

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ»

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»

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Серикова Ульяна Сергеевна

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ПРИСАХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА	10
1.1 Геологическая изученность.....	10
1.2 Геофизическая изученность	11
1.3 Буровая изученность	16
1.4 Состояние лицензирования Присахалинского шельфа	19
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ И КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА.....	22
2.1 Методика интерпретационной обработки сейсмического материала	22
2.2 Методология обработки данных морской сейсморазведки характеристика и подготовка к обработке исходного сейсмического материала	24
2.3 Методики полнообъемной сейсмической интерпретации- SVISION для поисков стратиграфических ловушек	28
2.4 Методика геомеханического моделирования геометрических и фильтрационно – емкостных параметров коллекторов	30
2.5 Моделирование углеводородных систем	30
ГЛАВА 3 ОСАДОЧНЫЕ БАССЕЙНЫ И УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ ПРИСАХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА	32
3.1 Углеводородные системы Присахалинского шельфа.....	40
ГЛАВА 4 АНАЛИЗ И ТИПИЗАЦИЯ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ЗАЛЕЖЕЙ И СТРУКТУР И ИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРИСАХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ	53
4.1 Региональная модель горно-геологических условий Присахалинского шельфа.....	53
4.2 Типизация разломных нарушений	67
4.3 Геометрия и типизация и горно-геологические месторождений и залежей нефти и газа и их нефтегазопромысловых параметров	70
4.4 Типизация фильтрационно-емкостных свойства коллекторов месторождений Присахалинского шельфа.....	87
4.5 Особенности распределения АВПД (АВПоД)и АНПД	93
ГЛАВА 5 ОЦЕНКА РИСКОВ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ И ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА	98

ГЛАВА 6 ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗАНОСТИ НА ПРИСАХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ И ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ.....	113
6.1 Оценка нефтегазаности присахалинского шельфа	113
6.2 Особенности геологоразведочных работ и освоения месторождений углеводородов...	117
6.3 Рекомендации по бурению скважин на лицензионных участках присахалинского шельфа.....	127
6.4 Рекомендации по применению методик и методических приемов на лицензионных участках Присахалинского шельфа	134
6.5 Результаты применения методического приема оценки потенциала нефтегазаноных пород по результатам геофизических исследований скважин	141
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	150
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	152
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	161

ВВЕДЕНИЕ

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 Кириновское, Южно-Кириновское, 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. Арешев, 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 присахалинского шельфа свидетельствуют о двух доминирующих типов структур: широтных, связанных с раннемиоценовыми надвигами и меридиональных, сформированным в позднем миоцене-плиоцене.
2. Разрывные нарушения присахалинского шельфа 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 нефтегазгеологическую 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» (Приложение 1).

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 (Киринский/Мынгинский) на продуктивность пластов;
- оценка погрешностей при интерпретации сейсмических данных.

Личный вклад автора. Автором лично выполнена геометризация и типизация горногеологических 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 школыконференции (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.

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ПРИСАХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА

1.1 Геологическая изученность

В истории геолого-геофизического изучения Присахалинского шельфа можно выделить три основных этапа: региональные геолого-геофизических исследования; поисково-оценочные работы; целенаправленные разведочные работы.

1-ый этап- региональные геолого-геофизические исследования начались с конца 50-х годов прошлого столетия, когда были начаты систематические региональные геофизические исследования Охотского моря в период Международного геофизического года. Было отработано 8 профилей ГСЗ, пересекающих акваторию в разных направлениях. В это же время ВНИИгеофизика провёл профильную аэромагнитную съёмку, а в 1968-1970 гг. НИИГА выполнил мелкомасштабную аэромагнитную съёмку в северо-восточной части моря. Первые сейсморазведочные работы МОВ были выполнены под руководством О.Д. Корсакова в 1965-1966 гг.

2-ой этап - поисково-оценочных работ на нефть и газ знаменуется началом нефтегазопромысловых исследований на шельфе Сахалина, где в период 1976-1983 гг. осуществлялось сейсморазведка и глубокое бурение. Поисковой и детальной сейсморазведкой были охвачены основные перспективные структуры охотоморского шельфа Сахалина. На структурах Одоптинская, Чайвинская, Дагинская, Венинская были открыты месторождения УВ.

В 1984-1992 г. были открыты Аркутун-Дагинское, Лунское, Пильтун-Астохское и Кириновское месторождения [10, 60, 72, 73]. На северо-восточном шельфе Сахалина было пробурено 51/ 43 поисковых и разведочных скважин объёмом 124667 м, в заливах – 5/ 0 скважин (11357 м). Кроме того, на лицензионных участках к 2000 г. было пробурено 10 скважин (276644 м).

3-ий этап - целенаправленные разведочные работы на нефть и газ начинается с начала текущего столетия и знаменуется широкомасштабным лицензированием (ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром»). На лицензионных поисковых участках к 2011 г. было отработано 11727 пог. км сейсмических профилей 2Д и 12859 км² сейсморазведки 3Д, пройдено 11 поисково-разведочных скважин.

К 2011 г. бурением опробовано 13 новых объектов, открыто 3 небольших месторождения (Кайгано-Васюканское, Северо- и Ново-Венинские) и одно крупнейшее нефтегазоконденсатное (Южно-Кириновское) месторождение. Плотность сейсмических наблюдений на многих участках,

как уже указывалось, достигает 5 км/км², на месторождениях и некоторых перспективных структурах проведена сейсморазведка 3Д. Помимо уже открытых месторождений здесь оконтурено и частично подготовлено к бурению около 60 структур.

Более полувековой период геолого-геофизического изучения Охотского моря привел к формированию первого крупного российского центра морской нефтегазодобычи на базе месторождений шельфа Сахалина. Первая промышленная нефть с морской платформы (Астохский участок) была получена в 1999 г., спустя четверть века после начала регулярных сейсмических съёмок и 22 года после открытия первого (Одопту-море) морского месторождения. Предполагается, что ежегодная добыча нефти в Северо-Сахалинском центре нефтегазодобычи к 2020 г достигнет уровня 18-20 млн т и газа 40-50 млрд м³. Столь высокий ожидаемый уровень добычи УВ в регионе предполагает необходимость наращивания запасов нефти и газа. Планомерное и масштабное воспроизводство сырьевой базы возможно только при качественной подготовке перспективных объектов и расширении географии нефтегазопоисков.

1.2 Геофизическая изученность

Сейсмические исследования

Сейсморазведочные работы МОГТ на Присахалинском шельфе в комплексе с гравимагнитными исследованиями образовали достаточную плотность наблюдений (Рисунок 1.1). По сути, региональный этап геофизических исследований, особенно шельфа, практически завершен.

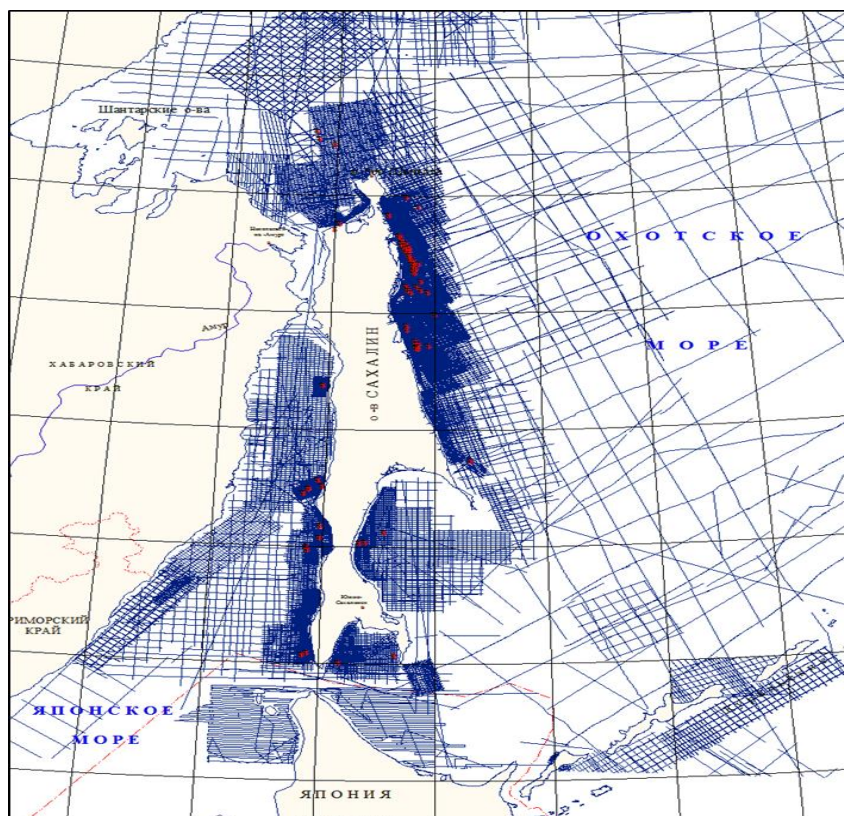


Рисунок 1.1 – Схема современной сейсмической изученности Присахалинского шельфа (по материалам ОАО «Союзморгео»)

Исследования 1963-1964 гг. региональными и поисковыми сейсмическими методами на акватории, прилегающей к Южному Сахалину, позволили установить слоистость разреза и структурный план верхнемиоценовых-плиоценовых отложений.

С 1976 г. трестом «Дальморнефтегеофизика» начато проведение сейсмических исследований методом отраженных волн, а также, параллельно с ними, – исследования методом непрерывного сейсмоакустического профилирования (НСП). Полученные данные позволили расчленить осадочный чехол на комплексы, построить карту поверхности акустического фундамента [19].

С 1979 г. стали выполняться комплексные геофизические исследования, включающие разные методы, однако приоритетным стал метод отраженных волн (общей глубинной точки – МОВ ОГТ). В этот период стал повышаться технический уровень исследований, и, следовательно, их информативность. В результате была оценена мощность осадочного чехла, выделены районы, различающиеся геологическим строением.

Работы выполнены методом общей глубинной точки (МОГТ) с кратностью 24, обеспечивающей надежное картирование отражающих горизонтов. С повышением технического уровня сейсморазведки: увеличение кратности профилирования до 48, применением цифровой записи и обработки материала, спутниковой гидрографической привязки профилей – стало повышаться качество первичного сейсмического материала [18].

На основе анализа строения Южно-Кириной структуры и прилегающих территорий установлено, что наиболее перспективными в пределах структуры являются песчаники верхнедагинского подгоризонта нижнего-среднего миоцена, залегающие под окобыкайской глинистой покрывкой продуктивность которых установлена на соседних Кирином и Лунском месторождениях. Перспективы выявления залежей УВ связаны так же с песчаными пластами в нижне-среднедагинских отложениях. По этим горизонтам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была выполнена прогнозная оценка ресурсов УВ и подготовлен проект ГРП на Южно-Кириной структуре. Прогнозируемый тип флюида – конденсатный газ.

На западе участка (на шельфе до изобаты 50м) плотность сейсмопрофилирования составляет 5-2 пог. км/км². Минимальная плотность сейсмопрофилей в пределах Баутинской структуры, где она составляет 1,7 пог. км/км².

Аяшская антиклинальная структура впервые выявлена региональными сейморазведочными работами 1977 года. В 1989 году по материалам работ (объекты 20/89 и 21/89) детализировано строение Аяшской антиклинали и выделены Южно-Аяшская, Западно-Аяшская, Осенгинская и Ульвинская антиклинальные структуры небольших размеров. Кроме этого, уточнены характеристики выделенных тематическими исследованиями по объекту 12/89 неантиклинальных ловушек в нижней части нутовской свиты – Аяшской, Западно-Аяшской и Северо-Венинской.

В 1989-1992 годах в северной и центральной частях Аяшского участка проведены детализационные работы МОГТ по сети 0.5-1,0 км с кратностью перекрытия 48 (объекты 19/89 и 21/92).

Базу данных дополняют отдельные профили МОГТ повышенной кратности и увеличенного удаления взрыв-прием, отработанные в 1991-1998 годах (объекты: 91/00 – кратность 60; DSS 96 – кратность 84; MS 98 – кратность 120).

Для увязки с геологическим строением суши в 1986 и 1992 годах вдоль побережья проведены мелководные работы МОГТ с укороченной сейсмокозой (объекты 15/86 и 20/92). Этими исследованиями в транзитной зоне выявлена антиклинальная структура неполного контура – Монги-море.

С 1996 г. геофизические исследования проводятся только на лицензионных участках. В 1996 г. ГУП «Трест Дальморнефтегеофизика» (совместно с Wavetech) и в 1998 г. (совместно с TGS-NOPEC) были проведены сейсмические исследования 2D МОВ ОГТ кратностью 84 и 120. Профили прошли через перспективные объекты и увязали скважины, пробуренные на шельфе Северо-Восточного Сахалина.

В 2005-2008 гг. ГУП «Трест Дальморнефтегеофизика» (ныне ОАО «Дальморнефтегеофизика») проведены работы по комплексной переинтерпретации имеющейся

геолого-геофизической информации, включая около 10000 пог. км сейсмических разрезов кратностью 24 - 48, отработанных в разные годы, а также данные бурения. В результате работ этого этапа были существенно уточнены представления о строении и мощностях осадочного чехла.

В 2005 г. ОАО «Дальморнефтегеофизика» проведена комплексная переинтерпретация имеющейся геолого-геофизической информации и данных бурения на Одоптинском, Пильтун-Астохском и Аркутун-Дагинском морских месторождениях.

В результате прослежено пять опорных (Фа, 6, 4, XXI, 2) и четыре целевых (7, 5а, 5, 3) сейсмических горизонта, характеризующих строение нефтегазоперспективных интервалов. По основным перспективным горизонтам оценены ресурсы УВ.

На Восточно-Одоптинском лицензионном участке проведены комплексные поисковые исследования, включающие сейсморазведку МОВ ОГТ кратностью 24 и 48, гравиразведку, магниторазведку и геохимическую съемку (1976-1978 гг.). На Лозинском участке шельфа выполнены детальные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ кратностью 48 (1978 г.). На западе участка в прибрежной части шельфа проведены детализационные и детальные работы (1987-1990 гг.). Плотности сейсмопрофилирования на участке шельфа до изобаты 50 м составляет 5 – 2 пог. км/км². Плотность сейсмопрофилей в пределах перспективных структур изменяется от 1,1 пог. км/ кв. км (Шивчибинская структура) до 1,6 пог км/км² (Восточно-Одоптинская и Лозинская структуры). В границах участка открыто два крупных нефтегазоконденсатных месторождения: Одоптинское и Пильтун-Астохское, в центральной части участка выявлен ряд перспективных структур: Восточно-Одоптинская, Лозинская, Южно-Лозинская, Шивчибинская.

Гравиметрические и магнитометрические исследования

Проведение гравиметрических и магнитометрических исследований началось еще в 50 годы XX в. С 1970 по 1974 годы экспедициями СахКНИИ и Института Физики Земли АН СССР были проведены исследования с точностью $3 \div 7$ мГал. В результате были построены карты гравитационного поля в редукциях Фая, Буге и изостатической.

В период с 1981 по 1984 год была проведена аэромагнитная съемка в северной части Сахалина, по результатам которой было уточнено блоковое строение кайнозойских отложений этой территории.

По сети региональных профилей выполнялись работы Тихоокеанской экспедицией ВНПО «Союзморгео» (впоследствии ФГУП «Дальморнефтегеофизика»). По результатам более детальных гравимагнитных съемок были построены карты масштаба 1: 200 000 и крупнее, а также обзорные карты. Также было выяснено, что локальные гравитационные аномалии связаны с рельефом поверхности фундамента и структурными элементами осадочного чехла.

Геотермическая изученность

Изучение теплового поля (далее – ТП) Охотоморского региона начались еще в 60-х годах XX в. Однако до сих пор геотермическая изученность Охотоморского региона остается крайне неравномерной. В акватории Охотского моря выполнено более 270 определений значений теплового потока. С использованием данные мировой базы данных по измерению теплового потока методом Крайгинга рассчитан «грид» (цифровая карта теплового потока) и далее построена карта теплового потока в изолиниях с шагом 20 мВт/кв.м. Карта в изолиниях наглядно демонстрирует цифровые данные и иллюстрирует статистические оценки.

Статистический анализ данных теплового потока позволил определить основные характеристики и закономерности распределения ТП для Охотоморского региона (Таблица 1.1).

Минимальное значение ТП в регионе составляет 3 мВт/м², максимальное – 790 мВт/м², среднее значение по региону – 83 мВт/м², стандартное отклонение – 58 мВт/м². Обычно, при статистической обработке данных из выборки исключают максимальные аномальные значения, в этом случае среднее значение составляет 76 мВт/м², стандартное отклонение – 34 мВт/м².

Анализ теплового поля свидетельствует, что области общего неотектонического поднятия обладают большим фоном (среднее значение ТП – 94 мВт/м²), большей дисперсией (стандартное отклонение – 85 мВт/м²) и неоднородностью теплового поля, тогда как для областей общего неотектонического погружения среднее значение теплового потока составляет 85 мВт/м², стандартное отклонение – 39 мВт/м², что указывает на более однородное поле теплового потока.

Таблица 1.1 – Статистические характеристики значений ТП Охотоморского региона

	Охотоморский регион		Области общего неотектонического поднятия	Области общего неотектонического погружения
	вся выборка	выборка без максимальных аномальных значений		
Количество точек измерений, шт.	768	744	233	436
Минимальное значение, мВт/м ²	3	3	23	3
Максимальное значение, мВт/м ²	790	199	790	346
Среднее значение, мВт/м ²	83	76	94	85
Стандартное отклонение, мВт/м ²	58	34	85	39

Сопоставление характеристик теплового поля для различных тектонических провинций Охотоморского региона показывает, что для большинства из них средние значения среднего теплового потока – соизмеримы (от 71 до 86 мВт/м²).

Относительно повышенными значениями выделяются рифтовая зона Татарского пролива – 98 мВт/м², поднятие мыса Терпения – 106 мВт/м² и Курило-Камчатский вулканический пояс – 122 мВт/м². Относительно пониженными значениями (54 мВт/м²) характеризуется Байкало-Чайвинская депрессия, которая является частью области общего неотектонического поднятия.

Тектонические провинции различаются также по степени неоднородности теплового поля, что выражается в заметных различиях стандартного отклонения. Так для блоковых систем Лебедя и ИОАН и Центрально-Охотского массива, которые являются частями Центрально-Охотского микроконтинента, стандартное отклонение составляет 21÷37 мВт/м², для впадин Дерюгина и ТИНРО – 43÷41 мВт/м². Рифтовая зона Татарского пролива при повышенном фоне теплового потока характеризуется низкой степенью дисперсии (стандартное отклонение составляет 27 мВт/м²).

1.3 Буровая изученность

Изучение акватории Охотского моря бурением началось в 1977 г. В результате было открыто 7 месторождений нефти и газа [48].

В 1996 г. начался проект «Сахалин-1», а в 1999 г., в рамках проекта «Сахалин-2» началась добыча нефти. К настоящему времени на шельфе пробурено большое число глубоких поисково-разведочных скважин и открыто 15 месторождений нефти и газа. Из них семь относятся к крупным [48] из которых самые крупные – Лунское и Аркутун-Дагинское ГКМ с геологическими запасами 500 млн.т. условного топлива каждое, Южно-Кириновское НГКМ (Рисунок 1.2).

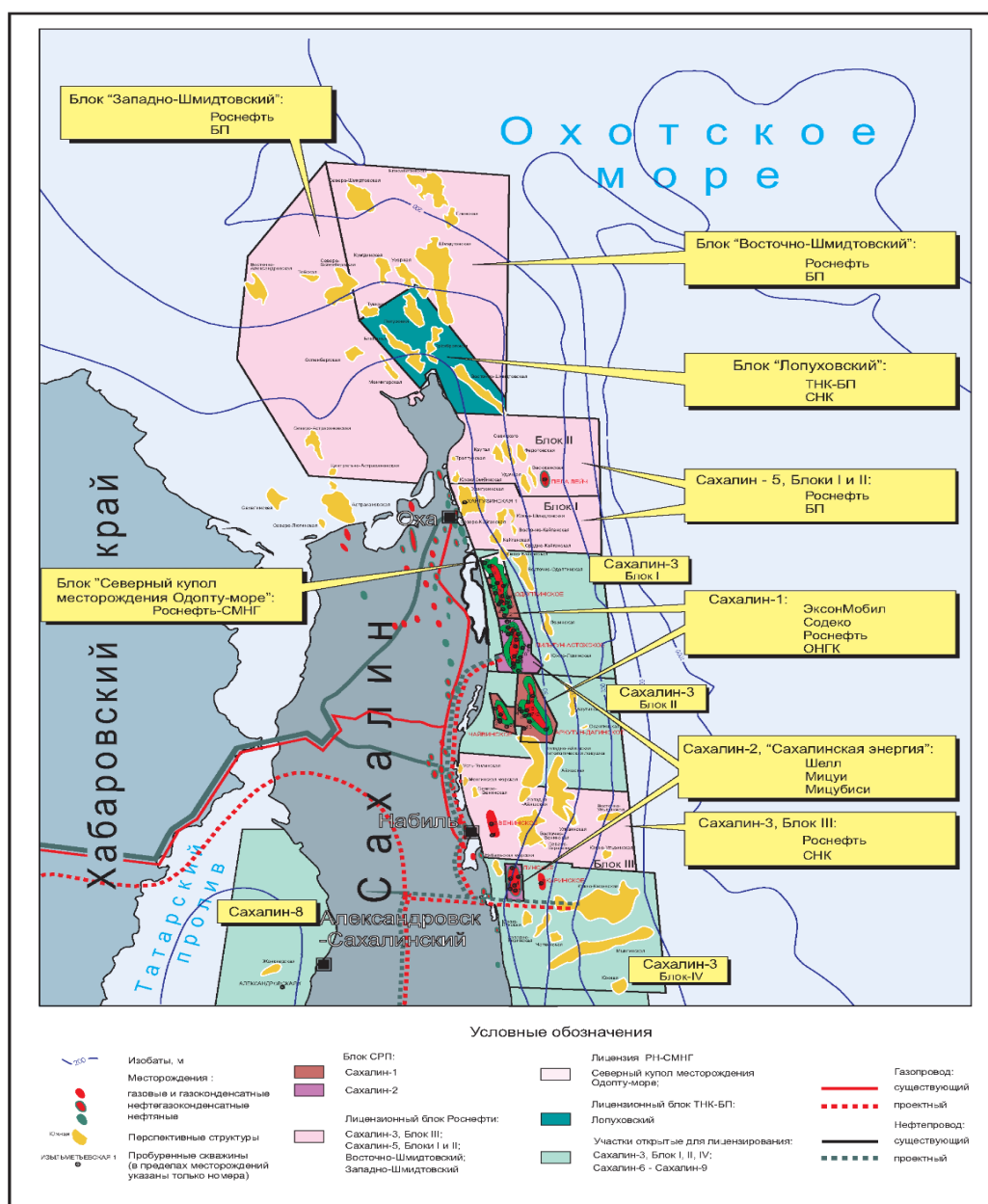


Рисунок 1.2 – Схема расположения месторождений углеводородов и лицензионных участков на шельфе острова Сахалин [45]

К настоящему времени в Киринском блоке (Рисунок 1.3) на Киринском месторождении в разные годы пробурено 3 разведочных скважины. По материалам 2D сейсморазведки на пересечении сеймопрофилей №№ 688, 707, была забурена первоочередная глубокая скважина Киринская №1 проектной глубиной 3750 м. Бурение осуществлялось силами Дальневосточного морского УРБ ПО «Сахалинморнефтегаз» роторным способом с ПБУ «Шельф-6». Глубина моря в точке заложения 83 м, альтитуда устья скважины 23,5 м.

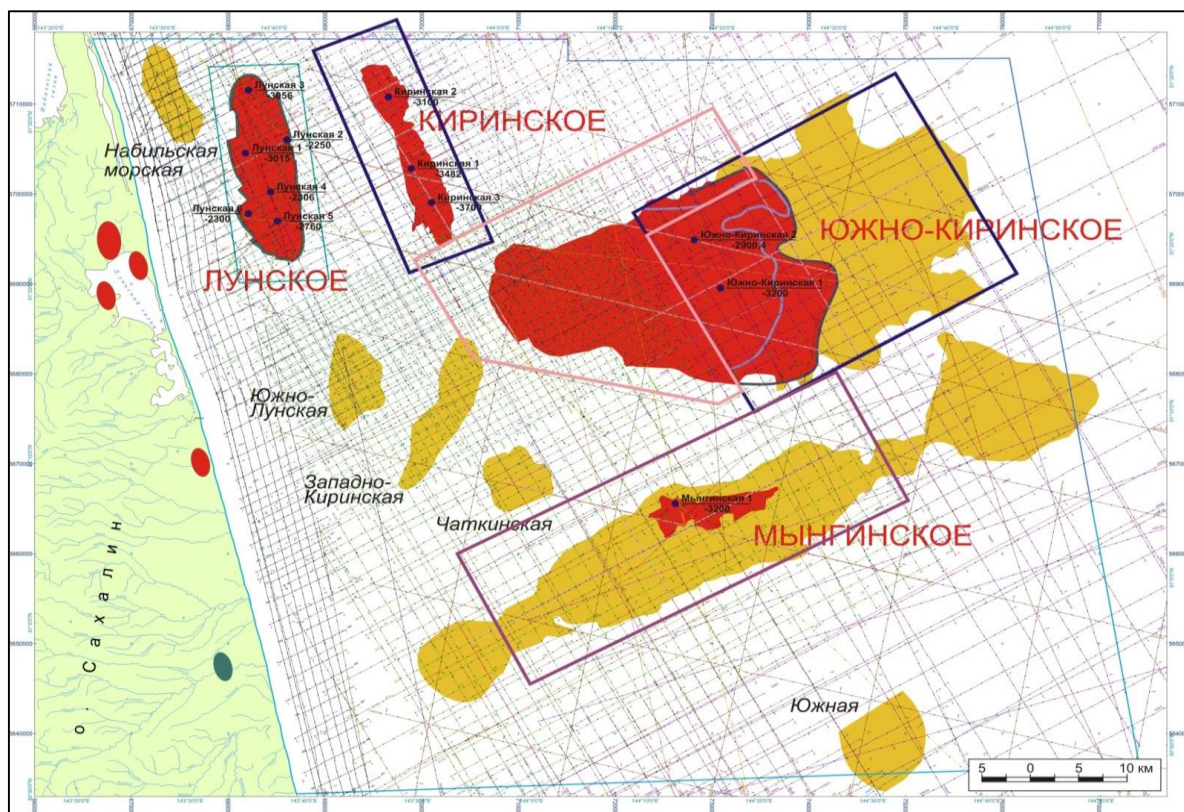


Рисунок 1.3 – Схема расположения месторождений и перспективных объектов в осадочной толще Киринского блока

Запасы месторождения поставлены на государственный учет и составляют: категория С1: газ – 162 млрд. м³, конденсат – 20 млн.т.

В 2010 г. ООО «Газфлот» на Южно-Киринской структуре завершена бурением первая поисковая скважина Южно-Киринская №1, открывшая крупное газоконденсатное месторождение. Данные исследования результатов бурения приведены в ряде отчетов. В 2011г. ООО «Газфлот» на месторождении были продолжены геологоразведочные работы, пробурена вторая разведочная скважина Южно-Киринская №2, вскрывшая также газовую залежь. В 2013 году в результате бурения скважин № 3 и 4 выявлена нефтяная оторочка, наличие которой подтвердилось в 2014 г. бурением скважин Южно-Киринская №5 и № 6.

Мынгинская антиклинальная структура, в недрах которой обнаружено газоконденсатное месторождение. Основой для переинтерпретации сейсмических данных и выполнения структурных построений явились материалы объектов 1/77, 11/78-14/78, 19/88 и 16/90 и отдельные профили МОГТ, отработанные с 1991 по 2007 гг. Структура была подготовлена к глубокому поисковому бурению. В 2011 г. была пробурена скважина Мынгинская №1 – первооткрывательница Мынгинского ГКМ глубиной 3200 м. Скважина начата бурением 24 июня 2011 г. силами ООО «Газфлот» и закончена бурением 15 августа 2011 г. на глубине 3200/3210 м (по бурению/по каротажу). Скважиной вскрыты терригенные отложения от неогенового (дагинской горизонт) до четвертичного возраста. В отложениях дагинского горизонта открыта

газоконденсатная залежь, ГВК которой предварительно определен на глубине -2502 м. Высока вероятность, что ГВК залежи контролируется субширотным разломом, осложняющим северное крыло структуры.

Ресурсы газа проекта «Сахалин-3» оцениваются на уровне около 1,4 трлн м³, при этом основные из них сконцентрированы на Киринском участке.

В границах Айяшского лицензионного участка открыто два нефтегазоконденсатных месторождения: Аркутун-Дагинское и Чайвинское. В непосредственной близости выявлены крупные нефтегазоконденсатные месторождения Одоптинское и Пильтун-Астохское, а также Венинское газовое месторождение (Рисунок 1.2).

В 1977 году в своде северного купола Одоптинской морской структуры было открыто многопластовое нефтегазоконденсатное месторождение с залежами в песчаных пластах-коллекторах нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен), в интервале глубин 1373-2158 м.

В 1978 году в поисковое бурение введены Венинская, Чайвинская и Дагинская структуры [48].

В 1986 году в поисковое бурение вводится Пильтун-Астохская структура. В результате в отложениях нижненутовского подгоризонта открыто многопластовое нефтегазоконденсатное месторождение [48]. Разведка Пильтун-Астохского месторождения велась с 1986 года по 1990 год. Пробурено 14 скважин.

В 1989 в результате бурения поисковых скважин в пределах Аркутунской и Дагинской структур установлено наличие единого крупного многопластового нефтегазоконденсатного месторождения. Дебиты нефти - до 212,3 м³/сут., газа – до 305,4 тыс. м³/сут., конденсата – 65 м³/сут. Залежи нефти и газа приурочены к песчаным пластам нижненутовского подгоризонта.

1.4 Состояние лицензирования Присахалинского шельфа

На Сахалинском шельфе выделено 9 лицензионных участков «Сахалин»- «Сахалин-1, -2, -3, -4, -5, -6, -7, -8, -9»; в некоторых из них выделяются отдельные блоки (Рисунок 1.4).

Проект «Сахалин-1» включает в себя разработку месторождений Чайво, Одопту и Аркутун-Даги. Реализация проекта осуществляется «Роснефтью», «ЕххонMobil», японским консорциумом SODECO и индийской компанией «ONGC». Доказанные запасы составляют 9.8 млн. т. нефти и 24 млрд. куб. м газа.

В проект «Сахалин-2» входит два нефтегазовых месторождения: Пильтун-Астохское и Лунское. Глубина моря в пределах первого месторождения составляет 28 ÷ 32 м, а в пределах второго – 41 ÷ 48 м

Проект «Сахалин-3» включает в себя четыре лицензионных блока: Восточно-Одоптинский, Аяшский, Венинский и Киринский. На Венинском лицензионном участке поисково-разведочные работы ведутся «Роснефтью» совместно с китайской корпорацией «Sinopet». К настоящему времени в пределах этого участка открыты Северо-Венинское и Нововенинское месторождения. Площадь участка составляет 5.3 тыс. кв. км, глубина моря варьирует от 25 до 150 м. На остальные три блока лицензии принадлежат «Газпрому». Месторождения открыты только на Киринском участке (Киринское, Южно-Киринское и Мынгинское), остальные предоставлены в пользование с целью поисков месторождений. Запасы Киринского блока составляют 746.4 млрд. куб. м газа и 93.3 млн. т газоконденсата.

В состав проекта «Сахалин-4» входит Западно-Шмидтовский лицензионный участок. Его прогнозные ресурсы оцениваются в 235 млн. т нефти и 396 млрд. куб. м газа. Площадь участка составляет 11.8 тыс. кв. км. С 2009 г. участок находится в нераспределённом фонде недр.

Проект «Сахалин-5» включает Восточно-Шмидтовский и Кайганско-Васюканский участки. Общие прогнозные ресурсы – 783 млн. т нефти и 432 млрд. куб. м газа. Площадь Восточно-Шмидтовского участка составляет 9.4 тыс. кв. км, Кайганско-Васюканского – 7.2 тыс. кв. км. В его пределах в результате поисково-разведочных работ выявлено 13 перспективных структур. Реализацией проекта занимается компания «Элвари нефтегаз». На Кайганско-Васюканский участок лицензия принадлежит «Роснефти». Восточно-Шмидтовский участок в настоящее время находится в нераспределённом фонде недр.

На стыке «Сахалин-4» и «Сахалин-5» располагается Лопуховский лицензионный участок, площадью 3.5 тыс. кв. км. Прогнозные ресурсы блока оцениваются в 130 млн. т нефти и 500 млрд. куб. м газа. В настоящее время участок находится в нераспределённом фонде недр.

В пределах «Сахалина-6» выделены структуры: Керосинная, Восточно-Окружная, Окружная морская, Центрально-Пограничная, Богатинская. Открыты два месторождения – Низкое и Северо-Богатинское. Запасы проекта оцениваются в 600 млн. т нефти и 190 млрд. куб. м газа по категории C_1 . В проекте выделяется отдельный лицензионный блок – Пограничный. Участок находится в нераспределённом фонде недр.

«Сахалин-7» находится также в нераспределённом фонде. Прогнозные ресурсы оцениваются в 563 млн. т нефтяного эквивалента. В пределах участка выделено 15 перспективных структур, наиболее крупными из которых являются Восточно-Анивская и Стародубская [67].

Лебединский лицензионный участок граничит с месторождением Одопту-море-Северный купол и включает в себя Лебединское месторождение, запасы которого по категории D_1 составляют 9.3 млн. т нефти и 2 млрд. куб. м газа.

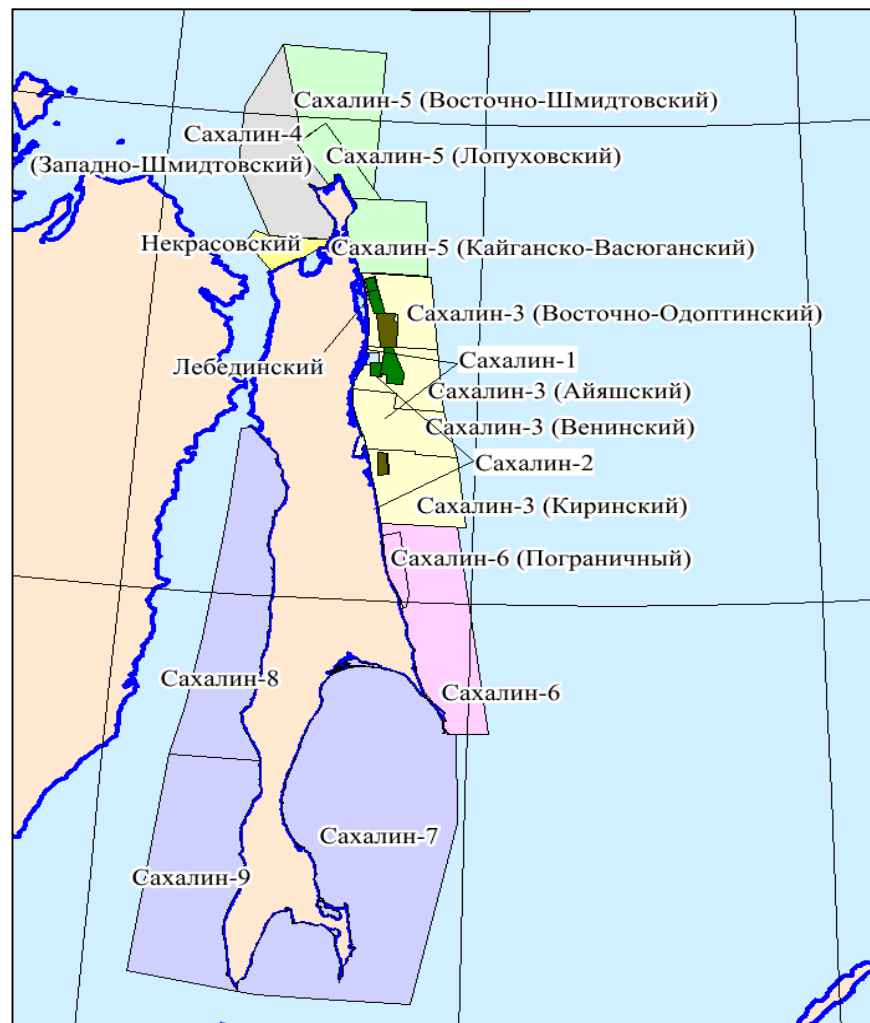


Рисунок 1.4 – Схема лицензионных участков в акватории Присахалинского шельфа и на территории Сахалинского острова

Лицензионные участки «Сахалин-8» и «Сахалин-9» находятся в нераспределенном фонде. Их прогнозные ресурсы составляют соответственно 80 и 120 млн. т нефтяного эквивалента.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ И КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

2.1 Методика интерпретационной обработки сейсмического материала

В результате сейсморазведочных работ выявлены и подготовлены к бурению геологические структуры, открыты и разрабатываются месторождения углеводородов. Структурно-технологическая схема базовой поисково-оценочной геолого-геофизической модели для выявления образов нефтегазовых залежей представлена на Рисунке 2.1 [78].

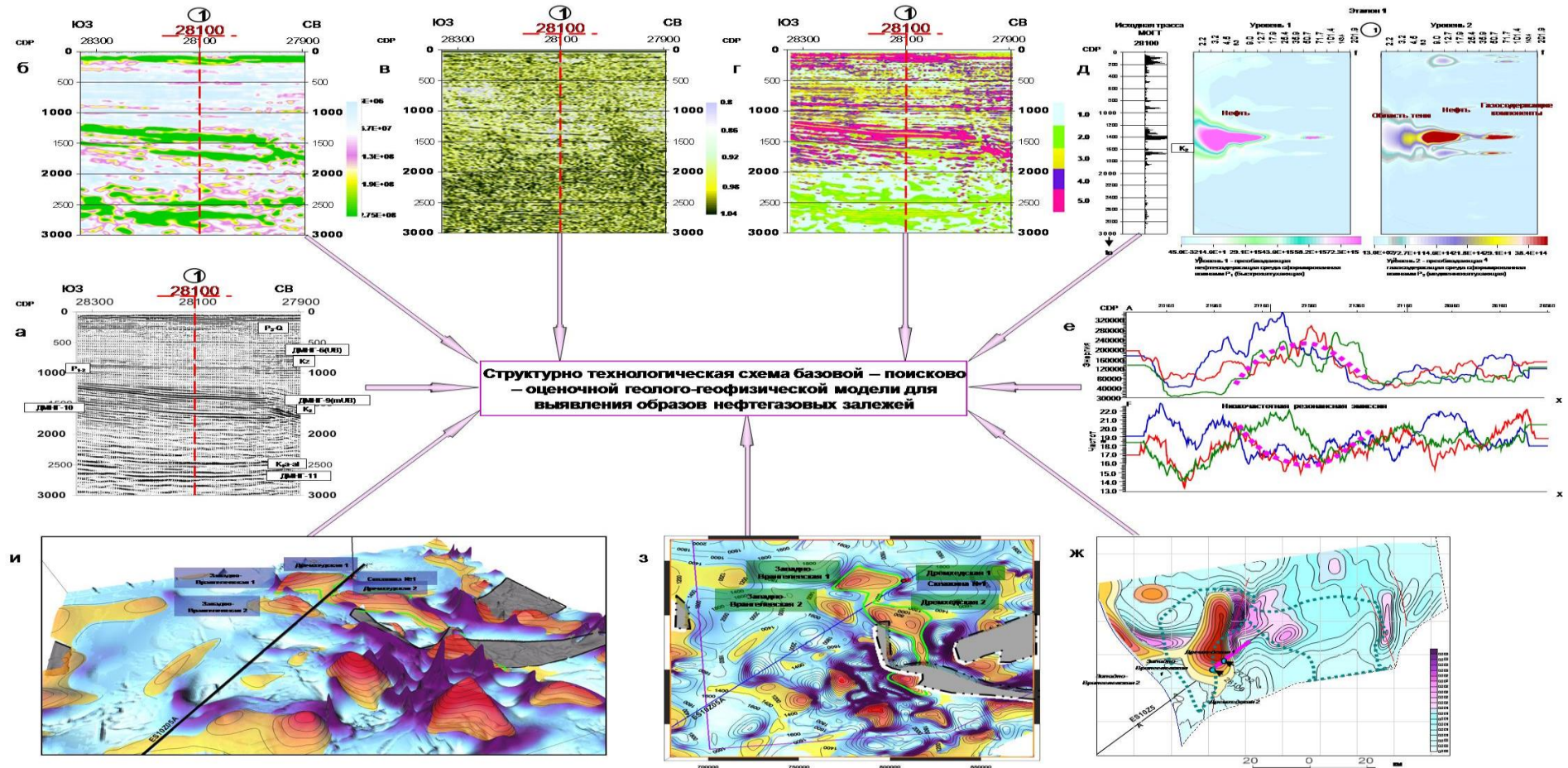


Рисунок 2.1 – Структурно технологическая схема базовой поисково – оценочной геолого-геофизической модели для выявления образов нефтегазовых залежей [78]

2.2 Методология обработки данных морской сейсморазведки характеристика и подготовка к обработке исходного сейсмического материала

В настоящее время наиболее качественным 3-D сейсмическим изображением неоднородной земной среды является результат выполнения трудоемкой и сложной процедуры 3-D глубинной сейсмической миграции до суммирования. Указанная процедура, связанная с решением большого числа многомерных задач на распространение волн в неоднородных средах, является одной из ключевых и наиболее трудоемких в вычислительном отношении. Для типичного объекта 3-D сейсмической разведки на акватории моря с площадью, ограниченной контуром съемки, порядка 500 км² или более при кратности наблюдений от 60 и выше для выполнения указанной процедуры миграции требуется использование технологии параллельных суперкомпьютерных вычислений на современных многопроцессорных/многоядерных РС-кластерах. Использование подобных технологий является необходимым условием успешного и своевременного проведения обработки, и последующей интерпретации.

Выполнение глубинной сейсмической миграции до суммирования предваряет интерактивное построение сглаженной опорной глубинно-скоростной модели среды, выполняемое по сейсмическим данным; с привлечением имеющейся скважинной информации и общих геологических представлений о строении среды. В зависимости от сложности строения исследуемой среды и степени ее скоростной неоднородности выполняется несколько циклов уточнения глубинно-скоростной модели, качество которой контролируется по степени спрямления синфазностей сейсмических волн на глубинных сейсмограммах общей точки изображения. Имеются современные программные средства уточнения указанной модели среды с помощью решения большой оптимизационной задачи, которые называют общим термином «томографическое уточнение» (Рисунок 2.2). Для сложных моделей сред указанное уточнение представляет собой итерационный процесс, число циклов которого может достигать 10 и более.

Упомянутое выше важное условие сохранения амплитуд подразумевает сохранение имеющихся в исходных сейсмических данных связей между локальными величинами коэффициентов отражений и амплитудами отраженных сейсмических волн. Выявление на фоне различных искажающих факторов и изучение подобного рода связей, и амплитудных зависимостей наиболее критично с точки зрения возможностей последующего количественного и качественного прогноза физических, фильтрационно-емкостных, свойств горных пород, изучаемых дистанционно сейсмическим методом. Изучение амплитудных зависимостей осуществляется как в рамках AVO-анализа глубинных сейсмограмм общей точки изображения, так и в ходе комплексной интерпретации суммарного сейсмического куба, полученного из этих

сейсмограмм. Кроме этого, часто используются частичные угловые суммы для получения сейсмических кубов, представленных отражениями в заданном диапазоне углов падения.

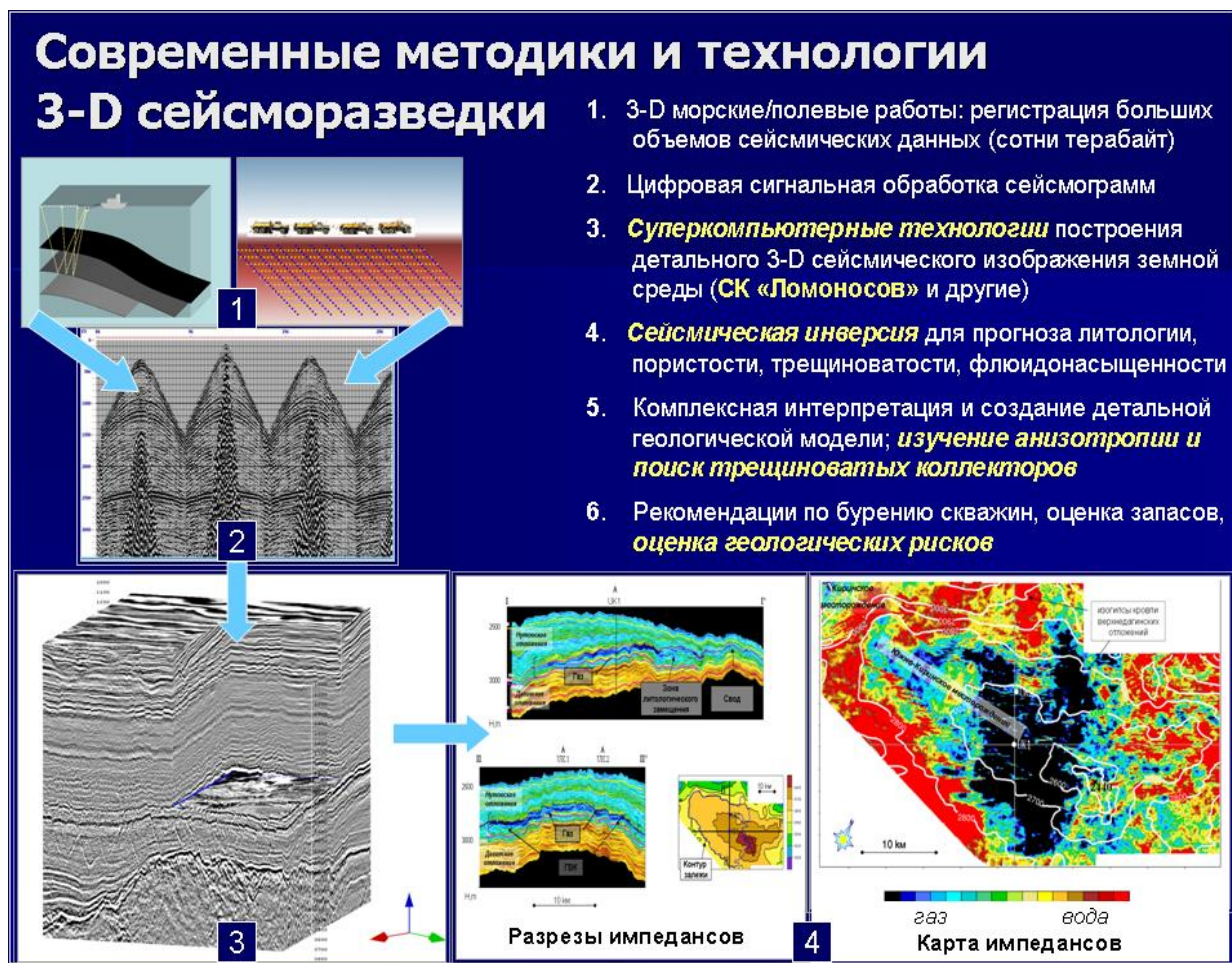


Рисунок 2.2 – Современные методики и технологии 3-D сейсморазведки

Соблюдение условия сохранения сейсмических амплитуд обусловлено как результатами применения сейсмической миграции, которая должна отвечать этому требованию, так и комплексом процедур предшествующей сигнальной обработки, который должен также обеспечить выполнение этого условия.

Современный комплекс процедур сигнальной обработки во временной области решает широкий круг задач, связанных как с эталонированием условий приема и возбуждения сейсмических волн, их амплитуд и форм их импульсов, так и с подавлением разнообразных волновых помех. Типичными и наиболее серьезными регулярными помехами, которыми отягощены морские сейсмические данные, являются кратные отраженные волны, связанные с многократным отражением зондирующей сейсмической волны импульсного источника колебаний (пневмопушка) от морского дна и поверхности моря. Наличие кратных отражений в виде широких и интенсивных цугов волн приводит к их интерференции с полезными однократными отражениями, сильно искажая волновую картину и часто делая ее

неинтерпретируемой. В этой связи, одной из важнейших процедур сигнальной обработки, предваряющей сейсмическую миграцию, является подавление кратных волн. Решение этой задачи в условиях значительных перепадов глубин моря представляет собой сложную проблему. Одной из эффективных современных процедур, призванных достичь поставленной цели, является волновое моделирование поля кратных волн с учетом рельефа морского дна, которые затем вычитаются из наблюдаемого волнового поля сейсмограмм. Выполнение этой трудоемкой процедуры необходимо сопряжено с высокопроизводительными вычислениями на многопроцессорных и/или многоядерных вычислительных кластерах. Имеются также альтернативные более простые процедуры, призванные достичь поставленной цели. Выбор возможных вариантов процедур подавления кратных волн осуществляется по результатам предварительного тестирования.

Заметим, что в качестве альтернативы компьютерным процедурам вычитания кратных волн известен также способ их подавления с помощью сейсмических наблюдений двумя типами сенсоров одновременно. При этом один из сенсоров регистрирует избыточное давление (гидрофон), а другой сенсор – скорость или ускорение смещения (например, акселерометр). При этом кратная волна, отраженная от поверхности моря, будет иметь амплитуду разного знака при одновременной записи двумя указанными сенсорами.

Необходимым условием, обеспечивающим возможность прогноза фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород на основе сейсмических данных, является наличие достаточного числа разведочных скважин, вскрывших интересующий глубинный интервал, в которых выполнен комплекс ГИС. Поиск и выявление возможных корреляционных связей между параметрами отраженных сейсмических волн и оценками ФЕС по скважинным данным с помощью геостатистического анализа, нейронных сетей, кластерного анализа позволяют выполнять прогноз ФЕС и построение прогнозных карт интересующего промыслового параметра для всей площади исследований. Важным современным средством, дополняющим геостатистический анализ, является процедура упругой сейсмической инверсии, результаты которой в виде куба сейсмических импедансов или иных интересующих параметров служат для прогноза литологии изучаемой среды.

В результате усовершенствования методики и технологии обработки данных сейсморазведки, были выбраны оптимальные для условий шельфа Охотского моря графы и параметры процедур обработки, которые обеспечили получение временных разрезов с максимальной разрешенностью сейсмических сигналов при сохранении надежной корреляции осей синфазности в целевом (потенциально продуктивном) временном интервале. Применение последовательно нескольких процедур подавления помех по сейсмограммам ОПВ и ОГТ позволило заметно ослабить фон линейных среднескоростных волн - помех, низкочастотных и

низкоскоростных помех на сейсмограммах, а также шумов и помех других типов. Выполнение нескольких итераций коррекции кинематических поправок обеспечило уверенное прослеживание целевых сейсмических горизонтов.

В результате применения поэтапного вычитания кратных волн по сейсмограммам ОГТ удалось существенно ослабить фон кратных волн во всем временном интервале применить нормирование амплитуд сигналов с учетом поверхностных условий. В результате применения процедуры миграции была уточнена геометрия целевых границ, а также более четко обозначились малоамплитудные нарушения в целевом диапазоне. Существенное ослабление случайного шума сейсмической записи на завершающих этапах обработки временных разрезов обеспечено применением процедуры FX-деконволюции. При применении этой процедуры в сочетании с полосовой фильтрацией удалось дополнительно повысить динамическую выразительность и разрешенность сейсмических сигналов, улучшить соотношение сигнал/помеха.

Выбранная последовательность обрабатывающих программ и их параметры были направлены на получение временных разрезов с максимальной разрешенностью сейсмических сигналов при сохранении надежной корреляции осей синфазности в целевом интервале. Использование последовательности нескольких этапов подавления помех по сейсмограммам ОПВ и ОГТ позволило заметно ослабить фон линейных среднескоростных волн-помех, низкочастотных и низкоскоростных помех на сейсмограммах, а также остальных шумов и помех других типов.

Выполнение нескольких итераций коррекции кинематических поправок обеспечило высококачественную прослеживаемость сейсмических горизонтов.

В результате применения поэтапного вычитания кратных волн по сейсмограммам ОГТ удалось существенно ослабить фон кратных волн во всем временном интервале применить нормирование амплитуд сигналов с учетом поверхностных условий.

В результате применения процедуры миграции была уточнена геометрия целевых границ, более четко обозначились малоамплитудные нарушения в интересующем интерпретатора геологическом диапазоне.

Существенное ослабление случайного шума сейсмической записи на завершающих этапах обработки временных разрезов обеспечено в результате применения процедуры FX-деконволюции. В сочетании с полосовой фильтрацией на этом этапе удалось дополнительно повысить динамическую выразительность и разрешенность сейсмических сигналов, улучшить соотношение сигнал/помеха.

2.3 Методики полнообъемной сейсмической интерпретации- SVISION для поисков стратиграфических ловушек

Возрастающая степень изученности осадочных бассейнов заставляет уделять больше внимания стратиграфическим ловушкам как единственно остающимся объектам разведки. Тем не менее, такие ловушки, как правило, разбуриваются только после того, как все возможные объекты структурного типа уже протестированы. Известное отставание разведки стратиграфических ловушек относительно структурных, обусловлено сложностями их выделения и оценки потенциала. Стратиграфические ловушки в основном обнаруживаются случайно при бурении скважин на антиклинальные объекты. Из-за исторически сложившегося акцентирования на изучении антиклинальных структур и сложности построения сейсмических изображений компонентов стратиграфических ловушек их разведка, как правило, ограничивается областями, где сейсмические данные позволяют напрямую оценить флюидное насыщение и развитие коллектора. В результате, до 2000 г. лишь 10–15% мировых гигантских месторождений углеводородов было связано со стратиграфическими ловушками, несмотря на их подавляющее численное превосходство над структурными во многих бассейнах. С 2000 г. гигантские открытия нефти и газа в стратиграфических и комбинированных ловушках выросли почти на 50% за счет применения сейсморазведки 3D, которая обеспечивает их лучшую визуализацию.

Традиционная процедура локализации перспективных стратиграфических ловушек использует все доступные данные, включая ГИС, сейсморазведку и, в некоторых случаях, результаты изучения обнажений. Принципы сиквенсной стратиграфии обеспечивают основу для их интеграции. Метод предназначен для выявления на сейсмических разрезах сиквенсов и системных участков, условия осадконакопления которых, благоприятны для образования стратиграфических ловушек, и на которых следует сосредоточиться на дальнейших этапах исследования. Затем анализ сейсмических атрибутов, предназначенных для уточнения условий осадконакопления, применяется для выявления вероятных перспективных объектов.

Однако, как показывает практика даже для сиквенсов с простой геометрией характерны изменения условий осадконакопления, приводящие к значительным латеральным вариациям состава и мощности отложений. Это наблюдение свидетельствует об отсутствии строгой зависимости между конкретными условиями осадконакопления и определенным типом системного тракта, что снижает прогностическую способность сиквенс-стратиграфических моделей. Долсон, стремясь продемонстрировать широкий спектр возможностей для поиска стратиграфических ловушек, изобразил возможные места их локализации в контексте концепции сиквенсной стратиграфии. По его мнению, а также мнению других исследователей, такие

ловушки встречаются в сочетании со всеми типами системных трактов и разделяющими их границами, а достаточным условием для развития стратиграфических ловушек является смена фаций. Таким образом, перспективные объекты стратиграфического типа могут располагаться в любой части разреза, и единственным надежным способом их обнаружения является тотальный скрининг всего осадочного чехла.

Таким образом, несмотря на заметный прогресс в изучении перспективных объектов стратиграфического типа, их оконтуривание и оценка остается сложной и трудоемкой процедурой, а повышение эффективности их целенаправленного поиска является актуальной задачей.

Для построения моделей суммированная сейсмика была преобразована в Стратиграфический Куб (СК) с использованием технологии автоматической полнообъемной интерпретации сейсмических данных SAI (Рисунок 2.3). Стратиграфический куб представляет собой трехмерный грид, в каждой точке которого определен относительный возраст осадконакопления. Детальность грида соответствует детальности исходных сейсмических данных.

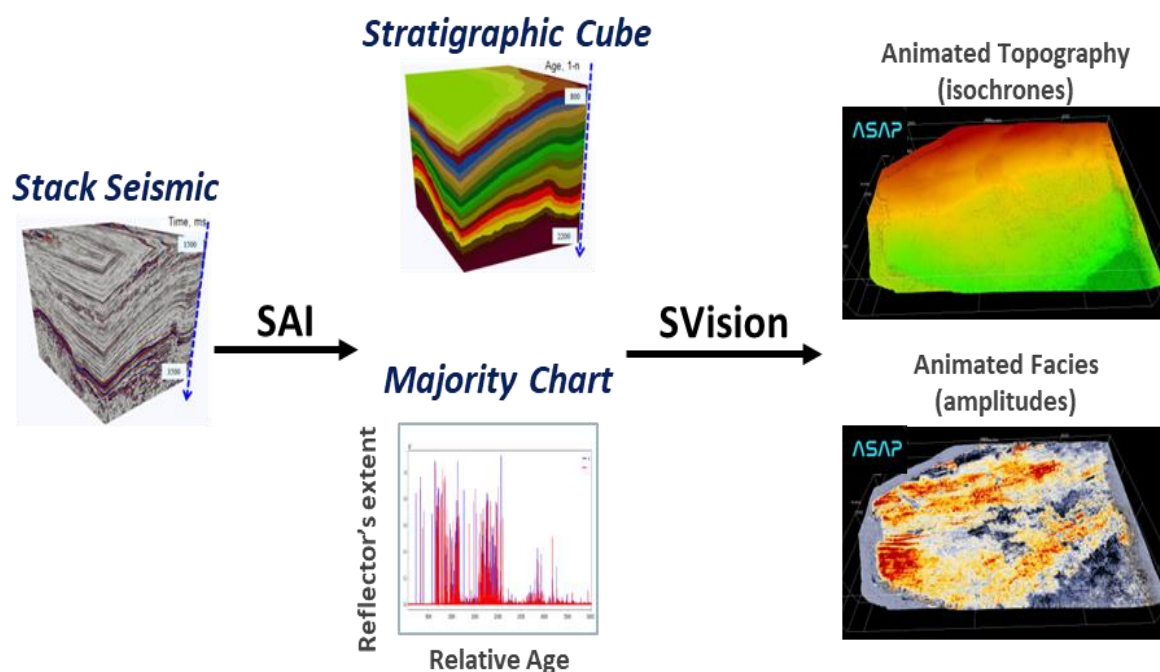


Рисунок 2.3 – Последовательность процедур технологии SVision

Таким образом, СК является непрерывной стратиграфической моделью осадочного разреза, а каждая его изоповерхность представляет собой горизонт. В топологическом анализе при построении СК участвует весь объем сейсмических данных, что обеспечивает непротиворечивость модели. Таким образом, Стратиграфический Куб — это наиболее подробная

и сбалансированная (горизонты не пересекаются) стратиграфическая модель, которую можно получить из сейсмических данных.

2.4 Методика геомеханического моделирования геометрических и фильтрационно – емкостных параметров коллекторов

Методика использования геомеханического моделирование для оценки ФЕС коллекторов Присахалинского шельфа была реализована с помощью программного комплекса ROXAR (Рисунок 2.4) [30].

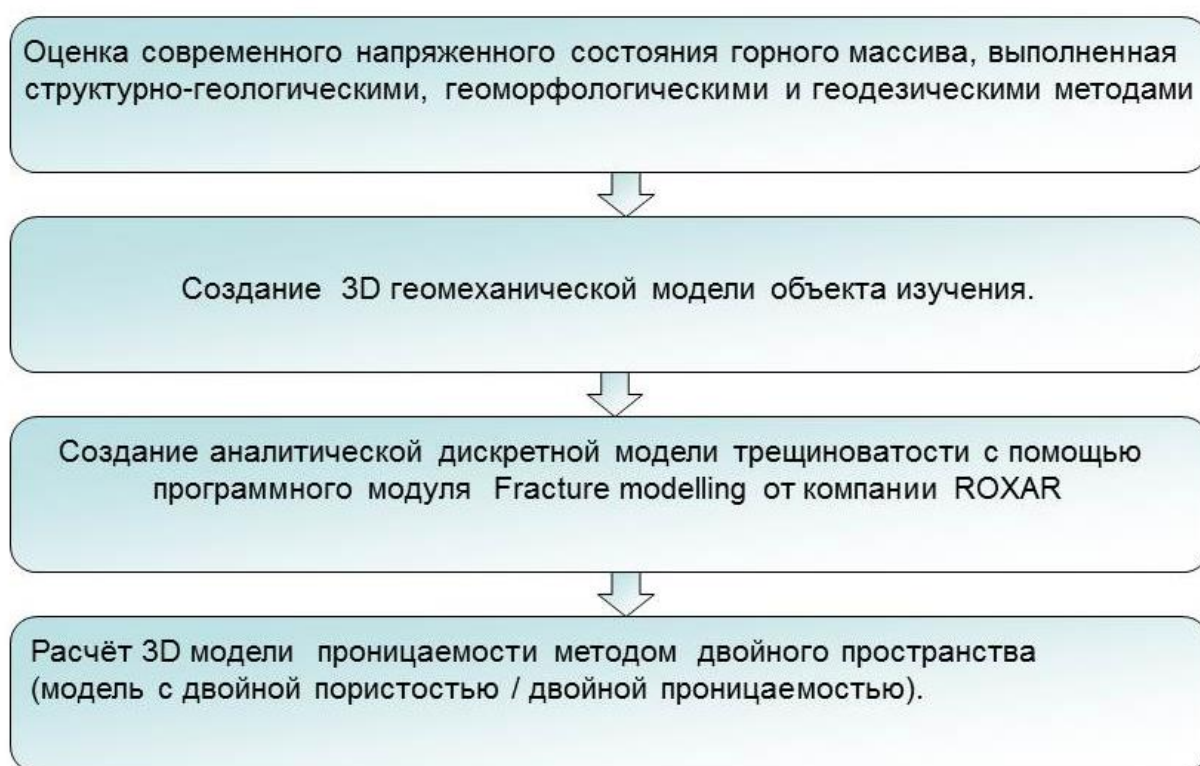


Рисунок 2.4 – Технология оценки вторичной флюидной проницаемости горных пород [30]

2.5 Моделирование углеводородных систем

Для исследования углеводородных систем, развитых на Присахалинском шельфе, был применен численное моделирование углеводородных систем с использованием программного пакета и технологий моделирования «PetroMod» компании «Schlumberger» [46]. В задачу моделирования входило изучение горно-геологических условий и процессов в углеводородных системах, распространение установленных и вероятных НГМТ, оценка их способности

генерировать углеводороды, выявление основных очагов генерации УВ и зон наиболее вероятной их аккумуляции.

Моделирование — это метод анализа, который априори предполагает комплексирование большого количества данных, различных масштабов, получаемых различными геологическими методами, в разное время, в рамках решения разных задач. Суть моделирования — снижение и максимальная оптимизация затрат на геологоразведочные работы.

Моделирование начинается с формирования входных данных. Они включают геологическую информацию о строении бассейна в настоящее время, таблицу возрастных интервалов для периодов накопления основных слоев, дополнительную информацию для характеристики палеогеометрии бассейна и палеообстановок осадконакопления, граничных условиях, а также их изменениях в процессе эволюции бассейна, свойствах нефтематеринских пород. Таким образом, фактически при выполнении моделирования, при подготовке входных данных приходится иметь дело с очень разнородной информацией.

Для создания структурно-тектонического каркаса осадочного чехла, для начала были созданы трехмерные цифровые структурно-тектонические модели осадочных бассейнов акватории Охотского моря на различные геологические периоды. Для формирования карт использовались результаты региональных и детальных структурных построений, которые были увязаны между собой и скорректированы с учетом данных бурения и геологических съемок. Для моделей регионального уровня были сформированы: структурные карты по подошве и основным поверхностям несогласия осадочного чехла.

В задачи моделирования входило: прогноз распространения установленных и вероятных НГМТ, оценка их способности генерировать углеводороды, учитывая особенности теплового режима осадочных бассейнов, выявление основных очагов генерации УВ и зон наиболее вероятной их аккумуляции.

ГЛАВА 3 ОСАДОЧНЫЕ БАССЕЙНЫ И УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ ПРИСАХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА

Согласно нефтегазогеологическому районированию Российской Федерации и сопредельных стран СНГ, предложенному ФГУП «ВНИГНИ», Охотское море относится к Охотской нефтегазовой провинции, в которой выделяются семь потенциальных нефтегазоносных областей.

Три области – Южно-Сахалинская, Северо-Сахалинская и Западно-Камчатская – являются фактически нефтегазоносными. При этом богатейшей среди них является Северо-Сахалинская область, содержащая значительные запасы нефти, газа и конденсата, как в наземных, так и в морских месторождениях. Две области – Северо- и Южно-Охотская являются потенциально нефтегазоносными.

В пределах Охотской НГП выделены три НГБ – Западно-Охотский, Восточно-Охотский и Южно-Охотский. Формирование и эволюция УВ 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 бассейнов (ОБ) – Северо-Сахалинский и Дерюгинский, разделённые Западно-Шмидтовским поднятием, а также Пограничный [69].

Таким образом, в пределах Западно-Охотского НГБ целесообразно выделить Северо-Сахалинскую НГО, а также Дерюгинскую и Пограничную ПНГО.

В исследуемой НГП выделяется два основных нефтегазоносных комплекса: палеогеновый и неогеновый. Нефте- и газопроявления в верхнемеловых отложениях позволяют рассматривать верхнемеловой комплекс как ограниченно перспективный для поисков нефти и газа.

В основном все месторождения Сахалина и его шельфа открыты в миоценовых отложениях, – в 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 УВ в плиоценовых отложениях.

Наиболее глубоко залегающая (4600 м) залежь газа открыта на месторождении Усть-Томи в терригенных отложениях дагинской свиты, наиболее близкая к поверхности залежь растворенного в нефти газа находится на месторождении Набиль в дагинских отложениях (глубина составляет 40 м). Оба месторождения расположены на о. Сахалин.

В пределах шельфовых зон Сахалинского региона выявлена линейная зона протяженностью около 130 км, в которой установлено свыше 150 очагов разгрузки УВ. При

изучении грунтовых колонок по всей их мощности были обнаружены газогидратные включения, а гидратонасыщенность поднятых осадков достигает 40 %. В пределах Северо-Сахалинского шельфа обнаружено девять полей газогидратов, наличие которых подтверждено пробоотбором. Кроме этого, закартирован целый ряд газогидратных площадей по данным сейсмических и газогеохимических исследований.

В результате газогеохимических исследований придонного слоя воды закартированы аномалии, связанные с наличием залежей УВ в осадочном чехле. По составу газа этих аномалий предполагается наличие, газоконденсатных залежей на шельфе Сахалинского залива и залива Терпения и преобладание нефтяных залежей на Северо-Сахалинском шельфе [65, 1, 6, 7].

По поверхности фундамента в Охотморском регионе выделяется три крупных осадочных мегабассейна: 1. Западно-Охотский мегабассейн; 2. Восточно-Охотский мегабассейн; 3. Южно-Охотский мегабассейн. На базе структурных карт выполнена оценка мощностей по 4 осадочным комплексам: палеогеновых (олигоцен-эоценовых) отложений (Рисунок 3.1); нижнемиоценовых отложений (Рисунок 3.2); средне-верхнемиоценовых отложений (Рисунок 3.3); плиоцен-четвертичных отложений (Рисунок 3.4).

Выделяемый в чехле Охотморского 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 этап тектонической эволюции региона Охотского моря [40].

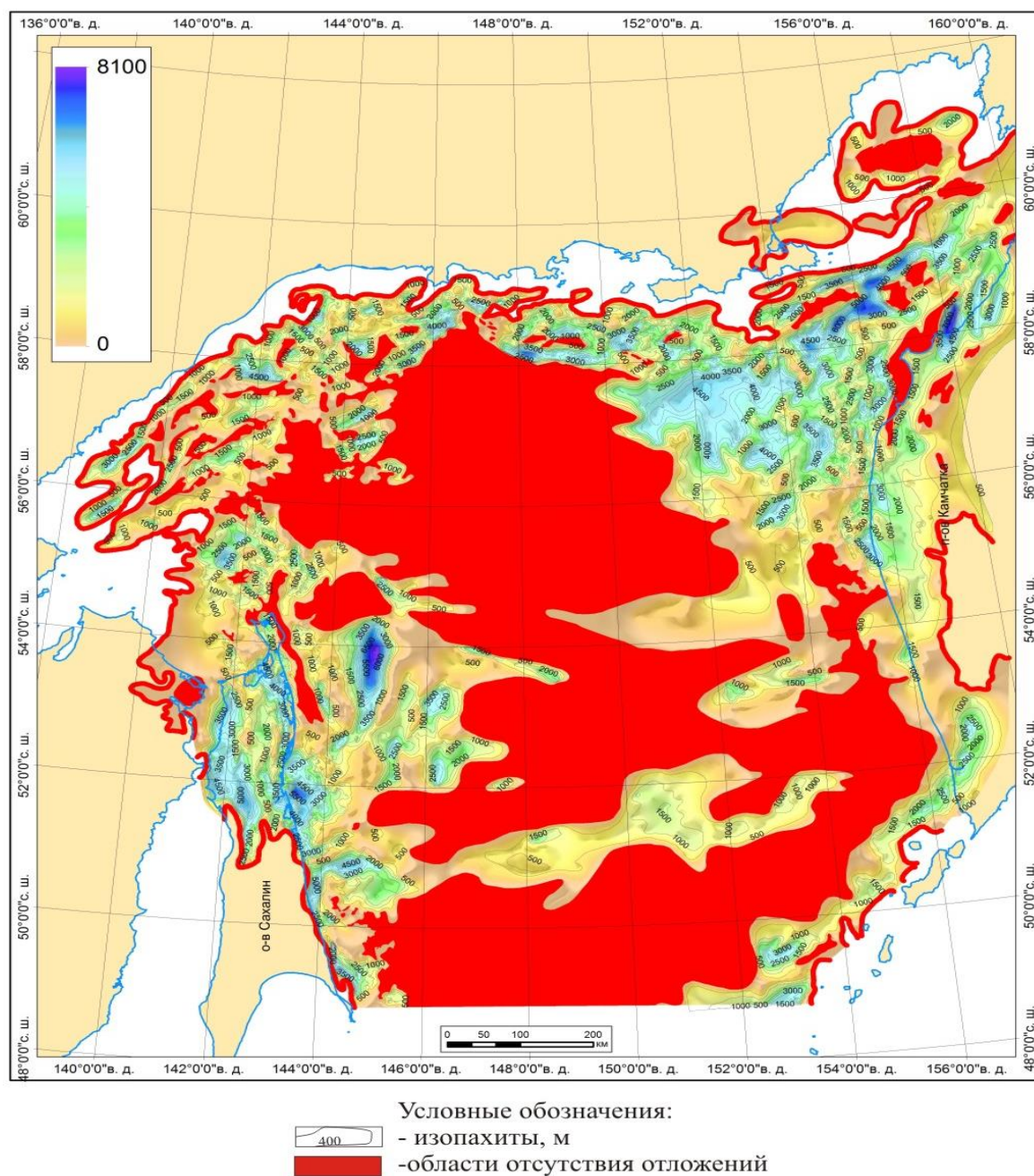
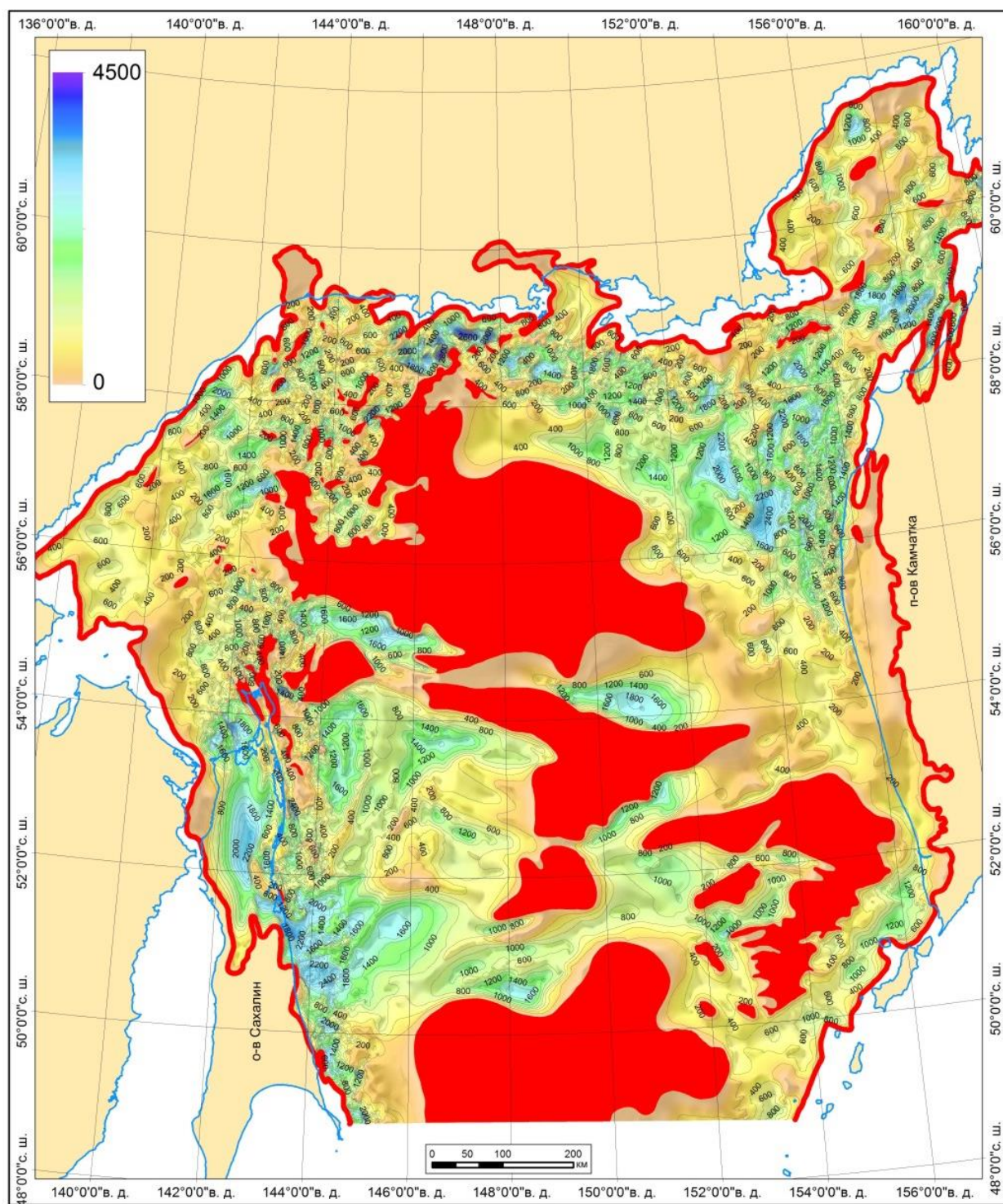


Рисунок 3.1 – Карта мощности палеогеновых отложений Охотского моря



Условные обозначения:

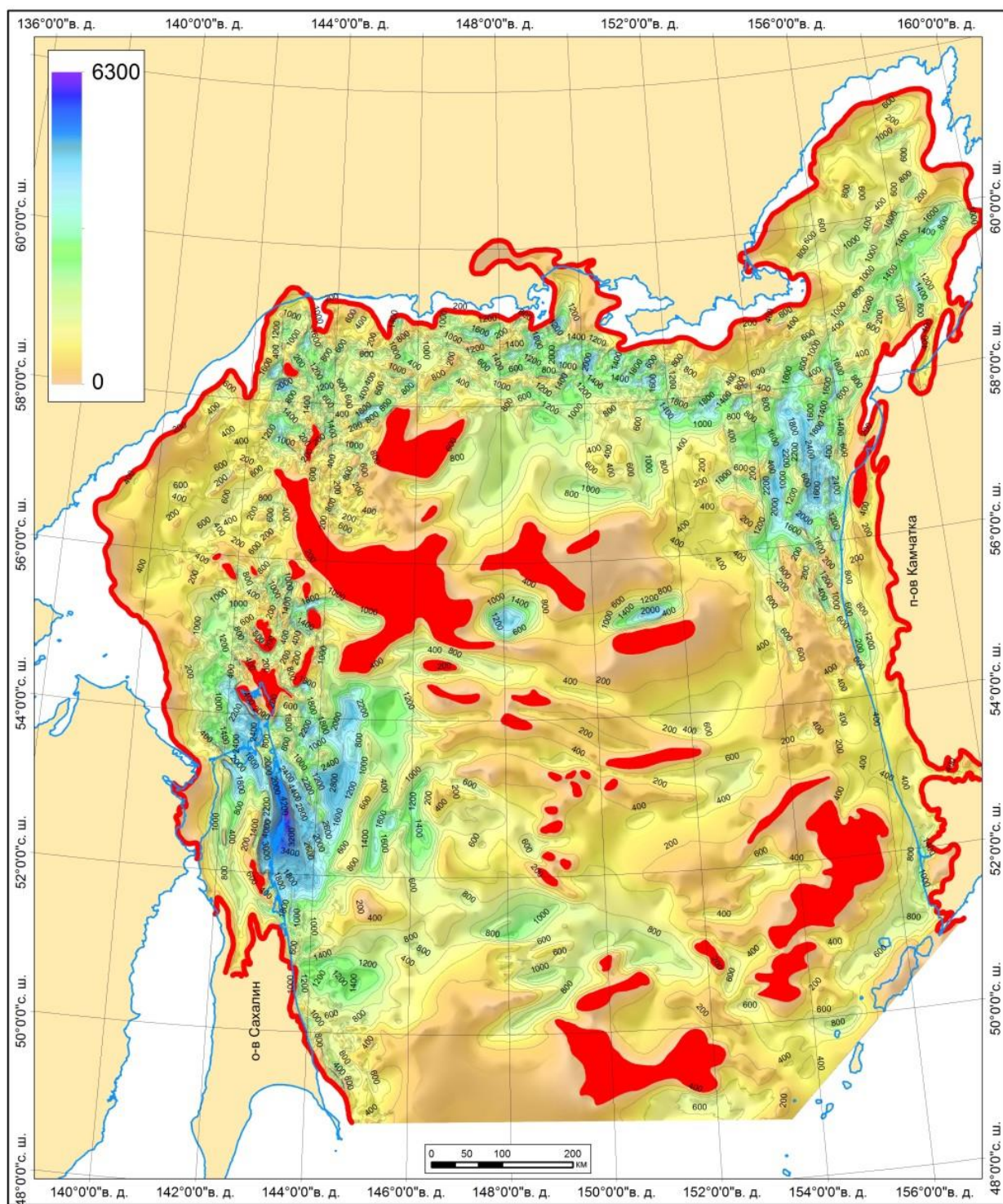


- изопахиты, м



-области отсутствия отложений

Рисунок 3.2 – Карта мощности нижнемиоценовых отложений Охотского моря



Условные обозначения:

-  - изопакиты, м
-  - области отсутствия отложений

Рисунок 3.3 – Карта мощности средне-верхнемиоценовых отложений Охотского моря

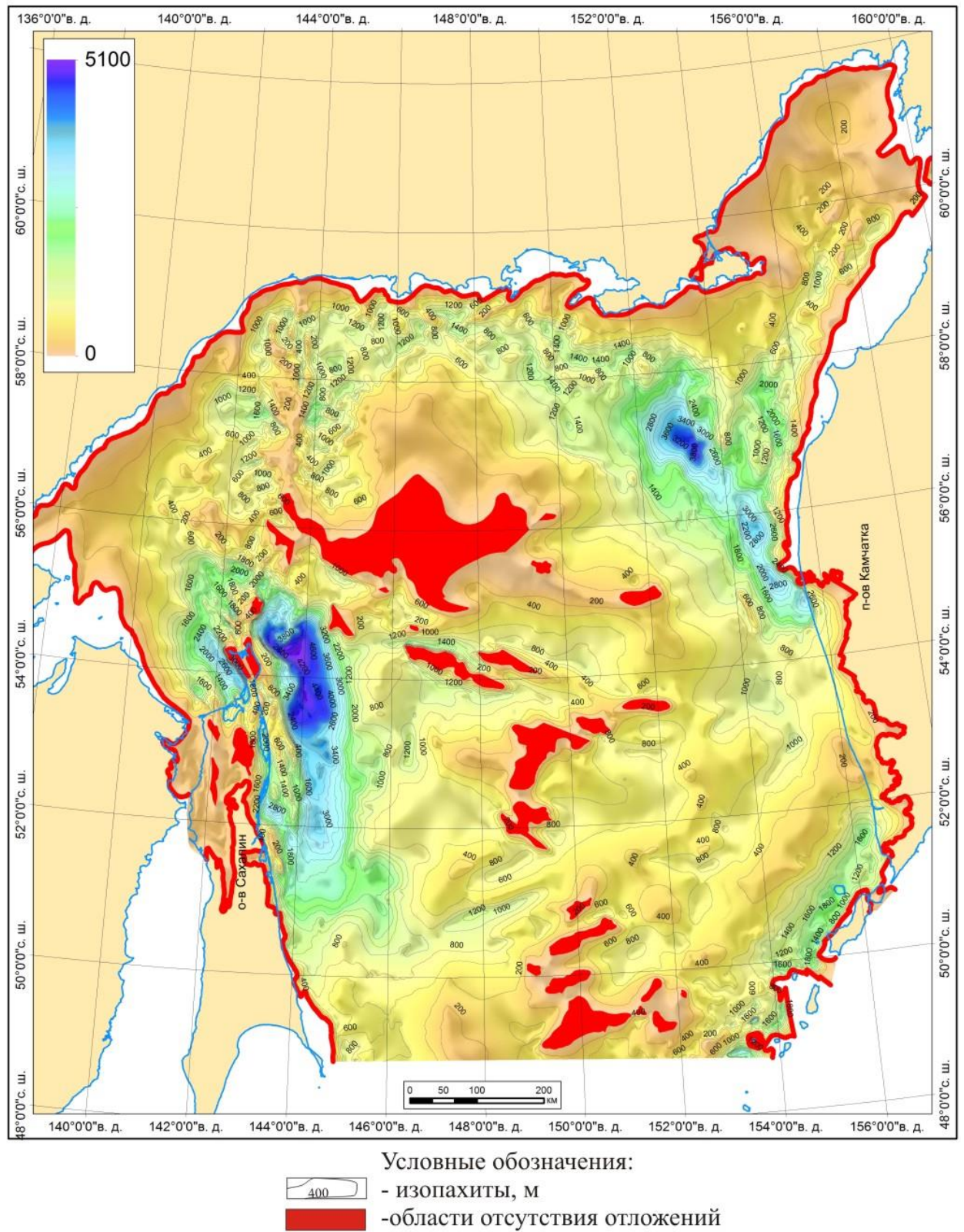


Рисунок 3.4 – Карта мощности плиоцен-четвертичных отложений Охотского моря

В его пределах Западно-Охотского мегабассейна выделяются три самостоятельных бассейна – *Северо-Сахалинский* и *Дерюгинский*, разделённые Западно-Шмидтовским поднятием, а также *Пограничный* [11].

Крупный Северо-Сахалинский бассейн (VI на Рисунке 3.5) северо-северо-западного простирания, имеющий протяженность не менее 600 км при ширине 80÷120 км, расположен на севере острова Сахалин и его Северо-Восточном шельфе [12].

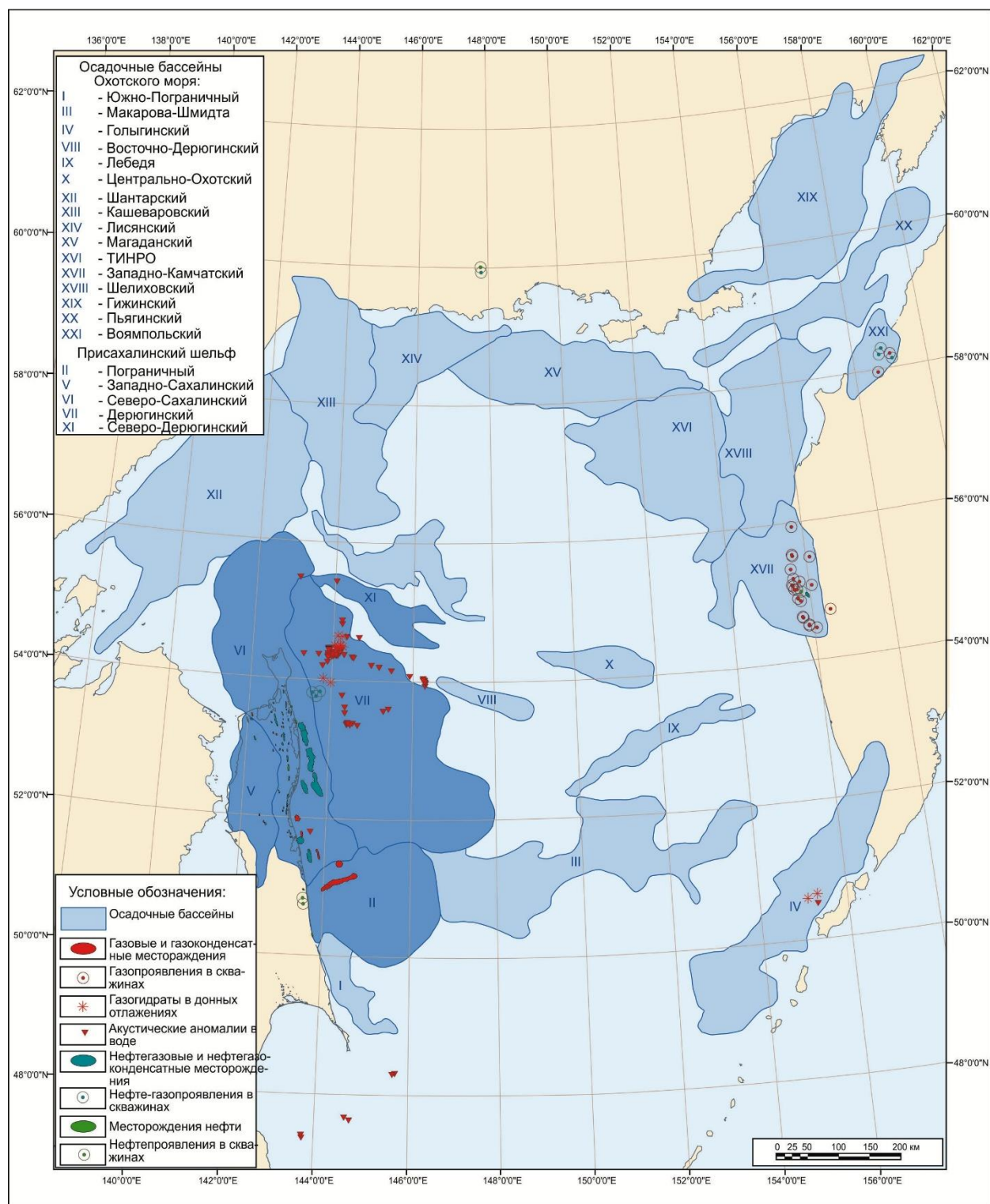


Рисунок 3.5 – Осадочные бассейны на территории Охотского моря

Породы фундамента Северо-Сахалинского бассейна и о. Сахалин представлены меловыми – палеоценовыми сильно деформированными и метаморфизованными породами,

которые интерпретируются как породы [69], сформированные в субдукционной зоне (аккреционная призма + субдуцируемая океаническая кора), которая была активна в позднем мелу – палеогене. Породы представлены флишем, глаукофановыми сланцами, меланжем и офиолитами [74, 3, 24, 21, 27, 20].

Фундамента Северо-Сахалинского бассейна сложен меловыми (и отчасти, возможно, палеоценовыми) сильно деформированными и метаморфизованными породами. Это лавы, туфы, флиш, глаукофановые сланцы, офиолиты и т.д., которые сформировались на аккреционно-коллизийном этапе развития региона и представлены образованиями, сформированными в надсубдукционных сооружениях, в задуговых (флиш и офиолиты), преддуговых (флиш) океанических (офиолиты) бассейнах, в аккреционных призмах (меланжи и олистостромы) перед фронтом дуги [4, 5, 33, 67].

Нормальные разломы (сбросы) СВ-ЮЗ простирания с возрастом от эоцена до раннего миоцена и немного моложе, а также кулисообразные складки СЗ-ЮВ простирания с возрастом поздний миоцен – плиоцен дополняют доминирующую меридиональную систему близвертикальных разломов Восточно-Сахалинского сдвига, который трассируется в Северном Сахалинском бассейне с восточной стороны от о.Сахалин. Самые крупные скопления углеводородов приурочены к структурам сжатия этой крупной разломной системы (Восточно-Сахалинский разлом) [66, 23, 25, 29].

Нефтегазоносными и перспективными на нефтегазоносность в пределах Сахалинского региона являются верхнемеловые и кайнозойские толщи. Подавляющее большинство из них накопилось в морских условиях.

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 этап тектонической эволюции региона Охотского моря [43].

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) [34].

Верхний структурный этаж представлен осадочными образованиями верхнего олигоцена – квартала. Значительную долю отложений этого комплекса занимают миоценовые породы [32].

На Присахалинском шельфе выделяется ряд бассейнов и суббассейнов: Западно-Сахалинского (V), Северо-Сахалинского (VI), Дерюгинского (VII), Северо-Дерюгинского (XI), Восточно-Дерюгинского (VIII), Пограничного (II) и Южно-Пограничного (I) [69].

Нижний и верхний структурные этажи отделены друг от друга слабовыраженным 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 [53, 54, 55].

Таким образом, была сформирована цифровая сбалансированная структурная модель осадочных комплексов Охотоморского региона, (Рисунок 3.6).

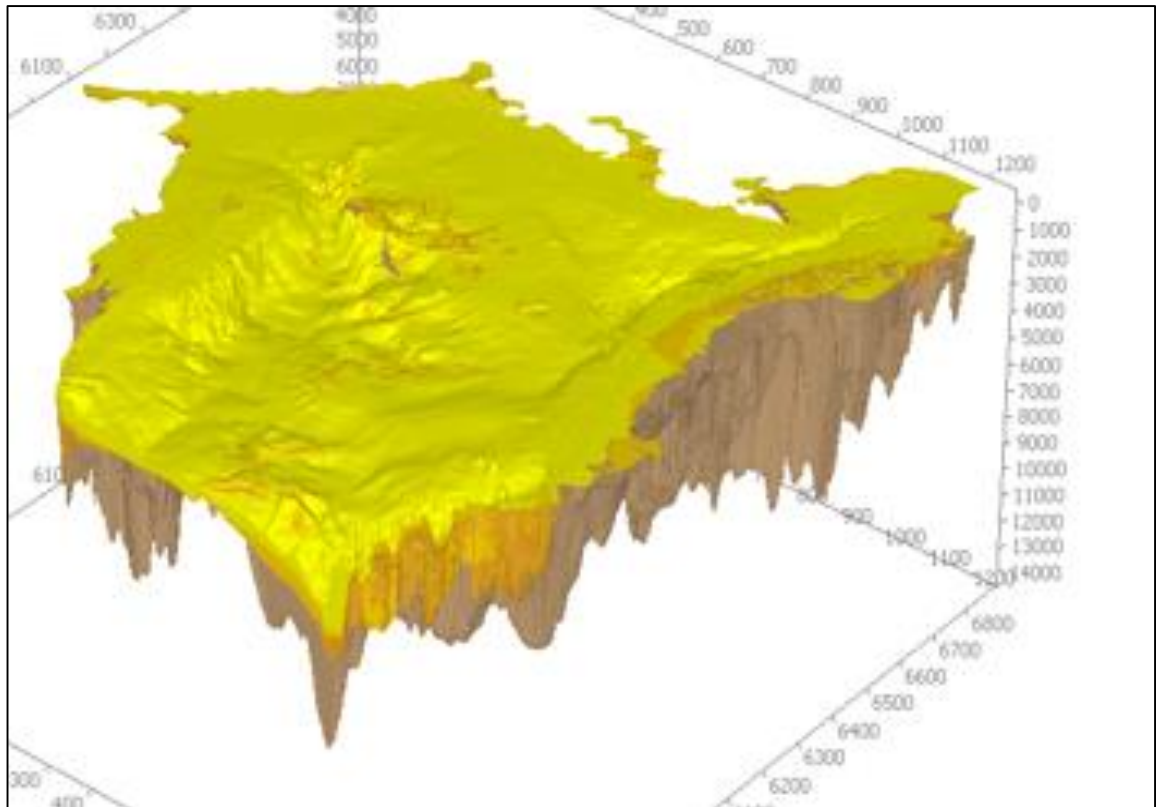


Рисунок 3.6 – Региональная бассейновая модель Охотского моря

3.1 Углеводородные системы Присахалинского шельфа

В осадочных бассейнах Присахалинского шельфа, выделены 25 ГАУС - в нижнем структурном этаже выделено 17 ГАУС (Рисунок 3.7) и в верхнем структурном этаже 8 ГАУС (Рисунок 3.8) [32]:

- Южно-Пограничном бассейне выделены 2 ГАУС - Южная палеогеновая и Северная палеогеновая [32];

- Пограничном бассейне выделена 1 ГАУС – Пограничная палеогеновая [32];

- *Северо-Сахалинском бассейне* выделены 6 ГАУС - Западно-Сахалинская палеогеновая, Центральная палеогеновая, Северо-Западная палеогеновая, Западная палеогеновая, Северная палеогеновая, Восточная палеогеновая [32];

- *В Дерюгинском бассейне* выделены 8 ГАУС - Центрально-Дерюгинская палеогеновая, Южно-Дерюгинская палеогеновая, Западно-Дерюгинская палеогеновая (15), Палеогеновая Восточно –Дерюгинского бассейна (16), Северо-Западная Дерюгинская палеогеновая, Северо-Восточная Дерюгинская палеогеновая, Северная Дерюгинская палеогеновая, Южная Дерюгинская палеогеновая [32].

- *Пограничном бассейне* выделено 3 ГАУС – Центрально-Пограничная неогеновая (1), Западно-Пограничная неогеновая, Северо-западно-Пограничная неогеновая [32];

- *Северо-Сахалинском бассейне* выделено 3 ГАУС – Южная неогеновая, Центральная неогеновая, Северная неогеновая [32].

- *Дерюгинском бассейне* выделено 2 ГАУС - Южно Дерюгинская неогеновая и Центрально-Дерюгинская неогеновая [32].

В результате моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных были созданы карты ГАУС (Рисунки 3.19 и 3.20).

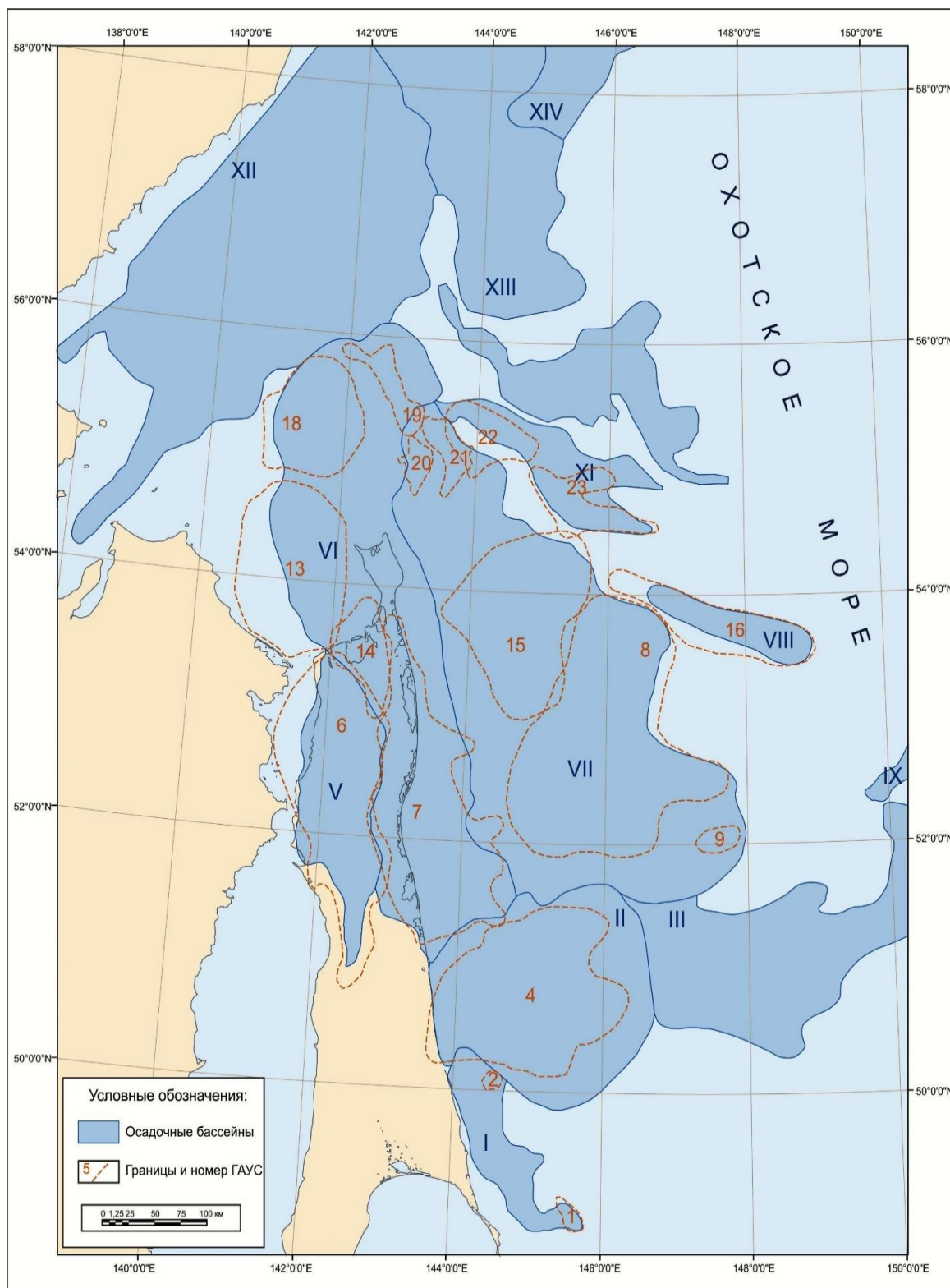


Рисунок 3.7 – Схема расположения 17 ГАУС выделенных в пределах нижнего структурного этажа

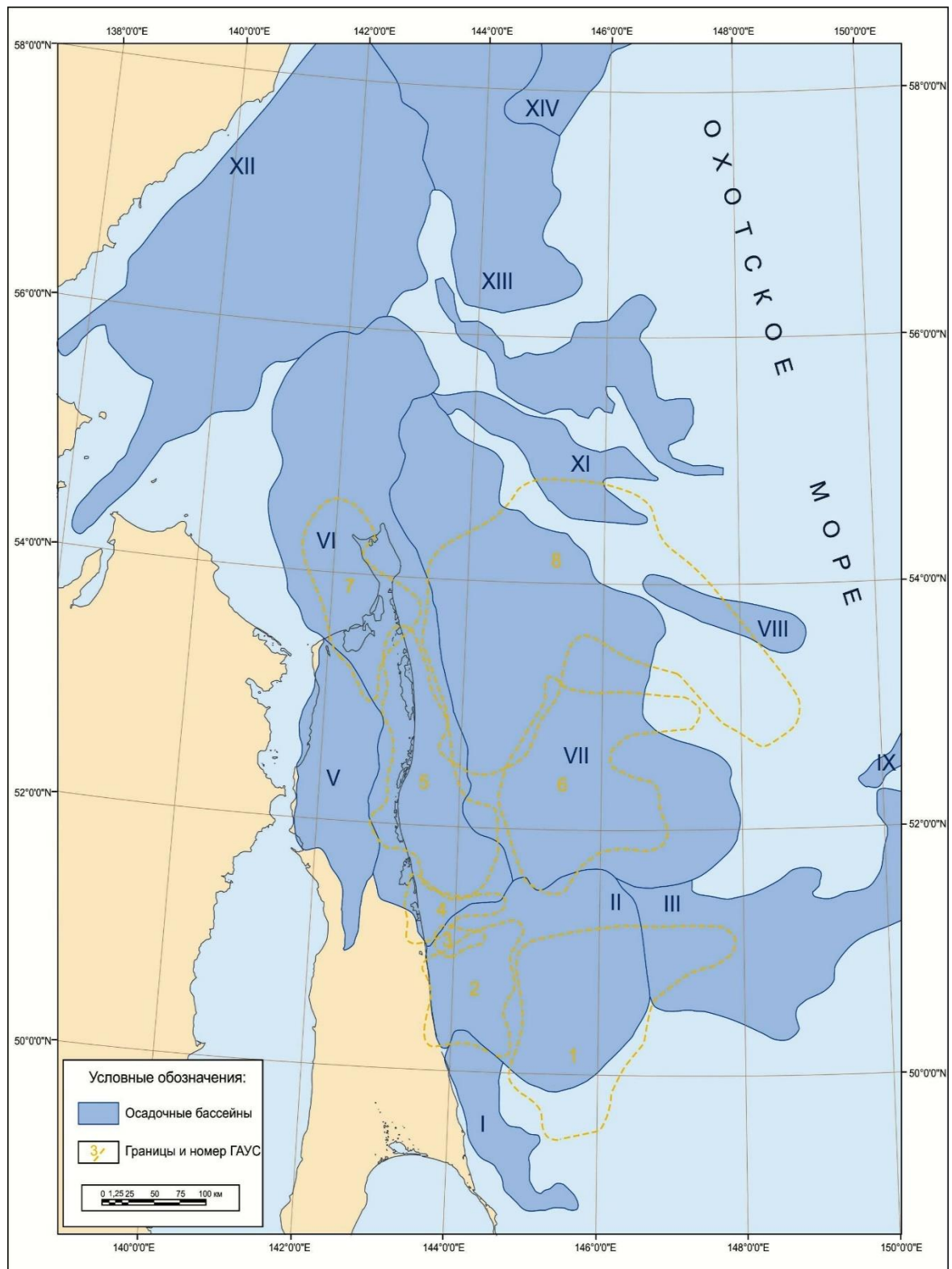


Рисунок 3.8 – Схема расположения 8 ГАУС выделенных в пределах верхнего структурного этажа

На Рисунках 3.9-3.14 показаны элементы и процессы, происходящие в палеогеновых ГАУС, выделяемых в нижнем структурном этаже, а на Рисунках 3.15-5.18 - элементы неогеновых ГАУС, выделяемых в верхнем структурном этаже.

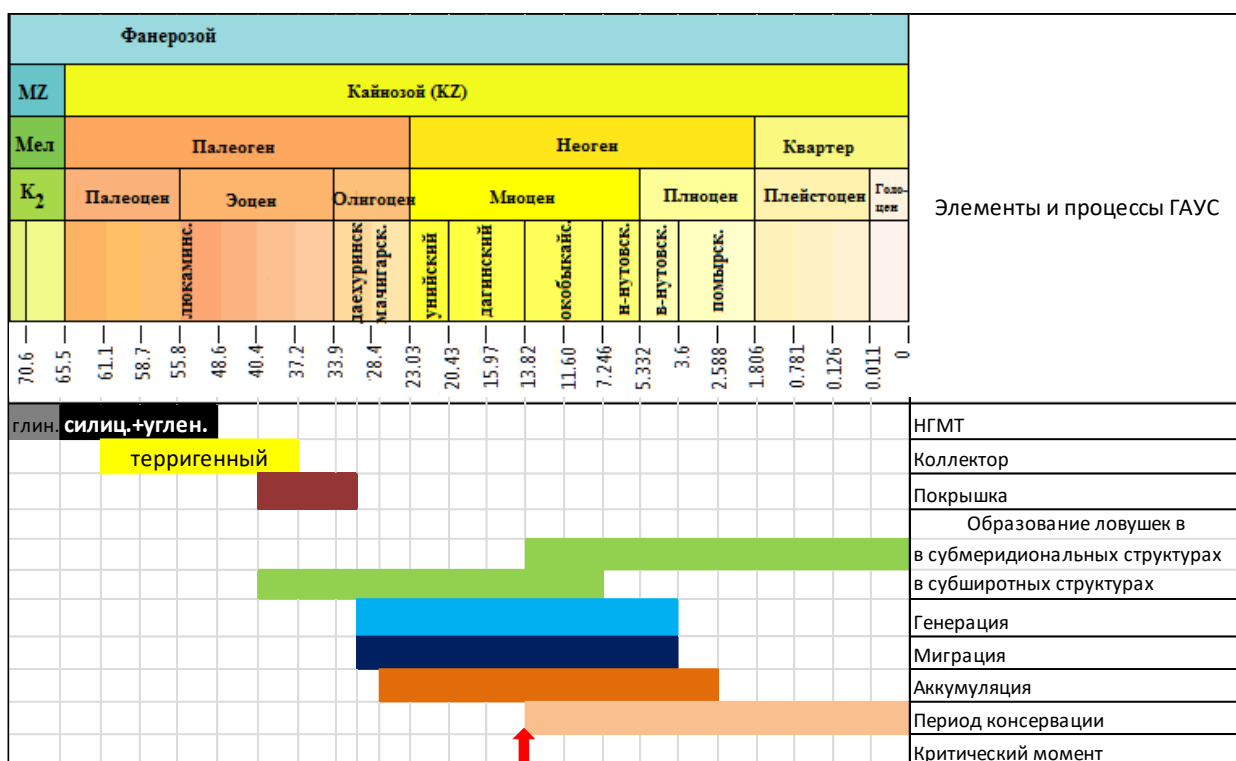


Рисунок 3.9 – Западно-Сахалинская палеогеновая ГАУС

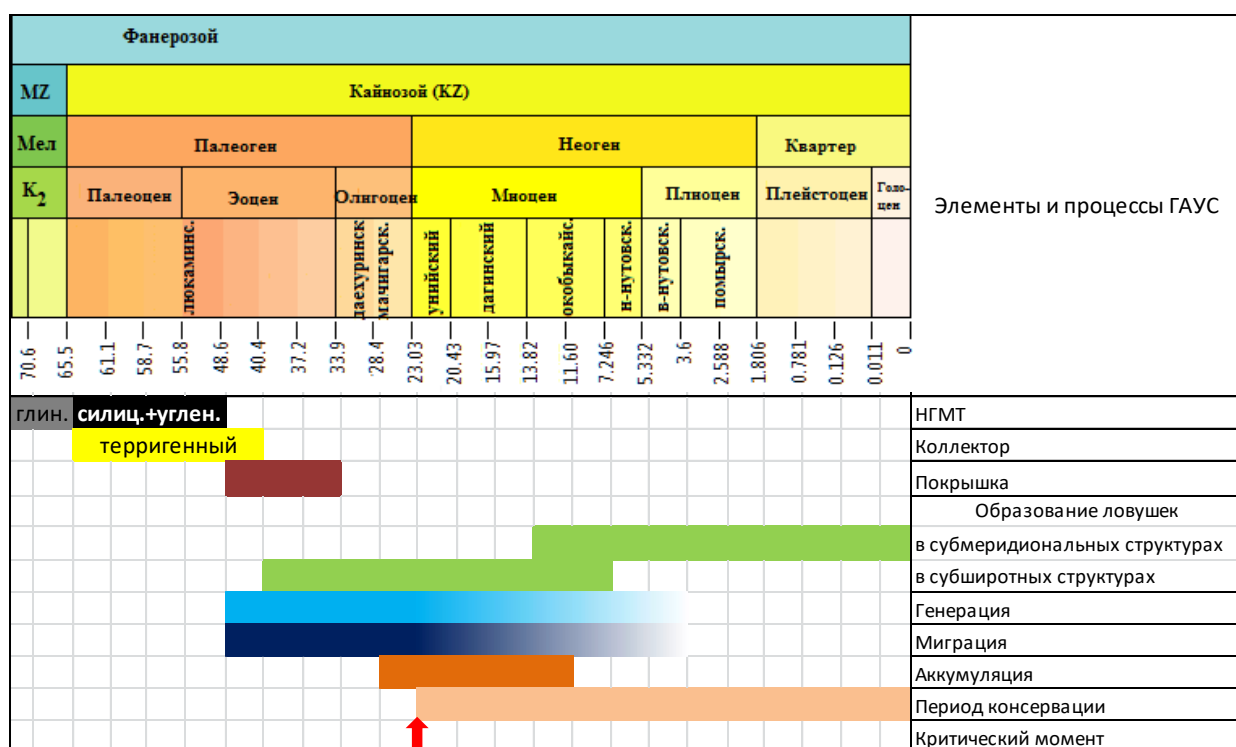


Рисунок 3.10 – Центральная палеогеновая ГАУС Северо-Сахалинского бассейна

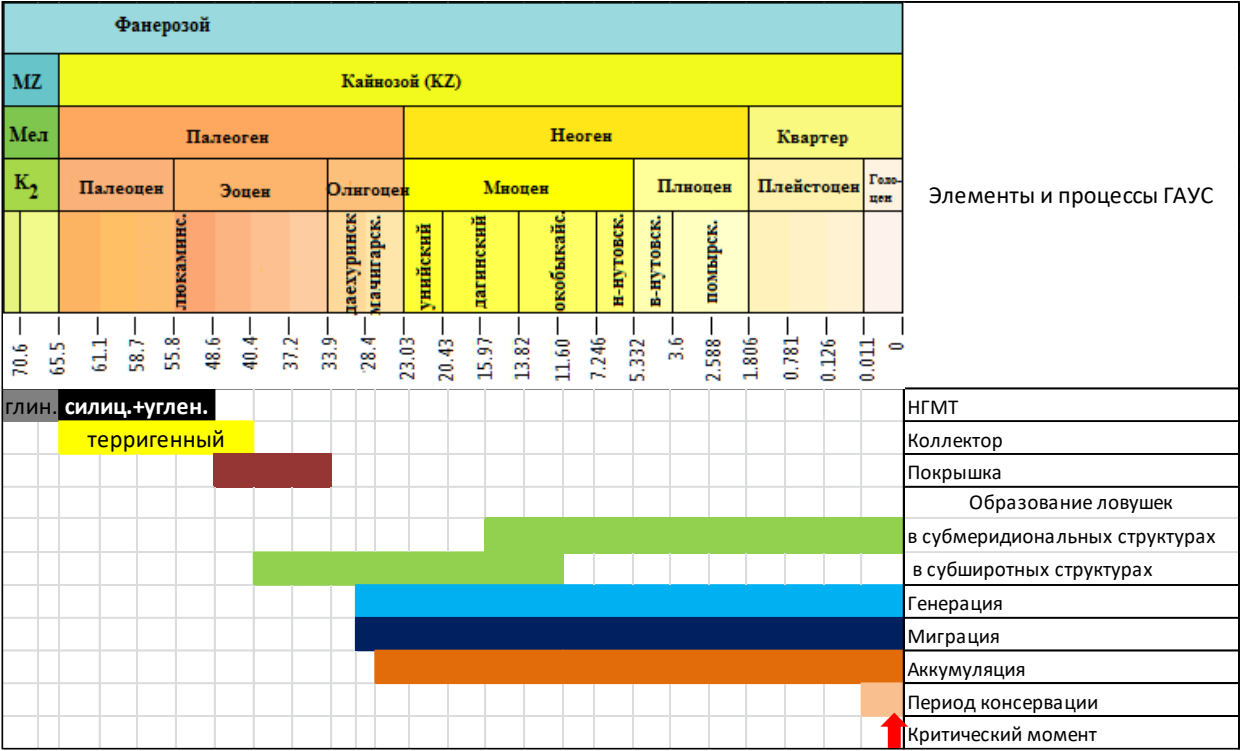


Рисунок 3.11 – Центрально-Дерюгинская палеогеновая ГАУС

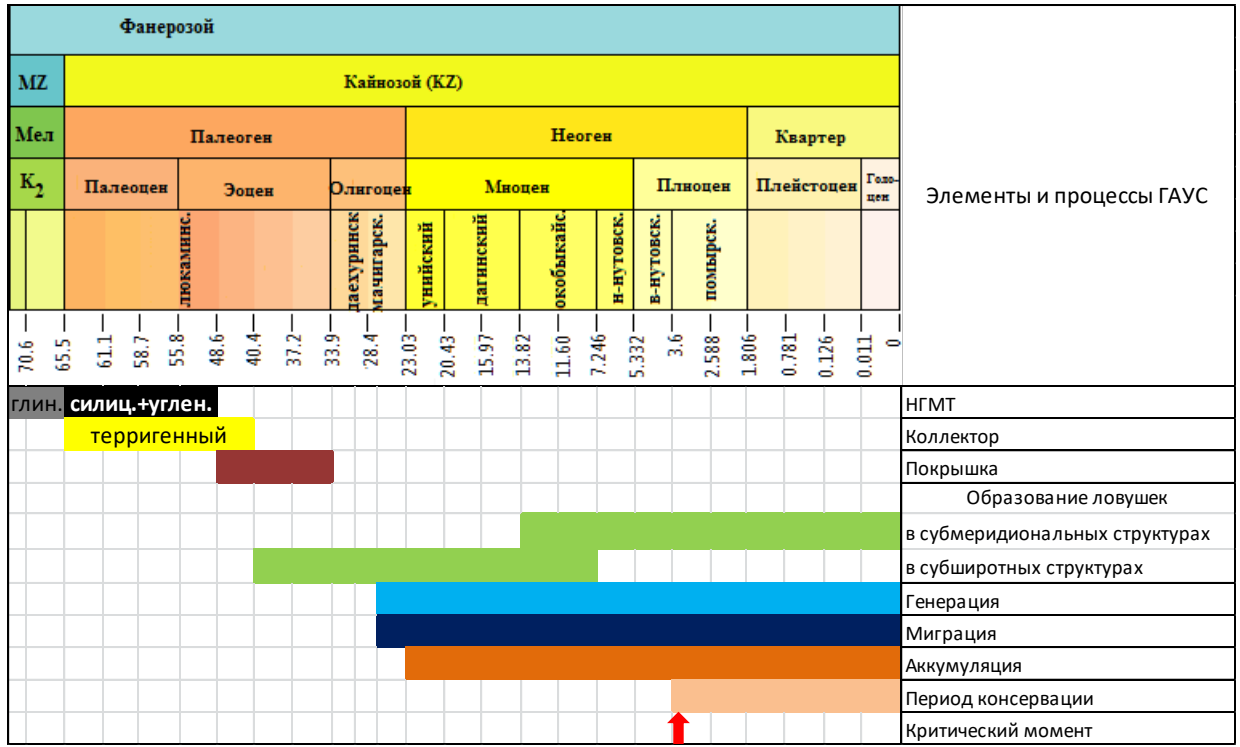


Рисунок 3.12 – Западно-Дерюгинская палеогеновая ГАУС

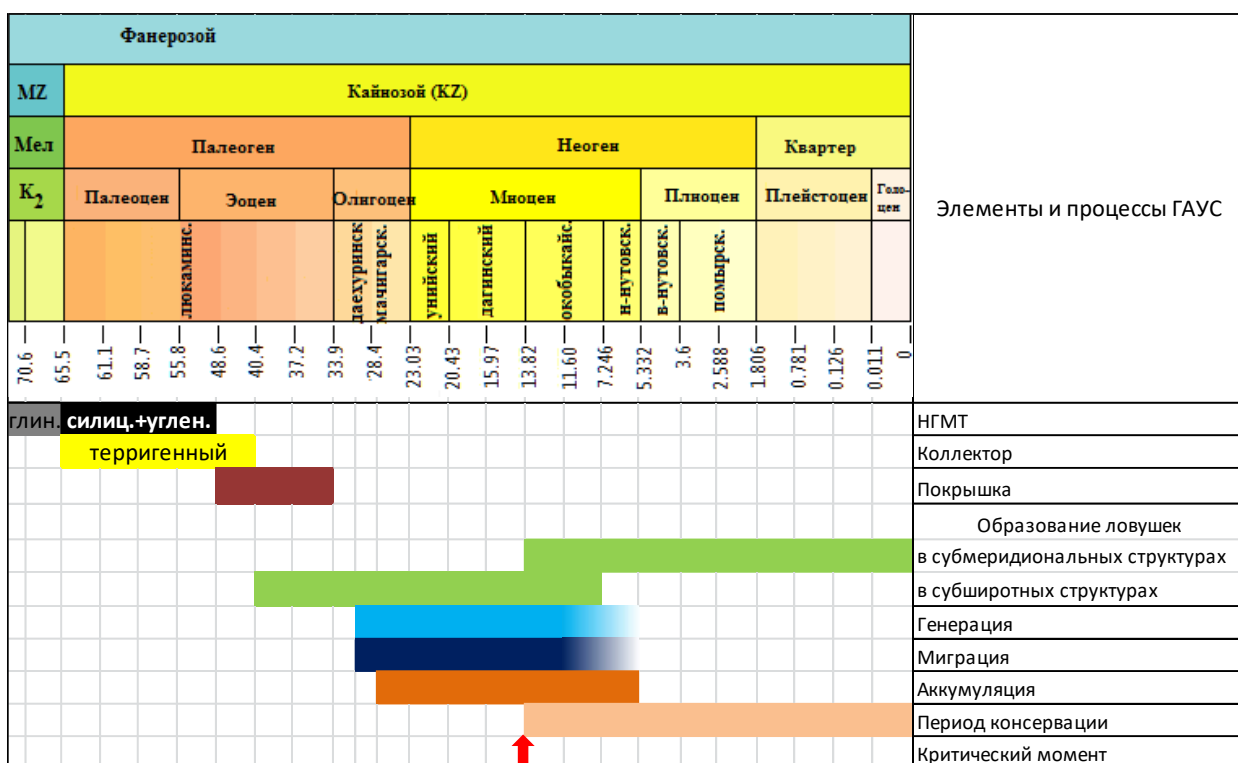


Рисунок 3.13 – Пограничная палеогеновая ГАУС

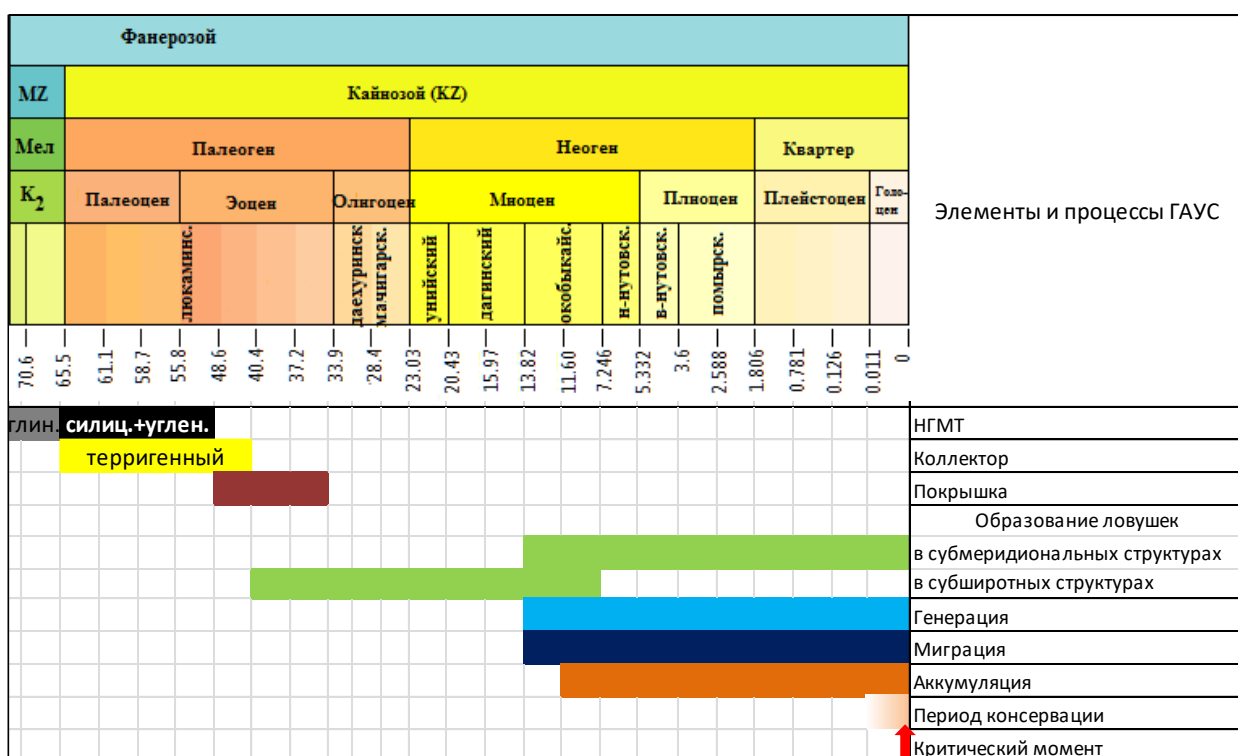


Рисунок 3.14 – Малые ГАУС Сахалина

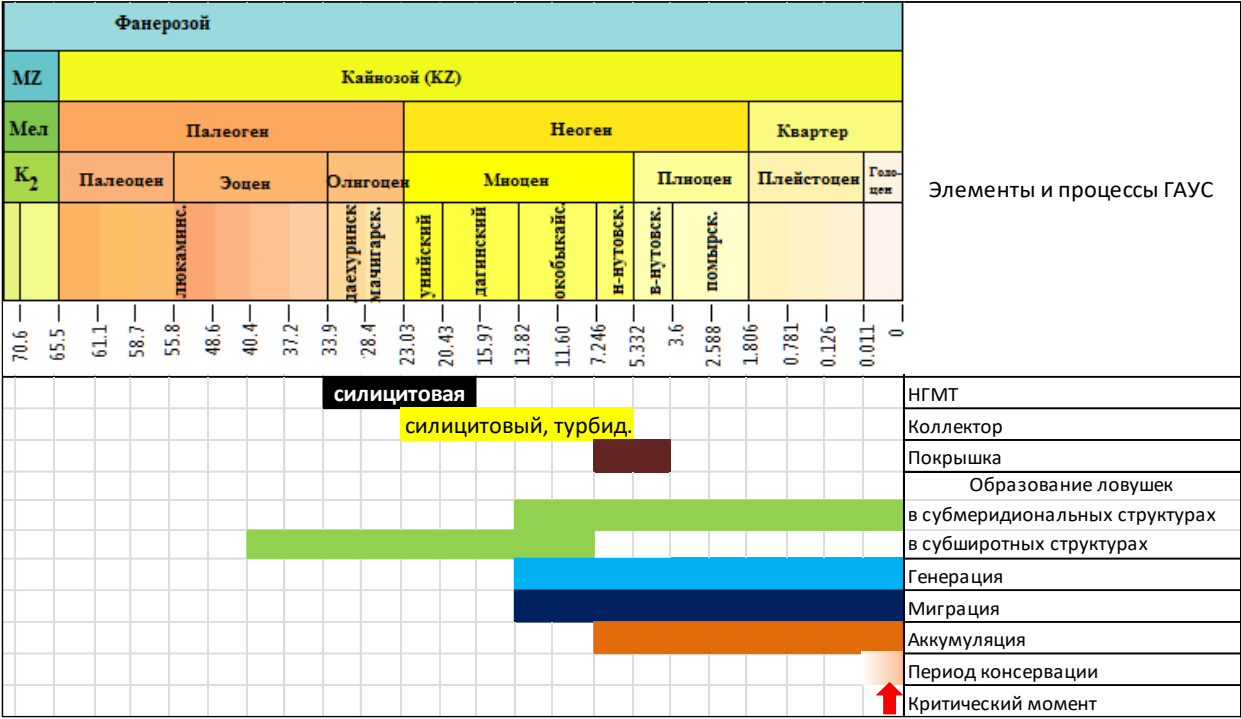


Рисунок 3.15 – Центрально-Пограничная неогеновая ГАУС

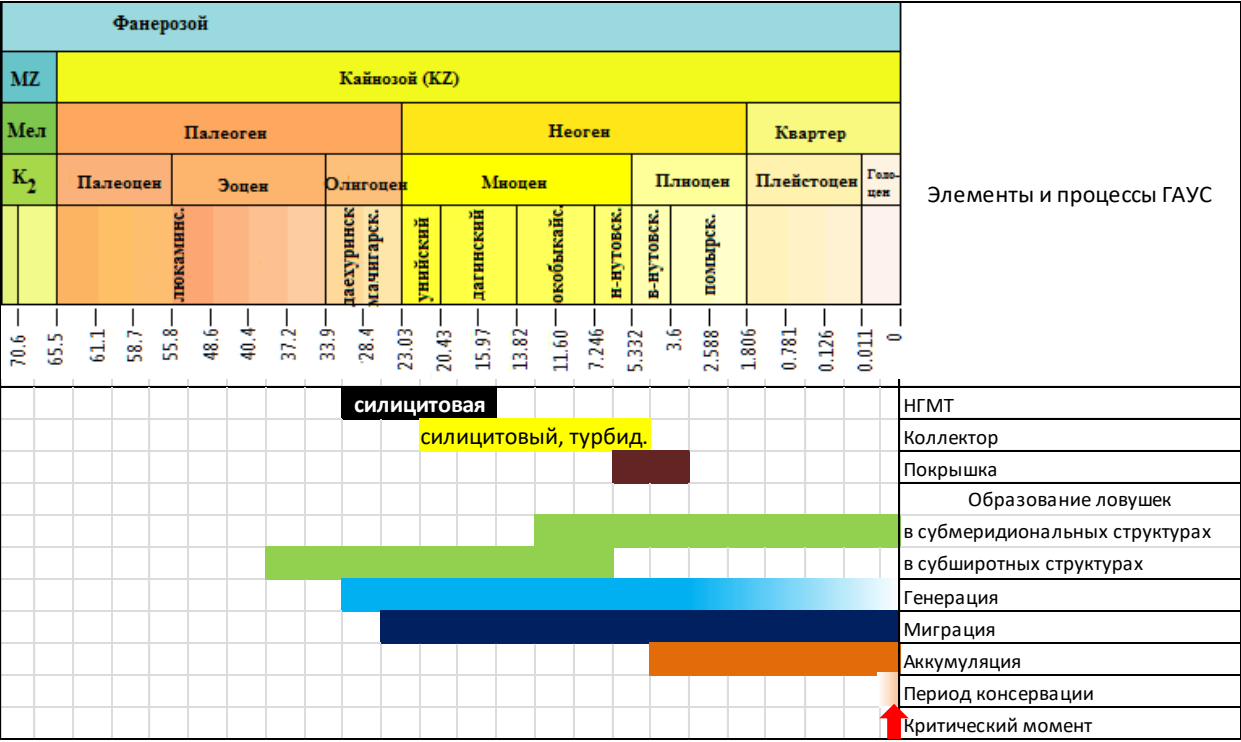


Рисунок 3.16 – Западно-Пограничная неогеновая ГАУС

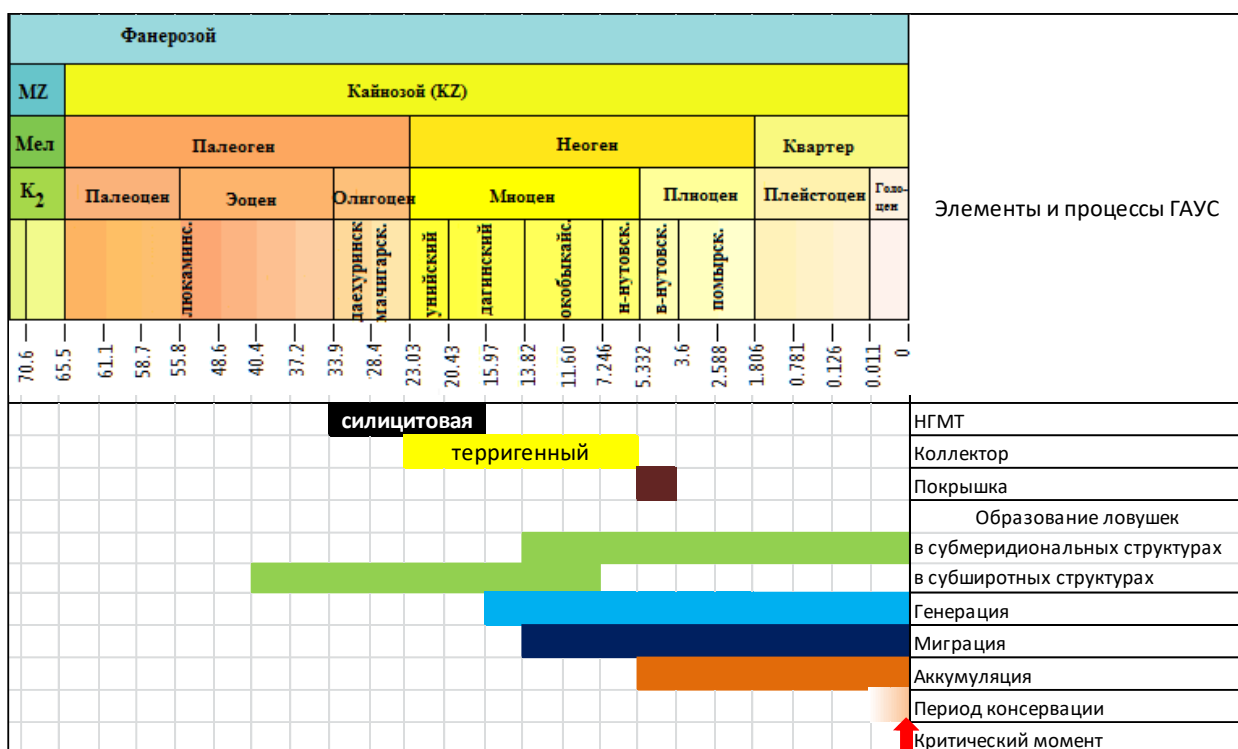


Рисунок 3.17 – Южная неогеновая ГАУС Северо-Сахалинского прогиба

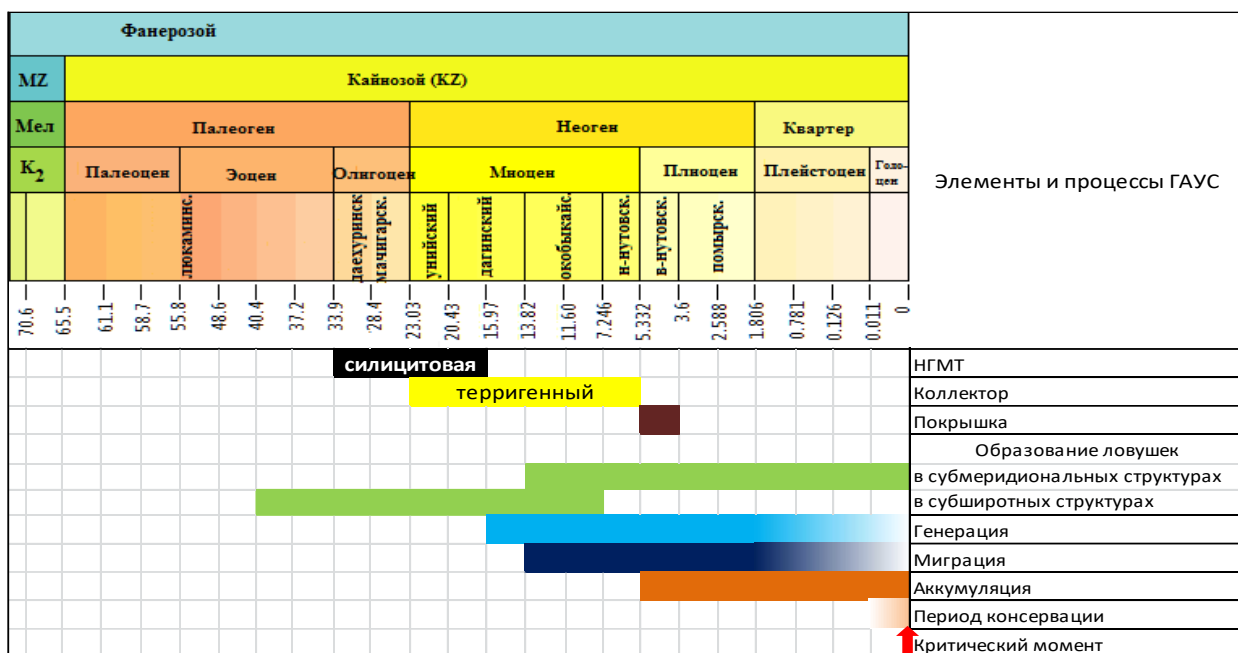


Рисунок 3.18 – Центрально-Дерюгинская неогеновая ГАУС

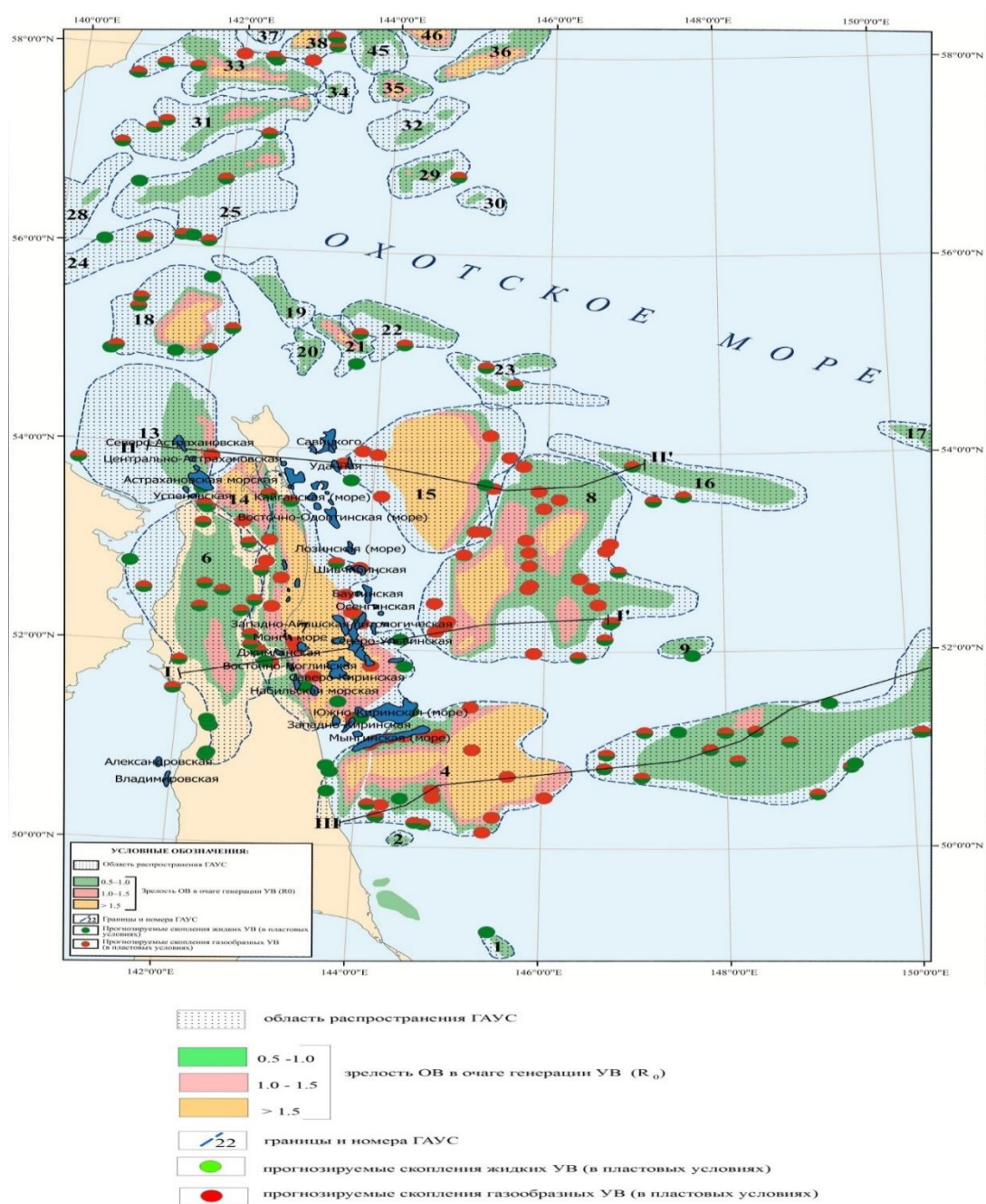


Рисунок 3.19 – Карта ГАУС нижнего структурного этажа

Генерационно - аккумуляционные углеводородные системы: 1 - Южная палеогеновая Южно-Пограничного бассейна, 2 - Северная палеогеновая Южно-Пограничного бассейна, 3 - Голыгинская палеогеновая, 4 - Пограничная палеогеновая, 5 - Макаровско-Шмидтовская палеогеновая, 6 - Западно-Сахалинская палеогеновая, 7 - Центральная палеогеновая Северо-Сахалинского бассейна, 8 - Центрально-Дерюгинская палеогеновая, 9 - Южно-Дерюгинская палеогеновая, 10 - Лебеда палеогеновая, 13 - Северо-Западная палеогеновая Северо-Сахалинского бассейна, 14 - Западная палеогеновая Северо-Сахалинского бассейна, 15 - Западно-Дерюгинская палеогеновая, 16 - Палеогеновая Восточно-Дерюгинского бассейна, 17 - Центрально-Охотская палеогеновая, 18 - Северная палеогеновая Северо-Сахалинского бассейна,

19 - Восточная палеогеновая Северо-Сахалинского бассейна, 20 - Северо-западная Дерюгинского бассейна, 21 - Северо-Восточная Дерюгинского бассейна, 22 - Северная палеогеновая Северо-Дерюгинского бассейна, 23 - Южная палеогеновая Северо-Дерюгинского бассейна [12].

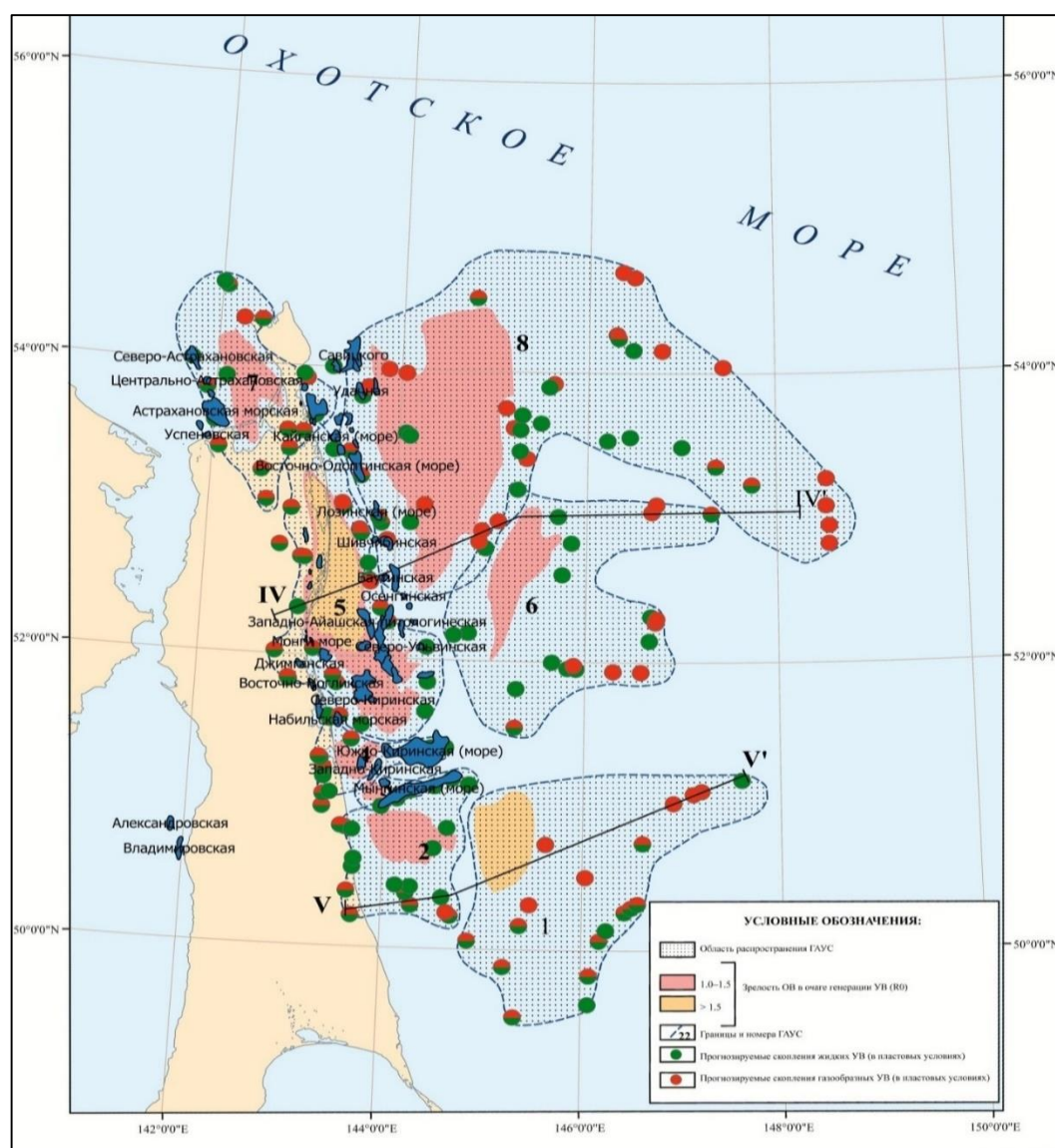
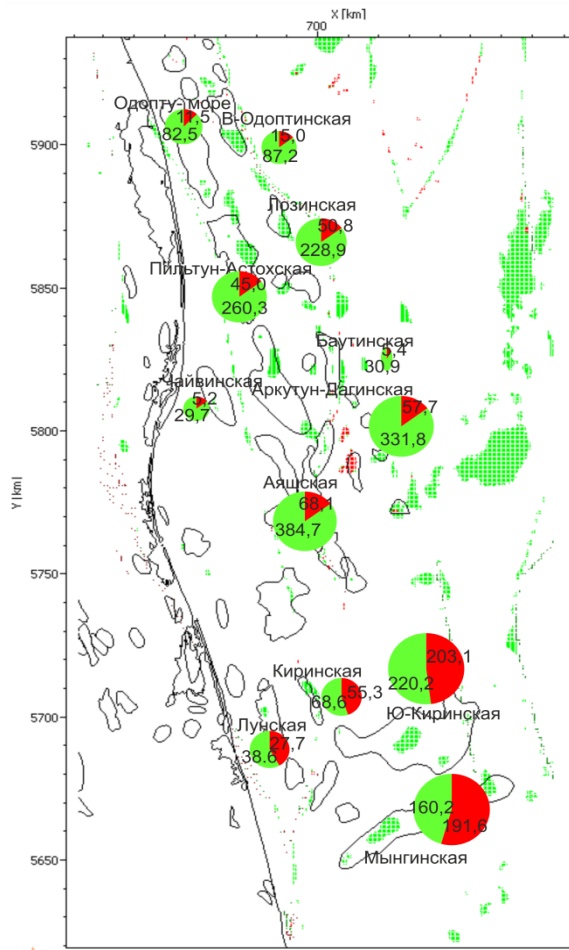


Рисунок 3.20 – Карта ГАС верхнего структурного этапа

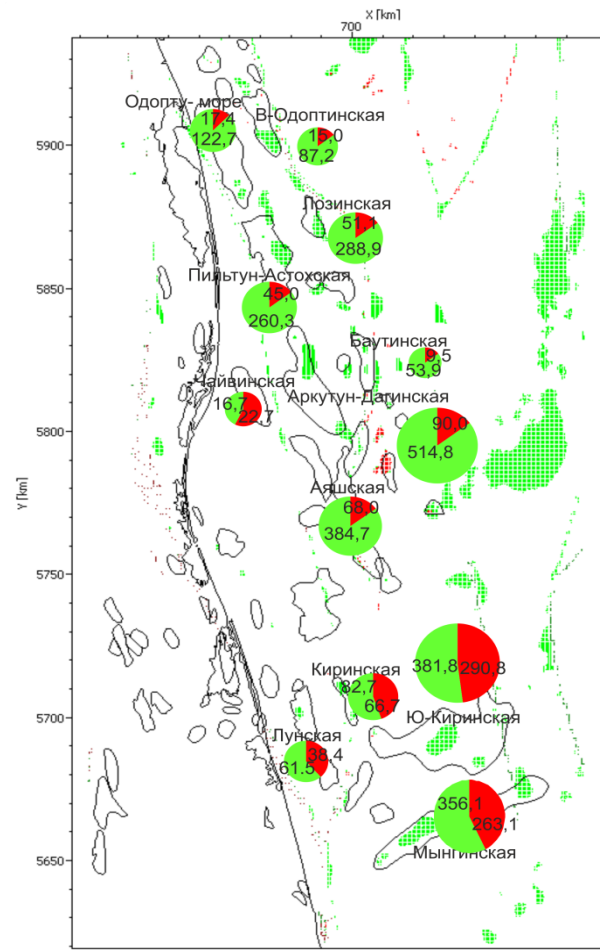
Генерационно-аккумуляционные неогеновые углеводородные системы: 1 - Центрально-Пограничная, 2 - Западно-Пограничная, 3 - Северо-западно-Пограничная, 4 - Южная Северо-Сахалинского прогиба, 5 - Центральная Северо-Сахалинского бассейна, 6 - Южно-Дерюгинская, 7 - Северная Северо-Сахалинского бассейна, 8 - Центрально-Дерюгинская [12].

По результатам выполненного моделирования, начальный генерационный потенциал бассейнов присахалинского шельфа оценивается в количестве около 450 млрд. т УТ (Рисунок 3.21).

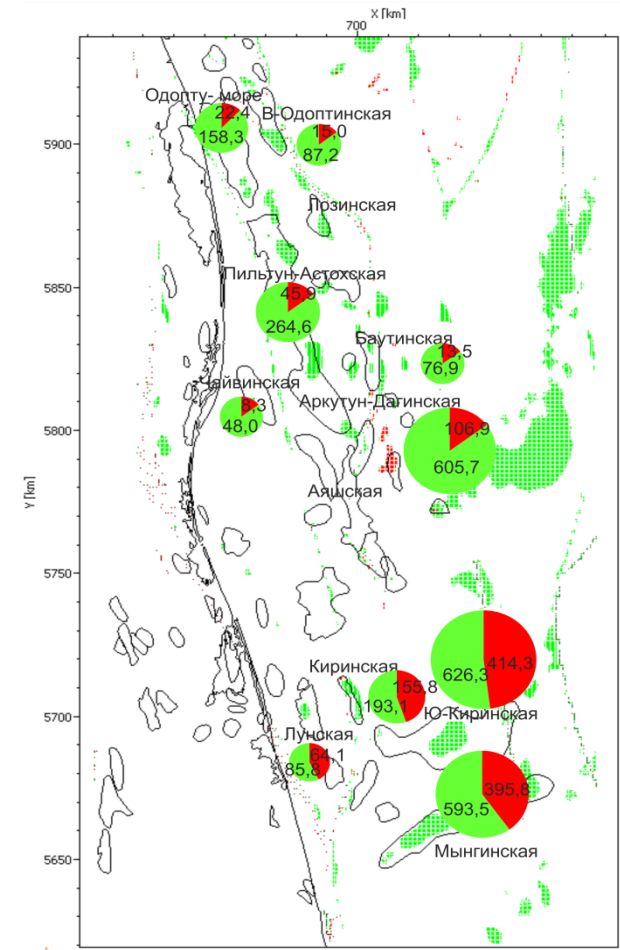
Минимальные Сорг



Средние Сорг



Максимальные Сорг



 Нефть, млн. тонн условного топлива
  Газ, млн. тонн условного топлива

Рисунок 3.21 – Карты ГАУС Присахалинского шельфа с указанием расчетных аккумуляций

Предполагаемыми нефтегазоматеринскими толщами, являются диатомитовые отложения среднего-верхнего миоцена и верхов олигоцена, а также угленосные отложения нижнего миоцена и олигоцена. По результатам выполненного моделирования, начальный генерационный потенциал углеводородных систем Присахалинского шельфа около 450 млрд. т УТ (Рисунок 3.21).

Основными коллекторскими толщами в данном регионе являются породы нижнего и верхнего миоцена (Дагинские и Нутовские отложения) [56]. Кроме того, предполагается наличие трещино-кавернозного коллектора в олигоцене (Даехуринский горизонт).

Флюидоупорами для известных залежей УВ служат отложения среднего и верхнего миоцена (Окобыкайская и глинистые пачки нутовского горизонтов).

ГЛАВА 4 АНАЛИЗ И ТИПИЗАЦИЯ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ЗАЛЕЖЕЙ И СТРУКТУР И ИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРИСАХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ

На месторождениях Присахалинского шельфа для геометризации залежей углеводородов, массивов горных пород и их свойств применялись современные методы, основанные на цифровом моделировании и анализе геолого-геофизических данных [68]. Для создания региональной геометрической модели Присахалинского шельфа, а также геометрических моделей месторождений и залежей УВ были созданы серия структурных карт с использованием программного пакета «PetroMod» и моделирование месторождений и залежей УВ 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 выше указанных графических построений были созданы региональные модели Присахалинского шельфа и месторождений УВ.

4.1 Региональная модель горно-геологических условий Присахалинского шельфа

Структура поверхности фундамента характеризуется наличием глубоких прогибов и поднятий (Рисунок 4.1).

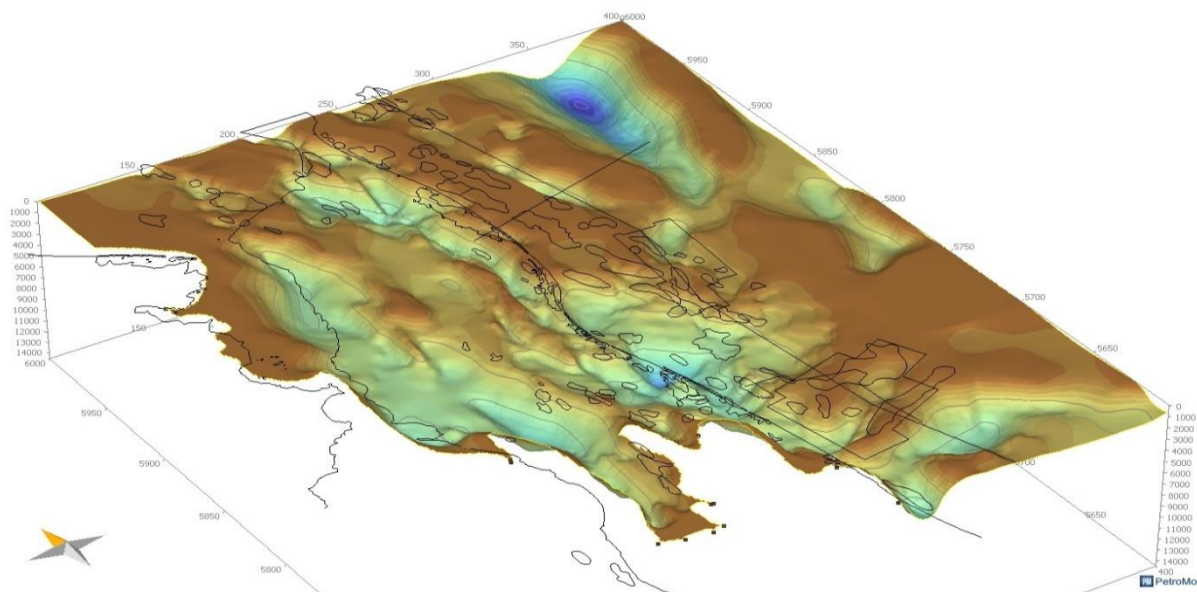


Рисунок 4.1 – Структуры палеорельефа фундамента на этапе, предшествующем кайнозойского чехла северной части о. Сахалин и Присахалинского шельфа

Возрастная привязка структурных поверхностей региональной модели присахалинского шельфа даны в таблице 4.1. Набор структурных карт позволил сформировать карты толщин отложений палеогена (Рисунок 4.2), нижнего миоцена (Рисунки 4.3 и 4.4), среднего миоцена (Рисунок 4.5), а также верхнмиоцен-плиоцен-четвертичных отложений (Рисунок 4.6).

Таблица 4.1 – Возрастная привязка структурных поверхностей региональной модели Присахалинского шельфа.

Абс. возраст, млн. лет	Геологическая граница	Геологическая граница в модели	Обозначение структурной поверхности	Название горизонта	Слой в модели	Число подслоев
0	Кровля помырско-четвертичных отложений	Top_Q	bat			
				Помырско-дерюгинский	Pom-Dr	3
5.3	Кровля нутовского гор-та	Top_Nut	1			
				Окобыкайско-нутовский	Ok-Nt	6
11	Кровля дагинского гор-та	Top_Dag	2			
				Уйнинско-дагинский	Un-Dg	4
24	Кровля даехуринского гор-та	Top_Daeh	3			
				Даехуринский	Daehuri nskiy	1
27	Кровля палеогена	Top_Pg	3_Daehur			
				Палеоген	Pg	3
60	Кровля фундамента	Top_Fa	f			

В олигоцене (33.9 – 23.03 млн лет), т.е. в *мачигарско-даехуринское* время осадки накапливались в серии субпаралельных впадин, эти участки представляли собой очевидно поднятия – выступы суши или даже денудированные горные хребты. Максимальные мощности осадков накопились в пределах нескольких глубоких прогибов – впадин. Одна из них расположена в прибрежной части шельфа. Эта депрессия имеет в целом меридиональное простирание и сложные неправильные очертания. Область максимальных мощностей олигоценовых осадков этой впадины имеет очертания выгнутой к востоку дуги с депоцентром, расположенным в северной ее части – к северу от участка расположения скв. Венинская-1, где значения мощности осадков олигодена превышают 600 м [62, 63, 64].

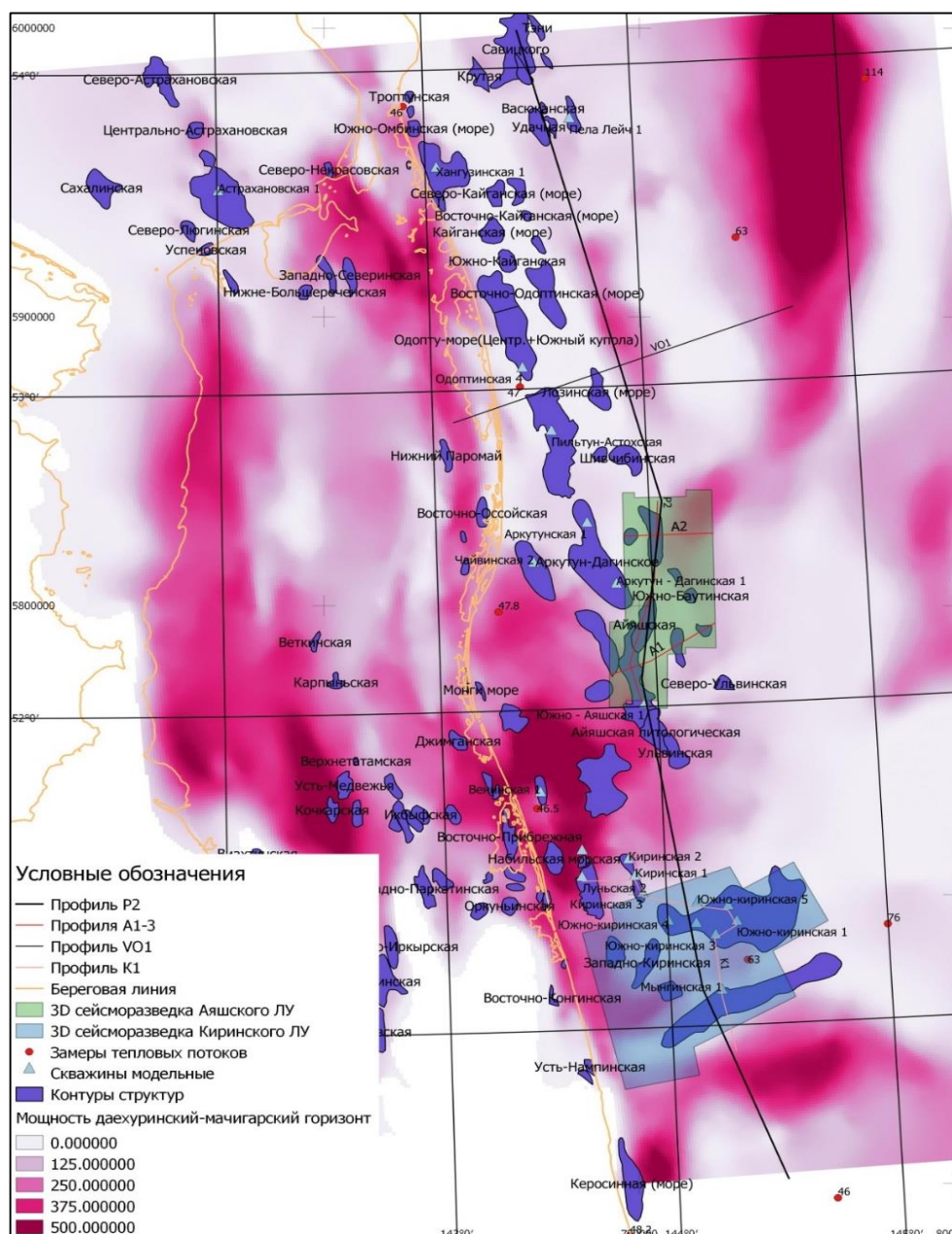


Рисунок 4.2 – Карта толщин мачигарского и даехуринского горизонтов (объединенных) северной части о. Сахалин и Присахалинского шельфа

Аналогичные значения мощности осадков олигоцена характерны для вытянутой в меридиональном направлении впадины, расположенной на северо-востоке рассматриваемого района. Кроме того, осадки олигоцена накапливались в небольшой близмеридиональной впадине, осложнявшей обширное палеоподнятие рельефа фундамента на севере рассматриваемого района Присахалинского шельфа (к востоку от места бурения скв. Одоптинская-4).

На крайнем юге рассматриваемого района Присахалинского шельфа область накопления олигоценовых отложений как бы опоясывает с севера обширное поднятие. При этом на самом севере этой области, в той ее части, которая расположена непосредственно к югу от Мынгинской структуры, расположена суб-впадина, имеющая субширотное простираание. В наиболее погруженной части суб-впадины, расположенной в ее восточной части, в олигоцене накопилось около 500 м осадков [70, 71, 47].

Кроме того, суб-впадины, в которых фиксируются значительные мощности олигоценовых осадков, расположены в пределах современной суши о. Сахалин, в его северной и центральной части. Эти суб-впадины и разделяющие их поднятия также ориентированы меридианально [8].

В *уйнинское* время (начало раннего миоцена, т.е. 23.3 – ~20 млн лет) характер расположения участков накопления осадков фактически сохраняется неизменным, т.е. таким же, как и в предшествующее мачигарско-даехуринское время, т.е. в период (33.9 – 23.03 млн лет). За уйнинское время в близмеридиональной впадине [48, 37, 38].

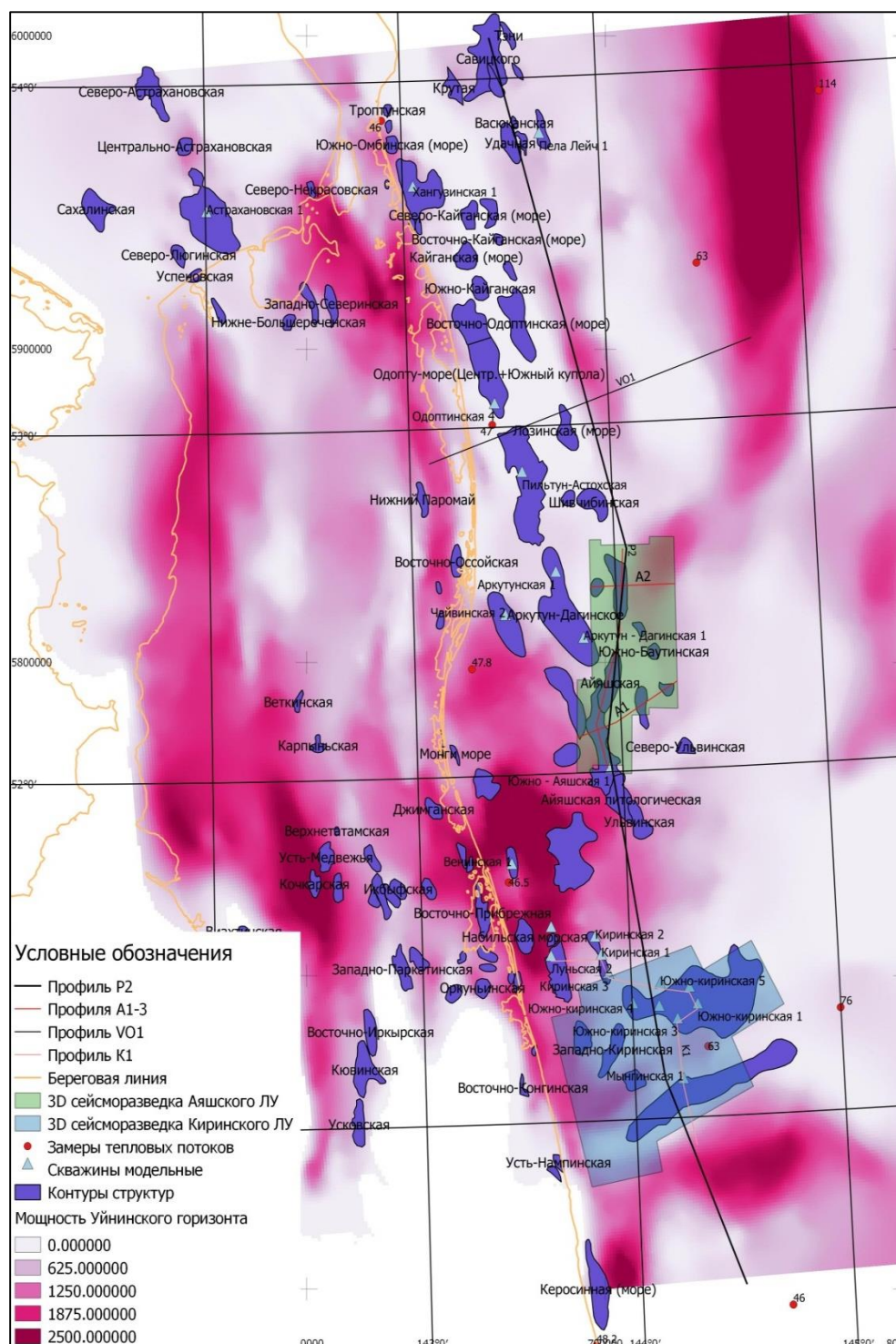


Рисунок 4.3 – Карта толщин уйинского горизонта северной части о. Сахалин и Присахалинского шельфа

В *дагинское* время (середина раннего миоцена – середина среднего миоцена, т.е. ~20 – ~14 млн лет) характер и очертания участков, в пределах которых происходит накопление осадков кардинально меняется. Общая площадь осадконакопления в дагинское время становится значительно обширнее, по сравнению с этапом накопления подстилающих кайнозойских комплексов, а также существенно меняется положение депоцентров прогибов. На северо-востоке рассматриваемого района в дагинское время располагается обширное поле осадконакопления, в

пределах которого отмечается сильно дифференцированное прогибание дна осадочного бассейна – мощности накопленных осадков варьируют от первых метров до полутора километров. В северной части Сахалина располагался ориентированный в близмеридиональном направлении глубокий трог с «ундулирующей» осью. В местах максимального прогибания этого трога, расположенных в его осевой зоне, в дагинское время накопилось до 2500 м осадков [9, 13].

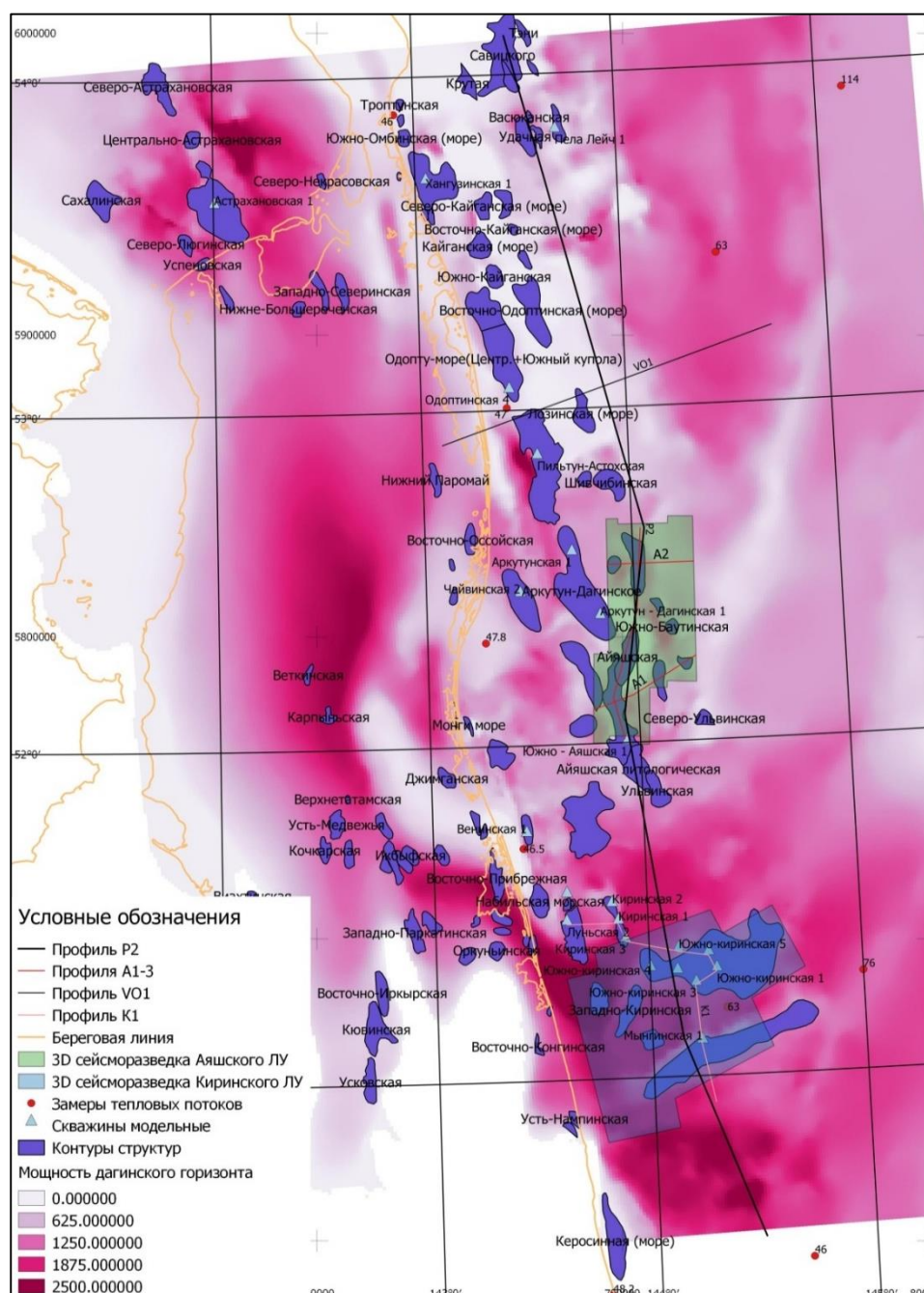


Рисунок 4.4 – Карта толщин дагинского горизонта северной части о. Сахалин и Присахалинского шельфа

Глубокие прогибы, расположенные на северо-востоке и на западе рассматриваемого района в дагинское время, были разделены поднятием, унаследованным от предыдущих этапов.

В южной части этого реликтового поднятия (к западу от Аяшской площади) в дагинское время начинается дифференцированное относительное прогибание и накопление осадков, мощность которых по площади не выдержана. Максимальная мощность дагинских осадков (около 2500 м) отмечается на участке, расположенном к востоку от скв. Пультун-Астохская.

Почти сплошное поле развития дагинских осадков располагалось на юге рассматриваемого района Присахалинского шельфа. Наиболее погруженные части осадочного бассейна в южной части района располагаются в приближенной к восточному побережью о. Сахалин части шельфа. Мощность осадков этого возраста здесь достигает, а иногда и превосходит 2500 м. В это время отчетливо обозначились Мынгинская и расположенная к северу от нее Южно-Кириная структуры, имеющие близширотное простирание. Мощность дагинских осадков в пределах Мынгинской и Южно-Кириной структур минимальная. Эти структуры заметно осложняют строение бассейна в этой части рассматриваемого района: они играют роль относительных поднятий, разделяющих две глубокие конседиментационные впадины, сопряженные с Южно-Кириной структурой с севера, а с Мынгинской структурой с юга. При этом сами Южно-Кириная и Мынгинская структуры отделены друг от друга довольно интенсивно прогибавшейся областью – конседиментационным прогибом.

В *окобыкайское* время (середина среднего миоцена – самое начало позднего миоцена, т.е. ~14 – ~10 млн лет) весьма заметно изменяется характер осадконакопления в бассейне рассматриваемого района Присахалинского шельфа в разных его частях (Рисунок 4.5). Происходит интенсивная трансгрессия, полное затопление региона, и в условиях высокого стояния уровня моря накапливается существенно глинистая окобыкайская толща. Меридианально-ориентированная область, где осадки на предыдущих этапах формирования чехла не накапливались или накапливались на локальных участках, и которая расположена в том месте, и где ранее существовало остаточное поднятие (разделявшее прогибы, располагавшиеся на северо-востоке рассматриваемого района и на севере Сахалина), в окобыкайское время оказалась вовлечена в интенсивное дифференцированное прогибание. Мощность окобыкайских осадков в наиболее погруженной части этого прогиба достигает 5000 м, а иногда и превосходит эти значения [15].

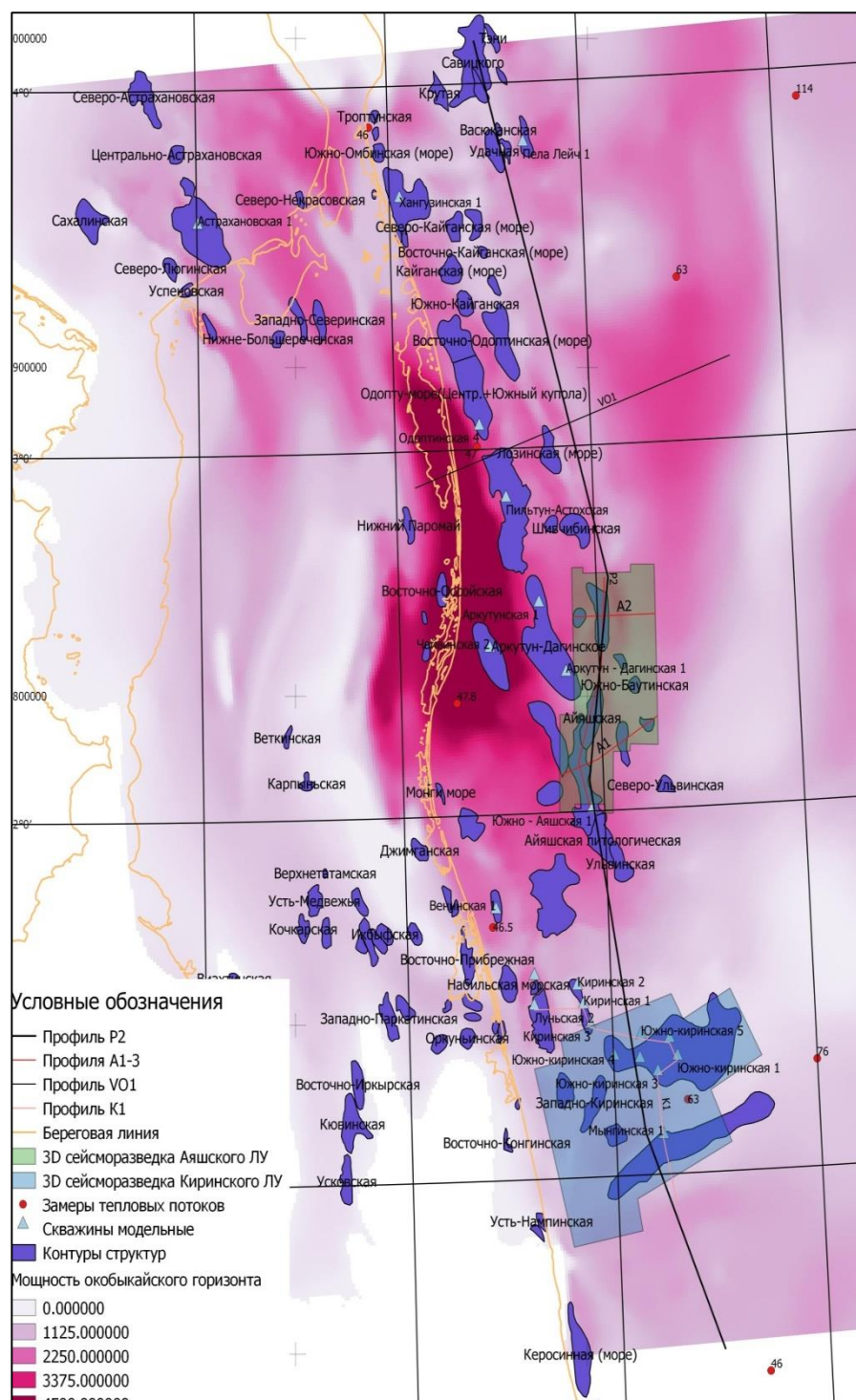


Рисунок 4.5 – Карта толщин окобыкайского горизонта северной части о. Сахалин и Присахалинского шельфа

В течение *нутовского* и *помырского* времени (самое начало позднего миоцена – рубеж раннего и среднего плиоцена и рубеж раннего и среднего плиоцена – настоящее время, т.е., соответственно, ~10 – ~4 млн лет и ~4 – 0 млн лет) характер прогибания дна бассейна опять заметно изменился. Произошло почти полное воздымание Сахалина, в пределах которого осадки продолжали накапливаться лишь в пределах области современного залива Пильтун, а также на

локальных участках на севере острова – в областях современных заливов Поморь и Байкал, а также к северу от них – в Сахалинском заливе [19].

В прибрежной полосе Присахалинского шельфа «реанимировалась» область относительных воздыманий. Она протягивается от поднятия северных границ Киринского участка и структуры Лунская-3 на юге вдоль береговой полосы до северной рамки рассматриваемого района и уходит далее на север. Область поднятия разделена локальным изометричным прогибом, расположенным к западу от южной части Аяшского участка. Мощность осадков, накопившихся в этом прогибе, достигает 3000 м [16, 18].

Таким образом, описанное выше двухэтапное развитие Присахалинского региона в кайнозойе и, как выражение этого, двучленное строение его кайнозойского чехла отражено в истории прогибания дна бассейна и существования в его пределах относительных и абсолютных прогибов и поднятий.

Этапу начала накопления комплексов кайнозойского чехла предшествовало завершение аккреционно-коллизийной стадии развития всего Охотоморского региона и формирование его гетерогенного фундамента. Завершающие эпизоды этих процессов произошли, по-видимому, уже в начале палеогена – в палеоцене, и привели к формированию весьма расчлененного палеорельефа – сложного сочетания близмеридианально-ориентированных весьма протяженных линейных поднятий – горных хребтов и плато неправильных очертаний, разделенных протяженными V- или U-образными впадинами. На ранних стадиях накопления кайнозойского чехла района эрозионные процессы и процессы осадконакопления в существенной степени нивелировали остаточный рельеф фундамента, при этом тектонические процессы обусловили формирование серии субширотных грабенов и горстов [17, 22, 26].

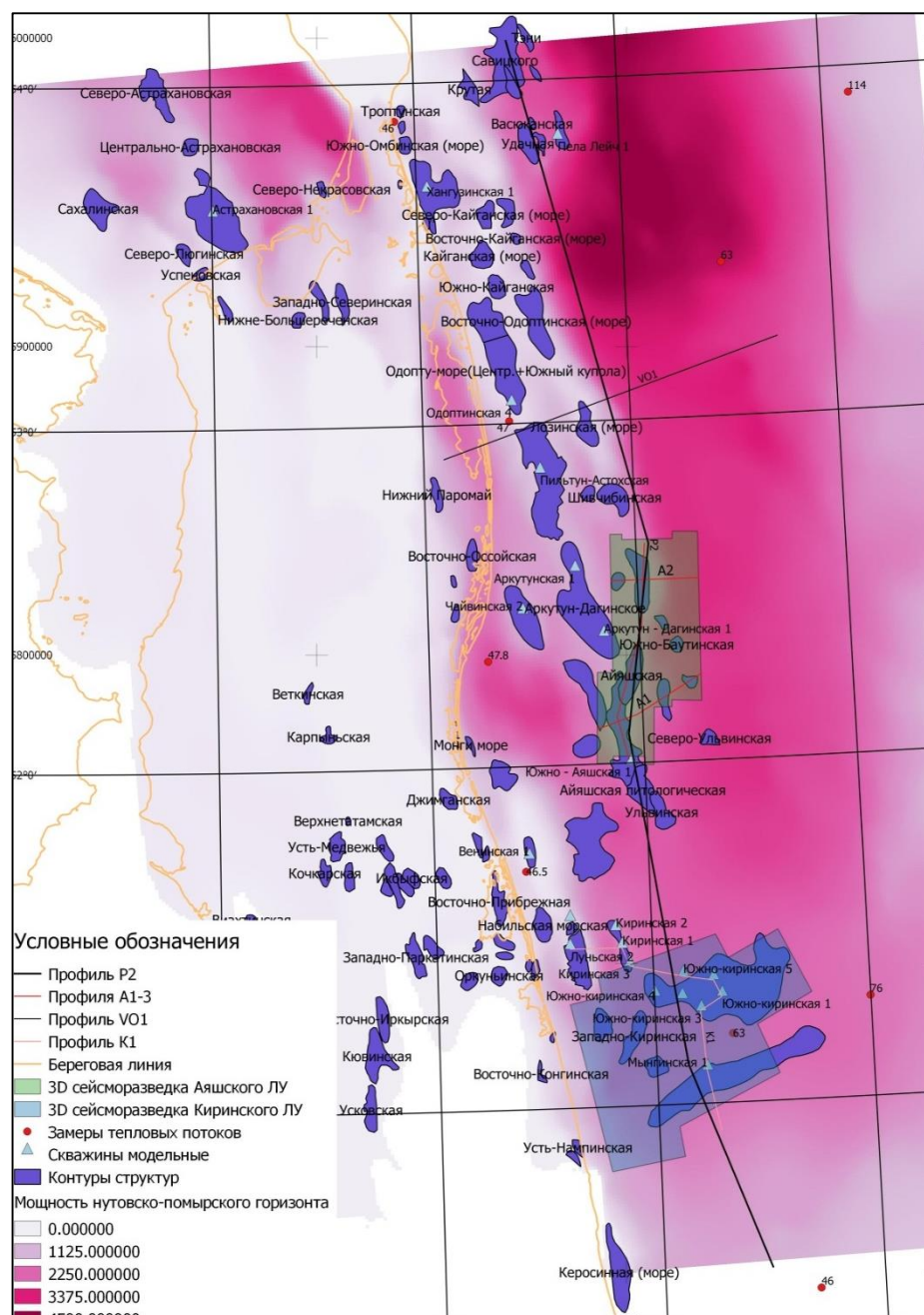


Рисунок 4.6 – Карта толщин нутовского и помырского горизонтов (объединенных) в северной части о. Сахалин и Присахалинского шельфа

На основе выше указанных графических построений были созданы региональные модели Присахалинского шельфа (Рисунок 4.7).

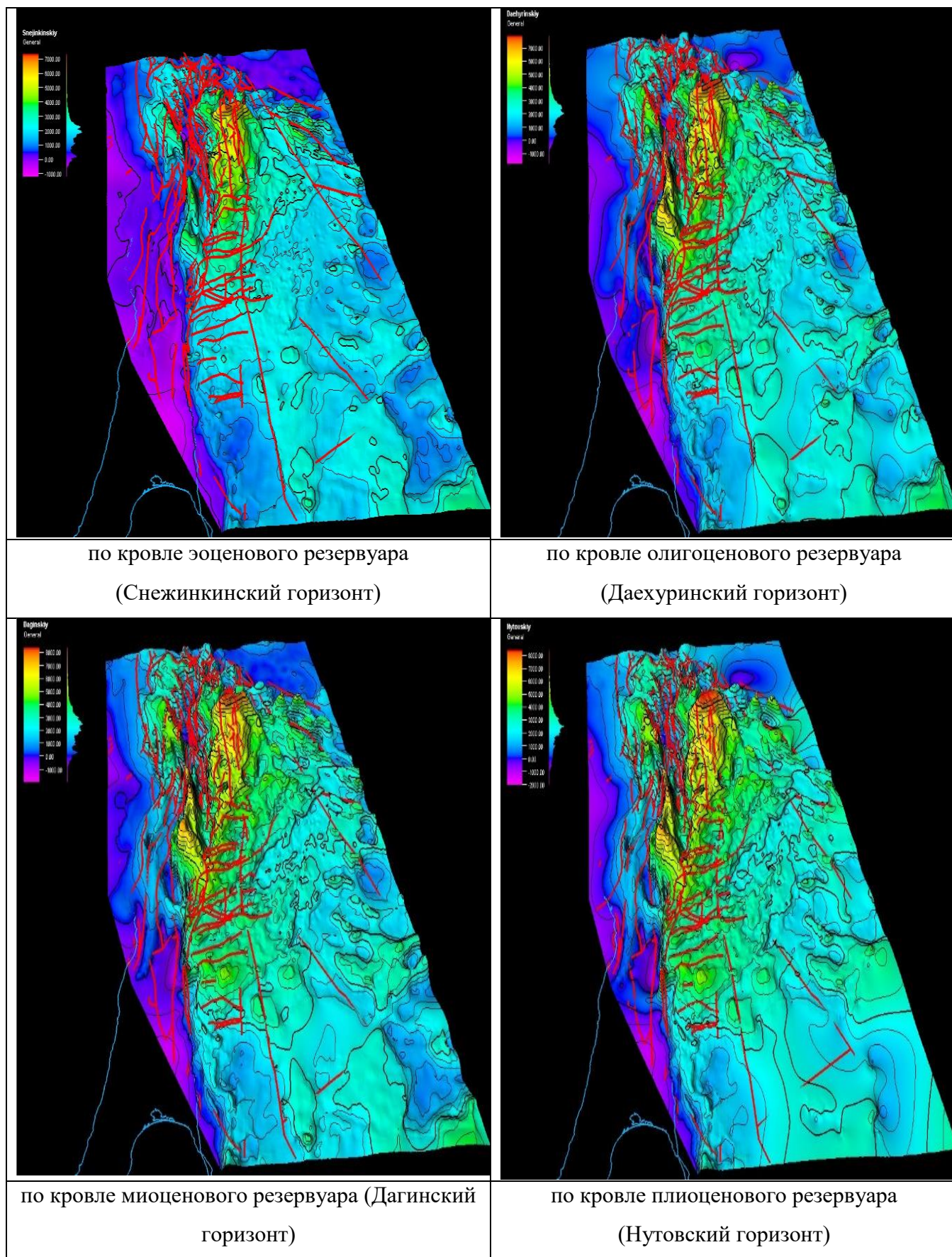


Рисунок 4.7 – Структурные модели Присахалинского шельфа

Вся геометрия недр Присахалинского шельфа имеет сложную структуру из-за условий осадконакопления и разломных нарушений, представлены они: сдвигами, надвигами, сбросами, взбросами [81].

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 сопряжены в антиклинальные складчатые структуры двух типов [69]. Наиболее яркое отличие между этими типами заключается в их простирании – некоторые складчатые структуры субширотные, а некоторые субмеридиональные [69]. Субширотные структуры можно назвать структурами Мынгинского типа (Мынгинская, Южно-Кириная, Южно-Ульвинская, Восточно-Ульвинская и др.), а субмеридиональные структуры – структурами Кириного типа (Кириная, Лунская, Набильская и др.) [69]. Это прежде всего связано тем, кайнозойского чехол Присахалинского шельфа сформировался в две стадии. Первая стадия, длившаяся в течение эоцена, олигоцена и завершившегося 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 покрывки. 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 [39]. Вещественным выражением этой стадии формирования чехла являются комплексы верхнего структурного этажа, имеющие площадной характер распространения [39]. В строении этих комплексов участвуют поздние нефтематеринские породы, породы коллекторы и породы покрывки [39]. Кроме того, к этим комплексам приурочены структуры Кириного типа, в которых также располагаются ловушки литолого-стратиграфического типа [39].

Эоценовое изменение дрейфа Тихоокеанской плиты обусловило перестройку геодинамических процессов в Северо-Западной Циркумпафике. Одним из выражений этой

перестройки явилось заложение Южно-Курильской глубоководной котловины, трансформировавшейся позднее в зону задугового спрединга.

Южно-Курильская спрединговая зона продолжала действовать в *мачигарское*, *даехуринское* (т.е. в олигоцене – 33.9 – 23.03 млн лет) и *уйнинское* (начало раннего миоцена, т.е. 23.3 – ~20 млн лет) время и привела к образованию Палео-Охотоморской плиты, которая судя по ряду морфологических и кинематических признаков, испытывала в это время вращение по часовой стрелке вокруг полюса Эйлера, располагавшегося на юге Камчатки. Вращение Палео-Охотоморской плиты обусловило левосдвиговые трансензионные движения вдоль тектонических зон, отделявших эту плиту от Сахалинской части Евразийской плиты. Примеры таких зон находятся на Присахалинском шельфе (Рисунок 4.8 и 4.9).

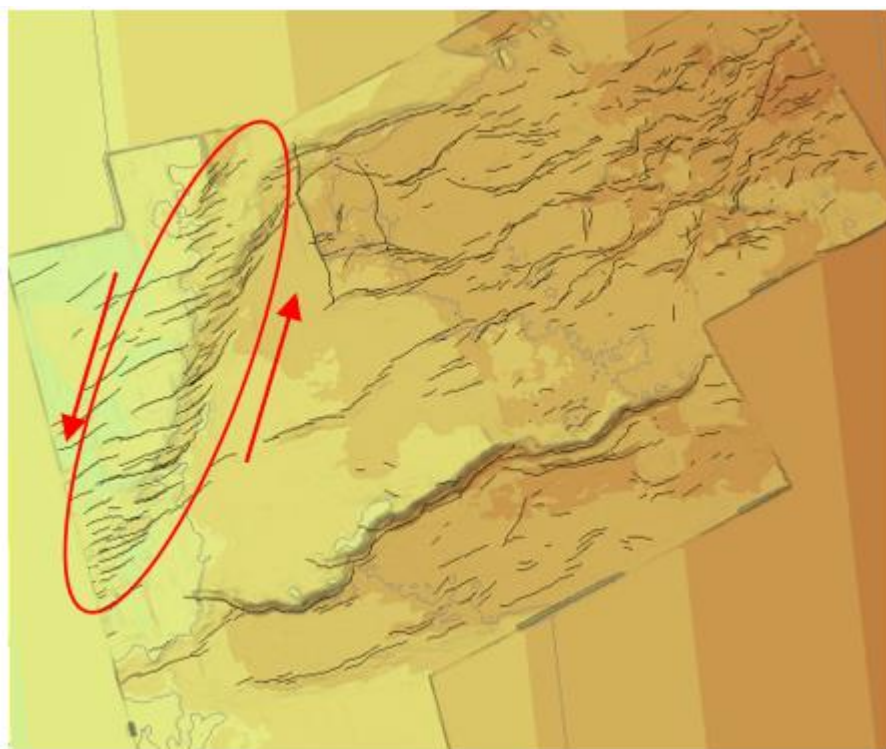


Рисунок 4.8 – Левосдвиговая разломная зона (Кири́нский сдвиг) на юго-западном краю Мынгинской структуры, маркированная кулисной системой разломов

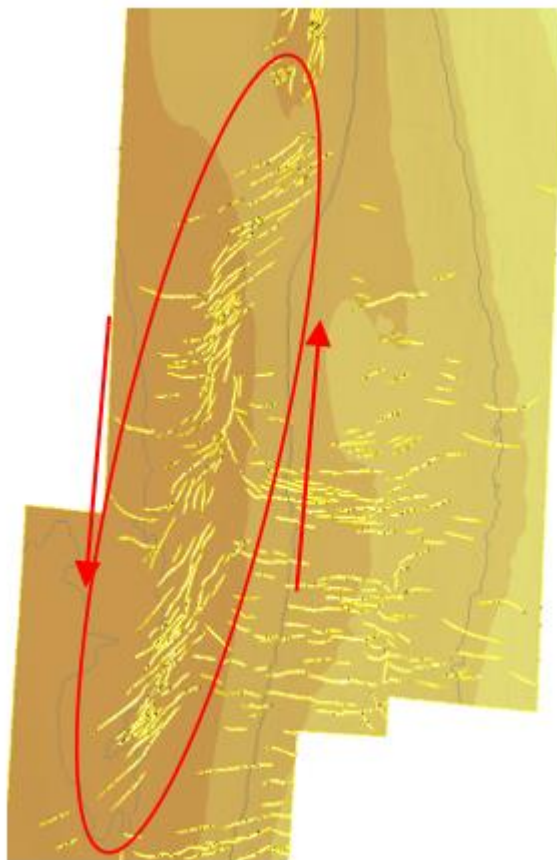


Рисунок 4.9 – Левосдвиговая разломная зона (Айяшский сдвиг), маркированная кулисной системой разломов

При этом в самом теле Палео-Охотской плиты в пределах Присахалинской ее части развивались напряжения меридианально-ориентированного растяжения и соответствующие этому вытянутые в широтном направлении конседиментационные поднятия и прогибы, ограниченные системами сбросов. Эти конседиментационные поднятия и представляют собой структуры Мынгинского типа.

Структуры Киринского типа (структуры меридионального простираения) проявлены в комплексах верхнего структурного этажа кайнозойского чехла Присахалинской части Охотоморского региона [79]. Эти структуры расположены в прибрежной части Присахалинского шельфа и представляют собой меридианально-ориентированные положительные конседиментационные складчатые формы (конседиментационные антиклинали), структурно сопряженные с отрицательными конседиментационными складчатыми формами (конседиментационными синклиналями) – прогибами [79].

Образование системы сопряженных конседиментационных антиклиналей и синклиналей на Присахалинском шельфе стартовало в дагинское время (середина раннего миоцена – середина среднего миоцена, т.е. ~20 – ~14 млн лет), происходило в окобыкайское время (середина среднего

миоцена – самое начало позднего миоцена, т.е. ~14 – ~10 млн лет) и продолжается до настоящего времени [35].

Формирование меридианально-ориентированных структур Киринского типа объясняется тектоническим сжатием в субширотном направлении. Это сжатие вызвано праводвиговыми транспрессионными перемещениями по Центрально-Сахалинскому разлому, который, в свою очередь, отражает трансформное взаимодействие и взаимное сближение Охотоморской и Амурской литосферных плит.

Таким образом, структуры Мынгинского типа проявлены в комплексах нижнего структурного этажа кайнозойского чехла, сформировались в основном к середине раннего миоцена (к концу уйнинского времени) и парагенетически связаны с раскрытием Южно-Курильского малого океанического бассейна за счет вращения по часовой стрелке Палео-Охотоморской плиты.

Структуры Киринского типа, развитые в верхнем структурном этаже кайнозойского чехла, сформировались в интервале от среднего миоцена до четвертичного периода. Их генезис парагенетически связан с праводвиговыми транспрессионными перемещениями Охотоморской и Амурской литосферных плит по Центрально-Сахалинскому сдвигу-надвигу.

4.2 Типизация разломных нарушений

Сахалин и прилегающая к нему с северо-востока акватория, несмотря на относительно молодой осадочный чехол, характеризуются сложной тектонической историей своего развития и изобилуют разрывными нарушениями. Активные тектонические подвижки происходят здесь и в наши дни, чему является подтверждением как множество мелких, так и крупных землетрясений, произошедших в этом регионе за последние десятилетия.

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. Простираение 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 [77]. 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 УВ из материнских пород в коллектора и ловушки нижнего и верхнего миоцена в различных зонах Присахалинского шельфа происходила по-разному, что предопределило как различный фазовый состав УВ в месторождениях, так и распределение УВ 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 4.2).

Таблица 4.2. Типизация разрывных нарушений по кинематике (механизму смещения)

Тип нарушения	Характеристика	Примеры в Присахалинском шельфе
Надвиги	Висячее крыло надвинуто на лежащее.	Основные структуры Сахалин-1, Сахалин-2
Взбросы	Крутопадающие (углы $>45^\circ$), 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 определены их возраста (Рисунок 4.10).

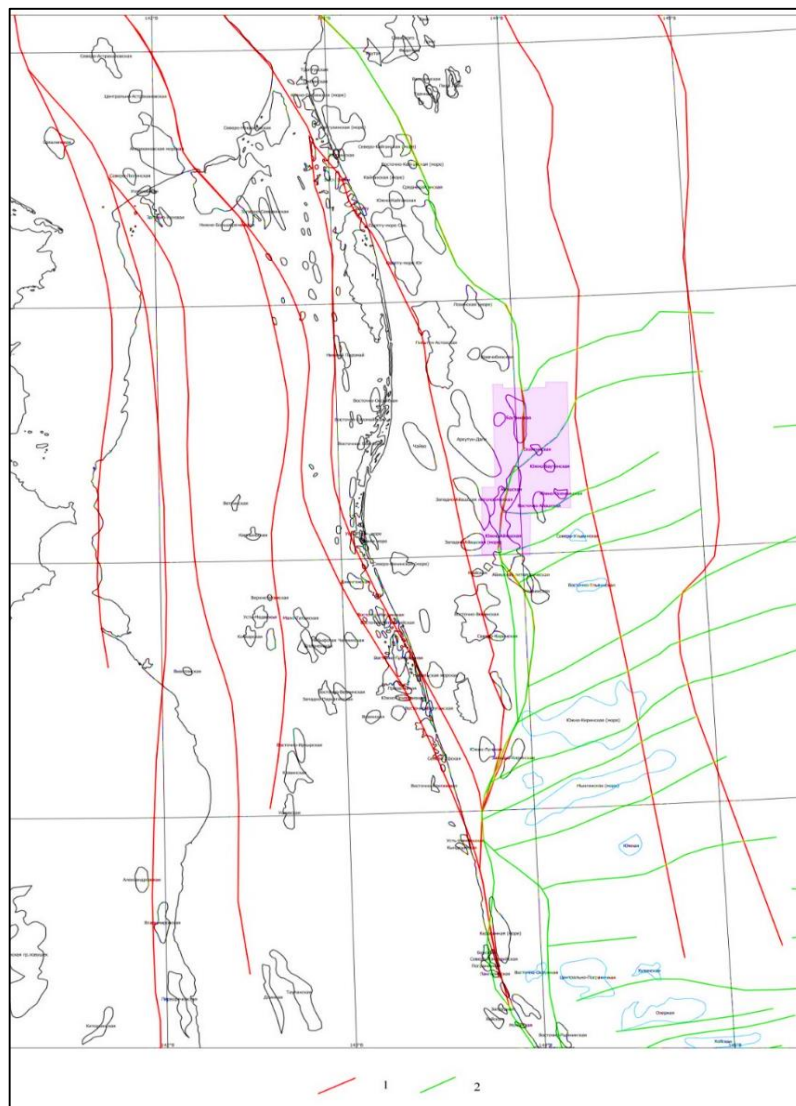


Рисунок 4.10 – Карта разломных нарушений регионального масштаба:
1 – Позднемиоцен-четвертичные правосторонние транспрессионные сдвиги; 2 – Палеоген-раннемиоценовые левосторонние сдвиги (субмеридиональные) и сбросы (субширотные)

Следует ожидать активную вертикальную миграцию по разрывным нарушениям. Однако широко известны примеры месторождений и залежей с тектоническим экраном, когда разлом не только не является путем миграции в вышележащие слои, но и создает флюидоупор (экран) замыкающий залежь (месторождение).

Различия здесь кроются в возрасте формирования разломов. Древние разломы, подвижки по которым прекратились миллионы лет назад, постепенно утрачивали свои флюидопроводящие свойства, за счет кольматации глинистым материалом, в изобилии присутствующем в разрезе, вплоть до полной непроницаемости. Недавно образованные или древние разломы, обновленные

новыми движениями, напротив выступают в роли проводников УВ из глубокопогруженных пород [52].

4.3 Геометрия и типизация и горно-геологические месторождений и залежей нефти и газа и их нефтегазопромысловых параметров

Основная промышленная нефтегазоносность Сахалина и его шельфа связана с Северо-Сахалинским НГО, где открыто 64 месторождения нефти и газа (45 мелких, 12 средних и 7 крупных). На шельфе Сахалина открыто 8 месторождений: Одоптинское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Чайвинское, Лунское, Кириновское, Вениновское и Изильметьевское [12] (Таблица 4.3).

Таблица 4.3. – 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
	Блочные 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 Пильтун-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 (1-2км)	Преимущественно газ
	Средние (2-3,5км)	Нефть + газ
	Глубокие (>4 км)	Нефть с высоким пластовым давлением

На рисунке 4.11 показана схема распространения типов залежей и месторождений УВ, распространённых на Присахалинском шельфе.

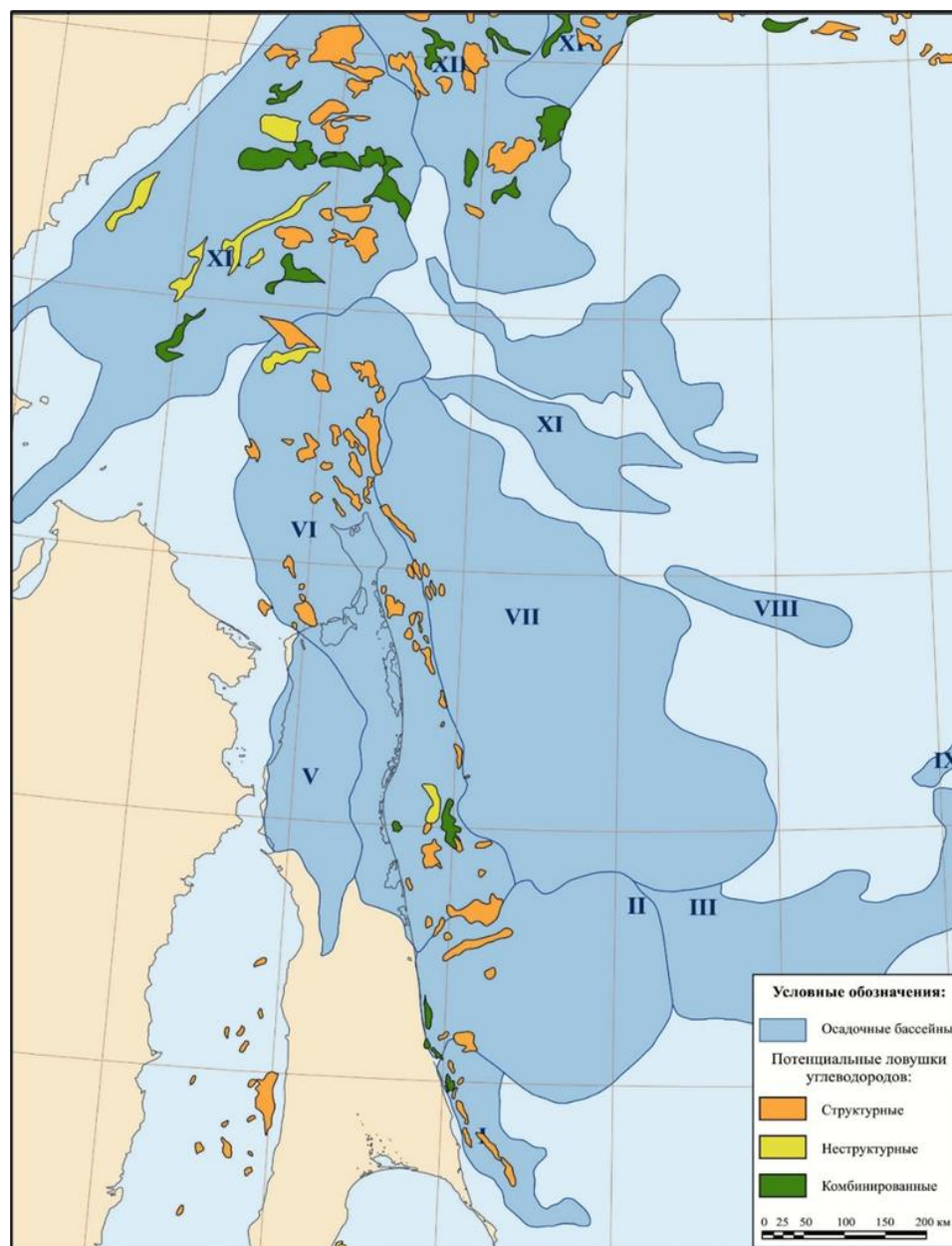


Рисунок 4.11 – Схема распространения типов ловушек, залежей и месторождений УВ, в Присахалинском шельфе

Моделирование и исследование геометрии залежей УВ показал, 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 УВ Присахалинского шельфа (Таблица 4.2).

Ниже рассмотрены геометрические модели месторождений на Присахалинском шельфе.

Кириновское месторождение

Южно-Кириновское нефтегазоконденсатное месторождение выявлена бурением поисковой скважины 1 в отложениях верхнедагинского подгоризонта. Кириновское газоконденсатное месторождение (Рисунок 4.12). расположено на северо-восточном шельфе Сахалина [79]. По материалам сейсморазведки периклинальные части структуры осложнены небольшими субширотными разрывами сбросового типа с амплитудами смещения 10 – 20 м. Из-за малой амплитуды разрывы не влияют на распределение газоконденсатных залежей [53].

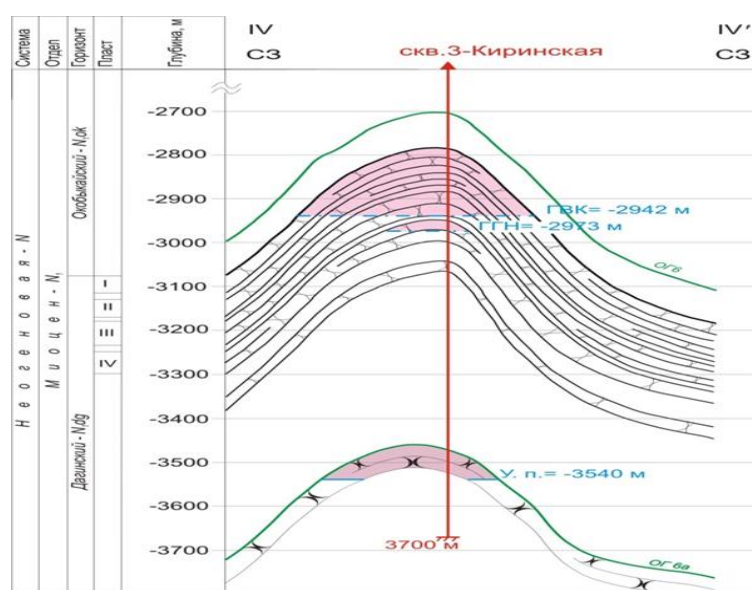


Рисунок 4.12 – Геолого-геофизический разрез продуктивных отложений через проектную скв. 3 Кириновская

По кровле сейсмического горизонта ба, прослеженному вблизи кровли нижнедагинского подгоризонта, Кириновская структура имеет размеры 21,0×3,6–1,5 км, в контуре изогипсы минус 3600 м. Амплитуда структуры 250 м. В пределах Кириновского месторождения пробурено три поисковых скважины (скв. 1-Кириновская, 2-Кириновская и 3-Кириновская).

Геометрическая модель Кириновского ЛУ

Для анализа внутреннего строения Кириновского ЛУ и создание геометрической модели горно-геологических условий Кириновского ЛУ (Рисунок 4.13) было использовано 11 структурных поверхностей из 17 таковых, полученных из результатов 3D сейсморазведки.

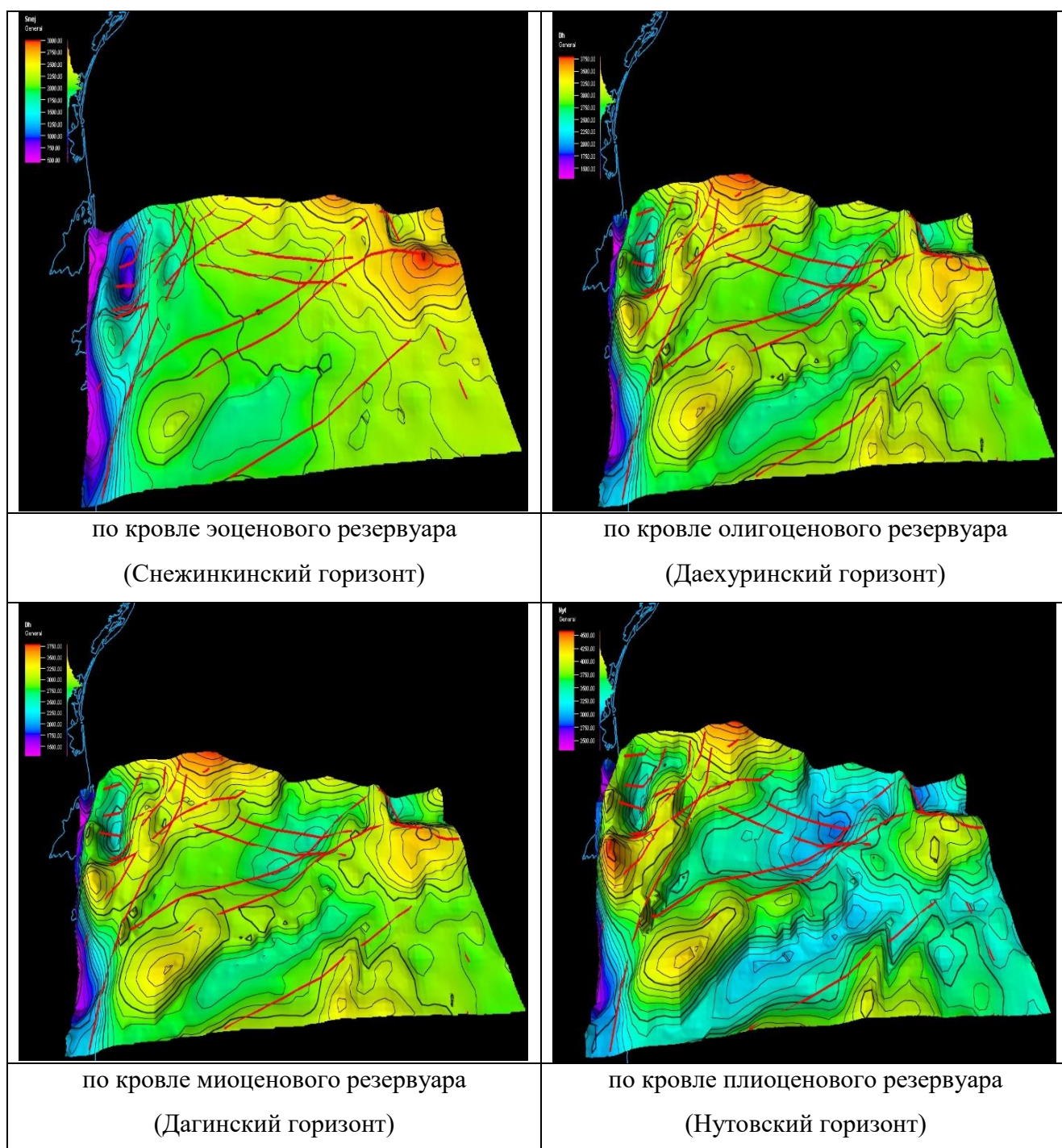


Рисунок 4.13 – Геометрическая модель Киринского месторождения

Как и характерно для пластов прибрежной части Сахалина наблюдается погружение и на Кирином месторождении, с даехуринского времени значительные изменения внесли разломные нарушения, начались формировать антиклинальные ловушки (западная часть). Дагинский и Нутовский горизонт ввиду данной разломной активности потерпел более выраженные синклиналильные изменения, антиклинальные структуры практически не изменились.

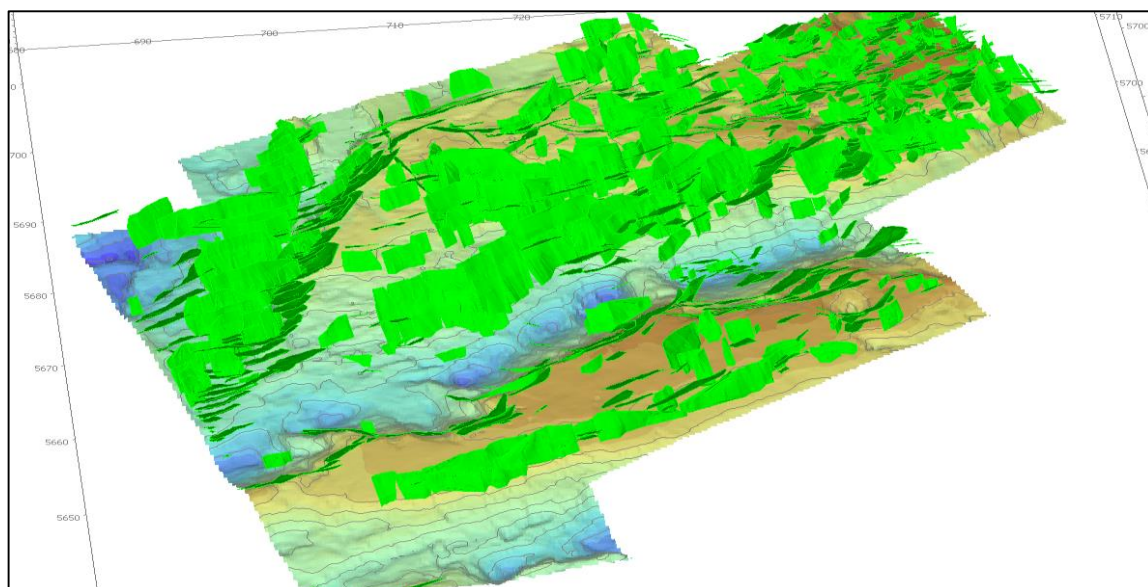


Рисунок 4.14 – 3-D визуализация исходного набора разрывных нарушений Киринского ЛУ

Как показывает трехмерная визуализация разрывных нарушений Киринского ЛУ (Рисунок 4.14), возможно 3 ранга разломных нарушений (Рисунок 4.15). 1 ранг – региональные сдвиги и сбросы. 2 ранг – локальные разломы. 3 ранг – оперяющиеся, дублирующие, оползневые разломы.

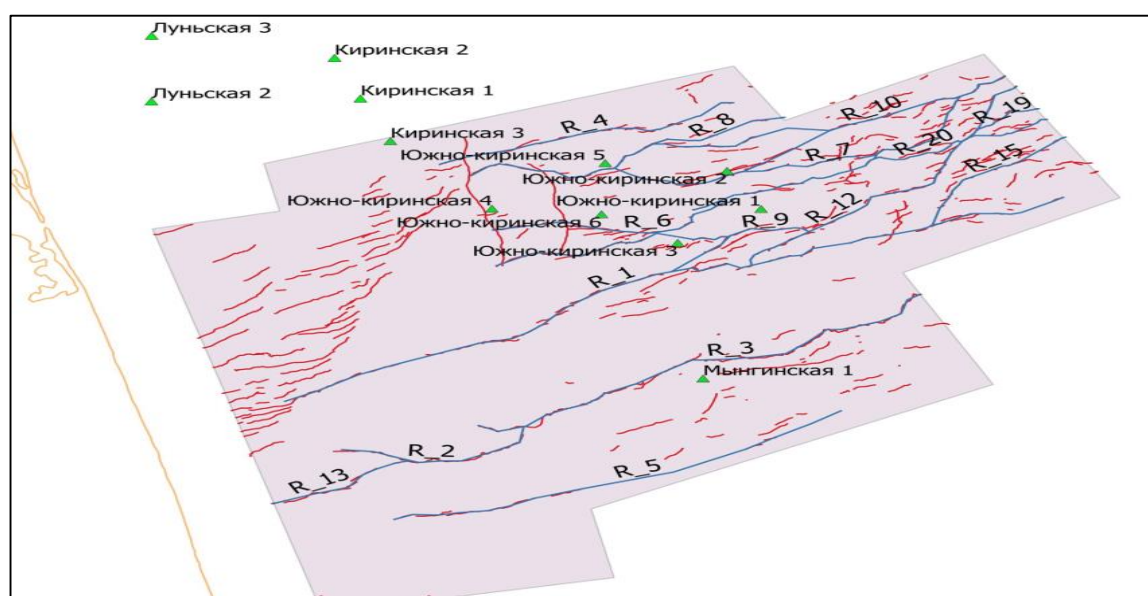


Рисунок 4.15 – Карта Киринского ЛУ, иллюстрирующая пересечение разломов со структурной поверхностью кровли палеогена

Аяшское месторождение

Аяшского участок, представляет собой наиболее молодое тектоническое образование региона (Рисунок 4.16) Для разработки структурной основы геометрической модели Аяшского

участка было использовано 10 структурных поверхностей, полученных из результатов 3D сейсморазведки. Все они, вместе с дополнительной поверхностью F_DNO использовались для создания геометрической модели (Рисунок 4.17). Аяшского участок, характеризуется набор разрывных нарушений (Рисунки 4.18 и 4.19). Центральная часть месторождения (Рисунок 4.19) представлена сдвигово-разрывными нарушениями, которые формируют впадину, западней (Чайвинское) и восточней (Аркутун-Дагинское) ее, ввиду надвиговой активности формируется выдержанная антиклинальная структура [58, 59].

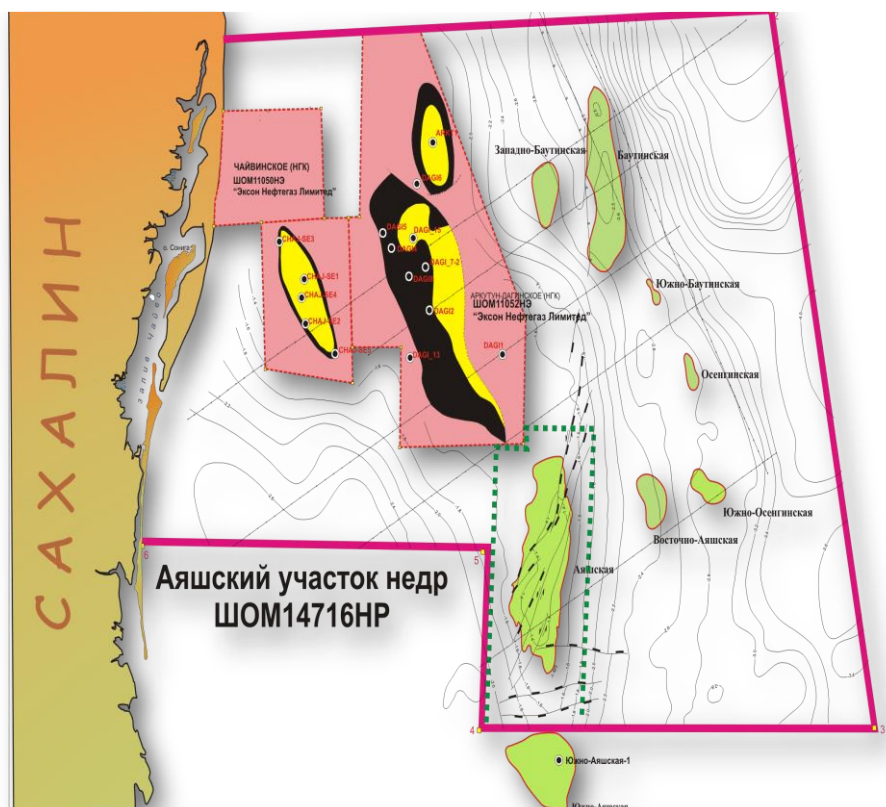


Рисунок 4.16 – Схема расположения месторождений и структур на Аяшском участках недр

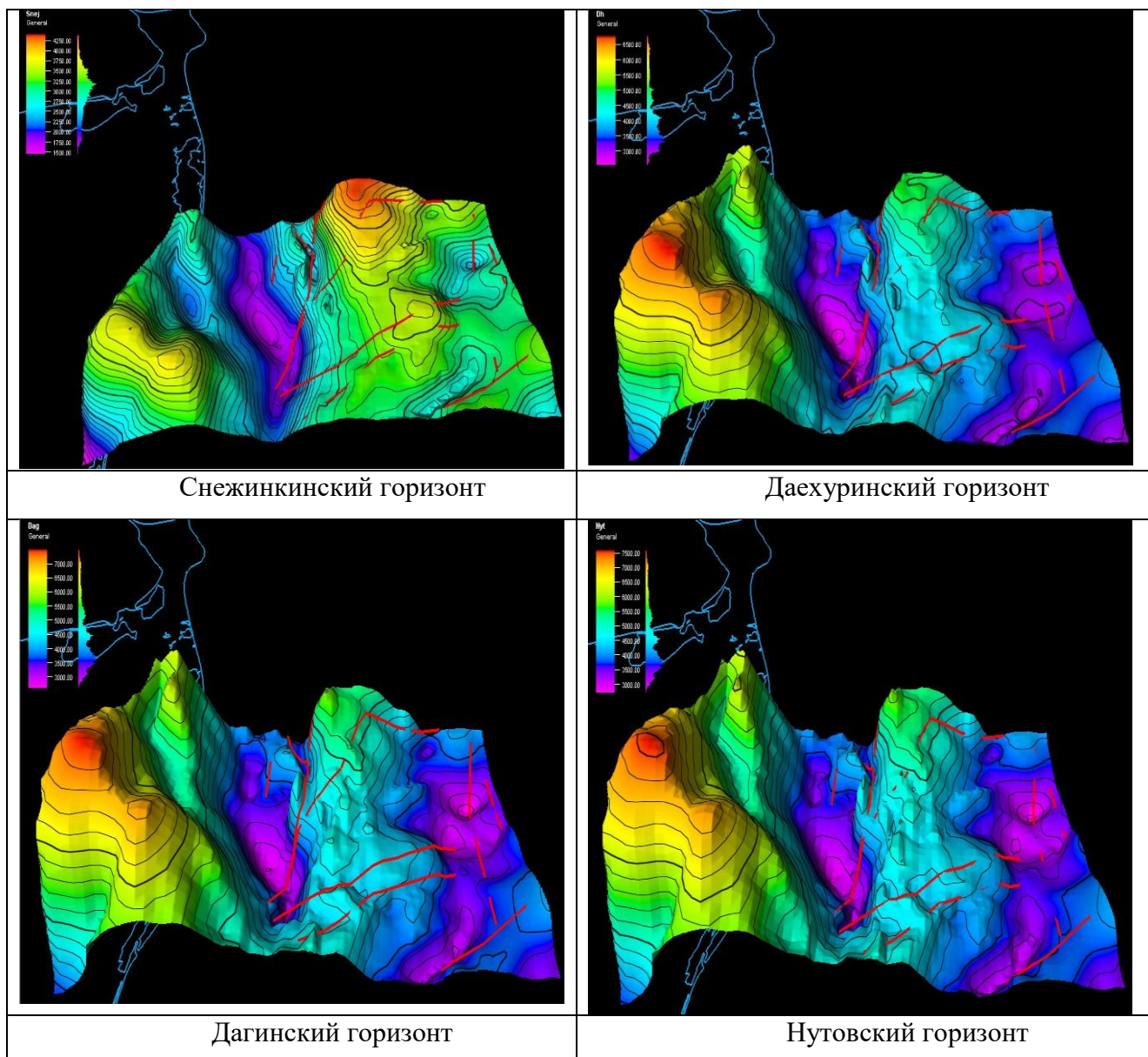
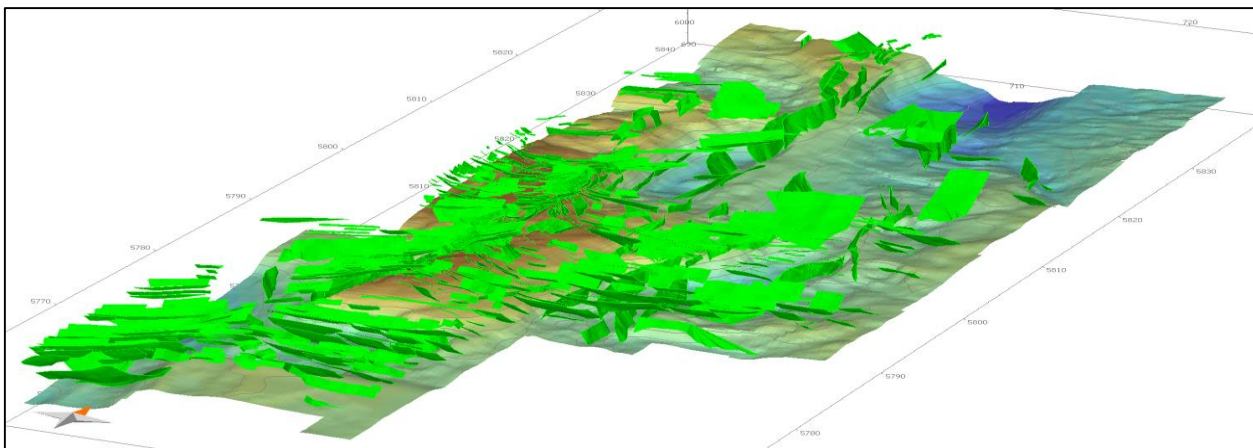


Рисунок 4.17 – Геометрия резервуарных толщ Аяшского месторождения

а



б

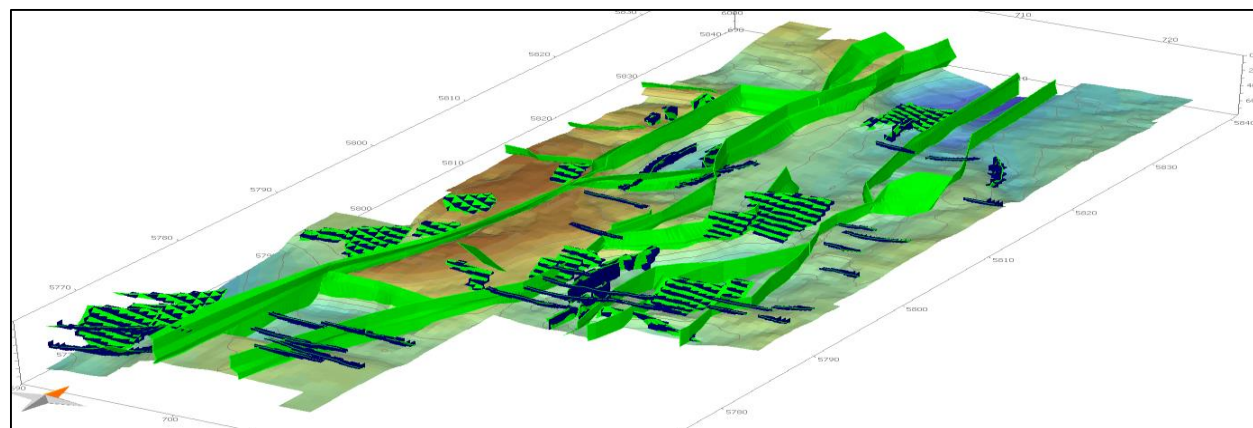


Рисунок 4.18 – 3-D визуализация исходного(а) и результирующего(б) набора разрывных нарушений Аяшского ЛУ

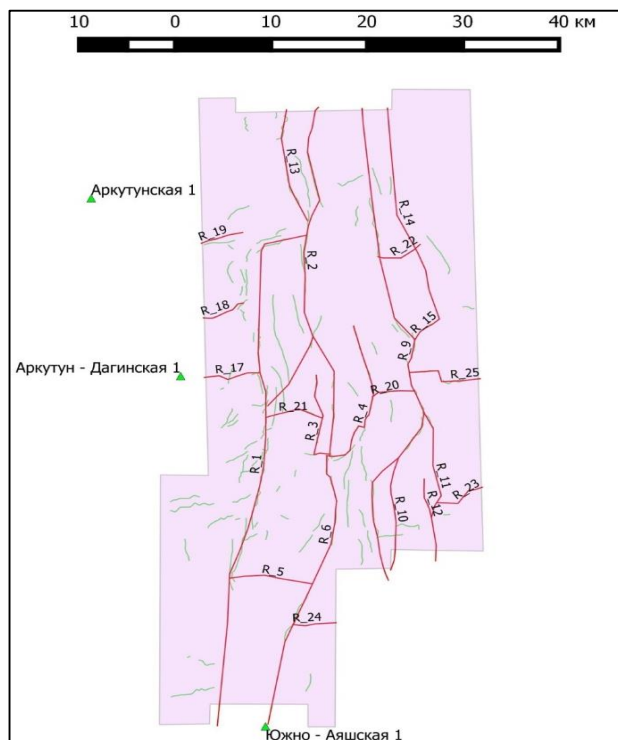


Рисунок 4.19 – Карта Аяшского ЛУ, иллюстрирующая пересечение разломов со структурной поверхностью кровли палеогена

Одоптинское нефтегазоконденсатное месторождение

Восточно-Одоптинский ЛУ расположен в северо-восточной части Присахалинского шельфа (Рисунок 4.20). В состав Одоптинской нефтегазоносной зоны входят Восточно-Одоптинское (Рисунок 4.21) месторождение. На рисунке 4.22 иллюстрированы геометрия резервуарных толщ Восточно-Одоптинского месторождения. В пределах лицензионного участка по данным сейсморазведочных работ, выявлены перспективные структуры с благоприятными условиями для аккумуляции жидких и газообразных углеводородов. Стратификация геологического разреза района выполнена предшественниками на основании результатов диатомового анализа (верхняя часть разреза плиоцен-верхнемиоценового возраста) и по комплексу фораминифер в изученном бурением разрезе неогена и частично олигоцена.

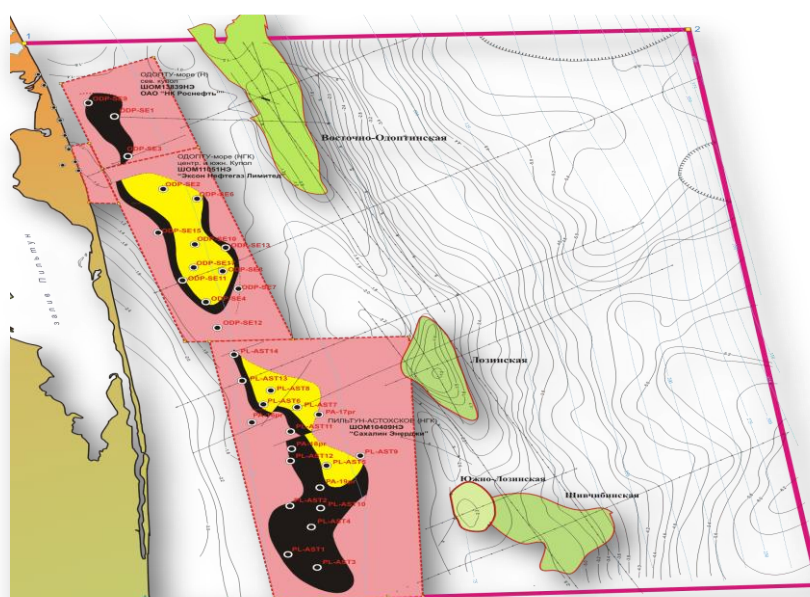


Рисунок 4.20 – Схема расположения месторождений и структур на Восточно-Одоптинском (вверху) и участках недр

Продуктивность месторождения связана с отложениями нижненутовского подгоризонта, залегающими на глубинах 1100 – 2000 м. В литологическом отношении подгоризонт сложен чередованием сложно построенных пластов мелко- и среднезернистых песчаников различной степени отсортированности, алевролитов и глин. Прилегающая к шельфу часть аналогично имеет резкую зону погружения, которая прослеживается на всех горизонтах и осложнена разрывными нарушениями. Восточная часть месторождения имеет выдержанные поднятия с несколькими антиклинальными структурами, которые сменяются в синклинальную впадину в юго-восточной части и сдвигово-разрывным погружением в центральной на всех горизонтах.

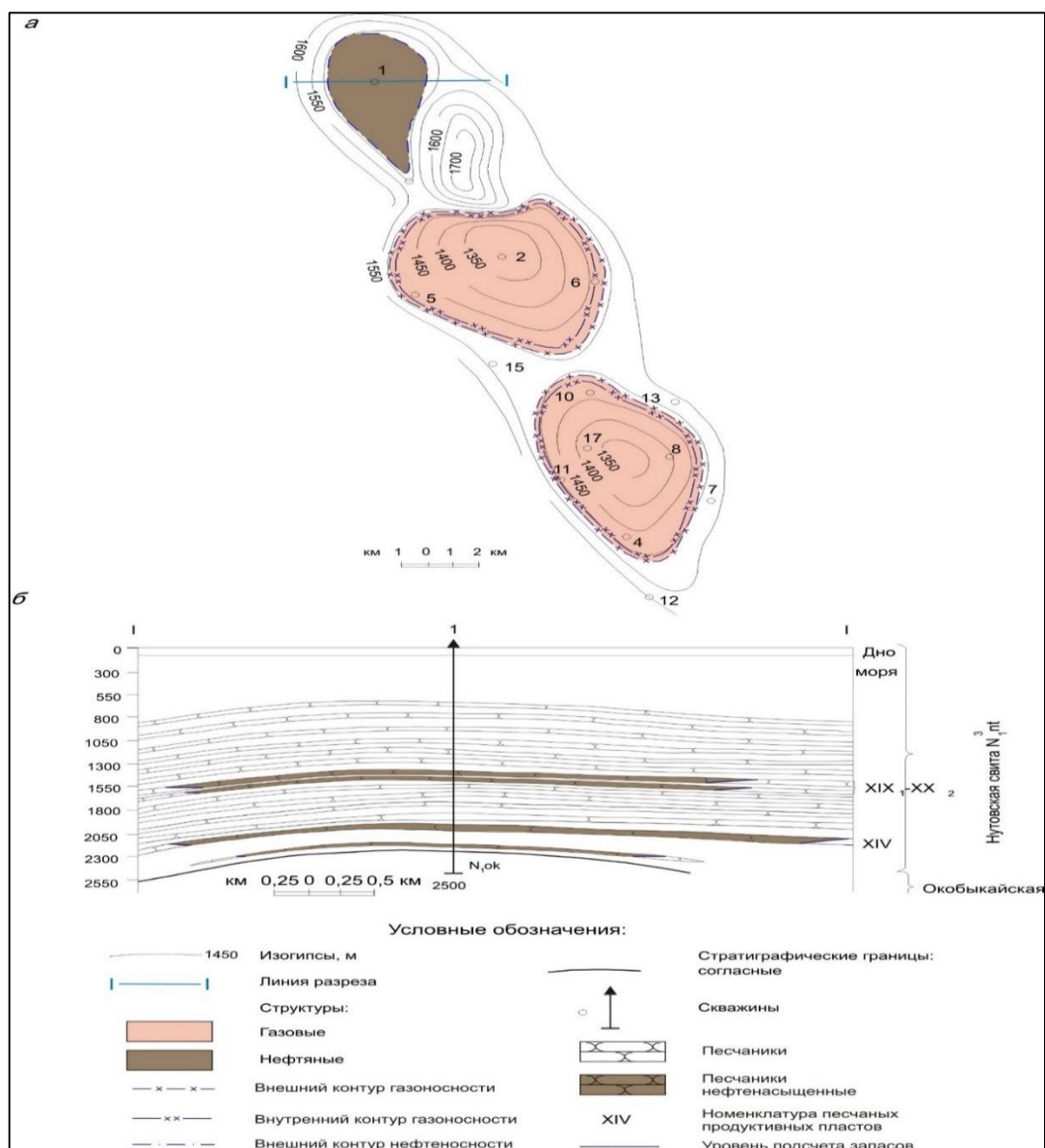


Рисунок 4.21 – Одоптинское морское нефтегазоконденсатное месторождение: а – структурная карта по кровле XIX1 пласта; б – разрез по линии I–I

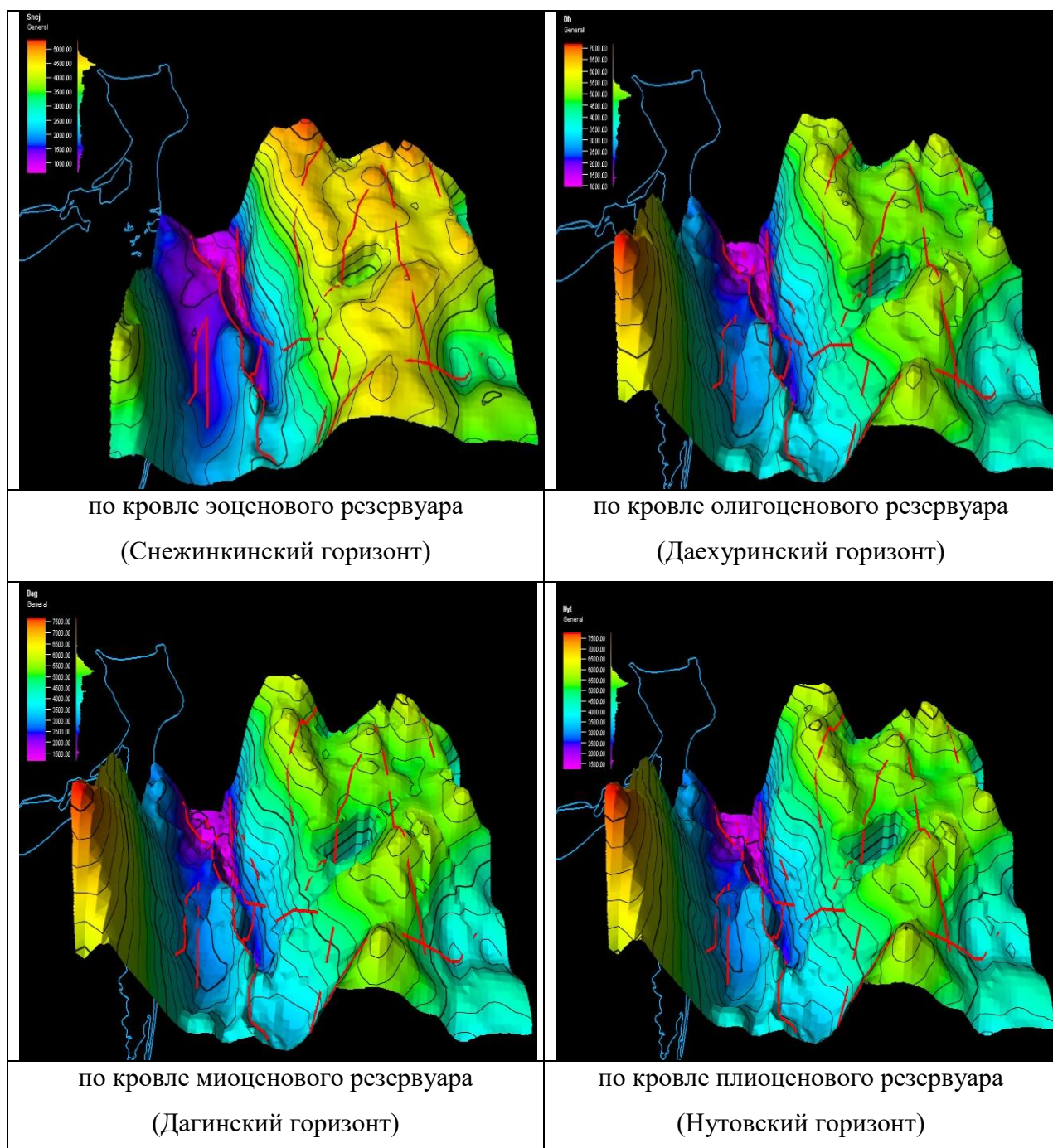


Рисунок 4.22 – Геометрия резервуарных толщ Восточно-Одоптинского месторождения

Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение (Рисунок 4.23 и 4.24) приурочено к одноимённой мегантиклинали, осложненной тремя куполами: Пильтунским, Южно-Пильтунским и Астохским и расположенной в пределах Одоптинской антиклинальной зоны. В снежинкинское время ввиду тектонической активности в центральной части месторождения стала увеличиваться зона погружения впадины, восточная часть имеет хорошо выдержанную антиклинальную структуру на всех продуктивных горизонтах.

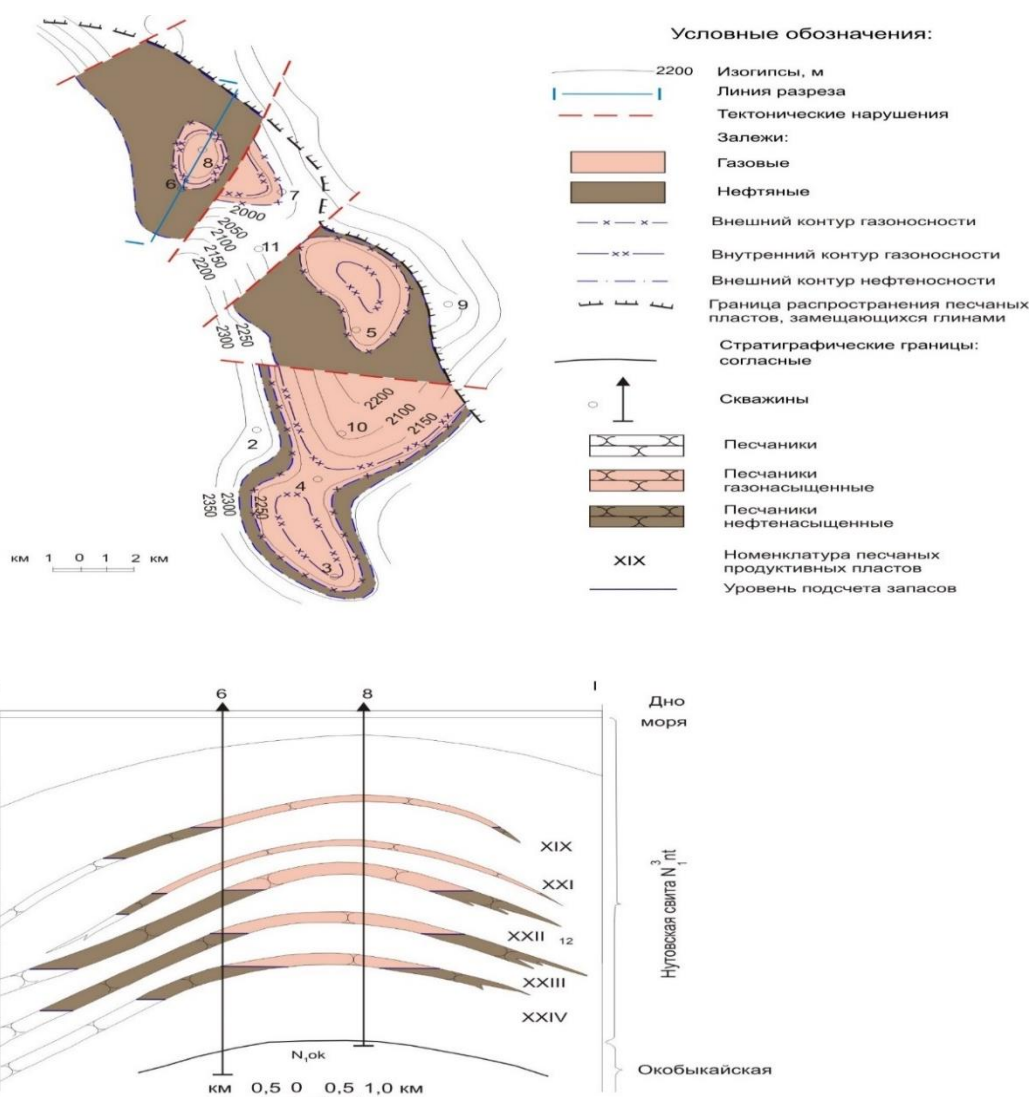


Рисунок 4.23 – Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение: а – структурная карта по кровле XXIII пласта; б – разрез по линии I–I

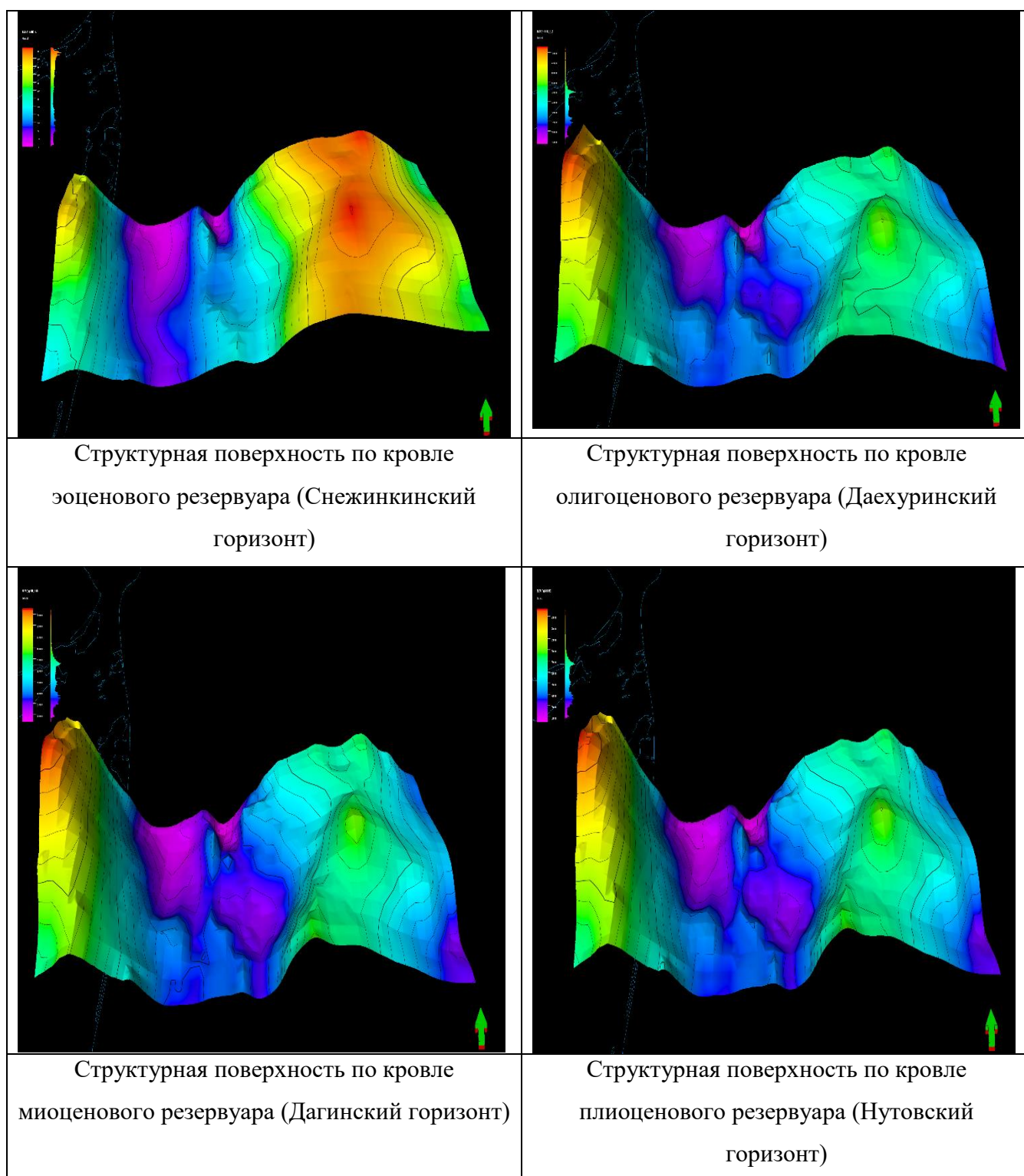


Рисунок 4.24 – Геометрия резервуарных толщ Пильтун-Астохского месторождения

Геометрические модели структурных поверхностей были построены по Западно-Шмидтовскому (Рисунок 4.25), Восточно-Шмидтовскому (Рисунок 4.26) и Пограничному (4.27) месторождениям.

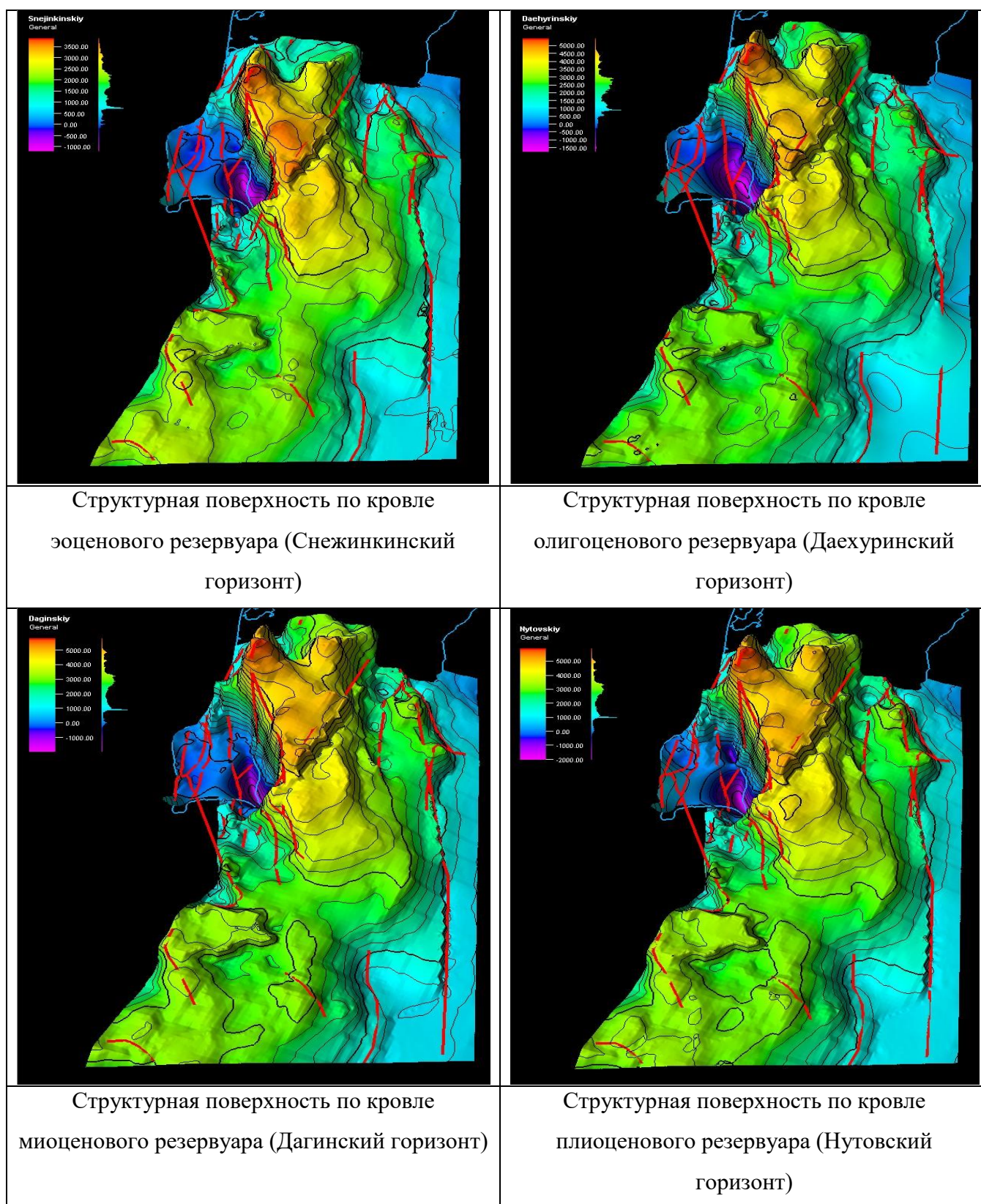


Рисунок 4.25 – Геометрия резервуарных толщ Западно-Шмидтовского месторождения

Западная часть п-ова Шмидта со временем имеет все более большую и резкую погруженность до 2000 м, в то время как его южная часть возвышается до 5000 м и имеет антиклинальную форму. Преимущественно шельфовая часть месторождения имеет протяжено сбросовой тип нарушений, который наблюдается во всех исследуемых горизонтах.

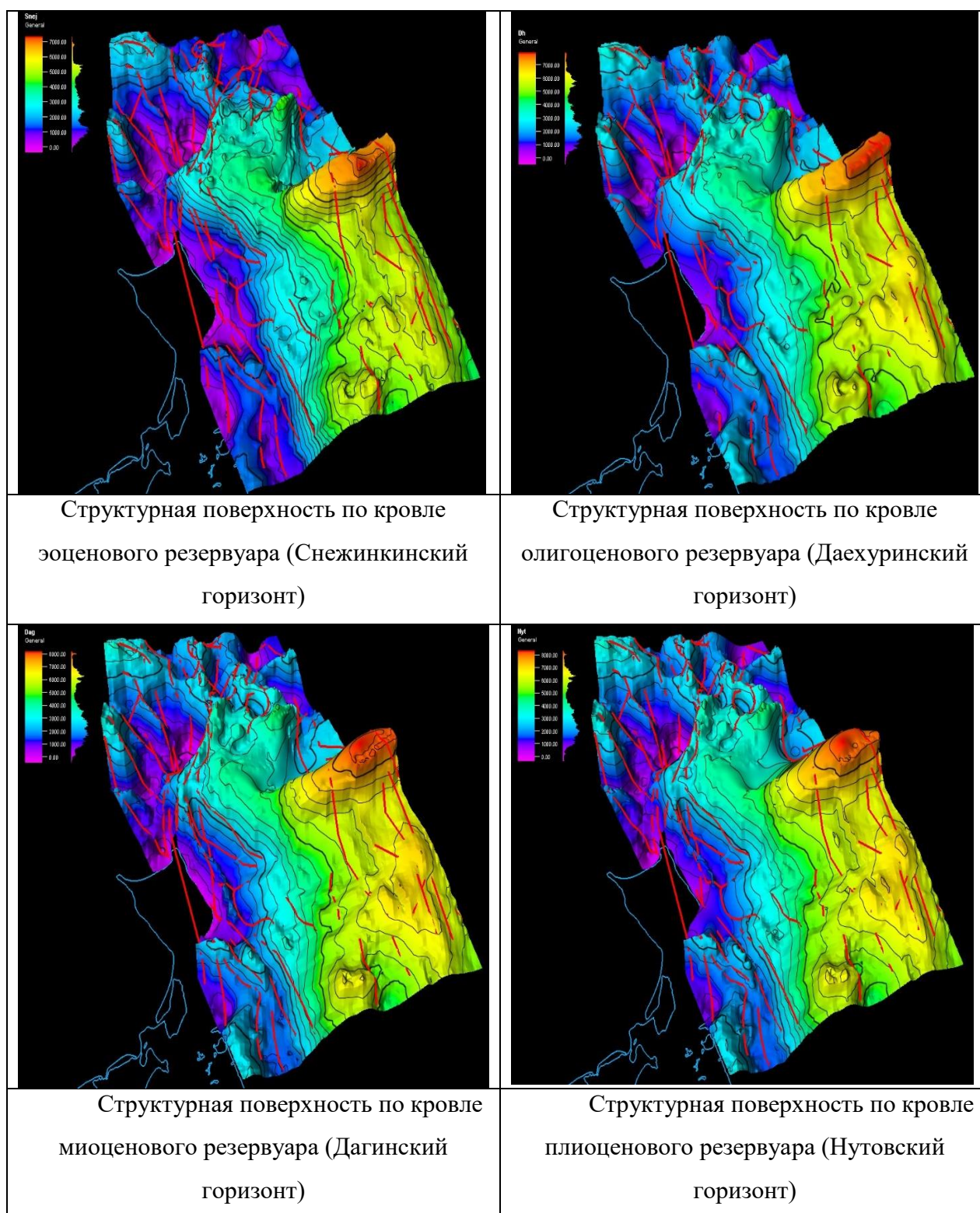


Рисунок 4.26 – Геометрия резервуарных толщ Восточно-Шмидтовского месторождения

Восточно-Шмидтовское месторождение имеет сложную структуру ввиду активных тектонических воздействий, прилегающие территории к суше представлены резкими впадинами, которые не смогли накопить мощность. Северная часть представлена множеством чередующихся антиклинальных и синклинальных складок. Восточная часть имеет ярко выраженные

антиклинальные потенциальные ловушки. Данная закономерность распространяется на все резервуарные толщи.

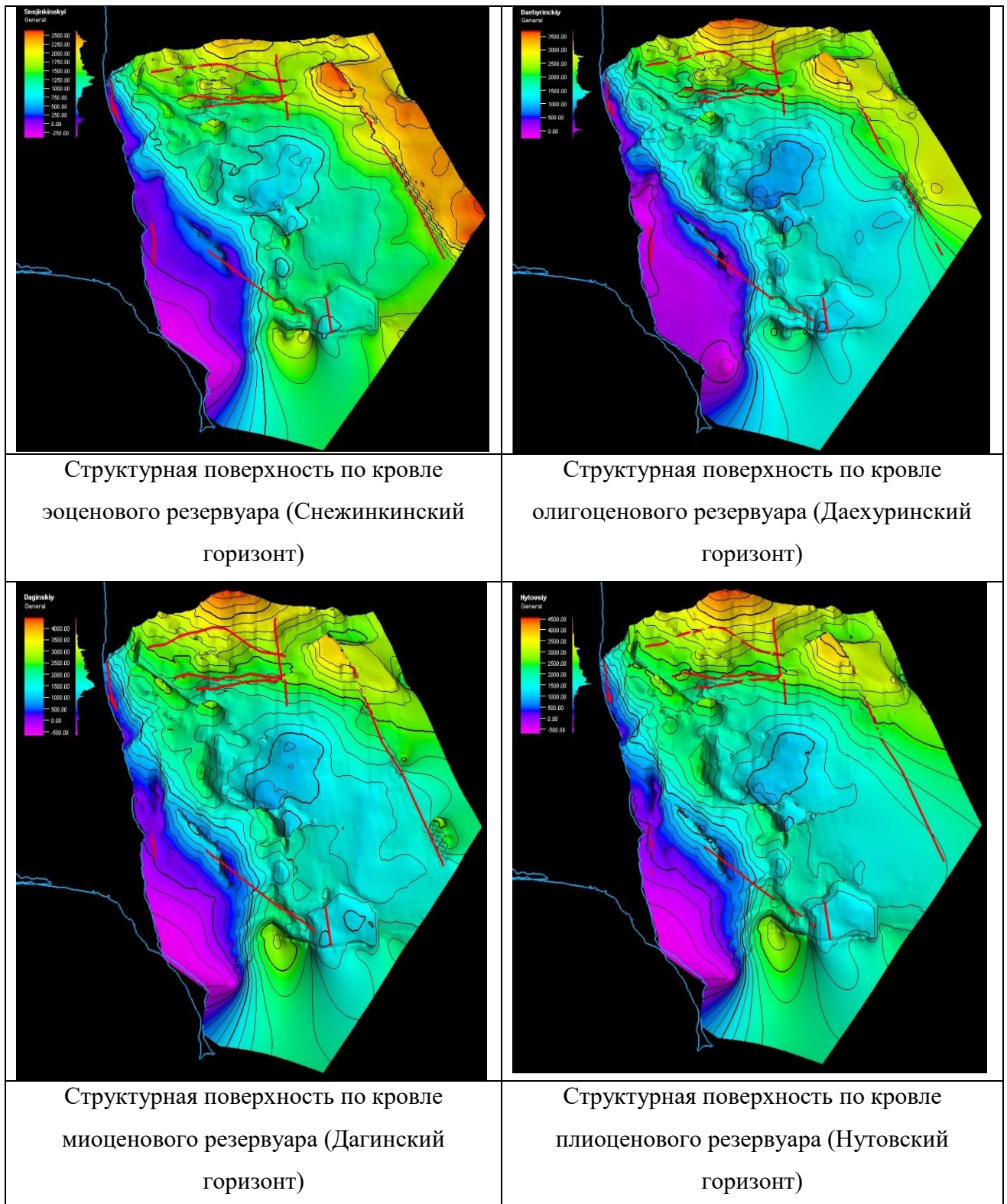


Рисунок 4.27 – Геометрия резервуарных толщ Пограничного месторождения

Чайвинское нефтегазоконденсатное месторождение (Рисунок 4.28) контролируется одноимённой структурой, открытой и подготовленной к бурению в 1976 г [2].

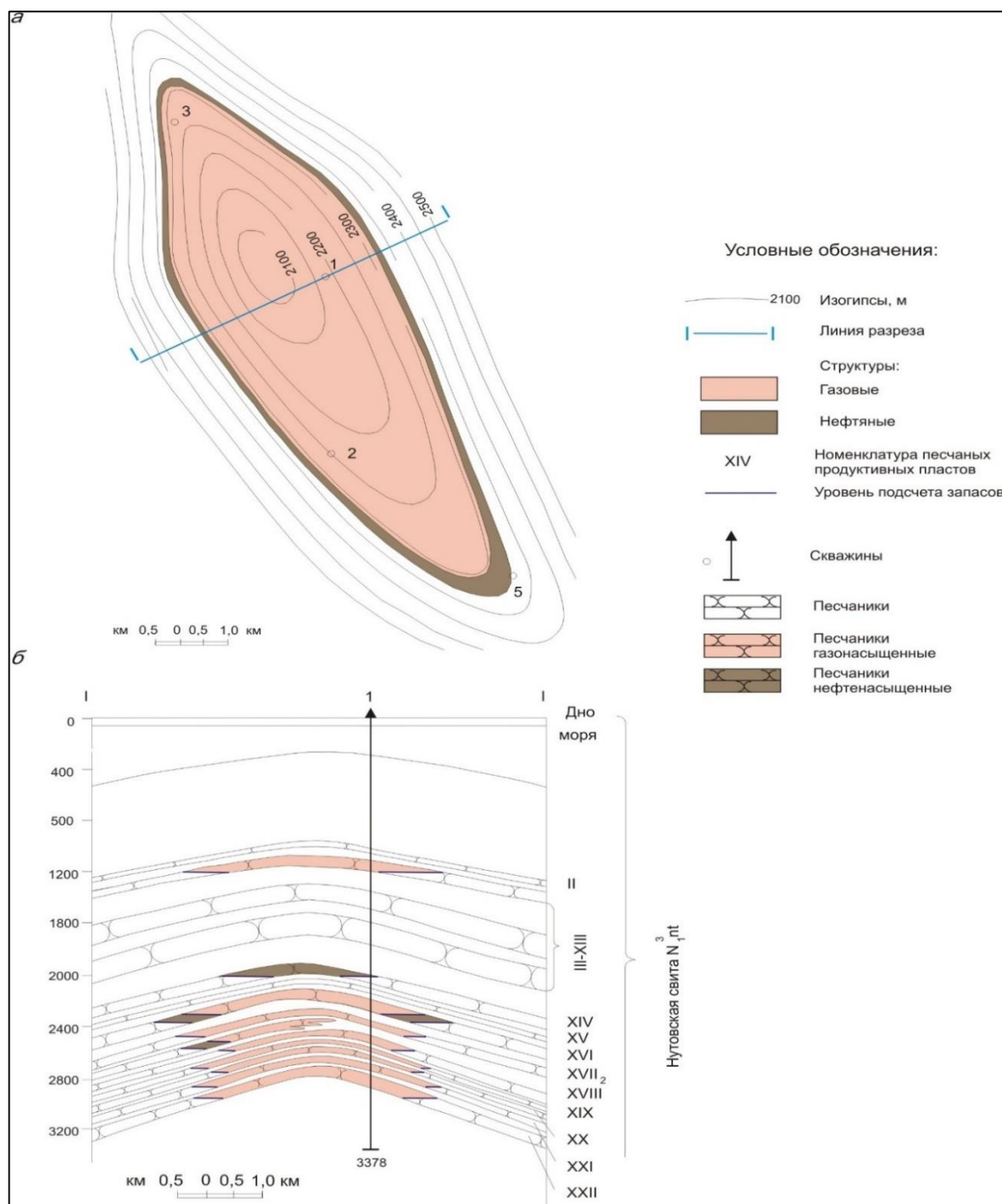


Рисунок 4.28– Чайвинское нефтегазоконденсатное месторождение: а – структурная карта по кровле 16-го пласта; б – разрез по линии I–I

Аркутун-Дагинское нефтегазоконденсатное месторождение (Рисунок 4.29) расположено на шельфе Северо-Восточного Сахалина в пределах южной части Одоптинской нефтегазоносной зоны. По сложности геологического строения относится к месторождениям очень сложным и характеризуется наличием литологических замещений, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов [41].

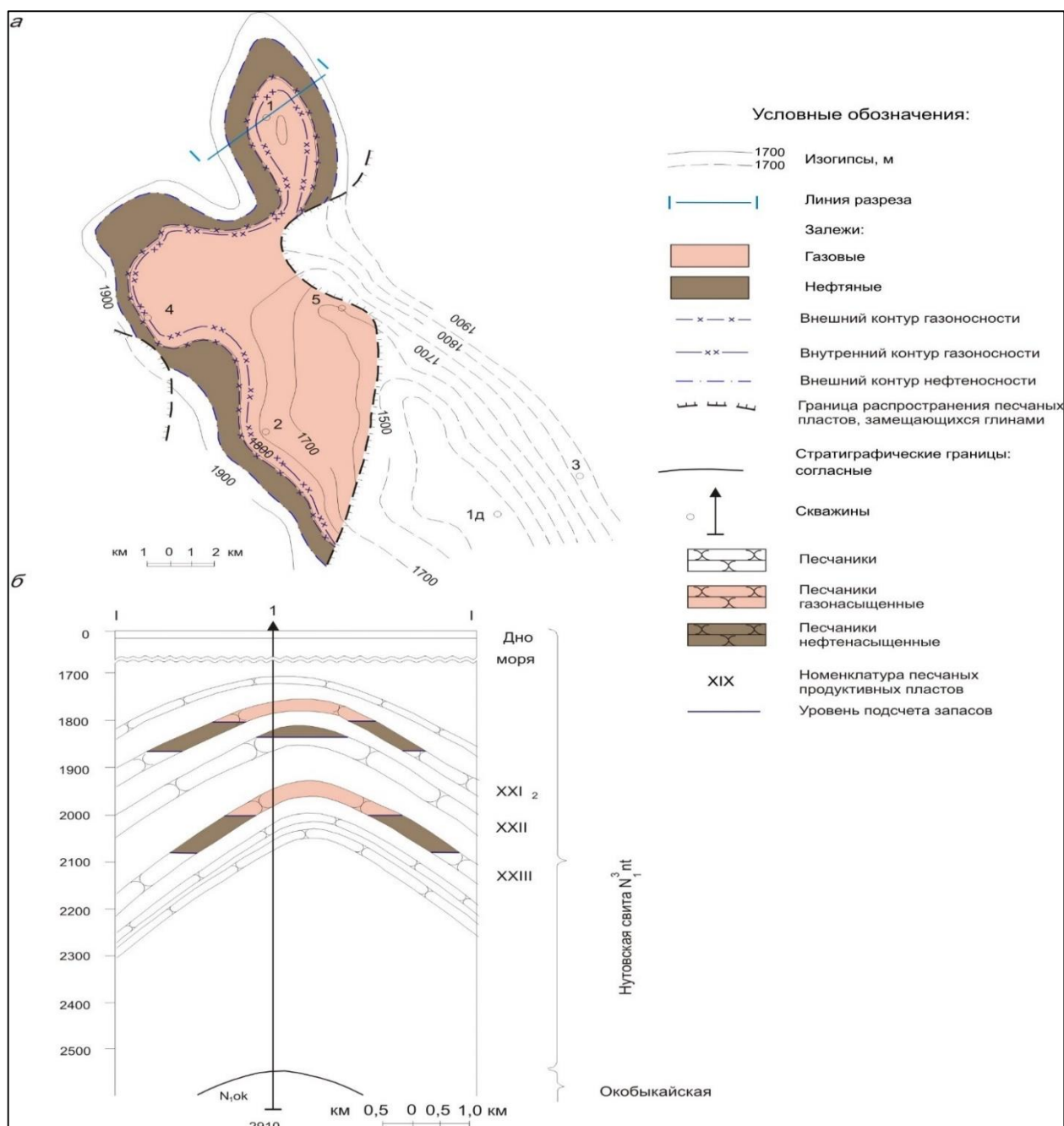


Рисунок 4.29 – Аркутун-Дагинское нефтегазоконденсатное месторождение: а – структурная карта по кровле XXI₂ пласта; б – разрез по линии I–I

4.4 Типизация фильтрационно-емкостных свойства коллекторов месторождений Присахалинского шельфа

Как свидетельствует анализ и типизация горно-геологических условий формирования, месторождений углеводородов Присахалинского шельфа определяемые факторы влияют на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. В пределах Присахалинского шельфа

прогнозируются 2 типа коллекторов – *теригенный 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; грация катагенеза – выше МК₂ [69].

Коллекторы Присахалинского шельфа характеризуются: высокой продуктивностью в средними и низкими ФЕС, высокая гранулярная пористость, хорошая гидродинамическая связность в турогеновой свите и снижение 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 4.4).

С целью оценки фильтрационно-емкостных свойства коллекторов месторождений Присахалинского шельфа было выполнено геомеханическое моделирование, которое реализовано с помощью программного комплекса ROXAR. В результате выполненных работ созданы геомеханические модели Киринского, Аяшского и Восточно-Одоптинского ЛУ (Рисунки 4.30 – 4.32) [77].

Таблица 4.4 – 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 алевролиты	15–20	10–100	Северный купол (Сахалин-3)
Плотные низкопроницаемые	<15	<10	Глубинные горизонты (Дагинская свита)
Нефтенасыщенность			
Тип залежи	Нефтенасыщенность (%)		Характеристика
Нефтяные (Чайво, Одопту)	60–80		Высокая начальная нефтеотдача
Газонефтяные (Пильтун-Астохское)	40–60		Рост газового фактора при эксплуатации
Газоконденсатные (Кириновское)	<40		Доминирует газовая фаза
Гидропроводность (kh)			
Градация гидропроводности	Проницаемость (мД·м)		Характерно
Высокая	> 500		Основные пласты Чайво
Средняя	100–500		Пильтун Астохское
Низкая	<100		Глубокие горизонты Дагинской свиты

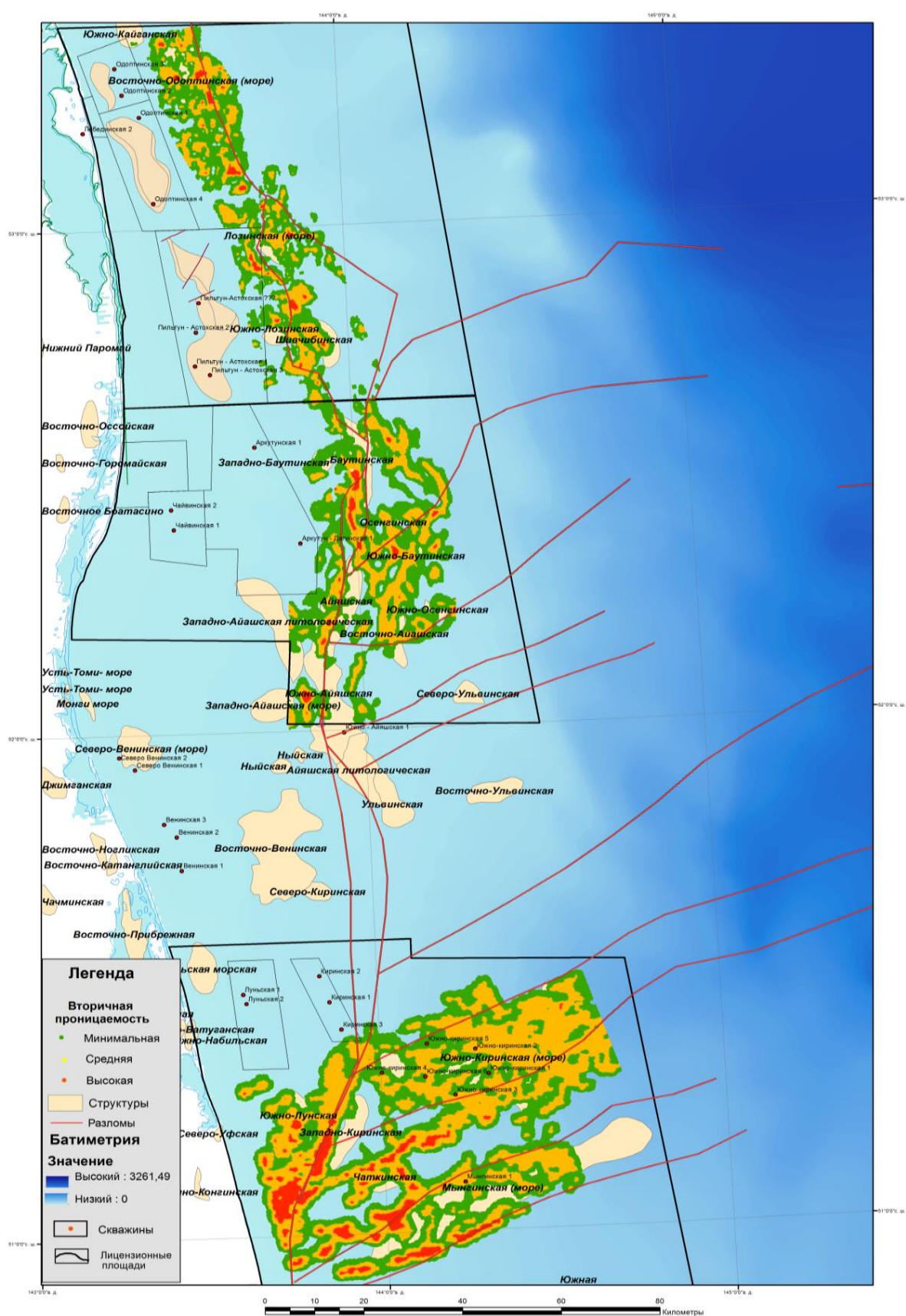


Рисунок 4.30 – Геомеханическая модель даехуриинского горизонта Аяшского и Киринского ЛУ

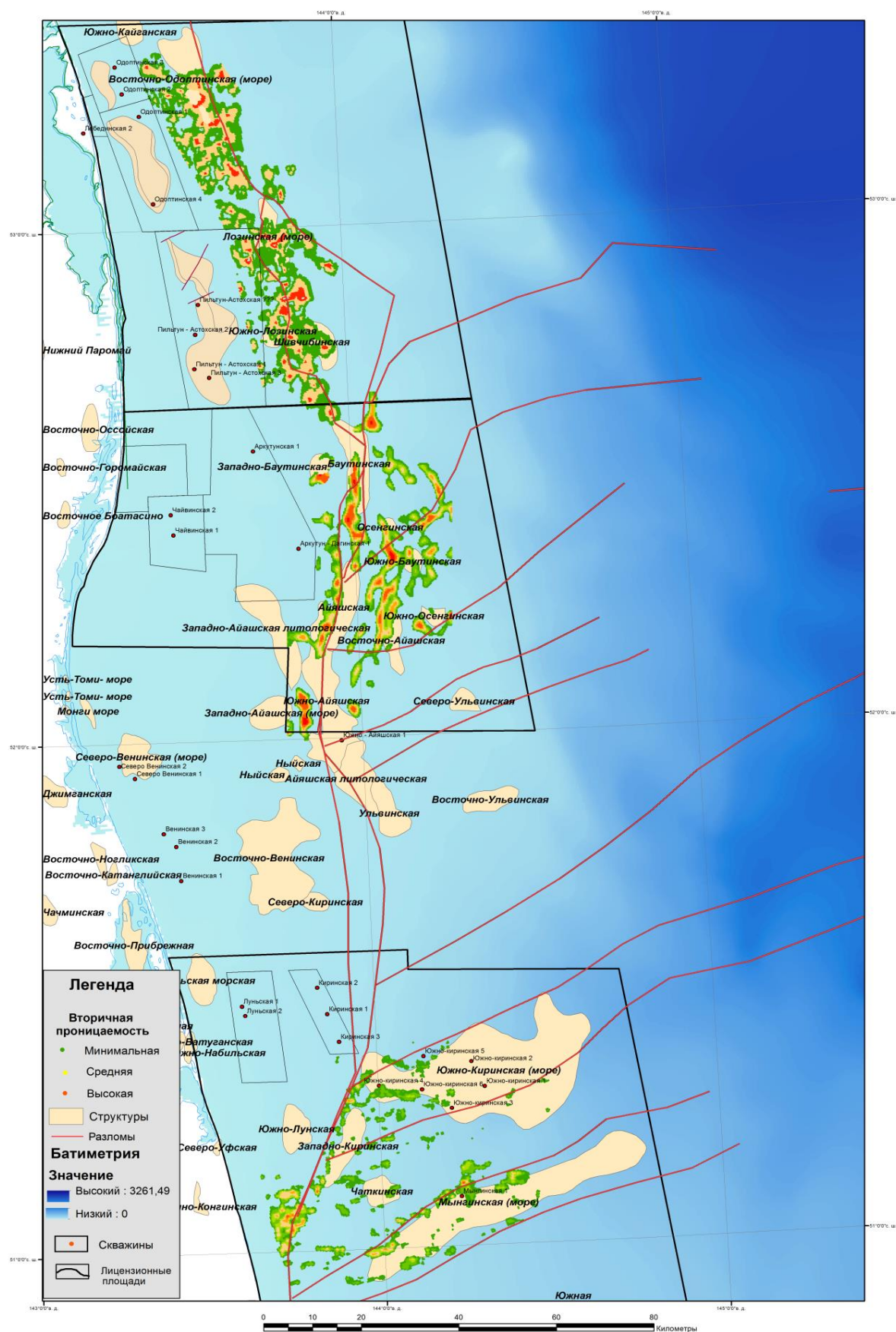


Рисунок 4.31 – Геомеханическая модель дагинского комплекса (ОГ 6) Киринского, Аяшского и Восточно-Одоптинского ЛУ

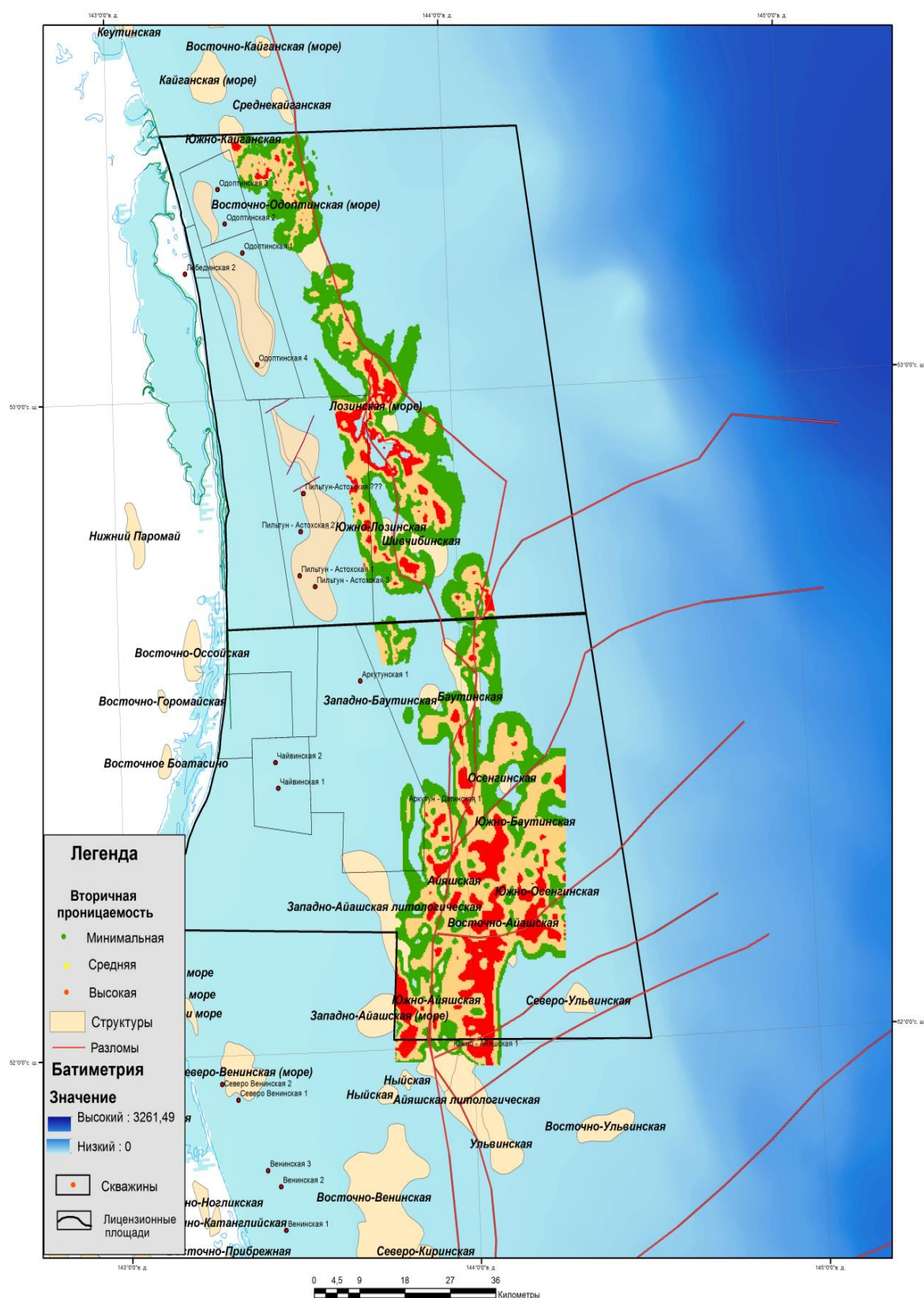


Рисунок 4.32 – Геомеханическая модель верхненутовского подкомплекса (ОГ 2) Киринского, Аяшского и Восточно-Одоптинского ЛУ

Геомеханическое моделирование осадочного комплекса Присахалинского шельфа позволило оценить напряженное состояние пород, создать дискретную модель трещиноватости, рассчитать вторичную пористость и проницаемость [44]. Разные участки изучаемой территории

неодинаково затронуты процессом трещинообразования, причем, с глубиной максимумы вторичной проницаемости локализуются вдоль пологопадающих разломов фундамента [77]. Большинство зон повышенных значений проницаемости вытянуты в северо-восточном направлении согласно общему простираанию разрывных нарушений. Блоки, не затронутые трещинной проницаемостью, имеют более изометричные очертания и приурочены, как правило, к областям локальных опусканий [77]. Анализ вторичной проницаемости Киринского и Аяшского блоков позволяет констатировать, что основные максимумы повышенных значений вторичной проницаемости протягиваются вдоль крупных разрывных нарушений обоих блоков (Рисунок 4.30), создавая сеть фильтрационных каналов [44].

Выявленная вторичная проницаемость существенным образом отличается у верхних и нижних стратиграфических горизонтов, причем поверхностью раздела служит окобыкайская глинистая пачка [77]. В пределах изученной территории выявлены участки с максимальными значениями трещинной проницаемости, перспективные для заложения разведочных скважин. Выявленная вторичная проницаемость может существенным образом дополнить информацию о фильтрационных параметрах коллектора. Все расчеты были выполнены на 3D сетке геологической модели, что позволяет использовать полученные данные для гидродинамического моделирования [76, 77].

4.5 Особенности распределения АВПД (АВПоД) и АНПД

В результате численного бассейнового моделирования были рассчитаны литостатическое, гидростатическое и поровое давления для палеогенового (Рисунок 4.33) и неогенового (Рисунок 4.34) осадочного чехла Присахалинского шельфа.

В Дерюгинском бассейне повышенное пластовое давление отмечается, начиная с глубины 10300 м, и на глубине 12000 коэффициент аномальности пластового давления достигает 1.25.

Кроме этого, небольшие отклонения в сторону увеличения от нормального пластового давления наблюдаются в Шелиховском бассейне (Рисунок 4.35), начиная с глубины 5000 м и в Северо-Сахалинском бассейне в интервале глубин 5000÷6000 м и 9000 м и глубже.

Таким образом, повышение пластового давления можно ожидать, в основном в бассейнах Дерюгинском и Северо-Сахалинском, где в образовании АВПД могут принимать участие механизмы как конседиментационные, так и постседиментационные [50, 51, 57, 61].

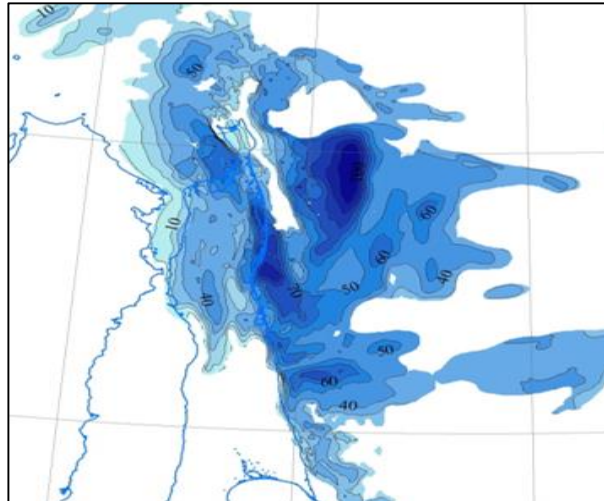
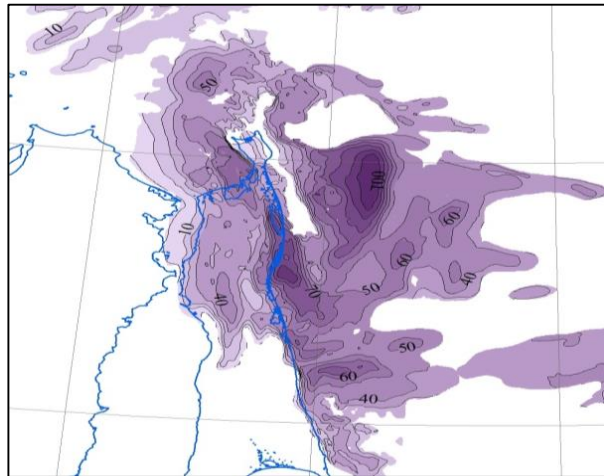
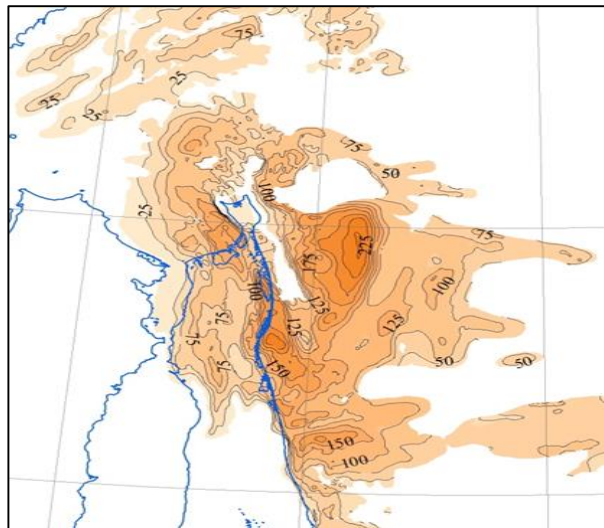
а**б****в**

Рисунок 4.33 – Карты гидростатического(а), порового(б) и литостатического(в) давлений палеогенового резервуара

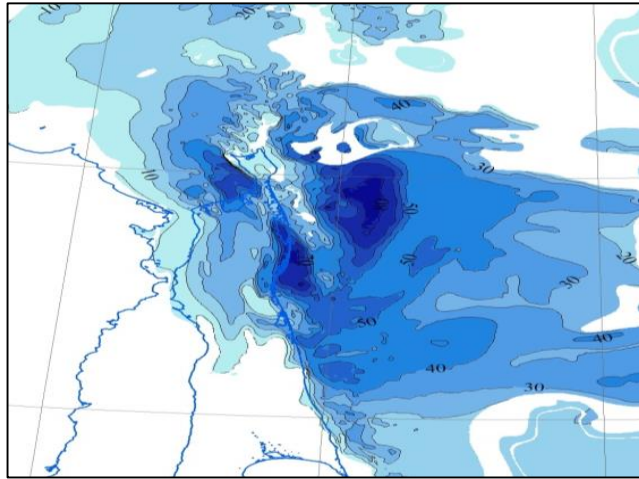
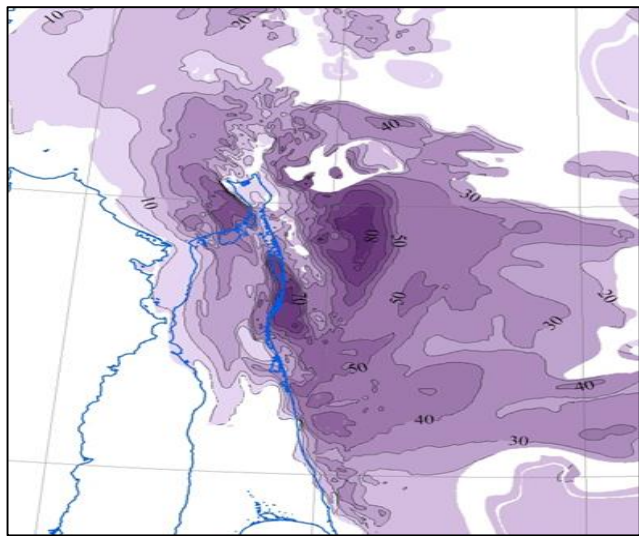
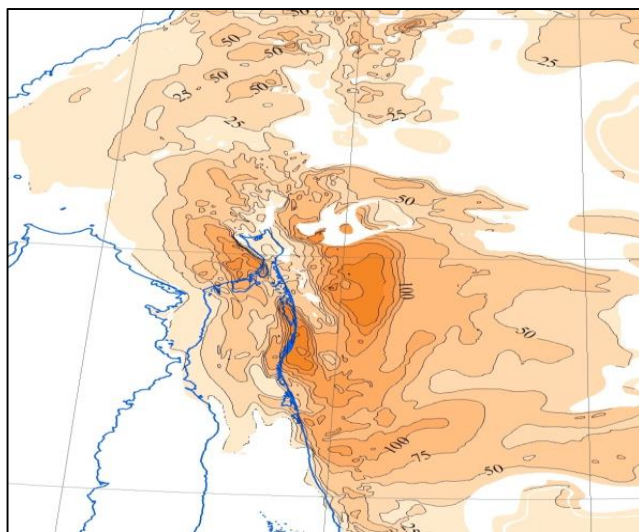
а**б****в**

Рисунок 4.34 – Карты гидростатического(а), порового(б) и литостатического(в) давлений неогенового резервуара

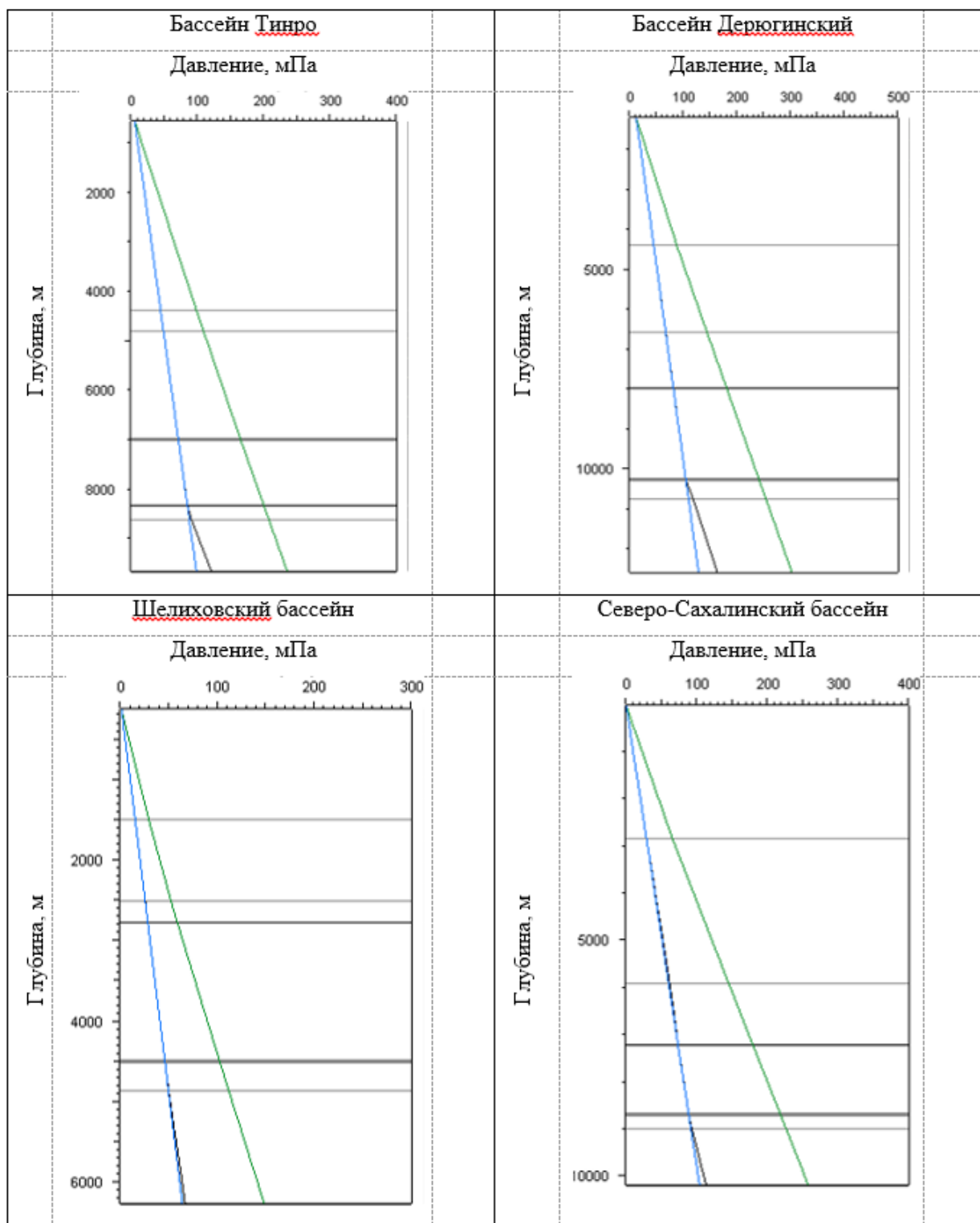


Рисунок 4.35 – Графики давлений (зеленая линия – литостатическое давление, синяя линия – гидростатическое давление, черная линия – поровое давление)

Как было отмечено выше, основная промышленная нефтегазоносность Сахалина и его шельфа связана с Северо-Сахалинской НГО, где открыто 64 месторождения нефти и газа (45 мелких, 12 средних и 7 крупных). На шельфе Сахалина открыто 8 месторождений: Одоптинское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Чайвинское, Лунское, Кириновское, Вениновское и Изильметьевское. Все они приурочены к структурным ловушкам, представляющим собой как

крупные многокупольные мегантиклиналы, так и одиночные брахиантиклиналы осложненные разрывными нарушениями. С трехкупольными мегантиклиналями связаны Одоптинское, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское месторождения, объединенные в Одоптинскую зону нефтегазонакопления. К брахиантиклиналям приурочены остальные месторождения.

По результатам моделирования в пределах Сахалина и на шельфе ожидаются залежи с различным типом флюида, что не противоречит имеющимся данным – открыты нефтяные, газовые и нефтегазоконденсатные месторождения. Рисунок 4.36 демонстрирует хорошую корреляцию прогнозируемых скоплений УВ и известных месторождений в пределах Северного Сахалина и прилегающего шельфа [14, 31, 36].

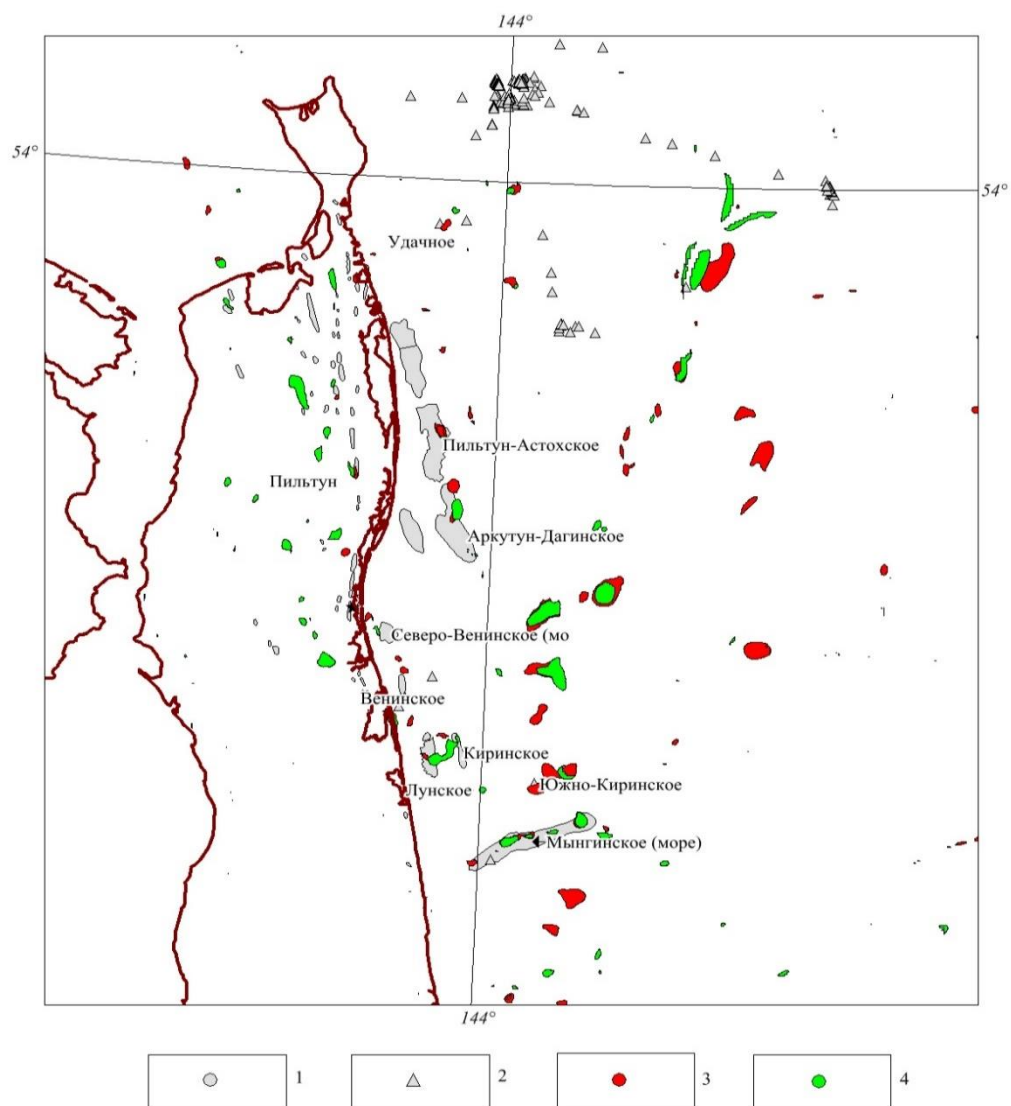


Рис. 4.36. Схема расположения прогнозируемых скоплений УВ северного Сахалина и прилегающего шельфа

Условные обозначения: 1- месторождения нефти и газа, 2 – нефте- газопроявления, 3- прогнозируемые скопления газообразных УВ, 4 – прогнозируемые скопления жидких УВ.

ГЛАВА 5 ОЦЕНКА РИСКОВ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ И ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Одной из главных задач исследований углеводородных систем является оценка факторов риска геологоразведки углеводородов.

Выполненная оценка вероятности открытия промышленных скоплений углеводородов в эоценовых ГАУС показывает, что основным геологическим риском всех изученных углеводородных систем является качество покрышки для перспективных объектов анатиклинального типа, отраженных на структурных картах (Рисунки 5.1-5.3. Таблицы 5.1-5.3.). Это обусловлено низкой буровой изученностью акватории в целом, и, в частности, палеогенового перспективного комплекса. С учетом изложенного, риск по фактору «Оценка ловушки» для всех эоценовых ГАУС оценен на уровне 0.7 («обнадеживающий»).

По тем же основаниям, 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 УВ, которые определяются размерами очага нефтегазогенерации. Таким образом, 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»).

Таблица 5.1 – Оценочные параметры Северо-Сахалинской эоценовой УВ системы

Северо-Сахалинская эоценовая УВ система	Неблагоприятный	Спорный	Нейтральный	Обнадеживающий	Благоприятный	Итоговый
I. Оценка нефтематеринской толщи					0.8	
Способность насыщения УВ					0.8	
Зрелость					0.8	
II. Оценка резервуара				0.7		
Наличие					0.8	
Качество				0.7		
III. Оценка ловушки				0.7		
Достоверность определения ловушки					0.8	
Характеристика ловушки					0.8	
Качество покрышки				0.7		
IV. Геохронология					0.8	
Фактор времени					0.8	
Пути миграции					0.9	
Сохранность залежей					0.8	
Вероятность геологического успеха						0.3136

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	Pg ₁	Pg ₂	Pg ₃	N ₁				N ₂ -Q			
НГМТ				0.8								
Резервуары				0.7								
Ловушки									0.7			
Геохронология (критический момент ГАУС)												0.8
Вероятность открытия												0.3136

Рисунок 5.1 – График вероятности геологического успеха Северо-Сахалинской эоценовой ГАУС

Таблица 5.2 – Оценочные параметры Дерюгинской эоценовой УВ системы

Дерюгинская эоценовая УВ система	Неблагоприятный	Спорный	Нейтральный	Обнадеживающий	Благоприятный	Итоговый
I. Оценка нефтематеринской толщи					0.8	
Способность насыщения УВ					0.8	
Зрелость					0.8	
II. Оценка резервуара				0.7		
Наличие					0.8	
Качество				0.7		
III. Оценка ловушки				0.7		
Достоверность определения ловушки					0.8	
Характеристика ловушки					0.8	
Качество покрышки				0.7		
IV. Геохронология					0.8	
Фактор времени					0.8	
Пути миграции					0.9	
Сохранность залежей					0.8	
Вероятность геологического успеха						0.3136

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	Pg ₁	Pg ₂	Pg ₃	N ₁			N ₂ -Q				
НГМП				0.8								
Резервуары				0.7								
Ловушки									0.7			
Геохронология (критический момент ГАУС)												0.8
Вероятность открытия												0.3136

Рисунок 5.2 – График вероятности геологического успеха Дерюгинской эоценовой ГАУС

Таблица 9.3 – Оценочные параметры Восточно-Дерюгинской эоценовой УВ системы

Восточно-Дерюгинская эоценовая УВ система	Неблагоприятный	Спорный	Нейтральный	Обнадеживающий	Благоприятный	Итоговый
I. Оценка нефтематеринской толщи				0.7		
Способность насыщения УВ					0.8	
Зрелость				0.7		
II. Оценка резервуара				0.7		
Наличие					0.8	
Качество				0.7		
III. Оценка ловушки				0.7		
Достоверность определения ловушки					0.8	
Характеристика ловушки					0.8	
Качество покрывки				0.7		
IV. Геохронология					0.8	
Фактор времени					0.8	
Пути миграции					0.8	
Сохранность залежей					0.8	
Вероятность геологического успеха						0.2744

	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
Восточно-Дерюгинская эоценовая	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген				неоген						
	K ₂	Pg ₁	Pg ₂	Pg ₃	N ₁				N ₂ -Q			
НГМТ				0.7								
Резервуары				0.7								
Ловушки											0.7	
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.8	
Вероятность открытия											0.2744	

Рисунок 5.3 – График вероятности геологического успеха Восточно-Дерюгинской эоценовой ГАУС

Таким образом, ГАУС характеризуются низким риском открытия промышленных скоплений УВ.

В изученных углеводородных системах олигоцен-нижнемиоценовой части осадочного чехла риски распределены достаточно равномерно (Рисунки 5.4 – 5.7). В отличие от нижнего перспективного комплекса для описываемых ГАУС риски по фактору «Резервуары» 0.7, т.к. необходимые элементы углеводородных систем формировались в условиях обширной трансгрессии, с максимумом в даехурийское время. В этой же логике 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).

Таблица 5.4 – Оценочные параметры Сахалинской олигоцен-нижнемиоценовой УВ системы

Сахалинская олигоцен-нижнемиоценовая УВ система	Неблагоприятный	Спорный	Нейтральный	Обнадеживающий	Благоприятный	Итоговый
I. Оценка нефтематеринской толщи					0.8	
Способность насыщения УВ					0.8	
Зрелость					0.8	
II. Оценка резервуара				0.7		
Наличие					0.8	
Качество				0.7		
III. Оценка ловушки				0.7		
Достоверность определения ловушки					0.8	
Характеристика ловушки					0.8	
Качество покрышки				0.7		
IV. Геохронология				0.7		
Фактор времени				0.7		
Пути миграции					0.8	
Сохранность залежей				0.7		
Вероятность геологического успеха						0.2744

	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
Сахалинская олигоцен-нижнемиоценовая	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген				неоген						
	K ₂	Pg ₁	Pg ₂	Pg ₃	N ₁				N ₂ -Q			
НГМТ					0.8							
Резервуары						0.7						
Ловушки											0.7	
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.7	
Вероятность открытия												0.2744

Рисунок 5.4 – График вероятности геологического успеха Сахалинской олигоцен-нижнемиоценовой ГАУС

Таблица 5.5 – Оценочные параметры Дерюгинской олигоцен-нижнемиоценовой УВ системы

Дерюгинская олигоцен-нижнемиоценовая УВ система	Неблагоприятный	Спорный	Нейтральный	Обнадеживающий	Благоприятный	Итоговый
I. Оценка нефтематеринской толщи					0.8	
Способность насыщения УВ					0.8	
Зрелость					0.8	
II. Оценка резервуара				0.7		
Наличие					0.8	
Качество				0.7		
III. Оценка ловушки				0.7		
Достоверность определения ловушки					0.8	
Характеристика ловушки					0.8	
Качество покрышки				0.7		
IV. Геохронология				0.7		
Фактор времени				0.7		
Пути миграции				0.7		
Сохранность залежей				0.7		
Вероятность геологического успеха						0.2744

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	Pg ₁	Pg ₂	Pg ₃	N ₁				N ₂ -Q			
НГМТ					0.8							
Резервуары						0.7						
Ловушки												0.7
Геохронология (критический момент ГАУС)												0.7
Вероятность открытия												0.2744

Рисунок 5.5 – График вероятности геологического успеха Дерюгинской олигоцен-нижнемиоценовой ГАУС

Таблица 5.6 – Оценочные параметры Пограничной олигоцен-нижнемиоценовой УВ системы

Пограничная олигоцен-нижнемиоценовая УВ система	Неблагоприятный	Спорный	Нейтральный	Обнадеживающий	Благоприятный	Итоговый
I. Оценка нефтематеринской толщи					0.8	
Способность насыщения УВ					0.8	
Зрелость					0.9	
II. Оценка резервуара				0.7		
Наличие					0.8	
Качество				0.7		
III. Оценка ловушки				0.7		
Достоверность определения ловушки				0.7		
Характеристика ловушки					0.8	
Качество покрышки				0.7		
IV. Геохронология				0.7		
Фактор времени					0.8	
Пути миграции					0.8	
Сохранность залежей				0.7		
Вероятность геологического успеха						0.2744

	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
Пограничная олигоцен-нижнемиоценовая	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген				неоген						
	K ₂	Pg ₁	Pg ₂	Pg ₃	N ₁				N ₂ -Q			
НГМТ					0.8							
Резервуары						0.7						
Ловушки											0.7	
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.7	
Вероятность открытия											0.2744	

Рисунок 5.6 – График вероятности геологического успеха Пограничной олигоцен-нижнемиоценовой ГАУС

Различия в рисках, описываемых ГАУС касаются оценки нефтегазоматеринских толщ. В частности, по фактору «НГМТ» в части способности толщи к насыщению ловушек более высоко оценены ГАУС с крупными очагами нетегазогенерации (Северо-Сахалинская, Дерюгинская, Тинро-Шелиховская, и Пограничная).

В целом вероятность открытия промышленных скоплений УВ в олигоцен-нижнемиоценовом комплексе Охотского моря характеризуется «низким» риском.

Нижне-среднемиоценовые и средне-верхнемиоценовые ГАУС Охотского моря располагаются в пределах крупных депрессий. Основные элементы углеводородных систем накапливались в морских и прибрежно-морских обстановках. Для углеводородных систем, развивавшихся преимущественно в глубоководных условиях (Дерюгинская,) основные риски

связаны с наличием резервуара хорошего качества. Для этих систем риск по фактору «Резервуары» оценен на уровне 0.7 (обнадеживающим), в Дерюгинской средне-верхнемиоценовой ГАУС, где по данным геофизических исследований и результатов бурения на Кайганско-Васюканской площади установлено наличие глубоководных конусов выноса (Рисунки 5.9-5.10).

Таблица 5.7 – Оценочные параметры Дерюгинской ниже-среднемиоценовой УВ системы

Дерюгинская ниже-среднемиоценовая УВ система	Неблагоприятный	Спорный	Нейтральный	Обнадеживающий	Благоприятный	Итоговый
I. Оценка нефтематеринской толщи					0.8	
Способность насыщения УВ					0.8	
Зрелость					0.8	
II. Оценка резервуара				0.7		
Наличие					0.8	
Качество				0.7		
III. Оценка ловушки				0.7		
Достоверность определения ловушки					0.8	
Характеристика ловушки					0.8	
Качество покрышки				0.7		
IV. Геохронология					0.8	
Фактор времени					0.8	
Пути миграции					0.9	
Сохранность залежей					0.8	
Вероятность геологического успеха						0.3136

	70.6	66.0	56.0	33.9	27.82	23.03	20.44	15.97	13.82	11.63	7.24	5.33
Дерюгинская ниже-среднемиоценовая	мезозой	кайнозой										
	мел	палеоген				неоген						
	K ₂	Pg ₁	Pg ₂	Pg ₃	N ₁				N ₂ -Q			
НГМТ						0.8						
Резервуары							0.7					
Ловушки												0.7
Геохронология (критический момент ГАУС)												0.8
Вероятность открытия												0.3136

Рисунок 5.7 – График вероятности геологического успеха ниже-среднемиоценовой Дерюгинской ГАУС

Высокая вероятность наличия резервуаров (0.7 «обнадеживающий») ожидается в ниже-среднемиоценовой Северо-Сахлинской ГАУС, с учетом того, что эти отложения являются основным перспективным комплексом на северо-восточном шельфе и сопредельной суше о. Сахалин.

Таблица 5.8 – Оценочные параметры Северо-Сахалинской ниже-среднемиоценовой УВ системы

Северо-Сахалинская ниже-среднемиоценовая УВ система	Неблагоприятный	Спорный	Нейтральный	Обнадеживающий	Благоприятный	Итоговый
I. Оценка нефтематеринской толщи					0.8	
Способность насыщения УВ					0.8	
Зрелость					0.9	
II. Оценка резервуара				0.7		
Наличие					0.8	
Качество				0.7		
III. Оценка ловушки				0.7		
Достоверность определения ловушки				0.7		
Характеристика ловушки				0.7		
Качество покрышки					0.8	
IV. Геохронология					0.8	
Фактор времени					0.9	
Пути миграции					0.8	
Сохранность залежей					0.8	
Вероятность геологического успеха						0.3136

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	Pg ₁	Pg ₂	Pg ₃	N ₁				N ₂ -Q			
НГМТ						0.8						
Резервуары							0.7					
Ловушки											0.7	
Геохронология (критический момент ГАУС)											0.8	
Вероятность открытия												0.3136

Рисунок 5.8 – График вероятности геологического успеха ниже-среднемиоценовой Северо-Сахалинской ГАУС

Таблица 5.9 – Оценочные параметры Дерюгинской средне-верхнемиоценовой УВ системы

Дерюгинская средне-верхнемиоценовая УВ система	Неблагоприятный	Спорный	Нейтральный	Обнадеживающий	Благоприятный	Итоговый
I. Оценка нефтематеринской толщи					0.8	
Способность насыщения УВ					0.8	
Зрелость					0.8	
II. Оценка резервуара				0.7		
Наличие					0.8	
Качество				0.7		
III. Оценка ловушки				0.7		
Достоверность определения ловушки					0.8	
Характеристика ловушки					0.8	
Качество покрышки				0.7		
IV. Геохронология					0.8	
Фактор времени					0.8	
Пути миграции					0.9	
Сохранность залежей					0.8	
Вероятность геологического успеха						0.3136

	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
Дерюгинская средне-верхнемиоценовая	мезозой	кайнозой											
	мел	палеоген				неоген							
	K ₂	Pg ₁	Pg ₂	Pg ₃	N ₁						N ₂	Q	
НГМТ									0.8				
Резервуары										0.7			
Ловушки												0.7	
Геохронология (критический момент ГАУС)												0.8	
Вероятность открытия													0.3136

Рисунок 5.9 – График вероятности геологического успеха средне-верхнемиоценовой Дерюгинской ГАУС

Для всех обсуждаемых ГАУС прогнозируется высокая вероятность наличия качественных НГМТ и благоприятное соотношение процесса генерации-миграции-аккумуляции и критического момента.

Вероятность открытия промышленных скоплений углеводородов в этих системах соответствует низкому риску (Рисунок 5.10).

Таблица 5.10 – Оценочные параметры Северо-Сахалинской средне-верхнемиоценовой УВ системы

Северо-Сахалинская средне-верхнемиоценовая УВ система	Неблагоприятный	Спорный	Нейтральный	Обнадеживающий	Благоприятный	Итоговый
I. Оценка нефтематеринской толщи				0.7		
Способность насыщения УВ					0.8	
Зрелость				0.7		
II. Оценка резервуара				0.7		
Наличие					0.8	
Качество				0.7		
III. Оценка ловушки				0.7		
Достоверность определения ловушки					0.8	
Характеристика ловушки				0.7		
Качество покрышки				0.7		
IV. Геохронология					0.8	
Фактор времени					0.8	
Пути миграции					0.8	
Сохранность залежей					0.8	
Вероятность геологического успеха						0.2744

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	Pg ₁	Pg ₂	Pg ₃	N ₁						N ₂	Q	
НГМТ									0.7				
Резервуары										0.7			
Ловушки												0.7	
Геохронология (критический момент ГАУС)													0.8
Вероятность открытия													0.2744

Рисунок 5.10 – График вероятности геологического успеха средне-верхнемиоценовой Северо-Сахалинской ГАУС

Вероятность геологического успеха и оценка рисков, также были определены по результату расчётам по формулам (5.1) – (5.3):

$$P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}}) * (1 - P_{2\text{риск.}}) * (1 - P_{3\text{риск.}}) * (1 - P_{4\text{риск.}}), \quad (5.1)$$

где $P_{\text{риск.}}$ – вероятность риска.

$$P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}} * P_{2\text{в.о.}} * P_{3\text{в.о.}} * P_{4\text{в.о.}}, \quad (5.2)$$

где $P_{\text{в.о.}}$ – вероятность открытия.

$$P_{\text{риск.}} + P_{\text{в.о.}} = 1, \quad (5.3)$$

Ниже показаны расчёты вероятности геологического успеха и оценка рисков на углеводородных системах Присахалинского шельфа.

Расчёт вероятности геологического успеха и оценка рисков при ГРП в Северо-Сахалинской эоценовой УС.

$$P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}}) * (1 - P_{2\text{риск.}}) * (1 - P_{3\text{риск.}}) * (1 - P_{4\text{риск.}}) = 1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,2) = 0,6864 * 100\% = 68,64 \%$$

$$P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}} * P_{2\text{в.о.}} * P_{3\text{в.о.}} * P_{4\text{в.о.}} = 0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,3136 * 100\% = 31,36\%$$

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

Расчет вероятности геологического успеха и оценка рисков при ГРП в Дерюгинской эоценовой УС.

$$P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}}) * (1 - P_{2\text{риск.}}) * (1 - P_{3\text{риск.}}) * (1 - P_{4\text{риск.}}) = 1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,2) = 0,6864 * 100\% = 68,64 \%$$

$$P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}} * P_{2\text{в.о.}} * P_{3\text{в.о.}} * P_{4\text{в.о.}} = 0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,3136 * 100\% = 31,36\%$$

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

Расчет вероятности геологического успеха и оценка рисков при ГРП в Восточно-Дерюгинской эоценовой УС.

$$P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}}) * (1 - P_{2\text{риск.}}) * (1 - P_{3\text{риск.}}) * (1 - P_{4\text{риск.}}) = 1 - (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,2) = 0,7256 * 100\% = 72,56\%$$

$$P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}} * P_{2\text{в.о.}} * P_{3\text{в.о.}} * P_{4\text{в.о.}} = 0,7 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,2744 * 100\% = 27,44\%$$

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

Расчет вероятности геологического успеха и оценка рисков при ГРП в Сахалинской олигоцен-нижнемиоценовой УС.

$$P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}}) * (1 - P_{2\text{риск.}}) * (1 - P_{3\text{риск.}}) * (1 - P_{4\text{риск.}}) = 1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) = 0,7256 * 100\% = 72,56\%$$

$$P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}} * P_{2\text{в.о.}} * P_{3\text{в.о.}} * P_{4\text{в.о.}} = 0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,7 = 0,2744 * 100\% = 27,44\%$$

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

Расчет вероятности геологического успеха и оценка рисков при ГРП в Дерюгинской олигоцен-нижнемиоценовой УС.

$$P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}}) * (1 - P_{2\text{риск.}}) * (1 - P_{3\text{риск.}}) * (1 - P_{4\text{риск.}}) = 1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) = 0,7256 * 100\% = 72,56\%$$

$$P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}} * P_{2\text{в.о.}} * P_{3\text{в.о.}} * P_{4\text{в.о.}} = 0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,7 = 0,2744 * 100\% = 27,44\%$$

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

Расчет вероятности геологического успеха и оценка рисков при ГРП в Пограничной олигоцен-нижнемиоценовой УС.

$$P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}}) * (1 - P_{2\text{риск.}}) * (1 - P_{3\text{риск.}}) * (1 - P_{4\text{риск.}}) = 1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) = 0,7256 * 100\% = 72,56\%$$

$$P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}} * P_{2\text{в.о.}} * P_{3\text{в.о.}} * P_{4\text{в.о.}} = 0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,7 = 0,2744 * 100\% = 27,44\%$$

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

Расчет вероятности геологического успеха и оценка рисков при ГРП в Дерюгинской нижне-среднемиоценовой УС.

$$P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}}) * (1 - P_{2\text{риск.}}) * (1 - P_{3\text{риск.}}) * (1 - P_{4\text{риск.}}) = 1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,2) = 0,6864 * 100\% = 68,64 \%$$

$$P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}} * P_{2\text{в.о.}} * P_{3\text{в.о.}} * P_{4\text{в.о.}} = 0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,3136 * 100\% = 31,36\%$$

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

Расчет вероятности геологического успеха и оценка рисков при ГРП в Северо-Сахалинской нижне-среднемиоценовой УС.

$$P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}}) * (1 - P_{2\text{риск.}}) * (1 - P_{3\text{риск.}}) * (1 - P_{4\text{риск.}}) = 1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,2) = 0,6864 * 100\% = 68,64 \%$$

$$P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}} * P_{2\text{в.о.}} * P_{3\text{в.о.}} * P_{4\text{в.о.}} = 0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,3136 * 100\% = 31,36\%$$

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

Расчет вероятности геологического успеха и оценка рисков при ГРП в Дерюгинской средне-верхнемиоценовой УС.

$$P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}}) * (1 - P_{2\text{риск.}}) * (1 - P_{3\text{риск.}}) * (1 - P_{4\text{риск.}}) = 1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,2) = 0,6864 * 100\% = 68,64 \%$$

$$P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}} * P_{2\text{в.о.}} * P_{3\text{в.о.}} * P_{4\text{в.о.}} = 0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,3136 * 100\% = 31,36\%$$

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

Расчет вероятности геологического успеха и оценка рисков при ГРП в Северо-Сахалинской средне-верхнемиоценовой УС.

$$P_{\text{риск.}} = 1 - (1 - P_{1\text{риск.}}) * (1 - P_{2\text{риск.}}) * (1 - P_{3\text{риск.}}) * (1 - P_{4\text{риск.}}) = 1 - (1 - 0,3) * (1 - 0,2) * (1 - 0,2) * (1 - 0,2) = 0,7256 * 100\% = 72,56\%$$

$$P_{\text{в.о.}} = P_{1\text{в.о.}} * P_{2\text{в.о.}} * P_{3\text{в.о.}} * P_{4\text{в.о.}} = 0,7 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,2744 * 100\% = 27,44\%$$

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

Результаты расчетов оценки геологических рисков и вероятности геологического успеха представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Результаты расчетов оценки рисков и вероятности геологического успеха

Название 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-Сахалинской эоценовой УС.	$1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,2) = 0,6864 * 100\% = 68,64 \%$	$0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,3136 * 100\% = 31,36\%$
Дерюгинской эоценовой УС.	$1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,2) = 0,6864 * 100\% = 68,64 \%$	$0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,3136 * 100\% = 31,36\%$
Восточно-Дерюгинской эоценовой УС.	$1 - (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,2) = 0,7256 * 100\% = 72,56\%$	$0,7 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,2744 * 100\% = 27,44\%$
Сахалинской олигоцен-нижнемиоценовой УС.	$1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) = 0,7256 * 100\% = 72,56\%$	$0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,7 = 0,2744 * 100\% = 27,44\%$
Дерюгинской олигоцен-нижнемиоценовой УС.	$1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) = 0,7256 * 100\% = 72,56\%$	$0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,7 = 0,2744 * 100\% = 27,44\%$
Пограничной олигоцен-нижнемиоценовой УС.	$1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) = 0,7256 * 100\% = 72,56\%$	$0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,7 = 0,2744 * 100\% = 27,44\%$
Дерюгинской нижне-среднемиоценовой УС	$1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,2) = 0,6864 * 100\% = 68,64 \%$	$0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,3136 * 100\% = 31,36\%$
Северо-Сахалинской нижне-среднемиоценовой УС.	$1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,2) = 0,6864 * 100\% = 68,64 \%$	$0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,3136 * 100\% = 31,36\%$
Дерюгинской средне-верхнемиоценовой УС	$1 - (1 - 0,2) * (1 - 0,3) * (1 - 0,3) * (1 - 0,2) = 0,6864 * 100\% = 68,64 \%$	$0,8 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,3136 * 100\% = 31,36\%$
Северо-Сахалинской средне-верхнемиоценовой УС	$1 - (1 - 0,3) * (1 - 0,2) * (1 - 0,2) * (1 - 0,2) = 0,7256 * 100\% = 72,56\%$	$0,7 * 0,7 * 0,7 * 0,8 = 0,2744 * 100\% = 27,44\%$

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 УВ, 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, т.к. необходимые элементы углеводородных систем формировались в условиях обширной трансгрессии, с максимумом в даехурийское время. Оценка риска по фактору «Ловушка» составила 0.7 («обнадеживающий»), что касается наличия и эффективности покрышки. Риск по фактору «Геохронология» также оценен как «обнадеживающий» (0.7), поскольку численное моделирование для всех ГАУС прогнозирует благоприятное соотношение между временем процессов генерации-миграции-аккумуляции и критическим моментом [85].

Различия в рисках, описываемых ГАУС касаются оценки нефтегазоматеринских толщ. 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.

ГЛАВА 6 ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗАНОСНОСТИ НА ПРИСАХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ И ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ

6.1 Оценка нефтегазаносности присахалинского шельфа

Как показали результаты моделирования в составе каждого бассейна выделено несколько ГАУС, различающиеся типом НГМТ, размером и особенностями развития. Бассейны в Присахалинском шельфе являются полиочаговыми бассейнами, т. е. в составе каждого выделяются суббассейны, в которых выделено от одной до пяти ГАУС с автономными очагами генерации УВ, с собственными ареалами распространения и пространственно-временной эволюцией [42]. В результате моделирования были выявлены закономерности и особенности эволюции углеводородных систем Присахалинского шельфа [42]. В таблицах 6.1 и 6.2 показаны этапы эволюции и основные геологические события процесса формирования залежей нефти и газа на Присахалинском шельфе [82].

Присахалинский шельф относится к числу ключевых нефтегазоносных регионов России, располагая значительными запасами углеводородов. Основная ресурсная база региона сосредоточена в пределах Сахалинского шельфа Охотского моря, включая такие структуры, как Северо-Сахалинский нефтегазоносный бассейн и Восточно-Сахалинская нефтегазоносная область.

Крупнейший проект «Сахалин-1» (Таблица 6.3) охватывает месторождения Чайво (нефть, газ), Одопту (нефть, газ), Аркутун-Даги (нефть) запасы которых составляет: ~2,3 млрд барр. нефти, ~485 млрд м³ газа.

«Сахалин-2» (Таблица 6.4) включает месторождения Пильтун-Астохское (нефть), Лунское (газ) запасы которых составляет: ~1,2 млрд барр. нефти, ~500 млрд м³ газа.

«Сахалин-3» включает месторождения Кириновское (газ), Южно-Кириновское (газ), Мынгинское (перспективное), запасы: ~600 млрд м³ газа.

Прочие лицензионные участки: Северо-Венинский (ЛУКОЙЛ), Астрахановский (Роснефть), Восточно-Шмидтовский (Газпром) (Таблица 6.5).

Таблица. 6.1. Основные этапы эволюции (последовательность геологических событий)
 ГАУС нижнего структурного этажа Присахалинского шельфа

Название ГАУС	Начало генерации	Начало эмиграции	Период интенсивной генерации, миграции	Период интенсивной аккумуляции	Критический момент
1	2	3	4	5	6
Западно-Сахалинская палеогеновая	середина олигоцена	середина олигоцена	поздний олигоцен-средний миоцен	поздний олигоцен-ранний-средний миоцен	середина миоцена
Центральная палеогеновая ГАУС Северо-Сахалинского бассейна	эоцен	эоцен	эоцен-олигоцен	поздний олигоцен-ранний-средний миоцен	конец олигоцена
Центрально-Дерюгинская палеогеновая	ранний олигоцен	ранний олигоцен	середина миоцена-настоящее время	поздний олигоцен-ранний-средний миоцен	современный этап
Западно-Дерюгинская палеогеновая	середина олигоцена	середина олигоцена	середина миоцена-настоящее время	поздний олигоцен-ранний-средний миоцен	плиоцен
Пограничная палеогеновая	середина олигоцена	середина олигоцена	поздний олигоцен-средний миоцен	поздний олигоцен-ранний-средний миоцен	середина миоцена
Малые ГАУС Сахалина	середина миоцена	середина миоцена	поздний миоцен-настоящее время	поздний миоцен	современный этап

Таблица 6.2. Основные этапы эволюции (график/последовательность геологических событий) ГАУС верхнего структурного этажа

Название ГАУС	Начало генерации	Начало эмиграции	Период интенсивной генерации, миграции	Период интенсивной аккумуляции	Критический момент
1	2	3	4	5	6
Центрально-Пограничная неогеновая	средний - поздний миоцен	средний - поздний миоцен	средний-поздний миоцен	поздний миоцен	современный этап
Западно-Пограничная неогеновая	поздний олигоцен	поздний олигоцен	средний-поздний миоцен	плиоцен-квартер	конец миоцена
Южная неогеновая ГАУС Северо-Сахалинского прогиба	средний - поздний миоцен	средний - поздний миоцен	плиоцен	плиоцен-квартер	современный этап
Южно-Дерюгинская неогеновая	средний - поздний миоцен	средний - поздний миоцен	плиоцен	плиоцен-квартер	современный этап
Центральная неогеновая ГАУС Северо-Сахалинского бассейна	средний - поздний миоцен	средний - поздний миоцен	плиоцен	плиоцен-квартер	современный этап
Северная неогеновая ГАУС Северо-Сахалинского бассейна	средний - поздний миоцен	средний - поздний миоцен	плиоцен	плиоцен-квартер	современный этап
Центрально-Дерюгинская неогеновая	средний - поздний миоцен	средний - поздний миоцен	поздний миоцен-плиоцен	плиоцен-квартер	современный этап
Северо-западно-Пограничная Неогеновая	средний - поздний миоцен	средний - поздний миоцен	плиоцен	плиоцен-квартер	современный этап

Таблица 6.3 Запасы месторождений ЛУ «Сахалин-1»

Месторождение	Тип УВ	Запасы (SEC)	Глубина моря
Чайво	Нефть+газ	307 млн т нефти, 485 млрд м ³ газа	15–30 м
Одопту-море	Нефть	160 млн т	20–50 м
Аркутун-Даги	Нефть	100 млн т	35 м

Таблица 6.4 Запасы месторождений ЛУ «Сахалин-4»

Месторождение	Тип УВ	Запасы	Добыча (2023)
Пильтун-Астохское	Нефть	650 млн барр	4.5 млн т/год
Лунское	Газ	500 млрд м ³	10 млрд м ³ /год

Запасы месторождений проекта «Сахалин-3»

- Киринское месторождение – введено в 2013 (запасы 162 млрд м³).
- Южно-Киринское – запасы 250 млрд м³, планируется к разработке после 2025.
- Мынгинское – перспективный участок (предполагаемые 80 млрд м³).

Таблица 6.5 Перспективные нераспределенные участки

Участок	Оператор	Потенциал	Статус
Восточно-Шмидтовский	Газпром	200+ млрд м ³ газа	Разведка до 2027
Северо-Венинский	ЛУКОЙЛ	50 млн т нефти	Бурение скважин
Астрахановский	Роснефть	Неизучен	Аукцион в 2025

Оценка ресурсной базы

- Разведанные запасы (A+B+C1): Нефть – 1.8 млрд т, Газ – 1.2 трлн м³
- Прогнозные ресурсы (C2+D): Нефть – 3.5 млрд т, Газ – 2.5 трлн м³

6.2 Особенности геологоразведочных работ и освоения месторождений углеводородов

Освоение шельфа сопряжено с рядом геологических, технических и экологических сложностей, связанных 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 (применения 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). В связи с вышеизложенным на месторождениях Присахалинского шельфа используются современные инновационные методы и технологии. Так на месторождении Чайво применялись кустовые площадки и добыча с помощью гравитационного основания (платформа «Орлан»), на Аркутун-Даги использовалась платформа «Беркут» – одна из самых тяжелых в мире, и платформа «Моликпак» проектирование которых велось с учетом ледовых нагрузок и сейсмичности.

Буровая платформа «Орлан» (Проект «Сахалин-1») (Рисунок 6.1). Буровая платформа с которой была пробурена рекордная скважина, имеет богатую историю. Она была построена в Японии в 1983-1984 годах и изначально называлась «Glomar Beaufort Sea I». Первоначально платформа использовалась для разведочного бурения, и в процессе этой эксплуатации была практически доказана надежность ее конструкции для круглогодичной работы в суровых арктических условиях. Перед началом работ на сахалинском шельфе платформа прошла масштабную модернизацию, в ходе которой на нее установили новейшее буровое оборудование — фактически от исходной конструкции сохранилось только основание. После модернизации платформа «Орлан» была отбуксирована к месту постоянной дислокации в Охотском море. Ее понтоны были заполнены балластом, и она была навсегда установлена на подготовленное дно. Именно с этой платформы на месторождении «Чайво» была пробурена самая протяженная скважина в мире — эксплуатационная скважина О-14. Она была пробурена в направлении крайней юго-восточной оконечности месторождения. Данная скважина установила мировой рекорд, имея глубину по стволу 13 500 метров и длину горизонтального участка 12 033 метра. Рекордная скважина была выполнена по технологии одного устья, подразумевающей бурение нескольких стволов из одной стартовой точки (Рисунок 6.2). Следует отметить, что на платформе «Орлан» к тому моменту уже был успешный опыт строительства подобных многостволовых скважин.

Платформа «Беркут» на месторождении Аркутун-Даги («Сахалин-1») (Рисунок 6.3) Длина платформы - 105 метров, ширина - 60 метров, высота с основанием - 144 метра. Практически равна 50-этажному зданию. Самая мощная из существующих в мире буровых

установок позволяет обеспечить, согласно модели разработки, бурение скважин с отходом от вертикали не менее 7 километров.



Рисунок 6.1 – Буровая платформа «Орлан» (Проект «Сахалин-1»)

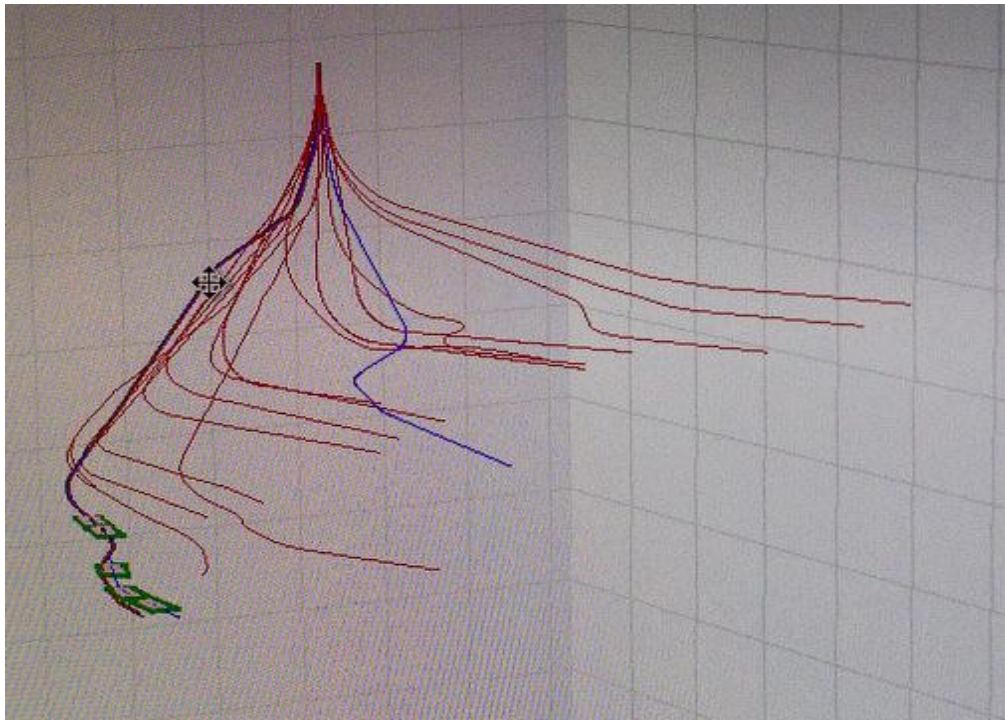


Рисунок 6.2 – Схема пробуренных скважин с платформы «Орлан»



Рисунок 6.3 – Платформа «Беркут» на месторождении Аркутун-Даги («Сахалин-1»)

Таким образом, платформа, по сути, представляет собой гигантскую кустовую площадку, что позволяет максимально эффективно разрабатывать морские месторождения. С данной платформы планируется пробурить 45 скважин, которые обеспечат пиковую суточную добычу в 12 тысяч тонн и годовую добычу на уровне 4,5 млн тонн нефти. В проект заложено бурение 28 нефтедобывающих, 16 водонагнетательных скважин и одной скважины для закачки шлама. Платформа «Беркут» установлена в 25 км от берега на участке с глубиной моря 35 метров. Её ключевыми конструктивными особенностями являются:

1) Уникальная сейсмозащита: впервые в мире применена система, позволяющая выдержать землетрясение силой 9 баллов без потери работоспособности.

2) Устойчивость к экстремальным условиям: Конструкция рассчитана на работу при температуре до -44°C , способна выдержать волны высотой более 18 метров (фактически цунами) и давление льда толщиной до двух метров.

Нефтегазодобывающая платформа «Моликпак» (проект «Сахалин-2» (Рисунок 6.4) Платформа «Моликпак», представляющая собой переоборудованную буровую установку, ранее использовавшуюся в арктических водах у побережья Канады, расположена в 16 км от северо-восточного побережья острова Сахалин. Ширина платформы составляет 120 метров, а её вес превышает 37 500 тонн. Производственная мощность «Моликпак» позволяет добывать 90 тысяч баррелей нефти в сутки (11 538 тонн) и 1,7 миллиона кубометров попутного газа в сутки. Промышленная добыча шельфовой нефти на данной платформе была начата в 1999 году на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения. Важным этапом в её истории стал 2008 год, когда после перехода на круглогодичную отгрузку нефти платформа стала неотъемлемой частью общей производственной цепочки проекта «Сахалин-2».



Рисунок 6.4 – Нефтегазодобывающая платформа «Моликпак» (проект «Сахалин-2»)



Рисунок 6.5 – Платформа «Пильтун-Астохская-Б»

Платформа «Пильтун-Астохская-Б» (Рисунок 6.5) Крупнейшая платформа проекта «Сахалин-2», введенная в эксплуатацию в конце 2008 года, осуществляет добычу нефти и попутного газа на Пильтунской площади Пильтун-Астохского месторождения. Добываемые углеводороды транспортируются по транссахалинской трубопроводной системе на завод по производству СПГ и нефтетерминал комплекса «Пригородное». Конструкция платформы специально разработана для круглогодичной работы в экстремальных условиях, включая суровый климат, ледовые нагрузки, штормовые волны и сейсмическую активность.

Платформа «Лунская-А» (ЛУН-А) (Рисунок 6.6) является первой в России морской газодобывающей платформой, обеспечивающей основные объемы добычи газа в рамках проекта. Добываемые углеводороды поступают на объединенный береговой технологический комплекс, где производится разделение нефти и газового конденсата, а также подготовка газа для дальнейшей транспортировки на завод по производству СПГ. Конструкция платформы рассчитана на круглогодичную эксплуатацию в условиях экстремальных климатических воздействий, включая ледовые нагрузки, штормовые волны и сейсмическую активность.



Рисунок 6.6 – Платформа «Лунская-А» (ЛУН-А)

В настоящее время мировой уровень подводных технологий достиг такого уровня развития, который позволяет удовлетворить большинство технических требований для освоения морских месторождений. В этой связи на Киринском месторождении впервые в российской практике будет реализована уникальная схема добычи - создание подводного газового промысла. Данное технологическое решение представляет собой значительный шаг в развитии отечественной нефтегазовой отрасли и соответствует передовым мировым практикам освоения шельфовых месторождений. (Рисунок 6.7).

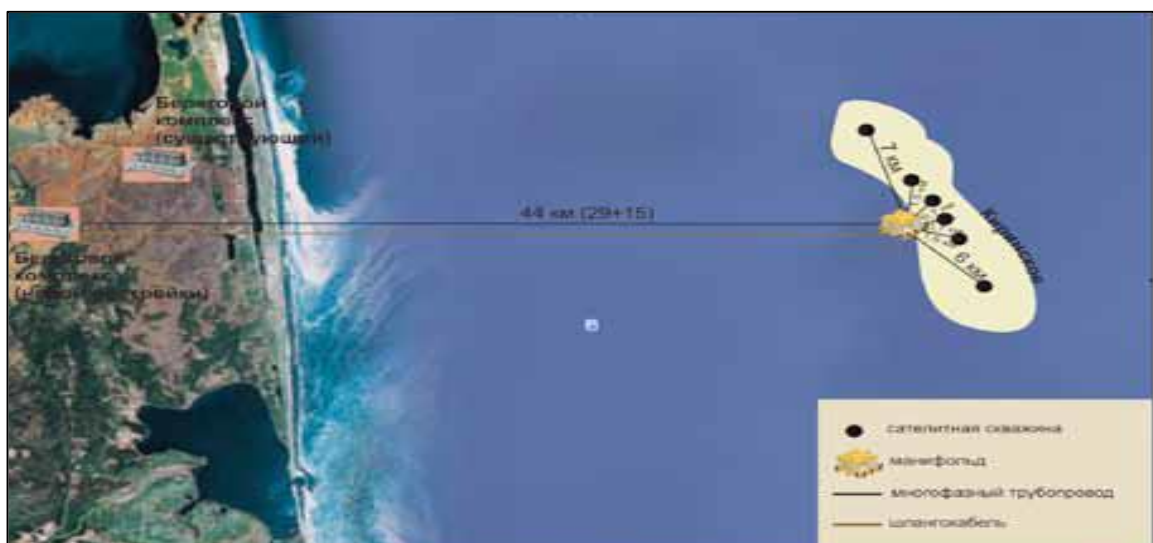


Рисунок 6.7 – Схема обустройства Киринского ГКМ



Рисунок 6.8 – Схема обустройства Киринского блока по варианту 1

В ходе развития подводных технологий было апробировано множество технических решений. В результате разработчики подводных добычных комплексов (ПДК) пришли к нескольким принципиальным техническим и схемным решениям, каждое из которых обладает определенными преимуществами и недостатками. Поэтому выбор оптимального варианта всегда зависит от конкретных условий месторождения. Современные ПДК включают полный комплект оборудования, необходимого для организации добычи. Благодаря компактности и модульному принципу построения оборудование можно достаточно быстро транспортировать на месторождение, установить и соединить его элементы. Все эти операции выполняются в сжатые сроки, хотя их продолжительность может ограничиваться неблагоприятными погодными условиями или сложной ледовой обстановкой.

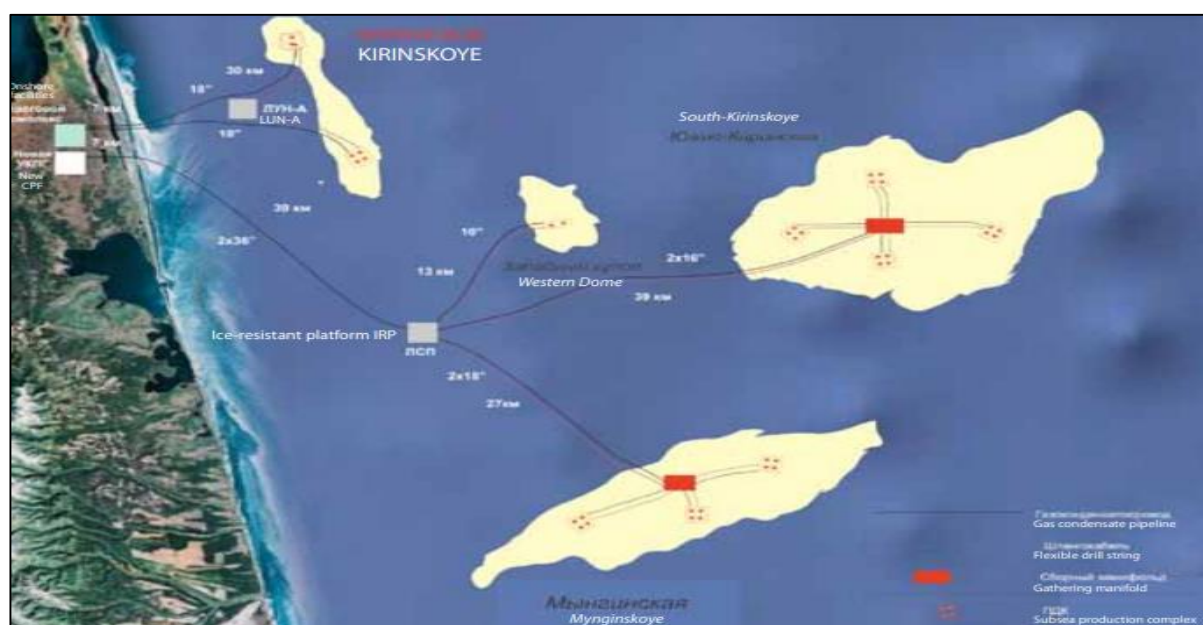


Рисунок 6.9 – Схема обустройства Киринского блока по варианту 2

Для всех производимых конфигураций подводных добычных комплексов (ПДК) разработана полная линейка технических средств и специализированного инструмента, позволяющая выполнять монтаж, демонтаж и обслуживание подводного оборудования как силами водолазов, так и с помощью дистанционно управляемых подводных аппаратов. Для комплексной разработки других месторождений Киринского блока рассматриваются два принципиально возможных варианта:

1. Транспорт продукции на берег: Использование ПДК и природной энергии пласта для доставки многофазного потока флюидов непосредственно на береговые технологические сооружения (Рисунок 6.8).

2. Транспорт продукции на морскую платформу: Использование ПДК и энергии пласта для подачи многофазной продукции на стационарную гравитационную платформу, установленную на участке с относительно малой глубиной (Рисунок 6.9).

Технологическая схема разработки предполагает применение ПДК, размещенных на донных плитах. В их состав войдут кусты скважин, манифольды и энергоблоки, соединенные системой внутрипромысловых трубопроводов и шлангокабелей. Добываемая продукция будет собираться на манифольде и далее, за счет пластового давления, транспортироваться по трубопроводу на береговой УКПГ, построенный специально для нужд Киринского блока в рамках проекта «Сахалин-3». Кроме того, для месторождений этого блока потенциально возможно применение подводных компрессоров. Технология подводного компримирования газа особенно актуальна для поддержания добычи на поздних стадиях разработки, характеризующихся падением пластового давления и активным обводнением. Ее использование позволит увеличить коэффициент извлечения углеводородов и продлить эксплуатационную жизнь месторождений, что имеет ключевое значение для удаленных от берега активов, обустроенных по подводной схеме.

Для повышения эффективности освоения и разработки месторождений Присахалинского шельфа необходимо учет горно-геологических и нефтегазопромысловых особенностей (см. главу 4). Геология Присахалинского шельфа требует применения высокотехнологичных решений, что делает освоение дорогим, но перспективным. Успешная разработка возможна только при комплексном учете тектонических, гидрологических и экологических факторов.

Основные горно-геологические особенности геологии: сложное тектоническое строение, глубоководные условия (до 1,5 км) и сложные ледовые условия зимой, неоднородность коллекторов — залежи связаны с кайнозойскими отложениями (миоцен-плиоцен), представленными песчаниками с изменчивой пористостью и проницаемостью, наличие газовых шапок и сложных УВ систем — многие месторождения имеют нефтегазовые залежи с высоким содержанием сероводорода и CO₂. Проектные решения по освоению и обустройству

месторождений определяются тремя ключевыми факторами: сезонным ледовым режимом, глубиной моря и удаленностью от береговой инфраструктуры. Учитывая ограниченное количество скважин и близкое расположение к береговым объектам, разработка месторождений предусматривает применение подводных добычных технологий. Такой подход позволяет сократить сроки ввода месторождения в эксплуатацию и организовать транспортировку углеводородов до береговых сооружений в многофазном состоянии. Технологическая схема промысла включает скважины с подводным заканчиванием, которые соединяются промысловыми трубопроводами с сборным манифольдом. От манифольда продукция скважин транспортируется по подводному сборному трубопроводу на береговой УКПГ. Перечисленные особенности оказывают существенное влияние на процессы освоения и разработки углеводородных месторождений, определяя выбор технологических решений и общую концепцию их освоения.

На освоение:

- Высокие затраты на разведку из-за глубоководья и сложных климатических условий.
- Необходимость 3D-сеймики и сложного моделирования для учета разломов, и неоднородности пластов.
- Риски при бурении (выбросы, поглощение бурового раствора из-за трещиноватости).

На разработку:

- Применение морских платформ (например, "Моликпак", "Беркут") с учетом ледовых нагрузок и сеймики.
- Гидроразрыв пласта (ГРП) и горизонтальное бурение для увеличения продуктивности неоднородных коллекторов.
- Системы поддержания пластового давления (ППД) из-за быстрого падения давления в низкопроницаемых пластах.
- Обработка сероводорода и утилизация CO₂ для соответствия экологическим стандартам.

Основные вызовами являются обводнение (активное подошвенная вода в турогеновой свите), снижение пластового давления (особенно на Пильтун-Астохском), низкая проницаемость глубоких горизонтов. Экономическими и экологическими вызовами являются:

- Высокая себестоимость добычи (требуются передовые технологии).
- Экологические риски (разливы нефти в ледовых условиях сложно ликвидировать).
- Зависимость от международных партнеров (проекты "Сахалин-1,2" изначально разрабатывались с Exxon, Shell).

Влияние анализа и типизации горно-геологических условий на эффективность освоения

1. Оптимизация проектных решений:

- Выбор типа морской платформы (стационарная, плавучая, подводная добыча) зависит от глубины и ледовых условий.
- Системы разработки (естественный режим, ППД, газовые методы) подбираются на основе анализа коллекторов и флюидов.

2. Снижение геологических рисков:

- Прогноз зон аномальных давлений и разломов уменьшает аварийность при бурении.
- Моделирование неоднородности пластов повышает КИН (коэффициент извлечения нефти).

3. Экономическая эффективность:

- Снижение затрат за счет выбора оптимальных технологий (например, мультilaterальное бурение вместо вертикального).
- Сокращение сроков разведки и ввода в эксплуатацию благодаря типовым решениям для схожих месторождений.

4. Экологическая безопасность:

- Учет ледовых условий предотвращает аварии (например, усиление платформ "Беркут" для работы в Арктике).
- Анализ распространения возможных разливов помогает в планировании аварийных мер.

Глубокий анализ горно-геологических условий на Присахалинском шельфе трансформируется в конкретные инженерные решения, обеспечивая: повышение извлекаемости на 15-20%; снижение аварийности при бурении в 2-3 раза; оптимизацию капитальных затрат до 25%.

Для развития ГРП и освоения месторождений УВ рекомендованы следующие решения:

Технологические решения-Развитие подводной добычи: Внедрение подводных добычных комплексов (как на проекте «Сахалин-3») и использование роботизированных систем для ремонта скважин. Применяемые технологии горизонтального бурение (Чайво, Одопту). Морской ГРП (для низкопроницаемых зон), поддержание пластового давления. Применение цифровых технологий: 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 ПНГ (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.

6.3 Рекомендации по бурению скважин на лицензионных участках присахалинского шельфа

Как следует из анализа результатов ГРП и выполненных исследований в акватории Присахалинского шельфа, достигнутая здесь геолого-геофизическая изученность позволяет утверждать о необходимости проведения различных этапов и стадий ГРП на различных ЛУ, а также на различных структурах даже внутри одного ЛУ. Для Киринского и Аяшского, Восточно-Одопинского ЛУ 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. Рекомендованы бурение поисково-оценочных и разведочных скважин.

Киринский ЛУ

Для Киринского ЛУ (для всех его объектов) требуется проведение стадии поисков и оценки месторождения (залежей нефти и газа) поисково-оценочного этапа ГРП на выявленных структурах и завершение на уже открытых месторождениях стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации разведочно-эксплуатационного этапа ГРП [33].

Поисково-оценочное бурение рекомендуется на Южно-Лунской структуре. Основной особенностью условий накопления УВ здесь является наличие мощного малопроницаемого окобыкайского флюидоупора, перекрывающего дагинско-уйнинскую глинисто-песчаную толщу, образующих массивно-пластовый резервуар с высоким аккумуляционным потенциалом.

На открытых месторождениях Киринского ЛУ продуктивные объекты выявлены в разрезе нижне-среднедагинских и верхнедагинских отложений. Преобладающие типы залежей на месторождениях – сводовый, массивно-пластовый, тектонически экранированный, литологический и их сочетания.

Разведочное бурение рекомендуется на Восточной структуре Киринского ЛУ цель которой выявление залежей конденсатного газа в дагинских терригенных отложениях. Проектная глубина разведочной скважин 1 (Рисунок 6.10) на миоцен-плиоцен составляет 2800-3300 м, глубокой скважины 2 (Рисунок 6.11) на фундамент – 4200 м [41].

Скважина 2 на восточном куполе поднятия – зависимая от результатов бурения скважины 1 (при подтверждении газоносности).

Даехурийский горизонт сложен силицевыми коллекторами, приобретшими коллекторские свойства за счет трещиноватости и вторичной пористости. Породы характеризуются сравнительно высоким содержанием Сорг и, по нашим представлениям, являются НГМТ. В этой связи горизонт рекомендуется к тщательному изучению.

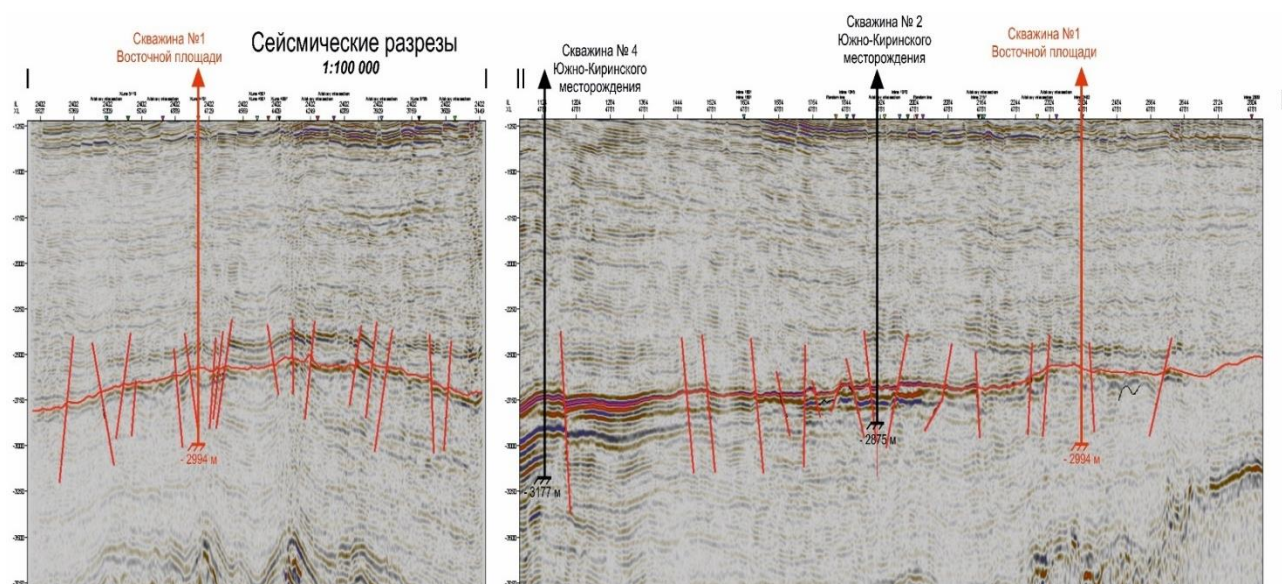


Рисунок 6.10 – Глубинные сейсмогеологические разрезы через проектную скважину 1 Восточной площади

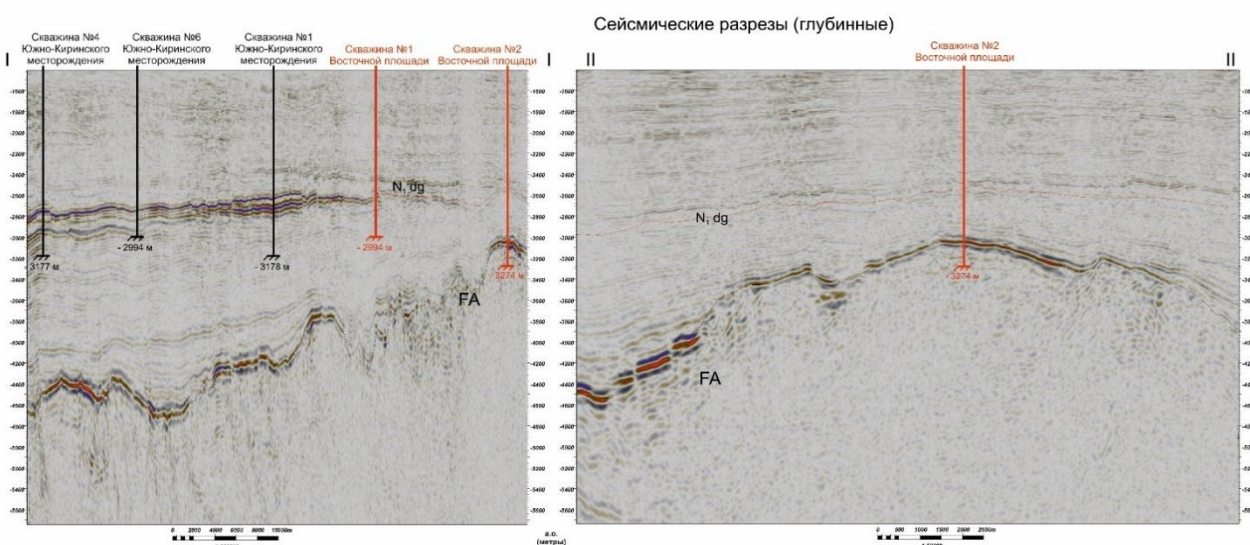


Рисунок 6.11 – Глубинные сейсмогеологические разрезы через проектную скважину Восточной площади

Скважину 2 на фундамент рекомендуется на восточной вершине восточного купола Южно-Кириного до вскрытия пород фундамента, которые в верхней части могут содержать залежи УВ. Фундамент сложен метаморфическими и магматическими породами, по

существующим представлениям обладает удовлетворительными коллекторскими свойствами за счет трещиноватости.

Соответствующий объем разведочных (доразведочных) работ предполагается провести и на Мынгинском месторождении.

Аяшский ЛУ

Для Аяшского ЛУ, как и для Киринского ЛУ требуется проведение:

стадии поисков и оценки месторождения (залежей нефти и газа) поисково-оценочного этапа ГРП на выявленных структурах;

стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации разведочного этапа ГРП [33]. Для завершения на уже открытых месторождениях Аяшского ЛУ.

Поисково-оценочное бурение Аяшской скважины Основная Аяшская залежь – приурочена к своду и восточному крылу Аяшской приподнятой зоны (юго-восточная часть Дагинской мегаантиклинали) и контролируется с севера, запада и юга литологическим экраном [75]. Восточная часть залежи контролируется структурным планом.

Помимо основной прогнозируемой залежи на южной периклинали Аяшской структуры выявлены два перспективных объекта комбинированного типа Аяшская-ЮЗ- залежь ограничена с севера разрывным нарушением, с востока – литологическим экраном, и Аяшская-ЮВ- залежь также ограничена с севера разрывом, а с запада – литологическим экраном.

Несмотря на положительные признаки нефтегазоносности Аяшской структуры по данным сейсморазведки, до сих пор не получено подтверждение продуктивности изучаемого разреза по данным испытания (Рисунок 6.12 и 6.13).

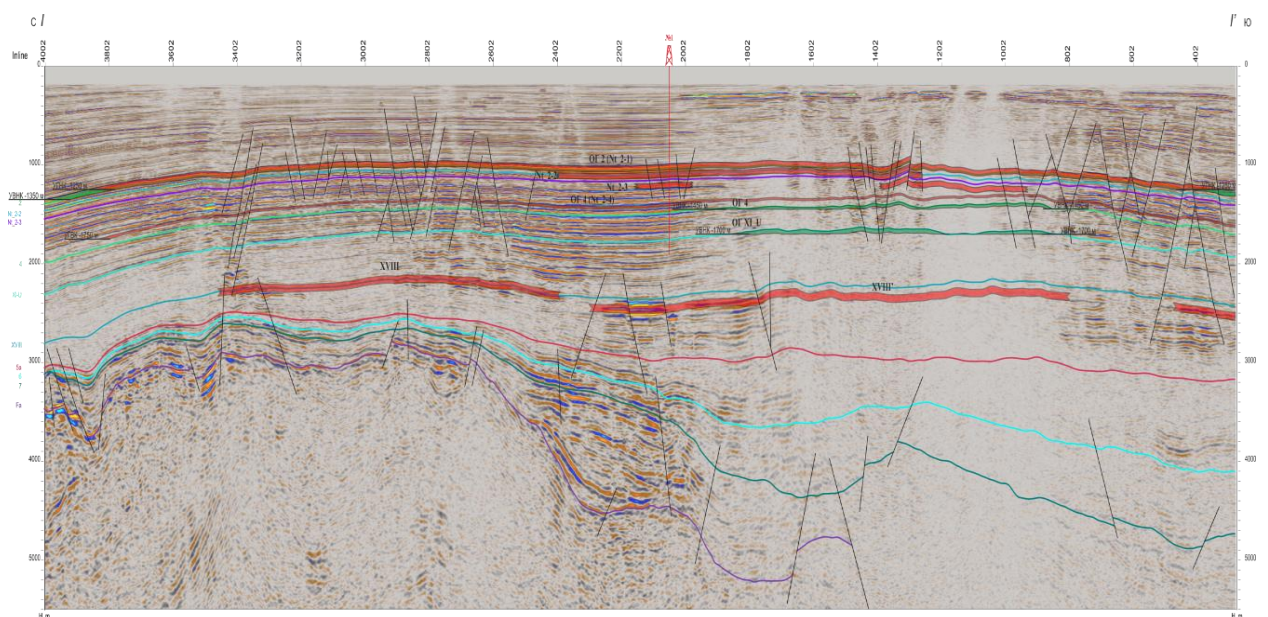


Рисунок 6.12 – Глубинный сейсмогеологический разрез в направлении север—юг через проектную скважину 1 Аяшской площади

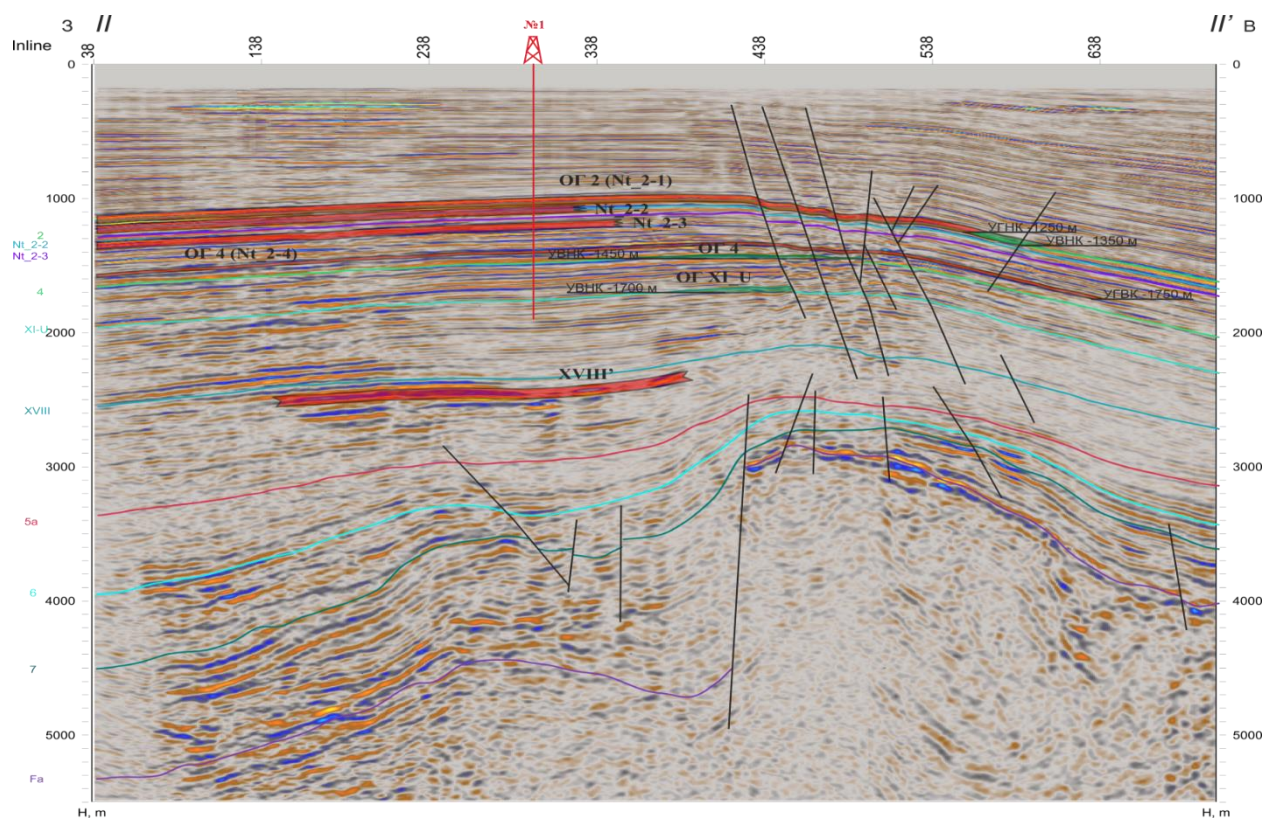


Рисунок 6.13 – Глубинный сейсмогеологический разрез в направлении запад—восток через проектную скважину 1 Аяшской площади [33]

В связи с этим, по нашему мнению, для выбора оптимального заложения разведочной скважины на Аяшской структуре необходима переинтерпретация как данных сейсморазведки, так и данных ГИС, для усиления сеймостратиграфических результатов и литофациальной интерпретации имеющихся здесь геолого-геофизических материалов.

Баутинская скважина. Баутинская структура представляет собой субмеридиональную антиклинальную складку, оконтуренную базисной изогипсой -2700 м. Ее размеры 18.8*3.2 км, площадь 51.71 км², амплитуда в юго-западном критическом погружении 213 м. УВ потенциал здесь также приурочен к литологически ограниченной газовой залежи, которая занимает обширную площадь и включает в себя южную часть Баутинской антиклинали. Такой прогноз выполнен на основании изучения сейсмического волнового поля, где этот объект представляет собой аномалию типа «газовая залежь» в интервале Nt_2-2 ±10мс. Площадь предполагаемой газовой залежи 163 км², размеры – 25.5*8.9 км. Перепад абсолютных отметок в пределах прогнозируемой ловушки составляет -2000-1500 м (Рисунок 6.14).

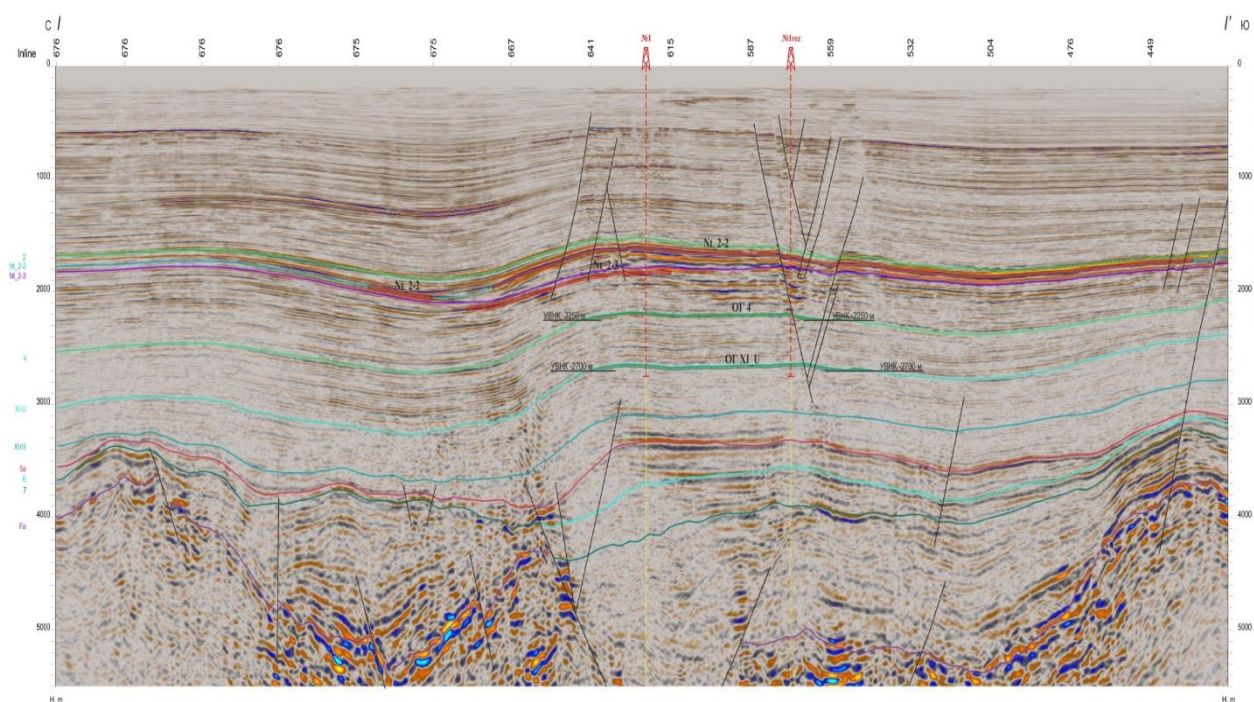


Рисунок 6.14 – Глубинный сейсмогеологический разрез в направлении север—юг через скважину 1 Баутинской площади

Разведочное бурение

На Аяшском ЛУ, по всей вероятности, необходимо будет бурение разведочных скважин с целью осуществления *стадии эксплуатационной разведки разведочного этапа ГРП, по результатам проведения поисково-оценочного бурения.*

Восточно-Одоптинский ЛУ

Для Восточно-Одоптинского ЛУ требуется проведение:

стадии поисков и оценки месторождений (залежей нефти и газа) поисково-оценочного этапа ГРП на выявленных структурах [33].

стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации и стадии эксплуатационной разведки разведочного этапа ГРП и завершение на уже открытых месторождениях этого блока [33].

Поисково-оценочное бурение Восточно-Одоптинской скважины В современном структурном плане Восточно-Одоптинской структуре по поверхности фундамента отвечает серия приподнятых блоков фундамента, осложненных разрывными нарушениями. Эти выступы можно условно оконтурить изогипсой -1800 м. Размеры условно оконтуренной приподнятой зоны в пределах площади работ 26.2*7.6 км, площадь 138.5 км², условная высота складки 805 м. В интервале ОГ Fa+-10ms выявлена AVO аномалия типа «газовая залежь» в районе западного крыла Восточно-Одоптинской приподнятой зоны и приуроченная к ловушке структурно-тектонического типа.

Купола Восточно-Одоптинской структуры формируют самостоятельные ловушки. Восточно-Одоптинский купол оконтурен замкнутой изогипсой -400 м. Размеры поднятия

19.7*3.8 км, площадь 71.84 км², амплитуда 162 м. Безымянный купол не локализован. По условной изогипсе -400 м, его размеры 4.5*3.2 км, площадь 11.96 км², высота 94 м (Рисунок 6.15).

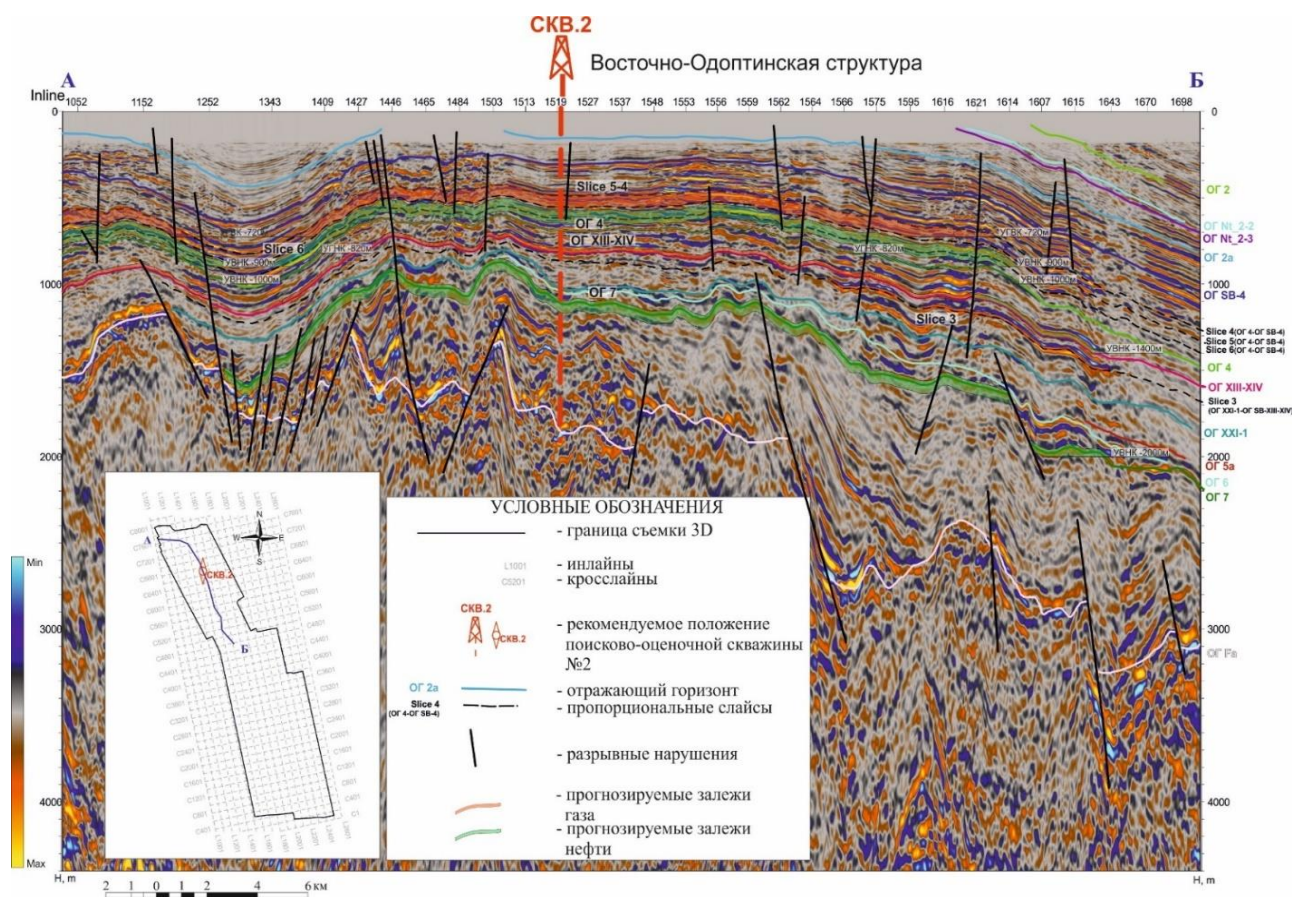


Рисунок 6.15 – Глубинный сейсмогеологический разрез в направлении север—юг через проектную скважину 2 Восточно-одоптинской структуры

Лозинская скважина рекомендуется к бурению на Лозинской структуре которая расположена на шельфе РФ в 23 км от оси Восточно-Одоптинской антиклинальной зоны Северо-Сахалинского кайнозойского прогиба [41]. В современном структурном плане Лозинской структуре по поверхности фундамента отвечает вытянутый в субмеридиональном направлении выступ, разбитый разрывными нарушениями на два блока. Лозинская приподнятая зона оконтуривается замкнутой изогипсой -3200 м, ее размеры 13.4*5.7 км, площадь 50.5 км², высота в северном критическом погружении 585 м. Залежь Лозинская – западный блок предположительно газонасыщенная, приуроченная к ловушке тектонического типа. Наиболее глубокая точка в пределах тектонической залежи -4763 м, площадь – 30.66 км². По поверхности верхненутовского горизонта Лозинская структура оконтуривается изогипсой -600 м, размеры поднятия 13,9 x 4,9 км, площадь – 54,94 км², амплитуда в северном критическом погружении – 275 м. По динамическим атрибутам в интервале ОГ 2 -40+55ms зафиксирована интенсивная аномалия, которая может быть интерпретирована как газонасыщенная литологическая залежь (Рисунок 6.16) [83].

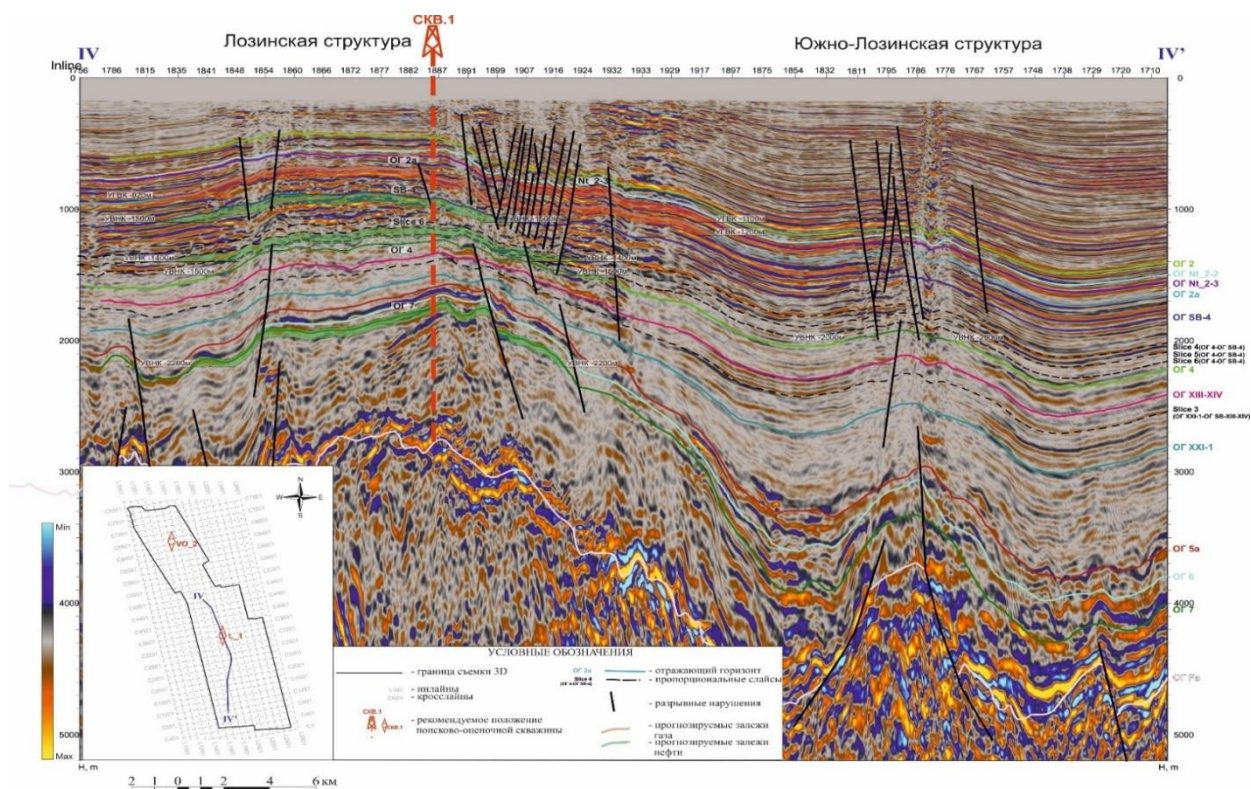


Рисунок 6.16 – Глубинный сейсмогеологический разрез в направлении север—юг через проектную скважину 1 Лозинской структуры

Разведочное бурение на Пильтун-Астохском месторождении (Рисунок 6.17)

Пильтун-Астохское НГКМ открыто в 1986 г. Оно расположено на расстоянии 15-20 км от берега на глубине моря 27-35м [28, 3]. Изучение геолого-геофизической информации по Астохскому участку Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения показало, что, на наш взгляд, недостаточно корректно определена фациальная природа песчаников пласта XX1, в результате чего осталась неясна природа так называемого канала (суперфации) в верхней части продуктивного разреза. Предварительный анализ каротажных кривых показывает, однако, что мы имеем здесь песчаники вдольбереговых баров, которые характеризуются соответствующей геологической неоднородностью. Требуется провести более детальный фациальный анализ продуктивных отложений по комплексу геолого-геофизических данных и согласовать литолого-фациальную модель с моделями пористости, проницаемости и насыщенности, а также учесть полученные данные в фильтрационной модели.

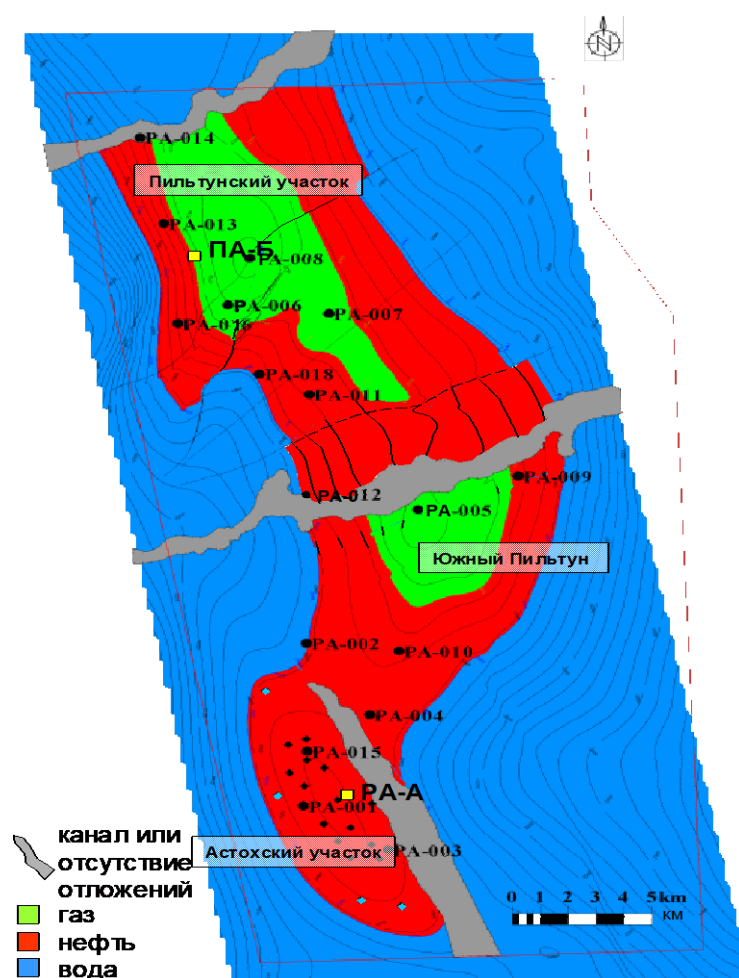


Рисунок 6.17 – Залежи нефти и газа XXI пласта Пильтун-Астохского месторождения.
Структурная карта по кровле XXI_с пласта

6.4 Рекомендации по применению методик и методических приемов на лицензионных участках Присахалинского шельфа

Результаты применения методики полнообъемной сейсмической интерпретации-SVISION для поисков стратиграфических залежей УВ [83].

В рамках поиска надежного и быстрого подхода, обеспечивающего поиск и изучение стратиграфических ловушек, была протестирована новая методика полнообъемной сейсмической интерпретации SVision разработанная ООО «АСАП Сервис».

В разделе рассматриваются результаты применения SVision для поиска перспективных объектов стратиграфического типа в осадочном чехле Северо-Сахалинского шельфа.

На Кайганско-Васюканском южном блоке проекта «Сахалин-5» в Охотском море. глубина воды в пределах исследуемой территории, расположенной на западном склоне Дерюгинской котловины, достигает 140 м (Рисунок 6.18) [41].



Рисунок 6.18 – Обзорная карта изучаемой территории

Осадочный чехол представлен кайнозойскими морскими терригенными отложениями, залегающими на меловом основании (Рисунок 6.19). Четыре разведочные скважины (Удачная, Пела-Лейч, Южно-Васюканская и Савицкая) вскрыли плиоцен-четвертичный разрез осадочного чехла в пределах изучаемой площади.

Довольно простая архитектура осадочного бассейна, небольшие углы падения слоев, в сочетании с наличием активной углеводородной системы создают благоприятные условия для развития стратиграфических ловушек.

Исходная геологическая информация для проведенных исследований включала около 2000 кв. км сейсморазведки 3D, а также данные 4-х скважин и все технические и геологические отчеты по изучаемой территории, полученные с разрешения Российского государственного геологического фонда.

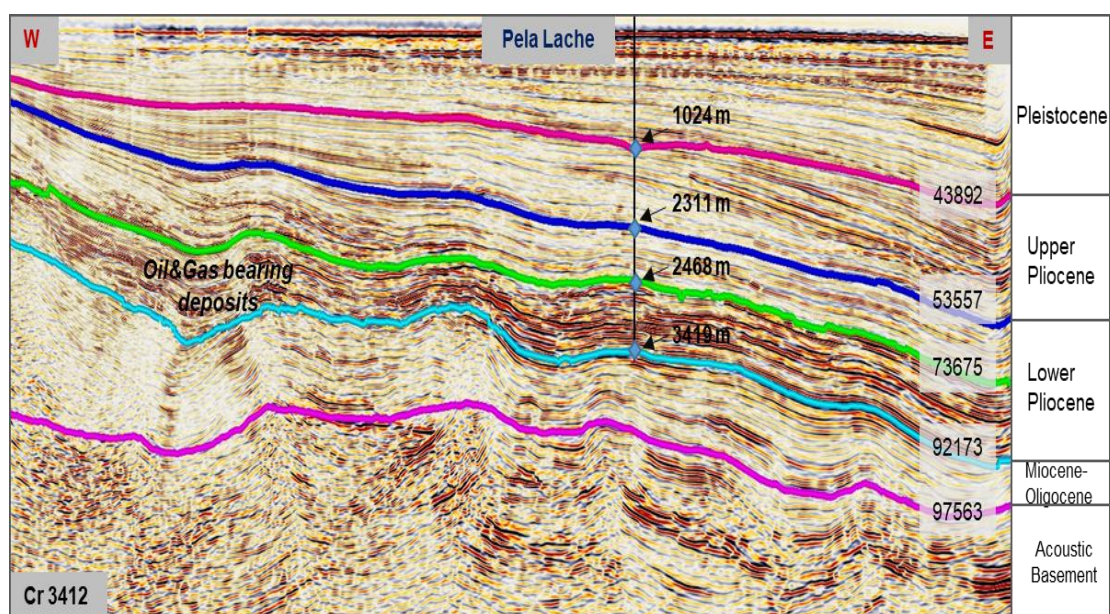


Рисунок 6.19 – Упрощенное геологическое строение осадочного чехла

Отражает моноклиальное, с погружением в восточном направлении, полого-наклонное залегание плиоцен-плейстоценовых осадков и складчатость в подстилающих миоцен-олигоценых отложениях. Глубина залегания нефтегазоносных отложений нижнего плиоцена в пределах изучаемой площади варьирует от 2000 до 3500 м. Цифровая индикация горизонтов соответствует их относительному стратиграфическому возрасту в полнообъемной сейсмогеологической модели.

Реконструкция формирования осадочного чехла и анализ палеогеографических обстановок выполнялись с использованием анимированных моделей SVision.

Модели SVision обычно включают 100-200 изоповерхностей Стратиграфического Куба, совпадающих с наиболее распространенными по площади сейсмическими рефлекторами, которые выбираются на основе графика выдержанности. Из этих поверхностей формируются две анимированные модели в изохронах и амплитудах (которые снимаются из сейсмического куба вдоль каждой поверхности). Модель в изохронах позволяет проследить изменения палеогеоморфологии осадочного бассейна (проградацию, аградацию и др.). Модель в амплитудах - изменение палеофациальных обстановок.

Анимированные модели, подготовленные в виде файлов с расширением .gif, не требуют специального программного обеспечения для визуализации и работы с ними. На получение стратиграфического куба и построение моделей SVision уходит не более 1-2 дней, а их анализ занимает всего несколько минут.

Подготовленные в рамках настоящего исследования анимированные модели SVision охватывают участок осадочного чехла от верхнего миоцена до плиоцена. Они отражают последовательное смещение осадочных трендов в пределах изучаемой территории от дистальных морских глубоководных условий к проксимальным, мелководным. С начала плейстоцена шельфовые обстановки распространяются на всей изучаемой территории.

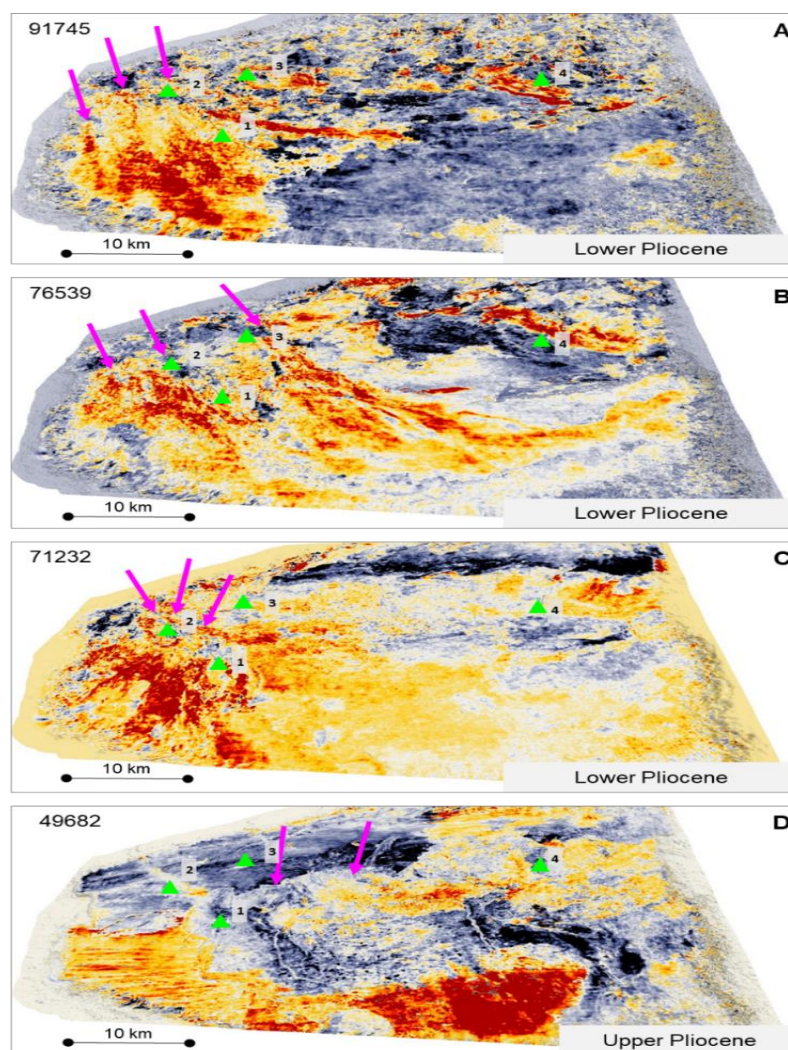


Рисунок 6.20 – Снимки SVision (относительный стратиграфический возраст вверху слева), показывающие несколько разновозрастных конусов выноса с различной морфологией. Стрелки указывают на изменение направления транспортировки материала. Скважины: 1 – Пела Лейч, 2 – Южно-Васюканская, 3 – Удачная, 4 – Савицкая

Тонкозернистые терригенные отложения, изученные в образцах керна скважины, Савицкая, преобладали в раннем плиоцене [40] на всей территории, за исключением периодически формирующихся в южной части участка грубозернистых отложений дебритов. Три разновозрастные системы глубоководных конусов выноса, однозначно идентифицируются на кадрах модели SVision в амплитудах (Рисунок 6.20 А, В, С, D). Они, различаются морфологией, положением, а также направлением поступления осадочного материала. Около 100 м песков, содержащих 40% гравия, составляют разрез нижнего плиоцена скважины Пела Лейч, которая располагается в области суперпозиции (наложения) всех трех конусов выноса.

Скважины Удачная, Южно-Васюканская и Пела-Лейч, расположенные в пределах конусов выноса дали промышленные притоки нефти и газа из отложений нижнего плиоцена. При этом скважина Савицкая оказалась – сухая, что хорошо согласуется установленными особенностями обстановок осадконакопления по результатам анализа моделей SVision.

В позднем плиоцене осадконакопление происходило в различных условиях шельфа, склона и бассейновой равнины. Все палеогеографические домены, хорошо видны на кадрах моделей SVision (как в изохронах, так и в амплитудах), которые отражают несколько циклов проградации/аградации в северо-западном направлении. При этом отмеченные процессы не происходили одновременно вдоль линии шельфа (Рисунок 6.21). Обычно проградация сочетается с ретроградацией и эрозией на соседних участках шельфа.

Кроме раннеплиоценовых, анализ моделей SVision позволил выявить еще одну систему конусов выноса, сформированную в позднем плиоцене (Рисунок 6.20 С). Особенности их морфологии указывают на другой источник и, скорее всего, на другой литологический (возможно более тонкозернистый) состав по сравнению с более древними.

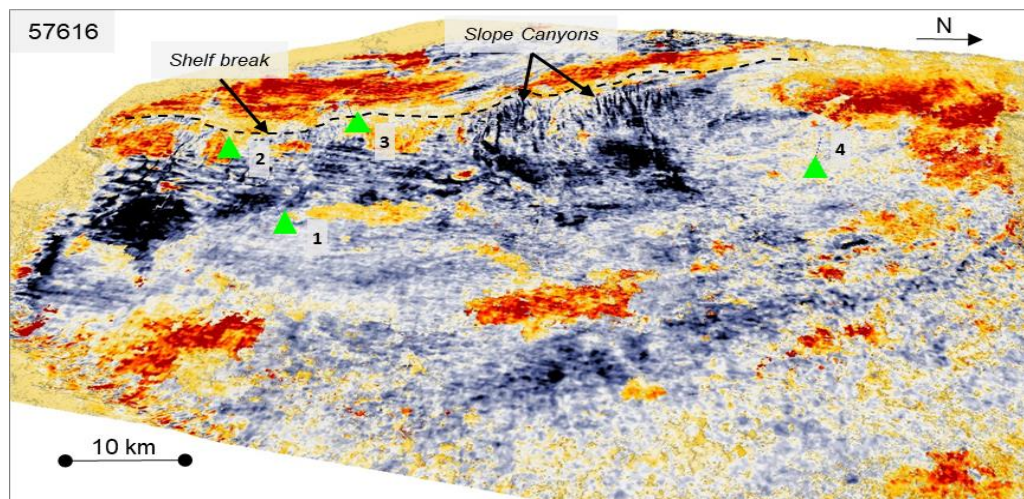


Рисунок 6.21 – Снимки SVision (относительный стратиграфический возраст сверху слева), отражающие положение палеогеографических доменов позднеплиоценового палеобассейна: шельф, склон, бассейновая равнина. Скважины: 1 – Пела Лейч-1, 2 – Южно-Васюканская, 3 – Удачная, 4 – Савицкая

В процессе проградации шельфа на фоне значительного объема осадочного материала, поставляемого в бассейн седиментации, неустойчивость склона вызывала многочисленные обрушения, приводящие формированию оползней, обвалов и др.

В ходе проведения исследований также было выявлено, что глубоководные конусы выноса развивались на протяжении всего плиоценового интервала без явной связи с локальными колебаниями уровня моря, как это принято считать в соответствии с концепцией сиквенсной стратиграфии.

Помимо палеогеографических условий, важным критерием для оконтуривания стратиграфических ловушек являются прямые индикаторы углеводородов (флюидные контакты), отчетливо визуализируемые на кадрах анимированных моделей в амплитудах. Впервые был обнаружен и подтвержден материалами ГИС и результатами испытаний в скважине

водонефтяной контакт в ловушке Пела Лейч (Кайганско-Васюканское газонефтяное месторождение) (Рисунок 6.22). Затем аналогичные плоские пятна, приуроченные к структурным и не структурным ловушкам, были выявлены также на других стратиграфических уровнях (Рисунки 6.23 и 6.24).

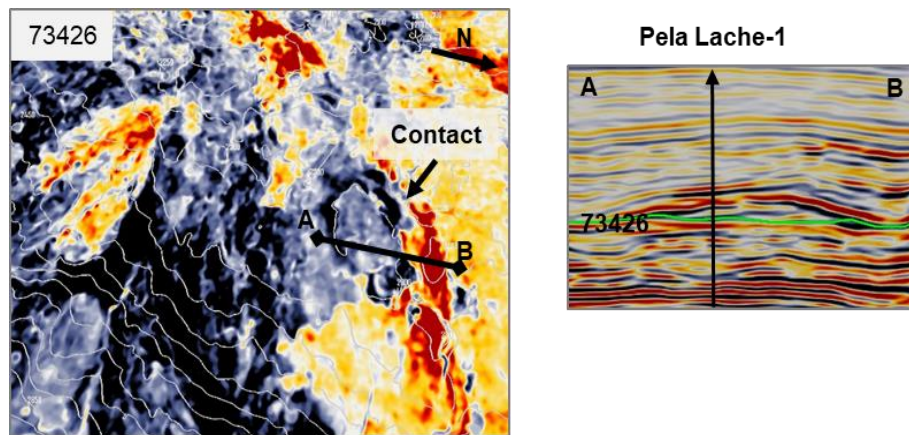


Рисунок 6.22 – Фрагмент кадра анимированной модели SVision и сейсмического разреза в месте расположения скважины Пела Лейч, демонстрирующий флюидный контакт стратиграфической ловушки Пела Лейч

В то же время некоторые стратиграфические ловушки таких признаков не обнаруживают. Таким примером является система крупных конусов выноса в нижнем плиоцене, расположенная к юго-востоку от ловушки, Пела-Лейч, Этот перспективный объект требует дальнейшего изучения, и оценки геологических рисков в части вероятности его заполнения углеводородами.

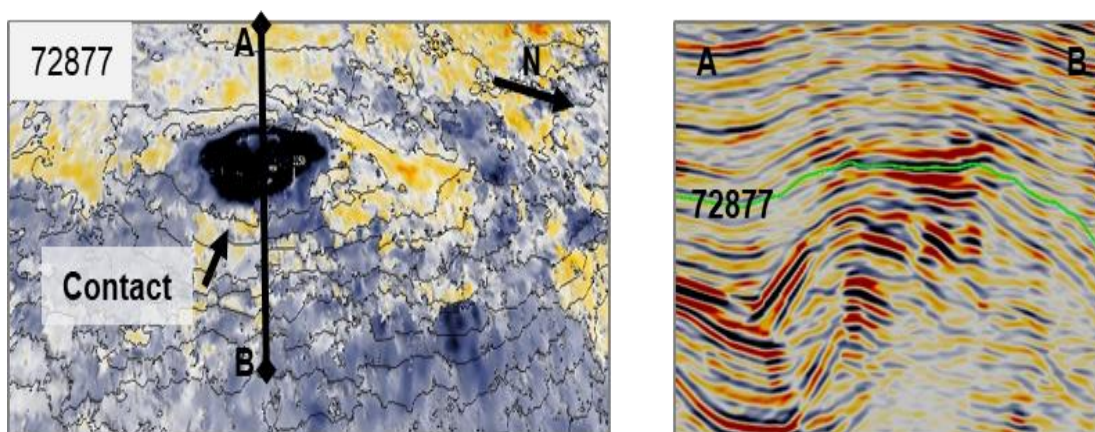


Рисунок 6.23 – Фрагмент кадра анимированной модели SVision и сейсмического разреза, демонстрирующий флюидный контакт антиклинальной ловушки

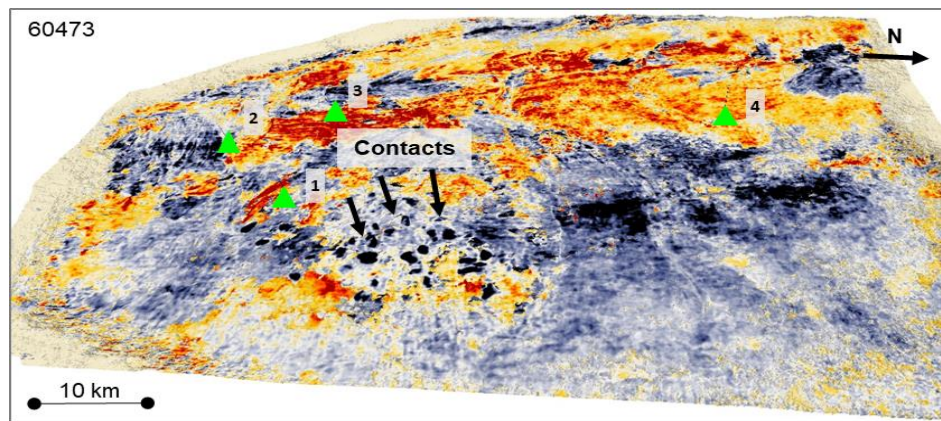


Рисунок 6.24 – Кадр анимированной модели SVision, показывающий многочисленные флюидные контакты стратиграфических ловушек в системе конусов выноса верхнего плиоцена. Скважины: 1 – Пела Лейач-1, 2 – Южно-Васюканская, 3 – Удачная, 4 – Савицкая

Полученные на примере проекта «Сахалин-5» результаты демонстрируют высокую эффективность технологии SVision для сейсмофациального анализа, выявления и изучения стратиграфических ловушек.

Вся геологическая информация, которую в результате трудоемкой и длительной технологической цепочки может обеспечить сиквенсная стратиграфия в комплексе с анализом сейсмических атрибутов, получается непосредственно из анимированных моделей SVision всего за несколько минут. Модели дают четкое представление о геологических процессах, таких как проградация, аградация, ретроградация, формирование конусов выноса и др. в единой логике развития осадочного бассейна.

Амплитудные карты SVision, позволяют с высокой точностью выявлять в разрезе перспективные объекты стратиграфического типа (русла, каньоны, конусы выноса и т. д.), которые, в свою очередь, являются результатом тех или иных геологических процессов. Такая взаимная согласованность геологических объектов и процессов повышает достоверность оконтуривания неструктурных ловушек. Прямые признаки флюидонасыщения, такие как флюидные контакты, при наличии, дополняют картину и значительно снижают разведочные риски. Отсутствие таких индикаторов определяет необходимость проведения более глубоких исследований перспективных объектов. В частности, риски заполнения ловушек, разрушения залежей требуют дальнейшего рассмотрения. В зрелых бассейнах для этого потребуется привлечение всех доступных наборов данных: каротажных диаграмм, испытаний, нефтегазопроявлений, образцов керна, измерений давления и т. д., с целью преобразования сейсмических фаций в литофации и картирования резервуара, покрышки и самой стратиграфической ловушки. Ловушка считается подтвержденной только в том случае, если соответствующие тесты и данные о давлении подтверждают ее геометрию.

В слабоизученных или слабо разбуренных бассейнах необходимо привлекать численное геологическое моделирование (BM&PSM, прямое стратиграфическое моделирование) для вышеупомянутых оценок рисков путем формирования и проверки различных сценариев. Такая работа не потребует много времени и усилий, так как SVision предоставляет достаточно информации для анализа бассейна, а Стратиграфический Куб — очень подробную структурную характеристику бассейна. Карты сейсмических фаций могут быть преобразованы в карты литологии на основе простых предположений или с использованием прямого стратиграфического моделирования и сейсмической инверсии [86].

Таким образом, анимированные модели SVision являются эффективным инструментом для скрининга трехмерных сейсмических данных с целью выявления наиболее перспективных (менее рискованных) ловушек.

6.5 Результаты применения методического приема оценки потенциала нефтегазаносных пород по результатам геофизических исследований скважин

Традиционно геофизические исследования в скважинах (ГИС) относятся к детализационным работам и выполняются на стадии разведки и эксплуатации месторождений углеводородов [80]. Данные каротажа используются для корреляции и литологического расчленения геологического разреза, изучения петрофизических свойств пород, а также их флюидонасыщения [80]. При этом ГИС обладают значительным потенциалом и для решения региональных нефтегазописковых геологических задач, включая выявление и характеристику нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) в разрезе осадочного чехла [80]. Преимуществом каротажных диаграмм является непрерывная запись изучаемого параметра, что позволяет в том числе, установить мощность нефтегазоматеринских толщ [80]. Привлечение результатов лабораторных измерений органического углерода в отдельных интервалах для калибровки дает возможность более достоверно прогнозировать содержание органического углерода (C_{org}) по всему разрезу [80].

Основу методов изучения НГМТ составляют установленные эмпирически корреляционные связи между физическими и химическими свойствами материнских толщ и аномалиями ГИС. В частности, обогащенные органическим веществом породы характеризуются высокими показаниями гамма-каротажа (ГК). Кривые, характеризующие пористость пород, реагируют на присутствие органического вещества увеличением показателей пористости и др. Как и все не прямые методы изучения, ГИС имеют недостатки и ограничения в применении,

которые частично нивелируются за счет комплексирования нескольких видов исследований и калибровки с использованием результатов лабораторных измерений на керновом материале.

Существует несколько методик выделения в разрезе отложений с высоким содержанием органического вещества, которые используют методы гамма-каротажа (ГК), акустического каротажа (АК), нейтронного каротажа (НГК), плотностного каротажа (ГГК-п), удельное электрическое сопротивление (УЭС) и др. в различных сочетаниях. Все они применяются исключительно для изучения глинистых сланцев, являющихся нетрадиционными источниками углеводородов [80].

Для дальнейшего применения для решения региональных задач наиболее широко используемых методических приемов, предложенных Пасси [87, 88] для определения органического углерода не только в нефтематеринских отложениях, но и по всему осадочному разрезу. При выборе методики предпочтение отдавалось тем из них, которые используют наиболее распространенные методы ГИС.

Для выявления НГМТ в разрезе применялся комплекс ГИС, включающий ГК, ГГК-п, НГК, акустический (АК) каротаж, а также удельное электрическое сопротивление (УЭС) (Таблица 6.6 и Рисунок 6.25) [80].

Таблица 6.6 – Комплекс ГИС для выделения НГМТ в разрезе

Метод	Показания	Интерпретация
Гамма (ГК)	Высокие за счет высокого содержания урана и тория в органическом веществе	Неактивная НГМТ в отсутствие аномалий ГГК-п, АК, УЭС
Нейтронный (НГК)	Высокая из-за содержания водорода в органическом веществе	Неактивная НГМТ в отсутствие аномалий ГГК-п, АК, УЭС
Плотность (ГГК-п)	Низкие – за счет присутствия УВ в порах	Активная НГМТ при наличии аномалий ГК, НГК
Акустический (АК)	Большее время прохождения из-за нарушения целостности породы и образование трещин в результате генерации УВ	Активная НГМТ при наличии аномалий ГК, НГК
Удельное электрическое сопротивление (УЭС)	Высокая при значительном количестве УВ в порах	Активная НГМТ при наличии аномалий ГК, НГК

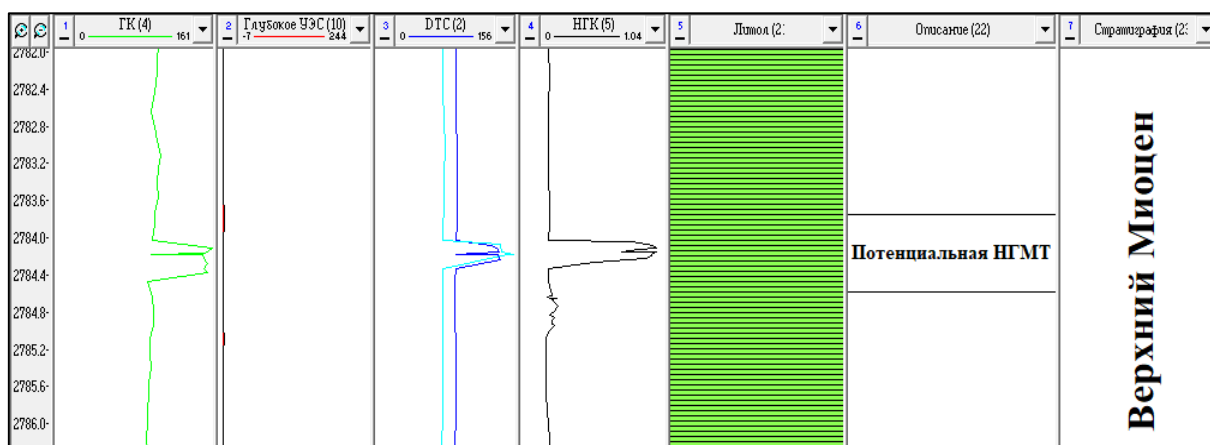


Рисунок 6.25 – Пример наличия НГМТ в глинистом пласте по геофизическим исследованиям скважин (ГК, АК, НГК). (в столбце литологии обозначен глинистый пласт)

Органическое вещество обладает высокой радиоактивностью, на что и стоит сделать акцент при выборе интервалов для расчетов, также ориентируясь на более низкую скорость звука или более долгое время прохождения звуковой волны.

Для определения глинистых пластов использовались методы самопроизвольной поляризации (СП) по максимальным приращениям, и по высоким показаниям ГК. Возраст представленных глинистых пород по интересующим нас интервалам в скважине Пела-Лейч 1: верхненутовский (до 2750м) и нижненутовский (до забоя). В скважине Удачная 1: помырский горизонт.

Расчетные параметры в формулах для одного возрастного периода основываются на базовых интервалах сопредельных глинистых пород (глина/аргиллиты/сланцы) (формула 6.1), которые не классифицируются как нефтегазовые материнские тела (Таблица 6.7).

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0.02 * (\Delta t - \Delta t_{baseline}), \quad (6.1)$$

где $\Delta \log R$ - разделение кривых, измеренное в логарифмических циклах удельного сопротивления;

R - удельное сопротивление, Ом·м;

Δt - измеренное время прохождения звукового сигнала, мсек/фут;

$R_{baseline}$ - удельное сопротивление, соответствующее Δt базовому значению, когда кривые наложенные на богатые глиной породы, но не органикой; и 0,02 основано на соотношении -50 мсек/фут на цикл удельного сопротивления.

Таблица 6.7 – Фрагмент полученных значений LogR через АК

Гл. (м)	УЭС (Омм)	Ср. по гл	Гл. (м)	Глубинная акустика (мкс/м)	Ср. по гл	LogR (акустика)
1814.29	1.2663	1.4	1814.29	238.972	200	0.226326613
1814.44	1.303		1814.44	239.483		0.235622943
1814.6	1.3007		1814.6	238.802		0.231752765
1814.75	1.3023		1814.75	238.615		0.231090765
1814.9	1.3196		1814.9	239.372		0.238048972
1815.05	1.2966		1815.05	239.617		0.235145204
1815.21	1.3348		1815.21	239.616		0.241981695

Существует линейная корреляция между $\Delta \log R$ и $C_{орг}$ в породах из нескольких литературных источников в зависимости от термической зрелости (формула 6.2):

$$C_{орг} = \Delta \log R * 10^{(2.297 - 0.1688 * LOM)} * C, \quad (6.2)$$

где LOM - уровень органического метаморфизма;

C - поправочный коэффициент.

Для нахождения LOM по таблице зависимостей требуется найти индекс возраста-температуры (TTI) (формула 6.3):

$$TTI = \sum (\Delta T_n) (r^n), \quad (6.3)$$

где ΔT - разница возраста в млн. лет с шагом 10 °C;

r = 2;

n – шаг температуры по 10 °C (начинается с 0) (Таблица 6.8 и Рисунок 6.26).

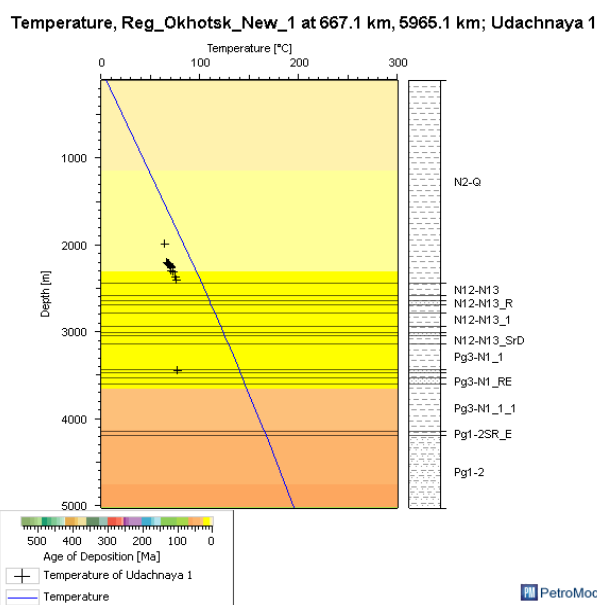
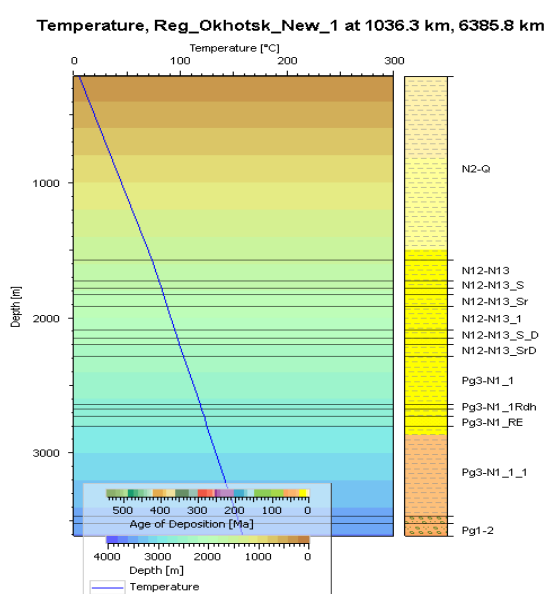


Рисунок 6.26 – График возраста по глубине с изменением температуры для скважины Пела-Лейч 1 и Удачная 1 (По результатам моделирования Керимова В.Ю. и др. в рамках договора № 6516-307-18-9 от 12.12.2018)

Таблица 6.8 – Расчетные (возраст, температура) и полученные LOM, TTI, Ro значения

Пела-Лейч 1					
LOM	TTI	Ro (%)	Возраст (млн лет)	Разница возраста (млн лет)	Температура (°C)
9.4	22.52	0.71	51.26	11.26	80
10	48.96	0.81	63.5	12.24	90
11.1	104.56	1.11	76.57	13.07	100
11.6	198.88	1.38	89	12.43	110
12.2	420.8	1.66	102.15	13.15	120
13.4	837.12	1.94	115.23	13.08	130
14.7	1680.64	2.26	128.36	13.13	140
16	3356.16	2.58	141.47	13.11	150
17.2	6722.56	3.07	154.6	13.13	160
Удачная 1					
LOM	TTI	Ro (%)	Возраст (млн лет)	Разница возраста (млн лет)	Температура (°C)
11.8	204.80	1.39	2.4	0.2	40
12.6	409.60	1.68	2.6	0.2	50
13.1	819.20	1.92	3.2	0.6	60
13.8	1024.00	2.04	3.6	0.4	70
13.9	1126.40	2.07	4.3	0.7	80
14	1228.80	2.1	4.8	0.5	90
15.7	2457.60	2.45	6.7	1.9	100
16.3	3788.80	2.7	8.5	1.8	110

Существуют аналоги данной методики с применением нейтронного метода (формула 6.4) и плотностного (формула 6.5) [84].

$$\Delta \text{Log } R \text{ нейтронный } (N) = \log_{10} \left(\frac{R}{R \text{ baseline}} \right) + 4 * (N - N \text{ baseline}), \quad (6.4)$$

$$\Delta \text{Log } R \text{ плотностной } (\sigma) = \log_{10} \left(\frac{R}{R \text{ baseline}} \right) + 2.5 * (\sigma - \sigma \text{ baseline}), \quad (6.5)$$

где N – показания нейтронного метода;

σ - показания плотности;

baseline – показания в глинистых породах.

Исследуемые разрезы охарактеризованы геохимическими исследованиями керна, величина отклонения учитывается следующим образом (Формула 6.6):

$$C_{\text{орг}} = C_{\text{орг}}^{\text{кern}} \pm (C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}} \div \Delta), \quad (6.6)$$

где $C_{\text{орг}}^{\text{кern}}$ – содержание органического вещества по результатам геохимических исследований;
 $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$ – содержание органического вещества, рассчитанное данными ГИС;
 Δ – среднее отклонение $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$ от $C_{\text{орг}}^{\text{кern}}$.

В скважине Удачная 1 проведен более полный комплекс геофизических исследований, включая ГГК-п, который позволяет проверить практическое применение методики с использованием формулы 5 (Таблица 6.9).

Таблица 6.9 – Фрагмент полученных значений LogR через АК и ГГК-п

Гл. (м)	УЭС (Омм)	Гл. (м)	Глубинная акустика (мкс/м)	Гл. (м)	Плотность (г/см ³)	LogR (акустика)	Сорг (методика. %)	Сорг (Rock Eval. %)	Погрешность (%)
1912.59	1.3245	1912.59	228.248	1912.59	2.2429	0.179273498	0.92	1.07	-15.0%
1912.74	1.3299	1912.74	230.315	1912.74	2.2538	0.192073384	0.99	1.07	-8.4%
1912.9	1.3264	1912.9	231.834	1912.9	2.255	0.199784944	1.03	1.07	-4.5%
1913.05	1.3066	1913.05	232.179	1913.05	2.249	0.19779471	1.02	1.07	-5.5%
1913.2	1.2938	1913.2	231.865	1913.2	2.2474	0.193526095	0.99	1.07	-7.7%
1913.35	1.3126	1913.35	232.342	1913.35	2.2525	0.199867966	1.03	1.07	-4.4%
1913.51	1.3061	1913.51	234.246	1913.51	2.2537	0.20893787	1.07	1.07	0.2%
1913.66	1.2495	1913.66	236.199	1913.66	2.2476	0.208570336	1.07	1.07	0.0%
1913.81	1.2656	1913.81	237.247	1913.81	2.2401	0.217204853	1.11	1.07	4.5%
1913.96	1.2165	1913.96	238.37	1913.96	2.2358	0.213870514	1.10	1.07	2.8%

Скважина Пела-Лейч 1 вскрыла 3540 м, скважина Удачная 1 – 2700 м осадочного разреза, представленного терригенными породами. В результате интерпретации было выполнено литологическое расчленение, для Пела-Лейч 1 глинистые прослой выделены в интервалах: 2568-2665 м, 2775-2812 м, 2860-2904 м. В скважине Удачная 1 выделен 1 глинистый прослой: 990-1100 м. В результате получено Сорг, рассчитанное по методу LogR по акустическому каротажу (Рисунок 6.27).

Для верификации полученных значений использовались результаты лабораторной геохимии по образцам керна с шагом 20-60 метров. Хотелось бы отметить, что геохимические данные представлены обобщенным значением по интервалу и нет точной привязки к глубине, что влияет на результат погрешности, т.к. значения геохимии для верификации присваивались всему интервалу до следующего известного лабораторного измерения.

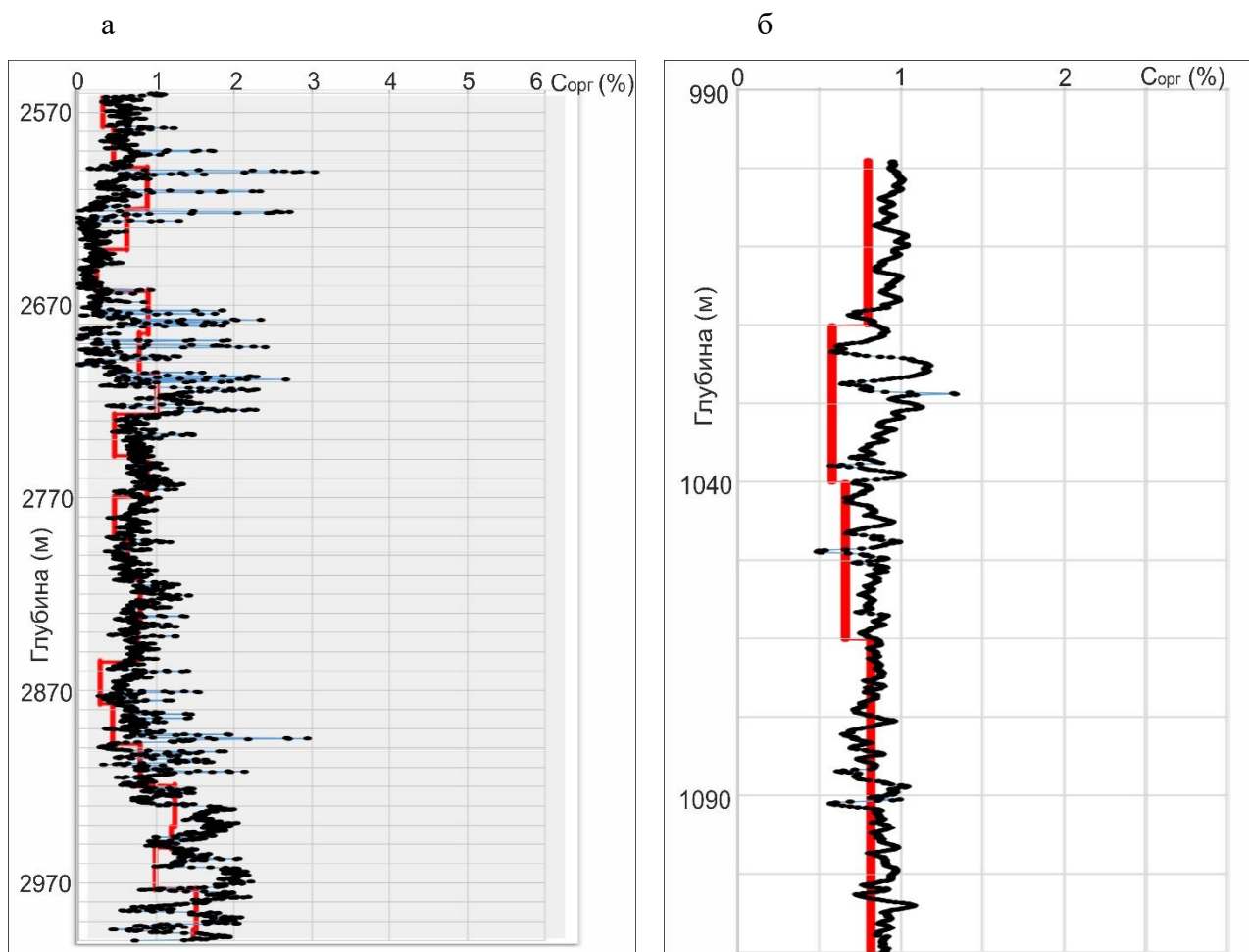


Рисунок 6.27 –Содержание органического углерода (C_{org}), рассчитанное по методике Пасси. (а) скважина Пела-Лейч 1, (б) скважина Удачная 1. Красная линия отражает результаты измерений C_{org} лабораторным методом. Точками и синей линией изображены расчётные значения C_{org}

Для верификации полученных расчетные значения C_{org} сравнивались с измеренными. Средняя погрешность в скважине Пела-Лейч 1 составляет 5.4 % от полученных геохимией, по скважине Удачная 1 – 10 %.

Для проверки применимости данной методики в неглинистых породах были взяты песчанистые интервалы по скважине Пела-Лейч1 (Рисунок 6.28). В данном случае среднее отклонение составляет 32 %, что говорит о неприменимости методики для неглинистых пластов.

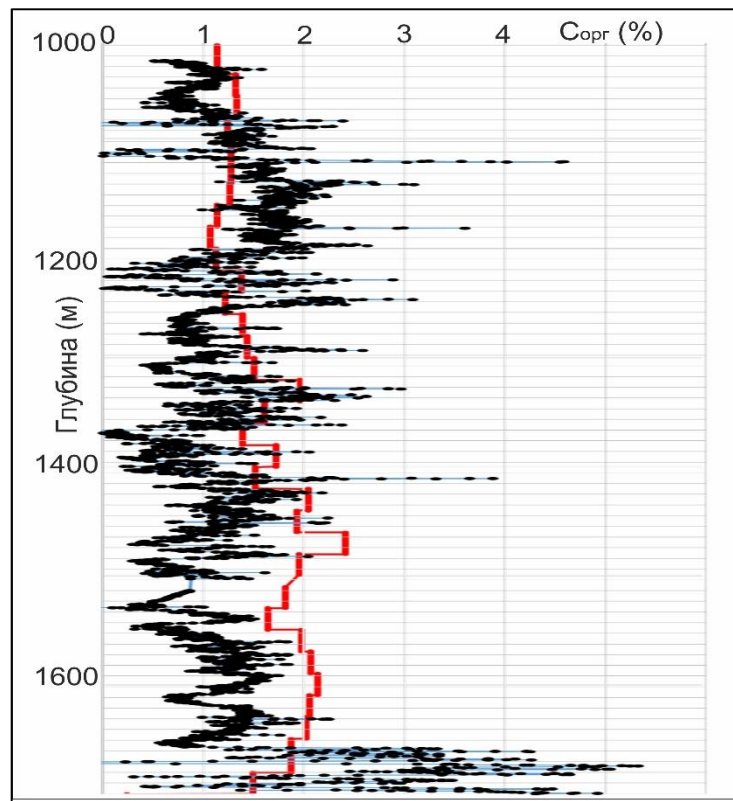


Рисунок 6.28 – Содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$), рассчитанное по методике Пасси по АК в песчанистых пластах

Методика Пасси по ГГК-п, проведенная в скважине Удачная 1, дала среднее отклонение 13% от значений, полученных лабораторной геохимией. Геохимические исследования проводились с интервалом 10-30 метров (Рисунок 6.29).

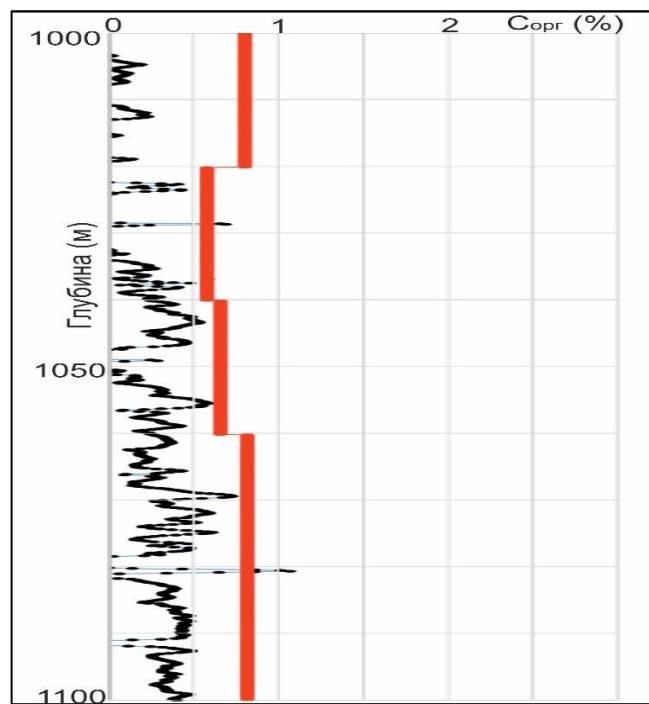


Рисунок 6.29 – Содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$), рассчитанное методикой Пасси по ГГК-п в скважине Удачная 1

В процессе проведенного исследования в терригенных отложениях скважин Пела –Лейч 1 и Удачная 1, расположенных на шельфе о. Сахалин, с применением методик Пасси по АК и Пасси по ГГК-п, интерпретации ПС и ГК, выполнены оценки содержания органического углерода.

В скважине Пела-Лейч 1 средняя погрешность значений $S_{орг}$, полученных с применением методики Пасси по акустическому каротажу, составила 5.4 %, а в скважине Удачная 1 – 10 %. Плотностной метод, примененный в скважине Удачная 1, показал меньшую сходимость расчётных и измеренных значений – погрешность в среднем составила 13 %.

Для более достоверных результатов по терригенному разрезу возможно использование средних значений $S_{орг}$, рассчитанных на основе нескольких методов ГИС. Так, для скважины Удачная 1 при использовании АК и ГГК-п погрешность уменьшается до 9.8 % (Рисунок 6.30).

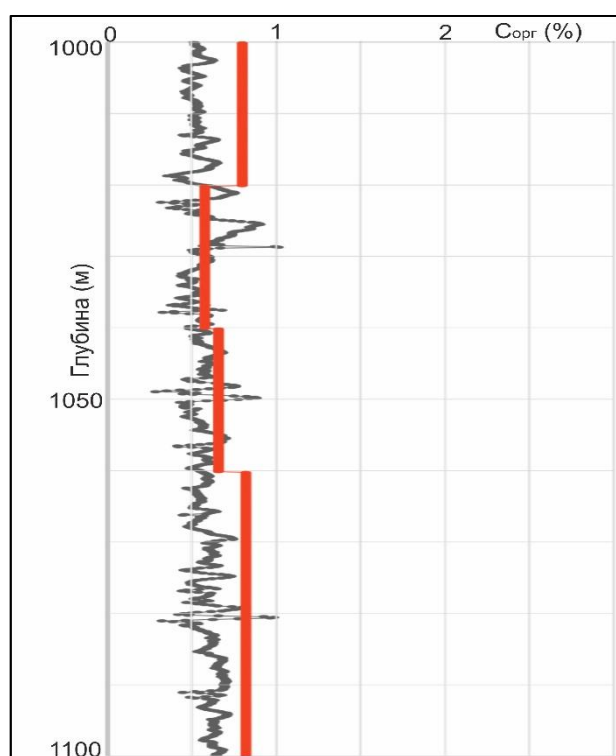


Рисунок 6.30 – Содержание органического углерода ($S_{орг}$), полученное с использованием методик Пасси по ГГК-п и по АК

Полученные результаты свидетельствуют о возможности использования методов ГИС для определения $S_{орг}$ в терригенных отложениях Сахалинского шельфа с целью скрининга осадочного разреза для выделения потенциальных нефтегазоматеринских толщ.

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, различающиеся 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 учётом развития разломных нарушений по результатам геологического моделирования. Для Присахалинского шельфа выделены два доминирующих типа структур (Киринский и Мынгинский), определяющих распределение залежей УВ. Это меняет подход к поиску и разведке месторождений в регионе.

3. Выполненный анализ и типизация горно-геологических условий формирования месторождений, залежей и структур Присахалинского шельфа по результатам геометризации и типизация ловушек нефти и газа, и 3D-моделирования свидетельствует о выделении двух доминирующих типов-широтные (Мынгинского типа) – связаны с раннемиоценовыми надвигами и меридиональные (Киринского типа) – сформированы в позднем миоцене-плиоцене.

4. Разрывные нарушения Присахалинского шельфа имеют сложную геометрию, обусловленную компрессионным режимом и рифтогенезом. Анализ и типизация разрывных нарушений свидетельствует 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 систем вероятность успеха оценен 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 УВ рекомендованы технологические решения, экологические 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. 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 ПНГ (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 ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексейчик С.Н., Брутман В.Ш., Лившиц М.Х., Новиков Г.Н., Таболяков А.Я. Направление поисков нефти и газа на шельфе Сахалина // Основные направления поисков нефти и газа на Сахалине. Владивосток, 1969. С. 52—63.
2. Алексейчик С.Н., Ковальчук В.С., Остистый Б.К., Равдоникас О.В., Игнатов М.Н., Шеремета О.О., Тронов Ю.А., Мирзоев Р.С., Арешев Е.Г., Таболяков А.Я. Задачи уточнения прогноза нефтегазоносности Сахалина, основных направлений поисково-разведочных работ и пути их разрешения // Основные направления поисков нефти и газа на Сахалине. Владивосток, 1969. С. 5—17.
3. Андреев А.А., Воробьев В.М. О тектонике Охотоморского региона в свете геомагнитных данных // Тихоокеанская геология. 1991. № 1. С. 27—33.
4. Аникиев К.А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. Л.: Недра, 1964.
5. Арешев Е.Г., Брутман В.Ш., Клещев А.А., Мишаков Г.С. Некоторые особенности размещения залежей нефти и газа в неогеновых отложениях Северного Сахалина // Геология и разработка нефтяных месторождений Сахалина. М., 1973. С. 22—32.
6. Астафьев Д.А., Кабалин М.Ю., Скоробогатов В.А. Оценка и освоение углеводородного потенциала недр Охотоморской провинции // М.: Научно-технический сборник Вести газовой науки, 2021. - С. 161-177.
7. Балабко Г.Ф., Кругляк В.Ф., Миронова Р.И. Объект 15/85. «Комплексные поисковые геофизические и детальные сейсмические исследования на Северо-Татарском участке шельфа Юго-Западного Сахалина». // Дальморнефтегазгеофизразведка - Южно-Сахалинск- 1986. -214с.
8. Беветинов А.В., Коблов Э.Г., Налимова Н.А. Новые данные о строении погребенных ловушек в зонах крупных разломов Северного Сахалина. — // «Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть» - № 3-вып.28,- 2012. - С. 34-38.
9. Берсенев В.П., Громов А.Б., Хведчук И.И. Газогидрохимические исследования на акваториях морей с целью оценки перспектив нефтегазоносности. // В кн. Геолого-геохимические исследования Охотоморского региона и его обрамления. Владивосток. ДВНЦ АН СССР. 1986. - С. 91-94.
10. Богоявленский В.И., Керимов В.Ю., Ольховская О.О., Мустаев Р.Н. Повышение эффективности и безопасности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа на акватории Охотского моря // Территория Нефтегаз. 2016. № 10. С. 24—32.
11. Бондарев А.В., Керимов В.Ю., Сизиков Е.А. Очаги генерации углеводородов в

Присахалинском шельфе Охотского моря // Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России. — М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина (Москва), 2016. — С. 15-20.

12. Бондарев А.В., Керимов В.Ю., Сизиков Е.А., Синявская О.С. Условия формирования ловушек нефти и газа в палеоген-неогеновом комплексе Присахалинского шельфа // Нефть, газ и бизнес. 2016. № 2. С. 50—54.

13. Бондарев, А. В. Структурно-тектонический каркас УВ систем Аяшского блока Присахалинского шельфа / А. В. Бондарев // сборник научных трудов. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. — Москва: Нефть и газ, 2017. — С. 66-77.

14. Бондарев, А. В., Ермолкин, В. И., Серикова, У. С. Палеотектонические критерии нефтегазогеологического районирования Присахалинского шельфа / А. В. Бондарев, В. И. Ермолкин, У. С. Серикова // сборник научных трудов. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. — Москва: Нефть и газ, 2017. — С. 20-31.

15. Брутман Н.Я. Палиностратиграфия кайнозойских отложений Сахалина // Палинология в СССР. М.: Наука- 1976. - С. 99-102.

16. Варламов А.И., Каминский В.Д., Афанасенков А.П. и др. Состояние ресурсной базы и проблемы освоения континентального шельфа Российской Федерации // Геология нефти и газа - Москва - 2011. - С. 3-11.

17. Вержбицкий Е.В., Кононов М.В. Геодинамическая эволюция литосферы Охотоморского региона по геофизическим данным // Физика Земли. 2006. № 6. С. 47—59.

18. Веселов О.В. Структура теплового потока Охотоморского региона // Строение земной коры и перспективы нефтегазоносности в регионах Северо-Западной окраины Тихого океана. - 2000. - №1. - С. 107-129.

19. Веселов О.В., Грецкая Е.В., Ильев А.Я. и др., отв. ред. К.Ф. Сергеев Тектоническое районирование и углеводородный потенциал Охотского моря: к 60-летию основания Института морской геологии и геофизики ДВО РАН // М.: «Наука» - 2006. - 130 с.

20. Геологическая карта СССР и прилегающих акваторий. // сост. и подгот. к изд. ВСЕГЕИ в 1983г.; отв. ред. Наливкин Д.В. — 1:2 500 000-1983.

21. Гереш Г.М. Роль доразведки в процессе эксплуатационного разбуривания месторождений шельфа о.Сахалин // М.: Научно-технический сборник Вести газовой науки, 2020. - С. 32-39.

22. Гололобов Ю.Н. Соотношения некоторых дизъюнктивных и пликтивных дислокаций кайнозойских отложений Северного Сахалина // Тихоокеанская геология. - 1987. -

№1. - С. 43-47.

23. Гололобов Ю.Н., Климов В.Г., Николаев И.Е. О ловушках барового типа в дагинской свите Северного Сахалина // Геология нефти и газа. - 1981. - №12. - С. 13-18.

24. Грецкая Е.В. Исходный нефтегазоматеринский потенциал органического вещества осадков (На примере впадин Охотского моря). - Владивосток: ДВО АН СССР, 1990. - 111 с.

25. Грецкая Е.В., Дахнова М.В. Углеводородный потенциал угленосных отложений Южного Сахалина // Докл. РАН. 2010. Т. 432, № 6, с. 801–804.

26. Грецкая Е.В., Ильев А.Я., Гнибиденко Г.С. Углеводородный потенциал осадочно-породных бассейнов Охотского моря. - Южно-Сахалинск: ДВО РАН, 1992. - 44 с.

27. Дегтярев В.А., Сизанов Б.И., Костров Ю.В., Хмарин Э.К., Халиулин Р.Р. Уточнение фациальной модели северо-восточной части острова Сахалин с целью локализации кремнистых отложений // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2021. - №2. - С. 4-19.

28. Джафаров И.С., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я. Шельф, его изучение и значение для поисков и разведки скоплений нефти и газа. СПб.: Недра, 2005. 384 с.

29. Дзюбло А.Д., Шнип О.А., Халимов К.Э. Геологическое строение и нефтегазоносность Киринского блока шельфа о. Сахалин // Нефть, газ и бизнес. 2013. № 3. С. 26—32.

30. Зайцев В.А., Серикова У.С. Геомеханическая модель коллекторов Киринского блока Присахалинского шельфа // Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на морских акваториях. — М.: Нефть и газ, 2017. — С. 147-156.

31. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н. Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы на Сахалинском шельфе Охотского моря // Новые идеи в науках о Земле. - М.: Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (филиал) (Старый Оскол), 2019. - С. 246-249.

32. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Сизиков Е.А., Синявская О.С., Макарова А.Ю. Условия формирования и эволюция углеводородных систем на присахалинском шельфе Охотского моря // Нефтяное хозяйство. 2015. № 8. С. 22—27.

33. Керимов В.Ю., Кислер Д.А., Шатыров А.К., Идиятуллина Э.З. Палеотектонические и палеогеографические критерии прогнозирования скоплений углеводородов в акватории Присахалинского шельфа. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2022;(6):8-21. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-6-8-21>

34. Керимов В.Ю., Сизиков Е.А., Синявская О.С., Макарова А.Ю. Условия формирования и поиски залежей УВ в турбидитовых коллекторах Охотского моря // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 2. С. 32—37.

35. Керимов В.Ю., Синявская О.С., Бондарев А.В., Сизиков Е.А. Условия

формирования ловушек нефти и газа в палеоген-неогеновом комплексе Присахалинского шельфа // Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России. М., 2016. С. 138—140.

36. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Серикова У.С. Геологические риски при поисках и разведке месторождений нефти и газа и пути их снижения // Нефть, газ и бизнес. 2014. № 8. С. 44—52.

37. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Серикова У.С. Стратегия и тактика освоения углеводородных ресурсов на шельфе РФ // Нефть, газ и бизнес. 2014. № 7. С. 28—34.

38. Керимов, В. Ю., Бондарев, А. В., Кузнецов, Н. Б. Региональная тектоническая модель Присахалинского шельфа / В. Ю. Керимов, А. В. Бондарев, Н. Б. Кузнецов // сборник научных трудов. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. — Москва: Нефть и газ, 2017. — С. 40-55.

39. Керимов, В. Ю., Бондарев, А. В., Мустаев, Р. Н., Хоштария, В. Н. Оценка геологических рисков при поисках и разведке месторождений углеводородов / В. Ю. Керимов, А. В. Бондарев, Р. Н. Мустаев, В. Н. Хоштария // Нефтяное хозяйство. — 2017. — № 8. — С. 36-41.

40. Керимов, В. Ю., Бондарев, А. В., Сизиков, Е. А., Синявская, О. С., Макарова, А. Ю. Условия формирования и эволюция углеводородных систем на Присахалинском шельфе Охотского моря / В. Ю. Керимов, А. В. Бондарев, Е. А. Сизиков, О. С. Синявская, А. Ю. Макарова // Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 8. — С. 22-27.

41. Керимов, В. Ю., Кислер, Д. А., Шатыров, А. К. Перспективы поисков месторождений углеводородов в акватории Присахалинского шельфа / В. Ю. Керимов, Д. А. Кислер, А. К. Шатыров // Российское газовое общество. — 2023. — № 3. — С. 6-19.

42. Керимов, В. Ю., Лавренова, Е. А., Синявская, О. С., Сизиков, Е. А. Особенности разработки шельфовых месторождений нефти / В. Ю. Керимов, Е. А. Лавренова, О. С. Синявская, Е. А. Сизиков // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. — 2015. — № 3. — С. 18-30.

43. Керимов, В. Ю., Лавренова, Е. А., Синявская, О. С., Сизиков, Е. А. Оценка углеводородного потенциала генерационно-аккумуляционных углеводородных систем охотского моря / В. Ю. Керимов, Е. А. Лавренова, О. С. Синявская, Е. А. Сизиков // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. — 2015. — № 3. — С. 18-30.

44. Керимов, В. Ю., Потемкин, Г. Н., Шатыров, А. К. Оценка вторичных фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Присахалинского шельфа по результатам

геомеханического моделирования / В. Ю. Керимов, Г. Н. Потемкин, А. К. Шатыров // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. — 2024. — № 2. — С. 13-21.

45. Керимов, В. Ю., Шатыров, А. К. Особенности распространения коллекторов и прогноз нефтегазовых объектов на шельфе Охотского моря / В. Ю. Керимов, А. К. Шатыров // Российское газовое общество. — 2023. — № 4. — С. 6-17.

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

47. Клещев К.А., Петров А.И., Шеин В.С. Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. - М.: Недра, 1995. - 285 с.

48. Корюкин Г.Л. Геохимические поиски морских месторождений нефти и газа: дис. д-р геол.-мин. наук: 25.00.09. - М., 2002. - 326 с.

49. Кравченко Т.И., Блинова В.н., Надежкин Д.В. и др. Геохимическая характеристика потенциально нефтегазоматеринских отложений разреза Сахалинского залива (на основе исследований скв. Астрахановская-море-1). – «Геология Нефти и газа» - №3-2012. - С. 36-43.

50. Леликов Е.П., Емельянова Т.А., Кулинич Р.Г., Съедин В.Т., Цой И.Б. Геологическое строение дна Охотского моря (новые данные). – В «Строение, геодинамика и металлогения Охотского региона и прилегающих частей Северо-Западной Тихоокеанской плиты»: мат. международ. науч. Симпоз // Южно-Сахалинск, Изд-во ИМГиГ ДВО РАН, т.1-2002. - С. 85-87.

51. Луценко, О. О. Геологические основы эффективного использования недр: учебное пособие / О. О. Луценко, Н. В. Еремина; Северо-Кавказский федеральный университет. – Ставрополь: Северо-Кавказский Федеральный университет (СКФУ), 2016. – 194 с. URL: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=459088> (дата обращения: 06.04.2025). – электронный.

52. Мавринский Ю.С., Коблов Э.Г., Харахинов В.В. Прогноз потенциальных ресурсов нефти и газа и основные направления геологоразведочных работ на шельфе Сахалина на 1976-1980 гг. // Материалы 2-го координационного совещания по изучению зон дальневосточных и арктических морей, как источника минерального сырья. Магадан, 1977.

53. Мансуров, М. Н., Захаров, Е. В. Геологические предпосылки освоения и принципы разработки месторождений блока "Сахалин-3" / М. Н. Мансуров, Е. В. Захаров // Российские нефтегазовые технологии. — 2014. — № 30. — С. 48-57.

54. Маргулис Е.В. Нефтегеологическое районирование и оценка нефтегазовых ресурсов Дальневосточных морей. // «Нефтегазовая геология. Теория и практика»- т. 4 - № 2-2009.

55. Маргулис Л.С. Нефтегазоперспективные формации кайнозоя Южного Сахалина // Осадочные формации нефтегазоносных областей Дальнего Востока. Владивосток, 1975. С. 31—52.
56. Марина М.М., Берлин Ю.М. Прогноз распределения концентраций и типов органического вещества в основных литолого-стратиграфических комплексах кайнозойского осадочного чехла Охотского моря. // «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений»- №8- 2012. - С. 13-20.
57. Мартынов В.Г., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Рачинский М.З. Геофлюидальные давления и их роль при поисках и разведке месторождений нефти и газа. М.: Инфра-М, 2013, 347 с.
58. Мельников О.А. История формирования структуры Южного Сахалина в палеогене и неогене // М., «Наука», 1970. - 170 с
59. Мудрецов В.Б., Жильцов А.М. Аномальные сейсмоакустические зоны на северо-восточном шельфе о. Сахалин // Тихоокеанская геология. 1990. № 3. С. 108—112.
60. Нефтегазоносность. Охотская нефтегазоносная провинция; Притихоокеанская нефтегазоносная провинция. О.И. Супруненко, Э.Г. Коблов, П.М. Сычев, В.В. Харахинов. – В кн. Геология и полезные ископаемые России. Т. 5. кн. 2. Дальневосточные моря, их континентальное и островное обрамление // СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ – 2005. - С. 192-214.
61. Никитенко О.А., Ершов В.В. Гидрогеохимические критерии поиска и разработки углеводородных месторождений: обзор, анализ и перспективы использования на острове Сахалин // Геосистемы переходных зон. - 2021. - №4. - С. 361-377.
62. Обжиров, А. И. Миграция углеводородов из недр к поверхности и формирование нефтегазовых залежей и газогидратов в Охотском море в период сеймотектонических активизаций / А. И. Обжиров // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. — 2008. — С. 359-362.
63. Петренко, В. Е., Нуриев, М. Ф., Шевелев, М. Б., Семенов, Ю. В., Шологин, Р. А., Мотовилов, В. Ю. Опыт разработки месторождения на шельфе Российской Федерации, оборудованного подводно-добычным комплексом / В. Е. Петренко, М. Ф. Нуриев, М. Б. Шевелев, Ю. В. Семенов, Р. А. Шологин, В. Ю. Мотовилов // Газовая промышленность. — 2018. — № 11. — С. 8-13.
64. Рыбак-Франко Ю.В., Войкова С.И., Литвинова А.В. Изучение особенностей строения кремнисто-терригенных толщ Охотоморского региона по сейсмическим данным // «Геология нефти и газа» — т. 2. — 2011. — С. 150-156.
65. Савицкий, А. В. Оценка перспектив нефтегазоносности шельфа Северного Сахалина на основе бассейнового моделирования: специальность 25.00.12: Диссертация на

соискание кандидата геолого-минералогических наук / Савицкий, А. В.; 2005. — 143 с.

66. Серикова У.С. Мировая история освоения ресурсов нефти и газа в морских акваториях // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 9. С. 13-16.

67. Серикова, У. С. Исторический анализ становления и разработка перспективных направлений технологического развития нефтяной и газовой промышленности России: специальность 5.6.6 «История науки и техники»: Диссертация на соискание доктора технических наук / Серикова, У. С.; Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина. — ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 2024. — 285 с.

68. Сизиков, Е. А. Основные этапы геодинамической эволюции кайнозойского осадочного чехла северо-восточной части Присахалинского шельфа / Е. А. Сизиков // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. — 2016. — № 3. — С. 83-93.

69. Сизиков, Е. А. Условия формирования и размещения углеводородных систем и перспективы поисков залежей нефти и газа в северо-восточной части Присахалинского шельфа: специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений»: Диссертация на соискание кандидата геолого-минералогических наук / Сизиков, Е. А.; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. — Москва, 2016. — 196 с.

70. Ступакова А.В., Сулова А.А., Книппер А.А., Карнюшина Е.Е., Крылов О.В., Шелков Е.С., Коротков С.Б., Карнаухов С.М., Осипова О.Н. Особенности геологического строения и нефтегазоносности шельфов дальневосточных морей // Георесурсы. - 2021. - №2. - С. 26-34.

71. Тасмуханова, А. Е., Шигапова, Р. Р. Особенности разработки шельфовых месторождений нефти / А. Е. Тасмуханова, Р. Р. Шигапова // Вестник евразийской науки. — 2018. — № 2. — С. 76.

72. Харахинов А.В. Новые перспективные направления нефтегазопромысловых работ на шельфе Северного Сахалина // «Геология нефти и газа»- № 9-10- 1999. -С. 18–25.

73. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. — М.: Научный мир, 2010. — 276 с.

74. Харахинов, В. В., Альперович, И. М., Жарков, В. Н., Кононов, В. Э., Никифоров, В. М., Слуднев, Ю. Г. Новые перспективно нефтегазоносные районы Северного Сахалина / В. В. Харахинов, И. М. Альперович, В. Н. Жарков, В. Э. Кононов, В. М. Никифоров, Ю. Г. Слуднев // Геология нефти и газа. — 2008. — № 10. — С. 44-48.

75. Шатыров А.К. Оптимальный комплекс и направления дальнейших ГРП в акватории Охотского моря. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2023;(5):52-58. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-5-52-58>

76. Шатыров А.К. Особенности распределения аномальных пластовых давлений в акватории Присахалинского шельфа. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2022;(5):41-53. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-5-41-53>
77. 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. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-6-53-65>
78. Шатыров А.К. Прогноз нефтегазовых резервуаров Охотского моря на основе интерпретационной обработки сейсмического материала. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2023;65(4):66—80. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-4-66-80>
79. Шатыров А. К. Построение аналитической модели трещиноватости Киринского лицензионного участка / А. К. Шатыров // Новые идеи в науках о Земле. — Москва: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе", 2023. — С. 453-456.
80. Шатыров А. К. Применение результатов геофизических исследований скважин для решения региональных геологических задач / А. К. Шатыров // Науки о Земле. Современное состояние. — Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2024. — С. 108-110.
81. 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.
82. Шилов Г.Я. Геологические аспекты оценки поровых давлений в разрезах скважин по геофизическим данным. М: ООО «Газпромэкспо», 2010, 126 с.
83. Lavrenova E.A., Gorbunov A.A., Kerimov V.Yu., Shatyrov A.K. SVISION - a new reality in delination of stratigraphic traps / Lavrenova E.A., Gorbunov A.A., Kerimov V.Yu., Shatyrov A.K. // Eurasian mining. — 2023. — № 2. — С. 14-17.
84. Rouse, W.A., and Houseknecht, D.W., 2016, Modified method for estimating petroleum source-rock potential using wireline logs, with application to the Kingak Shale, Alaska North Slope: U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2016–5001, 40 p., <http://dx.doi.org/10.3133/sir20165001>.
85. Sinyavskaya O.S., Kerimov V.Yu., Sizikov E.A., Makarova A.U., Lavrenova E.A. The estimation of hydrocarbon potential of the generative-accumulative hydrocarbon systems in the Okhotsk sea // In book: Geomodel 2015 — 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. 2015. P. 518—522.
86. Takeuchi T. K – Ar ages of the Tertiary volcanic rocks in south Sakhalin and their tectonic

significance. – Jour. Geol. Soc. Japan, 1997, vol. 103, no 1, p. 67-79.

87. Urooj Shakir, Muyyassar Hussain, Muhammad Fahad Mehmood, Masood Anwar, Tausif Ahmed, Syed Mamoon Siyar, Hafiz Shahzad Anjum and Nouman Malghani Source Rock Potential and Thermal Maturity of Datta Shale Using Well Logs Data of Chanda Deep-01 well, Upper Indus Basin, Pakistan // Journal of Himalayan Earth Sciences. - 2021. - No1. - C. 101-111.

88. Zhi-Xin Guo, Yuan-Peng Shi, Yong-Tai Yang, Shuan-Qi Jiang, Lin-Bo Li, Zhi-Gang Zhao. Inversion of the Erlian Basin (NE China) in the early Late Cretaceous: Implications for the collision of the Okhotomorsk Block with East Asia // Journal of Asian Earth Sciences. 2018. Vol. 154. P. 49-66.



МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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

Миклухо-Маклая ул., д. 23, Москва, 117997, тел. (495)433-62-56, E-mail: office@mgri.ru
ОКПО 02068835, ОГРН 1027739347723, ИНН/КПП 7728028967/772801001

СПРАВКА

**о внедрении в учебный процесс результатов диссертационной работы
Шатырова А.К. «Нефтегазоносность и горно-геологические условия
формирования месторождений углеводородов Присахалинского шельфа»**

Результаты диссертационной работы Шатырова А.К. «Нефтегазоносность и горно-геологические условия формирования месторождений углеводородов Присахалинского шельфа» внедрены в учебный процесс МГРИ по дисциплинам специальностей (направлений подготовки):

- 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».

Проректор по
образовательной деятельности

Л.В. Куikliна

Декан нефтегазового факультета

А.В. Осипов