

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

На правах рукописи



Мамедов Рустам Ахмедович

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ И
ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНО-
СИБИРСКОГО МОРЯ**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Москва – 2022 г.

Работа выполнена на кафедре геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

Научный руководитель: **Керимов Вагиф Юнус оглы**
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
заведующей кафедрой геологии и разведки
месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский
государственный геологоразведочный университет имени
Серго Орджоникидзе» (МГРИ), заслуженный геолог РФ

Официальные оппоненты: **Скоробогатов Виктор Александрович**
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Дзюбло Александр Дмитриевич
доктор геолого-минералогических наук, профессор
кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений
ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (национальный
исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Ведущая организация: **Акционерное общество «Южморгеология»**

Защита состоится 9 сентября 2022 года в 13:30 часов на заседании диссертационного совета Д 999.234.02 при ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ) по адресу: 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, зал диссертационного совета (каб. 5-17).

С диссертацией можно ознакомиться в Научной библиотеке ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» и на сайте <https://mgri.ru/science/scientific-and-innovativeactivity/dissertation-council/diss-999-234-02/>

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим направить ученому секретарю диссертационного совета по указанному выше адресу.

Автореферат разослан « ____ » _____ 2022 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета, Д 999.234.02
кандидат геолого-минералогических наук



Иванов А.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследований. Восточно-Сибирское море относится к числу наименее изученных акваторий России. После застоя, характерного для первой половины 90-х гг. XX в., произошли заметные положительные сдвиги в изучении нефтегазоносности российских акваторий. Большой объем новых геолого-геофизических данных в период с конца 1990-х до 2017 гг. был получен по южной – Новосибирской впадине Восточно-Сибирского моря, представления о строении которой ранее базировались почти исключительно на результатах интерпретации грави- и магнитометрических данных и незначительном объеме сейсмических материалов, полученных по единичным рекогносцировочным профилям. Эти данные позволили существенно обновить, расширить и в ряде случаев детализировать представления о строении фундамента и отдельных опорных горизонтов осадочного чехла этой части акватории. Тем не менее, в связи с отсутствием скважин глубокого бурения в акватории, ее изученность остается весьма низкой, и пока не позволяет построить однозначные геолого-геофизические модели. В связи с этим, в целях оптимизации и повышения эффективности дальнейших нефтегазопроисловых исследований, определения перспективных направлений, методов и объемов морских нефтегазопроисловых работ в акватории Восточно-Сибирского моря в рамках диссертационной работы выполнена ревизия геолого-структурной, геоисторической и седиментационной моделей бассейна, их обоснованности геолого-геофизическими данными; изучены вероятные ГАУС осадочного чехла, включая вероятность их наличия, строения и развития, в том числе принципиальной способности генерировать и аккумулировать значимые объемы углеводородов; выполнено ранжирование, на этой основе, районов по перспективности, что определяет **актуальность настоящей диссертационной работы.**

Объектом исследований являются мезозой-кайнозойские отложения Восточно-Сибирского моря.

Цель работы. Выявление условий формирования углеводородных систем, их строение и развитие, в том числе способности генерировать и аккумулировать значимые объемы углеводородов, с целью оценки перспектив нефтегазоносности акватории Восточно-Сибирского моря.

Для достижения поставленной цели решались следующие **основные задачи:**

- Сбор и анализ доступных геолого-геохимических материалов, актуализация и создание базовой геолого-геофизической модели Восточно-Сибирского моря.
- Геодинамический и палеотектонический анализ формирования осадочных бассейнов и генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС); актуализация палеогеографических и фациальных схем для основных этапов развития осадочных бассейнов.
- Разработка пространственно-временных цифровых моделей осадочных бассейнов и ГАУС.
- Изучение процессов формирования и эволюции углеводородных систем их строения и развитие.
- Количественная оценка объемов генерации, миграции и аккумуляции в углеводородных системах, оценка перспектив нефтегазоносности и определение основных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ в акватории Восточно-Сибирского моря.

Защищаемые положения

1. Условия седиментации, геодинамический и тепловой режимы восточно-арктических осадочных бассейнов способствовали формированию углеводородных систем в апт-верхнемеловом и палеоцен-эоценовом осадочных комплексах, приуроченных к крупным депоцентрам: Лаптевоморскому, Восточно-Сибирскому, Северо-Чукотскому и Дремхедскому.

2. Наиболее вероятные области аккумуляции УВ в резервуарах апт-верхнемелового комплекса располагаются преимущественно в их прибортовых частях на глубинах около 5 км, а в палеоцен-эоценовом комплексе в центральных частях изученных бассейнов, на глубинах 5-6 км, и в меньшей степени – в прибортовых на глубинах до 2–3 км.

3. Особенности формирования и развития клиноформного верхнепалеоген-неогенового комплекса Восточно-Сибирского моря, указывают на высокую вероятность существования самостоятельной гипотетической углеводородной системы с нефтегазоматеринскими толщами (НГМТ) в его основании и несколькими резервуарами в проксимальных и дистальных частях клиноциклитов, которые представляют значительный интерес для поисков углеводородов.

Научная новизна работы

1. Разработаны геологические модели осадочных бассейнов акватории Восточно-Сибирского моря, учитывающие новейшие результаты геолого-геофизических исследований, характеризующие условия седиментации (палеогеографические, литолого-фациальные модели) и геологическое развитие осадочных бассейнов (структурно-геодинамические системы), а также нефтегазоносность осадочного разреза, компонентный состав углеводородных систем, включая тепловой режим и прочее.

2. Выполнен комплексный бассейновый анализ изучаемой территории с позиций концепции углеводородных систем, включая численное моделирование тепловой истории осадочных бассейнов, а также эволюции ГАУС.

3. Установлены границы распространения прогнозируемых углеводородных систем, выделены области наиболее вероятной аккумуляции углеводородов, и таким образом, выполнен пространственный прогноз зон наиболее вероятного углеводородонакопления в пределах акватории Восточно-Сибирского моря.

4. Изучены геологические риски на современном уровне изученности территории и дана оценка вероятности открытия промышленных скоплений УВ, учитывающая текущие неопределенности геолого-геофизической информации

5. Даны рекомендации по оптимизации дальнейших геологоразведочных работ (ГРР) в направлении снижения геологических рисков.

Практическая значимость работы

Выполненное моделирование углеводородных систем и комплексный бассейновый анализ в пределах акватории Восточно-Сибирского моря позволили определить основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в мезозойско-кайнозойских отложениях осадочного чехла. Выделены наиболее перспективные районы для постановки дальнейших нефтегазопроисловых исследований.

Определены региональные тренды нефтегазоносности акватории Восточно-Сибирского моря, выполнена ресурсная оценка УВ.

Методы исследования и фактический материал

Геодинамический анализ. Формирование осадочных бассейнов выполнялось на основе тектоно-геодинамических палеореконструкций. Они проведены для геохронологических рубежей, которые разделяют фазы мезозойского и альпийского тектогенеза, характеризующиеся формированием и развитием крупных осадочных бассейнов Восточно-Арктических морей и входящих в их состав углеводородных систем. Положение и конфигурация главных осадочных бассейнов региона и наиболее крупных элементов их внутренней структуры (суббассейнов) определялись на основе анализа строения поверхности разновозрастного фундамента, и в первую очередь, зон разнопорядковых градиентов, разделяющих области поднятий и погружений.

Бассейновый анализ и исследование углеводородных систем.

Реконструкция эволюции осадочных бассейнов в течение всей геологической истории их развития осуществлялась на основе технологий бассейнового анализа и численного моделирования углеводородных систем с использованием программного пакета и технологий моделирования «PetroMod» компании «Schlumberger». Стратегия моделирования акватории Восточно-Сибирского моря определялась особенностями геологического строения и эволюции осадочных бассейнов, а также качеством доступной геолого-геофизической и геохимической информации. Результаты моделирования проиллюстрированы картами, графиками и разрезами ГАУС.

В качестве основных параметров для моделирования процесса генерации УВ в НГМТ использовались: $C_{орг}$ – процентное содержание органического углерода в осадочных породах; HI (водородный индекс); и тип ОВ – тип керогена.

Работа базируется на результатах сейсмических работ метода отраженных волн (МОВ) и метода общей глубинной точки (МОГТ), проведенных Государственным научно-исследовательским институтом гражданской авиации (НИИГА) совместно с НПО «Севморгео», ОАО «МАГЭ», АО «Дальморнефтегеофизика» а также опубликованных и фондовых работах о результатах изучения геологического строения региона. Общий объем фондовых материалов о результатах морских ГРП (сейсморазведка и бурение) на нефть и газ по исследуемому региону составил 45 отчетов, охватывающих период с 1969 по 2012–2016 гг. Материалы дополнялись результатами геологических съемок масштабов 1:1 000 000 и 1: 200 000 и скважинами мелкого картировочного бурения (ФГУП «ВСЕГЕИ»).

Личный вклад автора. Автором лично было выполнено моделирование гипотетических генерационно-аккумуляционных углеводородных систем, проведен бассейновый анализ, построен структурный каркас и пространственно-временная модель осадочного чехла, Восточно-Сибирского моря, построены карты ГАУС апт-верхнемелового и палеогенового комплекса, графики геологических событий и оценены геологические риски аптской и палеоцен-эоценовой ГАУС, определены перспективы поисков нефти и газа.

Публикации и апробация работы. Основные положения диссертационной работы были доложены на десяти российских и международных конференциях: «Геомодель 2020»; 22-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, 2020; Международная научно-практическая конференция, Казань: Изд-во «Ихлас», 2020; IX Международная научная конференция молодых ученых «Молодые – Научкам о Земле», МГРИ 2020; «Geonature 2021»; 7-я научная конференция по разведке недр, 2021; X Международная научная конференция молодых ученых «Молодые – Научкам о Земле», МГРИ 2021; XIX Всероссийская конференция-конкурс студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользователя», 2021; Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2021; IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Ser. "International Science and Technology Conference "Earth Science" – Chapter 4", 2021; «Geomodel 2021» Conference Proceedings, 2021, FarEastCon-2021 (Владивосток), а также опубликованы четыре статьи в изданиях из перечня ВАК РФ: Экспозиция Нефть Газ, 2020; Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2020; Недропользование XXI век, 2020.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 7 глав и заключения. Общий объем работы составляет 130 страниц, включая 48 рисунков и 10 таблиц. Библиографический список включает 50 наименований.

Благодарности. Автор выражает благодарность всему коллективу кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, научному руководителю – доктору геолого-минералогических наук, профессору Керимову В.Ю., доценту кафедры Лавреновой Е.А. за ценные советы и оказанную разностороннюю помощь.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Анализ геолого-геофизической изученности, база геолого-геохимических информации и методика исследований состоит из разделов: Анализ геолого-геофизической изученности; Исходные материалы и Методика исследований.

Глава 2. Основные черты геологического строения Восточно-Сибирского моря

В структурно-тектоническом отношении шельф Восточно-Сибирского моря представляет собой один из наиболее сложных регионов Арктической подводной окраины Евразии. В его структуре сочетаются разнородные по происхождению (платформенные и складчатые) и разновозрастные – от докембрийских до киммерийских и раннеальпийских – тектонические элементы, которые связаны в единую синокеаническую окраинно-материковую платформенную структуру (Восточно-Арктическую метаплатформу), сформированную преимущественно в мелу – кайнозой, в эпоху образования Северного Ледовитого океана в его современной геолого-геоморфологической конфигурации. В границах Восточно-Сибирского моря на основании анализа морфологии поверхности разновозрастного фундамента в направлении с севера на юг в составе указанной метаплатформы выделяются две разновозрастные «докеанические» подвижные платформенные области – Восточно-Арктическая эпикаледонско-эпибайкальская («гиперборейская», эпигренвильская?) и Новосибирско-Чукотская эпикиммерийская. Их очертания на уровне поверхности фундамента определяются системами продольных (к простиранию шельфовой зоны) и поперечных тектонических сутур, которые на океаническом этапе развития региона (поздняя юра(?)–кайнозой) частично наследуют и объединяют фрагменты более древних разломов земной коры.

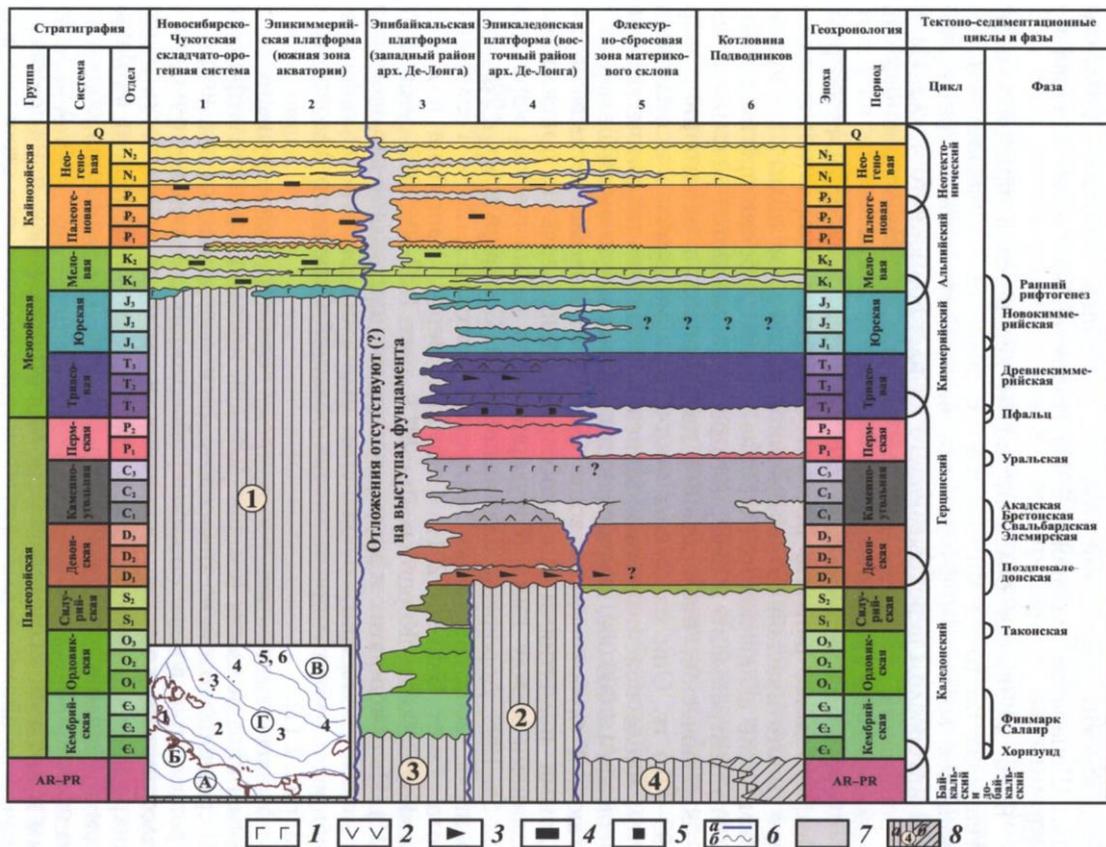


Рисунок 1. Принципиальная хроностратиграфическая схема осадочного чехла Восточно-Сибирского моря и прилегающей области Северного Ледовитого океана. (в качестве основы использована схема нефтегазогеологического районирования по Б.В. Сенину, В.Ю. Керимову, В.И. Богоявленскому и др., 2022).

1–5 – особенности формационного состава платформенного чехла: 1 – магматические комплексы; 2 – эвапориты; 3 – породы, обогащенные органическим веществом, битуминозные

породы, потенциальные нефтегазоматеринские породы; 4 – угольные пласты и линзы в разрезе; 5 – углистые включения в разрезах; 6 – границы: а – комплексов платформенного чехла и фундамента, относимых к разным структурно-тектоническим системам, б – зон размыва; 7 – отсутствие отложений; 8 – фундамент: а – преимущественно континентальный, б – предположительно субокеанический (рифтованный?).

Цифры в кружках: 1 – киммерийские, включающие магматические породы палеозоя и нижнего-среднего мезозоя, переработанные докембрийские массивы (?); 2 – каледонские, включающие магматические и метаморфические породы нижнего-среднего палеозоя, переработанные докембрийские массивы (?); 3 – байкальские, включающие магматические и метаморфические породы докембрия и низов кембрия (?); 4 – байкальские и добайкальские: метаморфические и магматические породы докембрия, в том числе переработанные фанерозойским рифтогенезом.

На врезке: зоны предполагаемого распространения хроностратиграфических комплексов платформенного/плитного чехла. Цифры – номера зон в соответствии с обозначенными на хроностратиграфической схеме. Буквы на врезке: А – Восточно-Якутская подвижная платформа; Б – Лаптевско-Нижнеколымская подвижная платформа; В – Центрально-Арктическая область реликтовых платформенных структур.

Основными источниками для характеристики осадочного разреза платформенных районов Восточно-Сибирского моря (в значительной мере гипотетической), в том числе включающих глубокие и сверхглубокие прогибы и впадины его центрального и северного районов, являются результаты геолого-геофизических исследований на островах и акватории в период 1999–2016 гг. На основе этих и других материалов составлена сводная принципиальная хроностратиграфическая схема осадочного чехла Восточно-Сибирского моря и прилегающих областей Северного Ледовитого океана (рисунок 1).

Глава 3. Нефтегазоносность акватории Восточно-Сибирского моря

Согласно принятому нефтегазогеологическому районированию акватории (см. рисунок 16), большую часть территории занимает Восточно-Арктическая потенциально нефтегазоносная провинция (ПНГП). На севере она граничит с Восточно-Сибирско-Северо-Чукотской (или Гиперборейской) шельфово-склоновой ПНГП, которая наиболее изучена в ее шельфовой части.

Анализ имеющегося материала позволяет выделить в разрезе осадочного чехла в пределах шельфа Восточно-Сибирского моря потенциальные нефтегазоносные комплексы (ПНГК): нижнемеловой (доаптский) и **верхнемел-палеогеновый**.

Фактические открытия скоплений углеводородов в акватории Восточно-Сибирского моря и прилегающих островных и континентальных территориях отсутствуют. В то же время на Новосибирских островах, по результатам геологических съемок, в обнажениях островов Анжу установлены битумопроявления, а в картировочных скважинах на территориях и в проливах между островами Анжу, Ляховскими и континентальными побережьями – проявления углеводородных газов. На Земле Бунге, островах Фаддеевский, Новая Сибирь, в проливах Санникова и Дм. Лаптева выходы природных газов зафиксированы в картировочных скважинах, вскрывших отложения мела и кайнозоя. На островах Фаддеевский и Новая Сибирь в плиоцен-нижнеплейстоценовых отложениях выявлены повышенные концентрации метана. Наличие любых, даже незначительных признаков нефтегазоносности в разрезе указывает на существование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем.

Глава 4. Геодинамический анализ формирования и эволюции осадочных бассейнов Восточно-Сибирского моря

В результате проведенного структурно-тектонического моделирования сформирована региональная модель, включающая четыре основных осадочных комплекса: доаптский, апт-верхнемеловой, палеогеновый, неоген-четвертичный. Время начала и окончания периодов

осадконакопления отложений определялось в соответствии с Международной стратиграфической шкалой (рисунок 2).

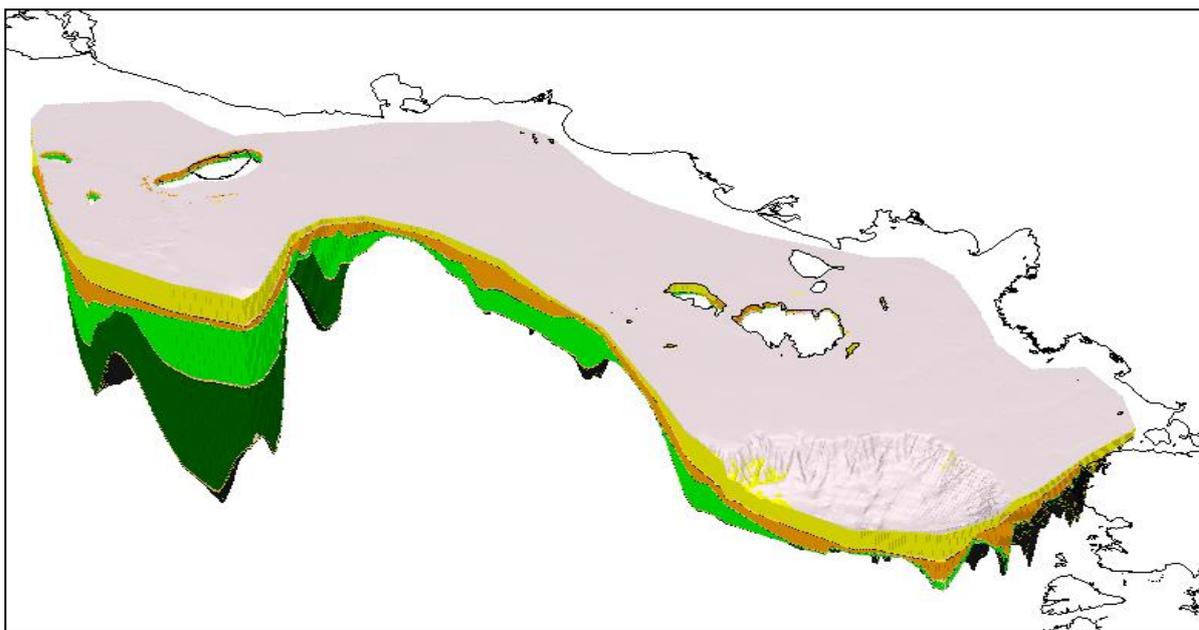
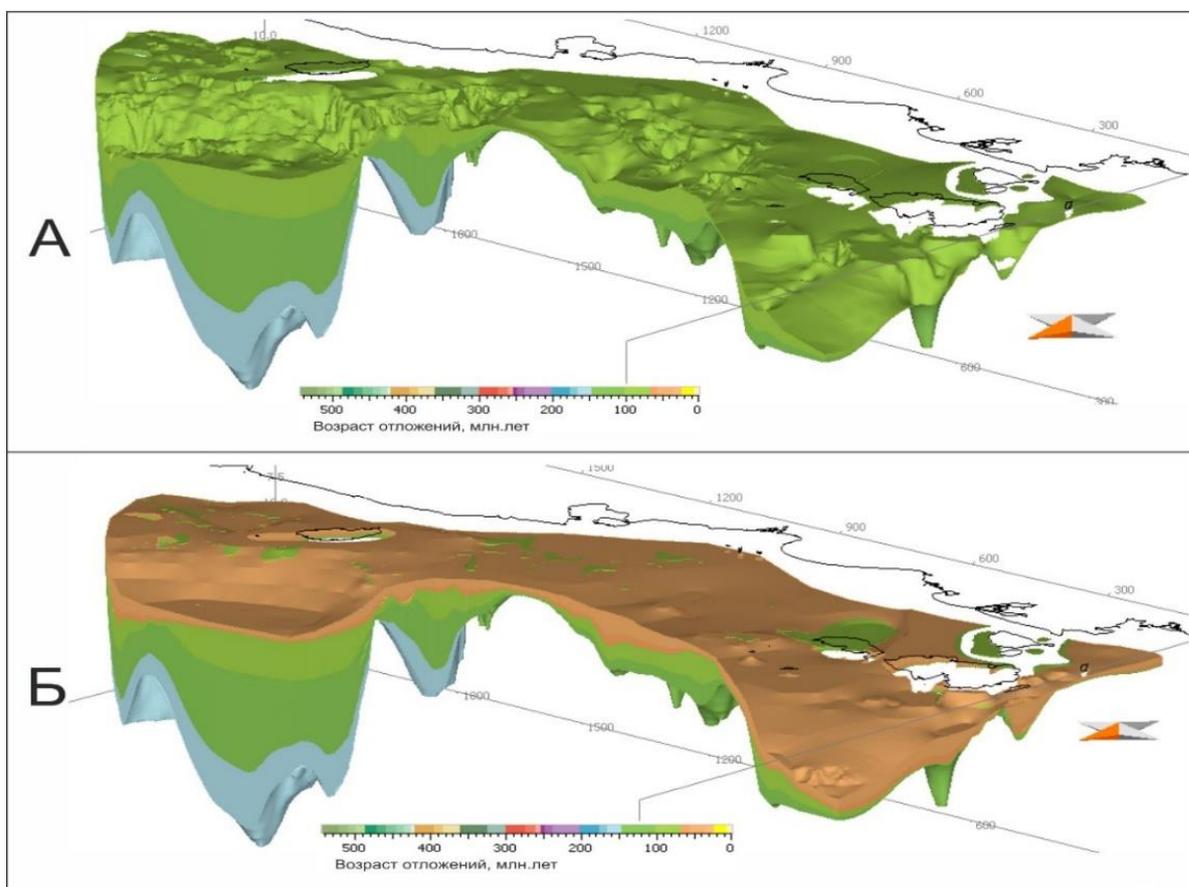


Рисунок 2. Геологическая модель осадочного чехла Восточной Арктики

Для анализа геодинамического и палеотектонического развития бассейнов, по результатам бассейнового моделирования, были созданы трехмерные и двухмерные структурно-тектонические модели осадочных бассейнов Восточно-Сибирского моря, включающие четыре основных поверхности: преаптское несогласие, поверхность палеогена, кровля неогена и современный рельеф дна (рисунок 3).



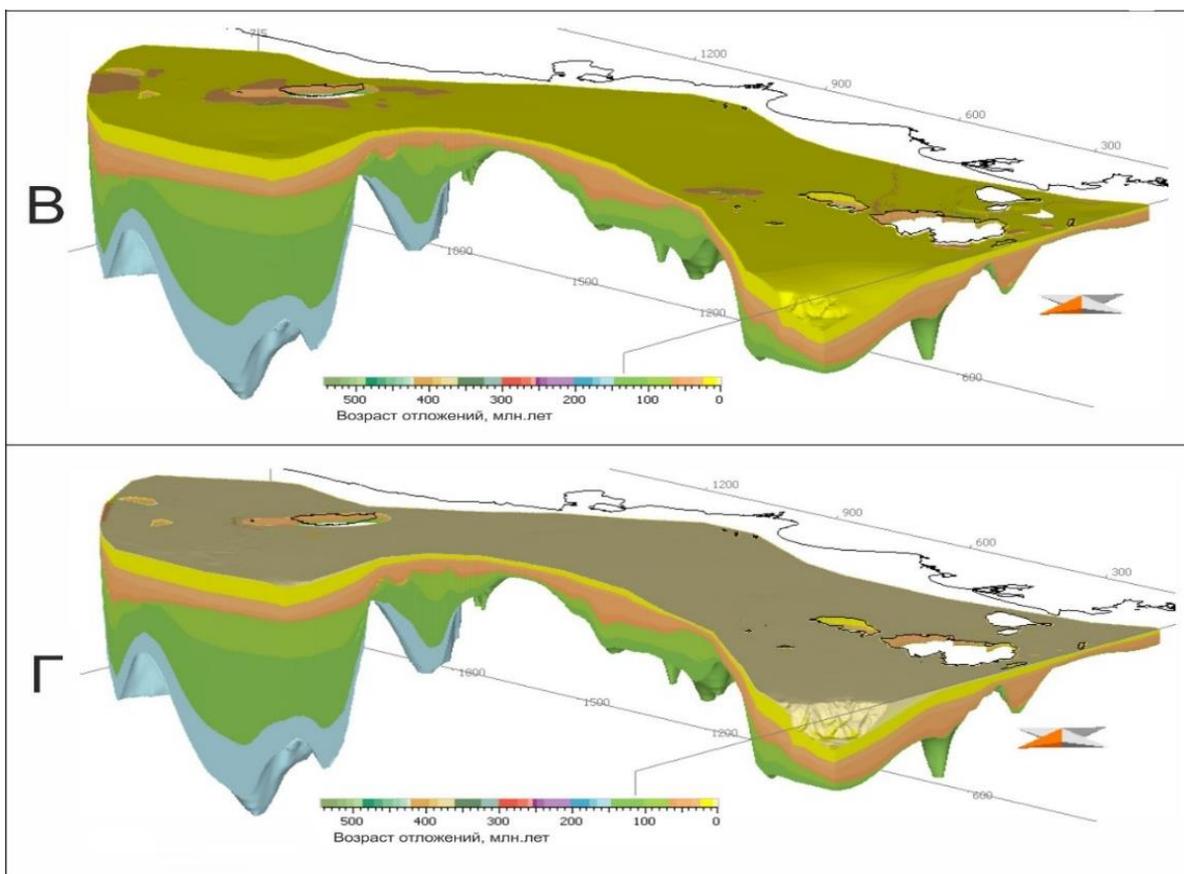


Рисунок 3. Трехмерные структурно-тектонические модели осадочных бассейнов Восточно-Сибирского и Чукотского морей: А – по кровле преаптского несогласия; Б – по кровле палеогена; В – по кровле неогена; Г – по кровле четвертичных отложений.

Глава 5. Углеводородные системы. Основные элементы и их характеристика

В процессе подготовки входных данных для бассейнового моделирования были проанализированы граничные условия: изменения глубины палеобассейнов в процессе их эволюции, температуры на поверхности дна палеобассейнов. Выполненный анализ палеогеографических условий показал, что в пределах области моделирования глубины палеобассейнов были незначительными – не глубже шельфовых, поэтому карты палеоглубин не использовались при моделировании. Для расчета температуры у поверхности дна палеобассейнов использовался автоматический тренд, предусмотренный ПО Petromod 74°с. ш.

Модели рассчитывались с постоянным тепловым потоком в соответствии с построенной картой (рисунок 4).

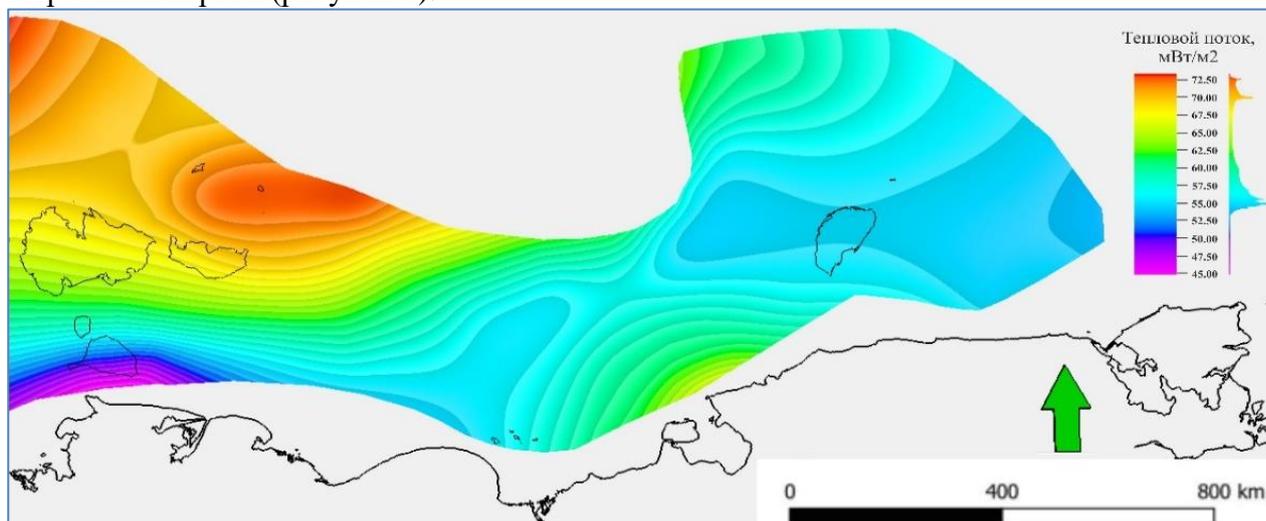


Рисунок 4. Карта теплового потока

Пунктов определения теплового потока в пределах изучаемой территории всего семь (ФГУП «ВСЕГЕИ», 2012). Все точки располагаются в Восточно-Сибирском море и на суше. В области поднятия Де-Лонга и Новосибирского бассейна значения изменяются от 60 до 71 мВт/м², что соответствует «молодому» рифту и согласуется с гипотезой рифтового происхождения бассейна. Котловина Подводников является асейсмичным регионом, без признаков новейшей тектонической активности (фоновый тепловой поток – 60–70 мВт/м²) (см. рисунок 4). Установлено, что температура в основании чехла неконсолидированных осадков уменьшается в котловине Подводников от 250 °С на юге до 150 °С на севере. Аналогичным образом происходит уменьшение температуры (от 750 до 700 °С) в основании коры, что соответствует уменьшению глубины залегания поверхности Мохо. На острове Ляховский значения теплового потока, измеренные в скважине, составляют 50 мВт/м², что является типичным для платформенных областей.

В пределах акватории Восточно-Сибирского моря в результате моделирования выделены генерационно-аккумуляционные углеводородные системы и установлены границы их распространения, элементы и процессы. Основываясь на полученных результатах моделирования и бассейнового анализа, для всех изученных осадочных комплексов были построены карты и профили ГАУС (рисунки 5-7).

В апт-верхнемеловом комплексе выделены три гипотетические углеводородные системы: «Новосибирская аптская» ГАУС, расположенная к северу от Новосибирских островов; «Восточно-Сибирская аптская» ГАУС, расположенная в центральной части Восточно-Сибирского моря; «Дремхедская аптская» ГАУС, расположенная в акватории Восточно-Сибирского моря к западу от о-ва Врангеля.

Зрелость ОБ в очагах Восточно-Сибирской и Северо-Чукотской углеводородных систем соответствует уровню «нефтяного окна» и поздней генерации нефти. На большей площади очага генерации Лаптевоморско-Новосибирской ГАУС органическое вещество существенно более зрелое – способно генерировать газообразные УВ или перегрето.

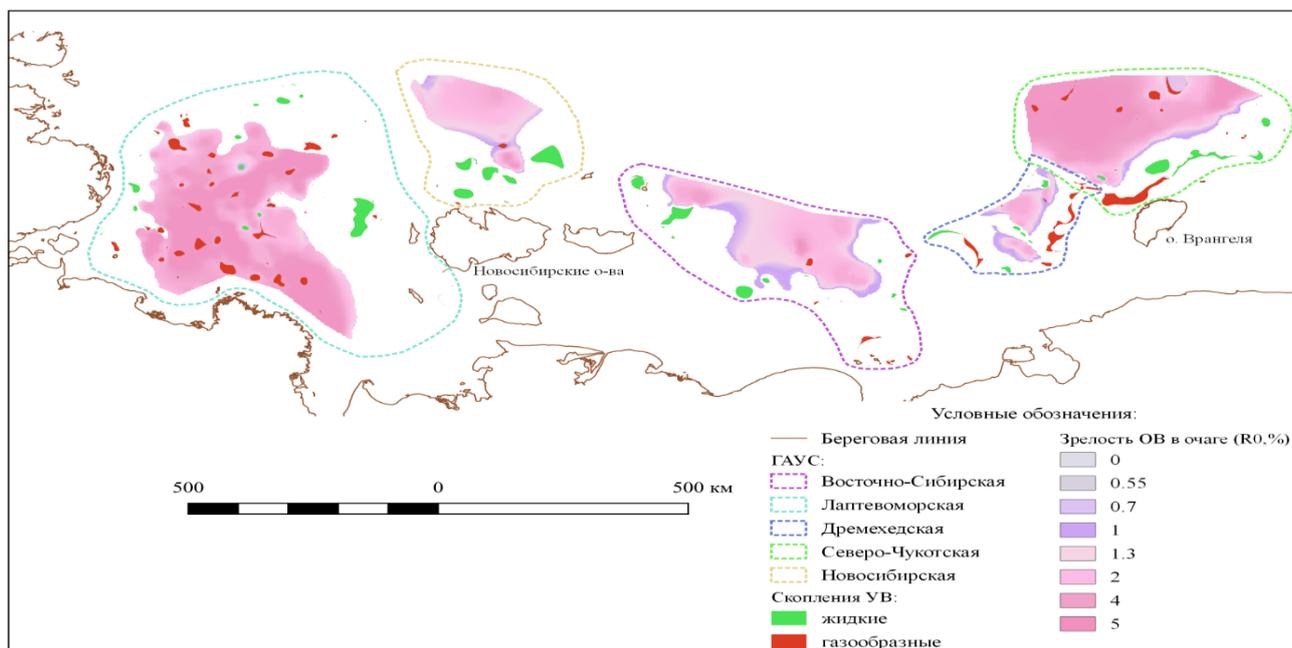


Рисунок 5. Карты ГАУС апт-верхнемелового комплекса

В палеогеновом (палеоцен-эоцен) осадочном комплексе выделены три ГАУС: «Лаптевоморско-Новосибирская палеоцен-эоценовая», это единая УВ система, расположенная в море Лаптевых и Восточно-Сибирском море, «Восточно-Сибирская палеоцен-эоценовая», расположенная в центральной части Восточно-Сибирского моря; «Северо-Чукотская палеоцен-эоценовая», расположенная к северу от о-ва Врангеля.

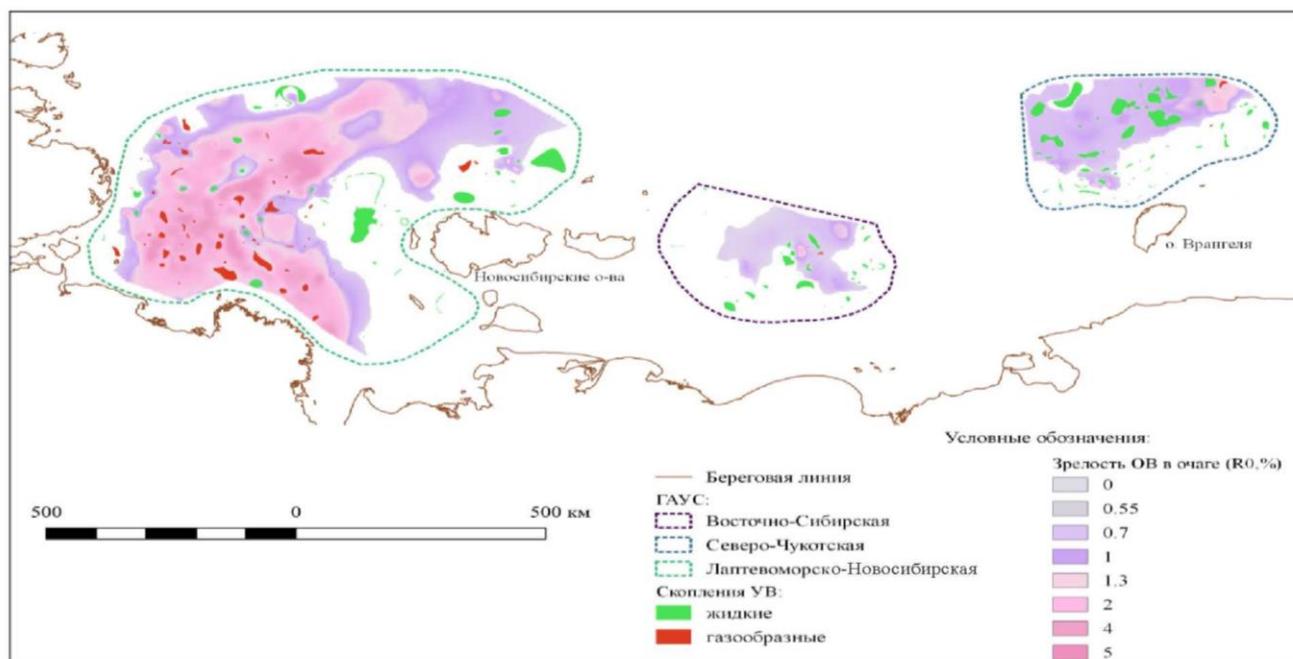


Рисунок 6. Карты ГАУС палеогенового (палеоцен-эоцен) комплекса

Профиль ГАУС Восточно-Сибирского моря (рисунок 7) отражает установленные по результатам моделирования существенные различия в строении анализируемых углеводородных систем, включая зрелость ОВ пород и степень проявления структурного фактора.

Анализ геодинамических и палеогеографических условий формирования отложений предполагает наличие необходимых элементов углеводородных систем в составе всех основных комплексов осадочного чехла.

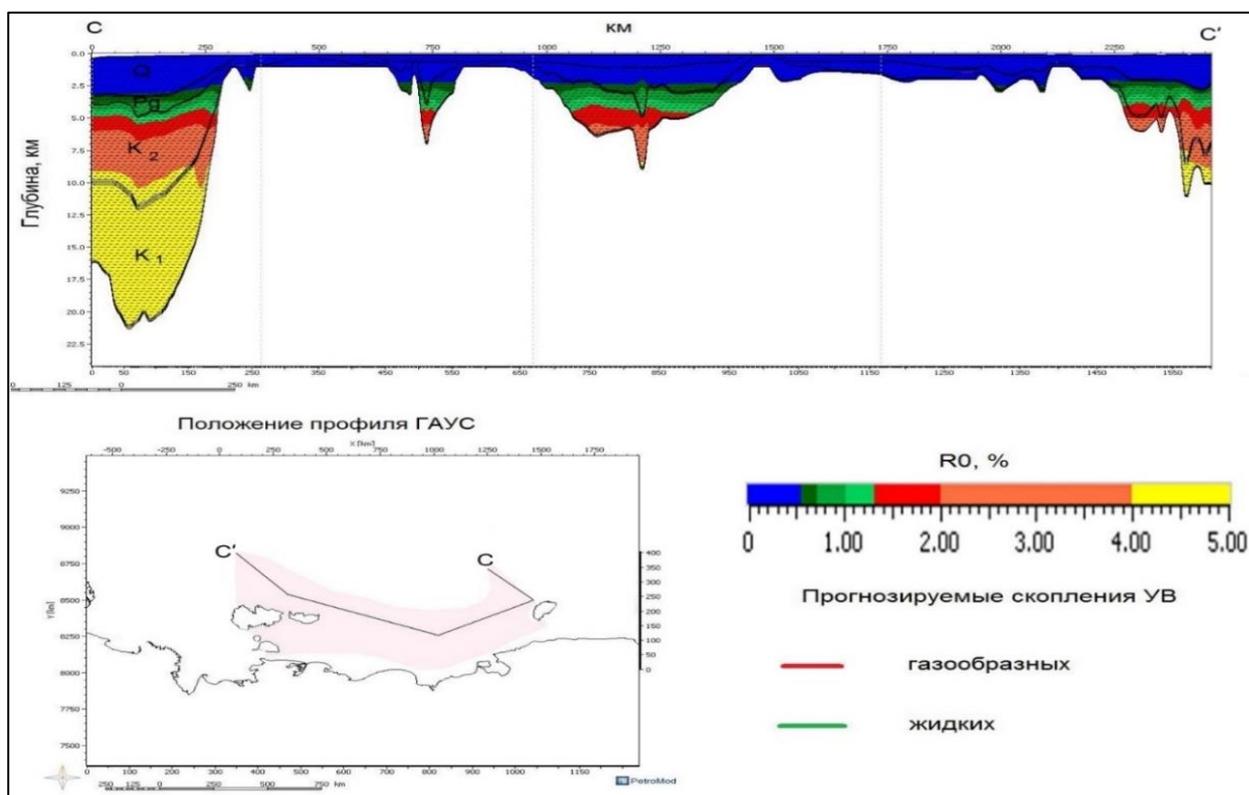


Рисунок 7. Профиль ГАУС Восточной Арктики

Для анализа моделируемых углеводородных систем и процессов генерации, миграции и аккумуляции рассчитаны трехмерные модели соответствующих оценочных параметров:

отражательной способности витринита, степени преобразованности ОВ, удельных плотностей генерации и эмиграции УВ (рисунок 8). Результаты выполненного моделирования показали, что уже к началу апта большая часть нижнемеловых отложений Северо-Чукотского прогиба находилась в температурных условиях, соответствующих главной зоне генерации газа, и к палеогену она перезрела. В настоящее время в прибортовых частях прогиба возможна генерация газа и только доаптские отложения Северо-Врангелевского прогиба находятся в главной зоне нефтегенерации. Апт-верхнемеловые отложения всех изучаемых бассейнов могли генерировать углеводороды уже к началу палеогена: газ – в нижней, нефть – в средней части разреза. На современном этапе развития бассейнов самые зрелые отложения прогнозируются в Восточно-Сибирском и в Северо-Чукотском бассейнах, где в погруженных областях отражательная способность витринита достигает 5 % и отложения перезрелые. Палеогеновые породы в настоящее время во всех бассейнах способны генерировать как жидкие, так и газообразные УВ. Зрелость ОВ палеогена Восточно-Сибирского и Новосибирского бассейнов соответствует главной зоне нефтеобразования.

Следует отметить, что степень преобразованности ОВ в пределах области моделирования существенно зависит от различий в тектонической эволюции изучаемых осадочных бассейнов и, в частности, скоростей их погружения. Так в Северо-Чукотском прогибе замедление скорости погружения в палеогене, по сравнению с рифтовым бассейном моря Лаптевых обусловило меньшие объемы накопленных осадков и, как следствие, меньшую зрелость ОВ и способность НГМТ к генерации и эмиграции углеводородов.

Кроме различий в тектоническом и тепловом режимах осадочных бассейнов, показатели степени преобразованности ОВ, удельные плотности генерации и эмиграции УВ, характеризующие гипотетические НГМТ, определяются, в том числе и типом керогена. Как уже отмечалось, в условиях существенной неопределенности в части вещественного состава осадочного чехла изучаемых бассейнов в рамках настоящего исследования применен вариативный подход и моделирование выполнялось в двух вариантах: для керогена II и III типов.

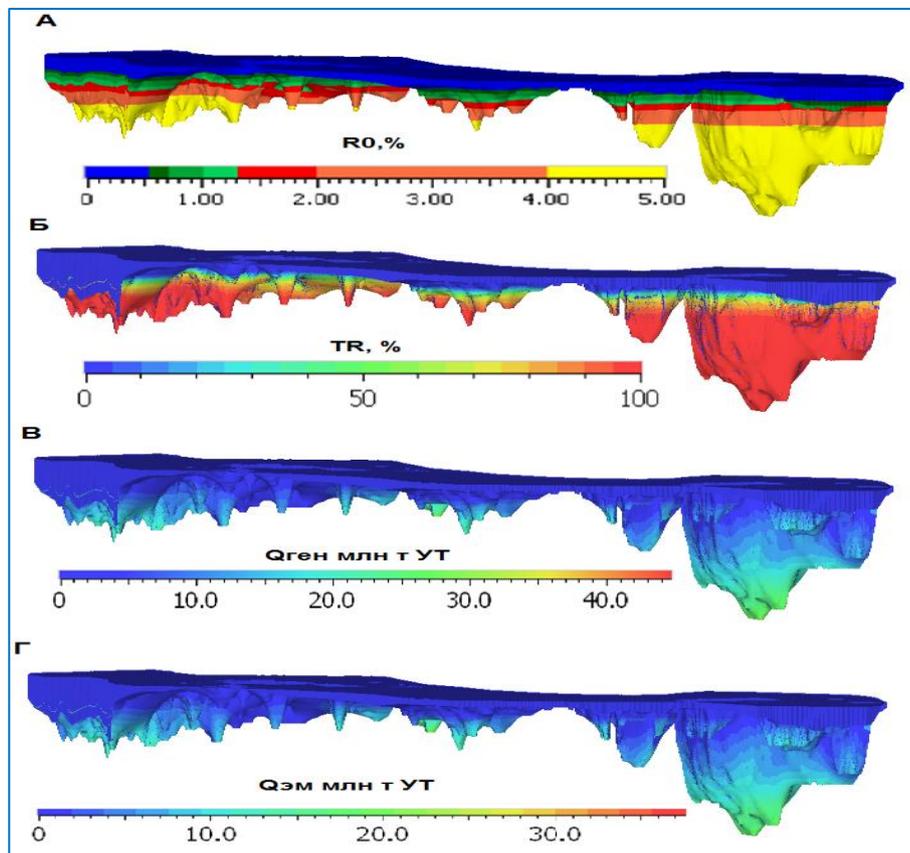


Рисунок 8. 3D-модели оценочных параметров Восточной Арктики: А – отражательная способность витринита; Б – степень преобразованности ОВ; В – удельная плотность генерации УВ; Г – удельная плотность эмиграции.

Влияние типа керогена на показатели зрелости ОВ и процессы реализации нефтегазоматеринскими толщами их генерационного потенциала тем больше, чем меньше глубина их залегания, т.е. на ранних стадиях созревания ОВ. Это особенно заметно при анализе карт зрелости ОВ и степени преобразованности НГМТ отложений палеогена (рисунки 9-11). В целом, чем меньше зрелость ОВ, тем менее реализован генерационный потенциал НГМТ, содержащей III тип керогена по сравнению со II типом. Модели апт-верхнемеловой НГМТ представлены в тексте диссертационной работы.

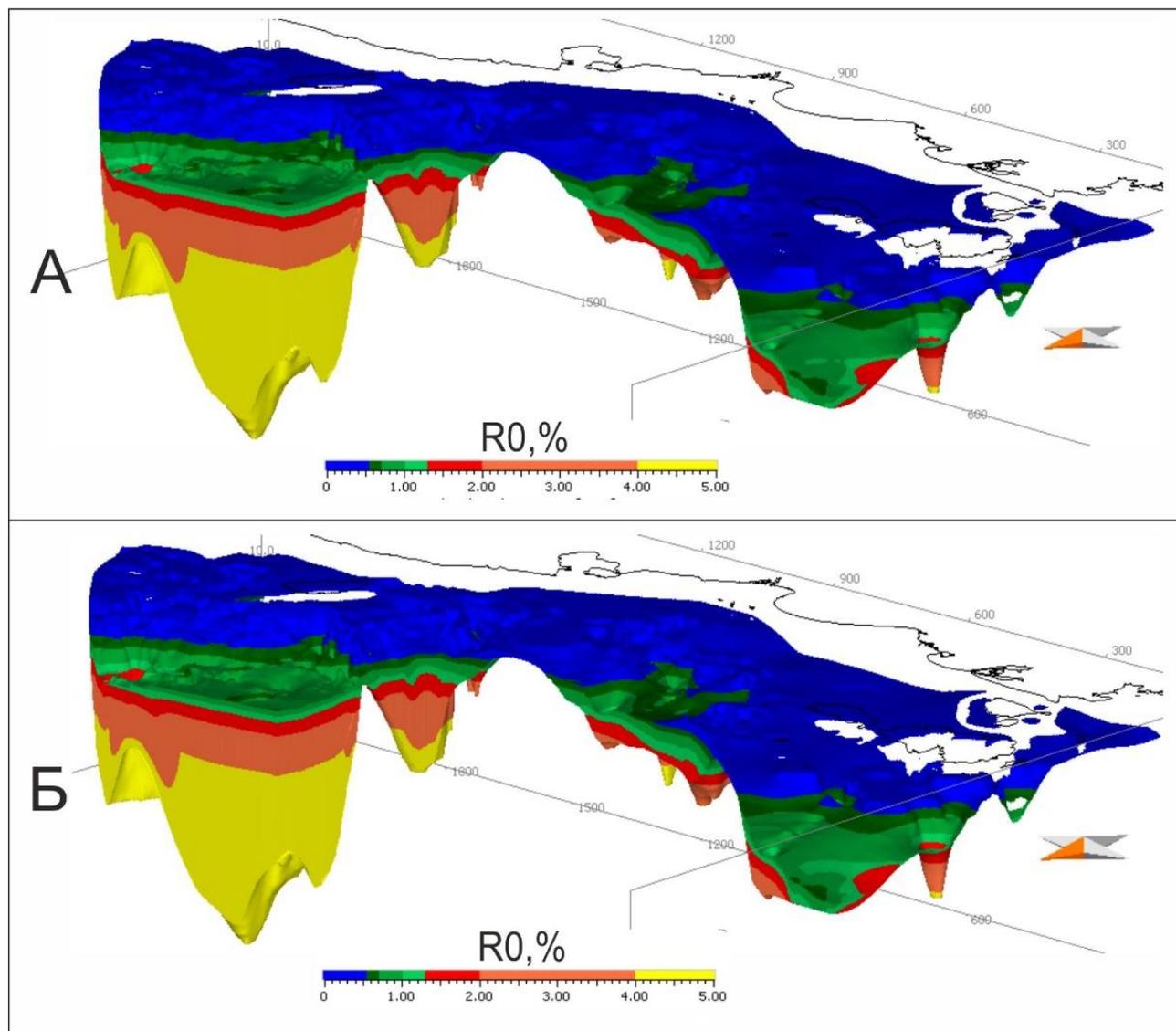


Рисунок 9. Распределение отражательной способности витринита (R_0 , %) палеогеновой (палеоцен-эоценовой) НГМТ: А – II тип керогена; Б – III тип керогена.

Динамика реализации генерационного и эмиграционного потенциала изученных НГМТ определяется тектоническим режимом и скоростями осадконакопления. Быстрое погружение и высокие скорости осадконакопления осадочных бассейнов во второй половине мела и палеогене привели к тому, что процессы генерации и эмиграции УВ начались практически сразу после формирования НГМТ. На рубеже мела и палеогена эти процессы в апт-верхнемеловой толще существенно активизируются, а к началу олигоцена замедляются. Для палеогеновой НГМТ отмечается последовательное нарастание генерационно-эмиграционного потенциала. В модели с III типом керогена наблюдается аналогичная динамика при существенно меньших объемах, сгенерированных и эмигрировавших УВ. Модели эмиграционного потенциала показаны в тексте диссертации.

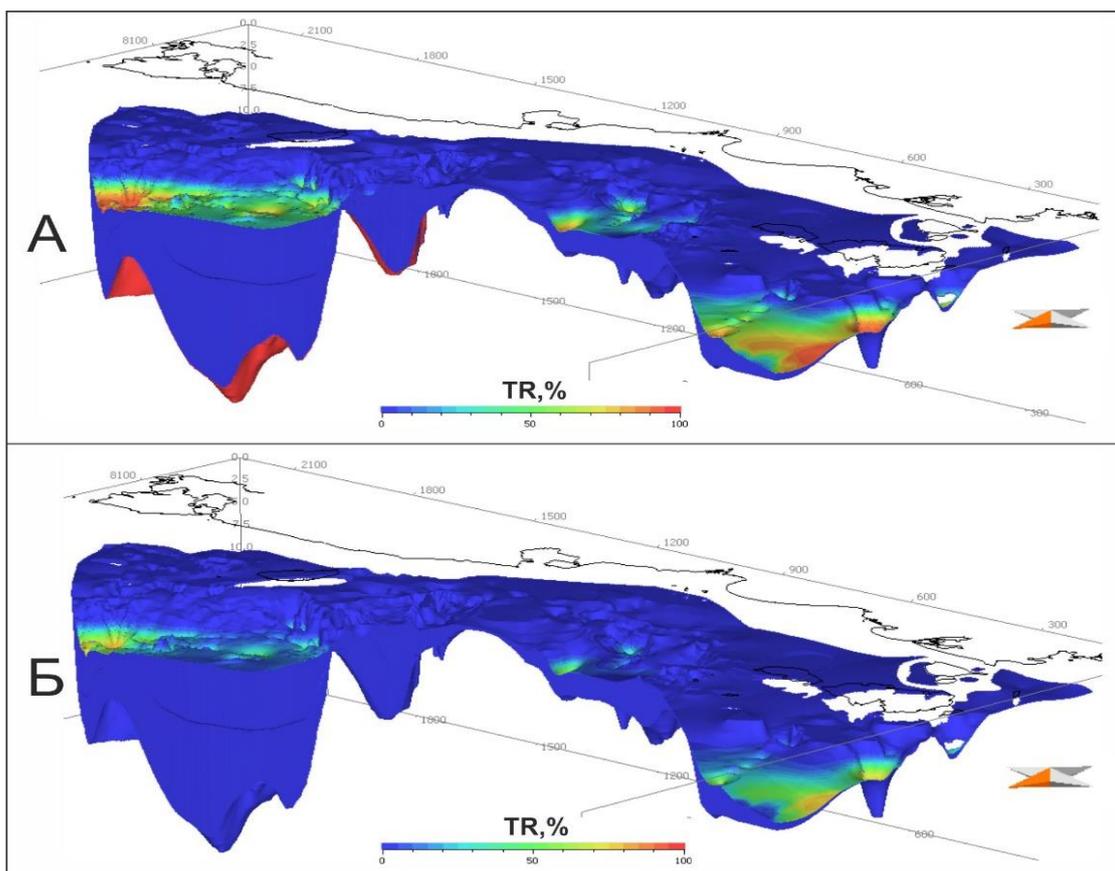


Рисунок 10. Распределение степени преобразованности OB (TR , %) палеогеновой (палеоцен-эоценовой) НГМТ: А – II тип керогена; Б – III тип керогена

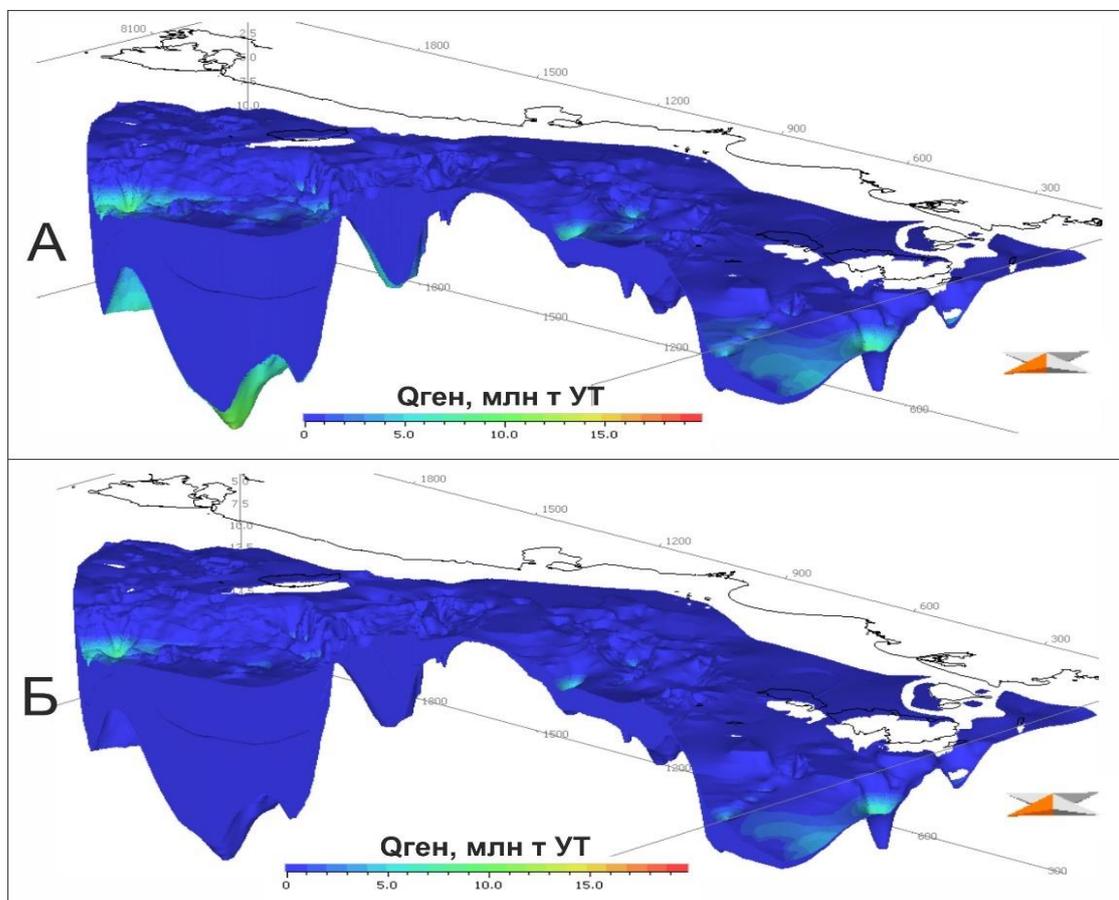


Рисунок 11. Распределение удельной плотности генерации OB ($Q_{ген}$, млн т УТ/км²) палеогеновой (палеоцен-эоценовой) НГМТ: А – II тип керогена; Б – III тип керогена.

Объемные характеристики генерационно-эмиграционного потенциала изученных НГМТ представлены в таблице 1. Учитывая, что для всех изучаемых комплексов задавались НГМТ с одинаковыми свойствами, рассчитанные генерационные и эмиграционные свойства определяются в значительной степени тепловым режимом и тектонической эволюцией бассейнов. Генерационно-эмиграционные свойства апт-верхнемеловой и палеогеновой НГМТ высокие, их значения генерационного и эмиграционного баланса находятся примерно на одном уровне. В модели с III типом керогена соотношения генерационно-эмиграционных свойств разновозрастных НГМТ соответствуют модели со II типом, однако прогнозируемые объемы генерированных и эмигрировавших УВ существенно ниже. На рисунке 12 изображены прогнозируемые по результатам моделирования скопления углеводородов в гипотетических резервуарах мелового и палеогенового возраста для двух типов керогена. Из рисунков видно, что области наиболее вероятной аккумуляции углеводородов сохраняются вне зависимости от типа органического вещества.

Таблица 1 - Генерационно-эмиграционный потенциал НГМТ в бассейнах Восточно-Сибирского моря

| ГАУС | Генерационный баланс, млн. т УТ | | Эмиграционный баланс, млн. т УТ | | Аккумулировано в резервуаре, млн. т УТ | |
|-----------------------------------|---------------------------------|---------|---------------------------------|---------|--|---------|
| | II тип | III тип | II тип | III тип | II тип | III тип |
| Апт-верхнемеловой | 266743 | 97832 | 235652 | 97527 | 9330 | 3725 |
| Палеогеновый (палеоцен-эоценовый) | 1015913 | 362451 | 866180 | 360701 | 48682 | 17796 |
| Итого | 1282656 | 460283 | 1101832 | 458228 | 58012 | 21521 |

Наиболее вероятные области аккумуляции УВ в резервуарах апт-верхнемелового комплекса Новосибирского бассейна располагаются преимущественно в их прибортовых частях на глубинах менее 5 км. Для комплекса в целом, доля газообразных УВ в резервуарах составляет около 25% при втором типе керогена и 62% - при третьем.

В палеогеновом комплексе скопления углеводородов прогнозируются преимущественно в центральных частях изученных бассейнов и в меньшей степени – в прибортовых. Глубины залегания перспективных объектов от 5-6 км в центральных частях до 2-3 – в прибортовых. Доля газовой составляющей в прогнозируемых скоплениях соответственно 17% и 64% для второго и третьего типов керогена.

В целом результаты прогноза аккумуляции в двух вариантах моделирования отличаются в части соотношения жидких и газообразных УВ в прогнозируемых залежах, - в случае III типа керогена количество газовой составляющей увеличивается. При этом, несмотря на то, что все потенциальные ловушки заполняются углеводородами в модели с III типом керогена, прогнозируемые объемы залежей и степень заполнения ловушек значительно ниже, чем в модели со II типом керогена.

В соответствии с современными представлениями о геологическом развитии региона (Никишин А.М., Старцева К.Ф., Вержбицкий В.Е. и др., 2019) здесь выделяются два основных периода складчатости: 66÷45 млн. лет и 34÷20 млн лет. С этими периодами мы связываем основные этапы формирования ловушек и переформирования ранее образованных скоплений углеводородов.

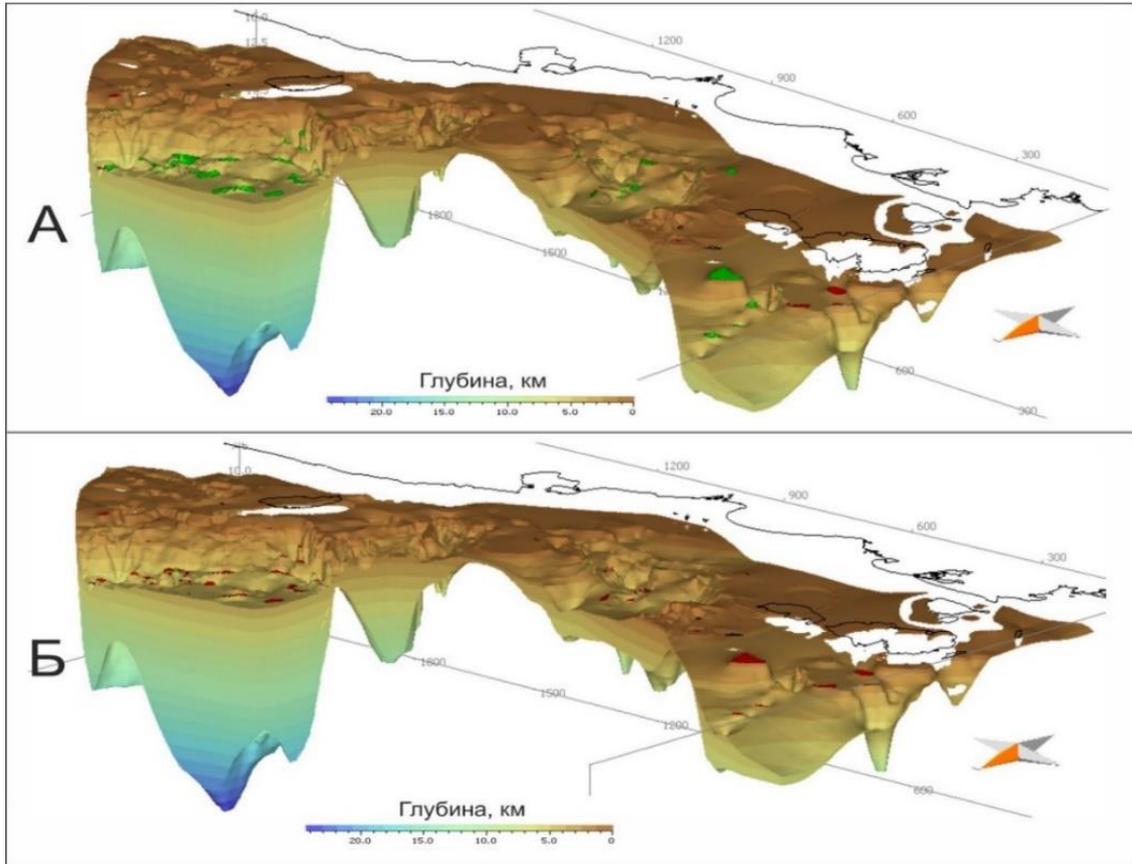


Рисунок 12. Расположение прогнозируемых скоплений UV в резервуарах палеогенового комплекса: А – II тип керогена; Б – III тип керогена.

Анализ сейсмических материалов позволяет предполагать наличие в осадочном разрезе Восточно-Сибирского моря нескольких типов ловушек: структурных, тектонически и стратиграфически экранированных, а также литологических (рисунок 13). Последние широко развиты в составе палеоген-неогеновой части осадочного чехла и могут представлять нефтегазопромысловый интерес.

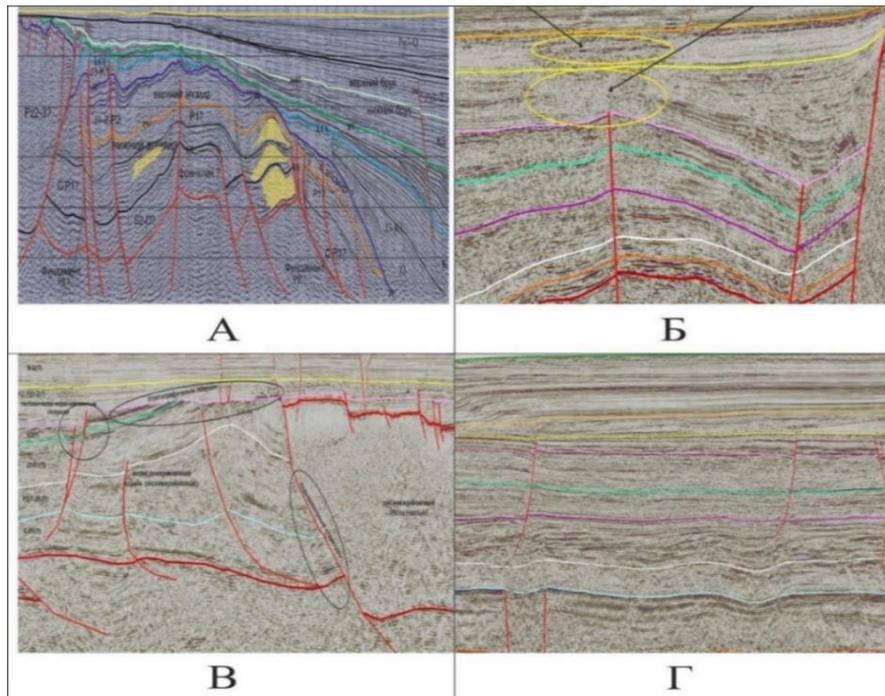


Рисунок 13. Примеры типов ловушек осадочном разрезе Восточно-Сибирского моря: А – Северо-Врангелевской ступени (структурные ловушки); Б – Северо-Врангелевской ступени,

структуры Птичьа (тектонически экранированные, литологические ловушки); В – Дремхедского прогиба, структуры Западно-Врангелевское 1 и 2 (стратиграфические ловушки); Г – Северо-Чукотского прогиба (тектонически экранированные и литологические ловушки).

Верхняя часть осадочного чехла шельфа Восточно-Сибирского моря представлена клиноформными кайнозойскими отложениями, которые накапливались в условиях пассивной континентальной окраины. Особенности формирования таких геологических объектов в целом благоприятны для развития необходимых элементов углеводородных систем (Stefano et al. 2018). В пределах восточной Арктики продуктивность клиноформных отложений установлена на северном склоне Аляски, а также в бассейне Бофорта-Маккензи.

Для оценки перспектив нефтегазоносности клиноформного комплекса методом численного моделирования углеводородных систем были выбраны три профиля, расположенные к западу от острова Врангель. Полученные результаты проиллюстрированы на примере профиля ES10Z23_m (рисунок 14).

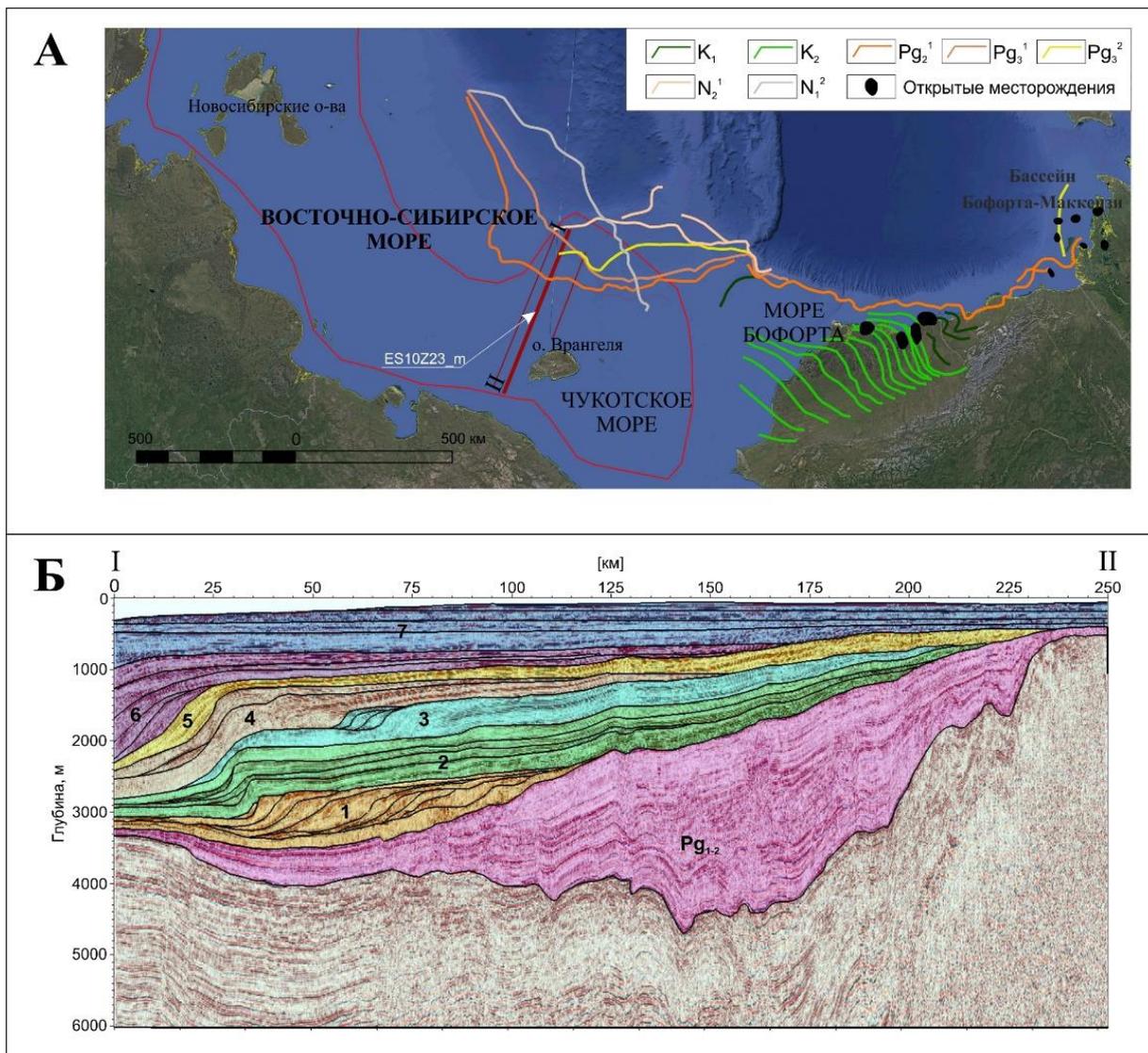


Рисунок 14. Схема распространения клиноформных комплексов с расположением линий профилей (А); Сейсмо-стратиграфический куб клиноформных комплексов по профилю ES10Z23_m (Б). по данным ПАО «Роснефть» (с использованием материалов Skaryatin M.V., et al. 2020).

Цифры на профиле: 1–эоценовая пачка, 2–нижнеолигоценовая пачка; 3–верхнеолигоцен-нижнемиоценовая пачка; 4–верхнемиоценовая пачка; 5–плиоценовая пачка; 6,7– плейстоцен-голоценовые толщи.

Для моделирования углеводородных систем нефтегазоматеринские свойства назначались осадочным телам внутри трансгрессивных пачек, опираясь на проводимую аналогию с третичным комплексом бассейна Бофорта-Маккензи, который формировался в сходных фациальных дельтовых обстановках. По данным Morrell (1995) четыре интервала в нижней части третичной клиноформы могут рассматриваться в качестве потенциальных НГМТ для одновозрастных залежей в пределах бассейна. В литологическом отношении это глины прудельты, которые содержат существенную примесь наземной органики. Однако в породах также присутствует кероген в форме резинита, который способен генерировать нефтяные УВ на ранних стадиях зрелости органического вещества. Содержание Сорг. в этих отложениях редко превышает 2%, однако способность третичных шельфовых глин генерировать значительные объемы нефтяных УВ продемонстрирована на примере месторождения Амаульгак, где генетическая связь нефтяных залежей и третичных НГМТ подтверждена биомаркерным анализом (Morrell et al. 1995). Кроме этого, недавние исследования показали, что палеогеновые НГМТ являются основным источником УВ в скважине Куйлум1 и Стинсон1 на Северном склоне Аляски. Также нефтепроявления зафиксированные на Аляске в пределах Arctic National Wildlife Refuge (ANWR) имеют генетическую связь с НГМТ третичного возраста (Palma et al. 2021).

С учетом изложенного и особенностей формирования клиноформного комплекса в пределах изучаемой территории были выделены 5 потенциальных нефтегазоматеринских толщ в эоценовых, олигоценовых и миоценовых отложениях кайнозойской клиноформы. С учетом прогнозируемых условий осадконакопления, для НГМТ олигоцена и миоцена прогнозируется смешанный тип ОВ, для ранне-эоценовой - морской тип ОВ. Начальное содержание Сорг., всех НГМТ принято равным 2%.

Резервуары выделялись в шельфовой части тел регрессивных пачек, а также в дистальных конусах выноса у подножия склона проградирующего клина осадков, при условии, что они отображаются в сейсмической записи.

На рисунке 15А представлена полученная расчетным путем отражательная способность витринита ОВ изучаемых НГМТ. Видно, что зрелость ОВ нефтегазоматеринских пород не превышает ГЗН, неравномерно распределена в пределах профиля и контролируется мощностью перекрывающих отложений.

Наиболее высокий уровень зрелости НГМТ 3-5 не превышает стадии ранней генерации нефти. При этом показатель TR (отражающий степень реализации потенциала керогена) в наиболее зрелой части этих нефтегазоматеринских толщ - крайне низкий (рисунок 15Б), что не позволяет рассматривать их в качестве серьезного источника УВ для перспективных кайнозойских объектов. Это согласуется полученными по результатам моделирования незначительными оценками генерационного и эмиграционного потенциала этих НГМТ.

Максимальной зрелостью характеризуется НГМТ 1 и 2 (в наиболее погруженной части осадочного чехла). При этом нефтегазоматеринская толща 1 по большей части реализовала свой генерационный потенциал. Индекс TR НГМТ 2 не превышает 50%. Анализ профилей удельных плотностей, а также графиков генерации и эмиграции УВ, показывает, что основным источником углеводородов кайнозойских отложений является НГМТ 1 эоценового возраста, в значительно меньшей степени – НГМТ 2, вкладом остальных можно пренебречь.

Генерация УВ нижнеэоценовой НГМТ началась около 15 млн. лет назад, эмиграция – около 12 млн. лет назад. Критический момент толща преодолела не ранее 5 млн. лет назад в наиболее погруженной ее части.

Формирование залежей в кайнозойских отложениях началось около 12 млн. лет назад. К этому времени все ловушки неантиклинального типа были уже сформированы. В настоящее время, судя по полученным результатам моделирования, все они могут содержать углеводороды (рисунок 15В). В соответствии с нашим прогнозом, ловушки содержат жидкие углеводороды с растворенным газом. Залежи в перспективных объектах, расположенных на небольших глубинах (2 км) могут содержать газовую шапку.

Перспективы кайнозойского клиноформного комплекса определяются главным образом уровнем зрелости потенциальных НГМТ. Основным источником углеводородов

кайнозойских отложений может являться потенциальная НГМТ олигоценового возраста и в значительно меньшей степени – потенциальная НГМТ дистальной части регрессивной пачки в основании миоцена. Все перспективные объекты неантиклинального типа могут содержать углеводороды, однако заполнены не полностью. Ловушки содержат жидкие углеводороды с растворенным газом. Залежи в перспективных объектах, расположенные на небольших глубинах (2 км), могут содержать газовую шапку.

Таким образом, результаты проведенного моделирования свидетельствуют в пользу наличия самостоятельной активной углеводородной системы в клиноформной части кайнозойских отложений Восточно-Сибирского моря. Однако низкая геолого-геофизическая изученность региона не позволяет пока провести количественную оценку углеводородного потенциала этого комплекса.

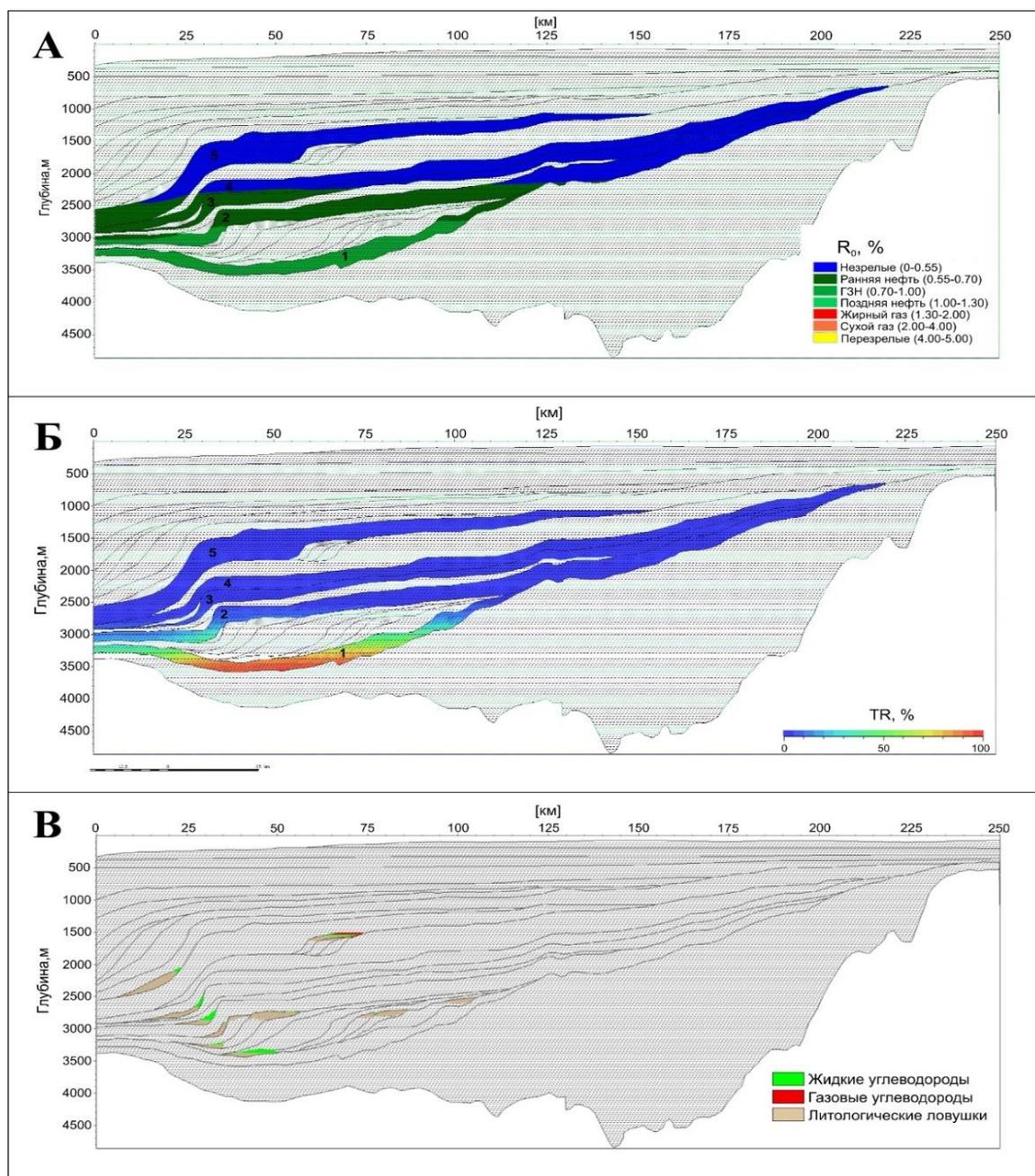


Рисунок 15. Результаты моделирования кайнозойских клиноформных НГМТ и резервуаров:

А – отражательная способность витринита; Б – степень преобразованности ОБ;
 В - прогноз заполнения углеводородами перспективных объектов неантиклинального типа по результатам численного моделирования.

Цифры на профилях: 1–нижне-эоценовая НГМТ; 2–нижне-олигоценовая НГМТ; 3–верхне-олигоценовая НГМТ; 4–нижне-миоценовая НГМТ; 5– верхне-миоценовая НГМТ.

Оценка геологических рисков и вероятности открытия месторождения выполнена с использованием методики, широко применяемой нефтяными компаниями (Otis, et al., 1997).

Как отмечалось ранее, в отсутствие прямых признаков нефтегазоносности осадочного чехла в пределах акватории Восточно-Сибирского моря, все рассматриваемые углеводородные системы относятся к разряду гипотетических. Существенные неопределенности в части вещественного состава отложений, обусловленные отсутствием скважин в пределах изучаемой территории, не позволяют закартировать и надежно охарактеризовать необходимые элементы углеводородных систем. Вместе с тем анализ палеогеографических условий формирования отложений позволяет предполагать их присутствие в составе всех основных комплексов осадочного чехла.

Активный геодинамический режим, проявление нескольких фаз складчатости в пределах изучаемой территории обеспечили благоприятные условия для формирования ловушек антиклинального типа в осадочных бассейнах, которые хорошо фиксируются даже на структурных картах в региональном масштабе.

Анализ графиков основных геологических событий ГАУС апт-верхнемелового комплекса показывает, что все они характеризуются неблагоприятным соотношением времени формирования ловушек и критического момента ГАУС. Системы преодолели критический момент задолго до завершения тектонической активности в регионе. Это могло привести, с одной стороны, к рискам заполнения ловушек, образованных на более поздних стадиях тектонической активизации, с другой – к разрушению ранее сформированных скоплений УВ. Поскольку интенсивность проявления складчатости и ее латеральный и временной экстенд варьировали в пределах изучаемой площади, указанные риски также распределены неравномерно и должны уточняться в рамках детализированных работ.

Соотношение времени формирования ловушек и критического момента крайне благоприятно для палеогеновой Восточно-Сибирской ГАУС, т.к. тектоническая активность завершилась до достижения этими системами критического момента. Соответственно сформированные ловушки могут быть полностью заполненными и риск переформирования и разрушения залежей отсутствует.

Таким образом, вероятность открытия месторождений в кайнозойской части разреза соответствует умеренному риску, что же касается вероятности геологического успеха для меловых отложений, она сопряжена с высокими рисками и требует дальнейшего углубленного исследования критерий оценки геологических рисков.

На основании проведенного нефтегазогеологического исследования в пределах акватории Восточно-Сибирского моря выделены три наиболее перспективных участка: Беннетско/Фаддеевско-Новосибирский (А1), Жоховско-Новосибирский (С1) и Дремхедский (С4) (рисунок 16). Участки располагаются в пределах, изученных ГАУС в палеогеновом и меловом осадочных комплексах. Соответственно, залежи углеводородов в перспективных объектах антиклинального типа, выделенных по данным геофизических исследований, прогнозируются на двух стратиграфических уровнях. Клиноформная часть разреза может обеспечить дополнительный углеводородный потенциал за счет ловушек неантиклинального типа на небольших глубинах.

По совокупности показателей наиболее перспективным является Жоховско-Новосибирский участок, все перспективные объекты антиклинального типа которого располагаются внутри границ углеводородных систем и, следовательно, с высокой долей вероятности могут быть заполнены углеводородами. Антиклинальные объекты южной части Беннетско/Фаддеевско-Новосибирского участка располагаются за границами изученных ГАУС. Для них прогнозируются высокие риски заполнения ловушек углеводородами, что снижает перспективы этого участка. Дремхедский участок полностью расположен в пределах меловой ГАУС и только частично – в пределах палеогеновой. Т.к. в целом с меловым комплексом связываются высокие риски переформирования и разрушения залежей, то положительный прогноз открытия промышленных скоплений УВ связывается только западной частью этого участка, где залежи можно ожидать в палеогеновых резервуарах.

Выделенные перспективные участки в настоящее время залицензированы. Беннетско/Фаддеевско-Новосибирский и Жоховско-Новосибирский принадлежат Роснефти, Дремхедский – Газпромнефти.

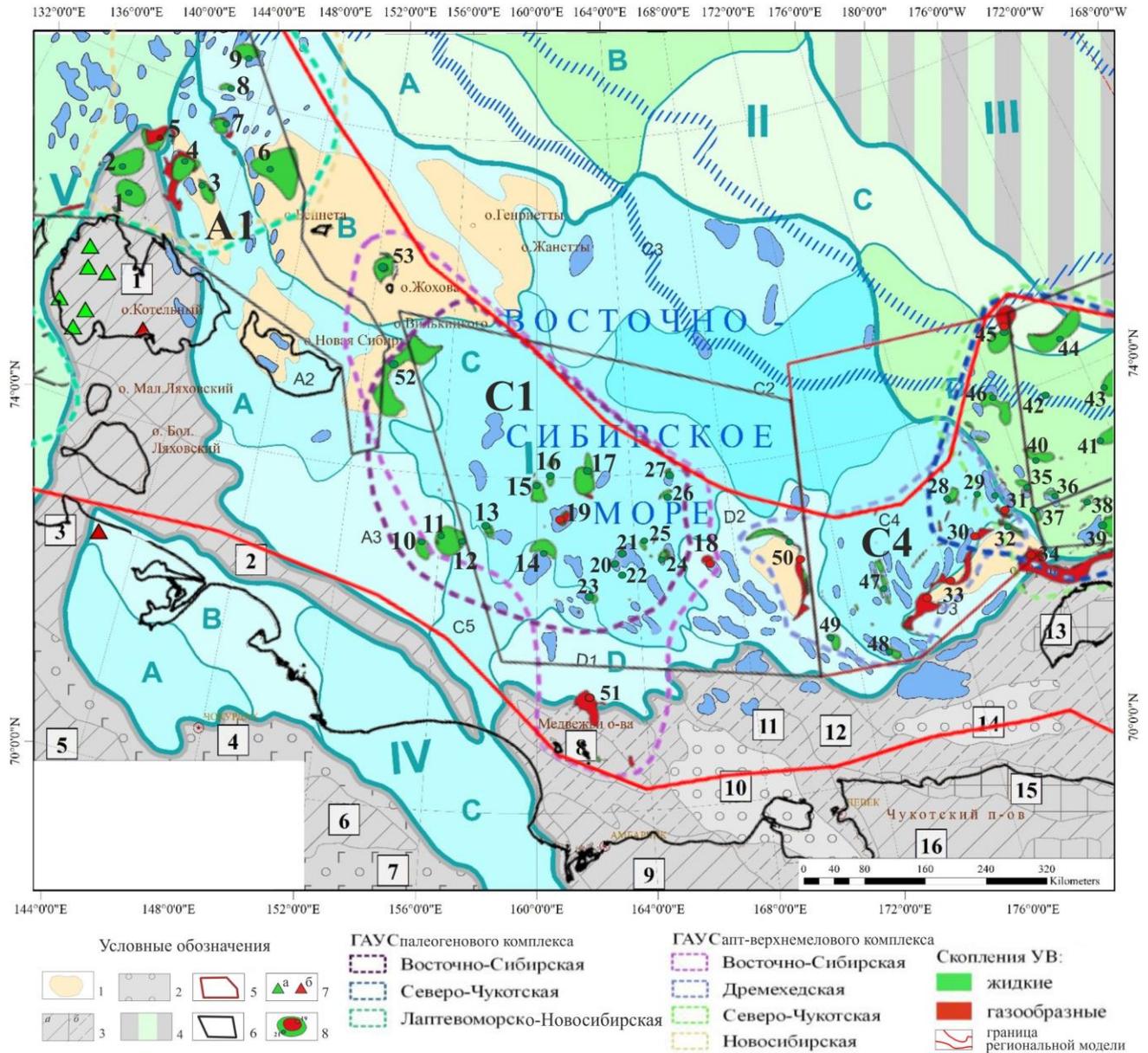


Рисунок 16. Карта прогноза и перспектив поисков месторождений УВ по данным моделирования (в качестве основы использована схема нефтегазогеологического районирования по Б.В. Сенину, В.Ю. Керимову, В.И. Богоявленскому и др., 2022).

Условные обозначения: 1 – области выходов на поверхность или неглубокого залегания разновозрастного фундамента в складчато-орогенном обрамлении провинций и областей; 2 – межгорные прогибы складчато-орогенной области; 3 – области неглубокого (менее 1,0–1,5 км) залегания разновозрастного фундамента в пределах потенциально нефтегазоносных областей: а- горст-антиклинорий, б-ступень; 4 – Центрально-Арктическая область реликтовых поднятий с неясными перспективами нефтегазоносности; 5-ЛУ АО «Газпром»; 6-ЛУ АО «Роснефть»; 7 – картировочные скважины, в которых был получен приток: а – жидких углеводородов, б – газа; 8- прогнозные места скопления УВ по результатам моделирования: 1-Фаддеев-Север; 2,3,4-Анжу; 5,6,7-Де-Лонга запад; 8-Ломоносов1; 9-Ломоносов2; 10,11-Благовещенск; 12,13-Куропаточий; 14-Пушкаревский; 15,16-Западно-Денбарский; 17,18,19,20,21,22-Мелвил; 23-Крестовский; 24,25,26,27-Барановский; 28,29,30-Дремхед; 31,32,33,34-Мамонтовский; 35,36,37,38,39-Северо-Врангелевский; 40,41,42,43,44-Северо-Чукотский; 45,46-Вилькитская;

47-Западно-Дремхедский; 48- Южно-Дремхедский; 49,50-Шелагский; 51- Медвежинский; 52- Новосибирский; 53-Жоховский.

Провинции, потенциально нефтегазоносные области и районы: I – Восточно-Арктическая ПНГП, области: А – Новосибирско-Благовещенская (районы: А1 – **Беннетско/Фаддеевско-Новосибирский**, А2 – Новосибирский, А3 – Благовещенский); В – Де-Лонга (Жоховская); С – Восточно-Сибирская/Новосибирская (районы: С1 – **Жоховско-Новосибирский**, С2 – Роутанский, С3 – Северной террасы, С4 – **Дремхедский**, С5 – Куропаточий); D – Медвежинско-Шелагская (районы: D1 – Северо-Медвежинский, D2 – Шелагский, D3 – Мамонтовый); II – Восточно-Сибирско-Северо-Чукотская/Гиперборейская ПНГП, области: А – Южно-Ломоносовская (Северо-Беннетская); В – Подводников; С – Вилькицкого; D – Северо-Чукотская; III – Центрально-Арктическая/ЦАП неясного нефтегазогеологического статуса; IV – Усть-Индигорская/Тастахская самостоятельная область (районы: А – Тастахский В – Хромский, С – Приморский; V – Лаптевская/Лаптевоморская).

Структурные элементы обрамления провинций и областей (цифры в квадратах): 1 – Котельническо-Фаддеевская область поднятий; 2 – Ляховско-Гусинская гряда (зона поднятий); 3 – Кигиляхско-Святоноская зона поднятий (вал); 4 – Кондаковское/Чокурдахское поднятие (в глубинной структуре соответствует Ольджойскому синклинию); 5 – Уядинский горст-антиклинорий; 6 – Улахан-Тасский горст-антиклинорий; 7 – Колымская депрессия (в глубинной структуре – массив); 8 – Медвежинское поднятие; 9 – Анюйский антиклинорий; 10 – Раучуанский прогиб; 11 – Певекская ступень; 12 – Шмидтовская ступень; 13 – Врангелевское поднятие; 14 – Впадина Лонга; 15 – Северо-Чукотский/Эквиватапский/Куульский массив; 16 – Паляваамская складчато-орогенная зона.

Проведенная оценка геологических рисков позволяет оптимизировать дальнейшие ГРП, которые должны быть направлены на снижение рисков таким образом, чтобы обеспечить максимальный экономический эффект. Дальнейшее сгущение сети сейсмических профилей (дополнительные сейсмические исследования 2D) не позволит снизить основные риски, связанные и неопределенностями вещественного состава отложений, а также их геологического возраста и, следовательно, не улучшит качество нефтегеологического прогноза.

В качестве первоочередного направления рекомендуется бурение параметрической скважины, которое должно решить следующие ключевые геологические задачи: установление возрастного диапазона осадочного чехла и фундамента, стратиграфическая привязка опорных сейсмических горизонтов, уточнение глубинно-скоростной модели, установление наличия в разрезе резервуарных, а также нефтегазоматеринских толщ и их характеристик. С учетом проведенных исследований скважину следует расположить в пределах наиболее перспективного Жоховско-Новосибирского участка.

Вторым по значимости и ожидаемому экономическому эффекту направлением является дальнейшее изучение перспектив клиноформного комплекса с целью построения его объемной модели по имеющимся геофизическим материалам, и выделения наиболее перспективных областей. В пределах этих областей необходимо проведение трехмерной сейсморазведки для картирования ловушек неантиклинального типа, а также оценки вероятности их заполнения углеводородами с применением современных технологий полнообъемной сейсмической интерпретации и масштабируемого моделирования углеводородных систем.

Наконец, для уточнения рисков переформирования залежей (их латеральных вариаций) в апт-меловом комплексе, прежде всего, необходимы детальные структурные построения и палеотектонические реконструкции, с выходом на численное моделирование с использованием специального ПО, опирающиеся на более плотную, чем региональная, сеть сейсмических профилей. Необходимый сейсмический материал для такой работы уже собран нефтяными компаниями в рамках исполнения ими своих лицензионных обязательств, но пока имеет гриф «Коммерческая тайна» и не доступен для научных исследований.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные выводы по результатам выполненной диссертационной работы сводятся к следующему:

- Созданы геологические модели осадочно-породных бассейнов акватории Восточно-Сибирского моря, характеризующие условия седиментации, геологическое строение и развитие осадочных бассейнов, включая прогнозируемый углеводородный потенциал. Геодинамический анализ эволюции осадочных бассейнов, быстрое погружение и высокие скорости осадконакопления осадочных бассейнов во второй половине мела и палеогене способствовали быстрой реализации (сразу после формирования) НГМТ их потенциала. На рубеже мела и палеогена эти процессы в апт-верхнемеловой толще существенно активизируются, а к началу олигоцена замедляются.

- Выполнено численное бассейновое моделирование для оценки углеводородного потенциала в акватории Восточно-Сибирского моря с учетом существенных неопределенностей в части вещественного состава пород, в двух вариантах с разными типами керогена НГМТ, соответствующими гумусовому и сапропелевому ОВ.

- В пределах акватории Восточно-Сибирского моря в результате моделирования выделены генерационно-аккумуляционные углеводородные системы: в апт-верхнемеловом комплексе три гипотетических углеводородные системы («Новосибирская аптская», «Восточно-Сибирская аптская» и «Дремхедская аптская» ГАУС), а в палеогеновом (палеоцен-эоцен) осадочном комплексе («Лаптевоморско-Новосибирская палеоцен-эоценовая», «Восточно-Сибирская палеоцен-эоценовая» и «Северо-Чукотская палеоцен-эоценовая» ГАУС), установлены границы их распространения, элементы и процессы. Кроме того, выделены области наиболее вероятной аккумуляции углеводородов и, таким образом, выполнен пространственный прогноз зон наиболее вероятного углеводородонакопления в пределах акватории Восточно-Сибирского моря.

- Определены региональные тренды нефтегазоносности, особенности формирования осадочного чехла и развития углеводородных систем изучаемых акваторий, ресурсной оценки акватории Восточно-Сибирского моря. Построены актуализированные базовые геолого-геофизические модели, являющиеся основой для дальнейшего построения пространственно-временных цифровых моделей осадочных бассейнов и оценки потенциала наиболее перспективных зон нефтегазонакопления на акватории Восточно-Сибирского моря. Наиболее вероятные области аккумуляции УВ в резервуарах апт-верхнемелового комплекса Новосибирского и Северо-Чукотского бассейнов располагаются преимущественно в их прибортовых частях на глубинах около 5 км, а в палеогеновом комплексе – в центральных частях изученных бассейнов и в меньшей степени – в прибортовых. Глубины залегания объектов аккумуляции УВ варьируются от 5–6 км в центральных частях до 2–3 км – в прибортовых.

Выполненные моделирование углеводородных систем и комплексный бассейновый анализ на Восточно-Сибирском море позволили рекомендовать основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в мезозой-кайнозойских отложениях. На основании рассчитанных моделей аккумуляций и вариативного прогноза скоплений УВ предлагается постановка поисково-разведочных работ на нефть и газ. Клиноформные отложения Восточно-Сибирского моря, представленные палеогеновым комплексом, благодаря своему строению и особенностям формирования, способствуют развитию основных элементов углеводородных систем и представляют большой интерес для аккумуляции углеводородов в неантиклинальных ловушках, связанных с выклинивающими горизонтами клиноформных комплексов.

СПИСОК РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, рецензируемых ВАК

1. **Мамедов Р.А.** Моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем континентального шельфа Восточно-Сибирского моря/ Экспозиция Нефть Газ, 2020, № 5 (78), С. 22-25.
2. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Щербина Ю.В., **Мамедов Р.А.** Структурно-тектоническая модель фундамента и осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий/ Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020, № 1, С. 19-29.
3. Лавренова Е.А., Щербина Ю.В., **Мамедов Р.А.** Моделирование углеводородных систем и количественная оценка углеводородного потенциала Восточно-Арктических морей/ Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020, № 4. С. 23-38.
4. **Мамедов Р.А.** Потенциально нефтегазоносные комплексы в акватории Восточно-Сибирского моря // Экспозиция Нефть Газ, 2022, №4. С.10-14.

Публикации в изданиях, индексируемых в Scopus и РИНЦ

5. **Мамедов Р.А.** Геологическое строение и углеводородный потенциал осадочного бассейна шельфа Восточно-Сибирского моря/ В книге: Геомодель 2020. 22-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, 2020, С. 52.
6. **Мамедов Р.А.** Структурно-тектоническое обоснование перспективных зон шельфа Восточно-Сибирского моря/ Geonature 2021. 7-я научная конференция по разведке недр, 22-26 марта, Тюмень 2021 (EAGE).
7. Lavrenova E.A., Mustaev R.N., Kerimov V.Y., **Mamedov R.A.** Peculiarities of tertiary petroleum systems evolution under prograding shelf environment on the continental margin of the East Siberian sea/ Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2021, v.11, № 10, p. 3617-3626.
8. Kerimov V.Y., Shcherbina Y.V., **Mamedov R.A.** Generation and accumulation hydrocarbon systems in the Eastern Arctic waters/ IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Сер. "International Science and Technology Conference "Earth Science"-Chapter 4" 2021, p.1-7.
9. Lavrenova E.A., Kerimov V.Yu., **Mamedov R.A.**, Shcherbina Yu.V. East Arctic offshore petroleum systems analysis/ Conference Proceedings, Geomodel 2021, p.1 – 5.
10. Kerimov V. Yu, Lavrenova E.A., Shcherbina Yu.V., **Mamedov R.A.** Cretaceous-Cenozoic hydrocarbon systems of the Eastern Arctic seas/ IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Сер. "International Science and Technology Conference "Earth Science", ISTC EarthScience 2022, - Chapter 2, p. 1-6.

Иные публикации

11. **Мамедов Р.А.** Условия формирования нефтегазоматеринских толщ на шельфе Восточно-Сибирского моря/ X Международная научная конференция молодых ученых "Молодые - Научкам о Земле", 01-02 апреля 2021, С. 54-57.
12. **Мамедов Р.А.** Моделирование углеводородных систем и оценка перспектив нефтегазоносности осадочного бассейна континентальной окраины Восточно-Сибирского моря/ О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: Международная научно-практическая конференция – Казань: Изд-во «Ихлас», 2020, С. 419.
13. **Мамедов Р.А.**, Гурянов С.А., Мамедова С.А. Перспективы нефтегазоносности осадочного бассейна шельфа Восточно - Сибирского моря/ IX Международная научная конференция молодых ученых "Молодые - Научкам о Земле" Россия, г.Москва, ул. Миклухо-Маклая д.23 23 октября 2020, Том.5, С. 33.
14. **Мамедов Р.А.** Прогнозные области аккумуляции углеводородов в акватории Восточно-Сибирского моря/ XIX Всероссийская конференция-конкурс студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользователя» Том №4, 14-16 апреля 2021, С. 147-148.