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

На правах рукописи

(mileal

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

Диссертация на соискание ученной степени кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук, профессор,

Керимов Вагиф Юнус оглы

Москва – 2022г.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ, БАЗА ГЕОЛОГО- ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИНФОРМАЦИЙ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ	8
1.1. Анализ геолого-геофизической изученности	8
1.1.1. Сейсмические исследования	8
1.1.2. Гравиметрические и магнитометрические исследования	12
1.1.3. Геологические съемки и бурение	14
1.1.4. Геохимическая изученность	16
1.2. Методы исследования и фактический материал	
ГЛАВА 2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВОСТОЧНОСИБИРСКОГО М	ЮРЯ 19
2.1. Структурно-тектонические особенности	19
2.1.1. Строение фундамента и морфология её поверхности	19
2.1.2. Главные структурные элементы	25
2.1.3. Строение осадочного чехла	32
ГЛАВА 3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АКВАТОРИИ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ	50
3.1. Нефтегазогеологическое районирование	50
3.2. Нефтегазопроявления	59
4. ГЕОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ И ЭВОЛЮЦИИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ	62
4.1. Основные черты геодинамического и палеотектонического развития бассейнов по рез бассейнов по рез	ультатам 69
ГЛАВА 5. УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ	
И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА	74
5.1. Палеогеографические основы бассейнового анализа осадочных бассейнов	74
5.2. Граничные условия	79
5.3. Процессы и элементы углеводородных систем	
5.4. Геологические события ГАУС	97
5.5. Оценка ресурсов УВ	
ГЛАВА 6. ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ	
ГЛАВА 7. ПРОГНОЗ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОДЕЛИРОВ. ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА	АНИЯ И 111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	

введение

Актуальность исследований. Восточно-Сибирское море темы относится к числу наименее изученных акваторий России. После застоя, характерного для первой половины 90-х гг. ХХ в., произошли заметные положительные сдвиги в изучении нефтегазоносности российских акваторий. Большой объем новых геолого-геофизических данных в период с конца 1990х до 2017 гг. был получен по южной – Новосибирской впадине Восточно-Сибирского моря, представления о строении которой ранее базировались почти исключительно результатах интерпретации гравина И незначительном объеме магнитометрических данных И 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 геологогеофизические модели. В связи с этим, в целях оптимизации и повышения эффективности дальнейших нефтегазопоисковых исследований, определения перспективных направлений, методов И объемов морских нефтегазопоисковых работ в акватории Восточно-Сибирского моря в рамках работы диссертационной выполнена ревизия геолого-структурной, геоисторической и седиментационной моделей бассейна, их обоснованности геолого-геофизическими данными; изучены вероятные ГАУС осадочного чехла, включая вероятность их наличия, структуры и функций, в том числе принципиальной способности генерировать и аккумулировать значимые объемы углеводородов; выполнено ранжирование, на этой основе, районов перспективности, определяет актуальность настоящей по что 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 аптверхнемелового 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 Восточно-Сибирского верхнепалеоген-неогенового комплекса моря. существования указывают на высокую вероятность самостоятельной гипотетической углеводородной системы с НГМТ в его основании и проксимальных несколькими резервуарами В И дистальных частях клиноциклитов, которые представляют значительный интерес для поисков углеводородов.

Научная новизна работы:

1. Разработаны геологические осадочных бассейнов модели акватории Восточно-Сибирского моря, учитывающие новейшие результаты условия геолого-геофизических исследований характеризующие 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.

5

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 вероятности открытия И дана оценка промышленных скоплений УВ, учитывающая текущие неопределенности геолого-геофизической информации

5. Даны рекомендации по оптимизации дальнейших ГРР в направлении снижения геологических рисков.

Практическая значимость работы

Выполненные 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 нефтегазопоисковых исследований.

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

Личный вклад автора. Автором лично было выполнено моделирование гипотетических генерационно-аккумуляционных проведен бассейновый анализ, углеводородных систем И построен структурно-тектонический каркас и пространственно-временная модель, рассчитана зрелость органического вещества западной и восточной окраины BCM, построены карты ГАУС апт-верхнемелового и палеогенового комплекса, созданы графики геологических событий, оценены геологические

6

риски аптской и палеоцен-эоценовой ГАУС, определены перспективы поисков нефти и газа.

Публикации апробация работы. Основные И положения диссертационной были 10 работы доложены на 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 - Наукам о Земле", МГРИ 2020; «Geonature 2021», 7-я научная конференция по разведке недр, 2021; X Международная научная конференция молодых ученых "Молодые - Наукам 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. Cep. "International Science and Technology Conference "Earth Science" - Chapter 4", 2021; «Geomodel 2021» Conference Proceedings, 2021, FarEastCon2021 (Владивосток), а также опубликованы 4 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.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ, БАЗА ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИНФОРМАЦИЙ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1. Анализ геолого-геофизической изученности

1.1.1. Сейсмические исследования

Сейсмическое исследование акватории Восточно-Сибирского моря началось в 1948 году Высокоширотной Воздушной Экспедицией (ВВЭ) «Север-1». Начиная с 60-х годов, прошлого столетия к исследованиям подключилась дрейфующая станция «СП–13». По линии дрейфа баз воздушных высокоширотных экспедиций (ВВЭ) «Север» проводились площадные гидрографические промеры, попутно специалистами ВНИИОкеангеология и ПМГРЭ выполнялись исследования МОВ, ГСЗ-МПВ (Ю.Г. Киселев, НИИГА).

Изучение шельфа Восточно-Сибирского моря сейсмическими методами началось в 70-е годы с точечных зондирований и выполнения исследований по линиям единичных профилей. К 2010 г. здесь было отработано около 9 тыс. рекогносцировочной КМ сейсморазведки. Существенный прирост изученности акватории произошёл в 2010-12 гг., когда в южной части моря была отработана регулярная сеть профилей (шаг 50 х 50 и 100 х 50) общим объёмом более 8,5 тыс. км; к 2015 г. объём сейсморазведки достиг 31,4 тыс. км, а средний показатель сейсмической изученности составил 0,03 км/км2.

В результате последующих работ, которые выполнялись как за счёт средств федерального бюджета, так и недропользователем, на их лицензионных участках, суммарный объём сейсмики 2 D к концу 2018 г. превысил 50 тыс. км, а средняя плотность изученности достигла 0,06 км/км2 (рисунок 1).

Однако, несмотря на существенный прогресс в изучении геологического строения, этот показатель оставляет за акваторией статус,

наименее изученной среди прочих морей России. При этом её изученность характеризуется крайней неравномерностью: районы лицензионного недропользования в целом отличаются удовлетворительной для регионального этапа плотностью наблюдений (15÷20 х 40÷50 км), однако они соседствуют с крупными районами, которые закрыты более редкой сетью профилей, единичными профилями или вовсе не изучены.

В дополнение к этому следует отметить весьма ограниченный или нередко отсутствующий в течение длительных периодов фактический доступ к информации о результатах работ на морских лицензионных участках для её научного анализа, если не считать тех дозированных по объёму и содержанию материалов, которые представляются владельцем информации, исходя из собственной интерпретации данных, в научных публикациях и Эта пресс-релизах. ситуация затрудняет возможность построения обобщённой, характеризующей весь регион в целом, независимой базовой геологической соответственно, нефтегазогеологической структурно-И, модели, вносит в неё элементы неопределённости и неоднозначности.



Рисунок 1- Карта сейсмической и буровой изученности Восточно-Сибирского моря [50].

9

Условные обозначения: 1 – линии профилей: а – региональной, поисковой и детальной сейсмики, б – комплексные профили серии AP, в – линии проектов ВГКШ; 2 – скважины глубоководного бурения; 3 – зона современной бровки шельфа; 4 – государственные границы и границы морских владений и зон природопользования РФ.

Практически все сейсмические исследования в рамках Федеральных заказов выполнены в южной части моря, в районах наиболее благоприятных для проведения морских работ по климатическим и ледовым условиям. Геологическую информацию по строению наиболее северной части района исследований можно почерпнуть из результатов коммерческих сейсмических съемок ERAS 1, 2 и 3, проведенных в 2011-2013 годах международной компанией GX Technology EAME LTD, а также результатов сейсмических исследований, выполненных в 2011-2016 гг. ОАО «МАГЭ» (рисунок 2) [1].



Рисунок 2 - Схема расположения сейсмических профилей, выполненных ОАО «МАГЭ» на шельфе Восточно-Сибирского моря за последние годы [1].

Условные обозначения: І-Профили МОВ ОГТ 2D ОАО 2МАГЭ»: 1-2016 г., 2-2014-2015 гг., 3-2014 г.,4-2011-2012 гг., 5-региональной увязки А4, А7, 2007г., 6-1990г.; ІІ- Профили МОВ ОГТ 2D сторонних организаций: 1-ФГУП ДМНГ,2009-2011 гг., 2-СМНГ-BGR, 1993-1994, 1997 гг.

В период 1962-2005 гг. в регионе выполнялись так же грави- и магнитометрические исследования. Обработка и интерпретация их результатов дала материал для разработки первоначальной структурногеологической модели акватории. Значительная часть моря, включая его островные территории, перекрыта геологическими съёмками масштаба 1:1 000 000 и частично 1:200 000.

В разработке исходной (принципиальной) модели геологии И перспектив нефтегазоносности Восточно-Сибирского моря (как, впрочем, и других районов арктического шельфа России) существенная роль принадлежит исследователям НИИГА (ныне ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга), которые дали первую детальную характеристику геологического строения его островов [3] и, в частности М.К. Косько, подготовившему в 1978 г. фундаментальный научный отчёт, а позднее – публикацию о геологическом строении и перспективам нефтегазоносности Восточно-Сибирского моря [5]. В этих материалах была дана общая характеристика геологического строения акватории на основании данных по островам и побережью и результатов интерпретации потенциальных геофизических полей, намечены основные тектонические элементы, обобщены данные по битуминозности предварительный пород И представлен прогноз нефтегазоперспективности разреза.

Дальнейшее развитие взглядов на геологическое строение и перспективы нефтегазоносности, по мере накопления новых данных, нашло отражение как в публикациях М.К. Косько и его коллег [31], так и в материалах многих других исследователей, предложивших собственные варианты структурных и нефтегазогеологических моделей региона [1, 20, 22, 23, 39]. Эти и другие публикации, наряду с собственными построениями авторов настоящей работы, используются для приводимой ниже характеристике региона +75.

1.1.2. Гравиметрические и магнитометрические исследования

Систематические исследования на акватории Восточно-Сибирского моря стали проводиться в период Международного Геофизического Года (МГГ) с 1957 по 1962 гг., в результате Чукотский п-ов, прилегающая акватория моря Лаптевых и западная половина Восточно-Сибирского моря были покрыты кондиционной магнитной съёмкой масштаба 1:1 000 000.

В 1966 году НИИГА на востоке Восточно-Сибирского и в Чукотском морях была выполнена аэромагнитная съёмка масштаба 1:4 000 000.

В 1969 году в Чукотском море продолжены аэромагнитные исследования, позволившие, в совокупности с материалами 1966 года построить кондиционные карты масштаба 1:2 000 000.

В 1966-1969 гг. НПО «Севморгео» на акватории Чукотского моря выполнены гравиметрические работы, которые использовались для составления Государственной гравиметрической карты масштаба 1:1 000 000.

В настоящее время на большую часть площади имеются кондиционные гравиметрические карты масштаба 1:1 000 000, 20 % акватории закартировано лишь в масштабе 1:2 500 000. На отдельных ключевых участках выполнены съёмки масштабов 1:200 000 и 1:500 000.

В 2005 году ВНИИОкеангеология проведены аэромагнитные исследования масштаба 1:1 000 000 в полосе шириной около 250 км вдоль меридиана 180° в. д. от 72° до 78° с. ш. с целью изучения аномального магнитного поля северной материковой окраины Восточной Арктики и поднятия Менделеева в Северном Ледовитом океане. В 2014 г АО

Росгеология» выполнила комплексную аэрогеофизическую съемку масштаба 1:500 000 в северной части Восточно-Сибирского моря.

В 2016 году в акваториях морей Восточно-Сибирского и Лаптевых компанией «Роснефть» выполнено 87 тыс. пог. км. аэрогравимагниторазведочных работ.

По результатам интерпретации потенциальных полей разработаны различные сводные карты их аномалий (Рисунок 3) [13,14].



Рисунок 3 – А) Сводная карта аномального магнитного поля Восточно-Сибирского моря; Б) Сводная карта аномалий поля силы тяжести в редукции в свободном воздухе Восточно-Сибирского моря; В) Сводная карта аномалий поля силы тяжести в редукции Буге (2,3 г/см3) Восточно-Сибирского моря; Г) Гравиметрическая карта Восточно-Арктических морей в редукции в

свободном воздухе.

1.1.3. Геологические съемки и бурение

Кроме геофизических исследований в акватории был выполнен определенный объём геологических наблюдений, который включал изучение геологических разрезов в обнажениях и скважинах мелкого картировочного бурения практически на всех островах акватории (рисунок 4) и в прилегающих к ним зонах шельфа [2-7], а так же опробование верхней части осадочного чехла с судов дночерпателями и грунтовыми трубками. По оценкам Б.И. Кима [8] наибольшая плотность донного опробования (1 ст. на 100-500 км2) характеризует лишь южную (прибрежную) часть шельфа. Изученность донных осадков арктических морей находится сегодня на рекогносцировочной стадии, которая предполагает широкий разброс плотности опробования. Большая часть опробования выполнена в составе комплексных гидрографических исследований.

На Новосибирских островах в середине прошлого века было проведено картировочное бурение (рисунок 4), вскрыты верхнемеловые и кайнозойские терригенные отложения континентальных и прибрежно-морских фаций.

Донное опробование началось во второй половине прошлого столетия и послужило началом изучения региона. Опробование велось с дрейфующих ледовых станций «Северный Полюс» (СП): СП-6 (1958-1959 гг.) и СП-9 (1960 - 1961 гг.), было выполнено 29 станций донного пробоотбора [9].



Рисунок 4- Вещественно-генетические типы донных осадков с картировочными скважинами с проявлениями углеводородов (ГИН РАН «Геология и полезные ископаемые шельфов России», Яшин Д.С., 2002).

В отличие от слабоизученного шельфа, геология материкового и островного обрамления (Новосибирские, Ляховских о-ва, о-в Врангеля) довольно хорошо изучена [3, 4]. Основная геологическая информация получена в результате проведения геологической съёмки масштаба 1:200 000.

На некоторых площадях проведены исследования масштаба 1:50 000 и крупнее.

Единственная глубокая скважина побережья (забой -671 м) пробурена на о. Айон (см. рисунок 4), разрезы комплексов пород фундамента и осадочного чехла изучались так же в естественных обнажениях островов и побережья и мелких картировочных скважинах на островах и в проливах между ними.

1.1.4. Геохимическая изученность

Донные пробы, взятые на акватории Восточно-Сибирского моря в период с 1975-1988 гг., использовались для проведения геохимических исследований упомянутых в главе нефтегазоносность (см. таблицу 1), в частности, одной из задач которых являлось изучение содержащихся в них жидких и газообразных углеводородов [16]. На шельфе Восточно-Сибирского моря газовый состав донных осадков был изучен, в основном, на юге в районе Медвежьих о-вов и о-ва Айон.

В основу карты распределение органического углерода в донных осадках плейстоцен-голоценового возраста (рисунок 5) были положены результаты обработки более 2000 определений Сорг, полученных и, в большинстве своем, проанализированных сотрудниками ВНИИОкеангеология по единой методике [17]. Существуют два основных источника поступления органических соединений в осадок — за счет гидробионтов (автохтонное OB) и привноса терригенного материала с суши (аллохтонное OB). Основным продуцентом OB в Мировом океане является фитопланктон. В Арктические моря он поступает с теплыми и богатыми Тихого биомассой водами Атлантического И океанов. Вариации биопродуктивности океанских вод, а также различия в объемах и составе взвешенного терригенного материала определяют пятнистое и мозаичное распределение ОВ и его генетическую гетерогенность.

Общий геохимический фон OB определяется осадками алевритового состава, которые доминируют в этом бассейне. Среднее содержание Сорг в них 1,04%, среднее для глинистых разностей — меньше (0,91%), что связано с пониженным (до 0,5%) содержанием Сорг в этих осадках на крайнем севере акватории, куда практически не поступают богатые биомассой океанские воды.



Рисунок 5- Распределение органического углерода в донных осадках плейстоцен-голоценового возраста (ГИН РАН «Геология и полезные ископаемые шельфов России», Яшин Д.С., 2002)

Осадки западной части ВСМ формируются, в основном, за счет выносов р. Индигирки, мутность вод которой в 5 раз превышает мутность других рек В. Сибири. Содержание Сорг в осадках этой части моря составляет не менее 1,0-1,5% (см. рисунок 5).

Влияние тихоокеанских (уже трансформированных) вод наиболее значительно на востоке акватории, где они и определяют ведущую роль первичной продукции ОВ в общей его массе. Даже на юге, в районе Медвежьих островов около 57% состава ОВ приходится на дисперсное, представленное, в основном, гидробионтами. Влияние терригенной составляющей на востоке моря наиболее значимо в приустьевой части р. Колымы и в пределах ее подводного продолжения (до 2,0% Соог) [17].

1.2. Методы исследования и фактический материал

Геодинамический анализ. Решение задачи геодинамического анализа формирования осадочных бассейнов опиралось на тектоно-геодинамические палеореконструкции. Они выполнялись для геохронологических рубежей, мезозойского которые разделяют фазы И альпийского тектогенеза, характеризуемые формированием и развитием крупных осадочных бассейнов Восточно-Арктических морей и их углеводородных систем. Положение и конфигурация главных осадочных бассейнов региона и наиболее крупных элементов их внутренней структуры (суббассейнов) определялись на основе анализа особенностей строения поверхности разновозрастного фундамента и, в первую очередь, зон разнопорядковых градиентов, разделяющих области поднятий и погружений.

Бассейновый исследование углеводородных анализ u систем. Реконструкция эволюции осадочных бассейнов в течение всей геологической истории развития была восстановлена на основе технологий бассейнового анализа и моделирования углеводородных систем с использованием программного пакета и технологий моделирования «PetroMod» компании «Schlumberger». Стратегия моделирования акваторий Восточно-Сибирском море 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.

Основными параметрами для моделирования процесса генерации УВ в НГМТ были исходные значения следующих геохимических параметров: С_{орг} – процентное содержание органического углерода в осадочных породах; НІ (водородный индекс) – отношение количества сгенерированных УВ (пик S₂ на диаграмме пиролиза Rock-Eval) к С_{орг}.; Тип OB – тип керогена определяется главным образом на основе химической и углепетрографической характеристик керогена. Работа базируется на результатах сейсмических работ МОВ и МОГТ проводимая НИИГА совместно с НПО «Севморгео» и выполненных ОАО «МАГЭ», а также опубликованных и фондовых работах о результатах изучения геологического строения региона. Общий объём фондовых материалов о результатах морских геолого-разведочных работ (ГРР) (сейсморазведка и бурение) на нефть и газ по исследуемому региону составил 45 отчётов, охватывающих период с 1969 по 2012-2016 гг. Материалы дополнялись результатами геологических съёмок масштабов 1:1000000 и 1: 200000 (15 листов Геологической карты и пояснительные записки по всем регионами исследований) и скважины мелкого картировочного бурения (ФГУП «ВСЕГЕИ»).

Шельф Восточно-Сибирского моря, его континентальные окраины, зоны сочленения «континент-океан» и его глубоководная часть изучены крайне неравномерно.

Отсутствие систематических сведений по этим регионам затрудняет разработку целостного представления об их геологической эволюции и обоснованного взгляда на перспективы обнаружения различных видов полезных ископаемых.

Основные работы по изучению Восточно-Сибирского моря сводились к проведению глубинной сейсморазведки в комплексе с MOB OFT 2D, сейсмозондированиями MOB, полевых работ и бурения картировочных скважин на прилегающих островах.

ГЛАВА 2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВОСТОЧНОСИБИРСКОГО МОРЯ

2.1. Структурно-тектонические особенности

2.1.1. Строение фундамента и морфология её поверхности

В распределении глубин поверхности фундамента Восточно-Сибирского моря и элементов его морфологии в направлении от побережья к

19

внешнему краю шельфа наблюдается продольная зональность, следующая примерно параллельно современному берегу.

С зональностью морфологических элементов поверхности фундамента согласуется распределение региональных комплексов его внутренней структуры. В южной зоне акватории фундамент образован киммерийскими структурными комплексами, которые относятся морской части к Новосибирско-Чукотской складчато-орогенной системы и сформированных на eë северном погружении плитных структур, И образованы дислоцированными домеловыми или доверхнеюрскими толщами (рисунки 6,7). Их состав, возраст и тектонический статус определяются результатами геологических съёмок на островах и побережье, а также материалами геофизических сейсмических И других исследований, которые устанавливают наличие в акватории структурных трендов, характерных для киммерид в приморских зонах Якутии и Чукотки. Как и в континентальных районах, морские продолжения киммерид могут включать в свой состав активизированные (омоложенные) в мезозое массивы и фрагменты зон более древней (герцинской) консолидации.





Условные обозначения: 1 – некоторые значимые пояса тектонических нарушений (крупнейшие тектонические линеаменты) и их индексы; 2 – прочие тектонические линеаменты; 3 – области глубокой тектономагматической переработки исходного континентального фундамента; 4 – поля развития вулканических пород в областях современной континентальной коры и возможные центры альпийского вулканизма; 5 – индексы некоторых блоков фундамента.

Цифровые и буквенные индексы на карте. Области развития океанического фундамента: I – Евразийская впадина; II – Канадская котловина. Сегменты Восточно-Арктического рифтогенного пояса: А – Подводников (Толля); Б – Вилькицкого; В – Северо-Чукотский. Блоки в составе Де Лонга-Аляскинского глыбово-блокового пояса: А – Шелагский; Б – Мамонтовый; В – Северо-Врангелевский; Г – Врангелевский; Д – Северной ступени; Е – Центрально-Чукотский; Ж Северной Аляски. *Некоторые значимые трансрегиональные и межрегиональные пояса нарушений (тектонические линеаменты):* 1 – Восточно-Арктический краевой; 2 – Нансена; З – Западно-Котельный (или Восточно-Лаптевский); 4 – Колымско-Арктический; 5 – Сибирско-Чукотский; 6 – Северо-Врангелевский; 7 – Восточно-Врангелевский; 8 – Колючинско-Мечигменский; 9 – Барроу-Дежнёвский; 10 – Южно-Жоховский; 11 – Ляховско-Ванкаремский; 12 – Брукса (фронтальный пояс складчато-орогенной системы); 13 – Чарли; 14 – Северного ветра (Нортвинд); 15 – "Шарнирный" (Хинджлайн).

B современной подводной структуре окраины материка, сформированной в течение альпийского и новейшего циклов развития региона, эти разновозрастные складчатые и метаморфические комплексы (докембрийские, каледонские и киммерийские) образуют элементы внутренней структуры основания обширной синокеанической окраинноконтинентальной (шельфовой) платформы, которые объединяются общим для них недислоцированным осадочным мегакомплексом – плитным чехлом верхнеюрско- или мел-кайнозойского возраста.



Рисунок 7- Сейсмогеологический разрез Восточно-Сибирского моря по линии В-Г (интерпретация М. И. Леончика).

Условные обозначения: 1 – гипотетическая зона субрегионального надвига, 2 – предполагаемые флюидные прорывы.

В отношении "вертикальной" структуры фундамента и, в частности, тектонического статуса палеозойско-мезозойского складчатого мегакомплекса известно две точки зрения.

Согласно одной из них, развиваемой М.К. Косько и его коллегами [16] этот мегакомплекс формирует "промежуточный" этаж, заключённый между поверхностями кристаллического (снизу) и акустического (сверху) фундамента и представляет собой умеренно складчатый раннеплатформенный чехол, который может располагать определённым углеводородным потенциалом.

Эта точка зрения находит частичное отражение в сейсмических рисунок 7). Согласно результатам материалах (см. структурной интерпретации данных по линии сейсмического профиля, секущего зоны развития разновозрастного фундамента, намечается картина срыва, смятия и надвигания по жёсткому или пластичному основанию одной части слоистого разреза на другую, имеющую сходный или более древний возраст. Фронтальная часть предполагаемого аллохтона на этом разрезе, имеющая меньшую мощность и более выраженные признаки первоначальной слоистости, в модели структурно-тектонического районирования акватории отнесена к Восточно-Арктической плите, а тыловые – к Врангелевско-Чукотской. Перед фронтом надвига в результате "бульдозерного эффекта" образуются зоны локальных складок ИЛИ одиночных структур В относительно более "спокойной" части осадочного разреза.

Образование складчато-надвиговой "пластины" за счёт срыва и дислокации части слоистой (раннеплатформенной?) толщи в Восточно-Сибирском море так же может быть опосредованно связано с развитием к юго-западу от этого района в мезозое (триас?-мел) Олойско-Южно-Анюйской рифтогенной океанической системы. Вторая точка зрения принадлежит В.А. Виноградову и его коллегам [20], которые, на основании анализа большого объёма геолого-геофизических данных считают этот мегакомплекс настоящим фундаментом, не представляющим интереса в отношении нефтегазоносности.

Аргументы для обоснования этой точки зрения также можно обнаружить на рассматриваемом ниже разрезе. Они вытекают, в частности, из существенного различия условий залегания верхнеюрско-кайнозойского плитного чехла на палеозойско-триасовых породах аллохтона и палеозойскоюрских отложениях Дремхедского прогиба Восточно-Арктической плиты (рисунок 8). В первом случае плитный комплекс залегает на нижележащих, в целом не яснослоистых в волновом поле, формированиях с выраженным угловым несогласием. Во втором – образует, в основном, конформные более глубоким горизонтам структурные элементы.

Особенностью Дремхедского прогиба является наличие зоны перехода от платформенного к складчатому залеганию отложений элсмирского каменноугольно-нижнемелового возраста (рисунок 8). По комплекса региональным геологическим данным складчатый комплекс приурочен к Новосибирско-Чукотского области развития складчатого пояса И прослеживается южной части Восточно-Сибирского моря, В что подтверждается современными сейсмическими исследованиями.

ДРЕМХЕДСКИЙ ПРОГИБ



Рисунок 8 - Сводный временной разрез (профили ESS-91-01 и SC-90-20С). Дремхедский прогиб.

2.1.2. Главные структурные элементы

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 по образования докембрийских времени OT ДО киммерийских И раннеальпийских – тектонические элементы, которые связаны в единую синокеаническую окраинно-материковую платформенную структуру [21]), (Восточно-Арктическую метаплатформу сформированную мелу-кайнозое, в эпоху образования Северного преимущественно В Ледовитого геолого-геоморфологической океана его современной В 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 "доокеанические" подвижные платформенные области –

25

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 (рисунок 9), которые на океаническом этапе развития региона (поздняя юра(?)-кайнозой) частично наследуют и объединяют фрагменты более древних разломов земной коры.

К числу продольных относятся системы сутур Восточно-Арктической, Южно-Жоховско-Ванкорской, Ляховско-Чукотской и Северо-Врангелевской. Наиболее выраженной поперечной сутурой является Колымско-Арктическая, определяющая разделение платформенных областей на крупные плитные сегменты.

В роли пограничных элементов, ограничивающих обе "доокеанические" платформенные области выступают Трансарктическая система прогибов на севере и сегменты Новосибирско-Чукотской складчатоорогенной системы на юге и западе (рисунок 9).

Дифференциация шельфовой зоны на лве разновозрастные платформенные области находит отражение и в современном рельефе дна: эпикиммерийской платформе соответствует отмеченная выше верхняя ступень шельфа с глубинами дна до 30 м. Её контур, определяемый очень уступом (склоном) с глубинами дна 30-40 пологим Μ, примерно соответствует северному контуру этой области.

В составе эпибайкальско-эпикаледонская платформенной области выделяются два главных структурных элемента, определяющих её продольную делимость – плиты Анжу и Восточно-Арктическая, или Восточно-Новосибирская.



Рисунок 9- Сводная структурная карта и главные структурные элементы по поверхности разновозрастного фундамента Восточно-Сибирского моря и прилегающих территорий и акваторий [21].

Условные обозначения: Заштрихованная область: синокеаническая (мел-кайнозой) Восточно-Арктическая окраинно-континентальная подвижная платформа (метаплатформа). Структурные элементы. А – Центрально-Арктическая область реликтовых платформенных структур (палеоплатформа Арктида). Б – Трансарктическая система рифтогенноокеанических прогибов и впадин: Б1 – впадина Подводников-Толля; Б2 – прогиб Вилькицкого; Б3 – Северо-Чукотский прогиб; В – Восточноэпибайкальско-эпикаледонская платформенная Арктическая подвижная область, субплатформа (реликт Гиперборейской палеоплатформы). В1 – Северо-Новосибирская плита: 1 – поднятие/купол Де Лонга (1а – Жоховско-Беннетский выступ, 16 – Жаннетско-Генриетский выступ, 1в – грабен Эммелины); 2 – Северо-Беннетская ступень, 3 – Южно-Ломоносовская зона поднятий и впадин; В2 – Восточно-Новосибирская плита: 1 – Восточно-Жоховское поднятие, 2 – Восточно-Новосибирская синеклиза (2а – Северное поднятие, 2 б – Роутанский прогиб, 2в – Денбарский жёлоб, 2г – Северо-Шелагская блоковая терраса). 3 – Медвежинско-Шелагская зона блоковых поднятий и впадин (За – Мелвилская впадина, Зб – Барановское блоковосводовое поднятие, Зв – Дремхедский прогиб, Зг – Мамонтовое поднятие, Зд – Янранайская /Южно-Барановская седловина). ВЗ – Чукотско-Бофортская I^{*} – Новосибирско-Чукотская плита (Северо-Врангелевская ступень). эпикиммерийская подвижная платформенная мегазона. Г1 – плита Анжу: 1 – ступень (1а – Восточно-Фаддевская Фаддевско-Благовещенская зона поднятий, 16 – Восточно-Ляховская /Санникова зона поднятий и впадин, 1в – Благовещенская терраса, 1г – Куропаточий прогиб), 2 – Анжу-Новосибирская зона прогибов и поднятий (2а – жёлоб Санга-Балаган, 2б – Анжуйский вал, 2в жёлоб, Северо-Новосибирский 2г _ Обуховский/Илин-Юряхский прогиб/жёлоб, 2д – Джера-Кюельское поднятие, 2е – впадина М. Безымянного, 2ж – поднятие м. Каменного). 3 – Западно-Денбарская терраса, 4 – Южно-Жоховский жёлоб. Г2 – Усть-Колымско-Пегтымельская региональная ступень: 1 – Пушкарёвское поднятие, 2 – Айонский прогиб, 3 – Певекско-Шмидтовское поднятие, 4 – Крестовская терраса. ГЗ _ 1 – Врангелевско-Геральдская Врангелевско-Чукотская плита: зона подниятий (1а – Западно-Врангелевская седловина, 2а – Врангелевское подниятие), 2 – Лонга-Южно-Чукотская синеклиза (2а – впадина Лонга, 26 – Валькарайская седловина). Д – Новосибирско-Чукотский складчатоорогенный пояс. Д1 – Котельническо-Гусинская зона поднятий: 1 – Котельническая складчатая зона, 2 – Ляховская зона поднятий, 3 – Ляховско-Гусиный кряж; Д2 – Медвежинско-Анюйская система поднятий: 1 – Медвежинское поднятие, 2 – Южно-Медвежинская седловина, 3 – Анюйский антиклинорий (Алярмаутский выступ), Д3 – Раучуанский прогиб, Д4 – Чукотский мегантиклинорий: 1 – Эквыватапский выступ, 2 – Паляваамская складчато-орогенная зона. Е – Лаптевско-Нижнеколымская раннеальпийская (пострифтовая) подвижная платформа. E1 _ Хромско-Индигирская седловина: 1 – Кигиляхско-Святоносская зона поперечных поднятий, 2 – Ойгос-Ярская ступень, 3 – Кондаковское/Чокурдахское поднятие, 4 – впадина; Е2 – Нижнеколымско-Южно-Анюйская система Тастахская прогибов: 1 – Усть-Индигирский прогиб, 2 – Нижнеколымский прогиб, Е3 – Лаптевоморская плита (Анисинский прогиб). Ж – Восточно-Якутская (Колымско-Омолонская) эпикиммерийская подвижная платформа. Ж1 – Улахан-Тас-Полоусненская система поднятий, Ж2 – Среднеколымская впадина. Тектонические сутуры (римские цифры в квадратах): I – Восточно-II – Южно-Жоховская, III – Ванкаремская, Арктическая, IV –

Котельническо-Гусинская, V – Медвежинская, VI – Северо-Вангелевская, VII – Колымско-Арктическая.

Структурное ядро плиты Анжу составляет крупная поднятая глыба земной коры (купол, или антеклиза Де Лонга), перекрытая относительно маломощным чехлом палеозойского и кайнозойского возраста и разделённая на несколько валообразных и сводовых поднятий. Наиболее выраженным отрицательным элементом этого "купола" является узкий грабенообразный прогиб, который пересекает его по диагонали с юго-востока на северо-запад и содержит, предположительно до 2-4 км (или более) осадочного заполнения.

Прогиб открывается во впадину, расположенную на северо-западе плиты и относящуюся к Южно-Ломоносовской зоне поднятий и впадин. В центральной части этой впадины фундамент платформы погружен до глубин более 11 км.

Ha севере "купол" сопряжён с Северо-Беннетской ступенью. Морфология поверхности eë фундамента представлена сочетанием валообразных депрессионных северо-западного И 30H простирания, соответствующие вершинные и днищевые поверхности которых также наклонены на северо-запад, в направлении сибирского сегмента подводного хребта Ломоносова.

Восточно-Новосибирская плита в принятой структурной модели акватории, как и плита Анжу, состоит из трёх главных элементов. Её центральный и северо-восточный районы занимает одноимённая (или – Новосибирская) синеклиза с максимальными погружениями фундамента в её Роутанском прогибе более 18 км (см. рисунок 9).

На глубинах 12-13 км этот прогиб раскрывается в направлении прогиба Вилькицкого, который относится к Трансарктической системе прогибов, однако на больших глубинах отделён от него достаточно амплитудным порогом, относительные превышения которого над днищем прогибов составляет 3-4 км. У западной границы плиты Роутанский прогиб сопряжён с меридиональным Денбарским жёлобом. С севера и юга прогиб ограничен ступенчатыми и блоковыми структурами – Северным поднятием и Северо-Шелагской террасой с минимальными глубинами поверхности фундамента 6-8 км.

На северо-западе синеклиза ограничивается Восточно-Жоховским поднятием, а на юге – Медвежинско-Шелагской зоной поднятий и впадин. В составе последней выделяются поперечно ориентированные к общему шельфовой Роутанскому прогибу простирания зоны И такие Мелвилская субрегиональные структурные элементы, как впадина, Барановское поднятие (свод), Янранайская (Южно-Барановская) седловина, Дремхедский прогиб, Мамонтовское поднятие.

Сложная, близкая к изометричной, конфигурация поднятий этой зоны (см. рисунок 9), имеющих, как правило, широкую уплощённую и неглубоко залегающую вершину, рассматриваются как морфологическое свидетельство их нескладчатой массивной природы и, соответственно, древнего "доплитного" возраста.

Новосибирско-Чукотская платформенная область в пределах Восточно-Сибирского моря разделяется на три региональных элемента: Западно-Новосибирскую и Врангелевско-Чукотскую плиты и Усть-Колымско-Пегтымельскую региональную ступень. Эти элементы имеют разную тектоническую природу и, в отличие от эпикаледонско-эпибайкальской платформенной области – продольную зональность входящих в их состав субрегиональных элементов.

Западно-Новосибирская плита включает в свою структуру два главных элемента – Фаддеевско-Благовещенскую ступень и Анжу-Новосибирскую зону прогибов и поднятий. Оба элемента имеют в целом северо-западное простирание, согласованное с простиранием Новосибирско-Чукотской складчато-орогенной системы (см. рисунок 9). Поверхность фундамента в пределах этой ступени характеризуется неглубоким залеганием (0,5-2,0) и сочетанием выраженных в его поверхности валообразно-сводовых и террасовидно-блоковых форм.

В структуре Анжу-Новосибирской зоны прогибов и поднятий узкие глубокие (до 8-9 км) желоба и изометричные впадины сочетаются с линейными гребневидными и сводово-глыбовыми изометричными поднятиями сложных очертаний. Отрицательные структурные формы образуют две линии с глубинами фундамента в отдельных впадинах от 4-5 до 8-11 км, разделённых цепью поднятий, вершины которых лежат на глубине 1,0-0,5 км или менее от дна моря.

На востоке плиты в поверхности её фундамента на глубинах более 6-8 км выделяется Западно-Денбарская ступень, обращённая к Денбарскому жёлобу.

Наибольшая глубина погружения фундамента Анжу-Новосибирской зоны (11 км или более) определяется в Южно-Жоховском жёлобе, на тектонической границе с более древней Восточно-Арктической платформенной областью.

Усть-Колымско-Пегтымельская региональная ступень образована двумя пологими поднятиями – Пушкарёвским и Певекско-Шмидтовским, которые предположительно являются снивелированными морскими киммерийских антиклинориев прилегающей продолжениями суши Анюйского и Чукотского. Они разделены неглубокими (2,0 км или несколько более) Анюйским прогибом, который достраивает ПО простиранию Раучуанскую впадину прилегающей суши.

Врангелевско-Чукотская плита. В пределах этого регионального элемента наряду со структурными трендами, характерными для северочукотских киммерид и представленных в относительно неглубокой и пологой части Лонга-Южно-Чукотской западной синеклизе, (см. рисунок 9) присутствует и такое тектоническое образование, как Геральдская зона поднятий. представленное выступом докембрийского фундамента И

31

дислоцированными платформенными комплексами средне-верхнего палеозоя и триаса [Остров Врангеля ..., 2003].

Эта зона рассматривается как активизированный на киммерийском и альпийском этапах развития материковой окраины фрагмент (глыба) расположенной севернее Гиперборейской платформы, включённый в результате этого процесса в структурный план новообразованного киммерийского пояса дислокаций, к которому относится фундамент Врангелевско-Чукотской плиты.

Как уже упоминалось выше, с запада и юга платформенные области Восточно-Сибирского моря ограничены морскими и континентальными сегментами Новосибирско-Чукотской складчато-орогенной системы. В акватории они представлены Котельнической складчатой зоной, Ляховской зоной поднятий и Ляховско-Гусинской грядой. Эти элементы одновременно являются пограничными образованиями между Новосибирско-Чукотской платформенной областью и Лаптевско-Нижнеколымской подвижной платформой. Сухопутными ограничениями платформенных образований шельфа Восточно-Сибирского моря являются упомянутые выше Анюйский и Чукотский антиклинории.

2.1.3. Строение осадочного чехла

Строение осадочного чехла отражено на сводных структурных картах (рисунок 10), построенных ФГУП «ВСЕГЕИ», 2014г. по результатам сейсмических исследований [24].



Рисунок 10- Структурные карты Восточной-Арктики (по данным ФГУП «ВСЕГЕИ», 2014г., масштаб 1:5 000 000): А) по разновозрастному фундаменту; Б) по подошве аптских отложений; В) по подошве кайнозоя; Г) по нижнему олигоцену; Д) по подошве четвертичных отложений.

Учитывая двойственную природу фундамента верхнего этажа эпикиммерийской раннеплатформенного, плиты, исходно среднепалеозойско-триасового (или доверхнеюрского) чехла, преобразованного в течение киммерийского цикла в складчато-надвиговый (аллохтонный) комплекс основания, и высокую вероятность развития синхронных отложений в низах разреза глубоких впадин на байкальском и каледонском фундаменте, описания образующих его отложений, сделанные

Д.А. Вольновым, М.К. Косько, Д.С. Сороковым и другими исследователями на островах Анжу привлечены далее в качестве аналогий для характеристики возможного строения осадочного разреза этих впадин.

Наиболее древние комплексы фундамента, подстилающие осадочный чехол Восточно-Сибирского моря предположительно образованы архейпротерозойскими и протерозойскими породами, данные о которых в регионе Архей-протерозойские весьма ограничены. породы ПО результатам геологических съёмок, представлены образцами, поднятыми со склонов отрога Геофизиков в прилегающей части Северного Ледовитого океана (система подводного хребта Ломоносова). Они сложены кварц-хлоритовыми и кварц-мусковитовыми сланцами, кварцитами, гнейсами, гранитами и метаморфизованными вулканитами среднего основного И состава. Протерозойские породы изучены на о. Врангеля [Остров Врангеля ..., 2003], где они образованы метаморфизованными и сильно дислоцированными первично осадочными терригенными И карбонатными породами И Предполагается, магматическими образованиями. ЧТО аналогичными породами сложен добайкальский и байкальский фундамент центральных и северных платформенных зон и областей Восточно-Сибирского моря (см., например [25-28]).

Более молодые комплексы фундамента образованы относительно слабо метаморфизованными или неметаморфизованными складчатыми первично осадочными толщами нижнего-среднего палеозоя и/или среднего палеозоямезозоя, местами содержащими пластовые магматические тела и дайки. Синхронные или близкие по возрасту осадочные толщи входят в состав осадочного чехла платформенных зон акватории.

2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика мезозойкайнозойских отложений осадочного чехла

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. Они изложены в отчётных материалах и публикациях, в том числе пояснительных записках к листам геологической карты масштаба 1:1 000 000, закрывающим значительную часть шельфа и прилегающей глубоководной зоны Северного Ледовитого океана с подводными поднятиями Ломоносова и Менделеева и присклоновыми впадинами между ними [7,11, 14; 22, 23; 27, 28]. На основе этих и других материалов составлена сводная принципиальная хроностратиграфическая схема осадочного чехла Восточно-Сибирского моря и прилегающих областей Северного Ледовитого океана (рисунок 11).



Рисунок 11- Принципиальная хроностратиграфическая схема осадочного чехла Восточно-Сибирского моря и прилегающей области Северного Ледовитого океана (по материалам Б.В. Сенина, В.Ю. Керимова и

т.д., 2022г.).

Условные обозначения: 1-5 – Особенности формационного состава платформенного чехла: 1 – магматические комплексы; 2 – эвапориты; 3 – породы, обогащённые 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 структурнотектоническим системам, б) – зон размыва; 7 – отсутствие отложений; 8 – фундамент: а – преимущественно континентальный, б – предположительно субокеанический (рифтованный?); Цифры в кружках: 1 – киммерийские, включающие складчатые и магматические породы палеозоя и нижнегосреднего мезозоя, переработанные докембрийские массивы (?); 2 – каледонские, включающие складчатые, магматические и метаморфические породы нижнего-среднего палеозоя, переработанные докембрийские массивы (?); 3 байкальские, включающие складчатые, магматические И метаморфические породы докембрия и низов кембрия (?); 4 – байкальские и складчато-метаморфические добайкальские: 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.

Разрез осадочного чехла в целом по акватории содержит все стратиграфические системы фанерозоя, выраженные с разной полнотой или отсутствующие в отдельных районах (см. рисунок 11). В его составе может быть условно намечено несколько комплексов, разделённых несогласиями. В их числе:
- нижне-среднепалеозойский (кембрий-силур), раннеплатформенный (нижний дорифтовый), изученный по обнажениям островов в западной части о-вов Де Лонга и возможно присутствующих в глубоких впадинах и на склонах поднятий фундамента в северных районах акватории;

- среднепалеозойский-триасовый, или – доверхнеюрский (верхний дорифтовый), развитие которого предполагается в областях как каледонского, так и докаледонского фундамента, в том числе в шельфовосклоновых и присклоновых впадинах прилегающей к материковой окраине части Северного Ледовитого океана;

- верхнеюрский-нижнемеловой или нижнемеловой (апт-альб), рифтовый или раннерифтовый;

 мел-кайнозойский, пострифтовый, который может быть разделён на два подкомплекса: нижний, мел-палеогеновый и верхний — олигоценчетвертичный.

Как отмечалось выше, первые два комплекса могут рассматриваться как части "переходного" мегакомплекса, а два последних – плитного.

Нижне-среднепалеозойский комплекс. Входящие в этот комплекс кембрийские отложения изучены на о. Беннета, где они представлены средним и верхним отделами общей мощностью 500-520 м. Разрез образован аргиллитами и окварцованными известняками. На острове описаны также отложения нижнего и среднего ордовика – аргиллиты, алевролиты и песчаники общей мощностью до 970 м.

На о. Котельный отложения нижнего и среднего ордовика образованы доломитами и органогенно-детритовыми известняками общей мощностью до 650 м. Здесь же описана и средне-верхнеордовикская толща известняков, мергелей и доломитов общей мощностью 250-1120 м.

Силурийские отложения о-ва Котельный представлены двумя отделами. Нижний, мощностью 40-50 м, сложен известняками, доломитизированными известняками и кремнисто-глинистыми породами. Толща обогащена органикой и содержит большое количество остатков морской фауны. Верхнесилурийская толща суммарной мощностью до 870-1650 м. сложена ракушняковыми и строматолитовыми известняками, доломитами, карбонатными брекчиями, иногда с прослоями аргиллитов.

Среднепалеозойско-триасовый, или доверхнеюрский комплекс. Присутствие этого комплекса осадочного чехла в равной мере может предполагаться в зонах развития каледонского и допалеозойского фундамента, на что указывают выходы пород этого стратиграфического интервала на склонах поднятия Менделеева.

На о-ве Врангеля описана верхнесилурийско-нижнедевонская толща общей мощностью до 700 м, образованная органогенными и органогеннодетритовыми известняками, доломитами, песчаниками с прослоями гравелитов и конгломератов. Залегающие выше нерасчленённые девонские отложения мощностью от сотен метров до 1500-2500 м образованы песчаниками и сланцами, содержащими линзы известковистых песчаников.

Котельном Ha о-ве девонские отложения представлены тремя отделами. Нижний девон мощностью 1025-1990 м образован известняками, доломитизированными, детритовыми И глинистыми известняками, доломитами И доломитовыми брекчиями, пластами вторичных битуминозных доломитов, чёрно-цветными известняками с прослоями Отложения среднего девона отсутствуют аргиллитов. ИЛИ локально обломочными представлены породами _ брекчиями, конгломератобрекчиями, конгломератами и песчаниками. Верхнедевонские породы на овах Анжу объединяются С нижнекаменноугольными образованы И аргиллитами и алевролитами флишевого облика, и включают органогенные постройки. В районах впадины Подводников и поднятия Менделеева (примыкающая зона Северного Ледовитого океана) девонские отложения описаны в образцах донно-каменного материала и представлены мелкодетритовыми известняками и доломитами. Возраст этих пород определён на основании большого количества содержащихся в них фаунистических остатков.

Каменноугольные отложения на о-ве Котельный представлены разрезами нижне- и среднекаменноугольных пород и среднекаменноугольнопермской толщей.

Отложения нижнего карбона мощностью 300-400 м образованы известняками, в том числе органогенными, чёрно-цветными аргиллитами, прослоями доломитов, алевролитами гипсоносными песками, гравелитами и кремнистыми породами. Разрез включает обугленный растительный детрит и остатки морской фауны. Среднекаменноугольные отложения, мощностью 145 м, состоят из аргиллитов, в том числе – углистых, и алевролитов с прослоями и линзами конгломератобрекчий и детритовых известняков.

Среднекаменноугольно-пермская толща, мощностью 60-210 м, сложена аргиллитами, аргиллитоподобными глинами, алевролитами, глинистыми, органогенными и детритовыми известняками, известняковыми гравелитами и конгломератами. Породы включают сидеритовые и пиритовые конкреции, обломки минерализованной древесины.

На о-ве Жохова обнаружены обломки окремнённых известняков каменноугольного возраста. На о-ве Генриетты нерасчленённая толща каменноугольного возраста, общей мощностью до 850 м, представлена терригенным разрезом – кварцитами, кварцито-песчаниками с прослоями гравелитов и алевролитов, мощностью до 170 м, который перекрыт терригенно-вулканогенными породами – туфами, гравелитами, покровами базальтов, андезибазальтов.

На о-ве Врангеля нижнекаменноугольные отложения мощностью до 350 м образованы конгломератами, грубозернистыми песчаниками и эффузивами основного и кислого состава, глинистыми песчаниками, сланцами, органогенными известняками и доломитами, прослоями гипсов. Эти отложения перекрыты нерасчленённой толщей, сложенной известняками, глинисто-карбонатными и алеврито-глинистыми породами, суммарной мощностью от 300-400 м до 1400-1500 м, имеющей возраст от нижнего до верхнего карбона.

В районе впадины Подводников поднятия Менделеева И каменноугольно-нижнепермские отложения представлены известняками, доломитизированными известняками И терригенными песчаноконгломератовыми образованиями, в составе которых предполагается присутствие вулканогенных и туфогенных пород.

Пермский разрез, мощностью 20-180 м, на Новосибирских о-вах сложен алевролитами, аргиллитами и песчаниками, иногда – сидеритами и глинистыми известняками. На о-ве Врангеля отложения этого возраста представлены известняково-сланцевой толщей, суммарной мощностью до 1250 м, включающей прослои песчаников, грубообломочных и кремнистых пород.

Триасовая часть разреза комплекса на о-вах Анжу (о. Котельный) сложена аргиллито-глинистой толщей, мощностью 800-1170 м, с прослоями алевролитов, известняков, доломитов, известковистыми и фосфатными включениями, гипсосодержащими сидеритами. Отложения содержат слои, обогащённые органическим веществом. В низах толщи присутствуют угли и горизонты базальтов.

На Медвежьих о-вах триасовые отложения представлены углистоглинистыми, глинистыми и песчано-глинистыми сланцами, алевролитами и песчаниками. В прилегающей области Северного Ледовитого океана (район подводного хр. Ломоносова – впадины Подводников) триасовые или верхнепермско-триасовые отложения представлены граувакковыми песчаниками, иногда косослоистыми, содержащими глауконит.

Юрские отложения, относимые к этому комплексу, входят в состав известной на о. Котельном нерасчленённой толщи верхнего триаса-нижней

юры, которая представлена темноцветными аргиллитами и глинами с алевролитов прослоями сидеритовых известняков, И песчаников С конкрециями сидерита, пирита и фосфатов. Отложения средней юры в изученных разрезах островов отсутствуют, вероятно, в связи с фазой складкообразования этого времени [27]. Однако, учитывая их наличие в прилегающих континентальных районах (Анюйский мегантиклинорий, Южно-Анюйская зона, северо-восточная окраина Омолонского массива и Олойская зона), можно допустить вероятность их локального присутствия в разрезах некоторых депрессионных структур в составе терригенных и терригенно-угленосных формаций приморских низменностей или мелкого прибрежного моря.

Верхнеюрско-нижнемеловой (рифтовый) комплекс. Отложения верхней юры, образующие основание разреза комплекса, развиты не повсеместно и описаны на побережье, в районе м. Святой Нос и на Ляховских островах.

На мысе Святой Нос отложения представлены толщей алевролитов, песчаников, тёмноцветных и чёрных аргиллитов, мощностью около 2170 м, и перекрывающей её осадочно-вулканической толщей, суммарной мощностью 750-850 м, образованной базальтами с маломощными прослоями туфов, алевролитов и аргиллитов, и туфами. На Малом Ляховском о-ве разрез, мощностью до 100 м, образован чёрными аргиллитами, алевролитами и песчаниками. На Большом Ляховском острове отложения входят в состав нерасчленённого разреза верхней юры-нижнего мела, образованного толщей чёрных и тёмно-серых алевролитов, аргиллитов и песчаников общей мощностью 700-750 м, имеющей флишевый облик.

Отложения верхнего отдела мела имеют ограниченное распространение и представлены валунно-галечными конгломератами и гравелитами в основании, туфами кислого состава, туфоконгломератами, игнимбритами, лавобрекчиями риолитов, туфопесчаниками, пепловыми туфами, туфо-алевролитами, туфоконгломератами общей мощностью до 700

41

м. В северном направлении мощность отложений уменьшается до 300 м. На шельфе, вероятно, их мощность еще меньше. Флора, собранная в нижних горизонтах толщи, датирует вмещающие породы сеноман-туроном, а радиологический возраст игнимбритов, определенный калий-аргоновым методом, позволяет отнести их к коньяку (87 млн лет).

Нижнемеловая часть разреза изучена в обнажениях о-вов Ляховских, Анжу и Де Лонга. На Малом Ляховском острове отложения представлены 400-метровой толщей песчаников, алевролитов, серых и чёрных аргиллитов с углефицированными обломками древесины и карбонатными конкрециями. На Большом Ляховском о-ве, как отмечено выше, они, вероятно, образуют часть нерасчлененной терригенной толщи. На о-вах Котельном, Земля Бунге и Фаддеевском нижнемеловой разрез, общей мощностью более 500 м, образован в нижней своей части глинами, алевролитами и песчаниками с прослоями, и линзами конгломератов, туфами и туфопесчаниками, пластами каменного угля, мощностью до 25 м, кислыми лавами (липаритами). Отложения содержат сидеритовые и глинистые конкреции. Верхняя часть разреза представлена кислыми туфами, туфопесчаниками, глинами, алевритами, песчаниками с каменным углем и липаритами. На о. Беннета описана 250-метровая толща базальтов, туфов, туфоаргиллитов, песчаников и каменного угля, залегающая на размытой поверхности палеозоя. Мощность отдельных потоков базальтовых лав изменяется в интервале от 2 до 15-20 м. Условно к нижнему мелу исследователи [29] относят нерасчленённую вулканогенно-осадочную толщу о. Генриетты, суммарной мощностью 850-1100 м, которая образована кварцитами, песчаниками, туфопесчаниками, чёрными глинистыми И локально развитыми эффузивами сланцами основного состава. Определёнными чертами сходства с этой толщей характеризуются граувакковые песчаники о. Жаннеты.

Мел-кайнозойский, пострифтовый комплекс включает отложения верхнего мела и всех систем кайнозоя. Верхнемеловые отложения изучены

геологическими съёмками на островах Анжу и Де Лонга и сейсмическими методами в прилегающих шельфовых и глубоководных зона. На островных территориях их разрез образован континентальной угленосной толщей, суммарная мощность которой по разным оценкам изменяется от 300-500 м в районах островных поднятий до 2000-3000 м во впадинах шельфа и прилегающей глубоководной зоны. Толща сложена чередованием глин, аргиллитов, алевролитов, песков, линз галечников с галькой вулканических пород, туфопесчаников, пластов бурого угля и содержит коры выветривания мощностью до 150-170 м.

Кайнозойский разрез шельфовой области изучен в обнажениях и картировочных скважин на Новосибирских о-вах и в межостровных проливах, а также в скважине на о. Айон. Отложения палеогена, общей мощностью 170-615 м или более, образованы корами химического выветривания – пестрыми глинами с дресвой и щебнем подстилающих пород в подошве и кровле этого стратиграфического комплекса, а также континентальными и прибрежно-морскими отложениями, включающими пески с пластами и линзами галечников, глины, алевролиты и бурые угли.

На острове Айон в Чаунской губе Восточно-Сибирского моря скважиной глубиной 671 м вскрыт наиболее полный разрез кайнозойских отложений. Мощность палеогеновых отложений составляет 490 м, неогеновых — 155 м.

Из числа установленных в Айонской скважине несогласий на периферии шельфа Восточно-Сибирского моря существенную роль могут играть только два перерыва: между нижним и верхним плиоценом на глубине 190-200 м и в середине плейстоцена, следы которого выявлены на глубине 30-40 м. Важно отметить, что самые верхи разреза мощностью 15 м, представленные континентальными фациями, обнаруживают отчетливую тенденцию сокращения по мощности в сторону шельфа, из чего следует, что далее к северу постплиоценовый разрез еще более редуцирован и верхнее из

43

названных несогласий (среднеплейстоценовое) практически не играет роли в строении разреза.

Кайнозойские образования представлены двумя комплексами отложений: нижний – палеоген-миоценовый; верхний – плиоцен-четвертичный. Верхний трансгрессивно перекрывает нижележащий и простирается далеко за пределы участков, сложенных палеоценом и эоценом.

Исходя из представленного материала, наиболее значительные перерывы в осадконакоплении, которые на сейсмических материалах могут быть выражены отчетливыми несогласиями, устанавливаются: в основании кайнозоя (датская кора выветривания), в середине эоцена (в основании толщи морских песков), на рубеже олигоцена и миоцена (в основании дельтовых фаций), на рубеже миоцена и плиоцена (мессинская регрессия), в плейстоцене (в основании аллювиальной пачки).

Верхняя часть осадочного чехла шельфа Восточно-Сибирского моря и сопредельной территории Северо-Чукотского бассейна представлена клиноформными кайнозойскими отложениями, сформированными в условиях пассивной континентальной окраины.

В отсутствие данных трехмерной сейсморазведки в пределах изучаемой территории, для детального моделирования кайнозойской части осадочного чехла, были выбраны несколько профилей (по данным АО «Дальморнефтегеофизика», с использованием материалов Skaryatin M.V., et al. 2020) расположенные на западной окраине Восточно-Сибирского моря, полно объёмная интерпретация которых осуществлялась с использованием технологии SAI (Gorbunov A., 2018) [42] (рисунок 12).





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

При анализе площадного распространения самыми перспективными представляются борта, а также внутренние поднятия, рифтогенные троги Новосибирского прогиба, клиноформы Северного прогиба (рисунок 13).

Палеоген-миоценовый комплекс на севере Чукотки разделяется на ряд свит и толщ: тыноокеанская свита, пестрая толща, вивианитовая толща и вельмайская свита. Нижняя половина разреза (тыноокеанская свита и пестрая толща) сложены в основании корой выветривания, перекрытой сильно выветренными гравийниками и галечниками с прослоями песков. Мощность коры выветривания на различных участках от 3-5 м до 30 м, а суммарная мощность нижней половины разреза 50-55 м.

Плиоцен-четвертичный комплекс подразделяется на ряд горизонтов, отличающихся составом и мощностью. Подошва этого комплекса на северозападе Восточно-Сибирского моря является самым ярким региональным несогласием кайнозойской части осадочного чехла. В основании комплекса выделяются аллювиально-морские отложения, представленные нижнеэмакайской подсвитой. Геоакустические данные показывают, что эта часть разреза имеет клиноформное строение, благодаря чему она четко отделяется от нижележащих палеоген-миоценовых и от вышележащих четвертичных осадков (рисунок 13) [41].



Рисунок 13- Схема распространения клиноформных комплексов [41].

Особенности формирования таких геологических объектов обычно способствуют развитию основных элементов углеводородных систем

(Патруноа и Хелланд-Хансенб 2018). Они представляют большой интерес с точки зрения разведки углеводородов, так как продуктивные дельтовые бассейны хорошо известны во всем мире.

После периода максимальной трансгрессии при переходе от палеоцена к эоцену отложения откладывались в относительно глубоководных условиях, под условия глобального потепления. Трансгрессивный позже настройки были заменены на регрессивные, возможно вследствие похолодания, а нижнеэоценовые отложения пострадали частично эрозия. Считается, что раннеэоценовая регрессия достигает максимум в лютецианскую эпоху и привел к формированию полузамкнутого пресноводного бассейна в Восточной Арктике, в котором были отложены богатые органикой слои Azolla (Скарятин и др, 2021).

Залегающие выше среднечетвертичные отложения представлены морскими, ледниково-морскими, ледниковыми фациями, объединяемыми на суше в верхнеэнмакайскую подсвиту, с размывом залегающую на песках нижнеэнмакайской подсвиты. В составе отложений преобладают суглинки, супеси, горизонтально-слоистые пески, глины, несортированные валунногалечные накопления, мелкая галька И гравий. Судя по разрезу картировочных скважин на листе R-1, 2, на шельфе эти отложения замещаются по простиранию галечниками, которые, видимо, представляют собой переотложенную морену. Присутствие в составе подсвиты морских фаций подтверждается находками в них раковин морских моллюсков. Флювиогляциальные и моренные отложения содержат спорово-пыльцевые спектры, позволяющие отнести их формирование ко времени самаровского оледенения. Мощность отложений 35-90 м.

Верхи четвертичного разреза представлены аллювиальными, морскими и ледниковыми фациями, наиболее широко развитыми на суше. В основании разреза верхнечетвертичных отложений залегает пачка аллювиальных песчано-гравийно-галечных осадков, которые содержат спорово-пыльцевые комплексы, характерные для первого позднечетвертичного межледниковья. Отложения местами перекрыты песчано-галечными слоями, содержащими более холоднолюбивые спектры, по-видимому, соответствующие времени зырянского похолодания. Мощность их достигает 20 м.

Ледниковые отложения верхнечетвертичного возраста развиты только на суше и представлены супесями и песками с валунами, и дресвой. Мощность их непостоянна и местами может достигать 100 м. Ближе к шельфу морскими фациями, представленными они замещаются алевролитами, глинами, мелкозернистым гравийным песком, песчаногалечными накоплениями с гравийно-галечными прослойками, линзами торфа и илов, указывающими на мелководную, прибрежную обстановку. Вверху разреза верхнечетвертичных отложений фациальные особенности повторяются: внизу залегают аллювиальные пески и галечники местами с валунами (10 м), а выше встречены ледниковые отложения, состоящие из глыб, валунов и слабо окатанной гальки, а также супеси и суглинка. Спорово-пыльцевые спектры этих отложений дают основание сопоставлять их с сартанским оледенением. Мощность отложений – до 20 м. Фациальным аналогом их считаются морские пески, супеси, гравий и илы, встреченные ближе к берегу моря (15-17 м). Спорово-пыльцевые спектры отложений соответствуют каргинскому межледниковью.

На шельфе Чукотского моря, судя по разрезам картировочных скважин, позднечетвертичные отложения существенно сокращены по мощности, ледниковые фации отсутствуют, а морские супеси, вскрытые скважинами, являются продуктами переотложения рыхлых кайнозойских образований, развитых на суше. Об этом свидетельствует хорошо выраженная косая слоистость (рисунок 14). Поскольку их мощность даже вблизи берега измеряется первыми метрами, можно полагать, что мористых районов акватории терригенный материал с суши практически не достигал.

48



Рисунок 14 - Клиноформные (косослоистые) структуры в позднеплейстоценовых отложениях на дне пролива Лонга. Волнистой линией показана поверхность несогласия между плиоцен-эоплейстоценовыми и неоплейстоцен-голоценовыми осадками [2].

Голоценовые отложения развиты преимущественно на шельфе, где почти повсеместно плащеобразно перекрывают нижележащие образования. Мощность их невелика, как правило, не более метра и только в отдельных местах достигает 20 м. Отложения представлены пелитами, песками и алевропелитами.

На о-ве Врангеля кайнозойские отложения распространены в пределах тундры Академии и предполагаются на юге острова. Они представлены глинами с остатками древесной растительности, песками и гравием. По составу комплекса диатомовых отложения отнесены к плиоцену. Мощность их весьма ограничена.

Рассмотренный разрез сопоставлен со скважинами глубокого бурения в бассейне моря Бофорта и дельте р. Маккензи (Канада), где были изучены полные разрезы палеоцена, эоцена, олигоцена, миоцена и плиоцена, охарактеризованные зональными видами фораминифер и привязанными к

ним спорово-пыльцевыми спектрами. Судя по данным, собранным на различных участках побережья, формирование третичных осадочных толщ часто сопровождалось базальтовым и андезитовым вулканизмом, который был наиболее интенсивным в палеоцене, в раннем и позднем миоцене, в начале плиоцена.

Анализ геологического строения клиноформного комплекса показал, что формирование отложений происходило под влиянием нескольких асинхронных источников сноса осадочного материала, что может обусловить различный гранулометрический состав отложений, формирование отложений происходило в условиях компенсированного осадконакопления на всей изучаемой территории (заполнялся весь аккомодационный объем) (см. рисунок 13).

ГЛАВА 3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АКВАТОРИИ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ

3.1. Нефтегазогеологическое районирование

Нефтегазогеологическое районирование акватории ввиду особенностей её геолого-геофизической изученности, исходит пока из региональных структурно-геологических характеристик разреза соответствует И представленной выше общей схеме нефтегазоносных провинций, которая принципиально опирается на более ранние модели районирования [33, 34] но определении конфигурации провинций и элементов их внутренней В результаты геолого-геофизических делимости учитывает новых структурно-геологические особенности сопряжённых исследований И континентальных и глубоководных районов.

Согласно приводимой схеме (рисунок 15) большую часть акватории занимает Восточно-Арктическая потенциально нефтегазоносная провинция (ПНГП). На севере она граничит с Восточно-Сибирско-Северо-Чукотской (или Гиперборейской) шельфово-склоновой ПНГП [19], которая наиболее изучена в её шельфовой части

Восточно-Арктическая потенциально-нефтегазоносная провинция.

Эта провинция целиком соответствует синокеанической окраинноматериковой (шельфовой) платформе. Фундамент провинции образован тектоническими зонами киммерийской (на юге), каледонской и докаледонской (на севере) консолидации, которые контролируют площадное распределение разновозрастных комплексов перспективного осадочного разреза [35].

В составе провинции по структурно-геологическим признакам может быть намечено до 5 потенциально нефтегазоносных областей (см. рисунок 45), различающихся суммарной мощностью разреза и, вероятно, его перспективным стратиграфическим интервалом. Максимальная мощность разреза (до 12-18 км) характерна для Восточно- Сибирской/ Новосибирской ПНГО. Прочие области (Новосибирско-Благовещенская, Де Лонга и Медвежинско-Шелагская) отличаются меньшими мощностями отложений, которые составляют от 0,5-1,5 км на ступенях и вершинах сводовых и грядовых поднятий, до 2-4 км на их склонах и до 4-6 км, в единичных случаях до 8-12, в прогибах, разделяющих поднятия.





сопредельных акваторий, 2022).

Условные обозначения: Условные обозначения: 1 – области выходов на поверхность или неглубокого залегания разновозрастного фундамента в складчато-орогенном обрамлении провинций и областей: а – антиклинории, б - синклинории; 2 - межгорные прогибы складчато-орогенной области; 3 области неглубокого (менее 1,0-1,5 км) залегания разновозрастного фундамента в пределах потенциально нефтегазоносных областей: а- горстантиклинорий, б-ступень; 4 – Центрально-Арктическая область реликтовых поднятий с неясными перспективами нефтегазоносности; 5 – картировочные скважины, в которых был получен приток: а – жидких углеводородов, б – газа.

Провинции, потенциально нефтегазоносные области и районы: I -Восточно-Арктическая ПНГП, области: А – Новосибирско-Благовещенская (районы: А1 – Беннетско/Фадевско-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; Ш _ Центрально-Арктическая/ЦАП неясного нефтегазогеологического статуса; IV – Усть-Индигирская/Тастахская самостоятельная область (районы: А – Тастахский, В – Хромский, С – Приморский; V – Лаптевская/Лаптевоморская.

Структурные элементы обрамления провинций и областей (цифры в квадратах) 1 – Котельническо-Фадеевская область поднятий; 2 – Ляховско-Гусинская гряда (зона полнятий); 3 – Кигиляхско-Святоносская зона поднятий (вал); 4 – Кондаковское/Чокурдахское поднятие (в глубинной структуре соответствует Ольджойскому синклинорию); 5 – Уяндинский 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/Эквыватапский/Куульский массив; 16 – Паляваамская складчато-орогенная зона.

Стратиграфический интервал потенциально перспективного разреза провинции изменяется от нижне-среднепалеозойского (возможно – от

верхнепротерозойского) до кайнозойского. При этом отложения верхней юры-кайнозоя относятся к плитному мегакомплексу, а доверхнеюрские – к промежуточному. Для плитного разреза характерны осадочно-вулканогенные и континентальные угленосные формации синрифтовой и пострифтовой стадий развития провинции. Отложения промежуточного мегакомплекса представлены в разной степени дислоцированными толщами, имеющими, предположительно, платформенное происхождение: морскими терригенными и карбонатными породами палеозоя, морскими, прибрежноморскими и лагунными, а также континентальными терригенными породами нижнего и среднего мезозоя. Разрез мегакомплекса включает горизонты вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород и эвапоритов.

Выделение нефтегазоносных комплексов в этой провинции, ввиду отсутствия скважин глубокого бурения и, соответственно, острой недостаточности данных о вещественном составе её разреза, которые имеются только по островным обнажениям, и отсутствия открытий в синхронных комплексах отложений окружающей суши является весьма проблематичным и имеет гипотетический характер.

По мнению И.С. Грамберга, на Арктическом шельфе наиболее перспективными для поисков залежей УВ являются мегаседловины с мощным осадочным чехлом. Сочленение таких крупных морфоструктур, как поднятие Де-Лонга, поднятие Менделеева и прогибы Вилькицкого и Северо-Чукотского формируют Де-Лонгско-Менделеевскую седловину, где под верхнемеловым-кайнозойским чехлом развит мощный PZ-MZ терригеннокарбонатный комплекс. Это дает возможность рассматривать район работ как перспективный, где наряду с газовыми возможны нефтяные залежи [34].

Мощный осадочный чехол (до 16 - 18 км) в Восточно-Сибирском море, нефтегазоносным бассейном Аляски его соседство с (уникальное газонефтяное месторождение Прадхо-Бей) так служить же могут геологическими предпосылками нефтегазоносности бассейна [35].

54

Важную роль для оценки нефтегазоперспективности региона играют тектогенные зоны – ступенчатые сбросы фундамента, горстово-блоковые и области перехода вулканогенные поднятия В континент океан, ограничивающие на всем этапе геологической эволюции внутренние впадины, где могут накапливаться черносланцевые толщи. В большинстве осадочных бассейнов современных пассивных окраин черносланцевые толщи являются основными нефтематеринскими породами. С такой тектогенной зоной связано крупное месторождение на шельфе Канады Хиберниа.

Анализ имеющегося материала позволяет выделить в разрезе осадочного чехла потенциальные нефтегазоносные комплексы (ПНГК) в пределах шельфа Восточно-Сибирского моря.

В осадочный чехле на эпикаледонском фундаменте в северо-западной части Восточно-Сибирского выделен сейсмокомплекс ССКЗ (К1а - КZ) [17].

Таблица 1- Характеристика потенциально нефтегазоносносных комплексов

Восточно-Сибирского моря по данным разрезов островных обнажений.

Потенциал	Суммар	Нефтегазоматеринская толща					Коллекторская	
ьно	ная						тој	ща
нефтегазо	мощнос	Возрас	Формацио	Тип	Содерж	Градаци	Состав	Пористо
носный	ть,	Т	нный	органическ	ание	И	(возраст	сть,
комплекс,	КМ	(индек	состав	ого	Сорг.,	катагене)	%
ПНГК		c)		вещества	%	за		
				(OB)				
Меловой	0,7 - 3,0	K1,	Угленосна	Гумусовый	От 0,1	АК1-	Песчани	От 4-5
(0.		мел	Я		до 2,0	МК3	ки,	до 25
Котельный			формация:				алеврол	или
, Земля			глинистый				ИТЫ	более
Бунге,			алеврит,				(K ₁),	до 33 %
Новая			суглинок,				песчани	
Сибирь)			глины				ки (К ₂)	
Верхнеме	1,5-6,0	K2-Pg	Сланцы,	Сапропеле	He	MK1-	Песчани	Нет
ловой-		верхне	аргиллиты,	BO-	более	МК2.	ки с	данных
палеогено		мелово		гумусовый	1,0		гравием	
вый		й-					И	
(0.		палеог					галькой,	
Котельный		еновы					реже	
)		й					алеврол	
							ИТЫ	

Источники: [24, 32, 36].

Меловой ПНГК, суммарной мощностью от 0,7 до 3,0 км, возможно, включающий местами и верхнюю часть юрских отложений, рассматривается как преимущественно газогенерирующий.

В качестве материнских отложений В составе комплекса рассматриваются глинистые алевриты, суглинки И глины меловой угленосной толщи (см. таблицу 1), изобилующие растительными остатками и содержащие ОВ гумусового типа (Сорг. от 0,1 до 1,95 %, интервал стадий MK1 МК3 с преобладанием ранних катагенеза ОТ ДО стадий). Соответствующие данные по чёрным и темноцветным аргиллитам и флишевый облик верхнеюрских алевролитам ИЗ имеющих разрезов Ляховских о-вов, предположительно относящихся к этому комплексу, к сожалению, отсутствуют. В то же время известно о наличии углистых горизонтов в верхнеюрских терригенных отложениях о-ва Столбового в море Лаптевых, а так же – прослоев каменного угля и горизонтов, содержащих споры и пыльцу хвойных деревьев в нерасчленённых отложениях юры, вскрытых картировочной скважиной на о-ве Новая Сибирь.

Коллекторскими свойствами в составе этого комплекса обладают песчаники и алевролиты, пористость которых изменяется в широких пределах – от 4-5 % до 25 % и более. Пористость верхнемеловых песчаников может достигать 33 %.

Предполагается, что отложения этого комплекса могут представлять определённый поисковый интерес в Фадеевско-Новосибирском и Новосибирском районах Новосибирско-Благовещенской ПНГО, а также, возможно, в южных районах Восточно-Сибирской ПНГО и некоторых участках Медвежинско-Шелагской области.

Верхнемеловой-палеогеновый ПНГК. Характеристика верхнего бассейнового ПНГК сделана по осадочному чехлу запада шельфа Восточно-Сибирского моря и хребта Ломоносова.

Мел-палеогеновые отложения представлены преимущественно дельтовыми и лагунно-морскими фациями. Сорг. не превышает 1% при смешанном составе OB (сапропелево-гумусовый). Мел-палеогеновый комплекс рассматривается в лучшем случае как газопроизводящий. Литологический состав сложен сланцами, аргиллитами, большая доля дельтовых фаций свидетельствует о развитии локальных гранулярных коллекторов и глинистых покрышек. Уровень преобразования ОВ находится на градации МК1 - МК2.

Подробная литологическая характеристика верхнемеловогопалеогенового ПНГК приведена по материалам работ ОАО «МАГЭ».

Меловые отложения представлены чередованием преимущественно песчаных пачек, грубых моласс, глинистых пачек и вулканогенных образований. Преимущественно клиноформная толща имеет цикличное строение. Мощность меловых отложений в Новосибирском прогибе в районе хребта Ломоносова и на северном склоне поднятия Де-Лонга достигает 9 км. Меловые отложения могут являться благоприятными для поисков стратиграфических ловушек УВ при наличии глинистых и вулканогенных флюидоупоров.

Вышележащая палеогеновая толща имеет локальное распространение, компенсируя депрессии и выклиниваясь в сторону глубоководной части, сложена преимущественно дельтовыми фациями. Толща представляет собой проградационный клин, разбита серией малоамплитудных нарушений. Мощность толщи максимальна в зоне перехода от поднятия Де-Лонга и составляет 4 км. В волновом поле выявлены аномалии типа «яркое пятно». Палеогеновая толща может быть перспективна для поисков локальных ловушек УВ литолого-стратиграфического и тектонического типа.

Позднеолигоцен-раннемиоценовая представлена корой толща химического выветривания, сформированной в обстановке тектонической стабилизации. Сложена мощной толщей пестроокрашенных глин каолинит-гидрослюдистого состава. Приурочена каолинитового И К региональному несогласию И может играть роль регионального флюидоупора.

Верхнемиоцен-плиоценовая толща сформирована обстановке В региональной регрессии, в пределах континентального склона имеет Ha **ЛИНЗОВИДНУЮ** форму, выклиниваясь В северном направлении. Новосибирских островах толща сложена континентальными терригенными отложениями: пески, песчаники с гравием и галькой, реже алевриты, их глинистые разности. Толща не представляет интереса с точки зрения перспективности, так как залегает близко к поверхности разреза.

Таким образом, для формирования залежей УВ наиболее перспективными могут являться К2 - КZ отложения (отложения лавинной седиментации, обладающие хорошими фильтрационо-емкостными свойствами) северного борта между поднятием Де-Лонга и хребтом Ломоносова (склон Северного прогиба), где предположительно получили развитие проградационные призмы и подводные конусы выноса, восточный склон поднятия Де-Лонга, где происходит выклинивание осадочных пород, бортовые зоны и локальные поднятия в Новосибирском и Северном прогибах. Мощность меловых отложений в депоцентрах прогибов – 12 - 15 км). Вышележащие отложения морского генезиса могут играть роль флюидоупоров.

Усть-Индигирская/Тастахская СПНГО (см. рисунок 15).

В структурно-тектоническом отношении контролируется она Лаптевско-Нижнеколымской региональными элементами подвижной платформы – Хромско-Индигирской седловиной и северной частью Нижнеколымско-Южно-Анюйской системы прогибов. В структуре первого выделяют Тастахскую впадину, или прогиб и одноименный потенциально нефтегазоносный район (ПНГР), ограниченный Кигиляхско-Святоносским и Кондаковским Чокурдахским поднятиями и погруженной Ойгос-Ярской ступенью (два последних элемента соответствуют выделяемому здесь [Ситников, Алексеев, Аржаков и др., 2017] погребённому Хромскому массиву и одноимённому НГР). Второй региональный элемент представлен Усть-Индигирским и Нижне-Колымским прогибами, которые объединяются в более масштабный Приморский прогиб, или бассейн и одноимённый ПНГР.

Количественная оценка начальных суммарных ресурсов УВ Восточно-Сибирского моря на 01.01.2018 составила немногим более 5,4 млрд. т УТ, в том числе около 38% нефти и конденсата. При этом вся оценённая ресурсная база относится к категории неоткрытого потенциала.

3.2. Нефтегазопроявления

Недостаточная в целом и крайне неравномерная по площади и разрезу изученность Восточно-Сибирского моря, отсутствие выявленных месторождений и данных о вещественном составе его осадочного чехла, свойствах углеводородных систем и, в то же время наличие признаков перспективности разреза, выраженных нефте- и битумопроявлениями в островных обнажениях и газопроявлениями в картировочных скважинах и донных осадках, определяют статус намечаемых здесь единиц нефтегазогеологического районирования – как потенциально нефтегазоносных.

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 съёмок [11] в обнажениях о-вов Анжу битумопроявления, установлены a В картировочных скважинах на территориях и в проливах между островами Анжу, Ляховскими И континентальными побережьями – проявления углеводородных газов.

На Земле Бунге, о-вах Фаддеевский, Новая Сибирь, в проливах Санникова и Дм. Лаптева выходы природных газов зафиксированы в картировочных скважинах, вскрывших отложения мела и кайнозоя. На о-вах Фаддеевский и Новая Сибирь в плиоцен-нижнеплейстоценовых отложениях выявлены повышенные концентрации метана, гомологи до бутана включительно, водород. В проливе Санникова и заливе Геденштрома повышенные концентрации метана отмечены в отложениях эоцена и мела [16].

Геохимическими исследованиями по программам прямых поисков в СПНГО выраженные установлены признаки газоносности разреза, аномалиями газосодержания пробах, приуроченными В к зонам субрегиональных поднятий, которые разделяют локальные прогибы области. Наряду с метаном в пробах присутствуют и его более тяжёлые гомологи. Притоки газа с содержанием метана более 65% были получены также из миоценовых отложений в картировочной скважине № 83 (см. рисунок 15) на берегу пролива Дм. Лаптева [Государственная геологическая карта..., 1999]. Выходы метана а, местами, в сочетании с более тяжёлыми УВ, связаны с отложениями мелового и кайнозойского (от палеогена до плейстоцена) возраста.

По данным В.Я. Слободина с соавторами [30] в этом разрезе выделены:

- отложения датского яруса (7,4 м), представленные элювиальными отложениями (щебень и дресва, 1,5 м) и каолиновыми глинами коры выветривания (5,9 м);

- пачка аллювиальных косослоистых песков с прослоями бурого угля танетского-ипрского ярусов (11 м);

- среднезоценовая пачка прибрежно-морских песков с гравием в основании (30 м);

 верхнеэоценовая – нижнеолигоценовая сходная по составу и условиям формирования песчаная пачка с гравием и галькой в основании и мористыми фациями в кровле (58 м);

 нижнеолигоценовая песчано-алеврито-глинистая толща с единичными прослоями бурых углей в верхней части разреза, отражающих постепенное обмеление прибрежного морского бассейна (261 м);

 верхнеолигоценовая континентальная толща песков, алевритов, глин и многочисленных пластов угля, завершающая регрессивный ряд отложений (около 90 м);

 нижне-среднемиоценовая песчаная пачка с древесными остатками и лигнитом, накопленная в лагунно-континентальных и дельтовых условиях, указывающих на слабо выраженную трансгрессивную тенденцию (41 м);

- средне-верхнемиоценовая алеврито-глинистая пачка, отражающая сублиторальные условия накопления, прослеживаемые во всей Арктике от Аляски до Баренцева моря (59 м). По результатам диатомового анализа выделены три стратиграфических уровня, которые условно сопоставляются с синхронными морскими отложениями. В отложениях мессинского яруса (6,5-5,1 млн лет) на глубине 89,0-83,5 м отмечен прослой гравия и песков с растительными остатками, фиксирующий регрессию моря и размыв (мессинская регрессия), следы которой известны в ряде регионов Мирового океана и везде маркируют границу верхнего миоцена и плиоцена;

- нижне-среднеплиоценовая песчаная пачка, накопленная в условиях близости береговой линии и опресненности морского бассейна (45 м);

верхнеплиоценовая алеврито-песчаная пачка с морской фауной (10,5 м);

- плейстоценовые алеврито- песчаные отложения, накопившиеся в условиях озерно-аллювиальной равнины (15 м);

- голоценовый торф (3,5 м).

4. ГЕОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ И ЭВОЛЮЦИИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ

Геодинамический анализ формирования осадочных бассейнов опирался тектоно-геодинамические палеореконструкции, отображающие на взаимодействие глыб и блоков консолидированной земной коры. Они выполнялись для геохронологических рубежей, которые разделяют фазы мезозойского и альпийского тектогенеза, характеризуемые формированием и развитием крупных осадочных бассейнов Восточно-Арктических морей и их углеводородных есть: древнекиммерийской $(T_3 - J_1);$ систем, то новокиммерийской (J₃-K₁) и ларамийской или раннеальпийской (K₂). Первая фаза связана развитием в регионе поясов растяжения, разделяющих крупные, относительно жёсткие массивы континентальной земной коры и давших начало формированию основных осадочных бассейнов в регионе. Вторая фаза – это время заложения Канадской глубоководной впадины; связанных с ней «реактивных» сдвиговых и раздвиговых структур в области Восточно-Арктических шельфов; развития в границах шельфов складчато-надвиговых дислокаций раннеплатформенного образованием чехла С В его стратиграфическом интервале верхнего, переходного мегакомплекса фундамента; накопление ранних синрифтовых подкомплексов плитного разрушение Центрально-Арктического Кратона (Арктиды) чехла; И возникновение высокоширотной магматической провинции (HAIP) [13]. **Третья фаза** соотносится со временем заложения Евразийской спрединговой впадины Северного Ледовитого океана и сопряжённых с ней структур Восточно-Арктического шельфа; с началом формирования в его границах основной (пострифтовой) толщи плитного чехла; с началом обособления от Тихого океана дальневосточных морей [Цуканов, 2015; Цой, 2012], формирования их мегабассейновой и бассейновой структуры и, возможно, с начальной фазой накопления мел-кайнозойских газо- и нефтематеринских толщ в некоторых бассейнах Восточной Арктики и Дальнего Востока.

Положение и конфигурация главных осадочных бассейнов региона и наиболее крупных элементов их внутренней структуры (суббассейнов)^{*} определялись на основе анализа особенностей строения поверхности разновозрастного фундамента и, в первую очередь, зон разнопорядковых градиентов, разделяющих области поднятий и погружений.

В Восточно-Сибирском море к анализу геодинамических условий развития приняты: – Восточно-Новосибирский бассейн с суббассейнами Жоховско-Роутанским и Медвежинско-Благовещенским, а также транзитный Усть-Индигирский (Тастахский).

Восточно-Новосибирский бассейн, входящий бассейна В состав Жоховско-Роутанский суббассейн В рамках представляемой модели, выступает как часть области относительного многостороннего сжатия и поднятия крупной платформенной глыбы, возможно включающей локальные районы терригенной аккумуляции. Во второй половине киммерийского цикла происходит дробление этой глыбы с возникновением, первоначально, относительно узких грабенообразных прогибов, а в начале альпийского цикла обширной области растяжения и прерывистого, «импульсного», погружения. В этот период (конец киммерийского – начало альпийского

^{*} для упрощения процедуры описания результатов исследования принята условная двухчленная модель именования структурных единиц (бассейны - суббассейны) вне зависимости от конкретной морфогенетической природы и тектонической номенклатуры структурных элементов.

циклов) здесь возможно формирование нефтегазоматеринских толщ и прочих элементов углеводородных систем.

Медвежинско-Благовещенский суббассейн в течение всего рассмотренного в моделях геохронологического интервала характеризуется неустойчивыми геодинамическими режимами сжатия, растяжения и сдвига, в связи, с чем условия, благоприятные для формирования элементов углеводородных систем могут возникать на территориально ограниченных участках погребённых (скрытых под верхней частью разреза плитного чехла) предгорных и межгорных прогибов.

Примерно такая же ситуация, обусловленная неустойчивыми геодинамическими В киммерийского режимами течение И начала района альпийского тектонического циклов, характерна для Устьбассейна, Индигирского (Тастахского) осадочного котором В фактором, дополнительным негативно влияющим на формирование перспектив нефтегазоносности, являются проявления активного вулканизма в указанный период.

В северной части шельфа Восточно-Сибирского моря продолжается дифференциация блоков, с образованием двух выраженных массивноблоковых систем. Западная примерно соответствует поднятию Де Лонга, а восточная – Барановско-Мамонтовской группе поднятий разновозрастного фундамента, контактирующий с Врангелевским поднятием. Эти системы разделены областью преобладающих погружений (Жоховско-Роутанским суббассейном, который, в свою очередь, сопряжён с системой окраинноматериковых расколов, контролирующих пояс прогибов Подводников-Вилькицкого-Северо-Чукотского).

Зоны развития активных вулканических процессов сосредоточиваются в эту эпоху, в основном, по периферии Азиатско-Тихоокеанского пояса литосферных взаимодействий – вдоль Курило-Камчатской островодружной системы, Охотско-Чукотского вулканического пояса, западного (присихотэалиньского) плеча Татарско-Япономорского окраинноконтинентального рифтогена. Относительно ограниченные по площади районы вулканизма связаны с юго-западной окраиной Усть-Индигирско-Южно-Анюйской зоны погружений.

Главной особенностью тектоники фундамента Восточно-Сибирского и Чукотского морей, отличающей их от более западных акваторий, является их преимущественно продольная – относительно простирания современной континентальной окраины – ориентировка образующих их региональных структурных зон. Их ориентировка нарушается только вблизи Лаптевоморской области, где эти зоны приобретают субмеридиональное простирание.

С указанной главной особенностью хорошо сочетаются и другие характерные черты тектоники фундамента региона, в том числе:

 омоложение возраста континентального фундамента в общем направлении с севера на юг – от готско-гренвильского, байкальского или раннекаледонского на блоковых поднятиях Центрально-Арктической области Северного Ледовитого океана к позднекиммерийскому в районе побережья Северной Чукотки;

- соответствующее сужение стратиграфического диапазона осадочного разреза, образующего платформенные толщи, в сторону преобладания более молодых комплексов в этом же направлении – от палеозоя, мезозоя (в основном сохранившегося в некоторых глубоких прогибах северной зоны шельфа и на ступенчатых склонах платформенных поднятий, обращенных к рифтогенным зонам) на севере, до мела-кайнозоя на юге, в зоне развития киммерид;

 омоложение параллельных складчато-блоковым поясам рифтогенных
зон в направлении от континента к океану (от триасовых и юрсконижнемеловых к меловым и кайнозойским). - наличие фаз повторных дислокаций фундамента (как конструктивного /коллизионного, так и деструктивного характера)* с момента его первоначальной консолидации, имеющих складчато-блоковый или блоковый характер и завершившихся в области шельфа, в основном, в позднекиммерийскую фазу, одновременно с окончанием киммерийского цикла развития в области Северной Чукотки;

Специфическое положение рассматриваемого региона в узле между активно развивающимися системами океанов – Арктического и Тихого, по одной (субмеридиональной) оси, и взаимодействующими материковыми плитами – Евразийской и Северо-Американской – по другой (субширотной), высокую вероятность многократной предполагает смены здесь геодинамических обстановок и, соответственно, частого чередования фаз разнотипной тектонической активизации. В этом смысле регион, возможно, принадлежит к той же категории тектонически сложных узлов «многоосной геодинамики», к которым относятся морские регионы Юго-Восточной Азии Карибско-Центрально-Американский, хотя новейшие и современные И геодинамические процессы здесь имеют иной характер, направленность и интенсивность.

Наиболее древние комплексы фундамента в рассматриваемом регионе докембрийскими докембрийско-нижнепалеозойскими сложенные или породами относящиеся добайкальским, готско-гренвильским, И к (раннекаледонским) байкальским салаирским фазам тектогенеза, ИЛИ фундамент реликтовых блоковых или образуют грядовых поднятий Центральной Арктики, а также крупных массивов шельфа (районы островов Де Лонга и Чукотско-Бофортский) и блоковых систем между ними. Докембрийский возраст этих образований определяется: геологическим картированием, которое обнаруживает на островах и морском дне выходы пород соответствующего облика и возраста [24], сочетанием особенностей

^{*} см., например, публикации М.К. Косько и других исследователей [Геология и полезные ископаемые ..., 2004; Сенин, Шипилов, Юнов, 1989]

геофизических полей, которые свойственны и геологически хорошо изученным областям выхода или неглубокого залегания древнего фундамента; результатами сейсмо-плотностного моделирования и др. [25]. В целом широкое развитие массивов древнего основания в структуре Восточно-Арктических морей отмечают в своей работе так же В.Е.Хаин и его соавторы [26].

Относимые к области развития древнего фундамента поднятия Врангелевско-Геральдское и Тигара, расположенные в Чукотском море, ограниченные надвиговыми зонами, и причисляемые рядом исследователей к системе "чукотских мезозоид", судя по приводимым в публикациях модельным разрезам [27,25], связаны, скорее всего, со срывами И относительными горизонтальными перемещениями пластин плитного чехла и, частично, докембрийского (гренвильского?) основания, то есть являются дислокациями, возникшими в пределах платформы под воздействием приложенных к её краю (рисунок 16) внешних сил. Иными словами эти элементы, синхронные расположенным южнее мезозоидам, возникли, возможно, под действием тех же сил, что и Новосибирско-Чукотский пояс складчатости, но не являются частью этого пояса и отражают, скорее всего, специфическую реакцию (один из вариантов омоложения структуры) окраины платформы на происходившие в непосредственной близости, к югу от неё тектонические события.

Одной из наиболее существенных фаз активизации области развития древнего фундамента явилась, возможно, деструктивно-конструктивная каледонская фаза, оставившая после своего завершения складчатые комплексы, один из которых выделяется на востоке региона (Северная Аляска и прилегающие акватории). Другая мощная деструктивная фаза активизации приходится уже на эпоху альпийского океанообразования (начиная с поздней юры-раннего мела). Предполагается, что эта фаза инициировала проявление одного из наиболее мощных эпизодов разрушения Центрально-Арктического платформенного массива, перевода его в реликтовое ("руинированное")^{*} состояние и дифференцированного погружения его разрозненных фрагментов под воды центральной части современного океана.



кайнозойские осадки; 2 - триас; 3 - пермь; 4 - нижний - верхний карбон; 5 - девон - нижний карбон; 6 - нижний карбон;
девон; 8 - верхний силур - нижний девон; 9 - верхний протерозой, врангелевский комплекс;
надвиги, шарьяжи, нормальные сбросы;
сдвиго - взбросы. А - расположение разреза

Рисунок 16 – Гипотетическая модель структуры острова Врангеля в разрезе по Дж. К. Харрисону (остров Врангеля 2003), упрощено

Области развития палеозойских складчатых комплексов фундамента, с возрастом дислоцированных и в разной степени метаморфизованных пород от силура-девона до карбона-перми, возможными включениями относительно небольших массивов более древних пород и признаками более поздней тектонической переработки, облекают (опоясывают) рассмотренные выше массивы с юго-запада и юго-востока и предположительно заполняют пространства между ними. При этом зональную (в плане) морфологию в большей мере имеют области, обращенные к современным материкам (то

^{*} от – *руины*

есть прибрежно-мелководные и приморско-континентальные) – Котельническо-Благовещенская, Южно-Чукотская и Брукса (Аляска).

Региональные тектонические элементы, обращенные к глубоководной области Северного Ледовитого океана, характеризуются морфологически менее выраженной зональностью, что косвенно подтверждает их относительную древность.

Южнее зоны развития палеозойских комплексов расположен Новосибирско-Чукотский пояс мезозоид, значительная часть которого на южном обрамлении Чукотского моря обнажена в горных сооружениях, и представлена, в основном, отложениями триаса и нижней-средней юры. Местами (Северная Чукотка) в ядрах антиклинориев выходят более древние девон-каменноугольные породы, которые соответствуют относительно жестким массивам в составе этого складчатого пояса.

4.1. Основные черты геодинамического и палеотектонического развития бассейнов по результатам бассейнового моделирования

Для анализа геодинамического и палеотектонического развития бассейнов, по результатам бассейнового моделирования были созданы трехмерные и двухмерные (по профилям на рисунках 17-20) структурнотектонические модели осадочных бассейнов Восточной-Сибирского моря включающие четыре основных поверхностей: предаптское несогласие, поверхность палеогена, кровля неогена и кровля четвертичных отлоежний (рисунок 17-20) [43-46].



Рисунок 17- Структурно-тектонические модели осадочных бассейнов Восточно-Сибирского и Чукотского моря по кровле предаптского несогласия: А- Трехмерная модель; Б- Субширотный профиль по линии А1-А2; В- Меридиональный профиль по линии Б1-Б2;

70



Рисунок 18- Структурно-тектонические модели осадочных бассейнов Восточно-Сибирского и Чукотского моря по поверхности палеогена: А-Трехмерная модель; Б- Субширотный профиль по линии А1-А2; В-Меридиональный профиль по линии Б1-Б2;

71



Рисунок 19- Структурно-тектонические модели осадочных бассейнов Восточно-Сибирского и Чукотского моря по кровле неогена: А- Трехмерная модель; Б- Субширотный профиль по линии А1-А2; В- Меридиональный профиль по линии Б1-Б2;


Рисунок 20- Структурно-тектонические модели осадочных бассейнов Восточно-Сибирского и Чукотского моря по кровле четвертичных отложений: А- Трехмерная модель; Б- Субширотный профиль по линии А1-А2; В- Меридиональный профиль по линии Б1-Б2; Сформированная региональная модель включает, таким образом, четыре основных осадочных комплекса: доаптский, апт-верхнемеловой, палеогеновый, неоген-четвертичный. Шаг грида модели по горизонтали составил 1х1 км. Время начала и окончания периодов осадконакопления отложений определялось в соответствии с Международной стратиграфической шкалой [38].

ГЛАВА 5. УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА

5.1. Палеогеографические основы бассейнового анализа осадочных бассейнов

В качестве палеогеографической основы для бассейнового анализа использована модель, разработанная специалистами Equinor (Somme et al., 2018), которая охватывает временной период с триаса по палеоген включительно учитывает плито-тектонические реконструкции, И выполненные Dor'е с соавторами в 2015г (рисунок 21). Плитная модель, в свою очередь, базируется на представлении о последовательном трехэтапном раскрытии Арктики: Канадский бассейн, Котловина Подводников И Евразийский бассейн. В течение мезо-кайнозоя АСМС являлся источником сноса осадочного материала, областью рифтогенеза и заложения осадочных бассейнов и, наконец, в мелу сформировал большую часть шельфа Восточно-Сибирского моря.





Рисунок 21 - Палеогеографические условия осадочных бассейнов: а- в период поздней юры; б- в раннем мелу; в- в позднем мелу –палеогене; г-в позднем палеогене.

АСМС – Аляскинско-Чукотский микроконтинент, NSI – Новосибирские острова, WI - остров Врангеля, F.J.L. – Земля Франса Иосифа

В юре начинается рифтогенез в Канадской котловине и прилегающих территориях, включая бассейн Колвилл, прогиб Ханна, АСМС. В Северной Аляске формируется рифтовый комплекс шельфовых и более глубоководных осадков преимущественно глинистого состава, содержащий резервуарные толщи (глины Кинглак). В результате И ΗΓΜΤ континентального рифтогенеза в центральной части АСМС зарождается Восточно-Сибирский бассейн. В основании его осадочного заполнения, возможно, присутствуют потенциально нефтегазоматеринские озерные отложения. Породы юрского Новосибирских островов возраста по-прежнему накапливаются преимущественно в морских условиях на юго-восточной окраине ACMC. На о. Врангель морское осадконакопление прекращается, - его территория входит в состав микроконтинента и, впоследствии, в состав Чукотского складчатого пояса.

В конце юры - раннем мелу изменяется тектонический режим на Аляске – формируются горы Брукса и сопряженный с ними передовой прогиб Северного склона Аляски (Колвилл). При этом в бассейне Колвилл сохраняются условия глубоководного водоема, а южная часть прогиба Ханна испытывает инверсию (рисунки 21а). На фоне продолжающегося раскрытия котловины зарождается рифтовый глубоководный Северо-Канадской Чукотский прогиб [47]. Вследствие закрытия Южно-Анюйского океана, АСМС, включая Восточно-Сибирский бассейн и Новосибирские острова, начинает присоединяться к Восточно-Сибирской платформе. Процессы рифтогенеза на микроконтиненте прекращаются, и впадины Восточно-Сибирского бассейна заполняются континентальными осадками. Эти отложения могут рассматриваться как потенциальные резервуары.

Предполагается, что в этот период в пределах крупной складчатой зоны, включающей горы. Брукса и Чукотский ороген, сформировался межгорный Южно-Чукотский прогиб.

76

После апта и до конца мелового периода северная часть прогиба Ханна и бассейн Колвилл быстро заполнились осадками, поступавшими с хребта Брукса. Вместе с вышележащими кайнозойскими отложениями они составляют клиноформный брукский комплекс, играющий важную роль в развитии генерационно-аккумуляционных углеводородных систем бассейна Колвилл. Результаты численного моделирования показали, что генерация углеводородов как нижнебрукскими глинами формации Хью, так и более древних (Кинглак и Шублик) началась только после формирования комплекса [48].

Во второй половине мела (рисунок 21б) начинает формироваться рифтовый бассейн моря Лаптевых. В основании его осадочного чехла можно ожидать континентальные и мелководно-морские осадки. Территория Новосибирских островов располагается на восточном фланге этого бассейна в условиях континентального осадконакопления, как и большая часть Восточно-Сибирского шельфа. При этом Восточно-Сибирский бассейн испытывает погружение и тектонические деформации в связи с движениями трансформного разлома. вдоль Хатанга-Беринговского В шельфовых условиях здесь накапливается значительные (2-4 км) мощности осадков. Если эти отложения содержат достаточно мощные прослои глин, они могут служить флюидоупорами для нижележащей толщи.

В Северо-Чукотском бассейне в мелу и палеогене продолжается быстрое погружение, и формирующееся аккомодационное пространство заполняется огромными массами осадочного материала, источником которого является Чукотский складчатый пояс. Тектонический режим и палеогеографические условия были благоприятны для формирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем В составе проградирующего клина меловых и палеогеновых осадков. Недавние крупные открытия в акватории моря Бофорта в меловых клиноформах [49] позволяют прогнозировать значительный углеводородный потенциал в

77

верхнемеловых и палеогеновых неантиклинальных ловушках Северо-Чукотского бассейна (рисунок 21в).

В завершается формирование Восточно-Арктической палеогене Восточно-Сибирское, пассивной континентальной окраины моря Чукотское, Отложения формируются Бофорта. преимущественно В прибрежно-морских И шельфовых обстановках осадконакопления. Исключение составляет море Лаптевых, которое по-прежнему представляет собой рифтовый бассейн с высокими скоростями осадконакопления (рисунок 21г).

Выполненный анализ геодинамического и тектонического развития осадочных бассейнов Восточно-Арктического региона показывает, что на неотектоническом этапе развития все изучаемые бассейны испытывали погружение различной интенсивности, что указывает существование благоприятных условий для сохранности ранее сформированных вероятных скоплений УВ.

В отсутствие результатов бурения в акваториях Восточной Арктики прогноз вещественного состава отложений, слагающих осадочный чехол, опирается исключительно на результаты палеогеографических реконструкций и носит, главным образом, гипотетический характер. С учетом регионального уровня моделирования, лито-фациальные построения не выполнялись, а осадочным комплексам в модели назначался одинаковый литологический состав, соответствующий смеси, состоящей из глины и песчаника в равных долях.

Актуализированные палеогеографические и фациальные схемы для основных этапов развития осадочных бассейнов показаны на примере моделирования обстановок осадконакопления поздней юры и раннего мела в Восточно-Сибирском море представление ниже на палеогеографических картах (рисунок 22).



Условные обозначения:



Рисунок 22 - Палеогеографическая карта А) поздней юры и Б) раннего мела Восточно-Сибирского моря и прилегающих территорий.

5.2. Граничные условия

В процессе подготовки входных данных для бассейнового моделирования были проанализированы граничные условия: изменения глубины палеобассейнов в процессе их эволюции, температура 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.



Рисунок 23- Батиметрическая карта Восточно-Сибирского моря (ФГУП «ВСЕГЕИ», 2012).

Для расчёта температуры у поверхности дна палеобассейнов использовался автоматический тренд, предусмотренный ПО Petromod 74° северной широты.

Пунктов определения теплового потока в пределах изучаемой территории всего семь [ФГУП «ВСЕГЕИ», 2012]. Все точки располагаются в Восточно-Сибирском море и на суше (рисунок 24А). В области поднятия Де-Лонга и Новосибирского бассейна значения, изменяются от 71 до 60 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) (рисунок 24). 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°С до 700°С) в основании коры, что соответствует уменьшению глубины залегания поверхности Мохо [39]. На о. Ляховский значения теплового потока, измеренные в скважине, составляют 50 мВт/м2, что является типичным для платформенных областей.



Рисунок 24 А- Схема теплового потока ВСМ (ФГУП «ВСЕГЕИ», 2014) [40], Б-Карта теплового потока.

Таким образом, модели рассчитывались с постоянным тепловым потоком в соответствии с построенной картой, изображенной на рисунке 24Б.

5.3. Процессы и элементы углеводородных систем

В пределах акватории Восточно-Сибирского моря в результате моделирования выделено генерационно-аккумуляционные углеводородные системы установлены границы их распространения, элементы и процессы. Основываясь на полученных результатах моделирования и бассейнового анализа, для всех изученных осадочных комплексов были построены карты (рисунки 25,26) и профиль ГАУС (рисунок 27).

В апт-верхнемеловом комплексе выделены три гипотетических углеводородных систем:

«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. Врангель;



Рисунок 25 - Карты ГАУС апт-верхнемелового комплекса.

В палеогеновом (палеоцен-эоцен) осадочном комплексе выделены три ГАУС (рисунок 26):

• «Лаптевоморско-Новосибирская палеоцен-эоценовая», это единая УВ система, расположенная в море Лаптево и Восточно-Сибирском море;

• «Восточно-Сибирская палеоцен-эоценовая», расположенная в центральной части Восточно-Сибирского моря

• «Северо-Чукотская палеоцен-эоценовая», расположенная к северу от острова Врангель.



Рисунок 26 - Карты ГАУС палеогенового (палеоцен-эоцен) комплекса.

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

Профиль ГАУС Восточной Арктики (рисунок 27) отражает установленные по результатам моделирования существенные различия в строении анализируемых углеводородных систем, включая зрелость ОВ пород и степень проявления структурного фактора.



Рисунок 27 – Профиль ГАУС Восточной Арктики.

Анализ палеогеографических геодинамических И условий формирования отложений предполагать наличие всех элементов углеводородных систем в составе всех выделенных углеводородных систем комплексов осадочного Для анализа моделируемых основных чехла. углеводородных систем и оценки элементов углеводородных систем и процессов генерации, миграции и аккумуляции были рассчитаны трехмерные модели соответствующих оценочных параметровотражательной OB, способности витринита, преобразованности степени удельных плотностей генерации и эмиграции УВ (рисунок 28).

84



Рисунок 28 - 3D модели оценочных параметров Восточной Арктики: А – отражательной способности витринита, Б – степень преобразованности ОВ, В – удельных плотностей генерации УВ, Г- удельных плотностей эмиграции.

Расчёты выполнены в двух вариантах с разными типами керогена НГМТ, соответствующими гумусовому и сапропелевому ОВ, а также произведена сравнительная характеристика западной и восточной окраины акватории ВСМ. Результаты выполненного моделирования показали, что уже к началу апта большая часть отложений Северо-Чукотского прогиба находилась в температурных условиях, соответствующих главной зоне генерации газа и к палеогену, перезрела. В настоящее время в прибортовых частях прогиба возможна генерация газа и только доаптские осадки Северо-Врангелевского прогиба находятся в главной зоне нефтегенерации. По результатам моделирования на данной стадии изученности в доаптских отложениях прогнозируется крайне незначительный углеводородный потенциал, а предполагаемые перспективные объекты находятся на глубинах недоступных для бурения. В связи с изложенным, в рамках данной работы перспективы это комплекса не обсуждаются.

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 (рисунок 29).

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 (рисунок 30).



Рисунок 29 - Распределение отражательной способности витринита (R0, %) **апт-верхнемеловой НГМТ**: А- II тип керогена; Б-III тип керогена.



Рисунок 30 - Распределение отражательной способности витринита (R0, %) **палеогеновой НГМТ**: А- II тип керогена; Б-III тип керогена.

Показатели степени преобразованности OB, 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 вещественно состава осадочного чехла изучаемых бассейнов в рамках настоящего исследования применен вариативный подход и моделирование выполнялось с двумя типами керогена II и III.

На рисунке 31 приведены модели распределения степени преобразованности апт-верхнемеловой НГМТ по двум типами керогена II и III.



Рисунок 31 - Распределение степени преобразованности ОВ (TR, %) аптверхнемеловой НГМТ: А- II тип керогена; Б-III тип керогена.

Видно, что к настоящему времени апт-верхнемеловая НГМТ полностью реализовала свой потенциал на большей части территории всех

бассейнов. Незначительные отличия отмечаются в бортовых частях прогибов, где НГМТ слабее трансформирована.

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 (рисунки 32).



Рисунок 32 - Распределение степени преобразованности ОВ (TR, %) **палеогеновой НГМТ**: А- II тип керогена; Б-III тип керогена.

В OB, целом, чем меньше зрелость тем менее реализован генерационный потенциал НГМТ, содержащей III тип керогена по сравнению II Это особенно co типом. заметно при анализе карт степени преобразованности НГМТ отложений палеогена (см. рисунок 32). Следует отметить, что распределение показателя TR пределах области В

моделирования отражает различия в тектонической эволюции изучаемых осадочных бассейнов и, частности, скоростей их погружения.

Так в Восточно-Сибирском и Дремхедском прогибах замедление скорости погружения в палеогене-неогене, обусловило меньшие объемы накопленных осадков и, как следствие, меньшую зрелость ОВ и способность НГМТ к генерации и эмиграции углеводородов. В соответствии с индексом ТR моделируемых НГМТ распределены удельные плотности генерации и эмиграции УВ (рисунки 33,34 и 36,37).

Наиболее высокие плотности генерации и эмиграции УВ в меловом комплексе прогнозируются в пределах Восточно-Сибирского и Северо-Чукотского бассейнах (см. рисунок 33).



Рисунок 33 - Распределение удельной плотности генерации УВ (Qген, млн. т УТ/км2) апт-верхнемеловой НГМТ: А- II тип керогена; Б-III тип керогена.



Рисунок 34 - Распределение удельной плотности генерации УВ (Qген, млн. т УТ/км2) палеогеновой НГМТ: А- II тип керогена; Б-III тип керогена.

Высокие скорости погружения и осадконакопления обеспечили более интенсивные процессы генерации УВ в НГМТ. На западе активизация погружения происходила в 2 этапа: в раннем олигоцене и в середине миоцена. Для сравнения двух окраин, были выбраны две одновозрастные наиболее перспективные НГМТ: нижне- эоценовая и нижне-олигоценовая. На западе генерация в нефтегазоматеринских толщах началась на 20 лет раньше, чем на востоке. Тем самым на западе бассейн погружался быстрее чем на востоке (рисунок 35).



Рисунок 35- Сравнительная характеристика генерации в НГМТ на западной (А) и восточной (Б) окраинах ВСМ.



Рисунок 36 - Распределение удельной плотности эмиграции УВ (Qэм, млн. т УТ/км2) апт-верхнемеловой НГМТ: А- II тип керогена; Б-III тип керогена.

92



Рисунок 37 - Распределение удельной плотности эмиграции УВ (Qэм, млн. т УТ/км2) палеогеновой НГМТ: А- II тип керогена; Б-III тип керогена.

Аналогичные закономерности отражены и на графиках эмиграции в НГМТ. На западе идет планомерное нарастание объема эмиграции, а после в раннем олигоцене и в среднем миоцене происходит резкое увеличение объема, это напрямую связано с высокими скоростями осадконакопления и быстрым погружением осадочного бассейна (рисунок 38).



Рисунок 38- Сравнительная характеристика эмиграции в НГМТ на западной (А) и восточной (Б) окраинах ВСМ

Динамика реализации генерационного и эмиграционного потенциала изученных НГМТ представлена на рисунках 35 и 38.

Быстрое погружение и высокие скорости осадконакопления в западной части ВСМ 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 аптверхнемеловой толще существенно активизируются, а к началу олигоцена замедляются (см. рисунки 35а и 38а). Для палеогеновой НГМТ отмечается последовательное нарастание генерационнно-эмиграционного потенциала.

Объемные характеристики генерационно-эмиграционного потенциала изученных НГМТ представлены в таблице 2 и 3. 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 ΗΓΜΤ палеогеновой высокие, ИХ значения генерационного И эмиграционного баланса находятся примерно на одном уровне. В модели с III типом керогена соотношения генерационно-эмиграционных свойств

94

разновозрастных НГМТ соответствуют модели со II типом, однако прогнозируемые объемы генерированных и эмигрировавших УВ существенно ниже.

Таблица 2 - Генерационно-эмиграционный потенциал апт-верхнемеловой НГМТ в бассейнах Восточно-Сибирского моря

ГАУС	Генерационный баланс, млн. т УТ		Эмиграционный баланс, млн. т УТ		
	II тип	III тип	II тип	III тип	
Новосибирская	65601	24876	59595	24829	
Восточно-Сибирская	157629	58024	139425	57840	
Дремехедская	43513	14932	36632	14858	
Итого:	266743	97832	235652	97527	

Таблица 3 - Генерационно-эмиграционный потенциал палеогеновой НГМТ в

ГАУС	Генерационный б УТ	баланс, млн. т	Эмиграционный баланс, млн. т УТ		
	II тип	III тип	II тип	III тип	
Лаптевоморско- Новосибирская	893277	335857	795793	334811	
Восточно-Сибирская	42517	7579	17727	7170	
Северо-Чукотская	80119	19015	52661	18720	
Итого:	1015913	362451	866180	360701	

бассейнах Восточно-Сибирского моря

В целях оценки углеводородного потенциала, до сих пор не изучавшийся в этом аспекте, кайнозойской части осадочного чехла, применялась технология масштабируемого моделирования и были разработаны детализированные бассейновые модели.

Для моделирования клиноформных кайнозойских углеводородных систем нефтегазоматеринские свойства назначались осадочным телам внутри трансгрессивных пачек. 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.

Таким образом, 5 нефтегазоматеринских толщ были выделены в олигоценовых и миоценовых отложениях кайнозойской клиноформы. С учетом установленных особенностей осадконакопления, для всех НГМТ прогнозируется второй тип ОВ. Начальное содержание Сорг., принято равным 3%.

Ha рисунке 39A представлена полученная расчетным путем отражательная способность витринита ОВ изучаемых НГМТ. Видно, что зрелость ОВ нефтегазоматеринских пород не превышает ГЗН, неравномерно профиля распределена В пределах И контролируется мощностью перекрывающих отложений.

Наиболее высокий уровень зрелости НГМТ 3-5 не превышает стадии ранней генерации нефти. При этом показатель TR (отражающий степень потенциала керогена) В наиболее зрелой реализации части этих нефтегазоматеринских толщ - кране низкий (рисунок 39Б), 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 HГМТ 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 олигоценового возраста, в значительно меньшей степени – НГМТ 2, вкладом остальных можно пренебречь.

Генерация УВ олигоценовой НГМТ началась около 20 млн. лет назад, эмиграция – около 18 млн. лет назад. Критический момент толща преодолела не ранее 10 млн. лет назад в наиболее погруженной ее части.



Рисунок 39 - Результаты моделирования кайнозойских клиноформных НГМТ. А – отражательная способность витринита, Б – степень преобразованности ОВ.

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

5.4. Геологические события ГАУС

Основываясь на полученных результатах моделирования и бассейнового анализа, выполненного на предыдущем этапе работ, для всех изученных осадочных комплексов были построены графики основных геологических событий (рисунки 40,41).

Как отмечено раннее, НГМТ, резервуары и флюидоупоры всех ГАУС прогнозируются в нижней части апт-верхнемелового комплекса (рисунок 40).

НГМТ всех систем характеризуются высокой зрелостью и перегрето в центральных областях очагов генерации. Процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов начались уже в позднем мелу и продолжаются до настоящего времени в существенно редуцированном виде, т.к. критический момент большинство ГАУС преодолели в период около 40÷60 млн. лет назад – в палеоцене-эоцене (рисунок 41).

		125.0		65.	5 33.9)	5.33	
	Новосибирская аптская ГАУС	мезозой			кайнозой				
			мел		па	леоген	не	оген	
		K_1	K1(ap	t)-K ₂	Pg	-Pg ₂	Pg ₃ -N ₁	N ₂ -Q	
	Подстилающие породы								
	нгмт								
а	Резервуары								
	Покрышки								
	Перекрывающие породы								
	Генерация, миграция, аккумуляция								
	Формирование ловушек								
	Критический момент, млн. лет					40			
	Восточно-Сибирская		25.0 мезозоі	65 й	.5	33.9 F) айнозой	5.33	
	anmeradi Ave		мел		па	леоген	не	оген	
		K ₁	K1(at	ot)-K2	Pg,	-Pg ₂	Pg2-N1	N ₂ -O	
	Полстилающие поролы				- 01	04	05 1		
б	нгмт								
	Резервуары								
	Покрышки								
	Перекрывающие породы								
	Генерация, миграция, аккумуляция								
	Формирование ловушек								
	Критический момент, млн. лет				54				
	-								
		1	25.0	65	5	22 0)	5 22	
	Пранахадская антская ГАУС		23.0	05.		33.5	้อรัฐรอออรัฐ	5.55	
	Apeneteochus unnekus 1710 C		Mesusu	4	Каинозой		аинозои	Heaten	
		v	K1(or	(*) V	Da Da		Da M	N O	
		R1	KI(d	n)-R2	rgi	-rg ₂	r g3-141	1.2-2	
	нгмт								
в	Paranetranti								
	Покориция								
	Генерация миграния актология								
	Формарование повушек								
	Критический момент млн лет				58				

Рисунок 40 - Графики геологических событий: а-Новосибирской аптской ГАУС, б-Восточно-Сибирской аптской ГАУС, в-Дремхедской аптской ГАУС.

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.

В этом смысле исключение составляет Новосибирская ГАУС в которых, тектоническая активность, связанная с рифтогенезом, начавшаяся во второй половине мела, продолжается практически непрерывно до настоящего времени (рисунок 40а).

Анализ графиков основных геологических событий ГАУС аптверхнемелового 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 экстент варьировали в пределах изучаемой площади, указанные риски также распределены неравномерно и должны уточняться в рамках детализированных работ. Для этого, прежде всего, необходимы детальные структурные построения и палеотектонические реконструкции, с выходом на численное моделирование, опирающиеся на более плотную, чем региональная, сеть сейсмических профилей.

В палеогеновом комплексе выделяются все элементы углеводородных систем (НГМТ, резервуары, флюидоупоры). Все три системы в значительной степени реализовали свой потенциал и преодолели критический момент в период от 28 до 15 млн. лет назад (рисунок 41).

7		1	25.0	6	5.5 3	3.9		5.33
	Лаптевоморско-Новосибирская палеоцец-гоцецовая ГАУС	мезозой			ка	йнозой		
	пилеоцен-зоценовия 173 С		мел		палес	ген	н	еоген
		K ₁	K1(at	ot)-K ₂	Pg ₁ -Pg ₂	Τ	Pg ₃ -N ₁	N ₂ -Q
	Подстилающие породы							
	нгмт							
а	Резервуары							
	Покрышки							
	Перекрывающие породы						- <u>1</u>	
	Генерация, миграция, аккумуляция							
	Формирование ловушек							
	Критический момент, млн. лет						28	
	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·							
	-							
		1	25.0	65.5	3	39		5 33
	Северо-Чукотская палеоцен- зоценоваяовая ГАУС	14	Mezozoi	5		J./	มันดวดนั	5.55
		мезозой		палес	Teu	инозои	eoreu	
		K.	K1(ar	t) K	Da Da	ICH	Pg.N.	N.O
		R1	KI(d	n)-R ₂	1 g1-1 g2		1 83-111	1.2-2
	подстилающие породы			_				
б	Paramanana Paramanana Paramanana Paramanana Paramanana Paramanana Paramanana Paramanana Paramana Paraman					-		
Ŭ	гезервуары				_		_	
	Покрышки							
	Перекрывающие породы					-		
	1 енерация, миграция, аккумуляция							
	Формирование ловушек					_	_	-
	Критический момент, млн. лет						1	5
			25.0			2.0		5.00
	Восточно-Сибирская палеоцен-	1.	25.0	05.5	3	3.9		5.33
	эоценоваяовая ГАУС		Me3030	й	кайнозой			
			мел		палес	ген	Н	еоген
		K ₁	K1(ap	ot)-K ₂	Pg ₁ -Pg ₂		Pg_3-N_1	N ₂ -Q
	Подстилающие породы		_		_	_		
в	нгмт					_	_	_
	Резервуары							
	Покрышки							
	Перекрывающие породы					_		
	Генерация, миграция, аккумуляция							
	Формирование ловушек					_		
	Критический момент, млн. лет						20	

Рисунок 41 - Графики геологических событий: а- Лаптевоморско-Новосибирской палеоцен-эоценовой ГАУС, б- Восточно-Сибирской палеоцен-эоценовой ГАУС, в- Северо-Чукотской палеоцен-эоценовой ГАУС.

Раньше всех этот этап достигнут в Лаптевоморско-Новосибирской ГАУС, позже всех – Северо-Чукотской, что обусловлено особенностями теплового режима и скоростями погружения осадочных бассейнов. Продолжающийся в палеогене рифтогенез и высокие скорости

осадконакопления отличают Лаптевоморско-Новосибирский бассейн от остальных в этот период геологического развития.

Соотношение времени формирования ловушек и критического момента крайне благоприятно для Северо-Чукотской и 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. Отмеченные закономерности согласуются с полученными оценками коэффициентов аккумуляции.

5.5. Оценка ресурсов УВ

Выделенные ГАУС занимают значительные площади – более ста тысяч квадратных километров (за исключением Дремехедской) и включают крупные очаги генерации углеводородов, обеспечивающие значительный начальный углеводородный потенциал (таблицы 4 и 5).

Таблица 4- Количественная оценка углеводородного потенциала ГАУС аптверхнемелового комплекса

ГАУС	Аккумул резервуар	пировано в е, млн. т УТ	Коэффициент аккумуляции		
	II тип	III тип	II тип	III тип	
Новосибирская	1181	376	1.98	0.63	
Восточно- Сибирская	6582	2544	4.72	1.82	
Дремхедская	1567	805	4.28	2.20	
Итого:	9330	3725	2.38	1.10	

	Плониоли	Аккумулировано в	Плотность	
ГАУС	площадь,	резервуаре (среднее),	ресурсов	
	КВ КМ	кв км млн. т УТ		
Новосибирская	113913	778	6.83	
Восточно- Сибирская	176360	4563	25.87	
Дремхедская	59201	1186	20.03	

Таблица 5- Удельные плотности ресурсов ГАУС апт-верхнемелового

комплекса

Прогнозируемый фазовый состав скоплений УВ определяется начальными характеристиками типа керогена нефтегазоматеринских пород и особенностями эволюции углеводородных систем: интенсивностью процессов вторичного крекинга, переформированием залежей.

Для всех изученных ГАУС апт-верхнемелового осадочного комплекса основным фактором является тип керогена (таблица 6).

Таблица 6- Фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ углеводородных систем апт-верхнемелового комплекса

ГАУС	Фазовый состав прог газ/нефть, %	нозируемых скоплений -
	II тип (исходное 17/83)	III тип (исходное 68/31)
	по массе	по массе
Новосибирская	16/83	71/29
Восточно- Сибирская	19/81	45/54
Дремхедская	24/76	52/48

Средний коэффициент аккумуляции УВ систем апт-верхнемелового комплекса, в зависимости от типа керогена, составляет 1-2%. Максимальными коэффициентами характеризуются Восточно-Сибирская и Дремхедская ГАУС (см. таблицу 4). Тип органического вещества определяет также и общие начальные прогнозные геологические ресурсы систем. При условии преобладания второго типа керогена максимальные объемы (около 6.5 млрд. т УТ) прогнозируются в пределах Восточно-Сибирской.

Суммарный начальный углеводородный потенциал палеогеновой части осадочного чехла может составлять от 18 млрд. т УТ до 49 млрд. т УТ в зависимости от типа керогена (таблицы 7 и 8). Подавляющая часть этого потенциала приходится на Лаптевоморско-Новосибирская ГАУС.

Отмеченные закономерности согласуются с полученными оценками коэффициентов аккумуляции. Так, для Лаптевоморско-Новосибирской углеводородной системы коэффициент аккумуляции почти на порядок ниже, по сравнению с Восточно-Сибирской и Северо-Чукотской (таблица 6), что возможно обусловлено значительным вторичным крекингом и разрушением ранее сформированных залежей.

Таблица 7 - Количественная оценка углеводородного потенциала ГАУС палеогенового (палеоцен-эоцен) комплекса

ГАУС	Аккумул резервуарс	ировано в е, млн. т УТ	Коэффициент аккумуляции		
	II тип	III тип	II тип	III тип	
Лаптевоморско- Новосибирская	23377	11513	2.94	1.45	
Восточно- Сибирская	7021	1906	39.61	10.75	
Северо-Чукотская	18285	4377	34.72	8.31	
Итого:	48682	17796	5.62	2.05	

Однако, несмотря на эти неблагоприятные факторы, в ловушках

Лаптевоморско-Новосибирской ГАУС прогнозируется максимальные начальные геологические ресурсы углеводородов - около 23 млрд. т УТ. при втором типе керогена. Второй по величине ресурсного потенциала является Северо-Чукотская углеводородная система – 18 млрд. т УТ.

Таблица 8 - Удельные плотности ресурсов ГАУС палеогенового (палеоцен-

ГАУС	Площадь,	Аккумулировано в	Плотность
	кв км	резервуаре (среднее),	ресурсов
		млн. т УТ	тыс т УТ/кв.
			КМ
Восточно-Сибирская	129757.27	4464	34.40
Лаптевоморско- Новосибирская	509090	17445	34.27
Северо-Чукотская	145803.08	11331	77.71

Ожидаемый фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ в отложениях палеоцена-эоцена приведен в таблице 9. Критическим фактором, определяющим соотношение фаз, является тип керогена. Присутствие в нефтегазоматеринских породах ОВ морского типа определяет преобладание жидких УВ.

При условии наличия второго типа керогена в НГМТ Восточно-Сибирской палеогеновой ГАУС, прогнозируемые скопления будут содержать преимущественно жидкие углеводороды. Таблица 9- Фазовый состав прогнозируемых скоплений УВ углеводородных систем палеогенового (палеоцен-эоцен) комплекса.

	Фазовый состав прог	нозируемых скоплений-			
ΓΑΥC	газ/нефть, %				
	II тип (исходное 17/83)	III тип (исходное 68/31)			
	по массе	по массе			
Восточно-Сибирская	6/94	51/48			
Лаптевоморско- Новосибирская	31/69	67/33			
Северо-Чукотская	5/95	63/37			

В соответствии с полученными оценками удельных плотностей начальных прогнозных ресурсов территории Восточно-Сибирской ГАУС относятся категории перспективных земель IV категории.

Так, для Лаптевоморско-Новосибирской палеоцен-эоценовой углеводородной системы коэффициент аккумуляции почти на порядок ниже, по сравнению с Восточно-Сибирской и Северо-Чукотской (см. таблицу 7), что возможно обусловлено значительным вторичным крекингом и разрушением ранее сформированных залежей.

ГЛАВА 6. ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ

Оценка геологических рисков и вероятности открытия месторождения выполнена с использованием методики, широко применяемой нефтяными компаниями (Otis, et al., 1997). Методика предусматривает комплексный анализ геологической информации о нефтегазоматеринских породах, резервуарах, покрышках, и включает четыре основных фактора:

- наличие и свойства нефтематеринских толщи, включая ее мощность, количество и выдержанность слоев, распространение, сведения о газо- и нефтепроявлениях, типе керогена, насыщенности и зрелости ОВ;
- наличие и свойства резервуара, его литология, распространение, история развития, латеральная выдержанность, мощность и вертикальная цикличность, гетерогенность, коэффициенты пористости и проницаемости, трещиноватость, диагенетические характеристики;
- наличие ловушки, включая достоверность ее обнаружения по геофизическим данным, тип ловушки, тип и качество покрышки;
- соотношение времени формирования ловушек и процесса генерации, миграции аккумуляции УВ, включая, сохранность залежи.

Термин «геологический риск» определяет вероятность открытия промышленных скоплений УВ (вероятность геологического успеха) и оценивается как произведение вероятностей четырех независимых факторов:

- 1) Вероятность наличия зрелой нефтематеринской породы (Psource);
- 2) Вероятность наличия резервуара (Preservoir);
- 3) Вероятность наличия ловушки (Ptrap);

4) Вероятность благоприятного фактора времени (геохронология) (Pdinamics).

Pg = Psource X Preservoir X Ptrap X Pdinamics,

где Pg - вероятность геологического успеха.

Вероятность обнаружения промышленных притоков УВ оценивается по шкале от 0.01 до 0.99. Анализ рисков выполняется при первоначальном анализе доступной геологической информации и пересматривается при получении новых данных.

Для стандартизации метода оценки геологических рисков, анализ геологической информации проводится с использованием так называемого «контрольного листа» (таблица 10), который включает блоки, соответствующие четырем факторам риска.

В результате составляется таблица рисков, строки которой содержат оценку каждого из факторов риска, как «неблагоприятного» (0.1÷0.3) «спорного» (0.3÷0.4), «нейтрального» (0.5), «обнадеживающего» (0.5÷0.7) или «благоприятного» (0.7÷0.9).

Вычисление вероятности геологического успеха выполняется с точностью до 3 знака после запятой. На основании эмпирических данных геологические риски разделены на категории:

очень низкий риск (0.5÷0.99) – все факторы объекта оцениваются как «благоприятные»;

 низкий риск (0.25÷0.5) - все факторы оцениваются как «обнадеживающие» и «благоприятные»;

 умеренный риск (0.125÷0.25) – два или три фактора – от «обнадеживающих» до «благоприятных», один или два – от «обнадеживающих» до «нейтральных»;

 высокий риск (0.063÷0.125) – один или два фактора – «обнадеживающие», два или три «нейтральные», или от «нейтральных» до «обнадеживающих»;

5) очень высокий риск – (0.01÷0.063) от двух до трех факторов не выше «нейтральных» при одном или двух – «сомнительном» или «нейтральном».

Как отмечалось ранее, в отсутствие признаков нефтегазоносности осадочного чехла в пределах акваториальной части Восточной Арктики, все рассматриваемые углеводородные системы относятся к разряду гипотетических.

Существенные неопределенности в части вещественного состава отложений, обусловленные отсутствием скважин в пределах изучаемой

территории, не позволили 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.

С учетом изложенного, признак наличия в разрезе резервуаров всех трех изученных комплексов оценен как «обнадеживающий» со значением вероятности 0.6.

Таблица 10- Результаты оценки вероятности геологического успеха изученных ГАУС Восточно-Сибирского моря.

Фактор риска	Неблаго приятны й	Спор ный	Нейтрал ьный	Обнадежи ва-ющий	Благопри ят-ный	Оцен ка риска
I. Оценка НГМТ						0.7
Способность насыщения УВ					0.7	
Зрелость					0.8	
II. Оценка						0.6
резервуара						0.0
Наличие					0.8	
Качество				0.6		
III. Оценка						0.5
ловушки						0.5
Достоверность						
определения					0.8	
ловушки						
Качество			0.5			
покрышки			0.5			
IV.						00
Геохронология						0.9
Генерация					0.9	
Миграция					0.9	
Аккумуляция					0.9	
Вероятность						
<u>геологического</u>						0.187
успеха						
Несмотря на отсутствие информации о качестве и количестве органического составе вещества В осадочного чехла, результаты применением вариативного выполненного моделирования с подхода, показали, что вне зависимости от типа керогена, при средних величинах Соорг. отложениях, потенциальные НГМТ способны К УΒ насыщению В перспективных объектов. Поэтому фактор «Оценка НГМТ» оценен, как «обнадеживающий» (0.7).

	Новосибирская аптская ГАУС	мезозой			кайнозой			
		мел			палеоген	нес	неоген	
		K_1	K1(ap	ot)-K ₂	Pg ₁ -Pg ₂	Pg ₃ -N ₁	N ₂ -Q	
а	HI'MT		0.7					
	Резервуары		0.6					
	Ловушки			0.5				
	Геохронология (критический момент ГАУС)						0.3	
	Вероятность открытия						0.063	
<u> </u>	-							
	Восточно-Сибирская аптскаяГАУС							
		мезозой			кайнозой			
			мел	I	палеоген	лен		
		\mathbf{K}_1	K1(ap	ot)-K ₂	Pg1-Pg2	Pg ₃ -N ₁	N ₂ -Q	
б	HFMT		0.7					
	Резервуары		0.6					
	Ловушки			0.5				
	Геохронология (критический момент ГАУС)						0.3	
	Вероятность открытия						0.063	
-	-							
в								
	Дремехедская аптская ГАУС	мезозой			кайнозой			
		мел			палеоген неоген			
		\mathbf{K}_1	K1(apt)-K ₂		Pg1-Pg2	Pg ₃ -N ₁	N ₂ -Q	
	HFMT		0.7					
	Резервуары		0.6					
	Ловушки			0.5				
	Геохронология (критический момент ГАУС)						0.3	
	Вероятность открытия						0.063	

Рисунок 42 – Графики геологических рисков: а-Новосибирской аптской ГАУС, б- Восточно-Сибирской аптской ГАУС, в- Дремхедской аптской ГАУС.

а	Лаптевоморско-Новосибирская палеоцен-зоценовая ГАУС	125.0		6	65.5 33			5.33		33	
		мезозой			кайнозой						
		мел			палеоген			неоген			
		K_1	K1(apt)-K2		Pg1-Pg2		Pg	Pg ₃ -N ₁		N ₂ -Q	
	HIMT				0.7						
	Резервуары				0.6						
	Ловушки					0.5					
	Геохронология (критический момент ГАУС)									0.6	
	Вероятность открытия									0.126	
	-										
	Восточно-Сибирская палеоцен-зоценоваяовая ГАУС	125.0		65.5	33.9			5.33		33	
		мезозой			кайнозой						
		мел			палеоген			неоген			
		K1 K1(apt)-K2		pt)-K ₂	Pg ₁ -Pg ₂		Pg	Pg3-N1 N2-0		N ₂ -Q	
б	HTMT				0.7	-					
	Резервуары				0.6	-					
	Ловушки					0	.5				
	Геохронология (критический момент ГАУС)									0.7	
	Вероятность открытия									0.147	
			25.0	65.5		33.9			5.	33	
	Северо-Чукотская налеоцен-зоценоваяовая ГАУС	мезозой		й	кайнозой						
В		мел			палеоген			неоген			
		K ₁	K1(apt)-K2		Pg ₁ -Pg ₂ F		Pg	g ₃ -N ₁ N ₂ -0		N ₂ -Q	
	HFMT				0.7	_					
	Резервуары				0.6						
	Ловушки					0	.5				
	Геохронология (критический момент ГАУС)									0.7	
	Вероятность открытия									0.147	

Рисунок 43 - Графики геологических рисков: а-Лаптевоморско-Новосибирской палеоцеон-эоценовой ГАУС, б- Восточно-Сибирской палеоцеон-эоценовой ГАУС, в- Северо-Чукотской палеоцеон-эоценовой ГАУС.

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. Однако в отсутствие информации о вещественном составе отложений оценка качества покрышки не может быть оцена выше 0.5 («нейтральный»). Соответственно общий риск по фактору «Оценка ловушки» оценен по минимальному признаку – 0.5.

Учитывая полученные результаты моделирования, изученные ГАУС, существенно различаются в части оценки фактора «Геохронология». Неблагоприятное соотношение времени критического момента и формирования ловушек для аптских ГАУС обусловило высокие риски в части сохранности залежей, поэтому фактор «Геохронология» оценен, как «неблагоприятный» со значением 0.3 для всех углеводородных систем аптверхнемелового комплекса. Для ГАУС кайнозойской части разреза в зависимости от соотношения времени критического момента и установленных фаз складчатости в осадочных бассейнах – фактор «Геохронология» оценен, как «благоприятный» со значениями 0.6÷0.7.

Таким образом, вероятность геологического успеха для меловых отложений сопряжена с высоким рисками (Pg=0.063). Вероятность открытия месторождений в кайнозойской части разреза – выше (от 0.126 до 0.147), что соответствует умеренному риску (см. рисунки 42 и 43).

ГЛАВА 7. ПРОГНОЗ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА

По результатам моделирования были выделены расчетные аккумуляции и прогнозированы скопления углеводородов по двум типам керогена в гипотетических резервуарах мелового и палеогенового возраста (рисунок 44 и 45).



Условные обозначения:



скопления газообразных УВ

Рисунок 44 - Расположение прогнозируемых скоплений УВ в резервуарах; Аапт-верхнемелового комплекса; Б- палеогенового комплекса; В-неогенового комплекса; г- Карта расположения прогнозируемых скоплений УВ в резервуарах.



Условные обозначения:

скопления жидких УВ

скопления газообразных УВ

Рисунок 45 - Расположение прогнозируемых скоплений УВ в резервуарах; Аапт-верхнемелового комплекса; Б- палеогенового комплекса; В-неогенового комплекса; г- Карта расположения прогнозируемых скоплений УВ в резервуарах.

Как показали результаты выполненных работ, перспективы поиска УВ в акватории Восточно-Сибирского моря, по всей видимости, связаны с двумя разновозрастными структурно-тектоническими этажами (промежуточным (Pz2? -K1) и плитный (J3? -K1-Q), различающимися по своей структуре, истории геологического развития и, по всей видимости, нефтегазоперспективам. Это наглядно видно на Северо-Врангелевской ступени в восточной части моря, на стыке с Чукотским морем (Рисунок 46а).

Присутствие промежуточного этажа по комплексу геолого-геофизических данных прогнозируется в южной части Восточно-Сибирского моря, максимальные мощности верхнего осадочного этажа приурочены к системе рифтогенно-океанических прогибов и впадин. Каждому из этих этажей присущи разные типы ловушек УВ (рисунки 46).



Рисунок 46- Типы ловушек в структурно-тектонических этажах Восточно-Сибирского моря: А – Северо-Врангелевской ступени (структурные ловушки); Б – Северо-Врангелевской ступени, структуры Птичья
(тектонически экранированные, литологические ловушки); В – Дремхедского прогиба, структуры Западно-Врангелевское 1 и 2 (стратиграфические ловушки); Г – Северо-Чукотского прогиба (тектонически экранированные и литологические ловушки).

Клиноформные отложения Восточно-Сибирского моря, представленные палеоген-неогеновым комплексом, благодаря своему строению и особенностям формирования представляют большой интерес для аккумуляции углеводородов, в выклинивающихся толщах клиноформных комплексов. Верхняя часть осадочного чехла шельфа Восточно-Сибирского кайнозойскими представлена клиноформными моря отложениями, условиях пассивной континентальной сформированными В окраины. Максимальные мощности проградирующего клина достигают 3-4 км и выклиниваются по направлению к берегу. Одновозрастные клиноформы бассейна Бофорта-Маккензи являются продуктивными (месторождения Таглу, Копаноар и др.).

Формирование залежей в кайнозойских отложениях началось около 17 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 47), однако заполнены не полностью. 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.



Рисунок 47- Прогноз заполнения углеводородами перспективных объектов неанитиклинального типа по результатам численного моделирования.

Учитывая, значительное более широкое распространение кайнозойских отложений в российской части Восточной Арктики, они представляют существенный интерес с точки зрения поисков УВ. Наиболее высокие перспективы можно ожидать в областях распространения максимальных мощностей проградирующего клина, т.е. в дистальных частях акватории Восточно-Сибирского моря и Северо-Чукотского бассейна Перспективы кайнозойского клиноформного комплекса определяются главным образом уровнем зрелости потенциальных ΗΓΜΤ. 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.

Схема расположения первоочередных районов ГРР на нефть и газ показаны на рисунке 48.



Рисунок 48- 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 складчатоорогенной 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; 23-24,25,26,27-Барановский; 28,29,30-Дремхед; 31.32.33.34-Крестовский: Мамонтовский; 35,36,37,38,39-Северо-Врангелевский; 40,41,42,43,44-Северо-45,46-Вилькитская; 47-Западно-Дремхедский; Чукотский: 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 Беннетско/Фаддеевско-Новосибирский, **A1** A2 (районы: Новосибирский, АЗ – Благовещенский); В – Де-Лонга (Жоховская); С – **C1** Восточно-Сибирская/Новосибирская (районы: 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 IV нефтегазогеологического Устьнеясного статуса; Индигирская/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-Святоносская зона поднятий (вал); 4 – Кондаковское/Чокурдахское поднятие (в глубинной структуре соответствует Ольджойскому синклинорию); 5 – Уяндинский

118

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/Эквыватапский/Куульский массив; 16 – Паляваамская складчато-орогенная зона.

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) (см. рисунок 48). 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 перспективные объекты участок, все антиклинального типа которого располагаются внутри границ углеводородных систем и, следовательно, с высокой долей вероятности могут быть заполнены углеводородами. Антиклинальные объекты южной части Беннетско/Фаддеевско-Новосибирскиого 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.

Проведенная оценка геологических рисков позволяет оптимизировать дальнейшие ГРР, которые должны быть направлены на снижение рисков таким образом, чтобы обеспечить максимальный экономический эффект. Дальнейшее сгущение сети сейсмических профилей (дополнительные сейсмический 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 фундамента, стратиграфическая привязка опорных сейсмических И горизонтов, уточнение глубинно-скоростной модели, установление наличия в разрезе резервуарных, а также нефтегазоматеринских толщ И ИХ характеристик. С учетом проведенных исследований скважину следует наиболее перспективного Жоховскорасположить В пределах 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 областей необходимо пределах этих проведение трехмерной сейсморазведки для картирования ловушек неантиклинального типа, а также оценки вероятности ИХ заполнения углеводородами с применением

120

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 иразвитие 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 аптверхнемеловой 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 (палеоценэоцен) осадочном комплексе («Лаптевоморско-Новосибирская палеоцен-«Восточно-Сибирская «Североэоценовая», палеоцен-эоценовая» И 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 30H 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 Построены актуализированные базовые геолого-геофизические моря. модели, являющиеся основой для дальнейшего построения пространственновременных 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 мезозойкайнозойских Ha отложениях. основании рассчитанных моделей прогноза скоплений УВ аккумуляций вариативного предлагается И постановка поисково-разведочных работ на нефть и газ. Клиноформные Восточно-Сибирского моря, отложения 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 СОКРАЩЕНИЙ

BCM	-	Восточно-Сибирское море			
МАГЭ	-	Морская Арктическая Геологоразведочная Экспедиция			
НИИГА	-	Научно-исследовательский институт гражданской авиации			
ВСЕГЕИ	-	Всероссийский научно-исследовательский геологический			
институт имени А. П. Карпинского					
ВВЭ	-	Высокоширотная Воздушная Экспедиция			
MOB	-	Метод отраженных волн			
МОГТ	-	Метод общей глубинной точки			
ГАУС	-	Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы			
OB	-	Органическое вещество			
УВ	-	Углеводороды			
НГМТ	-	Нефтегазоматеринская толща			
ПНГП	-	Потенциально нефтегазоносные провинции			
ГРР	-	Геологоразведочные работы			
ЛУ	-	Лицензионный участок			

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- Казанин Г.С., Иванов Г.И. и др. Инновационный вектор развития ОАО "МАГЭ»: сборник статей // Мор. аркт. геологоразведоч. экспедиция. -Санкт-Петербург: Реноме - 2017. - 263 с.
- Виноградов В.А., Горячев Б.В., Гусев Е.А., Супруненко О.И. Осадочный чехол Восточно-Арктического шельфа России и условия его формирования в системе материк – океан // В кн.: 60 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане. – СПб.: ВНИИОкеанология, 2008. - С. 63-79.
- 3. Геология СССР, Т XXVI, Острова Советской Арктики. Геологическое описание // «Недра», М.: 1970. 548 с.
- Геология СССР. Том XXX Северо-Восток СССР, Геологическое описание, кн. 2. М., Недра: 1970. - 536 с.
- Косько М.К. Восточно-Сибирское море. В кн.: Геологическое строение СССР и закономерности размещения полезных ископаемых // Т.9. Моря Советской Арктики. Л-д, Недра, 1984. - С. 60-67.
- Остров Врангеля: геологическое строение, минерагения, геоэкология. Под редакцией И.К. Косько, В.И. Ушакова. ВНИИОкеангеология – 2003.- 137 с.
- Дорофеев В.К., Благовещенский М.Г., Смирнов А.Н., Ушаков В.И. Новосибирские острова. Геологическое строение и минерагения // ВНИИОкеангеология. - СПб. - 1999. - 130 с.
- 8. Ким Б.И. Выполнить нефтегеологическое районирование континентального шельфа Восточно Арктических морей Российской федерации, сравнительный анализ нефтегазоносности недр указанных акваторий с целью выделения высокоперспективных зон нефтегазонакопления и обоснования выбора объектов геолого – геофизических работ ближайшую на И перспективу // Санкт-Петербург 2005. Фонды среднесрочную Моргеолфонда.(ф).
- 9. Государственная геологическая карта. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Океанская. Лист U 53, 54, 55, 56 хр. Ломоносова.

Объяснительная записка. СПб: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2010. (Минприроды России, Роснедра, ФГУП «ВНИИОкеангеология», ФГУП «ВСЕГЕИ»).

- 10.Государственная геологическая карта Российской Федерации. М-б 1 000 000. Серия Новая. Лист R-58-(60) (Билибино). Карта полезных ископаемых. О/Зап. № 52422 - 52424. Прудниченко В.С. 1998. 1/1гр., 1кр. Билибино R-60, R-59, R-58 // Издатель карты: Санкт-Петербургская картографическая фабрика ВСЕГЕИ.
- 11.Государственная, геологическая карта Российской Федерации. Лист S-53-55-Новосибирские острова // Издательство ВСЕГЕИ, СПб. – 1999.- 200 с.
- 12.Государственная геологическая карта Российской Федерации. М-б 1:1 000 000. Серия Новая. Лист R-(55)-57 (Нижнеколымск). Карта полезных ископаемых. О/Зап. № 53073 - 53075 МН. Свиридов А.П. 2000. 1/1гр., 1кр. Нижнеколымск R-57, R-56, R-55 // Издатель карты: Санкт-Петербургская картографическая фабрика ВСЕГЕИ.
- 13.Государственная геологическая карта Российской Федерации. М-б 1:1 000 000. Новая серия. Лист S-1,2 (Чукотское море) Карта доплиоценовых образований О/Зап. № 54884 - 54886. Виноградов В.А., Горячев Ю.В., Чухонцев В.И. 2005. 1/1гр., 1кр. Чукотское море S-2, S-1 // Издатель карты: Санкт-Петербургская картографическая фабрика ВСЕГЕИ Составитель карты: ВНИИокеангеология.
- 14. Государственная геологическая карта Российской Федерации. М-б 1:1000 000 (новая серия). Лист Т-53-56 (о.Жохова). Геоморфологическая карта. О/Зап. № 54836 - 54838. Рязанова М.В. и Гусев Е.А. 2005. 1/1гр., 1кр. остров Жохова Т-56, T-55. T-54. T-53 // Издатель Санкт-Петербургская карты: фабрика ВСЕГЕИ картографическая Составитель карты: ВНИИокеангеология Масштаб: 1:1 000 000.
- Государственная геологическая карта Российской Федерации. М-б 1:1 000
 000. Серия Новая. Лист R-(60)-2 (о. Врангеля). Карта четвертичных образований. О/Зап. № 52434 52436. Сухов К.С. 1998. 1/1гр., 1кр. о.

Врангеля R-2, R-1, R-60 // Издатель карты: Санкт-Петербургская картографическая фабрика ВСЕГЕИ.

- 16.Иванов В.Л., Ким Б.И., Косько М.К. и др. Лаптевский седиментационный бассейн // В кн.: Геология и полезные ископаемые России - Т. 5. -Арктические и Дальневосточные моря - Кн. 1 Арктические моря. ВСЕГЕИ. – 2004.- С. 274-319.
- 17. Яшин Д.С., Данюшевская А.И. Органическое вещество и углеводородные газы в донных осадках арктических акваторий СССР Н Проблемы нефтегазоносности Мирового океана, М.: Наука, 1989. С. 206—212.
- 18.Российские арктические геотраверсы // ВНИИОкеангеология, СПб.:-2011. -172 с.
- 19. Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на акваториях Мирового океана, Керимов В.Ю., Сенин Б.В., Богоявленский В.И., Шилов Г.Я., 2016.
- 20.Виноградов В. А., Горячев Ю. В., Гусев Е. А. Промежуточный структурный этаж на шельфе Восточной Арктики – миф или реальность. Геологогеофизические характеристики литосферы арктического региона. Тр. ВНИИОкеангеологии, т.223, Вып. 8, СПб. ВНИИОкеангеология, 2012, с. 150-156.
- 21.Шипилов Э.В., Сенин Б.В., Юнов А.Ю. Осадочный чехол и фундамент Чукотского моря // Геотектоника. - № 5 – 1989.- С. 99-109.
- 22.Сакулина Т.С. (ответственный исполнитель) Создание опорного геологогеографического профиля 5-АР (м. Биллигнса – ВГКШ – 2005) // Отчет ФГУНПП Севморго, СПб.: 2010 (ф).
- 23.Сакулина Т.С. Отчет о результатах создания опорного геологогеофизического профиля 1-ОМ «Шантарские о-ва – Северные Курилы» // ФГУНПП «Севморгео». Санкт-Петербург - 2010. (ф).
- 24.Петровская Н.А., Тришкина С.В., Савишкина М.А. Основные черты геологического строения Российского сектора Чукотского моря // Геология нефти и газа № 6 2008.- С. 20-27.

- 25.Хаин В.Е., Филатова Н.И., Полякова И.Д. (Ред.). Труды Геологического института. Вып.601.Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности Восточно-Арктических морей и их континентальное обрамление. Вып.601. - 2009.- 227 с.
- 26.Косько М. К., Соболев Н. Н., Кораго Е. А., Проскурнин В. Ф., Столбов Н. М. Геология Новосибирских островов – основа интерпретации геофизических данных по восточно-арктическому шельфу России. Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2013, т.8, № 2, 36 с.
- 27.Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1000000, лист Т-57-60, остров Генриетты. Пояснительная записка СПб, ВСЕГЕИ, 2015, с. 9-76.
- 28. Милановский Е.Е. Геология СССР Т. 1 // М., Изд-во МГУ 1987.- 416 с.
- 29.Сидоренко А.В. (Ред.), Геология СССР. Т.ХХVІ: Острова Советской Арктики. Геологическое описание Т.ХХVІ, 1970. 548 с.
- 30.Слободин В.Я., Ким Б.И., Степанова Г.В., Коваленко Ф.Я. Расчленение разреза айонской скважины по новым биостратиграфическим данным // Стратиграфия и палеонтология мезо-кайнозоя Советской Арктики. СПб.: ПГО «Севморгеология». - 1990.- С. 43-58.
- 31.М.К. Косько, Б.И. Ким, Е.А. Кораго, А.Л. Пискарев-Васильев, О.И. Супруненко, Д.В. Лазуркин Восточно-Сибирско-Чукотский седиментационный бассейн // В кн.: Геология и полезные ископаемые России. Т.5 кн. 1. Арктические моря. СПб.: ВСЕГЕИ 2004. С. 341-382.
- 32.Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И., Яшин Д.С. Нефтегеологическое районирование шельфа Восточно-Арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа - № 2. – 2007. – С. 49–59.
- 33.Б. В. Сенин, В. Ю. Керимов, В. И. Богоявленский и др. Нефтегазоносные провинции морей России и сопредельных акваторий: в 4 кн. - Москва: Недра, 2020. – 339.

- 34.Супруненко О.И. «Проблемы нефтегазовой геологии Арктики», Сборник научных трудов НИИГА-ВНИИО, 2004 г. Стр. 9-35.
- 35.Геология и полезные ископаемые России. Т.5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 1. Арктические моря / ред. И.С. Грамберг, В.Л. Иванов, Ю.Е. Погребицкий. СПб, ВСЕГЕИ. 2004. Стр. 274-319. (МПР РФ, РАН, ВНИИОкеангеология).
- 36.Грамберг И.С., Иванов В.Л., Преображенская Э.Н. Потенциальные возможности нефтегазообразования в осадочных толщах морей Лаптевых и Восточно-Сибирского / Сб. «Геология шельфа Восточно-Сибирских морей», изд. НИИГА, 1976.
- 37.Васильева Е.А. Геологическое строение зоны сочленения Лаптевоморского шельфа и Сибирской плиты. Разведка и охрана недр, № 2, 2016, с. 12-17.
- 38.Kumar N., Granath J., Emmet P. A., [2011] Chapter 33: Stratigraphic and tectonic framework of the US Chukchi Shelf: Exploration insights from a new regional deep-seismic reflection survey. Geological Society London Memoirs 35(1):501-508.
- 39.Хаин В.Е., Филатова Н.И. (ГИН РАН, Москва, Россия) Тектоника и геодинамические режимы формирования орогенических поясов Арктики и смежных континентов, 2006г.
- 40.Лыгин А.М., Петров О.В., Вербицкий В.Р., Н.Н. Соболев, Л.А. Дараган-Сущова, В.Н. Зинченко и др. Создание полимасштабную геологокартографическую модель Северо-Восточной Арктики. Отчет о результатах работ по Государственному контракту от 27.03.2012г. №АМ-02-34/28, ФГУП «ВСЕГЕИ», 2012.
- 41.Mustaev R.N., Lavrenova E.A., 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. T. 11. № 10. C. 3617-3626.

- 42. Gorbunov A., Lavrenova E.A. SAI-advanced solution to geologic objectives. 2018, DOI:10.13140/RG.2.2.30054.47689.
- 43.Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Структурнотектоническая модель фундамента и осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий/ Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020, № 1, С. 19-29.
- 44.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.
- 45.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. Cep. "International Science and Technology Conference "Earth Science"-Chapter 4" 2021, p.1-7.
- 46.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.
- 47.Shenk O., Magoon L.B., Bird K.J., Peters K.E. [2012] Petroleum system modeling of northern Alaska, in K. E. Peters, D. J. Curry, and M. Kacewicz, eds., Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications: AAPG Hedberg Series, 4, 317–338.
- 48.Houseknecht, D. W. [2019] Petroleum systems framework of significant new oil discoveries in a giant Cretaceous (Aptian-Cenomanian) clinothem in Arctic Alaska. AAPG Bulletin 103(3):619-652.
- 49.Голубев В.М. Геология дна, геодинамика и нефтегазоносность Беринговоморского региона / Комитет Российской Федерации по геол. и использ. недр, Всерос. науч.-исслед. ин-т геологии и минерал. ресурсов Мирового океана – СПб., Недра, 1994, 125 с.
- 50.Сенин Б.В., В.Ю. Керимов, В.И. Богоявленский и др. Нефтегазоносные провинции морей России и сопредельных акваторий, Книга 3, 2022г.