

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Новосибирск – 2022

Работа выполнена в Акционерном Обществе «Сибирском научно-исследовательском институте геологии, геофизики и минерального сырья».

Научный руководитель:

Конторович Владимир Алексеевич

доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, доцент, главный научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, ФГБУ ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск);

Официальные оппоненты:

Агалаков Сергей Евгеньевич

доктор геолого-минералогических наук, старший эксперт экспертно-аналитического управления ООО «ТННЦ», ПАО «НК-Роснефть» (г. Тюмень);

Хитров Алексей Михайлович,

кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса ИПНГ РАН (г. Москва).

Ведущая организация:

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ») (г. Москва).

Защита состоится 19 июля 2022 г. в 11 час. на заседании диссертационного совета Д 003.068.02 на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), в конференц-зале.

Отзыв в двух экземплярах, оформленный в соответствии с требованиями Минобрнауки России (см. вклейку), просим направлять по адресу:

630090, г. Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3

факс (8-383) 330-28-07,

e-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на официальном сайте ИНГГ СО РАН

<http://www.ipgg.sbras.ru/ru/education/theses/d003-068-02/toropova2022>

Автореферат разослан 16 июня 2022 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета, к.г.-м.н.

8(383)3309517



Е.А. Костырева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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. Территория исследования в административном плане расположена в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. В нефтегазоносном плане территория находится в пределах Гыданской нефтегазоносной области (НГО). В результате нефтепоисковых работ в Гыданской НГО открыто 12 нефтегазовых месторождений, наиболее крупными из которых являются Геофизическое, Салмановское и Гыданское (Рисунок 1, см. вкл.). Согласно тектонической карте по кровле юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ред. Конторович А.Э., 2000) данные месторождения приурочены к Геофизическому мезовалу и к Утреннему и Гыданскому куполовидным поднятиям (КП).

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 сейсмогеологических 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.

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. 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 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.

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 изопахит 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 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.

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 газонасности. 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.
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 работе использованы данные по 286 сейсмическим профилям МОГТ протяженностью 15 200 пог. км; материалы ГИС и результаты испытаний по 152 скважинам, сейсмокаротажные исследования и вертикальное сейсмическое профилирование по 6-ти скважинам.

Теоретические основы и методы исследований.

Комплексная интерпретация материалов сейсморазведки МОГТ 2D, ГИС и данных глубокого бурения базируется на основных принципах сейсмостратиграфических исследований. Традиционные

подходы интерпретации результатов сейсморазведки МОГТ к изучению мезозойско-кайнозойских отложений Западной Сибири подробно освещались в работах Бембеля 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 флюидопоров 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 наработки освещены в 3 производственных отчетах организаций ПАО «Сибнефтегеофизика» и АО «СНИИГГиМС».

Результаты исследований, основные положения работы и методические приемы представлены автором в 10-ти докладах на 8 конференциях, из которых 2 международных (г. Новосибирск, 2016; г. Москва, 2021) и 6 всероссийских (г. Геленджик, 2015, 2018; г. Новосибирск, 2015, 2021; г. Томск, 2016, г. Ханты-Мансийск, 2017).

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.

ОСНОВНЫЕ ЗАЩИЩАЕМЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

- 1. 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.**

При выполнении работы применен комплексный подход к интерпретации материалов сейсморазведки, ГИС и данных глубокого бурения, который базируется на основных принципах сейсмостратиграфии. Анализ сейсмических данных позволил установить в разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла территории исследования пять реперных динамически выраженных отражающих горизонтов: Iv – подошва тампейской серии, Б – кровля гольчихинской свиты, М – кровля пласта ТП₁₆ танопчинской свиты, М₁ – кровля танопчинской свиты (пласт ТП₁), Г – кровля марресалинской свиты. Наличие опорных сейсмических реперов в разрезе осадочного чехла позволило выделить пять сейсмогеологических мегакомплексов (комплексов), которые по объему совпадают с осадочными: триас-юрский, берриас-нижнеаптский (неокомский), верхнеаптский, альб-сеноманский и турон-кайнозойский (Рисунок 2, см. вкл.).

В процессе выполнения работы осуществлена корреляция реперных отражающих горизонтов, построены наборы структурных карт и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов

(комплексов), композитные временные сейсмогеологические разрезы, выполнен структурный и палеотектонический анализ.

Структурно-тектоническая характеристика региона.

Анализ структурных карт по основным отражающим горизонтам мезозойско-кайнозойского осадочного чехла показал (Рисунок 3, см. вкл.):

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 Антиаютинско-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 мегавыступа, отделены линейной полужамкнутой депрессией - Центральнотаймырским мегаврезом.
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 (Рисунок 4, см. вкл.).

История тектонического развития.

По результатам анализа истории тектонического развития территории сделаны следующие выводы (Рисунок 5, см. вкл.):

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.

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. 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.
4. Геофизическое поднятие в качестве цельного тектонического элемента интенсивно формировалось в триас-юрское и неокомское время и продолжило 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.

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.

На северо-востоке Западной Сибири берриас-нижнеаптские отложения представляют значительный интерес в отношении нефтегазоносности. В Гыданской НГО развито 8 региональных клиноформ (с запада на восток): подарктическая, подфроровская, подпимская, подуренгойская, подсармановская, подчеускинская, подмоховая и подурьевская (Рисунок 6, см. вкл.). Каждая из региональных неокомских клиноформ представляет собой структурно-

стратиграфический комплекс (ССК). Крупные клиноформы в свою очередь делятся на миниклиноформы - резервуары, каждый из которых в кровле контролируется косослоистыми глинистыми пачками. В составе крупных клиноформ, как правило, выделяется 4-5 резервуаров.

В центральной части Гыданской НГО в полном объеме представлена подпимская региональная клиноформа, которая контролируется пимской пачкой в кровле, уренгойской пачкой и кровлей гольчихинской свиты в подошве. В результате проведенных исследований с использованием сейсмофациальных и динамических особенностей волновых полей в составе подпимской клиноформы выделено пять резервуаров, имеющих зональное распространение (Рисунок 7, см. вкл.). Для каждого резервуара определены линии перехода аккумулятивного склона в шельфовую и глубоководную области.

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 предопределяют тот факт, что в зависимости от структурной обстановки в этих пластах могли формироваться как классические антиклинальные, так и сложнопостроенные объекты. Чисто литологические ловушки могут формироваться также в зонах развития вдольбереговых баров и валов.

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 сейсмические аномалии - локальные зоны, в пределах которых существенно возрастают амплитуды приуроченных к кровлям резервуаров отражающих горизонтов (Рисунок 8, см. вкл.). 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.

Анализ карты распределения амплитудных характеристик сейсмической записи в комплексе со структурно-геоморфологической

моделью строения подпимской региональной клиноформы позволил сделать следующие выводы (Рисунок 9, см. вкл.):

- 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;
- 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.

3. В Гыданской НГО верхнеаптские отложения являются наиболее перспективными в отношении газоносности. Наличие в разрезе апта Гыданской НГО нейтинской пачки, яронгского (ханты-мансийского) флюидопора 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.

В Гыданской НГО основные запасы УВ локализованы в верхнеаптских (37%) и некомских (34%) резервуарах, а сеноманские отложения (11%) существенно уступают им по запасам. Запасы, сконцентрированные в залежах углеводородов, в значительной степени, определяются объемами ловушек – размерами и амплитудами поднятий.

Залежи углеводородов в верхнеаптских отложениях как правило контролируются структурными ловушками. По результатам структурно-тектонического анализа установлено, что в Гыданской НГО площади и амплитуды антиклинальных структур существенно

увеличиваются вниз по разрезу. 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. Региональной покрывкой для комплекса является глинистая ханты-мансийская пачка нижне-среднеальбского возраста, залегающая в нижней части яронгской свиты. Верхнетанопчинская толща представлена, преимущественно, песчаниками, алевролитами и глинистыми породами. Верхнеаптские песчаные пласты на отдельных участках выдержаны по простиранию на значительные расстояния, местами имеют линзовидное строение [Конторович, 1975]. Глинистые породы образуют невыдержанные по простиранию прослои и пачки мощностью до 30 м, которые способны выполнять роль зонально-локальных флюидоупоров. Наличие антиклинальных структур и надежных флюидоупоров обеспечивает наличие в верхнеаптском комплексе пород Гыданской НГО многопластовых залежей углеводородов.

В работе построены модели геологического строения для продуктивных горизонтов ТП₁-ТП₃, в которых сконцентрированы значительные газовые скопления в Гыданской НГО. На исследуемой территории продуктивный песчано-алевритовый горизонт ТП₁₋₃ выделяется в разрезах всех скважин. Обоснование геологической модели горизонта ТП₁₋₃ основывалось на корреляции разрезов скважин и данных сейсморазведки с применением структурного, палеотектонического и сеймостратиграфического подходов (Рисунок 10А, см. вкл.). Анализ сейсмогеологических материалов, данных ГИС и петрофизических исследований позволил разработать структурно-тектонические и сейсмогеологические критерии прогнозирования геологического разреза и оценки качества коллекторов горизонта ТП₁₋₃, которые применимы к району исследования. В качестве характеристики качества коллекторов в работе были приняты эффективные толщины песчаников.

По результатам анализа сделаны следующие 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

простираясь, берущих начало от Гыданской площади и проходящих к северу и югу от Утренней структуры.

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.

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.**

Незначительные запасы газа в сеноманском резервуаре Гыданской НГО связаны исключительно с тектоническим фактором – отсутствием высокоамплитудных значительных по площади поднятий – ловушек для залежей углеводородов. 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 Геофизическом валу запасы газа, сконцентрированного в сеномане, в 5-10 раз больше, чем на Салмановском и Гыданском месторождениях. Уменьшение объемов ловушек вверх по разрезу является не единственным, но одним из важнейших факторов, обусловивших существенно более высокий потенциал неокотских и верхнеаптских резервуаров Гыданской НГО по отношению к сеноману.

В процессе выполнения работы выполнена дифференциация альб-сеноманского комплекса на уровне пачек. В работе для наиболее перспективного в отношении газоносности горизонта ПК₁₋₄ построены схемы мощности и эффективных толщин (Рисунок 10Б, см. вкл.), распределения средних значения аномалий ПС и коэффициентов пористости.

Формирование залежей углеводородов в сеноманском горизонте ПК₁ обусловлено не только наличием пластов-коллекторов и антиклинальных ловушек, но и качеством туронского флюидоупора. В Гыданской НГО на временных сейсмических

разрезах в северо-восточном направлении происходит существенное уменьшение амплитуды, приуроченного к кузнецовскому флюидоупору, отражающего горизонта Г (Рисунок 11-12, см. вкл.). 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 13, см. вкл). 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.

Анализ геологического строения апт-альб-сеноманских отложений позволил сделать следующие 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе проведенных исследований 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 сейсмогеологические критерии прогноза качества коллекторов и построены детальные модели геологического строения меловых резервуаров и залежей УВ ключевых месторождений. По результатам проведенных исследований сделаны следующие наиболее важные выводы:

Структурно-тектонический и палеотектонический анализ.

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. 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.
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 превышают 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 таноппинской свиты перекрыты яронгским (ханты-мансийским) региональный 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 таноппинской 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 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. В центральной части исследуемой территории в полном объеме представлена подпимская региональная клиноформа, в составе которой выделено пять зональных резервуаров. 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 неоконечной 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.

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 мегарегиональным флюидоупором.

Песчаные пласты горизонта ПК₁₋₄ являются высококачественными коллекторами, коэффициенты пористости которых достигают 30-35%, а выделяемые в составе горизонта алевролитоглинистые 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 и являются массивными, водоплавающими.

Результаты динамического анализа показали, 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 ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В изданиях, рекомендованных ВАК:

1. 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. - № 3. - 2018. - С. 35-42.
2. **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.

Статьи в других изданиях и материалы конференций:

1. **Торопова, Т.Н.** Геологическое строение пимского сейсмостратиграфического комплекса (на примере центрально-гыданской площади) [Электронный ресурс] / **Т.Н. Торопова**, В.М. Щербаненко, Т.И. Чернышова // Тезисы докладов XVII-й научно-практической конференции "Геомодель-2015". - Геленджик, 7-10 сентября, 2015. - 1 электрон. опт. диск CD-ROM.
2. **Торопова, Т.Н.** Особенности геологического строения пимского сейсмостратиграфического комплекса (на примере центрально-гыданской площади) / **Т.Н. Торопова**, В.М. Щербаненко, Т.И. Чернышова // Трофимуксовские чтения - 2015: Материалы

- Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. - Новосибирск: РИЦ НГУ, 11-17 октября, 2015. - С. 180-183.
3. **Торопова, Т.Н.** Условия формирования и геологическое строение верхнеаптских отложений территории Гыдана / **Т.Н. Торопова**, В.М. Щербаненко, Т.И. Чернышова // Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием, посвященная 70-летию основания в Томском политехническом институте кафедры «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». – Томск, 20-23 апреля, 2016. - С. 200-203.
 4. **Торопова, Т.Н.** Геологическое строение и история формирования крупных антиклинальных структур центрально-гыданской площади (северо-восток Западной Сибири) / **Т.Н. Торопова**, В.М. Щербаненко, Т.И. Чернышова // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. научн. конгр., 18-22 апреля 2016 г., г. Новосибирск: Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": Сб. материалов в 4 т. Т. 1. -Новосибирск: СГУГиТ, 2016. - С. 135-139.
 5. **Торопова, Т.Н.** Геологическое строение и тектонические критерии газонасности центральной части территории Гыдана [Электронный ресурс] / **Т.Н. Торопова**, В.В. Сапьяник, В.М. Щербаненко // Тезисы докладов XX-й юбилейной научно-практической конференции "Геомодель-2018". – Геленджик, 10-14 сентября, 2018. - 1 электрон. опт. диск CD-ROM.
 6. Конторович, В.А. Сейсмогеологическая характеристика осадочных комплексов и нефтегазонасность Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазонасных 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. - 2018. - № 4. - С. 10-26.
 7. **Торопова, Т.Н.** Литолого-фациальная модель берриас-аптских отложений северо-востока Западной Сибири и сопредельных территорий (на примере подпимского комплекса) [Электронный ресурс] / **Т.Н. Торопова**, В.В. Сапьяник, Е.А. Слуцкер // Тезисы докладов Международной научно-практической конференции "Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность-2021" – Москва, 27-28 мая, 2021 г. - 1 электрон. опт. диск CD-ROM.

8. Сапьяник, В.В. Анализ региональных закономерностей нефтегазоносности палеозойских комплексов на севере Сибири [Электронный ресурс] / В.В. Сапьяник, В.П. Девятов, **Т.Н. Торопова** // Тезисы докладов Международной научно-практической конференции "Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность-2021" – Москва, 27-28 мая, 2021.- 1 электрон. опт. диск CD-ROM.
9. Гришина, А.А. Геологическое строение западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и перспективы нефтегазоносности меловых отложений (на примере подпимского ССК) / А.А. Гришина, **Т.Н. Торопова**, В.В. Сапьяник // Трофимуковские чтения - 2021: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. - Новосибирск: РИЦ НГУ, 11-16 октября, 2021. - С. 15-18.
10. Гришина, А.А. Реконструкция обстановок осадконакопления байос-батских отложений в западной части Енисей-Хатангской НГО и сопредельных территорий / А.А. Гришина, В.В. Сапьяник, **Т.Н. Торопова** // Трофимуковские чтения - 2021: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. - Новосибирск: РИЦ НГУ, 11-16 октября, 2021. - С. 12-15.

Технический редактор Т.С. Курганова

Подписано в печать 12.05.2022

Формат 60x84/16. Бумага офсет №1. Гарнитура Таймс

Печ.л. 1,0. Тираж 160. Зак. № 207

ИНГТ СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3

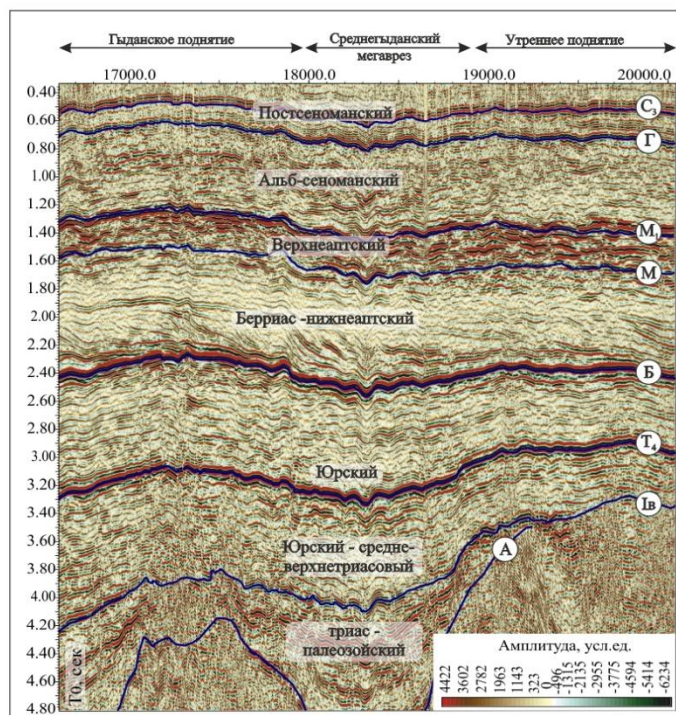


Рисунок 1 – Фрагмент схемы нефтегазгеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [под редакцией А.Э. Конторович, 2013]
Условные обозначения: 1 - скважины, 2 - гидросеть, 3 - границы нефтегазоносных областей, 4 - границы нефтегазоносных районов, 5 - площади. Месторождения: 6 - газовые, 7 - газоконденсатные; 8 - нефтегазоконденсатные; 9 - район исследования, 10 – административная граница ЯНАО



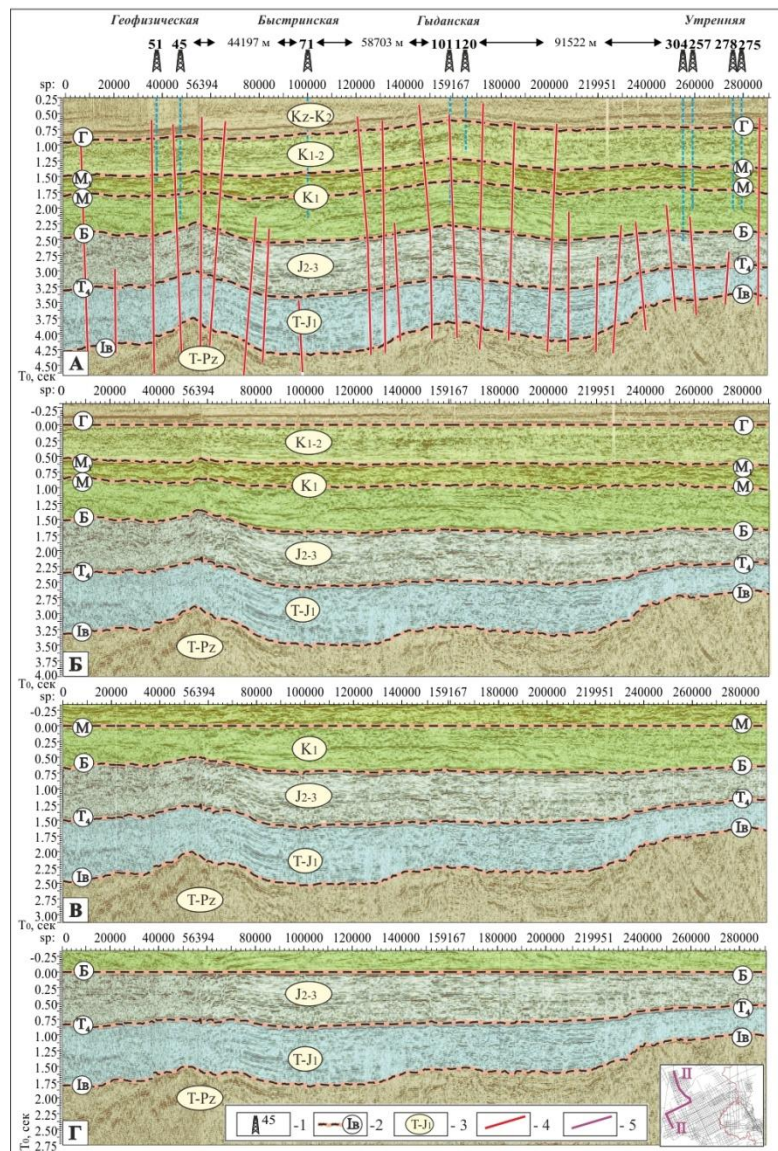


Рисунок 4 – Современный временной разрез отложений (А) и палеоразрезы туронского (Б), аптского (В) и юрского (Г) времени по композитному профилю (профили 22830130, 22830030, 44870050, 44870160).
Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – отражающие сейсмические горизонты, 3 – индексы сейсмокомплексов, 4 – разломы, 5 – линия композитного профиля П-II.

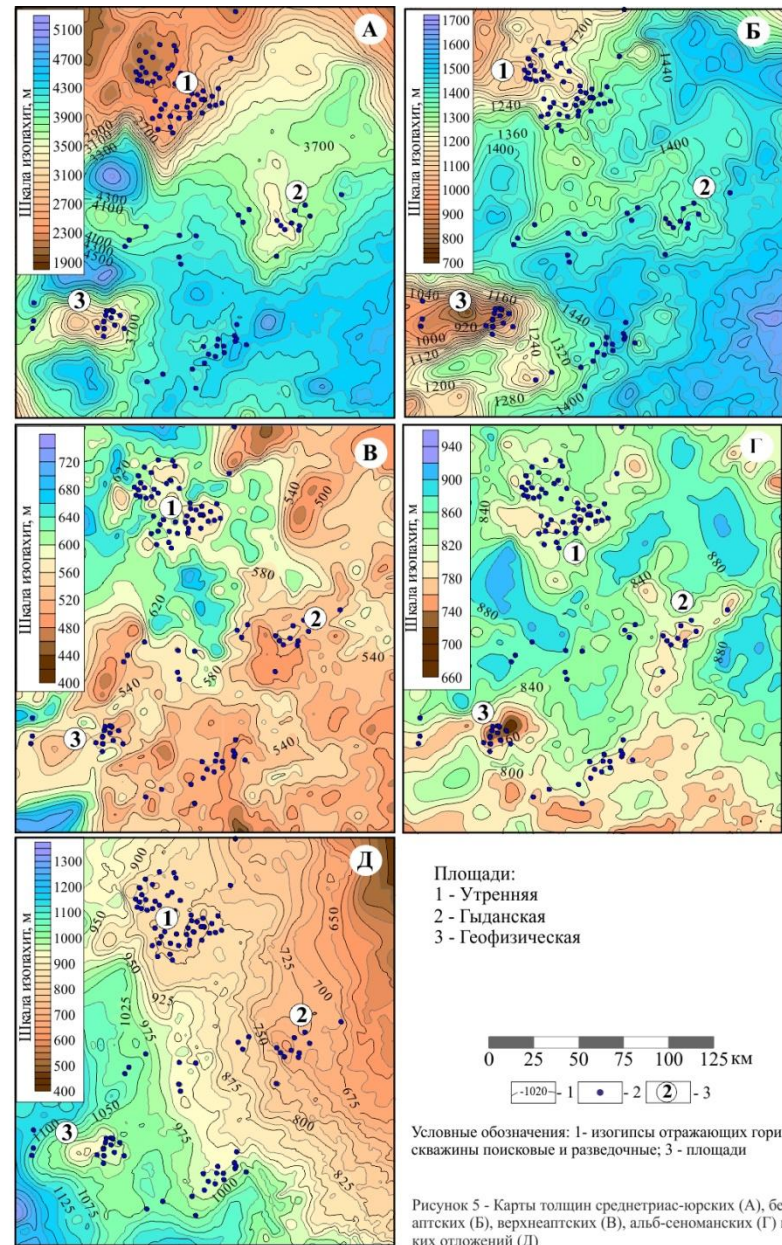


Рисунок 5 - Карты толщин среднетурас-юрских (А), берриас-ниже-аптских (Б), верхнеаптских (В), альб-сеноманских (Г) и постсеноманских отложений (Д)

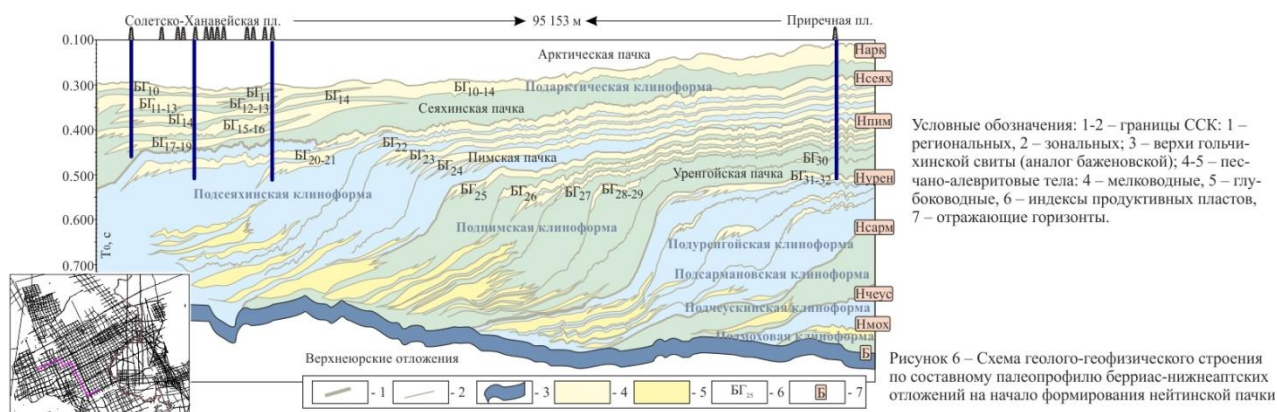


Рисунок 6 – Схема геолого-геофизического строения по составному палео剖илу бернеас-нижнеаптонских отложений на начало формирования нейтинской пачки

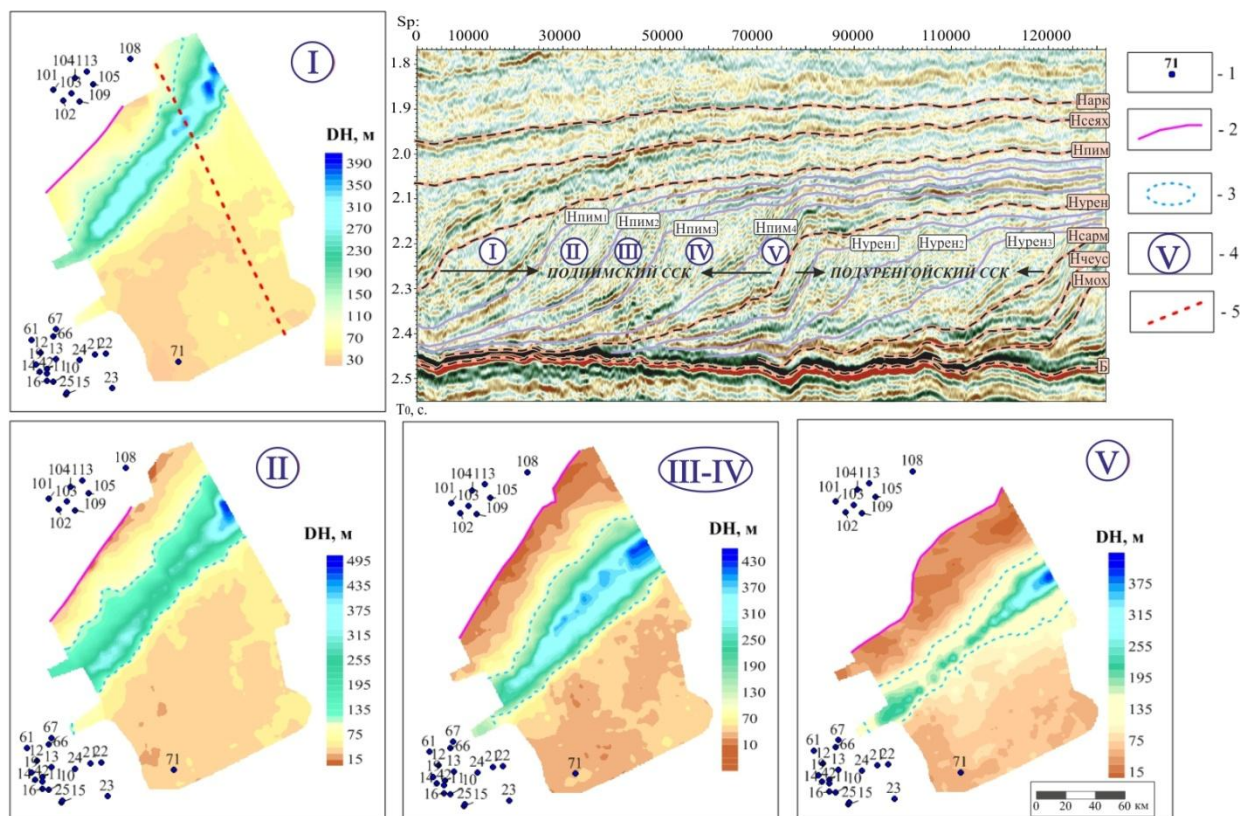


Рисунок 7 – Сейсмогеологическая характеристика и карты толщин резервуаров подпимского регионального ССК. Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – линия прекращения прослеживания отражающих горизонтов, 3 – зоны увеличенных мощностей, 4 – нумерация подкомплексов подпимского сеймостратиграфического комплекса, 5 – положение сейсмического профиля 211320. 791112 в плане.

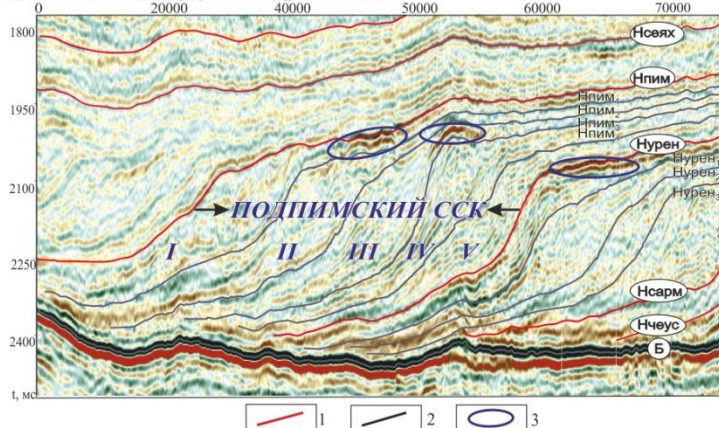


Рисунок 8 – Сейсмогеологическая характеристика подпимской региональной клиноформы. Условные обозначения: 1 – сейсмические горизонты, контролирующие региональные клиноформы, 2 – сейсмические горизонты, контролирующие резервуары, 3 – сейсмические аномалии.

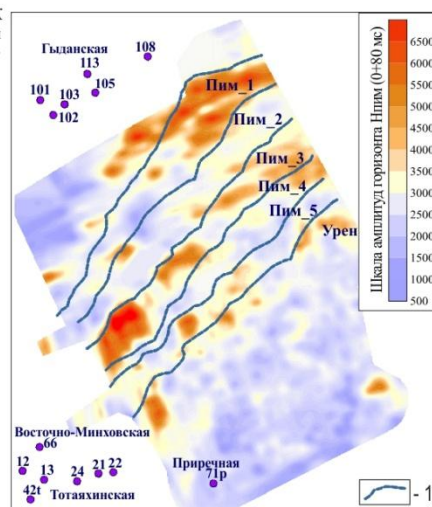


Рисунок 9 – Схема распределения амплитудных характеристик сейсмической записи Подпимской региональной клиноформы. Условные обозначения: 1 – границы резервуаров Пим_1-Пим_5.

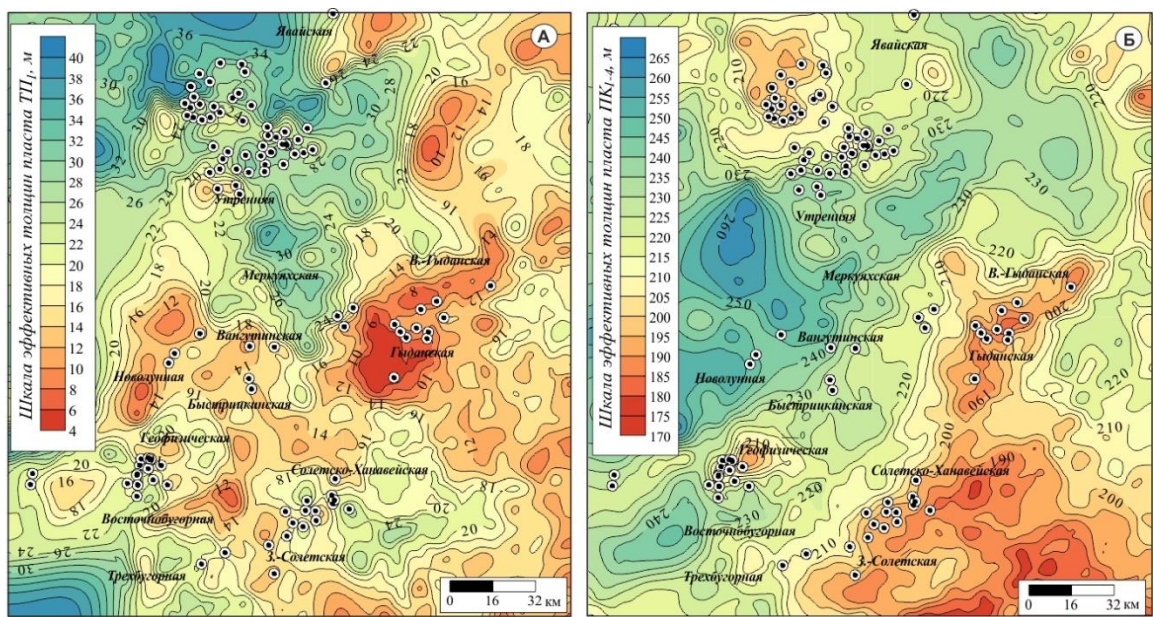


Рисунок 10 – Карта эффективных толщин пласта ТП1 танопчинской свиты (А) и горизонта ПК1-4 маррессалинской свиты (Б)

16 – 1 2 – 2 Угреневская – 3

Условные обозначения: 1 – изопакты, м; 2 – скважины; 3 – название площадей

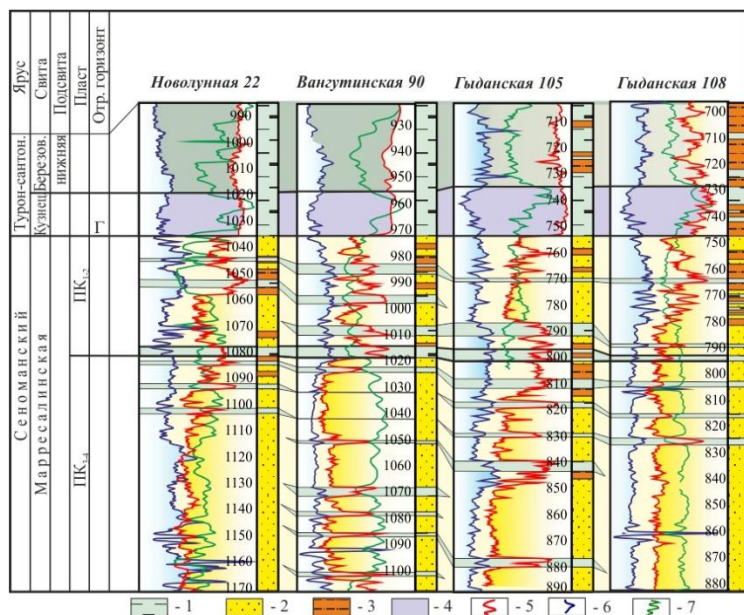


Рисунок 11 – Корреляционная схема по скважинам Новоушной, Вангутинской и Гыданской площадей

Условные обозначения: 1 – глинистые породы; 2 – песчанники; 3 – алевролитовые породы; 4 – кузнецовский региональный флюидодупор; 5 – кривая ПС; 6 – кривая КС; 7 – кривая ИК

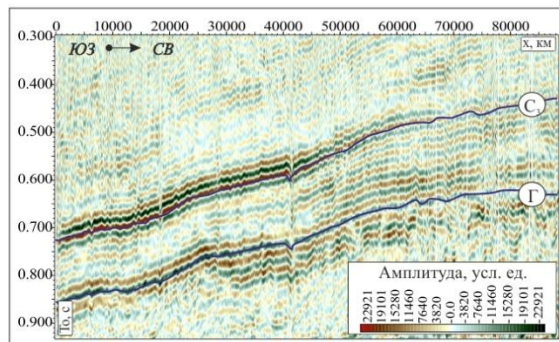


Рисунок 12 – Фрагмент временного разреза по сейсмическому профилю 7910028

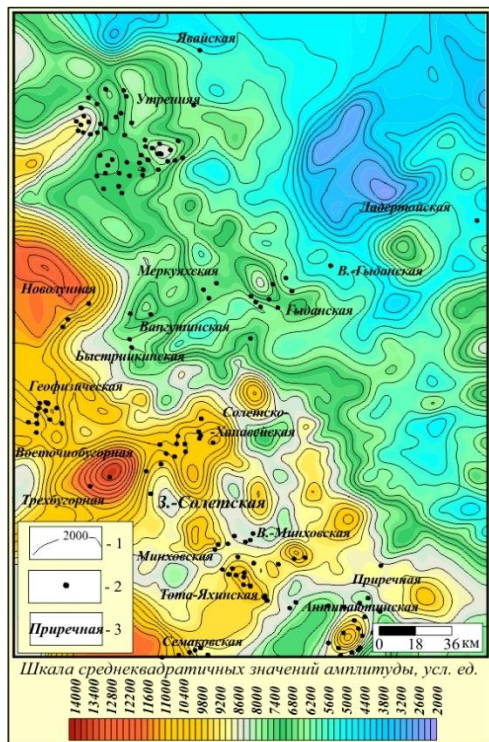


Рисунок 13 – Схема распределения средневзвешенных значений амплитуды в интервале ОГ Г – Г+0.015 сек

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