

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

На правах рукописи



ШАТЫРОВ АНАР КАМАНДАРОВИЧ

**НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
ПРИСАХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА.**

Специальность 2.8.3. Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика,
маркшейдерское дело и геометрия недр

Автореферат диссертации на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, доцент
Серикова Ульяна Сергеевна

Работа выполнена на кафедре «Геология и разведка месторождений углеводородов» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

Научный руководитель

Доктор технических наук, доцент
Серикова Ульяна Сергеевна

Официальные оппоненты:

Дзюбло Александр Дмитриевич

доктор геолого-минералогических наук, профессор
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина» / кафедра освоения морских нефтегазовых месторождений, заместитель заведующего кафедрой по научной работе

Антипов Михаил Петрович

кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Геологический институт Российской академии наук / лаборатория сравнительного анализа осадочных бассейнов, ведущий научный сотрудник

Ведущая организация

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ухтинский государственный технический университет»

Защита диссертации состоится «3» марта 2026 года в 14-00 на заседании диссертационного совета 24.2.428.06, созданного при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат диссертации разослан «__» _____ 202__ года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Павлова Зухра Хасановна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Актуальность диссертационной работы обусловлена стратегической значимостью освоения углеводородных ресурсов присахалинского шельфа для социально-экономического развития Дальнего Востока и энергетической безопасности России. Этот регион является ключевой ресурсной базой для таких мегапроектов, как «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Сахалин-3» и перспективных «Сахалин-4»–«Сахалин-6». Проведенные исследования охватили ключевые месторождения присахалинского шельфа, отличающиеся сложной тектонической структурой:

- Кириновское, Южно-Кириновское и Мынгинское (проект «Сахалин-3») характеризуются меридиональными структурами Кириновского типа, осложненными разрывными нарушениями;
- Чайво, Одопту, Аркутун-Даги (проект «Сахалин-1») выделяются преобладанием широтных структур Мынгинского типа с выраженными надвиговыми дислокациями;
- Пильтун-Астохское и Лунское (проект «Сахалин-2») демонстрируют комбинацию обоих типов структур.

Анализ и типизация горно-геологических условий формирования месторождений углеводородов присахалинского шельфа и исследование влияния разрывных нарушений на эти условия позволяют провести дифференцированную оценку нефтегазоносности, оптимизировать поисково-разведочные работы, выбирать эффективные методы разработки, минимизировать геологические риски, что является **актуальными задачами**.

Соответствие паспорту заявленной специальности. Содержание диссертационной работы соответствует паспорту научной специальности ВАК 2.8.3. – «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр» по следующим пунктам:

1. Геолого-геофизическая оценка нефтегазоносности, анализ и типизация горно-геологических условий освоения месторождений углеводородов.
2. Методы геометризации месторождений полезных ископаемых, массивов горных пород и их свойств как основы геометрии недр, оптимизации разведочных сетей, подсчета запасов.
3. Анализ и типизация горно-геологических условий месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых для их эффективного промышленного освоения.
4. Научные основы методов, средств, компьютерных технологий геологического моделирования месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых для их эффективного промышленного освоения.

Целью диссертационной работы является геолого-геофизическая оценка нефтегазоносности и геологических рисков по результатам типизации горно-геологических условий формирования, моделирования и геометризации месторождений углеводородов присахалинского шельфа.

Задачи исследования:

1. Анализ геолого-геофизических условий формирования и распространения осадочных бассейнов, углеводородных систем и месторождений нефти и газа.
2. Геометризация и типизация горно-геологических условий формирования месторождений и залежей нефти и газа на присахалинском шельфе с учетом разломных нарушений, по результатам моделирования.
3. Оценка геологических рисков при геологоразведочных работах (ГРП) и освоении месторождений нефти и газа на присахалинском шельфе.

4. Разработка рекомендаций по освоению месторождений углеводородов по результатам анализа и типизации горно-геологических условий формирования месторождений и залежей нефти и газа на присахалинском шельфе.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования являются месторождения и залежи углеводородов присахалинского шельфа, в том числе в пределах мегапроектов «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Сахалин-3» и перспективных «Сахалин-4»–«Сахалин-6». Проведенные исследования охватывают месторождения, включая Киринское, Южно-Киринское, Мынгинское (участки проекта «Сахалин-3»); Чайво, Одопту, Аркутун-Даги (проект «Сахалин-1»); Пильтун-Астохское, Лунское (проект «Сахалин-2») – демонстрируют сочетание обоих типов структур, что требует дифференцированного подхода к освоению месторождений углеводородов и оценке нефтегазоносности присахалинского шельфа.

Степень разработанности темы. Оценкой нефтегазоносности и освоением месторождений углеводородов на присахалинском шельфе занимались многие научно-исследовательские и производственные организации, а также ряд ученых-исследователей. В советский период первые обобщения по геологии Сахалина (работы А.А. Трофимука) выявили нефтегазоносный потенциал кайнозойских отложений. Работами А.Н. Криштофович, А.Н. Косыгина, П.И. Полевого, С.И. Миронова, Н.А. Кудрявцева, Н.А. Гедройца, М.Г. Танасевича, В.В. Ишерского, М.Г. Перфильева, О.И. Бунина, Е.М. Смехова, Н.П. Будникова, Н.С. Ерофеева, Ф.Г. Лаутеншлегера, К.И. Гнедина, И.А. Блинникова, И.А. Голубкова было начато планомерное изучение нефтеносных площадей на присахалинском шельфе. В 1970–1980 гг. сейсморазведка МОГТ подтвердила наличие антиклинальных ловушек (Пильтун-Астохское, Лунское). В 1974 г. С.Н. Алексейчик с соавторами опубликовали крупную сводку по геологии нефтяных и газовых месторождений Сахалина. В эти же годы Е.Г. Аршев, Т.Н. Евдокимова разработали вопросы по выявлению закономерностей размещения залежей нефти и газа. В постсоветский период детальные 3D-исследования (компании ExxonMobil, Shell) уточнили строение месторождений проектов «Сахалин-1–3». В свою очередь, С.Д. Гальцев-Безюк, В.В. Харахинов, В.К. Горохов, В.Я. Ратнер отметили значительную роль разрывных дислокаций не только в формировании структурного плана кайнозойских отложений, но и в размещении нефтегазовых залежей. Исследователи Ю.Н. Гололобов и В.В. Харахинов впервые выявили сдвиговые дислокации в кайнозойской толще Северного Сахалина со значительной (до 4,5 км) амплитудой горизонтальных перемещений. В 2005 г. ОАО «Дальморнефтегеофизика» проведена комплексная переинтерпретация имеющейся геолого-геофизической информации и данных бурения на Одоптинском, Пильтун-Астохском и Аркутун-Дагинском морских месторождениях. Проведенные исследования требуют дальнейшей разработанности темы исследований. Большинство работ посвящено отдельным месторождениям, без системного анализа всего шельфа и характеризуется фрагментарностью. Ранние исследования игнорировали роль позднемиоцен-плиоценовых разломов. Недостаточно данных по геомеханике разломов и их влиянию на разработку.

Положения, выносимые на защиту:

1. Типизация горно-геологических условий формирования месторождений и залежей свидетельствует о двух доминирующих типов структур: широтных- связанных с раннемиоценовыми надвигами и меридиональных, сформированным в позднем миоцене-плиоцене.
2. Разрывные нарушения формируются под влиянием сложного сочетания компрессионных и рифтогенных процессов и определяет их уникальную геометрию и кинематику, горно-геологические условия, которые свидетельствуют об их делении на региональные и локальные разрывы, а по морфологии и пространственной ориентации – на надвиги и шарьяжи, разломы сдвигового типа, сбросы и взбросы.
3. Установленные геологические риски и вероятность успеха при ГРП и освоении месторождений нефти и газа свидетельствует, что в эоценовых и олигоцен-

нижнемиоценовых углеводородных системах вероятность успеха определена на уровне «обнадеживающий», а для углеводородных систем с критическим моментом на рубеже миоцена и плиоцена «благоприятный».

Научная новизна диссертации.

1. Впервые создана типизация, позволяющая дифференцировать горно-геологические условия формирования месторождений, залежей и ловушек нефти и газа на присахалинском шельфе, выделены два доминирующих типа структур, определяющих распределение залежей углеводородов, что меняет подход к освоению месторождений.

2. Впервые создана типизация разрывных нарушений по иерархии, масштабу, морфологии и пространственной ориентации, которые играют ключевую роль в формировании ловушек и контроле фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

3. Геологические риски и вероятности успеха геологоразведочных работ, установленные в результате их оценки позволяют минимизировать риски в эоценовых и олигоцен-нижнемиоценовых углеводородных системах и прогнозировать высокую вероятность наличия качественных нефтегазоматеринских толщ и благоприятное соотношение процессов генерации, миграции, аккумуляции углеводородов.

Теоретическая значимость работы. Результаты исследований вносят вклад в нефтегазогеологическую науку, уточняя механизмы формирования залежей углеводородов, а также расширяют научные представления об условиях формирования и распределения залежей углеводородов в сложнопостроенных тектонических условиях присахалинского шельфа. Методология анализа и типизация сложнопостроенных структур и месторождений и методика моделирования имеют научную ценность. Впервые для присахалинского шельфа установлена зависимость типа ловушки от кинематики и возраста разрывных нарушений, что существенно дополняет классические теории нефтегазонакопления в компрессионных и экстенсивных бассейнах. Полученные результаты создают основу для пересмотра критериев поиска месторождений в аналогичных тектонических условиях. Результаты диссертационной работы использованы при выполнении государственного задания № 075-03-2023-015 на тему: «Изучение структуры и эволюции углеводородных систем Восточно-арктических морей России с целью создания фундаментального базиса прогноза и оценки ресурсов углеводородов в фундаменте и осадочном комплексе на основе использования современных геолого-геохимических методов и технологий численного бассейнового моделирования» /Минобрнауки России/, а сам автор лично принимал участие в выполнении этого государственного задания.

Практическая значимость работы заключается в использовании результатов для реализации энергетической стратегии РФ по увеличению добычи на шельфе до 2035 г. Для развития ГРП и освоения месторождений углеводородов рекомендованы технологические решения, экологические и экономические меры, разработанные на основе исследований геолого-геофизических и экологических особенностей развития региона. Рекомендации непосредственно применимы в рамках перспективных и действующих проектов «Сахалин-1–6».

Исследование имеет прямую прикладную ценность для нефтегазовых компаний (оптимизация разведки и разработки) и государственных структур (обоснование лицензирования новых участков). Результаты диссертационной работы использованы при выполнении договора № Р 829/14 «Геодинамическая модель эволюции Присахалинского шельфа с целью повышения эффективности ГРП по проекту «Сахалин - 3» (лицензионные участки Киринский, Аяшский, Восточно-Одоптинский)».

Результаты также были использованы в учебном процессе ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» по специальностям: 21.05.02 «Прикладная геология», специализация «Геология нефти и газа»; 21.05.03 «Технология геологической разведки», специализация «Геофизические методы поиска и разведки месторождений полезных ископаемых».

Методология и методы научного исследования. В процессе проведения исследований использованы широко применяемые методологии, подходы и технологии для изучения нефтегазоносности морских акваторий. Для достижения поставленных в работе задач применены следующие методы:

- интерпретационная обработка сейсмических данных, позволившая разработать структурно-технологическую схему базовой поисково-оценочной геолого-геофизической модели для выявления образов нефтегазовых залежей;
- полнообъемная сейсмическая интерпретация с использованием системы SVISION для поиска стратиграфических ловушек;
- геомеханическое моделирование геометрических и фильтрационно-емкостных параметров коллекторов с использованием программного комплекса RMS (компании Roxar).
- численное моделирование углеводородных систем с использованием программного пакета PetroMod;
- моделирование месторождений и залежей углеводородов в программном пакете Petrel компании Schlumberger.

Степень достоверности результатов. Достоверность научных результатов диссертационной работы и рекомендаций обоснована использованием современных методов и инструментов:

- бассейновое 3D-моделирование (PetroMod, Petrel) с калибровкой по данным бурения и сейсморазведки;
 - геомеханические расчеты для оценки устойчивости разломов.
 - Верификацией на реальных месторождениях:
 - сравнение прогнозных моделей с фактическими данными;
 - анализ керна и результатов геофизических исследований скважин (ГИС) для подтверждения литолого-фациальных изменений в зонах разломов.
- Статистической обработкой данных:
- корреляционный анализ влияния типа структуры (Кириновский/Мынгинский) на продуктивность пластов;
 - оценка погрешностей при интерпретации сейсмических данных.

Личный вклад автора. Автором лично выполнена геометризация и типизация горно-геологических условий формирования месторождений, залежей и ловушек нефти и газа на присахалинском шельфе. Проведены анализ и типизация разрывных нарушений по иерархии, масштабу, морфологии и пространственной ориентации, которые играют ключевую роль в формировании ловушек и контроле фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Оценены геологические риски и вероятности успеха при ГРП и освоении месторождений нефти и газа присахалинского шельфа для эоценовых и олигоцен-нижнемиоценовых углеводородных систем. Рекомендованы технологические решения, экологические и экономические меры, разработанные на основе исследований геолого-геофизических и экологических особенностей развития региона, для развития ГРП и освоения месторождений углеводородов.

Публикации и апробация результатов работы. Основные результаты и положения диссертационной работы, полученные автором, изложены в 14 опубликованных работах, из которых 10 – в изданиях из перечня ВАК РФ, 4 – в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus и Web of Science, а также докладывались на российских и международных конференциях (VII Всероссийской молодежной научно-практической школы-конференции (г. Новосибирск, 2024), XVI Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле» (г. Москва, 2023).

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, шести глав и заключения. Общий объем работы составляет 161 страница, включая 105 рисунков, 25 таблиц, 1 приложение. Библиографический список включает 88 наименований.

Благодарности. Автор выражает глубокую признательность коллективу кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» и особую благодарность – доктору технических наук, доценту У.С. Сериковой и доктору геолого-минералогических наук, профессору В.Ю. Керимову за ценные советы и всестороннюю поддержку.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность выбранной темы исследований, определены цели, основные задачи и защищаемые положения диссертационной работы, сформулирована научная новизна и приведена практическая значимость полученных результатов работы.

В **первой главе** сделан анализ геолого-геофизического изучения присахалинского шельфа и выделено три основных этапа: региональные геолого-геофизические исследования; поисково-оценочные работы; целенаправленные разведочные работы. Рассмотрена геофизическая и буровая изученность и состояние лицензирования присахалинского шельфа.

Во **второй главе** описаны методология и методы научного исследования, проводимые в рамках диссертационной работы. В ходе исследований использованы широко применяемые методологии, подходы и технологии для изучения нефтегазоносности морских акваторий. Для достижения поставленных в работе задач применены следующие методы:

- посредством интерпретационной обработки сейсмического материала была разработана структурно-технологическая схема базовой поисково-оценочной геолого-геофизической модели для выявления образцов нефтегазовых залежей;
- полнообъемная сейсмическая интерпретация SVISION – для поисков стратиграфических ловушек;
- геомеханическое моделирование геометрических и фильтрационно-емкостных параметров коллекторов с использованием программного комплекса RMS (компания Roxar);
- численное моделирование углеводородных систем с использованием программного пакета PetroMod и моделирование месторождений и залежей углеводородов в программном пакете Petrel (компания Schlumberger).

В **третьей главе** исследованы осадочные бассейны Охотоморского региона и углеводородные системы присахалинского шельфа. Формирование и эволюция углеводородных систем присахалинского шельфа происходили в процессе эволюции Западно-Охотского мегабассейна (по изогипсе 4 км), захватывающего территорию современного о. Сахалин и прилегающей к нему акватории. В пределах Западно-Охотского мегабассейна выделяются три самостоятельных осадочных бассейна (ОБ) – Северо-Сахалинский и Дерюгинский, разделенные Западно-Шмидтовским поднятием, а также Пограничный. Здесь выделяются два основных нефтегазоносных комплекса: палеогеновый и неогеновый. В основном все месторождения Сахалина и его шельфа открыты в миоценовых отложениях – нутовской, окобыкайской, уйнинской и дагинской свитах. Основными резервуарами в этих отложениях являются песчаные и алевролитовые толщи. На структурах Пела-Лейч, Южно-Васюканская и Удачная сахалинского шельфа вскрыты промышленные залежи углеводородов в плиоценовых отложениях.

Выделяемый в чехле Охотоморского региона палеоцен-эоценовый комплекс отложений формирует нижний структурный этаж, часто называемый *синрифтовым*, а верхнеолигоцен-четвертичный комплекс отложений формирует верхний структурный

этаж, называемый *пострифтовым*. Выделяемые структурные этажи отражают определенные этапы тектонической эволюции региона Охотского моря. Слагающие нижнюю часть (основание) осадочного чехла Охотоморского региона толщи пород преимущественно палеоцена-эоцена, а на отдельных участках также и отложения верхнего мела и нижнего-среднего олигоцена выделяются как нижний структурный этаж (палеоцен-эоцен).

Верхний структурный этаж представлен осадочными образованиями верхнего олигоцена – квартера. Значительную долю отложений этого комплекса занимают миоценовые породы. Нижний и верхний структурные этажи отделены друг от друга слабовыраженными несогласиями. Нечеткая выраженность этого несогласия обусловлена тем, что смена тектонического (деформационного режима) произошла на фоне крупного повышения уровня моря (окобыкайской трансгрессии), а начало нового этапа совпало с ранненутовской регрессией.

На присахалинском шельфе выделяется ряд бассейнов и суббассейнов: Западно-Сахалинского, Северо-Сахалинского, Дерюгинского, Северо-Дерюгинского, Восточно-Дерюгинского, Пограничного и Южно-Пограничного. Результаты моделирования свидетельствуют, что в осадочных бассейнах присахалинского шельфа выделены 25 генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) – в нижнем структурном этаже выделено 17 ГАУС и в верхнем структурном этаже 8 ГАУС (Рисунок 1), различающихся особенностями развития, размерами, глубинами очагов генерации (часто нескольких), типом НГМТ и др.:

- в Южно-Пограничном бассейне выделены две ГАУС – южная палеогеновая (1) и северная палеогеновая (2);
- в Пограничном бассейне выделена одна ГАУС – Пограничная палеогеновая (4);
- в Северо-Сахалинском бассейне выделены шесть ГАУС – Западно-Сахалинская палеогеновая (6), центральная палеогеновая (7), северо-западная палеогеновая (13), западная палеогеновая (14), северная палеогеновая (18), восточная палеогеновая (19);
- в Дерюгинском бассейне выделены восемь ГАУС – Центрально-Дерюгинская палеогеновая (8), Южно-Дерюгинская палеогеновая (9), Западно-Дерюгинская палеогеновая (15), Палеогеновая Восточно-Дерюгинского бассейна (16), северо-западная Дерюгинская палеогеновая (20), северо-восточная Дерюгинская палеогеновая (21), северная Дерюгинская палеогеновая (22), южная Дерюгинская палеогеновая (23);
- в Пограничном бассейне выделены три ГАУС – Центрально-Пограничная неогеновая (1), Западно-Пограничная неогеновая (2), Северо-Западно-Пограничная неогеновая (3);
- в Северо-Сахалинском бассейне выделены три ГАУС – южная неогеновая (4), центральная неогеновая (5), северная неогеновая (7);
- в Дерюгинском бассейне выделены две ГАУС – Южно-Дерюгинская неогеновая (6) и Центрально-Дерюгинская неогеновая (8).

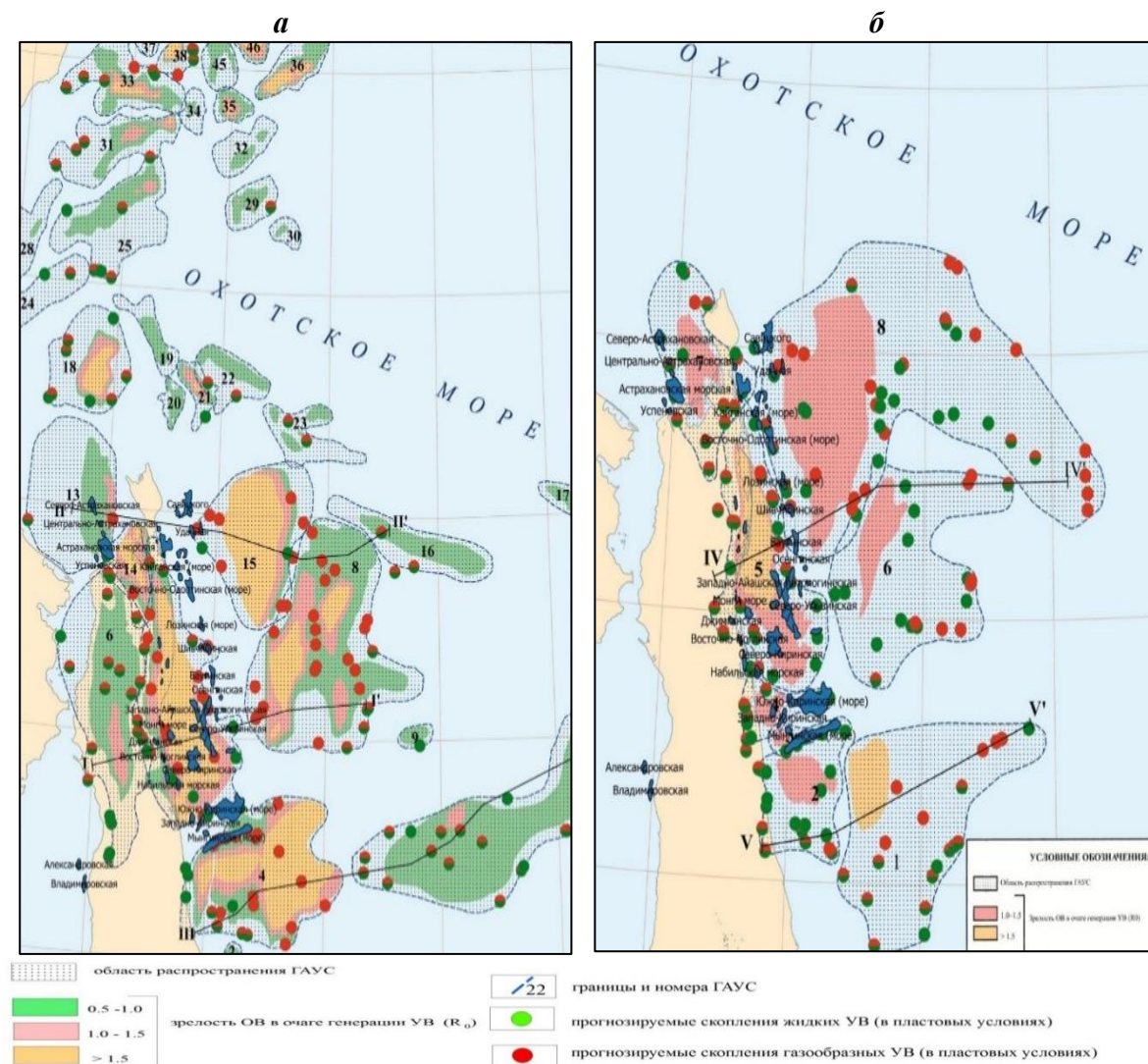


Рисунок 1. Карты ГАУС нижнего (а) и верхнего (б) структурных этажей

В результате моделирования ГАУС были созданы карты расчетных аккумуляций углеводородов присахалинского шельфа (Рисунок 2). Результаты моделирования углеводородных систем на присахалинском шельфе свидетельствуют о том, что НГМТ являются диатомитовые отложения среднего-верхнего миоцена и верхов олигоцена, а также угленосные отложения нижнего миоцена и олигоцена; основными коллекторскими толщами в регионе являются породы нижнего и верхнего миоцена (дагинские и нутовские отложения). Кроме того, предполагается наличие трещинно-кавернозного коллектора в олигоцене (Даехуринский горизонт); флюидопорами для известных залежей углеводородов служат отложения среднего и верхнего миоцена (Окобыкайская и глинистые пачки нутовского горизонта); начальный генерационный потенциал бассейнов присахалинского шельфа оценивается в количестве около 4,5 млрд т УТ (Рисунок 2).

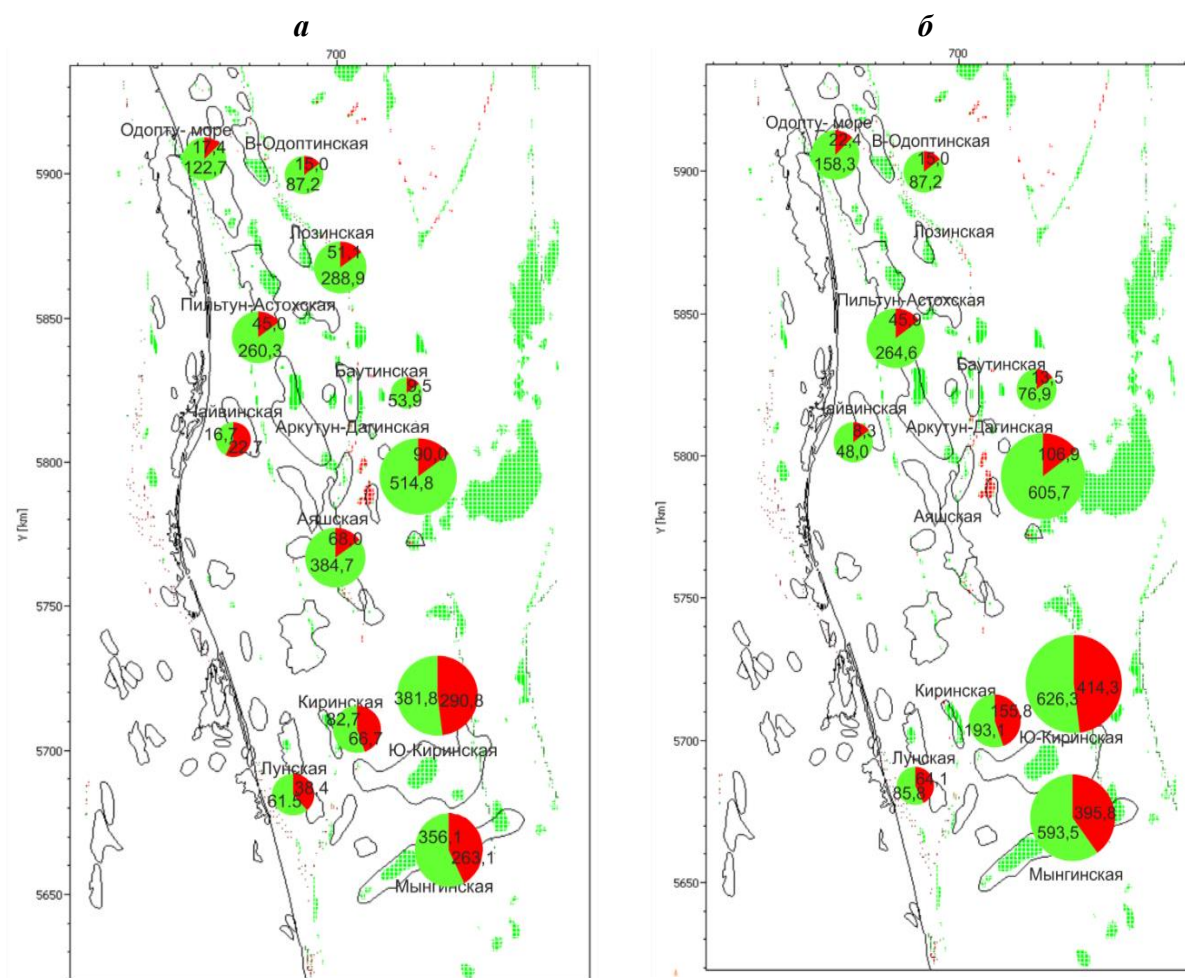


Рисунок 2. Карты расчетных аккумуляций углеводородов присахалинского шельфа при минимальных (а) и максимальных (б) уровнях показателей генерации.

Зеленым цветом выделена нефть, красным – газ

В четвертой главе проведен анализ и типизация горно-геологических условий формирования месторождений, залежей и их параметров на присахалинском шельфе по результатам геометризации и моделирования. Для создания региональной геометрической модели присахалинского шельфа, а также геометрических моделей месторождений и залежей углеводородов была создана серия структурных карт с использованием программного пакета PetroMod и проведено моделирование месторождений и залежей углеводородов в программе Petrel компании Schlumberger. Набор структурных карт позволил сформировать карты толщин отложений палеогена, нижнего миоцена, среднего миоцена, а также верхнемиоцен-плиоцен-четвертичных отложений. На основе вышеуказанных графических построений были созданы региональные модели присахалинского шельфа (Рисунок 3) и месторождений углеводородов (Рисунок 4).

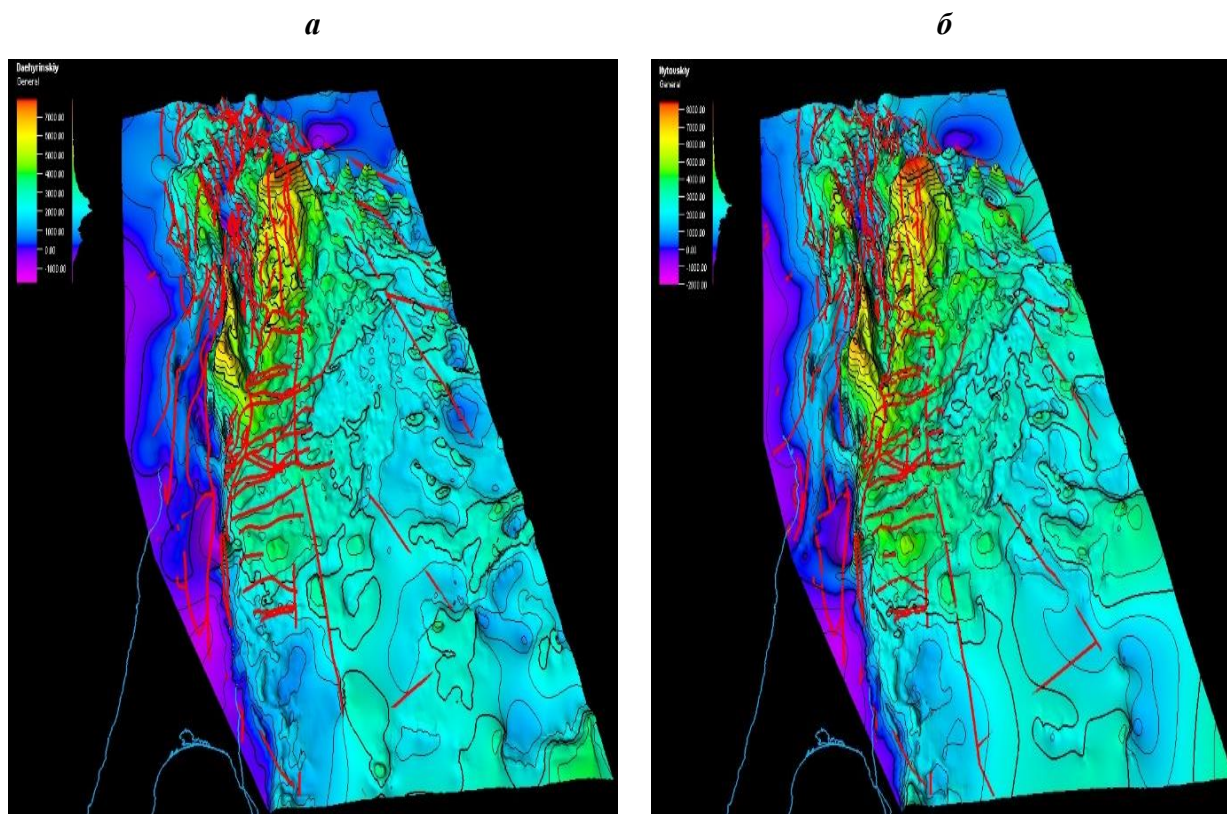


Рисунок 3. Структурные модели присахалинского шельфа:

а – по кровле олигоценового резервуара (Даехуринский горизонт); *б* – по кровле плиоценового резервуара (Нутовский горизонт)

Горно-геологические условия залегания, формирующие осадочный чехол присахалинского шельфа, имеют ряд особенностей, обусловленных тектонической историей, структурной эволюцией и литолого-фациальными условиями. Локальные поднятия и антиклинальные складки связаны с компрессионными деформациями (сжатие в результате субдукции Тихоокеанской плиты). Как следует из результатов моделирования, комплексы кайнозойского чехла дислоцированы на присахалинском шельфе и сопряжены в антиклинальные складчатые структуры двух типов. Наиболее яркое отличие между этими типами заключается в их простирании – некоторые складчатые структуры субширотные, а некоторые – субмеридиональные. Субширотные структуры можно назвать структурами Мынгинского типа (Мынгинская, Южно-Кириная, Южно-Ульвинская, Восточно-Ульвинская и др.), а субмеридиональные структуры – структурами Кириной типа (Кириная, Лунская, Набильская и др.). Это прежде всего связано с тем, что кайнозойский чехол присахалинского шельфа сформировался в две стадии.

Первая стадия, длившаяся в течение эоцена, олигоцена и завершившаяся в середине раннего миоцена (в конце уйнинского времени), ознаменовалась накоплением осадков, нивелировавших отрицательные формы палеорельефа, унаследованные от предыдущей аккреционно-коллизонной стадии развития региона и развивавшиеся в палеогене – начале раннего миоцена как рифтогенные структуры. Вещественным выражением ранней стадии формирования чехла являются комплексы нижнего структурного этажа, характеризующиеся резко не выдержанным по площади распространением. В строении этих комплексов участвуют ранние нефтематеринские породы, породы-коллекторы и породы-покрышки. Кроме того, к этим комплексам приурочены структуры Мынгинского типа (см. ниже), в которых располагаются ловушки литолого-стратиграфического типа.

Вторая стадия охватывает временной интервал от середины раннего миоцена (от начала дагинского времени) до настоящего времени. Вещественным выражением этой

стадии формирования чехла являются комплексы верхнего структурного этажа, имеющие площадной характер распространения. В строении этих комплексов участвуют поздние нефтематеринские породы, породы-коллекторы и породы-покрышки. Кроме того, к этим комплексам приурочены структуры Киринского типа, в которых также располагаются ловушки литолого-стратиграфического типа.

Моделирование и исследование геометрии залежей углеводородов показали, что залежи присахалинского шельфа характеризуется сложной блоковой структурой из-за разломов и надвигов; преобладанием антиклинальных ловушек с пластово-сводовыми залежами; углы падения пластов варьируются от пологих ($5-15^\circ$) до крутых ($30-50^\circ$) в зонах разломов; высокой неоднородностью коллекторов и наличием глиняных диапиров; глубинной зональностью нефтегазоносности (газ – выше, нефть – глубже). В результате этих структурных и генетических особенностей была проведена типизация горно-геологических условий формирования залежей углеводородов присахалинского шельфа (Таблица 1).

Таблица 1. Типизация по происхождению и структурно-тектоническим признакам

Генетическая типизация	Аккреционные	Связаны с надвиговыми поясами
	Рифтогенные	В зонах растяжения коры
	Осадочно-миграционные	В прогибах с мощными осадками
По степени дислоцированности	Простое складчатое строение	Пологие антиклинали, слабая раздробленность
	Сложнодислоцированные структуры	Разорванные складки, надвиги, шарьяжи
	Блоковые структуры	Разделены разломами на отдельные сегменты
По типу ловушек	Антиклинальные	Сводовые складки, сформированные компрессионными деформациями – Чайво, Одопту («Сахалин-1»)
	Тектонически экранированные	Залежи, ограниченные разломами и надвигами – в Пильгун-Астохское («Сахалин-2»)
	Литологические	Запечатаны из-за изменения коллекторских свойств (песчаники → глины) – отдельные залежи Дагинской свиты
	Стратиграфические	Запечатаны из-за изменения коллекторских свойств (песчаники → глины) – отдельные залежи Дагинской свиты
По глубине залегания	Мелкие (1–2 км)	Преимущественно газ
	Средние (2–3,5 км)	Нефть + газ
	Глубокие (> 4 км)	Нефть с высоким пластовым давлением

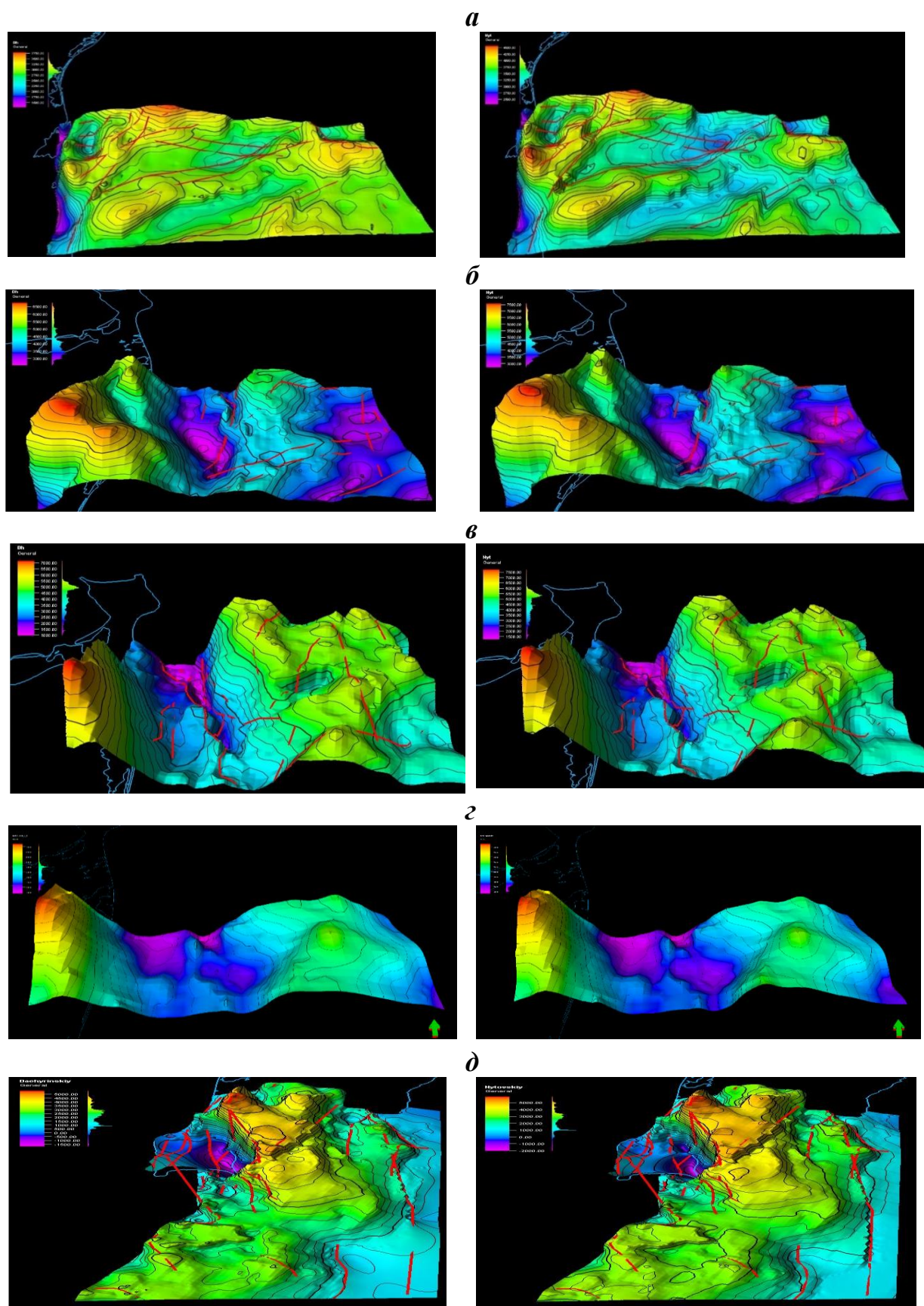


Рисунок 4. Геометрия резервуаров олигоценового (слева) и плиоценового (справа) возрастов месторождений:

а – Киринское; *б* – Аяшское; *в* – Восточно-Одоптинское; *г* – Пильтун-Астохское;
д – Западно-Шмидтовское

Разрывные нарушения присахалинского шельфа имеют сложную геометрию, обусловленную компрессионным режимом и рифтогенезом. Проведенные исследования и результаты моделирования позволили выявить геометрические особенности разрывных нарушений. По морфологии и пространственной ориентации для присахалинского шельфа характерны:

– **Надвиги и шарьяжи** (преобладают) – связаны с компрессионным режимом (субдукция Тихоокеанской плиты). Углы падения $10\text{--}30^\circ$ в верхней части, уменьшаются с глубиной. Амплитуда смещения – от сотен метров до нескольких километров (например, в зоне Северо-Сахалинского прогиба).

– **Разломы сдвигового типа** – образуют системы сопряженных нарушений. Простираются северо-восточное и субширотное, вертикальное смещение до 1–2 км.

– **Сбросы и взбросы** – встречаются локально в зонах рифтогенеза.

По иерархии и масштабу можно их разделить на региональные разломы (границы тектонических зон) – Центрально-Сахалинский разлом, Тымь-Поронайский разлом – и локальные разрывы (в пределах структур и месторождений) – внутрискрутурные нарушения, осложняющие залежи (например, в Пильтун-Астохском месторождении).

Структуры осложнены сдвиговыми разломами поперечно-диагонального простираения. Их формирование связано с региональными геодинамическими событиями более мелкого масштаба. В исследуемом регионе также выделяются две главных системы разломов, приуроченные к разным фазам тектонической активности: 1-го ранга – *позднемиоцен-четвертичные правосторонние транспрессионные сдвиги*; 2-го ранга – *палеоген-раннемиоценовые левосторонние сдвиги (субмеридиональные) и сбросы (субширотные)*. Миграция углеводородов из материнских пород в коллекторы и ловушки нижнего и верхнего миоцена в различных зонах присахалинского шельфа происходила по-разному, что предопределило как различный фазовый состав углеводородов в месторождениях, так и распределение углеводородов по нефтегазоносным комплексам.

Разрывные нарушения (разломы, надвиги, сбросы) играют ключевую роль в формировании структурных ловушек и контроле фильтрационно-емкостных свойств коллекторов на присахалинском шельфе. Их геометрия и типизация важны для освоения залежей углеводородов и минимизации рисков при бурении и разработке (Таблица 2).

Таблица 2. Типизация разрывных нарушений по кинематике (механизму смещения)

Тип нарушения	Характеристика	Примеры в присахалинском шельфе
Надвиги	Висячее крыло надвинуто на лежащее	Месторождение Чайво, Лунское
Взбросы	Крутопадающие (углы больше 45°), компрессионные	Локальные зоны в Дагинской свите
Сбросы	Растяжение, опускание блока	Рифтовые зоны окраины шельфа
Сдвиги	Горизонтальное смещение	Сопряженные разломы в прогибах

По итогам проведенного анализа была составлена карта разломных нарушений регионального масштаба, а также определен их возраст (Рисунок 5).

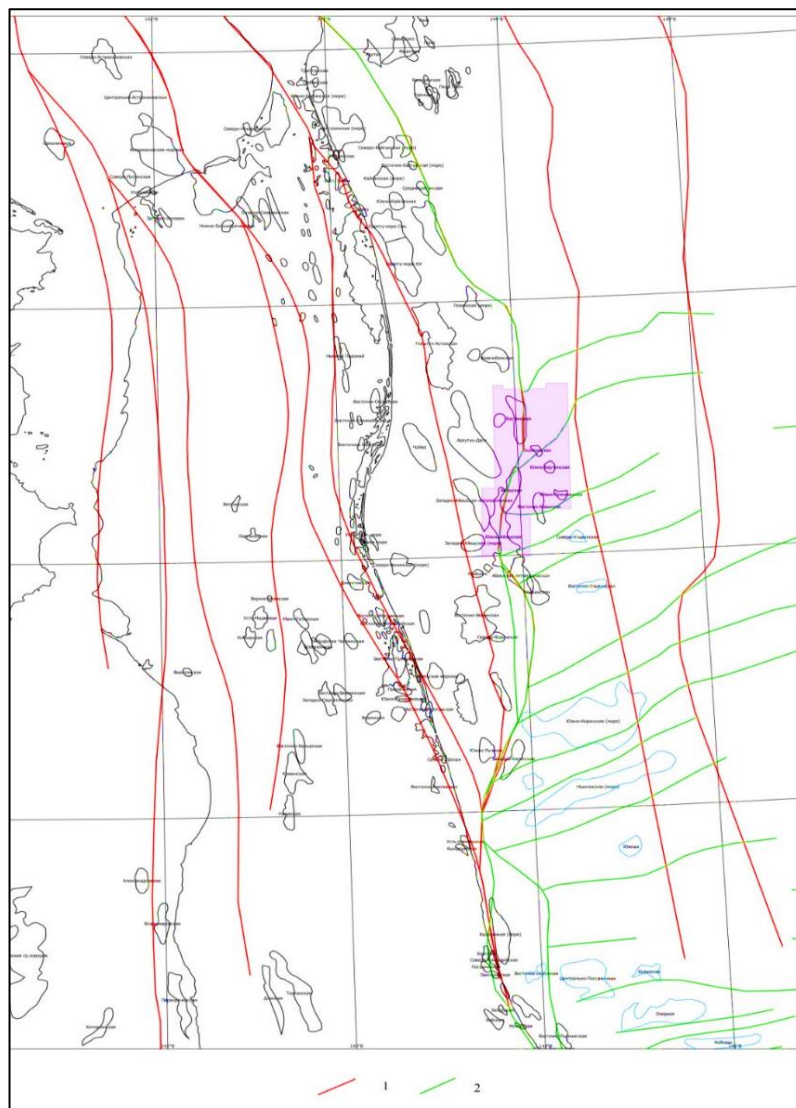


Рисунок 5. Карта разломных нарушений регионального масштаба:

1 – позднемiocен-четвертичные правосторонние транспрессионные сдвиги; 2 – палеоген-раннемiocеновые левосторонние сдвиги (субмеридиональные) и сбросы (субширотные)

Как свидетельствуют анализ и типизация горно-геологических условий формирования месторождений углеводородов присахалинского шельфа, определенные факторы влияют и контролируют фильтрационно-емкостные свойства коллекторов на присахалинском шельфе. В пределах присахалинского шельфа прогнозируются два типа коллекторов – *терригенный* и *силицитовый*. В соответствии с катагенетической зональностью выделяются три типа силицитовых коллекторов:

- *I тип* – *биоморфный* с очень высокой (до 50 %) пористостью и ничтожной проницаемостью. Соответствует стадиям катагенеза ПК₁-ПК₂.

- *II тип* – *трещинно-межглобулярный коллектор* с высокой пористостью за счет межглобулярных пустот и трещинной проницаемостью. Формируется на грациях ПК₃-МК₁.

- *III тип* – *пустотно-трещинный коллектор*, фильтрационные свойства обусловлены трещинами, емкостные – трещинами и в меньшей степени пустотами выщелачивания. Градация катагенеза – выше МК₂.

Коллекторы присахалинского шельфа характеризуются высокой продуктивностью со средними и низкими фильтрационно-емкостными свойствами, высокой гранулярной пористостью, хорошей гидродинамической связностью в

турогоновой свите и снижением проницаемости из-за глинистых прослоев в дагинской свите. В карбонатных прослоях возможна трещинная проницаемость, но в целом доминирует поровый тип, а в зонах тектонических нарушений – анизотропия фильтрации (Таблица 3).

Таблица 3. Фильтрационно-емкостные и промысловые свойства коллекторов

Пористость и проницаемость			
Тип коллектора	Пористость, %	Проницаемость, мД	Примеры месторождений
Высокопродуктивные песчаники	20–30	100–1000	Чайво («Сахалин-1»), Пильтун-Астохское («Сахалин-2»)
Среднепродуктивные алевриты	15–20	10–100	Северный купол («Сахалин-3»)
Плотные низкопроницаемые	< 15	< 10	Глубинные горизонты (Дагинская свита)
Нефтенасыщенность			
Тип залежи	Нефтенасыщенность, %		Характеристика
Нефтяной (Чайво, Одопту)	60–80		Высокая начальная нефтеотдача
Газонефтяной (Пильтун-Астохское)	40–60		Рост газового фактора при эксплуатации
Газоконденсатный (Кириновское)	< 40		Доминирует газовая фаза
Гидропроводность <i>kh</i>			
Градация гидропроводности	Проницаемость, мД·м		Характерно
Высокая	> 500		Основные пласты Чайво
Средняя	100–500		Пильтун-Астохское
Низкая	< 100		Глубокие горизонты Дагинской свиты

В целях оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов месторождений присахалинского шельфа было выполнено геомеханическое моделирование, которое реализовано с помощью программного комплекса ROXAR. В результате выполненных работ были созданы геомеханические модели Кириновского, Аяшского и Восточно-Одоптинского лицензионных участков (Рисунок 6). Геомеханическое моделирование осадочного комплекса присахалинского шельфа позволило оценить напряженное состояние пород, создать дискретную модель трещиноватости, рассчитать вторичную пористость и трещинную проницаемость. Разные участки изучаемой территории неодинаково затронуты процессом трещинообразования, причем с глубиной максимумы

трещинной проницаемости локализуются вдоль пологопадающих разломов фундамента. Большинство зон повышенных значений проницаемости вытянуты в северо-восточном направлении согласно общему простираению разрывных нарушений. Блоки, не затронутые трещинной проницаемостью, имеют более изометричные очертания и приурочены, как правило, к областям локальных опусканий. Анализ вторичной проницаемости Киринского и Аяшского блоков позволяет констатировать, что основные максимумы повышенных значений трещинной проницаемости протягиваются вдоль крупных разрывных нарушений обоих блоков (Рисунок 6), создавая сеть фильтрационных каналов. Выявленная трещинная проницаемость существенным образом отличается у верхних и нижних стратиграфических горизонтов, причем поверхностью раздела служит окобыкайская глинистая пачка. В пределах изученной территории выявлены участки с максимальными значениями трещинной проницаемости. Выявленная трещинная проницаемость может существенным образом дополнить информацию о параметрах коллектора. Все расчеты были выполнены на 3D-сетке геологической модели, что позволяет использовать полученные данные для гидродинамического моделирования.

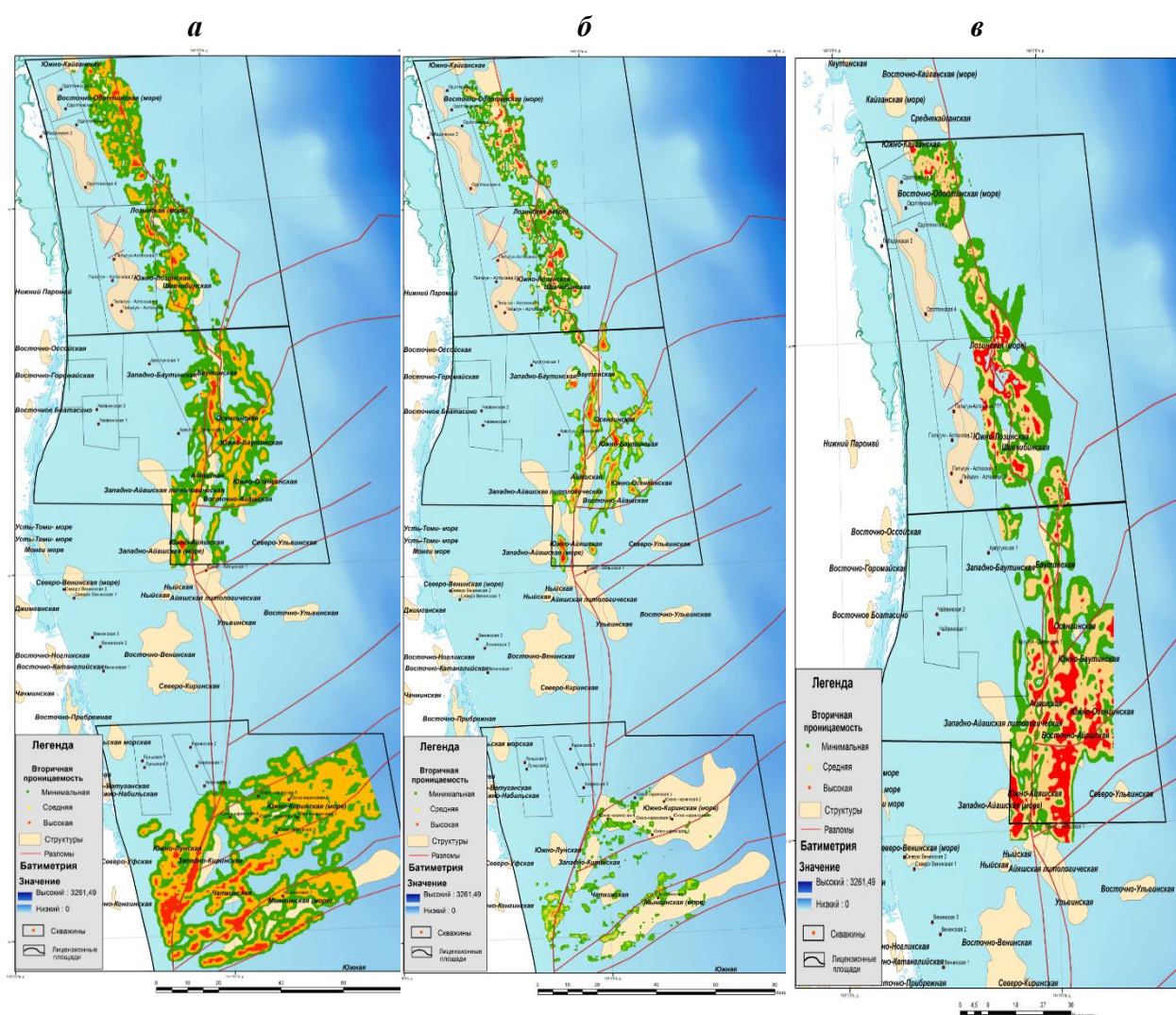


Рисунок 6. Геомеханическая модель фильтрационно-емкостных свойств коллекторов месторождений присахалинского шельфа:

а – даехуринский горизонт Аяшского и Киринского лицензионных участков;

б – дагинский комплекс (ОГ 6) Киринского, Аяшского и Восточно-Одоптинского лицензионных участков; *в* – верхненутовский подкомплекс (ОГ 2) Киринского, Аяшского и Восточно-Одоптинского лицензионных участков

а

Северо-Сахалинская эоценовая	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген			неоген							
	K ₂	P _{B1}	P _{B2}	P _{B3}	N ₁			N ₂ -Q				
НГМТ				0.8								
Резервуары				0.7								
Ловушки								0.7				
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.8	
Вероятность открытия												0.3136

б

Дерюгинская эоценовая	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген			неоген							
	K ₂	P _{B1}	P _{B2}	P _{B3}	N ₁			N ₂ -Q				
НГМТ				0.8								
Резервуары				0.7								
Ловушки									0.7			
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.8	
Вероятность открытия												0.3136

в

Восточно-Дерюгинская эоценовая	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген			неоген							
	K ₂	P _{B1}	P _{B2}	P _{B3}	N ₁			N ₂ -Q				
НГМТ				0.8								
Резервуары				0.7								
Ловушки									0.7			
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.8	
Вероятность открытия												0.2744

г

Восточно-Дерюгинская эоценовая	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген			неоген							
	K ₂	P _{B1}	P _{B2}	P _{B3}	N ₁			N ₂ -Q				
НГМТ				0.8								
Резервуары				0.7								
Ловушки										0.7		
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.8	
Вероятность открытия												0.2744

д

Сахалинская олигоцен-нижнемиоценовая	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген			неоген							
	K ₂	P _{B1}	P _{B2}	P _{B3}	N ₁			N ₂ -Q				
НГМТ				0.8								
Резервуары					0.7							
Ловушки										0.7		
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.7	
Вероятность открытия												0.2744

е

Дерюгинская олигоцен-нижнемиоценовая	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген			неоген							
	K ₂	P _{B1}	P _{B2}	P _{B3}	N ₁			N ₂ -Q				
НГМТ				0.8								
Резервуары					0.7							
Ловушки										0.7		
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.7	
Вероятность открытия												0.2744

ж

Дерюгинская ниже-среднемиоценовая	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген			неоген							
	K ₂	P _{B1}	P _{B2}	P _{B3}	N ₁			N ₂ -Q				
НГМТ				0.8								
Резервуары					0.7							
Ловушки										0.7		
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.8	
Вероятность открытия												0.3136

з

Северо-Сахалинская ниже-среднемиоценовая	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген			неоген							
	K ₂	P _{B1}	P _{B2}	P _{B3}	N ₁			N ₂ -Q				
НГМТ				0.8								
Резервуары					0.7							
Ловушки										0.7		
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.8	
Вероятность открытия												0.3136

и

Северо-Сахалинская ниже-среднемиоценовая	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген			неоген							
	K ₂	P _{B1}	P _{B2}	P _{B3}	N ₁			N ₂ -Q				
НГМТ				0.8								
Резервуары					0.7							
Ловушки										0.7		
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.8	
Вероятность открытия												0.3136

к

Северо-Сахалинская средне-верхнемиоценовая	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33	2.58
	мезозой	кайнозой											
	мел	палеоген			неоген								
	K ₂	P _{B1}	P _{B2}	P _{B3}	N ₁			N ₂ -Q					
НГМТ							0.8						
Резервуары								0.7					
Ловушки										0.7			
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.8		
Вероятность открытия												0.2744	

Рисунок 7. График вероятности геологического успеха:

а – Северо-Сахалинская эоценовая ГАУС; *б* – Дерюгинская эоценовая ГАУС; *в* – Восточно-Дерюгинская эоценовая ГАУС; *г* – Сахалинская олигоцен-нижнемиоценовая ГАУС; *д* – Дерюгинская олигоцен-нижнемиоценовая ГАУС; *е* – Пограничная олигоцен-нижнемиоценовая ГАУС; *ж* – ниже-среднемиоценовая Дерюгинская ГАУС; *з* – ниже-среднемиоценовая Северо-Сахалинская ГАУС; *и* – средне-верхнемиоценовая Дерюгинская ГАУС; *к* – средне-верхнемиоценовая Северо-Сахалинская ГАУС

В пятой главе даны анализ геологических рисков и оценка вероятности успеха при освоении месторождений нефти и газа присахалинского шельфа (Рисунок 7).

Вероятность геологического успеха и оценка рисков также были определены по результату расчетов по формулам:

$$P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}})(1 - P_{2\text{риск.}})(1 - P_{3\text{риск.}})(1 - P_{4\text{риск.}}), \text{ где } P_{\text{риск.}} - \text{вероятность риска;}$$

$$P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}}P_{2\text{в.о.}}P_{3\text{в.о.}}P_{4\text{в.о.}}, \text{ где } P_{\text{в.о.}} - \text{вероятность открытия;}$$

$$P_{\text{риск.}} + P_{\text{в.о.}} = 1.$$

Результаты расчетов оценки геологических рисков и вероятности геологического успеха представлены в Таблице 4.

Таблица 4. Результаты расчетов оценки рисков и вероятности геологического успеха

ГАУС	Геологические риски $P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}})(1 - P_{2\text{риск.}})(1 - P_{3\text{риск.}})(1 - P_{4\text{риск.}})$	Вероятность успеха $P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}}P_{2\text{в.о.}}P_{3\text{в.о.}}P_{4\text{в.о.}}$
Северо-Сахалинская эоценовая	$1 - (1 - 0,2)(1 - 0,3)(1 - 0,3)(1 - 0,2) = 0,6864 \cdot 100 \% = 68,64 \%$	$0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,8 = 0,3136 \cdot 100 \% = 31,36 \%$
Дерюгинская эоценовая	$1 - (1 - 0,2)(1 - 0,3)(1 - 0,3)(1 - 0,2) = 0,6864 \cdot 100 \% = 68,64 \%$	$0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,8 = 0,3136 \cdot 100 \% = 31,36 \%$
Восточно-Дерюгинская эоценовая	$1 - (1 - 0,3)(1 - 0,3)(1 - 0,3)(1 - 0,2) = 0,7256 \cdot 100 \% = 72,56 \%$	$0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,8 = 0,2744 \cdot 100 \% = 27,44 \%$
Сахалинская олигоцен-нижнемиоценовая	$1 - (1 - 0,2)(1 - 0,3)(1 - 0,3)(1 - 0,3) = 0,7256 \cdot 100 \% = 72,56 \%$	$0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,7 = 0,2744 \cdot 100 \% = 27,44 \%$
Дерюгинская олигоцен-нижнемиоценовая	$1 - (1 - 0,2)(1 - 0,3)(1 - 0,3)(1 - 0,3) = 0,7256 \cdot 100 \% = 72,56 \%$	$0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,7 = 0,2744 \cdot 100 \% = 27,44 \%$
Пограничная олигоцен-нижнемиоценовая	$1 - (1 - 0,2)(1 - 0,3)(1 - 0,3)(1 - 0,3) = 0,7256 \cdot 100 \% = 72,56 \%$	$0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,7 = 0,2744 \cdot 100 \% = 27,44 \%$
Дерюгинская нижне-среднемиоценовая	$1 - (1 - 0,2)(1 - 0,3)(1 - 0,3)(1 - 0,2) = 0,6864 \cdot 100 \% = 68,64 \%$	$0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,8 = 0,3136 \cdot 100 \% = 31,36 \%$
Северо-Сахалинская нижне-среднемиоценовая	$1 - (1 - 0,2)(1 - 0,3)(1 - 0,3)(1 - 0,2) = 0,6864 \cdot 100 \% = 68,64 \%$	$0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,8 = 0,3136 \cdot 100 \% = 31,36 \%$
Дерюгинская средне-верхнемиоценовая	$1 - (1 - 0,2)(1 - 0,3)(1 - 0,3)(1 - 0,2) = 0,6864 \cdot 100 \% = 68,64 \%$	$0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,8 = 0,3136 \cdot 100 \% = 31,36 \%$
Северо-Сахалинская средне-верхнемиоценовая	$1 - (1 - 0,3)(1 - 0,2)(1 - 0,2)(1 - 0,2) = 0,7256 \cdot 100 \% = 72,56 \%$	$0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 0,8 = 0,2744 \cdot 100 \% = 27,44 \%$

Проведенный анализ показывает, что основным геологическим риском всех изученных углеводородных систем является качество покрышки для перспективных объектов. Риск по фактору «Оценка ловушки» для всех эоценовых ГАУС оценен на уровне 0,7 («обнадеживающий»). Вторым по степени неопределенности является фактор «Оценка резервуара». Но с учетом выполненных палеогеографических реконструкций он был оценен на уровне 0,7 («обнадеживающий»). Опираясь на результаты выполненного моделирования, зрелость НГМТ оценена на уровне 0,8 для всех ГАУС. Ее способность к

насыщению назначалась с учетом объемов, эмигрировавших углеводородов, которые определяются размерами очага нефтегазогенерации. Риск по фактору «НГМТ» варьирует до 0,8, – в ГАУС с крупными очагами (Северо-Сахалинская, Дерюгинская). Изученные углеводородные системы различаются временем достижения критического момента. Соответственно, фактор «Геохронология» для ГАУС с более ранним критическим моментом (на рубеже среднего и позднего миоцена) оценен на уровне 0,7 («обнадеживающий»), для ГАУС с критическим моментом на рубеже миоцена и плиоцена – 0,8 («благоприятный»).

В изученных углеводородных системах олигоцен-нижнемиоценовой части осадочного чехла риски распределены достаточно равномерно. В отличие от нижнего перспективного комплекса для описываемых ГАУС риски по фактору «Резервуары» – 0,7, так как необходимые элементы углеводородных систем формировались в условиях обширной трансгрессии, с максимумом в даехуринское время. Риск по фактору «Ловушка» в части наличия и качества покрывки оценен на уровне 0,7 («обнадеживающий»). Также с учетом выполненного численного моделирования для всех ГАУС прогнозируется благоприятное соотношение времени генерации-миграции-аккумуляции и критического момента. Соответственно, риск по фактору «Геохронология» оценен на уровне 0,7 («обнадеживающий»).

Различия в рисках описываемых ГАУС касаются оценки НГМТ. В частности, по фактору «НГМТ» в части способности толщи к насыщению ловушек более высоко оценены ГАУС с крупными очагами нефтегазогенерации (Северо-Сахалинская, Дерюгинская, Тинро-Шелиховская и Пограничная). Высокая вероятность наличия резервуаров (0,7 – «обнадеживающий») ожидается в нижне-среднемиоценовой Северо-Сахалинской ГАУС. Для всех обсуждаемых ГАУС прогнозируется высокая вероятность наличия качественных НГМТ и благоприятное соотношение процесса генерации-миграции-аккумуляции и критического момента.

В **шестой главе** дана оценка нефтегазоносности присахалинского шельфа и рассмотрены особенности ГРП и освоения месторождений углеводородов, а также перечислены соответствующие рекомендации. Начальный генерационный потенциал бассейнов присахалинского шельфа оценивается в количестве около 4,5 млрд т УТ (Рисунок 2). Крупнейший проект «Сахалин-1» охватывает месторождения Чайво (нефть, газ), Одопту (нефть, газ), Аркутун-Даги (нефть), запасы которых составляют: ~ 2.3 млрд барр. нефти, ~485 млрд м³ газа. Проект «Сахалин-2» включает месторождения Пильтун-Астохское (нефть), Лунское (газ), запасы которых составляют: ~1.2 млрд барр. нефти, ~500 млрд м³ газа. В свою очередь, «Сахалин-3» включает месторождения Кириновское (газоконденсатное) ~180 млн т УТ, Южно-Кириновское (нефтегазоконденсатное) с запасами газа в количестве до 700 млрд м³ и 110 млн т конденсата, Мынгинское (перспективное) ~20 млн т УТ. Разведанные запасы в лицензионных участках составляют: нефть – 1,8 млрд т; газ – 1,2 трлн м³. Прогнозные ресурсы: нефть – 3,5 млрд т, газ – 2,5 трлн м³.

Освоение шельфа сопряжено с рядом геологических, технических и экологических сложностей, связанных с геолого-геофизическими и экологическими условиями развития региона. Прежде всего это сложность строения недр (наличие разломов, сейсмическая активность); суровый климат (ледовый покров зимой, сильные штормы); технические сложности (применение самоходных буровых установок (СПБУ) и стационарных платформ, подводное дообустройство); логистика (удаленность от инфраструктуры, зависимость от ледокольного флота); экологические риски (высокая чувствительность экосистемы, строгие экологические требования). Основными вызовами являются обводнение (активная подошвенная вода в турогеновой свите), снижение пластового давления (особенно на Пильтун-Астохском), низкая проницаемость глубоких горизонтов.

Как следует из анализа результатов ГРП и выполненных исследований в акватории присахалинского шельфа, достигнутая здесь геолого-геофизическая изученность позволяет

утверждать о необходимости проведения этапов и стадий ГРП на различных лицензионных участках, а также на различных структурах даже внутри одного лицензионного участка. Для Киринского и Аяшского, Восточно-Одоптинского лицензионных участков на выявленных структурах требуется проведение стадии поисков и оценки месторождения и залежей нефти и газа поисково-оценочного этапа ГРП, а на открытых месторождениях – и завершение стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации разведочно-эксплуатационного этапа ГРП. Рекомендовано бурение поисково-оценочных и разведочных скважин. Для развития ГРП и освоения месторождений углеводородов рекомендованы следующие решения:

- *Технологические решения:* развитие подводной добычи (внедрение подводных добычных комплексов (как на проекте «Сахалин-3») и использование роботизированных систем для ремонта скважин). Бурение и интенсификация добычи (применение технологий горизонтального бурения (месторождения Чайво, Одопту), морской гидроразрыв пласта (для низкопроницаемых зон), поддержание пластового давления). Цифровые технологии (3D-сейсмика для повышения точности разведки, создание цифровых двойников месторождений для оптимизации разработки).

- *Экологические меры.* Усиление мониторинга (спутниковый контроль за разливами). Использование биоремедиации для ликвидации загрязнений. Переход на низкоэмиссионные технологии (утилизация попутного нефтяного газа). Водооборотные системы для минимизации сбросов.

- *Экономические и регуляторные меры.* Стимулирование отечественных технологий (поддержка российских производителей бурового оборудования). Развитие судостроения (строительство СПБУ на дальневосточных верфях). Гибкая налоговая политика (введение налоговых каникул для новых проектов). Упрощение процедур госэкспертизы для ГРП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Специфику формирования и распространения залежей нефти и газа присахалинского шельфа определили особенности строения и закономерности геодинамического развития бассейнов и суббассейнов, на различных этапах развития которых геолого-исторические события, характеризующие геологическое время, особенности формирования и эволюции углеводородных систем, процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. В составе каждого бассейна выделено несколько ГАУС, различающихся типом НГМТ, размером и особенностями развития.

2. Выполнена геометризация и типизация горно-геологических условий формирования месторождений, залежей и ловушек нефти и газа на присахалинском шельфе с учетом развития разломных нарушений по результатам геологического моделирования. Для присахалинского шельфа выделены два доминирующих типа структур (Киринский и Мынгинский), определяющих распределение залежей углеводородов.

3. Выполненный анализ и типизация горно-геологических условий формирования месторождений, залежей и структур присахалинского шельфа по результатам геометризации и типизации и ловушек нефти и газа и 3D-моделирования свидетельствуют о выделении двух доминирующих типов – широтный (Мынгинского типа), связанный с раннемиоценовыми надвигами, и меридиональный (Киринского типа), сформированный в позднем миоцене-плиоцене.

4. Разрывные нарушения присахалинского шельфа имеют сложную геометрию, обусловленную компрессионным режимом и рифтогенезом. Анализ и типизация разрывных нарушений свидетельствуют об их делении по иерархии и масштабу на региональные разломы и локальные разрывы в пределах структур и месторождений. По морфологии и пространственной ориентации выделяются: надвиги и шарьяжи, разломы сдвигового типа, сбросы и взбросы, которые играют ключевую роль в формировании

структурных ловушек и контроле фильтрационно-емкостных свойств коллекторов на присахалинском шельфе.

5. Анализ геологических рисков и оценка вероятности успеха при ГРП и освоении месторождений нефти и газа присахалинского шельфа показывает, что в эоценовых и олигоцен-нижнемиоценовых углеводородных системах вероятность успеха оценена на уровне 0,7 – «обнадеживающий», а для углеводородных систем с критическим моментом на рубеже миоцена и плиоцена – 0,8 – «благоприятный» и прогнозируется высокая вероятность наличия качественных НГМТ и благоприятное соотношение процесса генерации-миграции-аккумуляции и критического момента.

6. Для развития ГРП и освоения месторождений углеводородов рекомендованы технологические решения, экологические и экономические меры, разработанные на основе исследований геолого-геофизических и экологических особенностей развития региона.

Технологические решения: развитие подводной добычи – внедрение подводных добычных комплексов (как на проекте «Сахалин-3») и использование роботизированных систем для ремонта скважин; применение цифровых технологий – 3D-сейсмика для повышения точности разведки и создание цифровых двойников месторождений для оптимизации разработки.

Экологические меры: усиление мониторинга – спутниковый контроль за разливами; использование биоремедиации для ликвидации загрязнений; переход на низкоэмиссионные технологии – утилизация попутного нефтяного газа; водооборотные системы для минимизации сбросов.

Экономические и регуляторные меры: стимулирование отечественных технологий – поддержка российских производителей бурового оборудования; развитие судостроения (строительство СПБУ на дальневосточных верфях); гибкая налоговая политика – введение налоговых каникул для новых проектов; упрощение процедур госэкспертизы для ГРП.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В рецензируемых научных изданиях, включенных в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации:

1. Шатыров А.К., Серикова У.С. Типизация горно-геологических условий формирования месторождений и залежей нефти и газа на Присахалинском шельфе // Известия высших учебных заведений Геология и разведка. - 2025. - №3. - С. 44-50.
2. Серикова У.С., Шатыров А.К. Особенности геолого-разведочных работ и освоения месторождений углеводородов на Присахалинском шельфе // Известия высших учебных заведений Геология и разведка. - 2025. - №3. - С. 105-111.
3. Керимов В.Ю., Потемкин Г.Н., Шатыров А.К. Оценка вторичных фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Присахалинского шельфа по результатам геомеханического моделирования // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2024. – Т. 66, № 2. – С. 13–21.
4. Шатыров А.К. Прогноз нефтегазовых резервуаров Охотского моря на основе интерпретационной обработки сейсмического материала // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2023. – Т. 65, № 4. – С. 66–80.
5. Шатыров А.К. Оптимальный комплекс и направления дальнейших ГРП в акватории Охотского моря // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2023. – Т. 65, № 5. – С. 52–58.
6. Шатыров А.К. Оценка геомеханических свойств коллекторов Присахалинского шельфа по результатам моделирования // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2023. – Т. 65, № 6. – С. 53–65.

7. Керимов В.Ю., Кислер Д.А., Шатыров А.К. Перспективы поисков месторождений углеводородов в акватории Присахалинского шельфа // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 3 (39). – С. 6–19.

8. Керимов В.Ю., Шатыров А.К. Особенности распространения коллекторов и прогноз нефтегазовых объектов на шельфе Охотского моря // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 4 (40). – С. 6–17.

9. Шатыров А.К. Особенности распределения аномальных пластовых давлений в акватории Присахалинского шельфа // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2022. – Т. 64, № 5. – С. 41–53.

10. Палеотектонические и палеогеографические критерии прогнозирования скоплений углеводородов в акватории Присахалинского шельфа / В.Ю. Керимов, Д.А. Кислер, А.К. Шатыров, Э.З. Идиятуллина // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2022. – Т. 64, № 6. – С. 8–21.

В изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования (Scopus/Web of Science):

11. Керимов В.Ю., Шатыров А.К. Оценка седиментационных условий формирования коллекторов нефти и газа в акватории Охотского моря // Горный журнал. – 2024. – № 7. – С. 64–70.

12. SVISION – A New Reality in Delineation of Stratigraphic Traps / E.A. Lavrenova, A.A. Gorbunov, V.Yu. Kerimov, A.K. Shatyrov // Eurasian Mining. – 2023. – № 2. – P. 14–17.

В других изданиях:

13. Шатыров А.К. Применение результатов геофизических исследований скважин для решения региональных геологических задач // В сб.: Науки о земле. Современное состояние. Материалы VII Всероссийской молодежной научно-практической школы-конференции. – Новосибирск, 2024. – С. 108–110.

14. Шатыров А.К. Построение аналитической модели трещиноватости Киринского лицензионного участка // В сб.: Новые идеи в науках о Земле. Материалы XVI Международной научно-практической конференции (к 105-летию МГРИ): в 7 т. – М., 2023. – С. 453–456.