

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В. ЛОМОНОСОВА

На правах рукописи



Бордюг Анастасия Викторовна

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ И
МОДЕЛЬ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ В ЗОНЕ СОЧЛЕНЕНИЯ
ТАЙМЫРСКОГО ОРОГЕНА, ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО И
ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО БАССЕЙНОВ**

25.00.01 - Общая и региональная геология

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Москва – 2019

Работа выполнена на кафедре региональной геологии и истории Земли геологического факультета МГУ имени М.В.Ломоносова

Научный руководитель – **Никишин Анатолий Михайлович** -
доктор геолого-минералогических наук,
профессор

Официальные оппоненты – **Костюченко Сергей Леонидович** –
доктор геолого-минералогических наук,
Акционерное общество «Росгеология»,
заместитель генерального директора —
директор Департамента по науке и
импортозамещению

Страхов Павел Николаевич –
доктор геолого-минералогических наук,
Акционерное общество «Институт геологии и
разработки горючих ископаемых», эксперт

Соборнов Константин Олегович–
доктор геолого-минералогических наук,
Общество с ограниченной ответственностью
"Северо-Запад", главный геолог

Защита диссертации состоится «29» ноября 2019 г. в 14 часов 30 минут на заседании диссертационного совета МГУ.04.04 Московского государственного университета имени М.В.Ломоносова по адресу: **119991, Москва, Ленинские горы д.1, МГУ им. М.В.Ломоносова, Геологический факультет, ауд. 415.**

E-mail: nybadulina@mail.ru

С диссертацией можно ознакомиться в отделе диссертаций научной библиотеки МГУ имени М.В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д. 27) и на сайте ИАС «ИСТИНА»: <https://istina.msu.ru/dissertations/237454927/>

Автореферат разослан «10» октября 2019 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета МГУ.04.04,
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент

Т.В. Кузнецова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

В последние годы значительно вырос интерес к осадочным бассейнам, обладающих высоким ресурсным потенциалом, территория которых до настоящего момента остается слабоизученной. Поступление современного качественного сейсмического материала позволяет уточнить детали геологического строения для хорошо изученных регионов, а для малоизученных – создать современную модель геологической эволюции и объективно оценить перспективы нефтегазоносности. К таким регионам относится Енисей-Хатангский бассейн.

Основной пик геологоразведочных работ приходится на 1970-80-ые года - этап проведения сейсморазведочных работ МОВ и бурения параметрических скважин в центральной части прогиба. Результаты ГРР того времени не оправдали ожиданий, нефтегазоносный потенциал региона поставлен под вопрос. Этот факт привел к потере интереса к данному региону на несколько десятилетий. Начиная с 2005 года за счет средств федерального бюджета в Гыданской и Енисей-Хатангской провинциях активизируются геологоразведочные работы: выполняется значительный объем сейсморазведки 2D, в меньшей степени финансируется бурение скважин. Поступление новых материалов, которые характеризуются как более высокой плотностью, так и лучшим качеством, и их интерпретация позволяет увидеть детали и уточнить сформировавшиеся взгляды на рассматриваемый регион. Таким образом, детализация геологического строения и истории формирования бассейна для дальнейшей оценки нефтегазоносности территории является актуальной задачей.

Разработанность темы исследования

Основоположниками представлений о глубинном строении Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) являются Ю.Е.Погребицкий (1971) и Д.Б.Тальвирский (1976). Большой вклад в разработку теоретических и практических вопросов нефтегазовой геологии Енисей-Хатангского бассейна внесли ведущие специалисты научно-исследовательских и производственных организаций: Е.Г.Бро, В.И.Бодылевский, А.Г.Войцеховская, Г.Д.Гинсбург, И.С.Грамберг, В.В.Гребенюк, Г.А.Дмитриева, Г.А.Иванова, В.И.Казаис, Г.Н.Карцева, Е.П.Колокольцева, А.Э.Конторович, Н.Е.Котт, Л.Л.Кузнецов, Д.П.Куликов, И.Г.Левченко, К.И.Микуленко, В.Д.Накаряков, И.Д.Поляков, З.З.Ронкина, В.Н.Сакс, М.Х.Сапир, В.Г.Сибгатуллин, Д.С.Сороков, Н.И.Шульгина и другие.

С 2000-ых гг. по рассматриваемой территории выполнен большой объем научно-тематических работ и публикаций, затрагивающие проблемы геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности, под руководством опытных геологов: В.С. Старосельцев, В.П. Девятов, А.В. Исаев, В.С. Сурков (ФГУП «СНИИГГиМС»); А.П. Афанасенков (ФГБУ «ВНИГНИ»); Г.А. Мерзляков, М.А.Фомин, А.Э. Конторович и В.А. Конторович (ИНГГ СО РАН); А.И. Ларичев (ФГУП «ВСЕГЕИ»); И.И. Нестеров, Б.В. Монастырев (ОАО «СИБНАЦ»); Д.Г. Кушнир, В.И. Казаис и В.А. Балдин (ООО НПЦ «Геостра», ОАО «Таймыргеофизика»); А.М.Никишин и А.В. Ступакова (МГУ); К.О.Соборнов (ООО «Северо-Запад»); С.Н. Варламов (ПАО «Сибнефтегеофизика»); В.П. Игошкин (ООО НППГМ «Геосейс»); В.И. Савченко (АО «Южморгеология») и другие.

Цель работы

Актуализация истории формирования Енисей-Хатангского бассейна в зоне сочленения с Таймырским орогеном и Западно-Сибирским бассейном на основании существующих представлений с привлечением новых геолого-геофизических данных. Выявление основных закономерностей и уточнение этапов развития, установление влияния тектонических событий на углеводородный потенциал региона.

Решаемые задачи:

- Анализ существующих представлений, сформулированных еще в 70-е годы на начальном этапе освоения территории, изменение взглядов в свете получения новых данных с привлечением как опубликованных, так и фондовых материалов;

- Проведение комплексной интерпретации данных сейсморазведки и бурения (сейсмостратиграфическая корреляция, сейсмофациальный анализ). Выделение основных сейсмокомплексов, отражающих периоды главных тектонических перестроений;

- Проведение палеотектонических реконструкций, установление этапов развития и истории формирования бассейна на фоне событий в сопредельных регионах;

- Моделирование углеводородных систем на основании актуализированной модели формирования бассейна. Оценка перспектив нефтегазоносности региона.

Фактический материал и методика работ

Основой диссертационной работы послужил материал, собранный при непосредственном участии автора в рамках трехлетнего Государственного контракта № 8Ф-14 от 28.02.2014 «Оценка ресурсного потенциала

слабоизученных территорий северного обрамления Сибирской платформы на основе проведения современных геолого-геофизических исследований, регионального объемного и бассейнового моделирования с выделением объектов для параметрического бурения». Работа велась на базе ФГБУ ВНИГНИ под руководством к.г.-м.н. А.П.Афанасенкова при тесном сотрудничестве с региональными институтами. В работе использованы данные по 70 поисковым и разведочным скважинам (ГИС, геолого-промысловые и керновые исследования), пробуренных в пределах Гыданского и Енисей-Хатангского бассейнов; материалы площадных и региональных сейсморазведочных работ МОГТ 2D (порядка 70 000 пог. км), в том числе полученные в последние годы (2014 -16 гг.).

Все геологические выводы и выкладки формируют единую модель эволюции Енисей-Хатангского прогиба и сопредельных территорий Таймыра и Западно-Сибирского бассейна, а также влияние истории развития на углеводородный потенциал региона.

В работе использовались как классические подходы структурной геологии, так и современные подходы комплексной интерпретации геолого-геофизической информации – сейсмостратиграфия и сейсмофациальный анализ. Для моделирования углеводородных систем бассейна использован аппарат бассейнового моделирования, позволяющий проанализировать весь накопленный материал.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются региональные палеотектонические реконструкции и создание модели геологического развития региона. Предметом исследования является уточнение истории развития Енисей-Хатангского бассейна и оценка влияния этапов тектонической активизации на перспективы нефтегазоносности.

Защищаемые положения

1. В пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба на границу пермского и триасового периодов приходится главная фаза рифтинга синхронно с рифтогенезом в Западно-Сибирском бассейне.

2. В среднетриасовое время на фоне орогении в Южно-Таймырской зоне и в зоне Турухано-Норильских деформаций имела место инверсия пермо-триасовых рифтов в районе Гыданского полуострова и в пределах Енисей-Хатангского мегапрогиба. Данная фаза инверсионных деформаций закончилась примерно на границе триаса и юры.

3. В конце юрской эпохи в пределах Енисей-Хатангского прогиба возобновилась инверсионная тектоника, которая продолжалась до аптского времени, при этом разные валы имели разные фазы максимальной активности. Завершающая фаза роста валов приходится на кайнозой.

4. Различия в истории геологического развития мегавалов обуславливает различия в углеводородном потенциале. В отличие от западной части Енисей-Хатангского прогиба, на востоке аккумуляция углеводородов в юрском комплексе возможна лишь на бортах прогиба, а в клиноформах мелового возраста при условии наличия локальных флюидоупоров.

Научная новизна

В рамках работы уточнена история развития Енисей-Хатангского бассейна, установлена связь с тектоническими событиями сопредельных регионов. Выявлены новые этапы активизации крупных структур (мегавалов) и влияние их истории формирования на углеводородный потенциал региона.

Теоретическая и практическая значимость работы

Комплексная интерпретация данных бурения и новых сейсморазведочных материалов 2D позволили переосмыслить историю развития Енисей-Хатангского бассейна, в том числе на фоне событий сопредельных районов. Новая модель формирования позволила объяснить отрицательные результаты геологоразведочных работ 1970-80-ых годов, а также выявить новые потенциальные центры скопления углеводородов, расширяющих сырьевую базу региона. С учетом проделанной работы была скорректирована программа региональных геологоразведочных работ, предлагаемых на ближайшую перспективу на территории Гыдано-Хатанской нефтегазоперспективной зоны.

Интерпретация геолого-геофизических данных позволила уточнить схему структурно-тектонического районирования. Установленные тектонические перестроения бассейна были положены в основу палеогеографических реконструкций, что в комплексе позволило перейти к новой схеме нефтегазогеологического районирования. В данный момент полученные результаты исследований легли в основу работ по Государственному заданию, выполняемых на базе ФГБУ ВНИГНИ и посвященных «Количественной оценке ресурсов нефти и газа РФ по состоянию на 01.01.2017».

Степень достоверности

Достоверность результатов диссертационного исследования обоснована современными методами изучения, которые соответствуют поставленным в работе целям и задачам. Научные положения, сформулированные в диссертации, основаны на высокоинформативных фактических данных (в первую очередь сейсморазведочных работах МОГТ), зарекомендовавших себя как при региональных исследованиях в условиях слабой изученности, так и при создании детальных геологических моделей площадного масштаба. Работа выполнена с использованием современных методов комплексной интерпретации геолого-геофизических данных.

Апробация результатов и личный вклад автора

В представленной диссертационной работе в большом объеме использованы результаты региональных научно-тематических исследований, выполненные автором в качестве ответственного исполнителя проектов в ЗАО «МиМГО» (2013-2018 гг.) и ФГБУ ВНИГНИ (2014-2016 гг.). Основные положения и результаты исследований обсуждались на научно-технических советах, докладывались на всероссийских и международных научно-практических конференциях, в том числе: EAGE «Глубокие горизонты науки и недр» (Тюмень, 2015); 48 (XLVIII) Тектоническое совещание (Москва, 2016); 12-я Международная выставка и конференция по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (Санкт-Петербург, 2015).

По теме диссертации опубликовано 8 работ: 5 статей в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в базах данных WoS, Scopus, RSCI, в изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности; 1 статья в журнале «Нефть и Газ. Евразия»; 1 статья в сборнике «ВНИГНИ - 65. Люди Результаты Перспективы» и 1 тезисы доклада.

Благодарности

Автор выражает благодарность, в первую очередь, своему научному руководителю профессору А.М. Никишину (МГУ им.М.В.Ломоносова), а также руководителю производственных работ первому заместителю Генерального директора АО «Росгеология» к.г.-м.н. А.П. Афанасенкову за помощь, поддержку, консультации, ценные советы и замечания при обсуждении результатов исследований и написании диссертации.

Автор выражает огромную благодарность коллективу ЗАО «МиМГО» за помощь в написании данной работы, коллективу ФГБУ ВНИГНИ за многочисленные консультации и творческие дискуссии по вопросам, рассмотренным в работе, а также за предоставленную возможность использования фактического материала.

Автор благодарит д.г.-м.н. А.Н.Обухова (ФГБУ ВНИГНИ) и К.Г.Соборнова (ООО «Северо-Запад») за продуктивные дискуссии в вопросах тектонических моделей, к.г.-м.н. Т.Е.Ермолову и к.г.-м.н. А.Г.Швец-Тенате-Гурий (ФГБУ ВНИГНИ) за помощь при изучении скважинного материала и палеогеографических реконструкций, специалистов Total: Оливье Сиккарди, Реми Эшард, Роб Грут, Франсуа Лоран за рассмотрение идейных и практических вопросов бассейнового моделирования.

Особую благодарность автор выражает директору ЗАО «МиМГО» к.г.-м.н. С.С.Гаврилову за всестороннюю помощь на всех стадиях работы, а также к.г.м.н. М.А.Бордюгу за поддержку и мотивацию в достижении результатов научных исследований.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и списка литературы. Содержание работы изложено на 108 страницах текста, включая 44 рисунка. Список литературы насчитывает 112 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении изложено обоснование актуальности темы диссертационной работы, определена цель и сформулированы основные задачи научных исследований, дан краткий обзор содержательной части диссертации.

Глава 1. Геологическая модель строения региона

В разделе «1.1. История освоения и степень геолого-геофизической изученности» приведены основные этапы изучения региона, выделяемые как по времени, так и по видам (методике) геологоразведочных работ. С учетом особенностей строения осадочного чехла, основным источником информации являются данные сейсморазведки и глубокого бурения.

Работы с применением высокоинформативной технологии МОГТ-2D в пределах Гыданской, Енисей-Хатангской и Анабаро-Хатангской нефтегазоносных областей (Рис. 1) проводятся с 2000-х годов. Применение современных технологий позволило получить сейсмические разрезы, волновая картина которых отражает детальное строение осадочного чехла, включая глубокие горизонты.

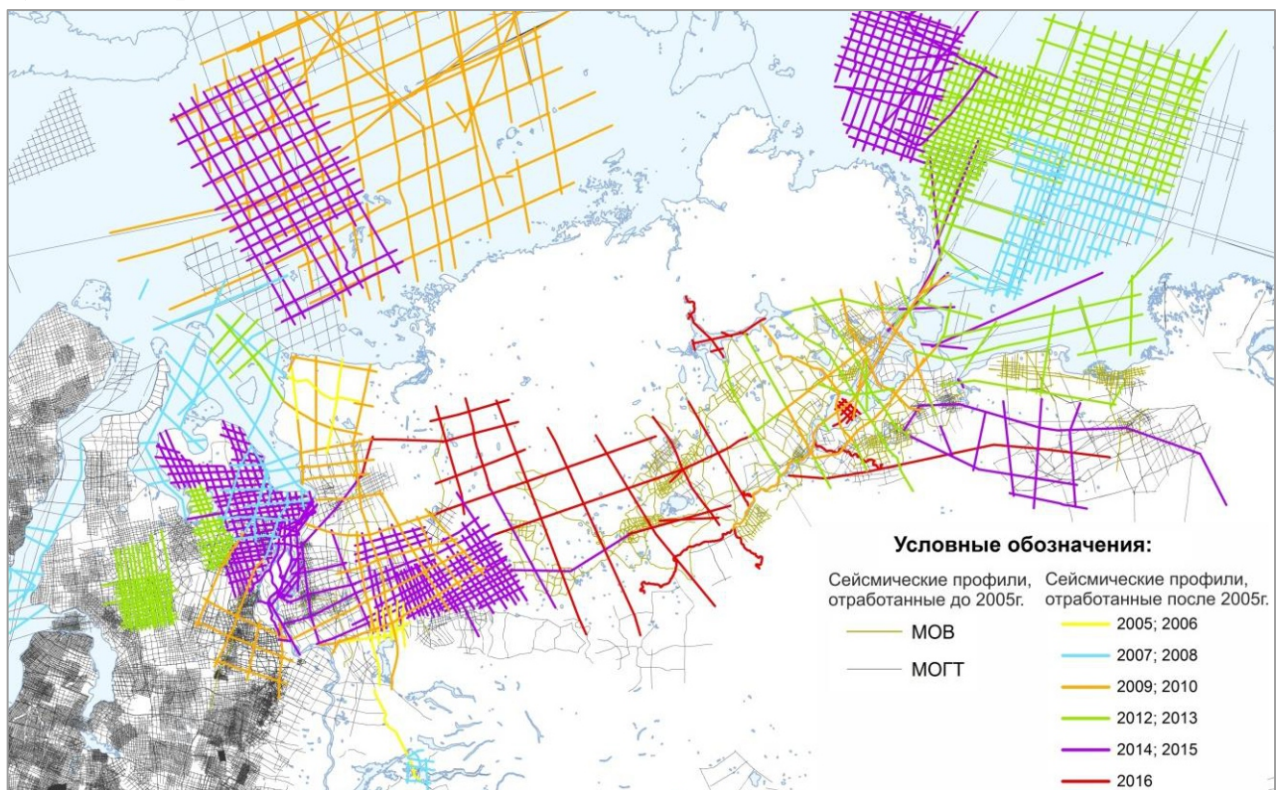


Рис. 1. Схема проведения сейсморазведочных работ (МОВ и МОГТ) в разные годы в пределах Северного обрамления Сибирской платформы

Сейсморазведочные работы на Центрально-, Северо- и Восточно-Таймырской площадях в период 2014-16гг. позволили «соединить» территорию Западной Сибири, Таймыра, Енисей-Хатангского и Анабаро-Хатангского бассейнов. Полученный объем новой информации, вкупе с накопленным массивом данных, легли в основу написания данной работы.

В разделе **«1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика осадочного чехла»** приведено описание разреза Енисей-Хатангского бассейна, изученного по результатам поисково-разведочного бурения, а также на основании описаний обнажений на сопредельных территориях.

В разделе **«1.3. Тектоническое строение»** приведен анализ тектонических схем региона, разных авторов. Впервые палеотектонический анализ Таймырской складчатой системы представлен в работе Ю.Е. Погребицкого (1971). Позже по результатам сейсморазведочных работ МОВ по всей территории Енисей-Хатангского бассейна был значительно уточнен структурный план мезозойского чехла, разработана схема структурно-тектонического районирования региона под редакцией Д.Б. Тальвирского (1976г.), которая легла в основу Тектонической карты нефтегазоносных провинций под редакцией В.С. Старосельцева (2005г.). Новые данные сейсморазведочных работ, завершённые в 2016 году позволили уточнить геологическое строение северного обрамления Сибирской платформы. Тектоническое районирование изучаемой территории приведено согласно картам, разработанным коллективом авторов в ФГБУ ВНИГНИ по мезозойскому и палеозойскому комплексам (Афанасенков, Обухов и др., 2018).

В разделе **«1.4. Нефтегазоносность»** дано описание нефтегазоносных комплексов, выделяемых в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской нефтегазоносных областей, приведена характеристика месторождений углеводородов, открытых в регионе.

Глава 2. Комплексная интерпретация данных

Основным источником информации о детальном геологическом строении осадочного чехла Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского бассейнов являются данные глубокого бурения и сейсморазведки МОГТ, комплексирование которых на поисковом этапе позволяет получить наиболее достоверную модель региона.

В разделе **«2.1. Корреляция скважинных данных»** дано описание стратиграфического разреза, вскрытого скважинами глубокого бурения. При движении вдоль Енисей-Хатангского бассейна с запада на восток установлено, что разрез в пределах Гыданского и Усть-Енисейского районов сложен мощным юрско-меловым комплексом, в центральной части прогиба меловой разрез резко сокращается и увеличивается мощность юрских отложений; на востоке, в

Хатангском районе, происходит сокращение всего мезозойского комплекса вплоть до полного выклинивания, скважинами повсеместно вскрыт палеозойский комплекс; в Лено-Анабарской зоне скважины вскрывают докембрийский разрез. В рамках выполнения исследования были проанализированы результаты работ предшественников: принципы корреляции и основные различия (противоречия). В результате проведенного анализа составлена единая схема корреляции по наиболее информативным скважинам на территории Гыданского полуострова и запада Енисей-Хатангского регионального прогиба.

В разделе **«2.2. Стратиграфическая идентификация отражающих горизонтов»** приведены результаты одномерного сейсмического моделирования, выполненного с целью стратификации опорных отражающих горизонтов в волновом поле, на основании данных вертикального сейсмопрофилирования и акустического каротажа в 12 скважинах, равномерно расположенных по площади исследования.

В разделе **«2.3. Корреляция опорных отражающих горизонтов»** приведены сеймостратиграфические комплексы общепринятые для Западно-Сибирской провинции и выделяемые в пределах Енисей-Хатангского прогиба. Дано описание результатов корреляции реперных и субрегиональных отражающих горизонтов (ОГ), которые отождествляются с литолого-стратиграфическими границами отложений, выделенных в скважинах: Г – кровля сеноманских отложений (K_{2s}), М' - кровля среднего альба (K_{1a2}), М - кровля нижнего апта (K_{1a1}), Б - кровля верхней юры (J_{3v}), Т₁ - кровля средней юры (J_{2bt}), Т₄- китербютский горизонт (J_{1t1}^1), Ia - кровля доюрского комплекса, Ib – кровля среднего триаса, Iv – кровля нижнего триаса, А – кровля нерасчлененных палеозойских образований (PZ).

В разделе **«2.4. Сеймостратиграфический анализ»** даны основные понятия, методические аспекты сеймостратиграфического и сеймофациального анализа, а также результаты его применения для стратификации отложений доюрского комплекса, выделяемого в разрезе осадочного чехла Енисей-Хатангского прогиба и Гыданской синеклизы. Отложения доюрского комплекса вскрыты в погруженной части бассейна сверхглубокими скважинами: Тюменская СГ-6, Ен-Яхинская СГ-7, Уренгойская-414, либо на борту бассейна, где мощность осадочного чехла резко сокращена.

Рассматриваемый комплекс залегает ниже ОГ Ia, в погруженной части бассейна прослеживается конформно выше и ниже лежащим отражениям. Подошва комплекса соответствует подошве осадочного чехла (ОГ А), ниже которой залегает акустический фундамент. В доюрском интервале разреза

осадочного чехла выделено 3 сеймостратиграфических единицы, которые отличаются как по амплитудно-частотным характеристикам сейсмозаписи, так и по характеру залегания (Рис. 2). Их стратификация выполнена автором на основании региональных геологических данных и согласована с этапами развития сопредельных территорий:

Нижний сейсмокомплекс заполняет рифтовый прогиб, предварительно датирован **позднепермско–раннетриасовым** возрастом (P_3-T_1), имеет относительно бóльшую мощность и отделен от вышележащего сейсмокомплекса T_2 динамически выраженной сменой волновой картины. В верхней части комплекса сейсмическая запись низкоамплитудная, в основании комплекса на сейсмических разрезах четко фиксируются высокоамплитудные оси синфазности.

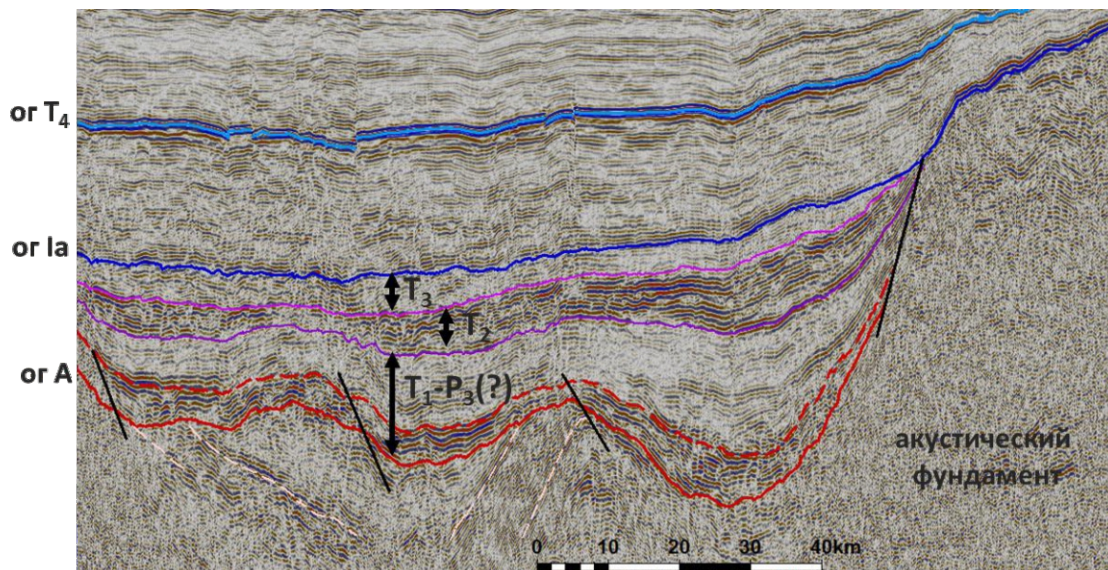


Рис. 2. Строение доюрского сеймостратиграфического комплекса

Сейсмокомплекс среднего триаса (T_2) характеризуется согласным залеганием с нижележащим комплексом и имеет выраженное угловое несогласие с отложениями верхнего триаса. Сейсмическая запись характеризуется повышенными амплитудами.

Завершает доюрский разрез осадочного чехла маломощный **сейсмокомплекс верхнего триаса (T_3)**, который динамически слабовыражен, имеет бугристо-волнистый рисунок волновой картины.

Выделенные сейсмокомплексы на севере Западно-Сибирского бассейна схожи с характером сейсмозаписи в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба, что говорит о синхронности их формирования.

В разделе «**2.5. Палеотектонический анализ**» приведено описание метода палеотектонического анализа, сформулированное Неманом В.Б. (1984). В

настоящей работе использован метод палеопрофилей, исходным материалом для которого служит современный структурный профиль. Серия палеотектонических профилей наглядно отражает последовательные этапы развития глубокозалегающих комплексов и одновременно всех вышележащих. Также в главе показана необходимость анализа структурного плана с учетом сейсмической картины, которая позволяет учесть тектонические движения, скрытые за счет пост-седиментационных процессов.

Глава 3. Основные этапы тектонического развития палеобассейна

Выполненная комплексная интерпретация геолого-геофизических данных в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба и проведенные палеотектонические реконструкции позволили актуализировать и детализировать историю развития региона:

Раздел «3.1. Позднепермско(?) - триасовый этап»

В волновом поле Гыданский рифт выглядит так же, как и хорошо изученный Колтогоро-Уренгойский рифт и является его продолжением согласно тектоническим картам (под ред. В.С.Суркова, 2000 и под ред. Н.М.Ивановой, 2011). На основании корреляции каркаса региональных сейсмических профилей возраст сейсмокомплексов, выделенных в Гыданском бассейне, сопоставлен и увязан со сверхглубокими скважинами Ен-Яхинская и Тюменская: к триасовому сеймостратиграфическому комплексу (ССК) отнесен разрез осадочного чехла ниже ОГ Ia (подошвы юрско-мелового комплекса) до ОГ А, соответствующего кровле акустического фундамента. В разрезе скважин Ен-Яхинская СГ-7 и Тюменская СГ-6 данный комплекс датируется позднепермско-триасовым возрастом (Белоконь-Карасёва, 2006; Киричкова, 2011; Мещеряков, 2010; Решенеи 6-го МСС..., 2003).

В пределах Енисей-Хатангского прогиба автором закартирован Рассохинско-Балахнинский рифт (Афанасенков и др., 2017), выделяемый ранее как Киряко-Тасско-Рассохинский авлакоген (Афанасенков, Вольнов, 1979), ось которого имеет восточное простирание (Рис. 3). Анализ сейсмокомплексов в пределах Гыданского и Рассохинско-Балахнинского рифта указывает на аналогичность строения пермо-триасового комплекса, что позволяет говорить о синхронности их формирования.

Выделяемый в волновом поле позднепермско-раннетриасовый сейсмокомплекс имеет переменные толщины, определенно синрифтового генезиса. В отличие от вышележащего, характеризуется менее амплитудной сейсмической записью, что может свидетельствовать о континентальных условиях седиментогенеза (сильноизменчивый состав). В основании комплекса на сеймопрофилях фиксируются пакеты ярких рефлекторов, которые могут

интерпретироваться как вулканогенно-осадочная толща, наличие которой характерно для начальной стадии рифтогенеза. В разрезе скважин СГ-7 и СГ-6 описываемый сейсмостратиграфический комплекс стратифицирован татарско-раннетриасовым возрастом (Белоконь-Карасёва, 2006; Мещеряков, 2010; Сараев, 2009).

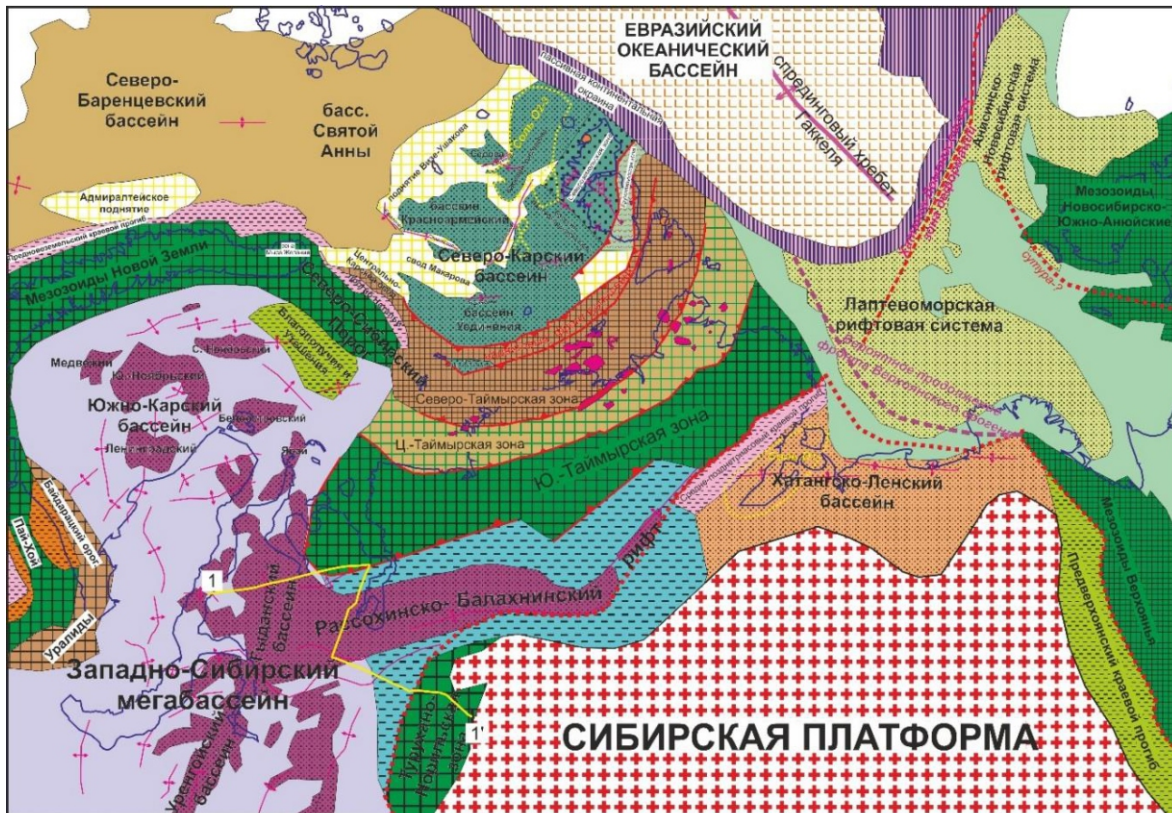


Рис. 3 .Тектоническая схема районов Таймыра и Енисей-Хатангского бассейна

Составлена А.М.Никишиным с дополнениями автора (Афанасенков, Никишин и др., 2017)

Сейсмокомплекс среднего триаса (T_2) согласно перекрывает нижележащий комплекс и с угловым несогласием перекрыт отложениями верхнего триаса. В волновом поле представлен параллельными и субпараллельными сейсмическими отражениями. В керне скважин СГ-7 и СГ-6 отложения среднего-верхнего триаса, представленные тампейской серией (T_2 - T_3), образуют пострифтовый чехол и сложены гравелитами, песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями углей, что указывает на формирование в континентальных озерно-аллювиальных обстановках с кратковременными морскими трансгрессиями. По всей видимости именно чередование в разрезе слоев литотипов, характеризующихся значительной разницей плотностных характеристик (песчаники, аргиллиты, угли) обеспечивают данному сейсмокомплексу повышенные амплитуды и протяженные оси синфазностей.

Подощва юрских отложений (ОГ Ia) на северном и южном бортах западной части Енисей-Хатангского прогиба является региональным несогласием. В районе Турухано-Норильской зоны деформаций нижнеюрские отложения с угловым несогласием перекрывают смятые в складки отложения от венда до нижнего триаса (Рис. 4). Данный факт свидетельствует о длительном перерыве в осадконакоплении в связи со складчатостью после раннего триаса и до начала юры. К среднему триасу приурочены основные складчатые деформации в Турухано-Норильской зоне Сибирской платформы и основная складчатость в Южно-Таймырской зоне Таймырского орогена, а в Южно-Карском бассейне в пермо-триасовых рифтах, расположенных близко к Новой Земле, примерно на уровне среднего триаса фиксируется пологая конседиментационная складчатая деформация (Афанасенков, 2016, Никишин, Малышев, 2011). Данные факты позволили стратифицировать вторую сейсмостратиграфическую единицу в пермо-триасовом ССК Рассохинско-Балахнинского рифта, которая имеет переменные толщины, как среднетриасовый комплекс, что не противоречит корреляции сверхглубоких скважин.

Верхняя сейсмостратиграфическая единица «Т₃» пермо-триасового комплекса Рассохинско-Балахнинского и Гыданского рифта имеет выдержанные толщины, в волновом поле динамически слабо выражен, бугристо-волнистый рисунок сейсмической записи характерен для толщ, накапливавшихся в гидродинамически активной обстановке и имеющих песчано-глинистый состав. Вероятно, данный комплекс сформировался уже после завершения основной фазы сжатия и складчатости.

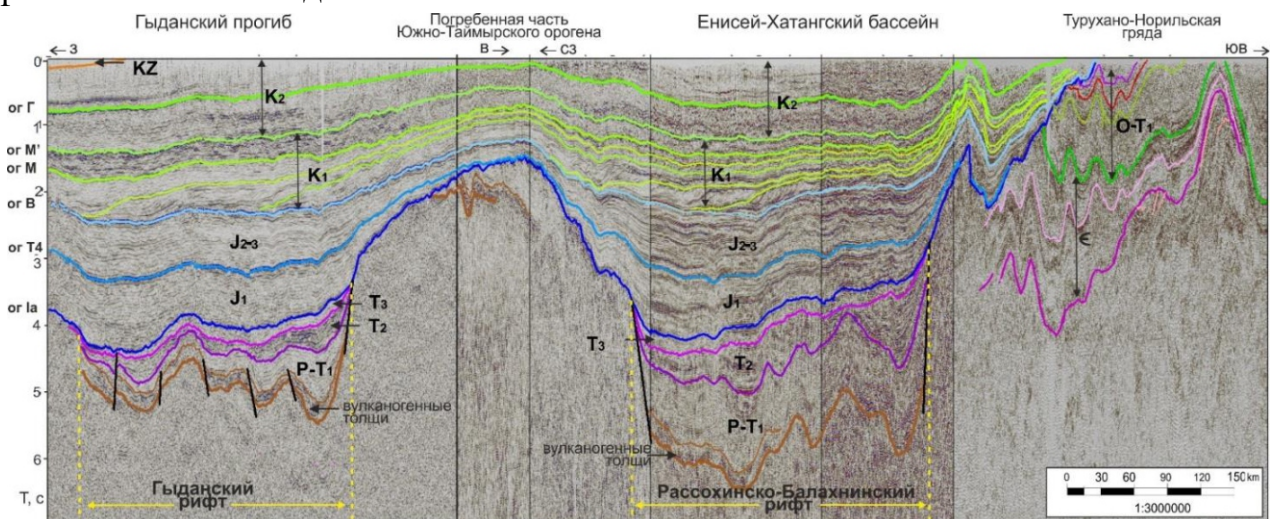


Рис. 4. Отображение в волновом поле временного композитного разреза МОГТ основных сейсмо-комплексов осадочного чехла по маршруту 1-1' (положение линии профиля приведено на Рис. 3)

Раздел «3.2. Юрско-меловой этап»

Енисей-Хатангский бассейн, как отдельная структура, обособился в юрско-меловое время, для которого характерно накопление огромных мощностей осадков этого возраста (до 8 км), но юрско-меловая история бассейна в целом похожа на историю Западно-Сибирского бассейна (Конторович В.А., 2011; Конторович А.Э. и др., 2013, 2014; Stouprakova et al., 2011) и между ними нет четкой границы.

На данном этапе развития оба региона испытывали общее погружение с шельфовой и континентальной седиментацией (Афанасенков, Танинская и др., 2018) на фоне воздымания Таймырского орогена и севера Сибирской платформы. Начиная примерно с келловее и до конца поздней юры, происходил медленный конседиментационный рост Мессояхского, Рассохинского и Балахнинского мегавалов (Конторович А.Э. и др., 2013, Конторович В.А., 2011), расположенных в центральной части прогиба (Рис. 5).

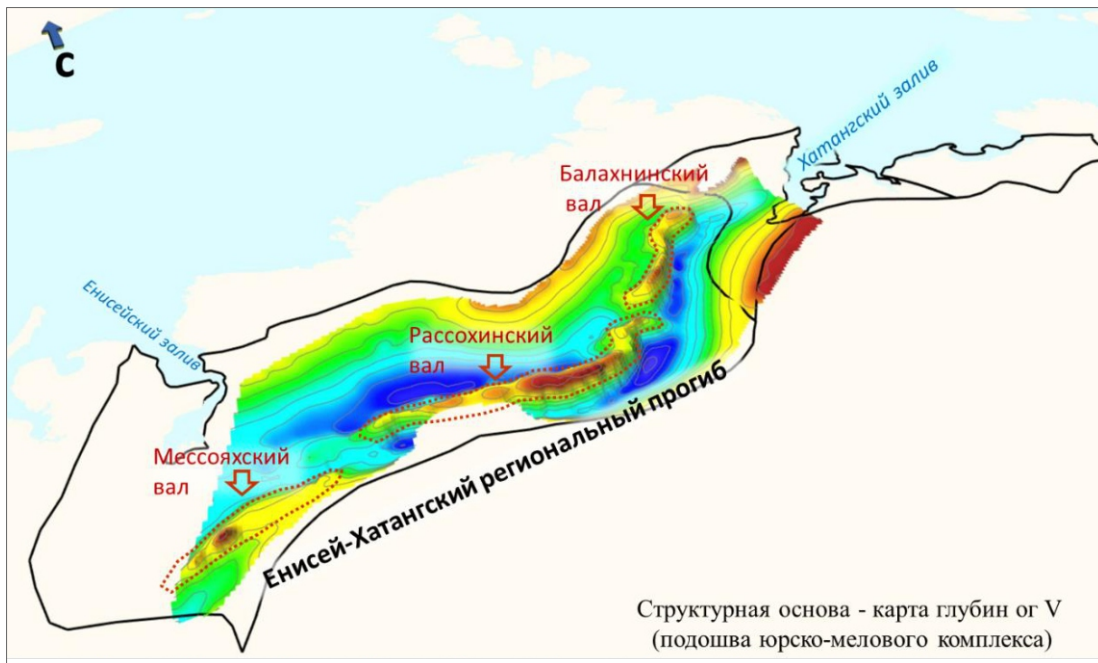


Рис. 5. Кулисообразное расположение валиков в центральной части Енисей-Хатангского прогиба

Составлена автором по данным (Котт, 1977)

Западная часть ЕХРП была более погружена, чем восточная, о чем свидетельствует мощность юрского комплекса в районе Рассохинского вала, которая превосходит мощность одновозрастных отложений в районе Балахнинского вала в 1,5-2 раза. Средне-позднеюрское время сопровождается ростом Рассохинского вала, предположительно на фоне сжатия, связанного с орогением в Верхояно-Чукотской области в келловее (Афанасенков и др., 2016). Сжатие продолжалось в эпоху поздней юры и закончилось в неокме (Рис. 6, Рис. 7).

Меловые отложения разделяются на два комплекса: неоком (берриас – баррем) и апт–верхний мел. В пределах Западной Сибири раннемеловое время характеризуется накоплением мощного клиноформного комплекса. В пределах ЕХРП неоком представлен серией слабовыраженных клиноформных тел. На западе Енисей-Хатангского бассейна (Рис. 7) отмечается типичное для Западно-Сибирского региона распределение клиноформ – с юга на север, с Сибирской платформы в сторону Таймырского орогена (Балдин, 2001). Таким образом, рост Рассохинского вала продолжается в раннемеловое время, но скорость роста не превышает скорость седиментации, вследствие чего клиноформный комплекс имеет однонаправленный характер с юга на север за счет сноса материала с Сибирской платформы.

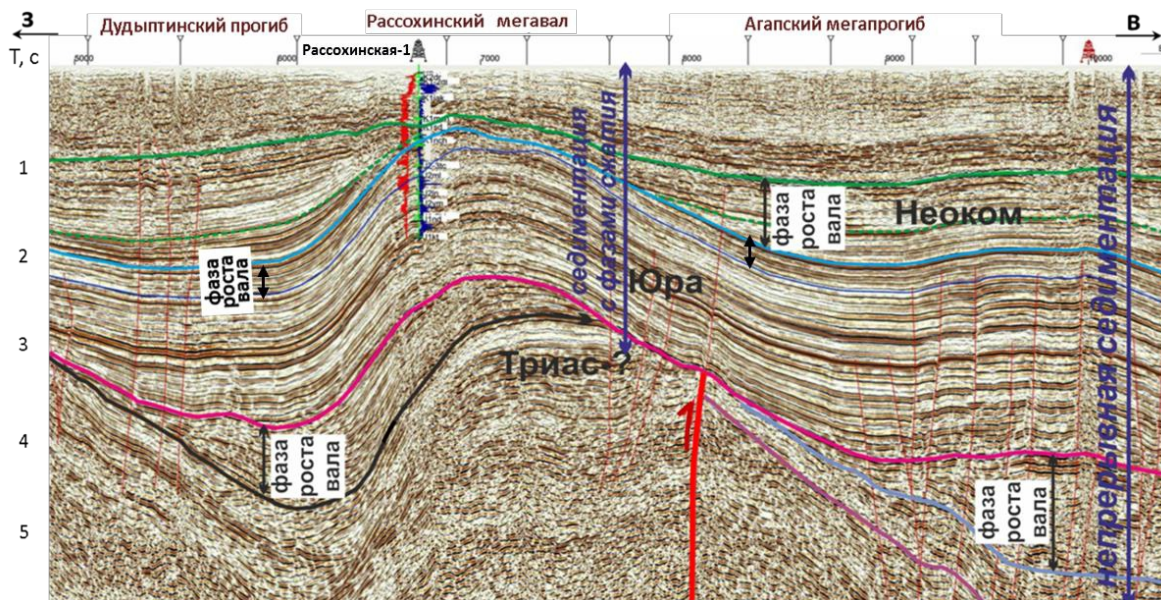


Рис. 6. Модель сейсмогеологического строения Рассохинского вала, отражающая многоэтапность фазы роста структуры

Интерпретация НПЦ Геостра с дополнениями А.В.Бордюг и А.М.Никишина (МГУ)

На востоке бассейна в районе Балахнинского вала ситуация принципиально меняется: здесь присутствуют клиноформные тела, направленные как с севера (ороген Таймыра), так и с юга (Сибирская платформа) (Варламов и др., 2017), мощности неокомских отложений в сводовой части современного поднятия сокращена. Данный факт свидетельствует об активизации роста Балахнинского вала в это время, активный рост которого препятствовал обмену переносимого материала между бассейнами (Афанасенков, Танинская и др., 2017).

Раздел «3.3. Кайнозойский этап»

В пределах Западно-Сибирского бассейна облик современных крупных тектонических элементов был окончательно сформирован в кайнозойское время

(Конторович В.А. 2009, 2011). Валы-антиклинали в районе Хатангского и Анабарского заливов формировались после раннего мела (предположительно со среднего эоцена - олигоцена). Активизацию роста валов в кайнозое разные авторы связывают с реорганизацией границ литосферных плит в районе Арктики (Drachev et al., 1998 Zakharov et al., 2014).

В пределах Енисей-Хатангского бассейна осадки кайнозоя сохранились локально, представлены отложениями палеоцена–эоцена, согласно перекрывающие отложения верхнего мела. Вследствие фрагментарности отложений, оценить их вклад в тектоническое развитие ЕХРП сложно. Тем не менее учитывая неотектонические деформации сопредельных регионов, есть основание полагать, что большинство валов Енисей-Хатангского бассейна осложнено фазой синкомпрессионного роста в кайнозое, вероятно, уже после накопления раннеэоценовых осадков.

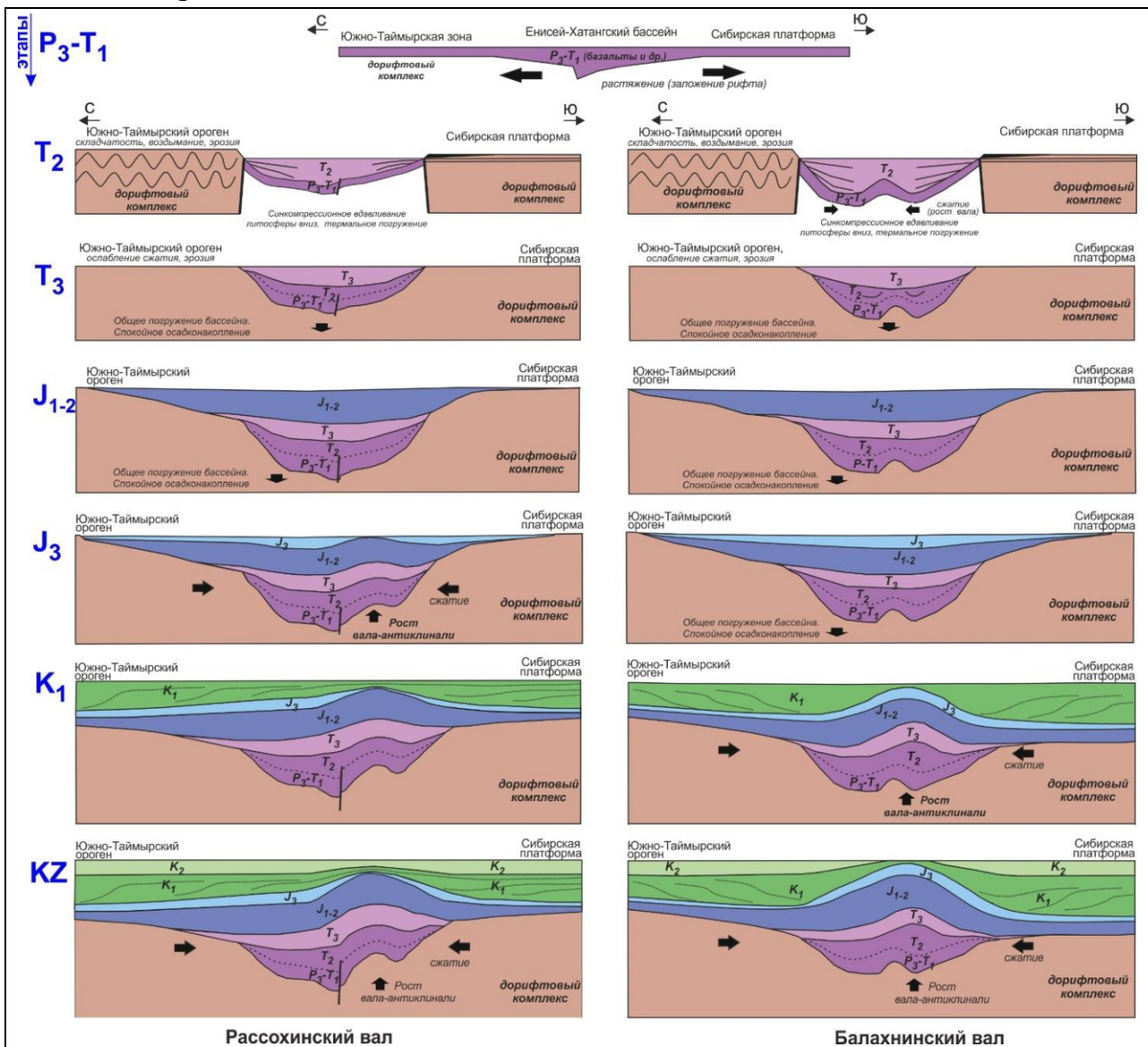


Рис. 7. Принципиальная модель формирования мегавалов Енисей-Хатангского прогиба в мезо-кайнозойский период

Глава 4. Углеводородные системы и оценка перспектив нефтегазоносности

Глубокое бурение в сводах основных крупных структур Енисей-Хатангского бассейна не дало ожидаемых результатов: месторождения-гиганты так и не были открыты, скважины оказались либо «пустые», либо открыли мелкие залежи газа. В данной главе автором приводится анализ перспектив нефтегазоносности региона на поиск углеводородов (УВ) на основании историко-геологического (бассейнового) моделирования 2D (Рис. 8) с учетом разработанной истории тектонического развития.

Верхнепермско-нижнетриасовый комплекс практически не изучен бурением, основные параметры моделирования заданы на основании общих представлений об истории развития региона. По результатам моделирования, формирование залежей УВ здесь возможно лишь за счет миграции УВ из более погруженных палеозойских нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), которые не рассматривались в рамках настоящей работы.

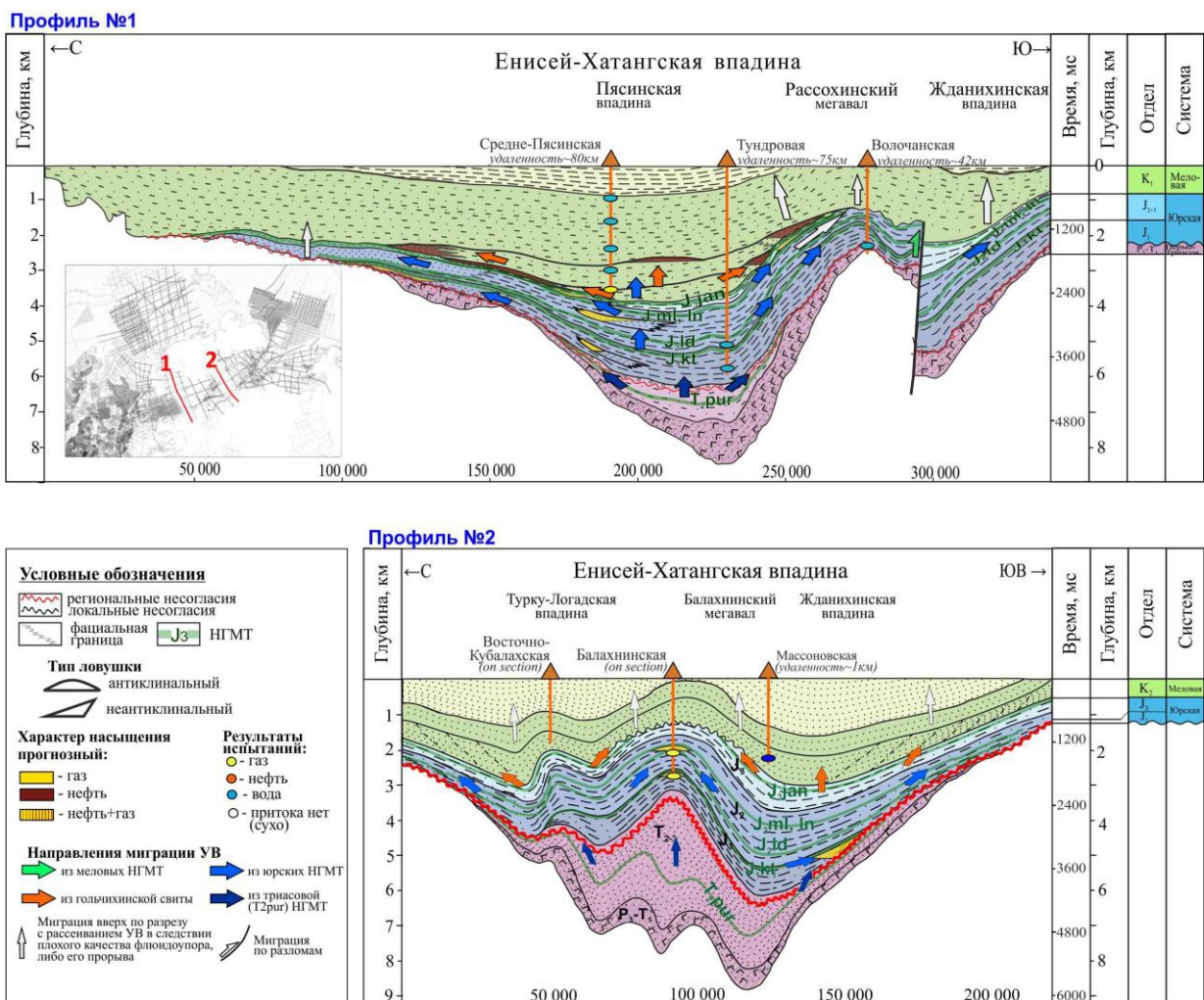


Рис. 8. Схемы строения УВ систем мезозойского разреза, согласно результатам историко-геологического моделирования

Средне-позднетриасовый комплекс представлен преимущественно континентальными отложениями. На основании результатов бурения скважин СГ-7 выделена пурская преимущественно газоматеринская свита. По результатам моделирования в разрезе комплекса прогнозируется наличие антиклинальных залежей газообразных УВ в погруженной части бассейна, а также на бортах прогиба при наличии локального флюидоупора. Учитывая низкие характеристики пурской НГМТ, ждать значительные объемы УВ не приходится, дополнительные ограничения накладывает глубина залегания комплекса (6,5-8 км).

В пределах **юрского нефтегазоносного комплекса** выделяются терригенные нефтегазоматеринские толщи, которые развиты повсеместно, на бортах прогиба пласты опесчаниваются, как следствие нефтематеринские характеристики пород ухудшаются. Согласно результатам моделирования, в осевой части бассейна миграция УВ из ниже- и среднеюрских НГМТ началась в раннемеловое время, на сегодняшний день рассматриваемые отложения вошли в газовое окно. На бортах прогиба толщи залегают на глубинах менее 3 км, находятся в нефтяном окне и продолжают генерировать углеводороды, миграция началась лишь в кайнозое.

Региональным флюидоупором в пределах Западно-Сибирского региона являются отложения баженовской свиты позднеюрского возраста (возрастной аналог – гольчихинская свита в Усть-Енисейском районе и яновстанская в пределах ЕХРП), обладающие нефтегазоматеринским потенциалом. Учитывая тот факт, что Рассохинский и Балахнинский валы активизировались в конце юрского и начале мелового времени соответственно, то верхнеюрская НГМТ в их пределах либо размыта и полностью отсутствует, либо подвергалась перемыву и опесчанена, что существенно сказывается на их перспективности.

В западной части ЕХРП в погруженных частях бассейна прогнозируются залежи газообразных УВ по всему юрскому разрезу как в антиклинальных ловушках, так и в ловушках неантиклинального типа на бортах прогиба, в зоне выклинивания соответствующих пластов при условии наличия качественной покрышки. За счет миграции жидких УВ из верхнеюрской НГМТ прогнозируются залежи нефти в вышезалегающих нижнемеловых отложениях, представленных комплексом клиноформ. Неантиклинальные залежи УВ прогнозируются в песчаных телах «ачимовского типа» фондоформной части. При наличии путей миграции выше по разрезу, вероятно, наличие залежей нефти антиклинального типа, приуроченных к локальным поднятиям в пределах ундоформной части клиноформ, а также неантиклинального типа, приуроченных

в том числе к зоне выклинивания нижнемеловых пластов в сводовой части Рассохинского мегавала.

В восточной части ЕХРП (Балахнинский мегавал) на протяжении юрского времени центральная часть прогиба представляла собой глубоководный бассейн, основной снос материала происходил с возвышающихся частей Сибирской платформы и Таймырского орогена. В раннемеловое время геоморфология территории кардинально меняется, новообразованная инверсионная структура Балахнинского вала с этого момента сама является источником сноса и подвергается активному размыву. Такая история развития объясняет, вскрытый в скважинах осевой части вала, преимущественно глинистый разрез в юрское время и его резкое опесчанивание в меловой период. Скопления УВ в пределах Балахнинского мегавала возможны лишь при наличии коллекторов в юрском разрезе, но отсутствие региональных платов коллекторов говорит об отсутствии здесь промышленных скоплений УВ. Исходя из палеогеографических реконструкций (Афанасенков, Танинская и др., 2018), в юрское время борта прогиба представляли собой мелководный шельф с накоплением в том числе песчаных фаций. В этой связи, при наличии антиклинальной структуры на бортах восточной части ЕХРП можно прогнозировать залежи УВ, однако картирование структурных поднятий на текущий момент в условиях крайне слабой геолого-геофизической изученности района не представляется возможным.

Общий подъем территории в меловое время привел к значительному опесчаниванию отложений, в следствии чего в меловом разрезе отсутствуют региональные флюидоупоры. Таким образом, формирование залежей УВ в меловом разрезе за счет юрских НГМТ возможно только при наличии локальных покрышек. В этой связи особый интерес представляют клиноформные тела в Енисей-Хатангском бассейне, распространение которых на восток доказано новыми данными сейсморазведки (Варламов и др., 2017).

В меловом разрезе по данным глубокого бурения выделены нефтегазоматеринские свиты, развитые лишь в пределах Западно-Сибирского бассейна, на территории Енисей-Хатангского прогиба меловой комплекс сильно опесчанен. Согласно результатам моделирования, выделенные НГМТ остаются незрелыми, исходя из чего сделан вывод, что данные толщи не способны внести существенный вклад в нефтегазовый потенциал региона.

Заключение

На основании существующих представлений с учетом новых геолого-геофизических данных сформулирована история формирования Енисей-Хатангского бассейна. Уточнены этапы развития региона и отдельных структурных элементов. Выполнена переоценка углеводородного потенциала региона с учетом выделенных тектонических событий.

Заложение Енисей-Хатангского осадочного бассейна начинается синхронно с Западно-Сибирским на границе перми и триаса, сопровождается формированием разветвленной системы рифтов и фиксируется широким проявлением траппового магматизма. Комплекс позднепермско-триасовых отложений соответствует стадии синрифтового осадконакопления.

В среднем-позднем триасе (до начала юры) в Южно-Таймырской зоне Таймырского орогена и в Турухано-Норильской зоне Сибирской платформы произошли складчатость и воздымание, что нашло отражение в структурном плане Енисей-Хатангского бассейна. В среднетриасовое время фиксируется инверсия центральной части прогиба - первая фаза роста Рассохинского и Балахнинского мегавалов.

В юрско-меловое время территория северо-востока Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского бассейнов испытывала общее погружение с шельфовой и континентальной седиментацией на фоне воздымания Таймырского орогена и севера Сибирской платформы. Начиная с позднеюрского времени происходил медленный конседиментационный рост Рассохинского мегавала вплоть до конца неокома. Рост Балахнинского вала активизировался в раннемеловое время. Это время характеризуется накоплением мощного клиноформного комплекса в пределах Западно-Сибирского бассейна северо-западного направления за счет сноса с Сибирской платформы. Аналогичное накопление происходит на западе Енисей-Хатангского бассейна. На востоке бассейна в районе Балахнинского вала ситуация принципиально меняется: здесь присутствуют клиноформные тела, направленные как с севера (ороген Таймыра), так и с юга (Сибирская платформа), в свою очередь рост вала препятствовал обмену переносимого материала. Облик современных крупных тектонических элементов был окончательно сформирован в кайнозойское время.

С учетом внесенных коррективов в историю формирования региона был уточнен углеводородный потенциал бассейна:

В связи с позднеюрско-раннемеловой активизацией роста Рассохинского и Балахнинского валов, верхнеюрская нефтегазоматеринская толща, выполняющая в том числе роль регионального флюидоупора, в своде валов либо размывта и полностью отсутствует, либо подвергалась перемыву и опесчанена.

Данный факт ухудшает потенциал мегавалов. Тем не менее, в западной части ЕХРП в пределах юрского комплекса присутствуют как коллектора, так и покрышки, в том числе регионального характера, поэтому в погруженных частях бассейна прогнозируются залежи газообразных УВ по всему юрскому разрезу как в антиклинальных ловушках, так и в ловушках неантиклинального типа на бортах прогиба, в зоне выклинивания соответствующих пластов при условии наличия качественной покрышки. За счет миграции жидких УВ из верхнеюрской НГМТ прогнозируются залежи нефти и газа в вышезалегающих нижнемеловых отложениях, представленных комплексом клиноформ, а также неантиклинального типа, приуроченных в том числе к зоне выклинивания нижнемеловых пластов в сводовой части Рассохинского мегавала.

В восточной части ЕХРП на протяжении юрского времени центральная часть современного Балахнинского мегавала представляла собой глубоководный бассейн с преимущественно глинистым осадконакоплением. Меловое время характеризуется общим подъемом территории и активизацией роста мегавала, новообразованная инверсионная структура с этого момента сама является источником сноса и подвергается активному размыву. На востоке в осевой части Енисей-Хатангского прогиба юрский разрез имеет преимущественно глинистый, а меловой - преимущественно песчаный состав. Скопления углеводородов в юрском разрезе в пределах Балахнинского мегавала возможны, однако отсутствие региональных пластов коллекторов в этой части бассейна говорит об отсутствии здесь промышленных скоплений УВ. В свою очередь в меловом разрезе отсутствуют региональные флюидоупоры и формирование залежей УВ возможно только при наличии локальных покрышек. В этой связи особый интерес представляют клиноформные тела в Енисей-Хатангском бассейне, распространение которых на восток доказано новыми данными сейсморазведки.

Учитывая сложность прогноза ловушек неантиклинального типа и низкой степени геолого-геофизической изученности изучаемой территории, рекомендуется увеличение плотности сейсморазведочных работ. Бурение поисковых скважин рекомендуется проводить не в сводах крупных антиклинальных структур, а на бортах прогиба и склонах поднятий.

Список основных работ, опубликованных по теме диссертации

Статьи, опубликованные в журналах Scopus, WoS, RSCI, а также в изданиях, рекомендованных для защит в диссертационном совете МГУ по специальности:

1. *Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковшина Е.В.* Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. 2016. № 2. С. 23–42. Импакт-фактор по РИНЦ 2,564.
2. *Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В.* Мезо-кайнозойская история развития севера Западной и Восточной Сибири (Гыдан, Усть -Енисейский район) на основе анализа сейсмических данных //Геология нефти и газа. 2017. № 1. С. 34-40. Импакт-фактор по РИНЦ 0,656.
3. *Унгер А.В., Никишин А.М., Кузлятина М.А., Афанасенков А.П.* История формирования инверсионных мегавалов Енисей-Хатангского бассейна // Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология. 2017. №2. С. 8-15. Импакт-фактор по РИНЦ 0,656.
4. *Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Чикишев А.А., Шайдаков В.А., Бордюг А.В., Каламкаров С.Л.* Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. 2018. № 1. С. 7-27. Импакт-фактор по РИНЦ 0,602.
5. *Афанасенков А.П., Бордюг А.В., Никишин А.М., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Бордунов С.И.* Уточнение палеогеографии севера Сибирской платформы с учетом новых данных // Геология нефти и газа. 2018. №2. С. 5-24. Импакт-фактор по РИНЦ 0,656.

Иные публикации

6. *Варламов А.И., Афанасенков А.П., Пешкова И.Н., Унгер А.В., Кравченко М.Н., Обухов А.Н.* Ресурсный потенциал и перспективы освоения Арктической зоны Российской Федерации // Нефть и Газ. ЕВРАЗИЯ. 2017. № 2. С. 44–51.
7. *Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Бордаренко М.Т., Бордюг А.В., Дахнова М.В., Ермолова Т.Е., Кирсанов А.М., Кондратьев И.К., Копилевич Е.А., Корнеев А.А., Кравченко М.Н., Кучеря М.С., Левчук Л.В., Любаев Р.Р., Мушин И.А., Новиков Д.А., Петров А.Л., Садыкова Я.В., Сурова Н.Д., Сухорукова А.Ф., Френкель С.М., Чикишев А.А., Шпильман М.А., Яковлев Д.В.* Методология комплексного геолого-геофизического подхода при исследовании малоизученных нефтегазоперспективных территорий Российской Федерации на примере северного обрамления Сибирской платформы // ВНИГНИ - 65. Люди Результаты Перспективы. Москва, 2018. С. 150–209.
8. *Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковшина Е.В.* Этапы геологической истории Таймырского орогена и сопряженного Енисей-Хатангского бассейна // Тектоника, геодинамика и рудогенез складчатых поясов и платформ. Т.1 из Материалы XLVIII Тектонического совещания. ГЕОС Москва, 2016. С. 34–38.