине -1677 м. Залежь пластовая, сводовая. Площадь залежи составляет 1136.9 км², линейные размеры 46.3 x 42.8 км и высота – 70 м.

В пласте $ТП_2$ открыты три газовые залежи, которые контролируются локальными структурами, осложняющими Утреннее куполовидное поднятие (Рисунок 76А).

Южная залежь вскрыта 6 скважинами, опробована в 4 скважинах; дебиты газа составили от 234.3 тыс. м³/сут. в скважине 271 до 250.5 тыс. м³/сут. в скважине 292. Газо-водяной контакт залежи проведен на абсолютной глубине -1665 м. Залежь пластовая, сводовая; площадь составляет 168.6 км², линейные размеры 22.4 x 6.2 км и высота – 15 м.

Восточная залежь вскрыта в 13 скважинах, опробована в 4 скважинах; дебит газа от 279.6 тыс. м³/сут. в скважине 265 до 343.7 тыс. м³/сут. в

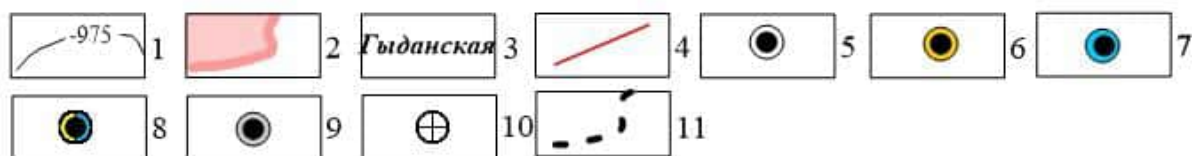
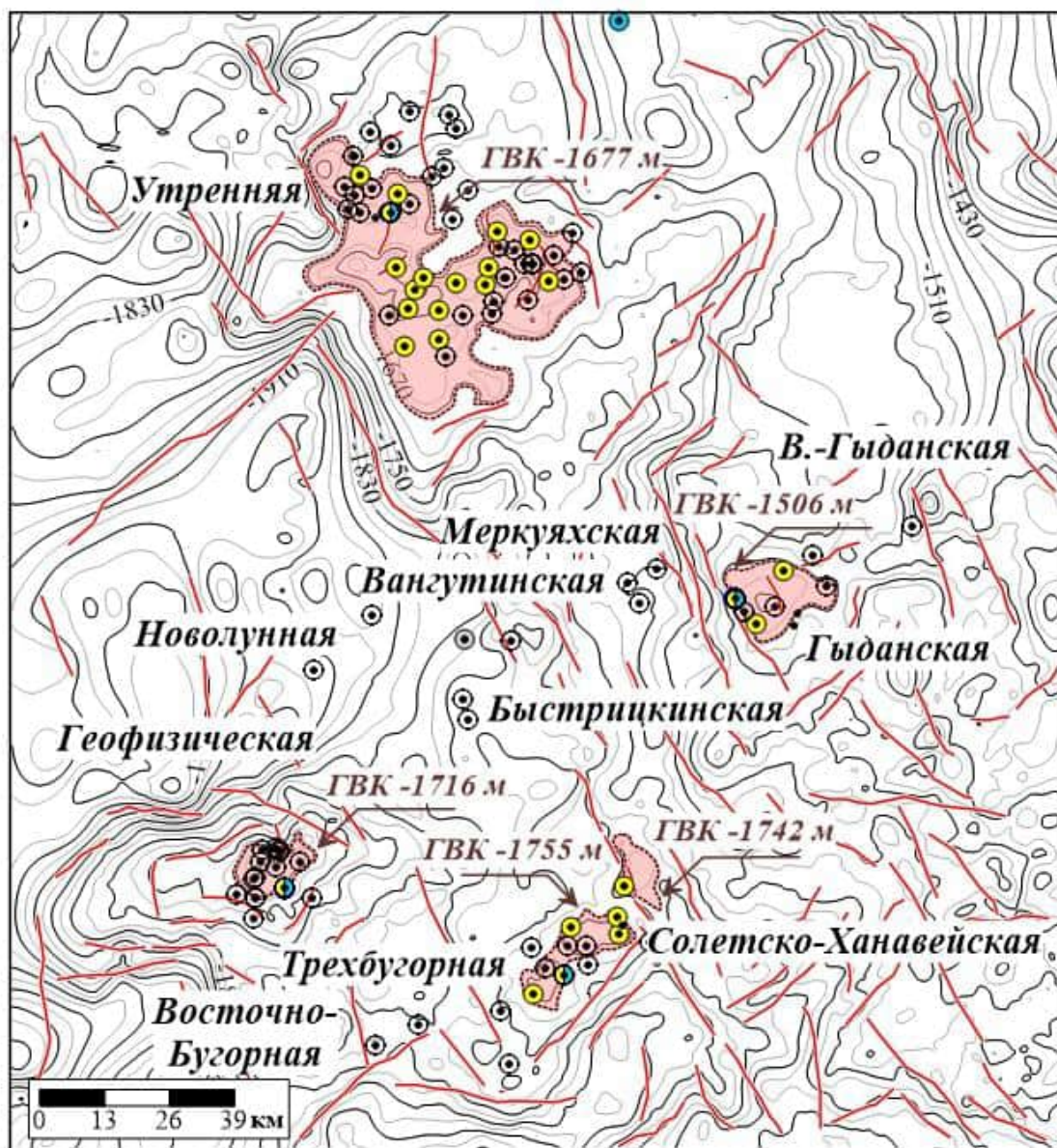


Рисунок 74 – Модель залежей углеводородов в песчаном пласте ТП₁.

Условные обозначения: 1 – изогипсы кровли танопчинской свиты, м; 2 – залежь газа в песчаном пласте ТП₁; 3 – площадь; 4 – разрывные нарушения; 5 – поисково-разведочные скважины; скважины: 6 – газонесные, 7 – водонесные, 8 – газоводонесные, 9 – сухие; результаты интерпретации ГИС: 10 – с неясными результатами; 11 – газоводяные контакты.

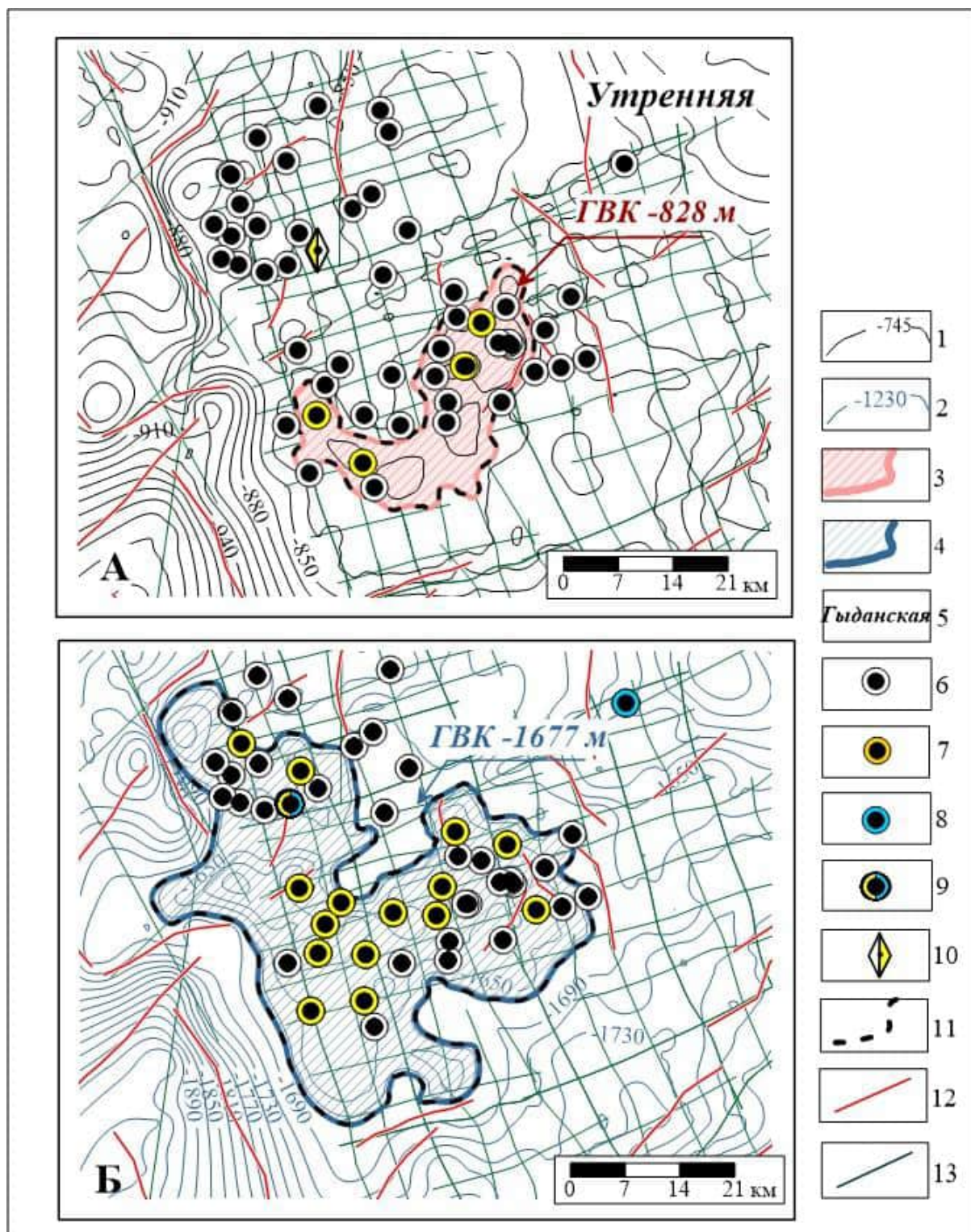


Рисунок 75 – Модель залежей углеводородов в песчаных пластах ПК₁ (А) и ТП₁ (Б) (Салмановское месторождение).

Условные обозначения: 1 – изогипсы кровли марресалинской свиты, м; 2 – изогипсы кровли таноупчинской свиты, м; 3 – залежь газа в песчаном пласте ПК₁; 4 – залежь газа в песчаном пласте ТП₁; 5 – площадь; 6 – поисково-разведочные скважины; скважины: 7 – газонесные, 8 – водоносные, 9 – газоводоносные; результаты интерпретации ГИС: 10 – газ; 11 – газоводяные контакты; 12 – разрывные нарушения; 13 – профили МОГТ.

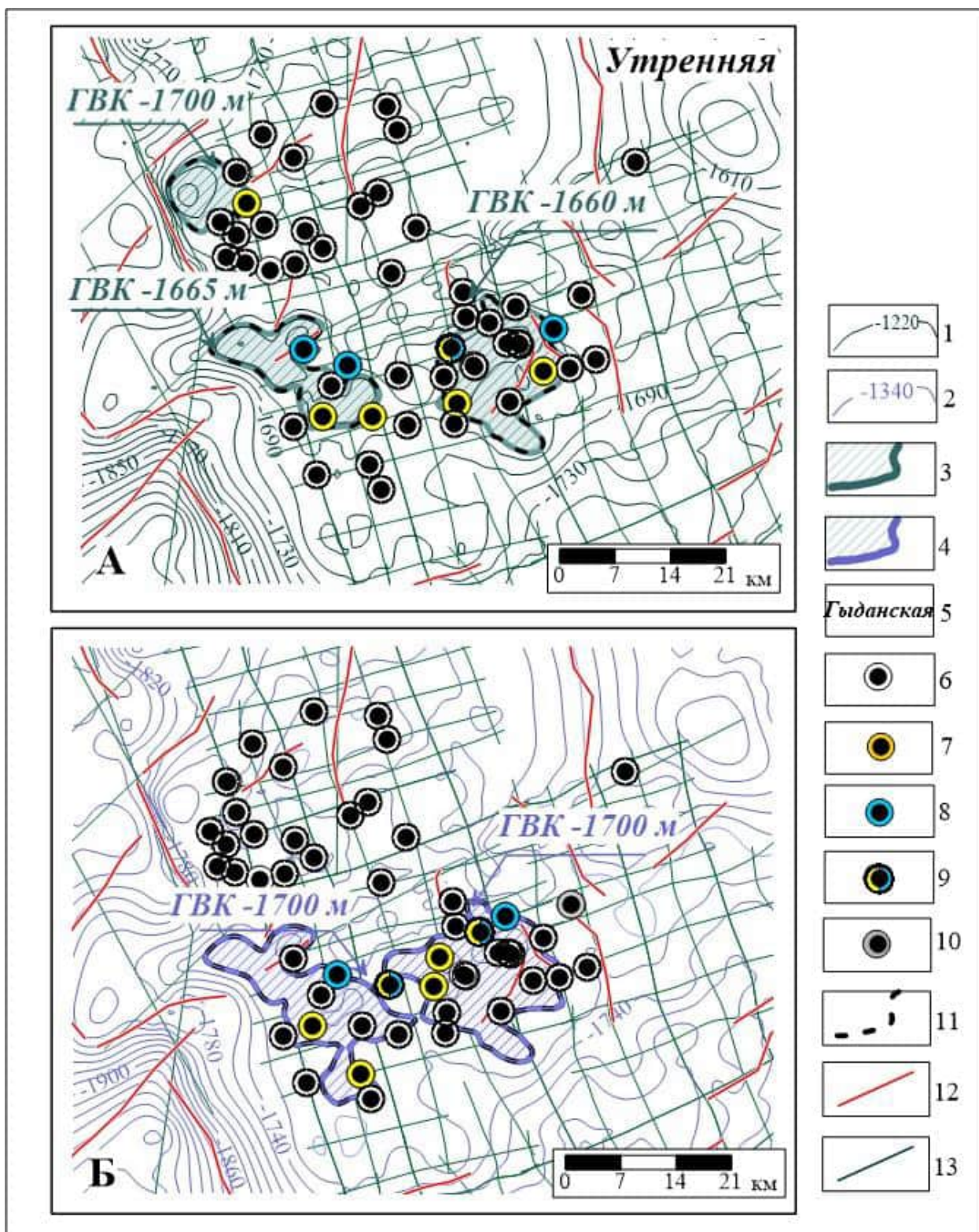


Рисунок 76 – Модель залежей углеводородов в песчаных пластах ТП₂ (А) и ТП₃ (Б) (Салмановское месторождение).

Условные обозначения: 1 – изогипсы кровли пласта ТП₂, м; 2 – изогипсы кровли пласта ТП₃, м; 3 – залежь газа в песчаном пласте ТП₂; 4 – залежь газа в песчаном пласте ТП₃; 5 – площадь; 6 – поисково-разведочные скважины; скважины: 7 – газонесные, 8 – водонесные, 9 – газоводонесные, 10 – не давшие приток; 11 – газоводяные контакты; 12 – разрывные нарушения; 13 – профили МОГТ.

скважине 304. Газоводяной контакт проведен на абсолютной глубине - 1660 м. Залежь пластовая, сводовая; площадь залежи - 159.2 км², линейные размеры 14.7 x 12.2 км и высота – 15 м.

Северная залежь вскрыта и опробована 1 скважиной №293; при испытании получен приток газа с водой дебитом 38.9 тыс. м³/сут. Газоводяной контакт залежи проведен на абсолютной глубине -1700 м.

Залежь пластовая, сводовая; площадь составляет 33.6 км², линейные размеры 8.5 x 3.6 км и высота – 10 м.

В *пласте ТП₃* открыты две газовые залежи углеводородов, также контролируемые локальными поднятиями, осложняющими Утреннюю структуру (см. рисунок 76Б). Южная залежь вскрыта 6 скважинами, опробована в 3 скважинах. При испытании получены фонтаны газа дебитами от 228.3 тыс. м³/сут. в скважине 271 до 252.6 тыс. м³/сут. в скважине 280. Залежь пластовая, сводовая; газоводяной контакт проведен на абсолютной глубине -1700 м. Площадь залежи составляет 169.2 км², линейные размеры 23.7 x 11.1 км, высота – 15 м.

Восточная залежь вскрыта 14 скважинами, опробована в 5 скважинах; дебиты газа составили от 30.2 тыс. м³/сут. в скважине 267 до 254.3 тыс. м³/сут. в скважине 272. Залежь пластовая, сводовая; газоводяной контакт проведен на абсолютной глубине -1700 м. Площадь залежи составляет 208.4 км², линейные размеры 16.6 x 11.4 км, высота – 25 м.

Геофизическое нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1975 году поисковой скважиной 41, приурочено к одноименной структуре третьего порядка. На месторождении пробурено 15 скважин, вскрывших разрез мезозойско-кайнозойских отложений до среднеюрского возраста включительно.

В сеноманском *горизонте ПК₁₋₄* Геофизического месторождения открыта одна залежь, которая вскрыта в 16 скважинах и опробована скважинами 40, 41, 42, 44, 55 и 57 (Рисунок 77А). При испытаниях получены фонтаны газа дебитом от 87.2 тыс. м³/сут. до 149.3 тыс. м³/сут. Залежь массивная; газоводяной контакт проведен на абсолютной глубине -987 м.

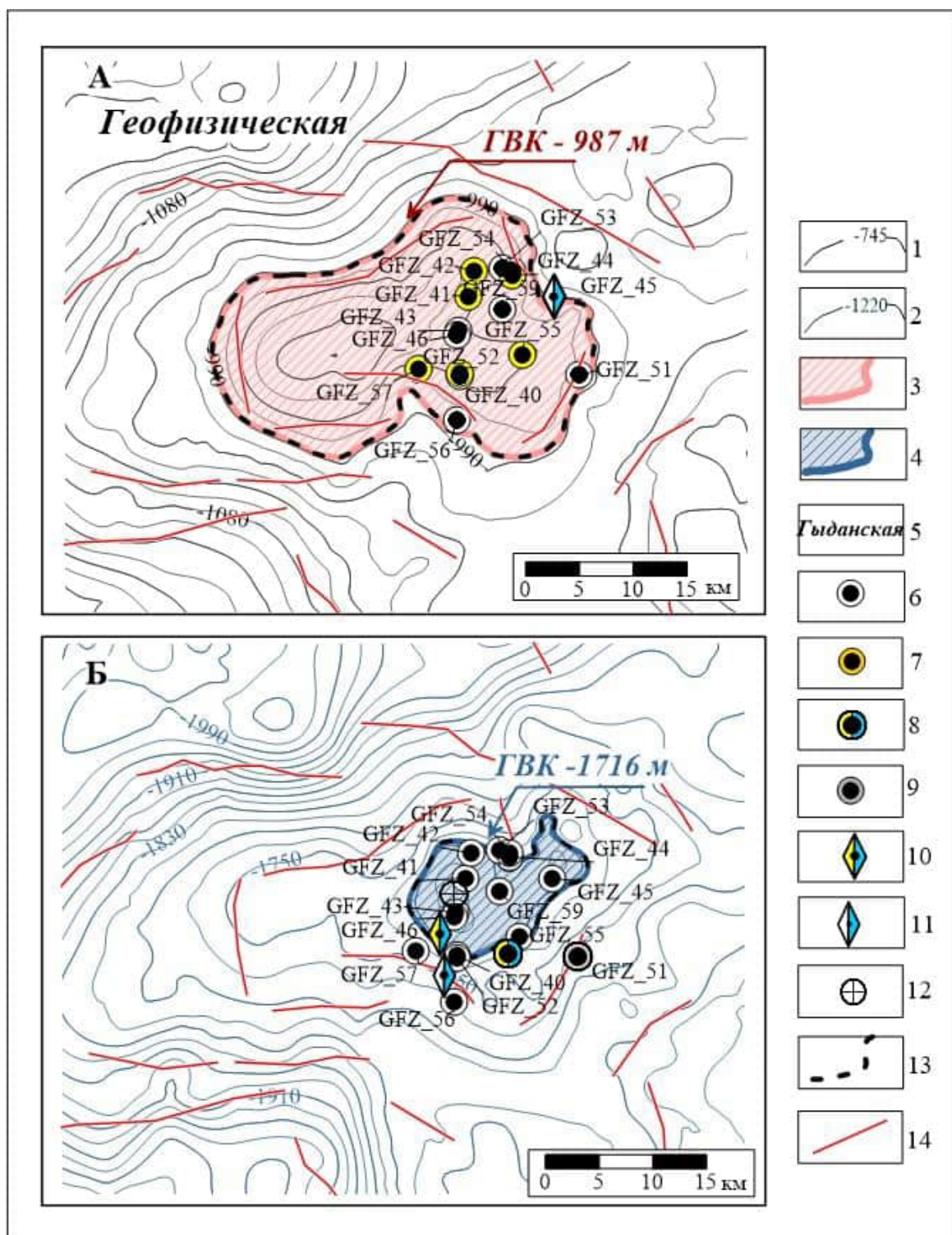


Рисунок 77 – Модель залежей углеводородов в песчаных пластах ПК₁ (А) и ТП₁ (Б) (Геофизическое месторождение).

Условные обозначения: 1 – изогипсы кровли марресалинской свиты, м; 2 – изогипсы кровли таноупчинской свиты, м; 3 – залежь газа в песчаном пласте ПК₁; 4 – залежь газа в песчаном пласте ТП₁; 5 – площадь; 6 – поисково-разведочные скважины; скважины: 7 – газоносные, 8 – газоводоносные, 9 – не давшие приток; результаты интерпретации ГИС: 10 – газ с водой, 11 – вода, 12 – с неясными результатами; 13 – газоводяные контакты; 14 – разрывные нарушения.

Площадь залежи составляет 525.1 км², линейные размеры – 34.9 х 19.3 км и высота – 60-63 м.

В пласте ТП₁ открыта одна залежь углеводородов (см. рисунок 77Б), приуроченная к антиклинальной структуре. Залежь вскрыта 13 скважинами, опробована в скважине 55, получен фонтан газа с пластовой водой и следами конденсата. Дебит газа составил 124.4 тыс. м³/сут., воды – 2.9 м³/сут.

Залежь пластовая, сводовая; газоводяной контакт проведен на абсолютной глубине -1716 м. Площадь залежи составляет 128.9 км², линейные размеры – 16.8 х 10.4 км и высота – 25-30 м.

В пласте ТП₂ открыта одна залежь углеводородов (Рисунок 78А), контролируемая антиклинальной структурой. Залежь вскрыта 13 скважинами, опробована в скважине 55, получен фонтан газа с пластовой водой и следами конденсата. Дебит газа составил 100.9 тыс. м³/сут., воды – 72 м³/сут. Залежь пластовая, сводовая; газоводяной контакт проведен на абсолютной глубине - 1745 м. Площадь залежи составляет 131.7 км², линейные размеры – 17.2 х 11.4 км и высота – 25-30 м.

В пласте ТП₃ установлена одна залежь углеводородов (Рисунок 78Б), приуроченная к антиклинальной структуре, и вскрыта 13 скважинами. Залежь опробована в скважине 55, получен приток газа дебитом 142 тыс. м³/сут. и пластовой воды – 20 м³/сут. При испытании скважины 41 получен фонтан газа дебитом 52 тыс. м³/сут. Залежь пластовая, сводовая; газоводяной контакт проведен на абсолютной глубине -1777 м. Площадь залежи составляет 131.3 км², линейные размеры – 16.3 х 10.9 км и высота – 25-30 м.

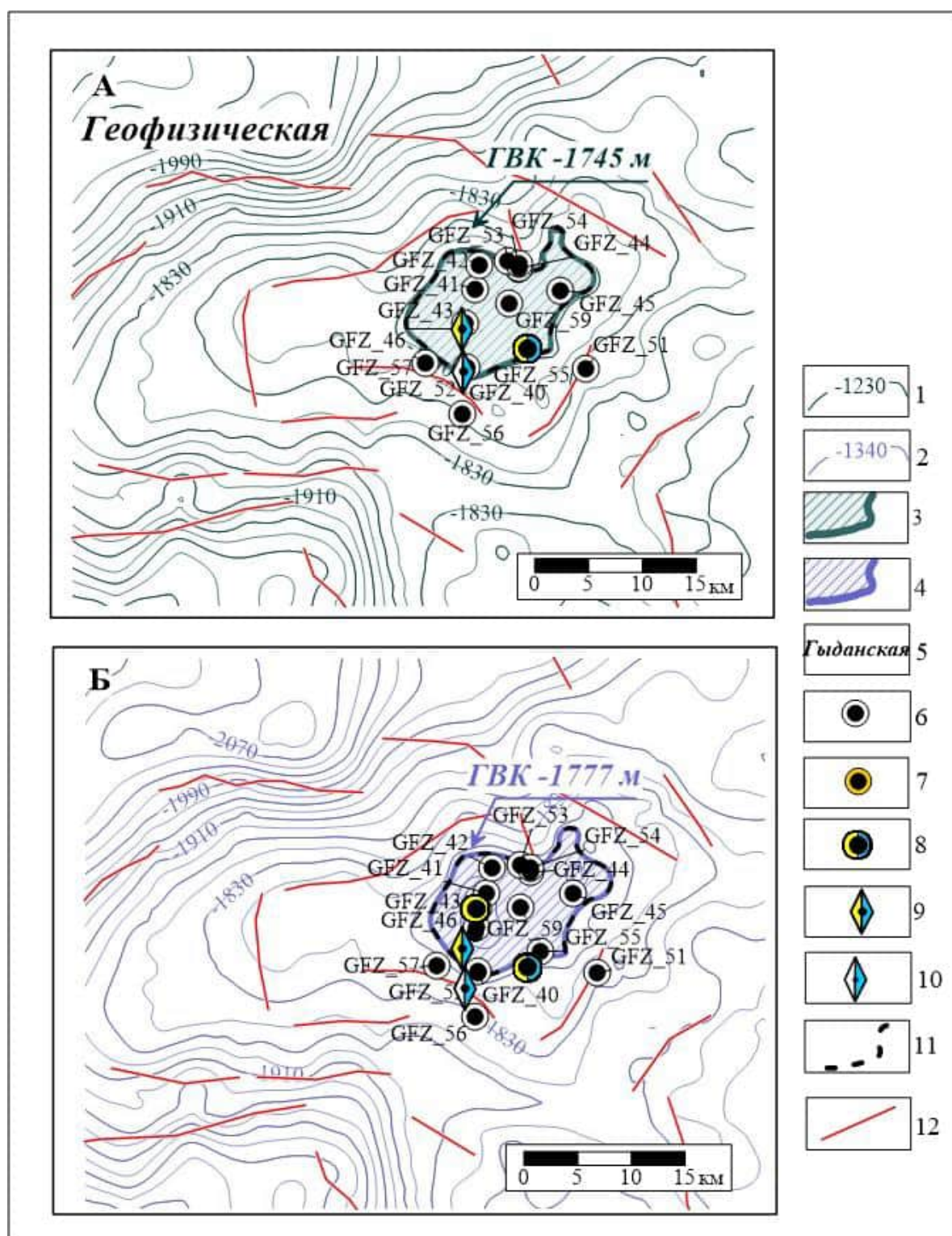


Рисунок 78 – Модель залежей углеводородов в песчаных пластах ТП₂ (А) и ТП₃ (Б) (Геофизическое месторождение).

Условные обозначения: 1 - изогипсы кровли пласта ТП₂, м; 2 - изогипсы кровли пласта ТП₃, м; 3 — залежь газа в песчаном пласте ТП₂; 4 — залежь газа в песчаном пласте ТП₃; 5 — площадь; 6 — поисково-разведочные скважины; скважины: 7 — газоносные, 8 — газоводоносные; результаты интерпретации ГИС: 9 — газ с водой, 10 — вода; 11 —газоводяные контакты; 12 — разрывные нарушения.

На основе полученных результатов было сформулировано **четвертое защищаемое положение:**

В Гыданской НГО основные скопления углеводородов локализованы в аптских песчаных пластах танопчинской свиты, а традиционные для севера Западной Сибири сеноманские залежи в большинстве случаев незначительны по запасам. Невысокий потенциал сеноманских резервуаров связан исключительно с тектоническим фактором – низкой интенсивностью роста антиклинальных структур на постсеноманском этапе развития и, как следствие, незначительными объемами сеноманских ловушек.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящая диссертация посвящена изучению геологического строения и анализу перспектив нефтегазоносности неомских, верхнеаптских и альб-сеноманских отложений Гыданского, Северо-Гыданского и Напалковского нефтегазоносных районов Гыданской нефтегазоносной области, расположенной на северо-востоке Западно-Сибирской геосинеклизы.

В качестве фактического материала в работе использованы данные по 286 сейсмическим профилям МОГТ протяженностью 15200 км, материалы ГИС, результаты испытаний, данные сейсмокаротажных исследований и вертикального сейсмического профилирования.

В работе на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных выполнен структурно-тектонический анализ и определены основные этапы формирования антиклинальных структур-ловушек, контролирующих крупные залежи углеводородов; определено влияние мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на нефтегазоносность меловых резервуаров; разработаны сейсмо-геологические критерии прогноза качества коллекторов и построены детальные модели геологического строения меловых резервуаров и залежей УВ ключевых месторождений.

В результате проведенных исследований сделаны следующие наиболее важные выводы:

Структурно-тектонический анализ.

1. Структурные планы всех мезозойских реперных стратиграфических уровней в значительной мере подобны. В рельефах кровли триас-юрского, неомского, аптского и альб-сеноманского мегакомплексов отмечается региональное погружение территории в юго-западном направлении, от северо-восточного обрамления Западно-Сибирской плиты (полуостров Таймыр) к наиболее погруженной части Тадебеяхинской мегавпадины, осложняющей Антипаютинско-Тадебеяхинскую мегасинеклизу.

2. На протяжении мезозойско-кайнозойской истории тектонического развития исследуемая территория испытывала влияние разнонаправленных региональных тектонических движений. В триас-юрское и берриас-раннеаптское время территория погружалась в юго-восточном направлении, в позднем апте - в северо-западном направлении, в альб-сеномане региональный тренд отсутствовал, в постсеноманское время территория погружалась в юго-западном направлении от складчатого обрамления Западно-Сибирской плиты к осевой части бассейна. Именно постсеноманские региональные тектонические движения предопределили современное погружение юрских и меловых структурных поверхностей в юго-западном направлении.

3. Крупные положительные структуры Гыданской НГО Утреннее, Гыданское куполовидные поднятия и Геофизический вал приурочены к выступам фундамента, которые испытывали тенденцию к относительному росту на всех этапах мезозойско-кайнозойской истории. Унаследованное развитие структур и наложение более молодых процессов на более древние предопределило уменьшение размеров и амплитуд структур вверх по разрезу. От кровли юры к кровле сеномана площадь и амплитуда Утренней структуры сократились, соответственно, на 86 и 90%; площадь Гыданского поднятия уменьшилась на 83%, амплитуда - на 78%; размеры Геофизического поднятия уменьшились на 25%, амплитуда - на 80%.

4. Этапы тектонической активизации сопровождались формированием разрывных нарушений. Унаследованный рост антиклинальных структур приводил к тому, что более древние разломы обновлялись и на сейсмических разрезах, пересекающих крупные поднятия, в основном, выделяются разломы, секущие весь мезозойско-кайнозойский осадочных чехол, в меньшей степени развиты разрывные нарушения, затухающие в юре и нижнем мелу.

Тектоника и нефтегазоносность.

1. В отличие от Надым-Пурского междуречья, где более 90% запасов газа сконцентрировано в сеномане, в Гыданской НГО наиболее перспективным является верхнеаптский комплекс, запасы которого более, чем в 3 раза превы-

шают запасы альб-сеноманских резервуаров. Анализ тектонических особенностей региона показал, что сокращение объемов ловушек вверх по разрезу является не единственным, но одним из важнейших факторов, обусловивших существенно более высокий потенциал неокомских и верхнеаптских резервуаров Гыданской НГО по отношению к сеноману. Еще одним фактором, обусловившим более высокие перспективы газоносности верхнеаптских отложений, является то, что в отличие от Надым-Пурского междуречья, где в разрезе апт-альб-сеномана отсутствуют региональные и зональные покрывки, в этом регионе верхнеаптские песчаные пласты танопчинской свиты перекрыты яронгским (ханты-мансийским) региональным флюидоупором и в разрезе верхнего апта выделяется серия зонально-развитых глинистых пачек - покрывок, разделяющих песчаные пласты-коллекторы. Наличие надежных флюидоупоров и антиклинальных структур-ловушек предопределило формирование многопластовых залежей в верхнеаптском резервуаре. В отличие от массивных сеноманских залежей маррессалинской свиты для формирования крупных многопластовых скоплений углеводородов в близкорасположенных песчаных резервуарах танопчинской свиты не требуется чрезвычайно больших амплитуд структур – залежи в гидродинамически не связанных пластах по «принципу этажерки» наращивают друг друга, формируя совокупное крупное скопление.

2. В Гыданской НГО залежи нефти, конденсата и жирного газа метана (этана, пропана, бутана) в среднеюрских, неокомских и верхнеаптских отложениях Гыданской НГО связаны исключительно с юрскими нефтепроизводящими формациями; источником сухого газа (метана), локализованного в альб-сеноманских резервуарах, также являлись залегающие на больших глубинах юрские отложения и аптские углисто-глинистые толщи, находящиеся в верхней зоне газообразования.

В Западной Сибири юрские отложения повсеместно перекрыты 200-300 метровыми неокомскими глинистыми толщами, которые не являются нефтепроизводящими, но обладают хорошими экранирующими свойствами. В этом случае

миграция УВ вверх по разрезу из юрских нефтепроизводящих пород в меловые резервуары могла происходить только по разломам.

Во время формирования неокомских резервуаров в Гыданской НГО нижнеюрские отложения уже находились в главной зоне нефтеобразования и могли генерировать углеводороды. В этом случае затухающие в берриас-барреме разломы могли служить каналами для вертикальной миграции углеводородов из нижней юры в неокомские песчаные пласты.

В кайнозойское время юрские и меловые нефтегазопроизводящие толщи находились, соответственно, в глубинной и верхней зонах газообразования и в этот период интенсивно протекали процессы генерации и миграции углеводородов. Одновременно на севере Западной Сибири происходила активизация тектонического режима, которая также сопровождалась образованием (обновлением более древних) разломов. На рассмотренной территории постсеноманскими разрывными нарушениями осложнено большинство положительных структур и, вероятно, именно они служили основными каналами для миграции газа из юры в меловые резервуары.

Нефтегазоперспективные мегакомплексы.

Неокомский комплекс. В Гыданской НГО развито 8 региональных клиноформ (с запада на восток): подарктическая, подфроловская, подпимская, подуренгойская, подсармановская, подчеускинская, подмоховая и подурьевская. В центральной части исследуемой территории в полном объеме представлена подпимская региональная клиноформа, в составе которой выделено пять резервуаров, имеющих зональное распространение. В зоне, расположенной между Восточно-Минховским и Ладертойским месторождениями, в подпимском ССК антиклинальные структуры отсутствуют, и перспективы нефтегазоносности неокома этой территории могут быть связаны только со сложнопостроенными литологическими ловушками.

Анализ сейсмических материалов показал, что внутри подпимской региональной клиноформы вблизи кромок шельфовых террас выделяются локальные высокоамплитудные сейсмические аномалии, связанные с развитием акустически

выраженных песчаников. По морфологии порождающих аномалий геологических тел эти зоны могут интерпретироваться, как системы вдольбереговых баров, благоприятных для формирования коллекторов.

Наиболее перспективным в отношении нефтегазоносности неокома рассматриваемой территории является северо-восточная часть резервуара Пим_1 и резервуар Пим_3 вдоль кромки шельфа которого выделяется вытянутая в северо-восточном направлении цепочка высокоамплитудных сейсмических аномалий.

Верхнеаптский комплекс. Характер распределения эффективных толщин пластов ТП₁-ТП₃ верхнетанопчинского резервуара показал, что несмотря на существенную дифференциацию емкостных характеристик, коллектора, способные аккумулировать залежи углеводородов, получили на исследуемой территории повсеместное распространение. В региональном плане эффективные толщины верхнеаптских песчаных пластов уменьшаются в восточном направлении, наибольшие по мощности коллектора сформировались на северо-западе и в прогибах северо-западного простирания, берущих начало от Гыданской площади и проходящих к северу и югу от Утренней структуры. Учитывая континентальный генезис верхнеаптских отложений, можно предположить, что на этапе формирования песчаных пластов ТП₁-ТП₃ эти прогибы служили руслами палеорек.

Как было отмечено ранее, наличие яронгского (ханты-мансийского) флюидоупора, а также плащеобразное распространение проницаемых песчаных пластов ТП₁-ТП₃ и хорошие экранирующие свойства разделяющих их глинистых пачек предопределило формирование в верхнеаптском комплексе пород Гыданской НГО многопластовых залежей углеводородов, контролируемых антиклинальными ловушками.

Альб-сеноманский комплекс: В Гыданской НГО в альб-сеноманской части разреза выделяется 5 песчаных горизонтов ПК₁₋₄, ПК₅₋₆, ПК₇₋₈, ПК₉₋₁₀ и ХМ₆₋₁₀, которые разделены относительно выдержанными по латерали 10-15 метровыми глинистыми пачками; наиболее перспективным в отношении газоносности является горизонт ПК₁₋₄, залегающий в верхней части комплекса под кузнецовским (туронским) мегарегиональным флюидоупором.

Песчаные пласты горизонта ПК₁₋₄ являются высококачественными коллекторами, коэффициенты пористости которых достигают 30-35%, а выделяемые в составе горизонта алевролито-глинистые пачки имеют локальное распространение и не являются экранами. Широкое развитие гидродинамически связанных песчаных пластов-коллекторов и перекрывающего их мегарегионального туронского флюидоупора предопределяет то, что залежи сеноманского горизонта ПК₁₋₄:

- контролируются исключительно антиклинальными ловушками;
- являются массивными, водоплавающими.

Результаты динамического анализа показали, что в северо-восточном направлении амплитудные характеристики приуроченного к кровле сеномана горизонта Г существенно падают, что обусловлено опесчаниванием туронского флюидоупора. Анализ геолого-геофизических материалов показал, что к северо-востоку от Гыданского и Салмановского месторождений экранирующие свойства кузнецовского флюидоупора существенно ухудшаются и перспективы нефтегазоносности сеномана на этой территории не высоки.

Разработанные структурно-тектонические и сейсмогеологические критерии прогнозирования геологического разреза, оценки качества коллекторов и флюидоупоров могут быть использованы в других регионах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Построенные в процессе проведенных исследований отвечающие современной стадии изученности Гыданской НГО модели осадочных комплексов могут послужить надежной основой при количественной оценке ресурсов УВ и планировании геологоразведочных работ с целью воспроизводства и наращивания минерально-сырьевой базы региона и открытия новых нефтегазовых месторождений. В продолжение проведенных исследований планируется апробация разработанных сейсмогеологических критериев нефтегазоносности на объектах слабоизученной центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АК - акустический каротаж

ВСП - вертикальное сейсмопрофилирование

ГВК - газовойодяной контакт

ГИС - геофизические исследования скважин

ГК - гамма-каротаж

КП - куполовидное поднятие

КС - метод кажущегося сопротивления электрического каротажа

МОВ - метод отраженных волн

МОГТ - метод общей глубинной точки в сейсморазведке

НГК - нейтронный гамма-каротаж

НГО - нефтегазоносная область

НГП - нефтегазоносная провинция

НГР - нефтегазоносный район

НГРЭ – нефтегазоразведочные экспедиции

ОГ - отражающий горизонт

ПС - метод самопроизвольной поляризации электрического каротажа

СГ-6 - скважина сверхглубокая №6 (Тюменская №6)

СГ-7 - скважина сверхглубокая №7 (Ен-Яхинская №7)

СК - сейсмокаротаж

ССК - структурно-стратиграфический комплекс

СФР - структурно-фациальный район

УВ - углеводороды

ЯНАО - Ямало-Ненецкий автономный округ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Антипов, М.П. Зависимость волнового поля от особенностей стратиграфического разреза / М.П. Антипов, А.Е. Шлезингер, Л.Е. Штеренберг // ДАН. – 1992. – Т. 327. № 2. – С. 243–247.

Байбародских, Н.И. Расчленение юрских и меловых отложений в разрезах скважин, пробуренных в Усть-Енисейской синеклизе в 1962–1967 гг. / Н.И. Байбародских // Учен. зап. НИИГА. Сер. Региональная геология. -1968. - № 12. - С. 5–24.

Белоусов, В.В. Мощность отложений как выражение режима колебательных движений земной коры / В.В. Белоусов // Советская геология. – 1940. – № 2. – С. 24–58.

Бобровник, И.И. Прямые поиски залежей углеводородов способом сейсмоэнергетического картирования / И.И. Бобровник // Современные геофизические исследования на нефть и газ. – М.: Наука. – 1980. – С. 38–51.

Бородкин, В.Н. Стратиграфо-корреляционная основа геологического моделирования нижнемеловых отложений Гыданской нефтегазоносной области севера Западной Сибири / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. - №3. С. 12–19.

Бородкин, В.Н. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков // Геология и геофизика. – 2015а. - № 9. – С. 1630–1642.

Бородкин, В.Н. Характеристика геологической модели и перспектив нефтегазоносности урьевского сейсмофациального комплекса севера Западной Сибири / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, А.С. Недосекин, А.В. Лукашов, В.В. Шиманский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015б. – № 5. – С. 4–17.

Бородкин, В.Н. Новые элементы седиментологической модели клиноформного разреза ачимовской толщи севера Западной Сибири по данным сейсморазведки 3D / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, О.А. Смирнов, А.В. Лукашов,

А.С. Недосекин, А.С. Смирнов, В.А. Корнев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – №11. – С. 4–12.

Бородкин, В.Н. Характеристика геологической модели и перспектив нефтегазоносности неокомского комплекса в переходной зоне от Ямальского к Гыданскому и Уренгойско-Пурпейскому литофациальным районам Западной Сибири по данным сейсморазведки 3D / В.Н. Бородкин, О.А. Смирнов, А.Р. Курчиков, А.В. Лукашов, А.В. Погребский, В.И. Самитова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 5(353). – С. 10–23.

Вышемирский, В.С. Эволюция образования углеводородных газов в истории Земли / В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39 (10). – С. 1392–1401.

Вербицкий, Т.З. Математическое моделирование в сейсморазведке / Т.З. Вербицкий, Р.С. Починайко, Ю.П. Стародуб, А.С. Федоришин – Киев: Наук. Думка, 1985г. – 276 с.

Волкова, В.С. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кайнозой Западной Сибири / В.С. Волкова, С.А. Архипов, А.Е. Бабушкин, И.А. Кулькова - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", 2002. – 246 с.

Волож, Ю.А. Внутренняя расшифровка осадочных бассейнов сейсмостратиграфией / Ю.А. Волож, В.М. Ковылин, Н.В. Милитенко, А.Е. Шлезингер // Бюл. МОИП. Отд. Геол. – 1994. – Т. 69, вып. 3. – С. 137–141.

Гарецкий, Р.Г. Тектонический анализ мощностей / Р.Г. Гарецкий, А.Л. Яншин // Методы изучения тектонических структур. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – Вып. I. – С. 115–333.

Гельфанд, В.А. Уточнение модели среды с помощью синтетических сейсмограмм / В.А. Гельфанд // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1977. – № 5. – С. 32–36.

Гиршгорн, Л.Ш. Сейсмостратиграфия, предмет и метод / Л.Ш. Гиршгорн // Методы оптимизации сейсморазведки на севере Западной Сибири. – Тюмень: ЗабСибНИГНИ, 1983. – Вып. 182. – С. 95–103.

Гиршгорн, Л.Ш. Сейсморазведка и стратиграфия / Л.Ш. Гиршгорн // Бюл. МОИП. Отд. Геол. – 1985. – Т. 60, вып. 5. – С. 106–177.

Гладенков, Ю.Б. Сейсмостратиграфия и ее развитие в Советском Союзе (основные направления и перспективы) / Ю.Б. Гладенков, Н.Я. Кунин, А.Е. Шлезингер // Известия АН СССР. Сер. Геол. – 1984. – №4. – С. 3–20.

Гладенков, Ю.Б. О проведении сейсмостратиграфических исследований в Академии наук СССР / Ю.Б. Гладенков, Н.Я. Кунин, А.Е. Шлезингер // Вестник АН СССР. – 1988. – №2. – С. 60–69.

Гогоненков, Г.Н. Расчет и применение синтетических сейсмограмм / Г.Н. Гогоненков. – М.: Недра, 1972. – 139 с.

Гогоненков, Г.Н. Сейсмостратиграфические подразделения нефтегазоносных осадочных толщ Западной Сибири / Г.Н. Гогоненков, Ю.А. Михайлов // Геология нефти и газа. – 1983. – №7. – С. 49–56.

Гогоненков, Г.Н. Методика комплексной интерпретации геолого-геофизических данных на сейсмостратиграфической основе / Г.Н. Гогоненков, С.С. Эльманович, В.В. Кирсанов, Ю.А. Михайлов // Газовая промышленность СССР. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений: Обзорная информация. – 1984. – Вып. 4. – 46 с.

Гогоненков, Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой / Г.Н. Гогоненков – М.: Недра, 1987. – 221 с.

Гогоненков, Г.Н. Анализ неокомской клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки / Г.Н. Гогоненков, С.С. Эльманович // Геология нефти и газа. – 1988. – № 1. – С. 22–30.

Гурари, Ф.Г. Литолого-геохимические факторы формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, Т.Н. Гурова, В.П. Казаринов, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Г.Н. Пероziо, Г.Э. Прозорович, Н.Н. Ростовцев, Е.Г. Сорокина // Материалы по литологии и геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Труды СНИИГГиМС. – Вып. 78. – Новосибирск, 1968. – С. 5–10.

Гурари, Ф.Г. Тектоника мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, К.И. Микуленко, В.С. Старосельцев - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. - 147 с.

Гурари, Ф.Г. Стратиграфия и палеогеография ранней и средней юры Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, И.В. Будников, В.П. Девятков, А.Е. Еханин, А.М. Казаков, В.И. Москвин // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. - С. 60–75.

Гурари, Ф.Г. Клиноформы – особый тип литостратонов / Ф.Г. Гурари // Геология и геофизика. - 1994. – № 4. – С. 19–25.

Гурари, Ф.Г. Клиноформы и их роль в нефтяной геологии / Ф.Г. Гурари // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири, ч. I. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1996. - С. 78–81.

Гурари, Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неоконских отложений Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – С. 3–23.

Демидович, Л.А. Отображение геологического разреза в синтетических волновых полях / Л.А. Демидович, Н.И. Швындрик, С.М. Обровец, В.Г. Медведева, Т.А. Байкова // Бюл. МОИП. Отд. Геол. – 1991. – Т. 66, вып.1. – С. 120–122.

Елкин, Е.А. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири / Е.А. Елкин, В.И. Краснов, Н.К. Бахарев, Е.В. Белова, В.Н. Дубатов, Н.Г. Изох, А.Г. Клец, А.Э. Конторович, Л.Г. Перегудов, Н.В. Сенников, И.Г. Тимохина, В.Г. Хромых – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", 2001. – 163 с.

Ермилов, О.М. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири / О.М. Ермилов, Ю.Н. Карогодин, А.Э. Конторович, Ю.Г. Тер-Саакян, С.Е. Агалаков, С.Ю. Беляев, Л.С. Борисова, Г.Ф. Букреева, Л.М. Бурштейн, В.Н. Гордеев, В.В. Дмитрук, И.В. Жилина, В.А. Конторович, В.О. Красавчиков, О.И. Супруненко, И.М. Чупова, Е.А. Фурсенко – Новосибирск: изд-во СО РАН, 2004. – 141 с.

Ершов, С.В. Седиментация в раннемеловом бассейне Западной Сибири и ее влияние на нефтегазоносность / С.В. Ершов, К.В. Зверев, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин // Геология и геофизика. - 2001. - Т. 42. - № 11-12. - С. 1908–1917.

Ершов, С.В. Проблемы выделения и корреляции стратотипических разрезов неокома Западной Сибири в связи с клиноформным строением / С.В. Ершов // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. - № 8. – С. 1206–1219.

Ершов, С.В. Особенности строения и корреляция продуктивных пластов берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова / С.В. Ершов, В.Н. Бардачевский, Н.И. Шестакова // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. - № 11. – С. 1870–1882.

Ершов, С.В. Закономерности размещения залежей углеводородов в берриас-нижнеаптских отложениях северных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна [Электронный ресурс] / С.В. Ершов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. - №4. – С. 1–26. – Режим доступа: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/files/publications/ibc/ngtp-2019-14-4-38.pdf?action=download>, свободный

Ершов, С.В. Берриас-аптские отложения Енисей-Хатангского района Западной-Сибири: стратиграфия, корреляция и районирование / С.В. Ершов, А.К. Карташова // Геология нефти и газа. - 2020. - №5. - С. 27–38.

Казаков, А.М. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система / А.М. Казаков, А.Г. Константинов, Н.И. Курушин, Н.К. Могучева, Е.С. Соболев, А.Ф. Фрадкина, А.В. Ядренкин, В.П. Девятов, Л.В. Смирнов – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", 2002. – 322 с.

Казаненков, В.А. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов / В.А. Казаненков, С.В. Ершов, С.В. Рыжкова, Е.В. Борисов, Е.В. Пономарева, Н.И. Попова, М.Н. Шапорина // Геология нефти и газа Западной Сибири. – 2014. – №1. – С. 27–49.

Карогодин, Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность / Ю.Н. Карогодин – М.: Недра, 1974. – 196 с.

Карогодин, Ю.Н. Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазоносных бассейнов (по комплексу промыслово-геофизических данных) / Ю.Н. Карогодин, Е.А. Гайдебурова - Новосибирск: Наука, 1985. – 107 с.

Карогодин, Ю.Н. Особенности геологического строения и нефтеносности Приобской зоны нефтенакопления Западной Сибири / Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, А.И. Коньшев, В.Н. Черноморский // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири. – М., Наука. – 1994. – С. 41–58.

Карцева, Г.Н. Стратиграфия юрских и меловых отложений / Г.Н. Карцева, З.З. Ронкина, Е.П. Колокольцева // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. – Л.: Недра, 1971. – С. 7–18.

Кислухин, В.И. Литолого-фациальное районирование юрских и нижнемеловых отложений севера Западной Сибири / В.И. Кислухин // Нефтегазоносность отложений Северных районов Западной Сибири: сб. науч. Трудов. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1986. – С. 13–31.

Конторович, А.Э. Прогноз месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др. - М.: Недра, 1981. – 350 с.

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

Конторович, А.Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири, вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, В.Е. Андрусевич, С.А. Афанасьев, Е.А. Гайдебурова, В.В. Гребенюк, В.П. Данилова, Н.П. Запывалов, Ю.Н. Карогодин, В.А. Каштанов, В.А. Конторович, В.И. Краснов, М.А. Левчук, В.Н. Меленевский, В.И. Москвин, Л.В. Смирнов, А.Н. Фомин, А.С. Фомичев, Г.С. Фрадкин; гл. ред. А.Э. Конторович – Новосибирск: ОИГГиМ СО РАН, 1994. – 201 с.

Конторович, А.Э. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезойском осадочном бассейне Карского моря / А.Э. Конторович,

Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев, П.И. Сафронов, С.А. Гуськов, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, В.Р. Лившиц, А.А. Поляков, М.Б. Скворцов // Геология и геофизика. – 2013а. – т.54, № 8. – С. 1179–1226.

Конторович, В.А. Моделирование волновых полей для решения задач прогнозирования верхнеюрского разреза юга Западной Сибири / В.А. Конторович // Геология нефти и газа. – 1992а. – №12. – С. 9–22.

Конторович, В.А. Моделирование волновых полей при прогнозе геологического разреза нижнеюрских отложений Колтогорского прогиба / В.А. Конторович // Геология и геофизика. – 1992б. – №12. – С. 124–132.

Конторович, В.А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т.42, №11-12. – С. 1832–1845.

Конторович, В.А. Тектоника и история развития юго-восточных районов Западной Сибири в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", 2002. – 253 с.

Конторович, В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Конторович // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 4. – С. 4–16.

Конторович, В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири / В.А. Конторович // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, №4.

Конторович, В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / В.А. Конторович // Геология и геофизика. - 2011. - Т.52, №8. - С. 1027–1050.

Конторович, В.А. История формирования крупных антиклинальных структур - ловушек для уникальных газовых залежей на севере Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения) / В.А. Конторович, Д.В. Конторович, Е.С. Сурикова // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5-6. – С. 862–873.

Конторович, В.А. Влияние мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на формирование верхнеюрских и меловых залежей углеводородов в северной части Александровского свода / В.А. Конторович, А.Ю. Калинин, Л.М. Калинина, М.В. Соловьев // Геология и геофизика. – 2014а. – Т. 55, № 5-6. – С. 847–861.

Конторович, В.А. Влияние мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на формирование верхнеюрских и меловых залежей углеводородов в Северной части Александровского свода / В.А. Конторович, А.Ю. Калинин, Л.М. Калинина, М.В. Соловьев // Геология и геофизика. – 2014б. – № 5–6. – С. 847–861.

Конторович, В.А. Сейсмостратиграфия, история формирования и газоносность структур Надым-Пурского междуречья (Западная Сибирь) / В.А. Конторович, Д.В. Аюнова, И.А. Губин, С.В. Ершов, А.Ю. Калинин, Л.М. Калинина, М.С. Канаков, М.В. Соловьев, Е.С. Сурикова, Н.И. Шестакова // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 8. – С. 1583–1595.

Конторович, В.А. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / В.А. Конторович, Д.В. Аюнова, И.А. Губин, А.Ю. Калинин, Л.М. Калинина, А.Э. Конторович, Н.А. Малышев, М.Б. Скворцов, М.В. Соловьев, Е.С. Сурикова // Геология и геофизика. – 2017. – Т.58, № 3–4. – С. 423–444.

Конторович, В.А. Сейсмические образы крупных газовых залежей в арктических регионах Западной Сибири и на шельфе Карского моря / В.А. Конторович, Е.С. Сурикова, Д.В. Аюнова, С.М. Гусева // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018а. – № 4 (36). – С. 41–48.

Конторович, В.А. Сейсмогеологическая характеристика осадочных комплексов и нефтегазоносность Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областей (Арктические зоны Западной Сибири, шельф Карского моря) / В.А. Конторович, Д.В. Аюнова, С.М. Гусева, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.С. Канаков, М.В. Соловьев, Е.С. Сурикова, Т.Н. Торопова // Геофизические технологии. – 2018б. - № 4. - С. 10–26.

Косыгин, Ю.А. Тектоника и перспективы нефтегазоносности платформенных областей Сибири / Ю.А. Косыгин, А.А. Трофимук // Изв. АН СССР. Серия геология. – 1965. – С. 80–94.

Кукушкина, Т. С. Районирование верхнеюрских осадочных образований по типам разрезов (Заполярные районы Западной Сибири) / Т.С. Кукушкина, В.И. Кислухин // Творческое участие молодежи в ускоренном достижении на промыслах Тюменской области суточной добычи 1 млн. тонн нефти и 1 млрд. куб. м газа: Тезисы докладов VI науч.-техн. Конф. Молодых ученых и специалистов ЗапСибНИГНИ (23-24 марта 1983 г.). – Тюмень, 1983. – С. 20–21.

Кругликов, Н.М. Особенности геохимии газов Западной Сибири как показатель условий скопления углеводородов / Н.М. Кругликов, В.А. Лобков, Э.М. Прасолов и др. // Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите. – Л.: ВНИГРИ, 1980. – С. 75–92.

Кунин, Н.Я. Новые возможности сейсмостратиграфических исследований при региональных работах на нефть и газ / Н.Я. Кунин // Советская геология. – 1983. – № 11. – С. 109–120.

Кунин, Н.Я. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа / Н.Я. Кунин, Е.В. Кучерук // Итоги науки и техники: Месторождения горючих полезных ископаемых. – Вып. 12. – М.: ВИНТИ, 1984. – 198 с.

Курчиков, А.Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Гыданского полуострова севера Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, А.С. Недосекин, С.М. Зарипов // Наука и ТЭК. – 2012. – № 3. – С. 10–14.

Ли, П.Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Усть-Иртышской впадины Западно-Сибирской низменности / П.Ф. Ли, О.В. Равдоникас, В.С. Певзнер – Л., 1960. – 232 с.

Латышова, М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин / М.Г. Латышова – М., 1981. – 180 с.

Левчук, Л.К. Биостратиграфия абалакской свиты приуральской зоны Западной Сибири (Хангокуртская впадина) / Л.К. Левчук, М.А. Левчук, С.В. Меледина // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41, № 1. – С. 48–61.

Леонтьев, Е.И. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами / Е.И. Леонтьев, Л.М. Дорогиницкая, Г.С. Кузнецов, А.Я. Малыхин – М.: Недра, 1974. – 240 с.

Машкович, К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа / К.А. Машкович – М.: Недра, 1976. – 2-е изд-е перераб. и доп. – 221 с.

Наливкин, В.Д. О морфологической классификации платформенных структур / В.Д. Наливкин // Геология нефти и газа. – 1962. – №8. – С. 24–28.

Нейман, В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа / В.Б. Нейман – М.: Недра, 1984. – 80 с.

Нестеров, И.И. Нижнемеловые стратоны и клиноформная модель строения Западной Сибири / И.И. Нестеров, В.Н. Бородкин, К.А. Милицкая // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Материалы Четвертого Всероссийского совещания, 19-23 сентября, 2008. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2008. – С. 132–135.

Нефедова, Н.И. Распознавание генетического типа пород фундамента на Красноленинском своде по геофизическим характеристикам. (Научно-производственные достижения нефтяной промышленности в новых условиях хозяйствования) / Н.И. Нефедова - М., 1989. – Вып. 4.

Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 36. – Спб.: Изд-во: ВСЕГЕИ, 2006. – 64 с.

Решения совещания по классификации платформенных структур. - Л.: ВНИГРИ, 1963. – 16 с.

Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 1999. – 47 с.

Решение 5-го Межведомственного стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (Тюмень, 1990 г.). – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991 г. – 28 с.

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.

Ростовцев, Н.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / Н.Н. Ростовцев // Информ. сб. Всесоюз.науч.-исслед. геол. ин-та. – 1955. – № 2. – С. 3–11.

Ростовцев, Н.Н. Тектоническая схема Западно-Сибирской низменности по подошве платформенных мезозойско-кайнозойских отложений с элементами палеотектоники / Н.Н. Ростовцев - Л.: Гостоптехиздат, 1961. – 12 с.

Рудкевич, М.Я. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранская, Н.Ф. Чистякова – М.: Недра, 1988. – 303 с.

Сапьяник, В.В. Новые данные о триас-юрских отложениях, вскрытых параметрической Гыданской скв. 130 на севере Западной Сибири / В.В. Сапьяник, В.С. Бочкарев, С.А. Рыльков, Т.Н. Торопова // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 3. – С. 35–42.

Скоробогатов, В.А. Геологическое строение и газоносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 352 с.

Скоробогатов, В.А. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2006. – 261 с.

Соколов, В.Н. Геология и перспективы нефтегазоносности арктической части Западно-Сибирской низменности / В.Н. Соколов – Л., 1960. – 153 с.

Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности. / Под. ред. Н.Н. Ростовцева - Л.: Недра, 1978. – 183 с.

Стратиграфический словарь СССР. Триас. Юра. Мел. / Под. ред. В.Н. Верещагина - Л.: Недра, 1979. – 592 с.

Сурков, В.С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, О.Г. Жеро - М.: Наука, 1981. – 252 с.

Тальвирский, Д.Б. Тектоника Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и сопредельных территорий по геофизическим данным / Д.Б. Тальвирский - М.: Недра, 1976. – 168 с.

Трапезникова, Н.А. Математическое сейсмо моделирование при решении задач прогнозирования геологического разреза / Н.А. Трапезникова, И.Л. Гребнева, А.Г. Авербух – М.: Обзор ВИЭМС, 1982. – 60 с.

Трусов, Л.Л. Методика оценки природы сейсмических аномалий методом сопоставления комплексных параметров реального и модельного волновых полей / Л.Л. Трусов, Ф.М. Марголин, Н.Н. Минчинков – Тюмень, 1982. – Инф. листок о научн-тех. достижениях № 82-19. – 4 с.

Трушкова, Л.Я. Клиноформы как региональные нефтегазоносные объекты. Закономерности размещения и прогноз в них литологических резервуаров [Электронный ресурс]. / Л.Я. Трушкова, В.П. Игошкин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008 - Т.3, №2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2008.pdf, свободный.

Трушкова, Л.Я. Клиноформы неокома - Уникальный тип нефтегазоносных резервуаров Западной Сибири / Л.Я. Трушкова, В.П. Игошкин, Ф.З. Хафизов – СПб.: ВНИГРИ, 2011. – 125 с.

Торопова, Т.Н. История тектонического развития и нефтегазоносность центральной части полуострова Гыданский (северо-восток Западной Сибири) / Т.Н. Торопова, В.А. Конторович // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т.14, № 3. – С. 1–25.

Унифицированные региональные стратиграфические схемы неогеновых и палеогеновых отложений Западно-Сибирской равнины: Объяснительная записка / Ф.Г. Гурари, В.С. Волкова, А.Е. Бабушкин, А.Г. Головина, В.П. Никитин,

А.И. Некрасов, А.В. Кривенцов, Ж.А. Доля, Ю.М. Колыхалов, З.Н. Гнибиденко – Новосибирск, 2001. – 84 с.

Шерифф, Р.Е. Сейсмическая стратиграфия / Р.Е. Шерифф, А.П. Грегори, П.Р. Вейл, Р.М. Митчем мл. и др. – М.: Мир, 1982. – 846 с.

Шерифф, Р. Сейсморазведка: Обработка и интерпретация данных / Р. Шерифф, Л. Гелдарт – М.: Мир, 1987. – Т. 2. – 400 с.

Шлезингер, А.Е. Достижения советской сейсмостратиграфии в раскрытии основных закономерностей строения осадочных бассейнов / А.Е. Шлезингер // Литология мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Мирового океана. – М.: Наука, 1987. – С. 164–182.

Шлезингер, А.Е. Региональная сейсмостратиграфия / А.Е. Шлезингер – М.: Научный мир, 1998. – 144 с.

Шпильман, В.И. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири / В.И. Шпильман, Л.А. Солопахина, В.И. Пятков // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - Ханты-Мансийск, 1999. - С. 96–116.

Шурыгин, Б.Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б.Н. Шурыгин, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятов, В.И. Ильина, С.В. Меледина, Е.А. Гайдебурова, О.С. Дзюба, А.М. Казаков, Н.К. Могучева – Новосибирск: Изд-198 во СО РАН, филиал "ГЕО", 2000. – 480 с.

Щеглова, О.С. Геологическое картирование и другие региональные исследования / О.С. Щеглова // Геологическая изученность СССР. Том 16. Центральная часть советской Арктики. – Л., 1965. – С. 12–22.

Яншин, А.Л. Осадочный чехол и происхождение глубоководных котловин Средиземного моря / А.Л. Яншин, Л.А. Есина, О.В. Казаков, М.Р. Пустильников, А.Е. Шлезингер // Докл. АН СССР, 1978. – Т. 239, №4. – С. 941–944.

Яншин, А.Л. Структура осадочного чехла и образование Тирренского моря / А.Л. Яншин, Л.А. Есина, Я.П. Маловицкий, А.Е. Шлезингер // Геотектоника. – 1980. – №1. – С. 72–85.

Фондовая литература

Сурков В.С. и др. Отчет ФГУП СНИИГГиМС «Разработать геологическую модель домезозойского основания Западно-Сибирской плиты на базе комплексной интерпретации материалов бурения, сейсмических данных и потенциальных полей», 2005ф.

Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских и мезозойских осадочных комплексов Гыданской НГО, Енисей-Хатангской НГО и шельфа Карского моря (северная часть) на основе единой модели геологического строения региона [Текст]: Отчет по государственному контракту №11/13 от 16.07.2013 (в 10 книгах, 25 папках). Книга 3 / ПАО "Сибнефтегеофизика"; научный руководитель: чл.-корр. РАН Конторович В.А., отв. исп.: Варламов С.Н. – Н., 2015ф.- 280 с.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

Рисунок 1 – Обзорная схема рассмотренного района.	16
Рисунок 2 - Схема геолого-геофизической изученности района исследования....	20
Рисунок 3 - Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001].	29
Рисунок 4 – Фрагмент Схемы структурно-фациального районирования палеозойских отложений Западно-Сибирской плиты [Елкин и др., 2001].	33
Рисунок 5 – Фрагмент геологической карты домезозойского основания Западно-Сибирской плиты [Сурков и др., 2005ф].	34
Рисунок 6 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы триасовых отложений Западной Сибири и Схемы фациального районирования триасовых отложений Западно-Сибирской равнины [Решение..., 2004].	38
Рисунок 7 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы нижней и средней юры (без келловая) Сибири и Схемы фациального районирования нижней и средней юры (без келловая) Сибири [Решение..., 2004; Шурыгин и др., 2000].	40
Рисунок 8 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы келловая и верхней юры Сибири и Схемы фациального районирования келловая и верхней юры Сибири [Решение..., 2004].	46
Рисунок 9 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы берриас-аптских отложений Западной Сибири и Схемы фациального районирования берриас-аптских отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006].	50
Рисунок 10 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы меловых отложений Западной Сибири (апт-альб-сеноман) и Схемы районирования по типам разрезов апт-альб-сеноманских отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006].	54
Рисунок 11 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы верхнемеловых отложений Западной Сибири (без сеномана) и Схемы районирования по типам	

разрезов верхнемеловых (без сеномана) отложений Западной Сибири [Постановления..., 2006].	56
Рисунок 12 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы палеогеновых отложений и Схемы расположения фациальных районов [Волкова и др., 2002].	59
Рисунок 13 – Фрагмент Региональной стратиграфической схемы неогеновых отложений и Схемы районирования неогеновых отложений Западной Сибири [Унифицированные..., 2001; Волкова и др., 2002].	61
Рисунок 14 – Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции по [под редакцией А.Э. Конторович, 2013].	63
Рисунок 15 – Схема стратиграфической приуроченности залежей углеводородов на территории Гыданской нефтегазоносной области.	64
Рисунок 16 - Распределение запасов категории C_1+C_2 по нефтегазоносным комплексам (А) и по свитам/подсвитам (Б) Гыданской НГО (по данным Государственного баланса ПИ РФ, 2020 года).	65
Рисунок 17 - Распределение запасов категории C_1+C_2 по продуктивным пластам Гыданской НГО (по данным Государственного баланса ПИ РФ, 2020 года).	66
Рисунок 18 – Глубинный сейсмогеологический разрез Центрально-Гыданской площади.	76
Рисунок 19 – Композитный сейсмогеологический разрез (профили 2285023, 4485042, 4485108, 44830150).	77
Рисунок 20 – Зависимость средних скоростей распространения продольных сейсмических волн до ОГ Г от абсолютных значений кровли марресалинской свиты (А); до ОГ M_1 от абсолютных значений кровли танопчинской свиты (Б); до ОГ М от абсолютных значений кровли пласта $ТП_{16}$ танопчинской свиты.	81
Рисунок 21 –Карта градиентов структурной поверхности гольчихинской свиты и схема распределения раннемеловых разрывных нарушений.	85
Рисунок 22 –Современный временной разрез отложений (А) и палеоразрезы туронского (Б), аптского (В) и юрского (Г) времени по композитному профилю (профили 2285023, 4485042, 4485108, 44830150).	87

Рисунок 23 – Сейсмогеологические комплексы, выделенные по профилю 108_R.	91
Рисунок 24 – Структурная карта по отражающему горизонту Iв (подошва терригенного триаса).	96
Рисунок 25 – Структурная карта по отражающему горизонту Б (кровля гольчихинской свиты).....	98
Рисунок 26 – Структурно-тектоническая карта юрского структурного яруса (на основе тектонической карты юрского мегакомплекса арктических областей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Конторович и др., 2017]).	100
Рисунок 27 – Структурная карта по отражающему горизонту М (кровля пласта ТП ₁₆ танопчинской свиты).	102
Рисунок 28 – Структурная карта по отражающему горизонту М ₁ (кровля танопчинской свиты).	103
Рисунок 29 – Структурная карта по отражающему горизонту Г (кровля марресалинской свиты).....	104
Рисунок 30 – Карты толщин среднетриас-юрских (А), берриас-нижнеаптских (Б), верхнеаптских (В), альб-сеноманских (Г) и постсеноманских (Д) отложений. ..	108
Рисунок 31 – Современный временной разрез отложений (А) и палеоразрезы туронского (Б), аптского (В) и юрского (Г) времени по композитному профилю (профили 22830130, 22830030, 44870050, 44870160).....	110
Рисунок 32 – Современный временной разрез отложений (А) и палеоразрезы туронского (Б), аптского (В) и юрского (Г) времени по композитному профилю (профили 378610, 211319, 211306_791005, 44890230, 44870160).....	114
Рисунок 33 – Современный временной разрез отложений (А) и палеоразрезы туронского (Б), аптского (В) и юрского (Г) времени по композитному профилю (профили 3888005, 790941, 2115032).	115
Рисунок 34 – Современный временной разрез отложений (А) и палеоразрезы туронского (Б), аптского (В) и юрского (Г) времени по композитному профилю (профили 2285023, 4485042, 4485108, 44830150).....	116

Рисунок 35 – Сейсмогеологические разрезы по профилям Гыданского (А), Геофизического (Б) и Салмановского (В) месторождений.	118
Рисунок 36 – Карта градиентов структурной поверхности горизонта Г (А) и структурная карта по отражающему горизонту Г (кровля маррессалинской свиты) (Б).	119
Рисунок 37 – Палеоразрезы выровненные по кровлям юрского (А), берриас-нижнеаптского (Б), верхнеаптского (В), альб-сеноманского (Г) комплексов, и современный временной разрез (Д) по профилю R_108, район Гыданского месторождения.	124
Рисунок 38 – Палеоразрезы выровненные по кровлям юрского (А), берриас-нижнеаптского (Б), верхнеаптского (В), альб-сеноманского (Г) комплексов, и современный временной разрез (Д) по профилю R_4 (Line_11), район Геофизического месторождения.	125
Рисунок 39 – Палеоразрезы выровненные по кровлям юрского (А), берриас-нижнеаптского (Б), верхнеаптского (В), альб-сеноманского (Г) комплексов, и современный временной разрез (Д) по профилю 7907053, район Салмановского месторождения.	126
Рисунок 40 – Глубинный сейсмогеологический разрез Центрально-Гыданской площади.	130
Рисунок 41 – Фрагмент временного разреза по профилю 7910028.	131
Рисунок 42 – Глубинный сейсмогеологический разрез (Гыданская НГО).	132
Рисунок 43 – Фрагмент сейсмического временного разреза по профилю 7909209.	133
Рисунок 44 – Схема геолого-геофизического строения по составному палеопрофилю берриас-нижнеаптских отложений на начало формирования нейтинской пачки.	137
Рисунок 45 – Корреляционная схема по скважинам Утренней, Гыданской, Ладертойской, Дерябинской, Береговой, Южно-Носковской, Паяхской и Озерной площадей.	138

Рисунок 46 – Структурная карта по кровле пимской пачки (отражающий горизонт Нпим) (А) и карта толщин в интервале ОГ М - ОГ Нпим ₁	139
Рисунок 47 – Принципиальная модель (А) и сейсмическая характеристика (Б) подпимского ССК.....	141
Рисунок 48 – Сейсмогеологическая характеристика и карты толщин резервуаров подпимского регионального ССК.	142
Рисунок 49 – Структурные карты по кровле (А) и по подошве (Е) подпимской региональной клиноформы и по кровлям входящих в ее состав резервуаров Пим_1-Пим_5 (Б-Д).	143
Рисунок 50 – Карты толщин в интервале ОГ М - ОГ Нпим (А), ОГ М - ОГ Нпим ₁ (Б), ОГ М - ОГ Нпим ₂ (В), ОГ М - ОГ Нпим ₃ (Г), ОГ М - ОГ Нпим ₄ (Д), ОГ М - ОГ Нурен (Г).	144
Рисунок 51 – Сейсмогеологическая характеристика подпимской региональной клиноформы.	145
Рисунок 52 – Схема распределения амплитудных характеристик сейсмической записи подпимской региональной клиноформы.....	146
Рисунок 53 – Корреляционная схема апт-альб-сеноманских отложений по скважинам Ладертойской, Гыданской, Меркуяхской, Вангутинской, Быстринской и Новолунной площадей.	150
Рисунок 54 – Корреляционная схема апт-альб-сеноманских отложений по скважинам Антипаютинской, Приречной, Тота-Яхинской, Трехбугорной, Геофизической и Утренней площадей.	151
Рисунок 55 – Схема геолого-геофизического строения верхнеаптских и альб-сеноманских отложений.	152
Рисунок 56 - Зависимости толщины верхнеапт-сеноманских (ОГ М-Г) отложений от толщин альб-сеноманского (ОГ Г-М ₁) комплекса (А) и верхнеаптского (ОГ М-М ₁) комплекса (Б), толщины верхнеаптского (ОГ М-М ₁) от толщины альб-сеноманского (ОГ М ₁ -Г) комплексов (Г).....	157

Рисунок 57 – Зависимости толщин пластов от толщины верхнеаптского комплекса и эффективных толщин от толщин пластов ТП ₁ (А), ТП ₂ (Б) и ТП ₃ (В).	158
Рисунок 58 – Зависимости толщины горизонта ПК ₁₋₄ от толщины альб-сеноманского комплекса и эффективной толщины от толщины горизонта ПК ₁₋₄	159
Рисунок 59 – Корреляционная схема верхнеаптских отложений по скважинам Антипаютинской, Приречной, Тота-Яхинской, Трехбугорной и Утренней площадей, выровненная на начало формирования нейтинской пачки.....	161
Рисунок 60 – Корреляционная схема верхнеаптских отложений по скважинам Ладертойской, Гыданской, Меркуяхской, Быстрицкинской и Вангутинской площадей, выровненная на начало формирования нейтинской пачки.....	162
Рисунок 61 – Карта толщин и эффективных толщин пласта ТП ₁ танопчинской свиты.	163
Рисунок 62 – Карта толщин и эффективных толщин пласта ТП ₂ танопчинской свиты.	165
Рисунок 63 – Карта толщин и эффективных толщин пласта ТП ₃ танопчинской свиты.	166
Рисунок 64 – Корреляционная схема сеноманских отложений по скважинам Антипаютинской, Приречной, Тота-Яхинской, Трехбугорной и Утренней площадей.	169
Рисунок 65 – Карта толщин и эффективных толщин песчаных пластов ПК ₁₋₄ марресалинской свиты.	171
Рисунок 66 – Зависимость средних значений параметра аPS и коэффициентов пористости (Кр) горизонта ПК ₁₋₄ от его толщины.	172
Рисунок 67 – Схема распределения средних значений аPS и Кр горизонта ПК ₁₋₄	173
Рисунок 68 – Фрагмент временного разреза по сейсмическому профилю 7910028.	174

Рисунок 69 – Схема распределения среднеквадратичных значений амплитуд в интервале ОГ Г – Г+0.015 сек.	176
Рисунок 70 – Модель залежей углеводородов в песчаных пластах ПК ₁ (А), ТП ₁ (Б) и ТП ₃ (В) (Гыданское месторождение).	179
Рисунок 71 – Модель залежей углеводородов в песчаном пласте ПК ₁	180
Рисунок 72 - Геологический разрез по скважинам Меркуяхской и Гыданской площадей.	182
Рисунок 73 - Геологический разрез по скважинам 51, 55, 59, 45, 41, 42, 53 Геофизической площади.	183
Рисунок 74 – Модель залежей углеводородов в песчаном пласте ТП ₁	185
Рисунок 75 – Модель залежей углеводородов в песчаных пластах ПК ₁ (А) и ТП ₁ (Б) (Салмановское месторождение).	186
Рисунок 76 – Модель залежей углеводородов в песчаных пластах ТП ₂ (А) и ТП ₃ (Б) (Салмановское месторождение).	187
Рисунок 77 – Модель залежей углеводородов в песчаных пластах ПК ₁ (А) и ТП ₁ (Б) (Геофизическое месторождение).	189
Рисунок 78 – Модель залежей углеводородов в песчаных пластах ТП ₂ (А) и ТП ₃ (Б) (Геофизическое месторождение).	191

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 - Классификация тектонических элементов мезозойско-кайнозойских платформенных отложений Западно-Сибирской плиты [Конторович, 2002]	28
Таблица 2 - Реперные ОГ меловых отложений севера Западной Сибири	73
Таблица 3 - Стратификация основных отражающих горизонтов	75
Таблица 4 - Параметры структур III-IV порядка Гыданского полуострова	106