На правах рукописи

Сизиков Егор Анатольевич

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»

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Москва – 2016

Работа выполнена на кафедре «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина» (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук Кузнецов Николай Борисович
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва
Геологический институт Российской академии наук, г. Москва

Научный консультант:
кандидат геолого-минералогических наук Бондарев Александр Владимирович
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Официальные оппоненты: Гулиев Ибрагим Саидович, доктор геолого – минералогических наук, академик, Вице-президент национальной Академии наук Азербайджана

Вержбицкий Владимир Евгеньевич, кандидат геолого – минералогических наук, Заместитель Начальника Управления региональной геологии и оценки проектов на шельфе департамента ГРР на шельфе ОАО «НК «Роснефть»

Ведущая организация: ОАО «Союзморгео»

Защита диссертации состоится «___» _____ 2016 года в ____ на заседании диссертационного совета Д 212.200.02 при федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина» по адресу: 119991, Москва, Ленинский проспект, д. 65, корпус 1, аудитория ____.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Российского государственного университета нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина.

Автореферат разослан «__ » _____ 2016 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
кандидат геолого-минералогических наук Л.В. Милосердова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Актуальность проведенного диссертационного исследования определяется тем, что проблема освоения углеводородного (УВ) потенциала Охотоморского региона, в первую очередь шельфа о. Сахалин, является важным фактором решения программ социально-экономического развития Дальнего Востока и отвечает стратегическим интересам Российской Федерации в Тихоокеанском регионе. Работа нацелена на решение одной из фундаментальных научных проблем – выявление особенностей эволюции и построение количественных максимально актуализированных и детализированных 3D-моделей генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС), которые развиваются в нефтегазовых осадочных бассейнах на фоне активных геодинамических процессов в области перехода от Евразийского континента к Тихому океану.

Объект исследования. Северо-восточная часть Присахалинского шельфа с акцентом на три наиболее изученных участка – Киринский, Аяшский, Восточно-Одоптинский.

Предмет изучения. Современное геологическое строение и кайнозойская геодинамическая эволюция северо-восточной части Присахалинского шельфа; процессы генерации УВ в нефтегазоматеринских толщах и их последующая миграция, аккумуляция и консервация в ловушках.

Цель исследования. Уточнение условий формирования и размещения залежей УВ в пределах северо-восточной части Присахалинского шельфа, количественные оценки параметров ГАУС, оценка перспектив выявления новых скоплений УВ в этом регионе с использованием методов бассейнового моделирования.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1) Изучение современного геологического строения всего Охотоморского региона и прилегающих территорий.

2) Систематизация разрывных нарушений, идентифицированных по данным 3D сейсморазведки, включая трассирование протяженных линейных разломных структур, их ранжирование и оценка времени активности на различных элементах\сегментах.

3) Разработка концепции формирования выделяемых в кайнозойском чехле северо-восточной части Присахалинского шельфа двух типов нефтегазоносных структур, различающихся простиранием, - субширотных и субмеридиональных, а также увязка формирования этих структур с основными этапами геодинамической эволюции региона.

4) Создание 3D слоисто-блоковой модели строения и эволюции осадочного чехла северо-восточной части Присахалинского шельфа в ПО Petromod.

5) Моделирование основных этапов осадконакопления и структурообразования в кайонозое в северо-восточной части Присахалинского шельфа в ПО Petromod.

6) Уточнение, детализация, а для отдельных эпизодов кайнозойской эволюции и разработка палеотектонических реконструкций Охотоморского региона, с акцентом на северо-восточную часть Присахалинского шельфа.

7) Сопоставление характеристик углеводородов-биомаркеров нефтей дагинского и нутовского горизонтов Пильтун-Астохского и Южно-Киринского месторождений северо-восточной части Присахалинского шельфа с аналогичными характеристиками угленосных толщ Сахалина и Западной Камчатки и нефтей других месторождений Сахалинского региона.

8) Бассейновое (3D) моделирование северо-восточной части Присахалинского шельфа в ПО Petromod, учитывающее все структурные данные и новейшую геохимическую информацию.

9) Выявление условий формирования и эволюции ГАУС по результатам бассейнового моделирования.

10) Определение закономерностей и количественная оценка генерации, миграции и аккумуляции УВ в пределах северо-восточной части Присахалинского шельфа.

11) Оценка перспектив обнаружения залежей УВ в пределах северо-восточной части Присахалинского шельфа и разработка рекомендаций по проведению дальнейших поисково-разведочных работ в этом регионе.

Научная новизна. Выполнена систематизация разрывных нарушений, идентифицированных по новейшим данным 3D сейсморазведки высокого разрешения, в северо-восточной части Присахалинского шельфа. Протрассированы протяженные разломы и оценено время их активности на различных элементах\сегментах, предложена классификация разломов на 3 ранга. Создана слоисто-блоковая 3D модель кайнозойских отложений Присахалинского шельфа с большей детализацией для отдельных участков. Слои в этой модели соответствуют сейсмо-стратиграфическим комплексам, а блоковая структура контролируется разломными системами и фациально-литологическими свойствами пород. На основе новейших технологий (ПО Petromod) выполнено 3D бассейновое моделирование нефтегазоносного бассейна северо-восточной части Присахалинского шельфа и формирования его кайнозойского породного выполнения.

Впервые объяснены геотектонические причины и механизмы формирования двух классов нефтегазовых структур (ловушек структурного типа) – субширотных (Мынгинского) и субмеридиональных (Киринского) типов. Показано, что образование структур Мынгинского типа происходило в эоцен-олигоцен-раннемиоценовое время под действием левосдвиговых движений Палео-Охотской плиты вдоль Восточно-Сахалинского сдвига, обусловивших региональное меридиональное растяжение, которое выразилось в раскрытии Южно-Курильской океанической котловины и формировании субширотных горстов и грабенов по системе оперяющих Восточно-Сахалинский сдвиг субширотных сбросов. Впоследствии горсты стали субширотными нефтегазовыми структурами Мынгинского типа. Структуры Киринского типа (субмеридиональные конседиментационные антиклинальные зоны, разделенные синклинальными зонами) формировались во второй половине миоцена – четвертичное время, в транспрессионной обстановке в пограничной зоне между Охотоморской и Амурской плитами.

На основе анализа впервые полученных характеристик углеводородов-биомаркеров нефтей дагинского и нутовского горизонтов Пильтун-Астохского и Южно-Киринского месторождений и их сопоставления с аналогичными характеристиками по угленосным толщам Сахалина и Западной Камчатки показано, что нефтематеринскими толщами для изученных месторождений являются угленосные отложения палеоцена. Кроме того показано родство изученных нефтей с образцами нефтей месторождения Окружное, расположенного в более южной части Присахалинского шельфа.

По результатам 3D бассейнового моделирования уточнены условия формирования и эволюции ГАУС северо-восточной части Присахалинского шельфа.

Практическая значимость работы. Уточнены условия формирования основных элементов нефтегазоносных систем в кайнозойском осадочном чехле. С учетом количественных оценок ФЕС уточнены характеристики пород-коллекторов и пород-покрышек в пределах северо-восточной части Присахалинского шельфа. Дана количественная оценка параметров генезиса и степени реализации генерационного потенциала ГАУС северо-восточной части Присахалинского шельфа с акцентом на Киринский, Аяшский и Восточно-Одоптинский участки. Дана количественная оценка объемов генерации, миграции и аккумуляции УВ и научно обоснованный прогноз пространственной локализации новых перспективных на УВ объектов в пределах северо-восточной части Присахалинского шельфа.

Разработанные практические рекомендации по проведению дальнейших геологоразведочных работ в пределах северо-восточной части Присахалинского шельфа переданы в ООО «Газпром геологоразведка».

Некоторые результаты, полученные в ходе выполнения диссертационной работы, и выработанные технологии исследования уже используются при преподавании учебных курсов «Моделирование осадочных бассейнов и нефтегазоносных систем» и «Основы компьютерных технологий решения геологических задач» в РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина.

Основные защищаемые положения

1. Разработана концепция формирования выделяемых в кайнозойском чехле северо-восточной части Присахалинского шельфа двух типов нефтегазоносных структур, различающихся простиранием, - субширотных и субмеридиональных. В результате синтеза новейших геолого-геофизических данных показано, что в структуре кайнозойского чехла обосабливаются верхний и нижний структурный этажи. Нефтегазоносные субширотные структуры (структуры Мынгинского типа) приурочены к нижнему, а субмеридиональные структуры (структуры Киринского типа) - к верхнему структурным этажам. Структуры Мынгинского типа представляют собой остаточные поднятия (горсты) на Северо-Сахалинском шельфе, сформировавшиеся на этапе эоцен-олигоцен-раннемиоценового субмеридионального растяжения, обусловленного раскрытием Южно-Курильской глубоководной котловины. Впоследствии горсты стали субширотными нефтегазовыми структурами Мынгинского типа. Структуры Киринского типа представляют собой пологие антиклинальные складки, сформированные в режиме правосторонней транспресии (правосторонний сдвиго-надвиг) в позднемиоцен-четвертичное время в пограничной зоне между Охотоморской и Амурской плитами.

2. Основными нефтегазогенерирующими породами на Северо-Сахалинском шельфе являются сапропелевые и гумусовые палеоцен-нижнемиоценовые отложения. Влияние вышележащих НГМТ локально и значимо только в синклинальных зонах. На основе анализа впервые полученных характеристик углеводородов-биомаркеров нефтей из нутовского горизонта верхнего миоцена Пильтун-Астохского месторождения и из дагинского горизонта нижнего миоцена Южно-Киринского месторождения доказано их родство между собой, а также с нефтью месторождения Окружное (даехуринский горизонт палеоцена).

3. В пределах северо-восточной части Присахалинского шельфа локализованы Дерюгинский (во впадине Дерюгина), Пильтун-Чайвинский (Пильтунская и Чайвинская синклинальные зоны), Венинский (Венинская синклинальная зона), Киринский (Мынгинская и Киринская синклинальные зоны), Пограничный (Пограничная синклинальная зона), Астрахановский (Астрахановская синклинальная зона) очаги генерации УВ, приуроченные к различным стратиграфическим уровням. Эти уровни отличаются друг от друга временем прохождения нефтяного и газового окна и объемами генерации УВ. В соответствии с разработанной концепцией формирования выделяемых в кайнозойском чехле региона двух типов нефтегазоносных структур и актуальными геохимическими характеристиками развитых здесь кайнозойских НГМТ:

- Дерюгинский очаг охватывает все горизонты осадочного чехла вплоть до нутовского с постепенным уменьшением площади очага вверх по разрезу, активен с конца среднего миоцена и является предполагаемым источником УВ для заполнения структур Восточно-Одоптинская, Лозинская, Шивчибинская, Баутинская, а также месторождений Пела-Лейч и Хангузинское. Расчетное значение аккумуляции УВ сгенерированных в Дерюгинском очаге – 300 млн. т. нефти и 65 млрд. $м^3$ газа.

- Пильтун-Чайвинский очаг охватывает все горизонты вплоть до окобыкайских отложений, активен с середины позднего миоцена и является наиболее вероятным

источником УВ в месторождениях Одопту-море, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Чайвинское. Расчетное значение аккумуляции УВ сгенерированных в Пильтун-Чайвинском очаге – 652 млн. т. нефти и 152 млрд. м^3 газа.

- Венинский очаг охватывает все горизонты вплоть до дагинских отложений и низов окобыкайского горизонта, активен с конца позднего миоцена и является источником УВ для месторождений Венинское, Лунское, Киринское, Южно-Киринское и структур Аяшская, Южно-Аяшская, Ульвинская, Восточно-Ульвинская. Расчетное значение аккумуляции УВ сгенерированных в Венинском очаге – 677 млн. т. нефти и 402 млрд. м^3 газа.

- Киринский очаг охватывает все горизонты вплоть до дагинских отложений и с конца позднего миоцена является второстепенным источником УВ для месторождений Лунское, Киринское, Южно-Киринское, Мынгинское. Расчетное значение аккумуляции УВ сгенерированных в Киринском очаге – 660 млн. т. нефти и 571 млрд. м^3 газа.

- Пограничный и Астрахановский очаги охватывают все горизонты вплоть до дагинских и окобыкайских отложений, оба активны с середины позднего миоцена и являются второстепенным источниками УВ для месторождений изучаемого региона. Расчетное значение аккумуляции УВ сгенерированных в Пограничном очаге – 249 млн. т. нефти и 228 млрд. м^3 газа.

Публикации и апробация работы

По теме диссертации сделаны доклады на конференциях и совещаниях:

- XX и XXI Губкинские чтения «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России» (Москва, 2013, 2016 г.);
- VIII Всероссийское литологическое совещание «Эволюция осадочных процессов в истории Земли» (Москва, 2015 г.);
- 48 (XLVIII) Тектоническое совещание «Тектоника, Геодинамика и Рудогенез складчатых поясов и платформ» (Москва, 2016 г.).

По теме диссертационной работы опубликовано 8 печатных работ, из них 2 в изданиях, рекомендованных ВАК («Нефтяное хозяйство», «Труды РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина»).

Фактический материал

Для разработки 3D моделей и моделей эволюции региона и эволюции ГАУС были использованы следующие материалы и данные:

- Материалы 3D сейсмических исследований высокого разрешения (структурные поверхности и разломные нарушения) по участкам Аяшскому, Киринскому, Восточно-Одоптинскому.
- Типовые литолого-стратиграфические разрезы, результаты и материалы подсчета запасов УВ по Киринскому, Аяшскому и Восточно-Одоптинскому ЛУ.
- Скважинные данные с замерами температур, давлений, пористости на различных глубинах, скважинные отбивки, описание керна и шлама по суше и шельфе о. Сахалин, результаты геохимических исследований керна и шлама скважин.
- Результаты анализа углеводородов-биомаркеров по 2-м образцам нефти из Пильтун-Астохского и Южно-Киринского месторождений, выполненного под методическим руководством д.х.н. Г.Н. Гордадзе в «Учебно-научной лаборатории химии углеводородов нефти» РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина.
- Результаты пиролитического (установка Rock-Eval-6) изучения образцов горных пород и шлама (39 проб из 21 скважины), выполненного в «Учебно-исследовательской лаборатории геохимии углеводородов» кафедры Теоретических основ поисков и разведки нефти и газа РГУ имени И.М. Губкина.

Личный вклад автора:

- Сбор, систематизация и анализ геолого-геофизической, геохимической информации по региону исследований из открытой литературы и фондовых источников;
- Создание компьютерной базы данных в виде ГИС-проекта на регион исследований;
- Построение палеогеографических, лито-фациальных схем и карт распределения параметров, характеризующих элементы ГАУС в пределах северо-восточной части Присахалинского шельфа.
- Выполнение 3D-численного моделирования (ПО Petromod) эволюции осадочного бассейна и эволюции ГАУС в пределах северо-восточной части Присахалинского шельфа, получение количественных характеристик очагов генерации УВ и параметров ФЕС;
- Разработка представлений о механизмах формирования выделяемых в кайнозойском чехле северо-восточной части Присахалинского шельфа двух типов Н-Г структур – структур Киринского и Мынгинского типа.
- Подготовка публикаций, отражающих результаты исследований, вклад автора в которые составляет от 50 до 100 %.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из Введения, 6 глав и Заключения. Общий объем составляет 196 страниц. Библиографический список включает 97 наименований, в том числе 8 на английском языке и 14 рукописных работ.

Благодарности. Автор выражает глубокую признательность научному руководителю, профессору, д.г.-м.н. Кузнецову Н.Б. за поддержку и советы в ходе проведения исследований и подготовки диссертации. Автор благодарен профессору, д.г.-м.н., Керимову В.Ю., профессору, д.г.-м.н. Гаврилову В.П. за всестороннюю поддержку выполненных исследований. Особую благодарность хочется выразить научному консультанту, к.г.-м.н., доценту Бондареву А.В. за помощь в создании основы для проведения бассейнового моделирования, за конструктивный и критический анализ многочисленных промежуточных вариантов моделей кайнозойской эволюции Присахалинского шельфа, а также к.г.-м.н. Лавреновой Е.А. и Горбунову А.А., творческое взаимодействие с которыми способствовало правильному пониманию геологии региона исследований. Завершение работы было бы проблематичным без дружеской творческой помощи, поддержки и конструктивной критики со стороны сотрудников кафедры «Теоретических основ поисков и разведки нефти и газа» и кафедры «Общей геологии» Российского Государственного Университета нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, за что всем им автор сердечно благодарен.

Принятые сокращения и используемые понятия.

Н-Г структуры – нефтегазовые структуры;
ГАУС – генерационно-аккумуляционные углеводородные системы;
РОВ – рассеянное органическое вещество;
НГМТ – нефте-газоматеринские толщи;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.
Структурный этаж кайнозойского чехла – комплекс горных пород различного состава и стратиграфического объёма, связанных между собой единством структурного плана и тектонических деформаций. Структурный этаж отражает определенный этап тектонической эволюции той или иной территории (структурной зоны) и отделен от других этажей угловыми несогласиями [Богданов, 1963].
Палео-Охотская плита – древняя литосферная плита, которая существовала в Охотоморском регионе в период от ~ 42 до ~ 10 млн. лет.
Охотоморская плита – современная литосферная плита;

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В главе 1 «Особенности геологического строения северо-восточной части Присахалинского шельфа» на основе систематизации обширного материала приводится характеристика района исследований, включающая литолого-стратиграфическое описание пород осадочного чехла, тектоническое строение, нефтегазогеологическое строение территории, описание нефтегазоносных комплексов и др.

В изучении геологического строения и нефтегазоносности о. Сахалин и прилегающего шельфа существенный вклад внесли работы Баженовой Т. К., Гладенкова Ю. Б., Гололобова Ю. Н., Грецкой Е. В., Гречина В. И., Зоненштайна Л. П., Маргулис Е. А., Маргулиса Л.С., Хаина В. Е., Харахинова В.В. и других исследователей.

Регион Охотского моря в тектоническом отношении представляет собой область взаимодействия крупнейших мировых литосферных плит – Тихоокеанской, Евразийской и Северо-Американской. В зоне сочленения этих плит выделяются микроплиты – Охотоморская и Амурская, граница которых в пределах рассматриваемой части региона проходит по Сахалину (Центрально-Сахалинский разлом) и имеет характер правостороннего сдвига-надвига.

Центральное положение в современной структуре Охотоморского региона занимает Охотоморская литосферная плита. Вдоль западного и восточного ее обрамления располагаются северная часть Хоккайдо-Сахалинской и южная часть Корякско-Камчатской складчато-орогенных систем, соответственно. К осевой части первой из них приурочена разломная зона, разделяющая Охотоморскую и Амурскую плиты. В настоящее время эта зона характеризуется высокой сейсмической активностью и несет признаки правосторонней сдвиго-надвиговой (транспрессионной) системы разломов. К северу от Сахалина продолжение этой межплитной границы прослеживается нечетко – по зоне рассеянной сейсмичности.

Структурно-стратиграфические комплексы рассматриваемой части Присахалинского шельфа отличаются друг от друга по стилю дислокаций и их интенсивности. Завершивший формирование к рубежу мела и палеогена фундамент региона имеет ярко выраженное гетерогенное строение, характеризующееся покровно-складчатым стилем. На сложно расчлененной эрозионной поверхности фундамента с резким структурным несогласием залегает кайнозойский чехол. Чехол имеет отчетливое двучленное строение.

Подавляющая часть запасов нефти (95 %) и газа (80 %) приурочены к интервалу глубин до 3 км. Основными нефтегазоносными комплексами северо-восточного Сахалина и примыкающего шельфа являются окобыкайско-нижненутовский и уйнинско-дагинский; значительные перспективы связываются с трещинными коллекторами даехуринского комплекса. В разрезах этих комплексов присутствуют три типа природного резервуара: пластовый, массивно-пластовый и линзовидный.

В главе 2 «Палеотектонические условия распространения УВ систем в северо-восточной части Присахалинского шельфа» описывается геодинамическая концепция формирования в кайнозое основных структур как всего Охомоторского региона, так и северо-восточной части Присахалинского шельфа.

В эоцене (примерно 42 млн. лет назад) произошла существенная кинематическая перестройка движения плит в Тихом океане. До этого рубежа Западно-Тихоокеанская литосферная плита дрейфовала в близ-меридиональном направлении (параллельно простиранию Императорского подводного хребта – цепочки потухших позднемезозойско-раннекайнозойских вулканов), т.е. с существенной сдвиговой составляющей по отношению к Курило-Камчатскому сегменту окраины Евразии. Начиная с этого рубежа, плита начинает двигаться в северо-западном направлении (параллельно простиранию Гавайского хребта – цепочки позднекайнозойских вулканов), т.е. фактически

ортогонально по отношению к окраине Евразии. В результате глобальной перестройки движения литосферных плит на рубеже 42 млн. лет назад начался новый эпизод субдукции древней, «холодной» и «тяжелой» литосферы Западно-Тихоокеанской плиты под «легкую» континентальную литосферу Евразии и произошло заложение ее современной активной окраины.

С самого начала процесса субдукции Западно-Тихоокеанской плиты под Курило-Камчатский край Евразии на этом краю проявились рифтогенные процессы. В частности, рифтогенез, проявившийся в эоцене в тылу Курильского сегмента нарождающейся современной Курило-Камчатской вулканической островной дуги. Спустя непродолжительное время рифтинг трансформировался в спрединг, образовавший к миоцену Южно-Курильскую глубоководную котловину с новообразованной земной корой океанического типа. Эта негативная морфоструктура отделяет сейчас южную часть Охотоморской плиты от Курильского сегмента Курило-Камчатской островной дуги. Раскрытие Южно-Курильской глубоководной котловины следует связывать с вращением Палео-Охотской плиты по часовой стрелке относительно Эйлерова полюса, располагавшегося на самом юге Камчатки (Рис. 1).

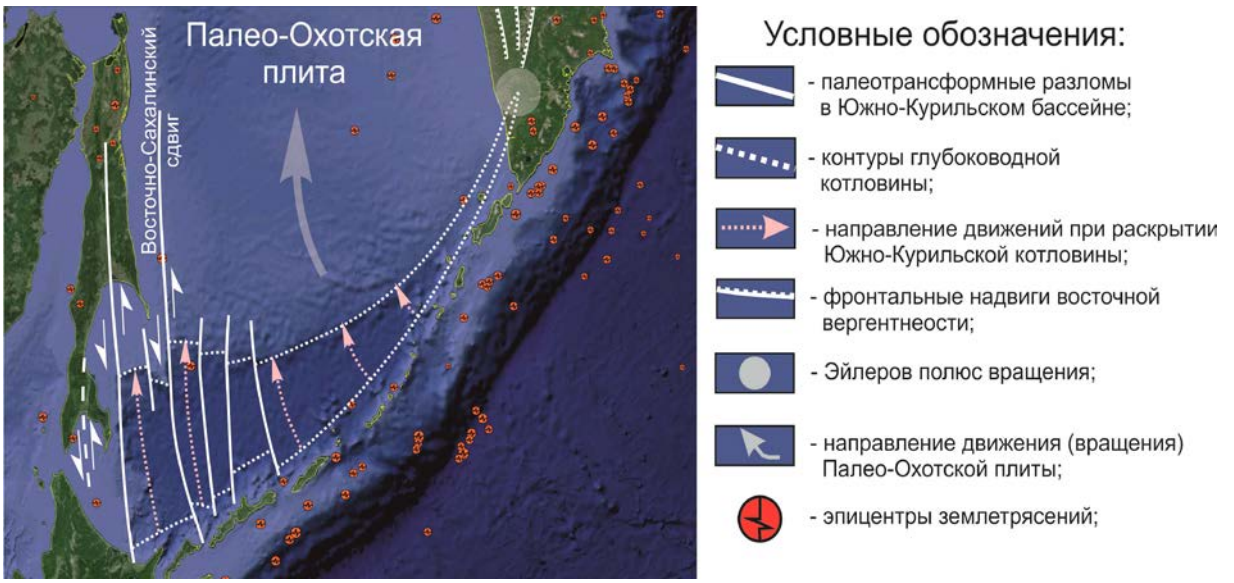

Рис. 1. Концептуальная схема раскрытия спрединового Южно-Курильского задугового бассейна в тылу Курильского сегмента Курило-Камчатской островной дуги.

Начиная с середины миоцена раскрытие Южно-Курильской впадины прекратилось. Палео-Охотская плита стала элементом строения Охотоморской плиты, которая по принципу правосторонней транспрессии стала взаимодействовать с Амурской плитой. Границей этих плит северной части Сахалина следует считать Центрально-Сахалинскую систему разломов (правых взбросо-сдвигов) и её южное продолжение, трассируемое вдоль западного побережью южной части Сахалина (Рис. 2). Вдоль этой разломной системы в настоящее проявляется высокая сейсмическая активность (Нефтегорское, Невельское и многочисленные другие землетрясения), подтверждающая то, что правосторонний трансперссионный режим здесь имеет место и в настоящее время.

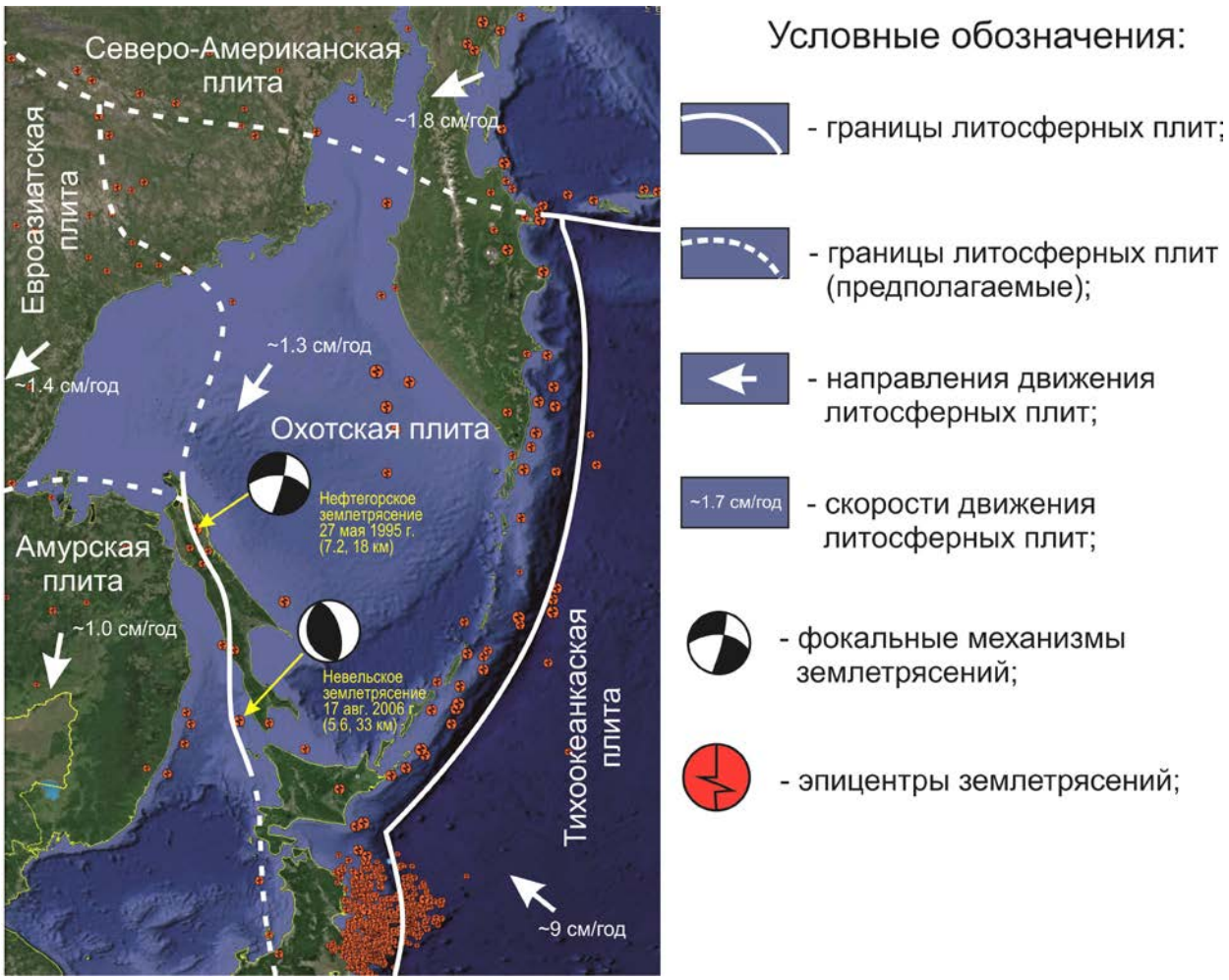

Рис. 2. Схема движений литосферных плит Охотоморского региона.

В истории накопления кайнозойского чехла района исследований (в истории развития осадочного бассейна Присахалинского шельфа) реконструируются два этапа, разделенных эпизодом, к которому приурочено структурно-стратиграфическое несогласие.

Первый этап начался в олигоцене и завершился в среднем миоцене. На протяжении почти всего этого этапа (в олигоцене, в уйнинское и дагинское время) происходило фрагментарное накопление толщ, нивелировавших отрицательные формы палеорельефа, унаследованные от предыдущей аккреционно-коллизионной стадии развития региона, а также зародившиеся и развивавшиеся в этот период рифтогенные структуры. В это время произошло формирование основных нефтематеринских толщ и нижних коллекторских пород, а также отдельных структурных ловушек (структур Мынгинского типа) и ловушек литолого-стратиграфического типа. В завершении этого этапа (в окобыкайское время) в условиях высокого стояния уровня моря, весь рассматриваемый район оказался глубоко погружен и в его пределах накапливалась глинистая толща, играющая роль регионального флюидоупора.

Второй этап охватывает интервал от позднего миоцена (ранненутовское время) до настоящего времени. На этом этапе синхронно с развитием впадин ТИНРО и Дерюгина, а также Южно-Курильской глубоководной котловины происходило общее прогибание бассейна и формирование крупных правых сдвигонадвиговых магистральных разломов и сопряженных с ними кулисных разрывных систем, а также субмеридиональных сопряженных антиклинальных и синклинальных зон. Отдельные антиклинали, участвующие в строении антиклинальных зон, представляют собой структурные ловушки (структуры Киринского типа).

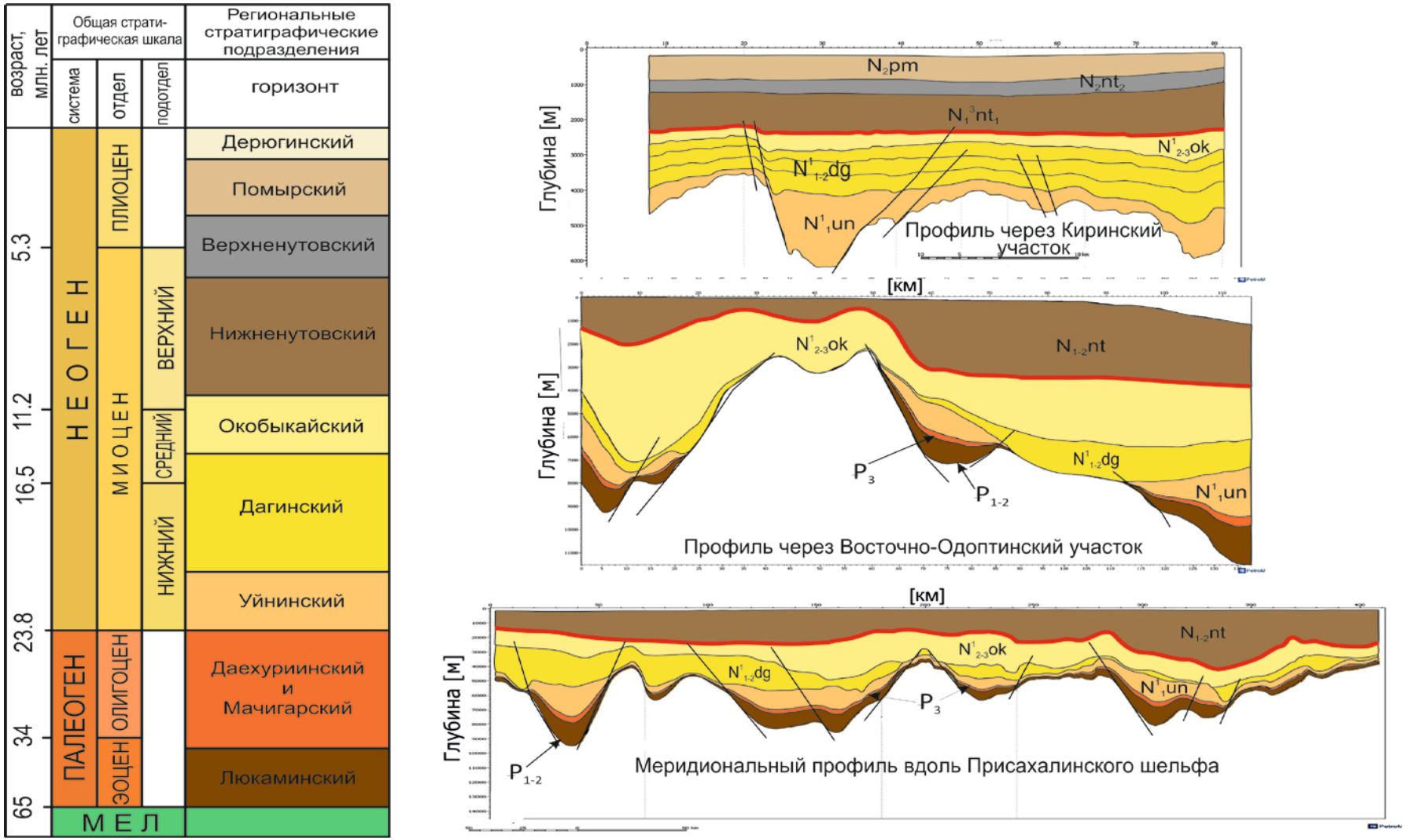

Рис. 3. Профили, иллюстрирующие внутреннее строение кайнозойского чехла Охотоморского региона Присахалинского шельфа
На всех профилях красной жирной линией показана граница (структурно-стратиграфическое несогласие) между нижним (палеоген-нижнемиоценовым) и верхним (нижнемиоцен-четвертичным) структурными этажами чехла в северо-восточной части Присахалинского шельфа.

В строении осадочного чехла выделено два структурных этажа (Рис. 3), формировавшихся на первом и втором этапах, соответственно. Нижний структурный этаж формировался в конце палеогена, раннем и среднем миоцене. Формирование верхнего структурного этажа кайнозойского чехла произошло в позднем миоцене – квартере.

Для структур, формировавшихся во время накопления комплексов (толщ) нижнего структурного этажа, характерна разломная система, состоящая из субмеридионального Восточно-Сахалинского левого сдвига и отходящих от него на восток субширотных оперяющих сбросов, обусловивших формирование нефтегазовых структур Мынгинского типа.Для структур, формирование которых произошло во время накопления комплексов (толщ) верхнего структурного этажа, характерно сочетание субмеридиональных разломов правостороннего сдвиго-надвигового типа и сопряженных с ними субмередиональных конседиментационных антиклинальных и синклинальных зон, обусловивших формирование нефтегазовых структур Киринского типа.

В главе 3 «Палеогеографические условия распространения УВ систем в северо-восточной части Присахалинского шельфа» описаны литолого-фациальные и структурные особенности пород Сахалина и Присахалинского шельфа, позволяющие реконструировать климатические и палеогеографические условия формирования кайнозойских толщ.

История накопления кайнозойского осадочного чехла изучаемого региона начинается с палеогена. В этот период здесь существовали крупные обособленные участки прогибания, где накапливались породы люкаминского и неразделенного даехур-мачигарского горизонтов, разделенные участками гористой суши (Рис. 4).

После относительного выравнивания палеорельефа на рубеже начала неогена начинается осадконакопление уже более распространенных по площади (покровных) миоценовых отложений (дагинский горизонт), а поступление осадочного материала уже происходит с запада (азиатский континент и поронайский микроконтинент) с сильным влиянием дельт палеорек. Стоит отметить, что контуры выступов и прогибов фундамента (в том числе Южно–Киринское, Мынгинское поднятия) во многом сохраняются и в этот промежуток времени. Тектонические напряжения, по-видимому, окончательно ослабли к началу позднего миоцена, когда после кратковременной регрессии наступает период затишья. В это время, на которое пришелся максимум трансгрессии, в режиме некомпенсированного прогибания накапливаются глинистые породы окобыкайского горизонта.

С началом нового тектонического этапа начинается заполнение аккомодационного пространства осадками нутовского горизонта с проградацией фациальных зон на восток по мере заполнения бассейна. Ощутимый подъем уровня моря устанавливается также в начале плиоцена (средненутовское время). Поздний плиоцен – помырское время – за исключением короткой фазы морского режима в его начале, знаменовал период регрессии.

В главе 4 «Эволюция осадочных бассейнов по результатам моделирования» представлена хронология основных геологических и тектонических событий на северо-восточном Присахалинском шельфе, на основании которой были созданы трехмерные модели тектонического развития исследуемого региона.

К моменту начала накопления базальных уровней чехла район Присахалинского шельфа представлял собой регион с отчетливо дифференцированным рельефом в виде серии суб-параллельных близмеридионально ориентированных горных хребтов – остаточных поднятий, сформированных на завершающих этапах образования фундамента региона, и разделяющих их межгорных глубоких впадин.

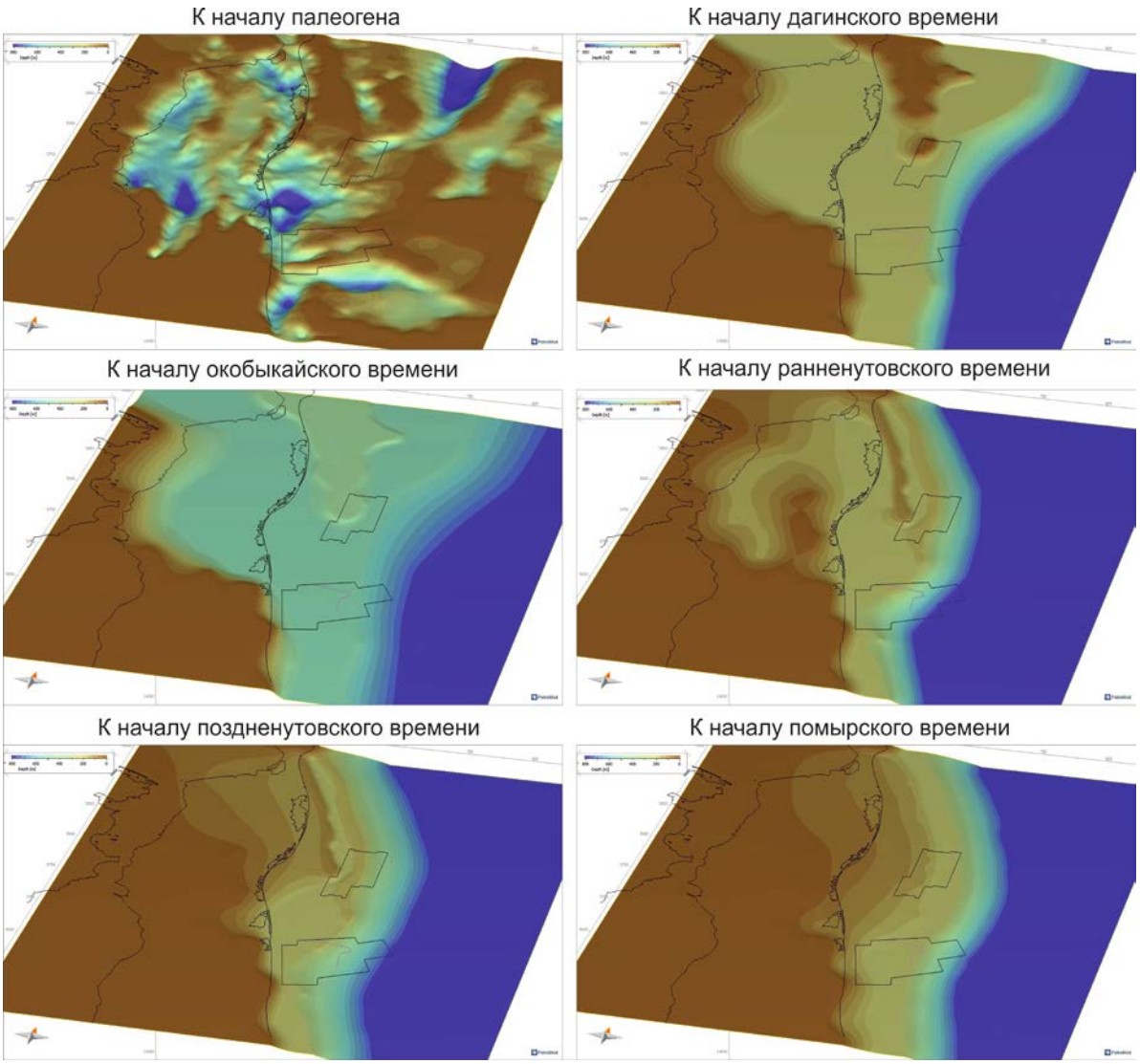

Рис. 4. Палеорельеф поверхностей осадконакопления на различные этапы формирования Присахалинского шельфа

Условия осадконакопления в обособленных межгорных прогибах и впадинах, которые можно соотнести с доплитным (синрифтовым) этапом формирования бассейна, продолжали существовать в течении люкаминского, мачигарского, даехуринского, уйнинского и дагинского времени с постепенным нивелированием расчлененного рельефа и релаксацией тектонических движений и напряжений. Этот режим продолжался и во время накопления окобыкайского горизонта. Однако в окобыкайское время в регионе проявилась мощная трансгрессия, в результате чего бассейн осадконакопления стал глубоководным. В нем почти повсеместно в условиях недокомпенсации накапливались в основном глинистые осадки.

В начале ранненутовского времени стартовал плитный (пострифтовый) этап формирования бассейна, т.к. нижненутовские отложения окончательно перекрывают все впадины и воздымания, и нивелируют палеорельеф. С этого времени началось и продолжается до настоящего времени нормальное плитное осадконакопление с минимальными амплитудами эрозий.

Последовательность основных тектонических событий показана на схеме (Рис. 5 (верхняя часть)).

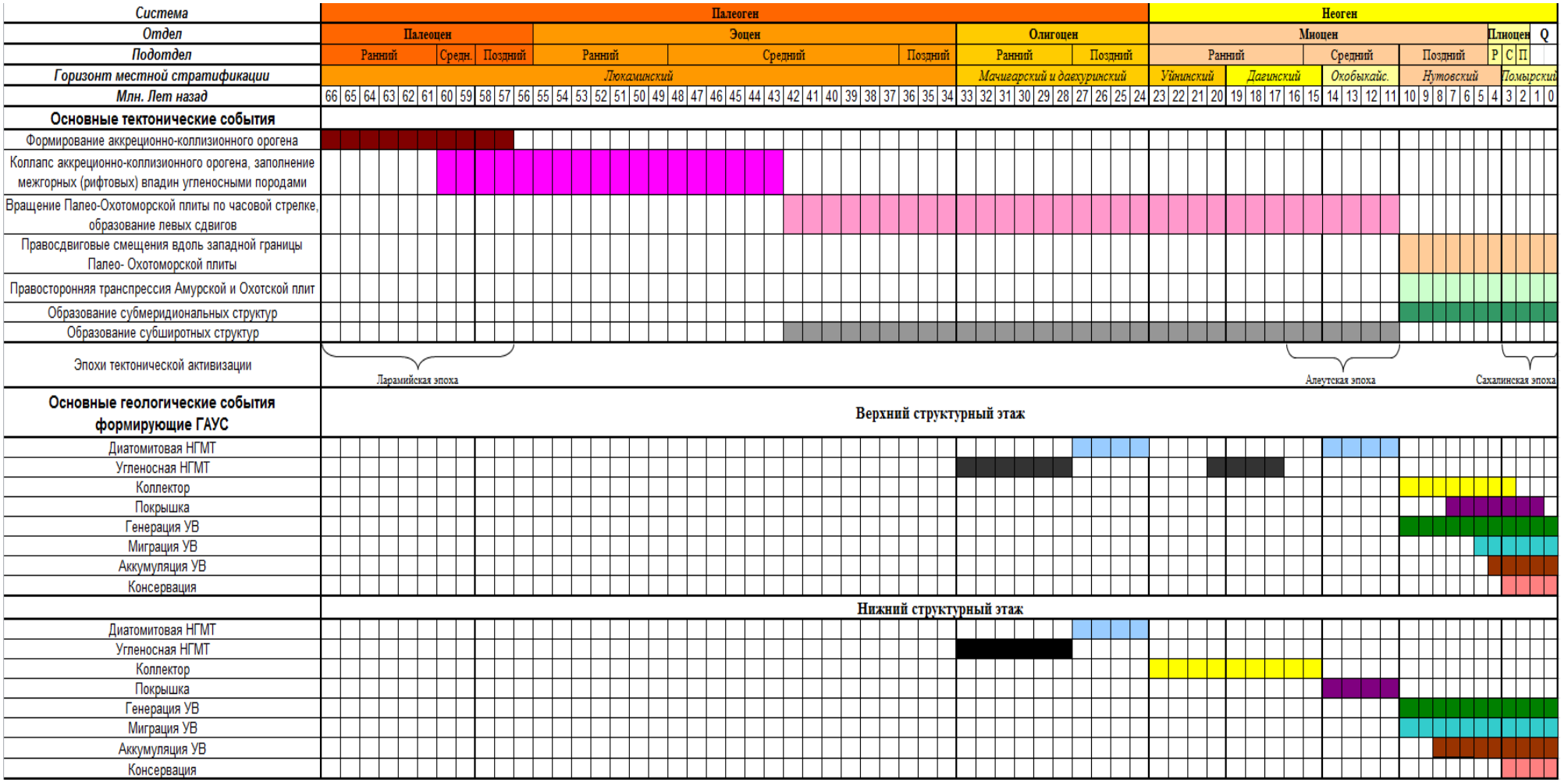

Рис. 5. Последовательность основных тектонических событий (вверху) и модель эволюции ГАУС (внизу) северо-восточной части Присахалинского шельфа в кайнозое

В главе 5 «Условия формирования и эволюция ГАУС по результатам технологий бассейнового моделирования» приводится описание основных элементов ГАУС северо-восточной части Присахалинского шельфа и их эволюция в кайнозое.

В пределах Присахалинского шельфа выделяются бассейны и суб-бассейны: Западно-Сахалинский, Северо-Сахалинский, Дерюгинский, Северо-Дерюгинский, Восточно-Дерюгинский, Пограничный и Южно-Пограничный (Рис. 6). Особенности строения и закономерности геодинамического развития этих бассейнов и суб-бассейнов определяют специфику формирования, распространения и состава ГАУС Присахалинского шельфа.

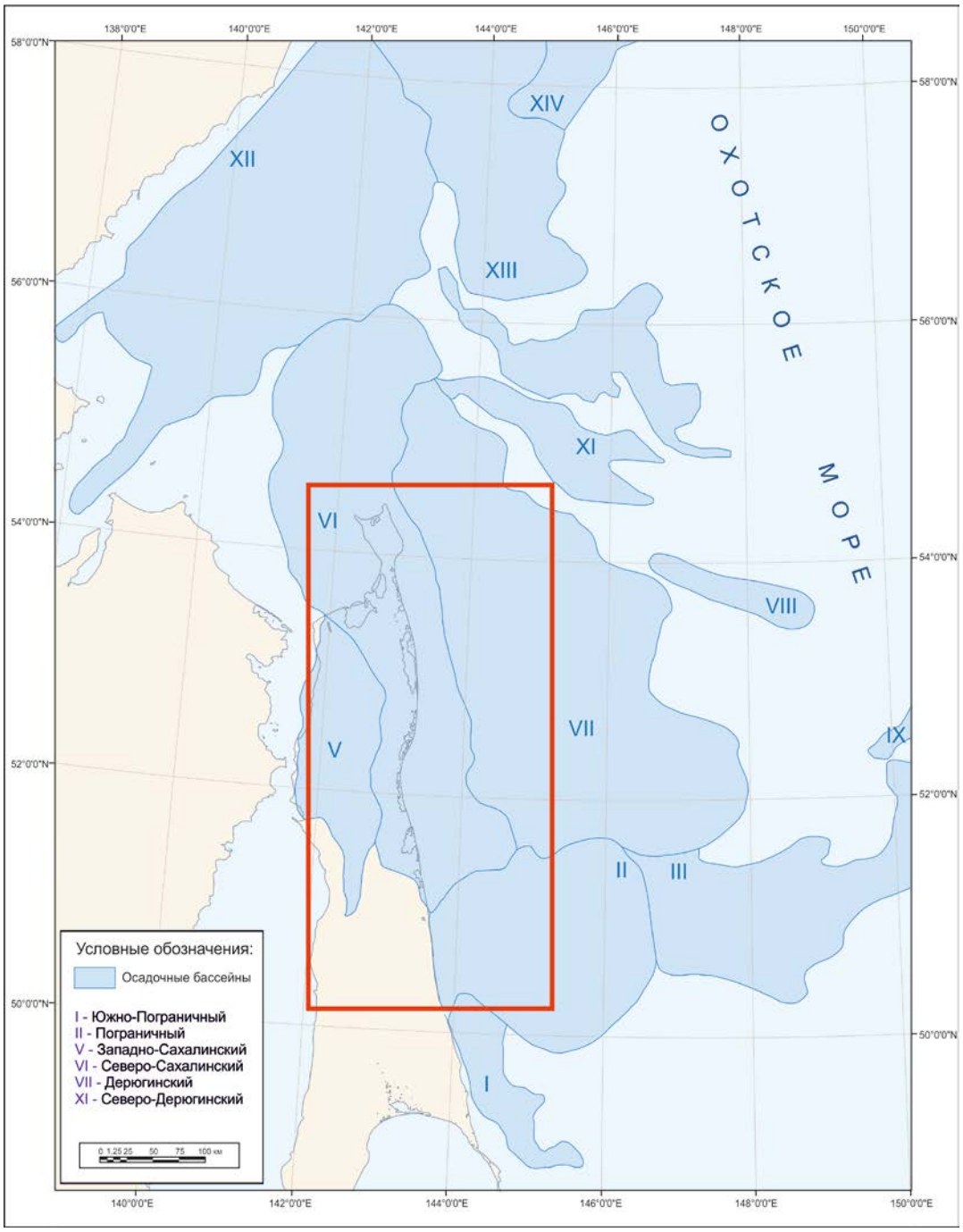

Рис. 6. Осадочные бассейны Западной части Охотоморского региона
Схема заимствована из рукописной работы (Керимов В. Ю. и др. 2014 г.)
Красной рамкой показано положение рассматриваемого в диссертации района (северо-восточная часть Присахалинского шельфа)

Нефтематеринские толщи

Потенциально нефтегазоматеринскими породами являются глинистый (глинисто-кремнистый) даехуринский, угленосный среднедагинский и глинистые окобыкайский и нутовский горизонты [Харахинов, 2010]. РОВ в породах даехуринской, окобыкайской и нутовской НГМ толщ отнесено ко II типу керогена, а пород среднедагинского подгоризонта – к III типу керогена [Баженова, 2009].

Результаты моделирования (Рис. 7) указывают на то, что породы нутовского горизонта катагенетически незрелые. В депоцентрах впадины Дерюгина и Чайвинской, Пильтунской, Венинской синклинальных зон породы окобыкайского горизонта вступили в зону генерации УВ в нутовское время (в позднем миоцене). Это означает, что окобыкайский горизонт не мог быть основным источником УВ для залежей в рассматриваемом районе Присахалинского шельфа.

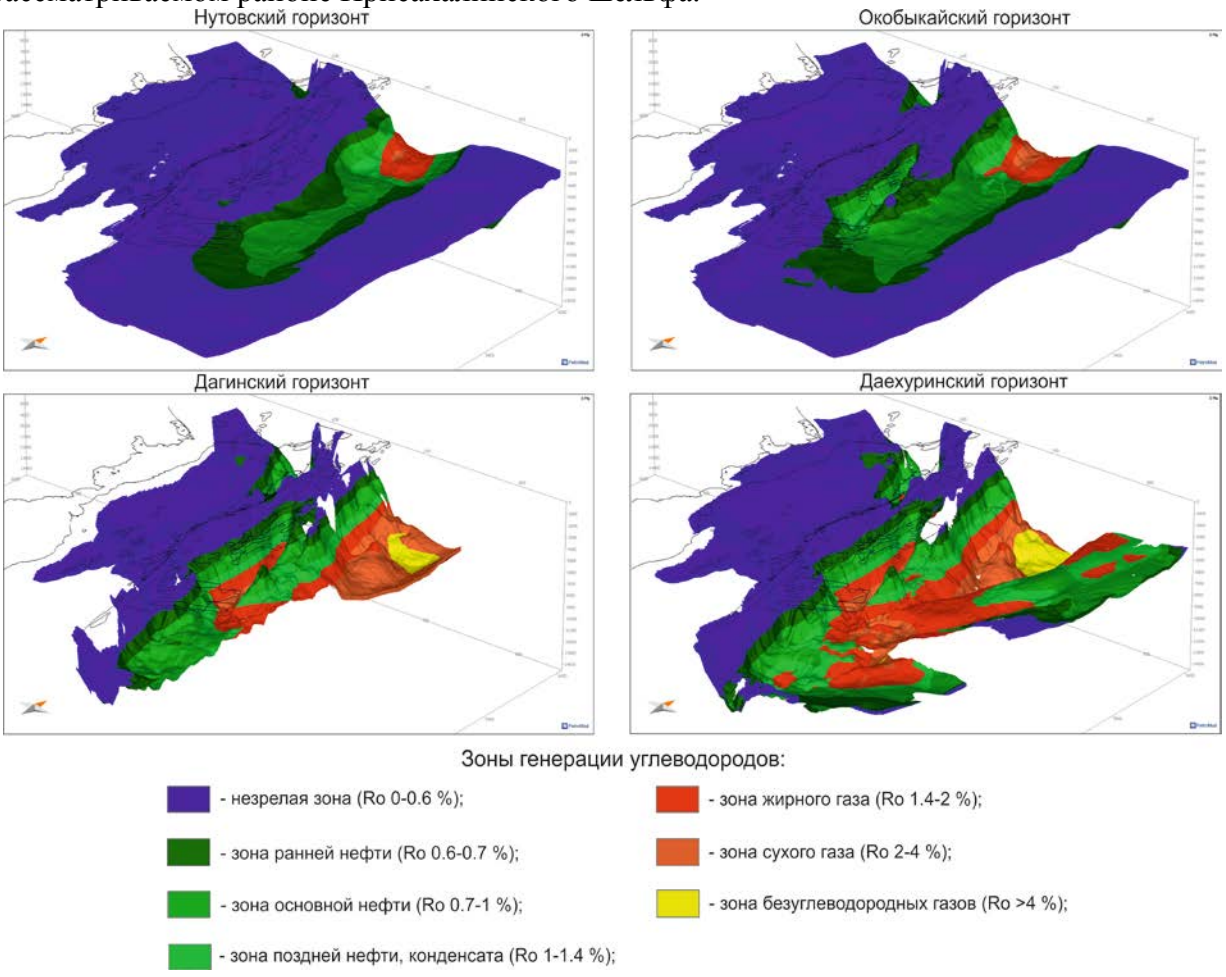

Рис. 7. Трехмерная визуализация зон генерации УВ Присахалинского шельфа

Породы среднедагинской угленосной НГМТ, подобно породам окобыкайской толщи, вступили в фазу генерации УВ также только в глубоких прогибах. Однако, не смотря на меньшую степень их катагенетической преобразованности (в силу того, что угленосные образования среднедагинской толщи дольше находятся в зоне генерации) их влияние на формирование УВ потенциала рассматриваемого района более существенно.

Даехуринские отложения палеогена, являются наиболее вероятным источником УВ на Присахалинском шельфе. Во-первых, по причине большой мощности перекрывающих их отложений неогена, даехуринские отложения практически повсеместно вошли в позднюю зону генерации нефти и степень из созревания приближается к 100%. Во-вторых, результаты изучения биомаркеров (геохимических исследований на молекулярном уровне) показали родство дагинской и нутовской нефти с органическим веществом даехуринских отложений. Однако низкая степень геохимической изученности

даехуринских отложений не позволяет получить надежные количественные оценки объемов генерации УВ.

Используя результаты биомаркерного анализа нефтей выполненного под руководством профессора Гордадзе Г. Н., а также ранее опубликованные данные Грецкой Е. В. и Поповичем Т.А. была построена тригонограмма распределения регулярных стеранов для ряда месторождений нефти и газа на исследуемой территории (Рис. 8).

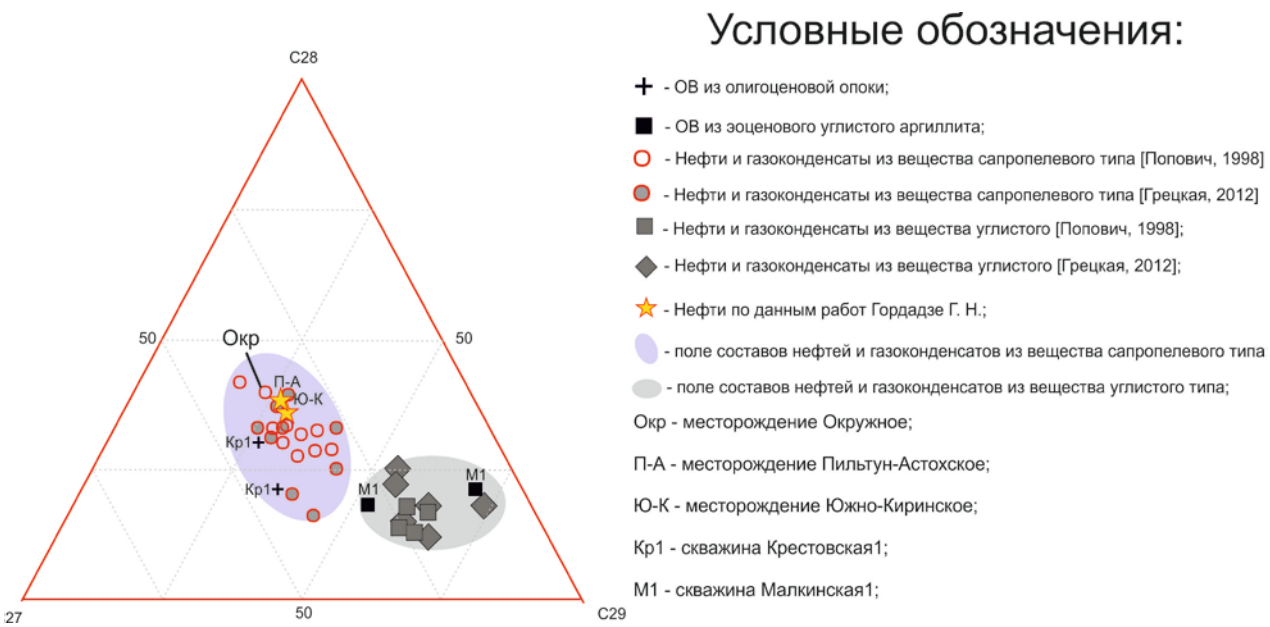

Рис. 8. Треугольная диаграмма распределения регулярных стеранов $C_{27}/C_{28}/C_{29}$ в нефтях, газоконденсатах и хлороформенных битумоидов пород Сахалина

Характеристика УВ-показателей выделенных генотипов нефтей и конденсатов Северо-Восточной части Присахалинского шельфа свидетельствует о том, что источником для их образования послужило исходное ОВ различного фациально-генетического типа. I тип нефтей был генерирован исходным ОВ с большей долей участия сапропелевой составляющей; II – с большей долей гумусовой составляющей. Эти же данные указывают на родство исследованных образцов нефтей с нефтью месторождения Окружное (даехуринский горизонт – палеоген).

По результатам проведенного бассейнового моделирования было локализовано 6 независимых очагов генерации нефти и газа, каждый из которых мог самостоятельно производить УВ-флюиды для насыщения прилегающих ловушек (Рис. 9 и 10).

Дерюгинский очаг генерации локализован во впадине Дерюгина и прослеживается во всех горизонтах осадочного чехла вплоть до нутовского с постепенным уменьшением площади очага вверх по разрезу. Является предполагаемым источником УВ для заполнения структур Восточно-Одоптинская, Лозинская, Шивчибинская, Баутинская, а также известных месторождений Пела-лейч и Хангузинское.

Пильтун-Чайвинский очаг генерации локализован в Пильтунской и Чайвинских синклинальных зонах вплоть до окобыкайских отложений. Является наиболее вероятным источником УВ в месторождениях Одопту-море, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Чайвинское.

Венинский очаг генерации локализован в пределах Венинской синклинальной зоны вплоть до дагинских отложений и низов окобыкайского горизонта. Является источником УВ для месторождений Венинское, Лунское, Киринское, Южно-Киринское и структур Аяшская, Южно-Аяшская, Ульвинская, Восточно-Ульвинская.

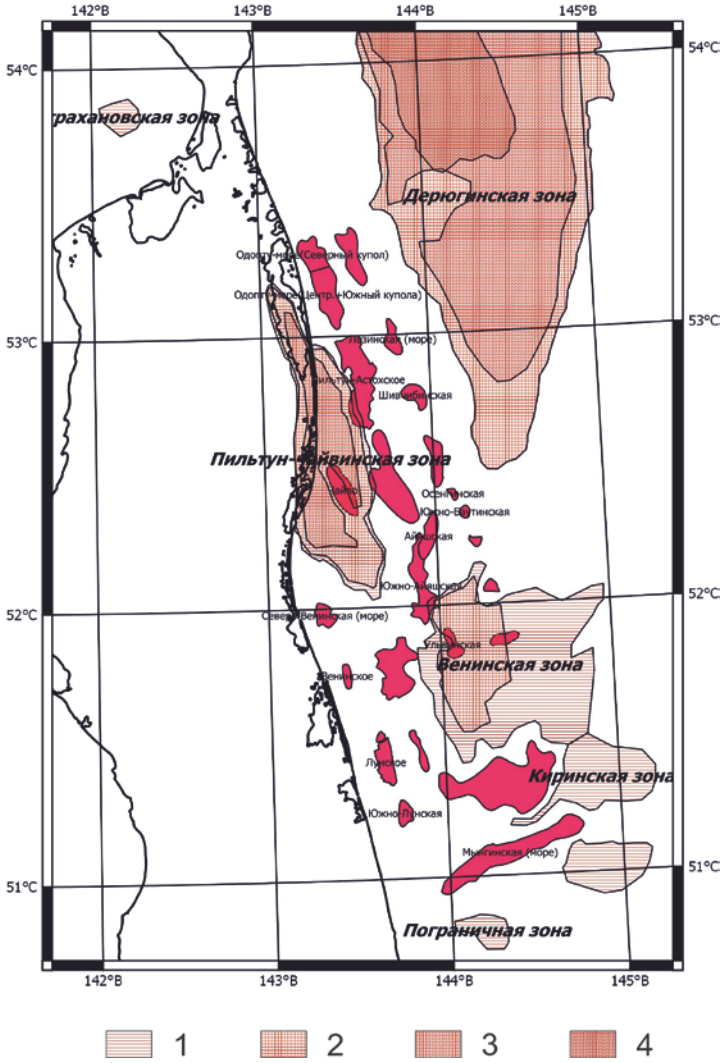

Рис. 9. Карта очагов генерации газа по результатам моделирования
1 – в даехуринских породах; 2 – в дагинских породах; 3 – в окобыкайских породах; 4 – в нутовских породах;

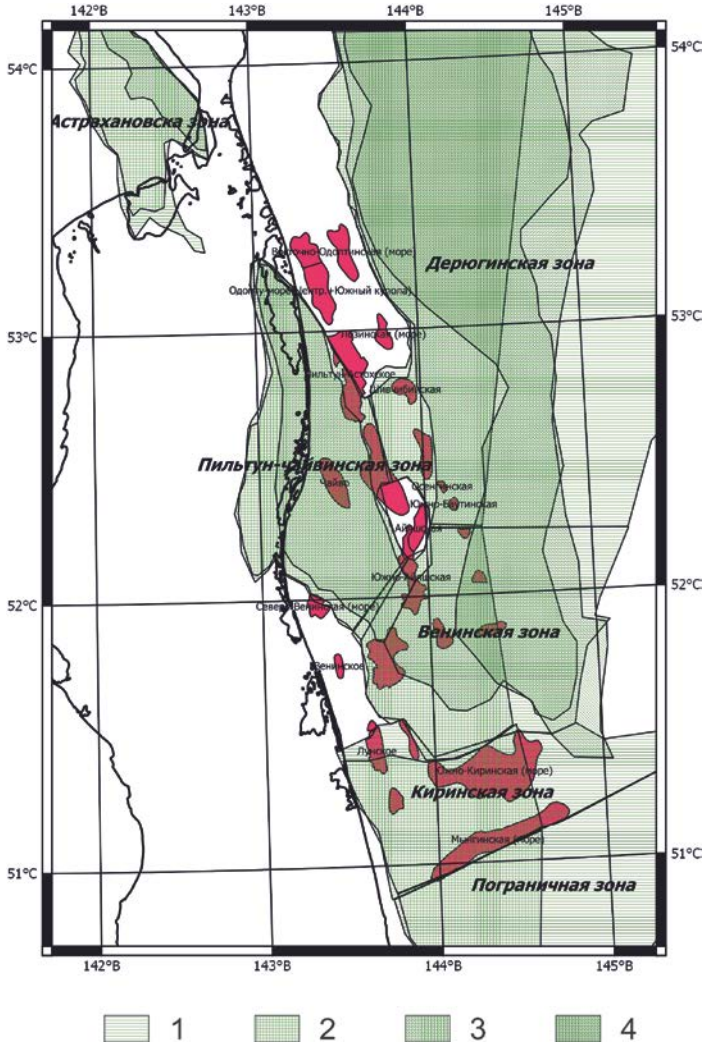

Рис. 10. Карта очагов генерации нефти по результатам моделирования
1 – в даехуринских породах; 2 – в дагинских породах; 3 – в окобыкайских породах; 4 – в нутовских породах;

Киринский очаг генерации локализован в пределах Мынгинской и Киринской синклинальных зон вплоть до дагинских отложений. Является второстепенным источником УВ для месторождений Лунское, Киринское, Южно-Киринское, Мынгинское.

Пограничный очаг генерации локализован в пограничной синклинальной зоне вплоть до дагинских отложений. Является второстепенным источником УВ для Мынгинского месторождения.

Астрахановский очаг генерации локализован западней п-ова Шмидта в пределах Астрахановской синклинальной зоны вплоть до окобыкайских отложений. Является источником УВ для Астрахановского месторождения. Очаг генерации малоинтересен для целей прогноза нефтегазоносности Присахалинского шельфа.

Сводка всех характеристик ГАУС верхнего и нижнего структурных этажей осадочного чехла северо-восточной части Присахалинского шельфа представлена в нижней части схемы, приведенной на Рис. 5.

В главе 6 «Количественная оценка генерации и аккумуляции УВ северо-восточной части Присахалинского шельфа» приведены результаты расчета трехмерных моделей северо-восточной части Присахалинского шельфа.

Исходя из анализа очагов генерации УВ, можно сделать вывод, что основными источниками для формирования залежей УВ на северо-восточной части Присахалинского шельфа были даехуринский и среднедагинский горизонты.

Активная генерация УВ в материнских толщах даехуринского горизонта начинается ~10 млн. лет назад и, в меньшей степени, продолжается на сегодняшний день (Рис. 11). Активная генерация УВ в материнских толщах дагинского горизонта началась позже, ~7 млн. лет назад, и также продолжается на сегодняшний день.

Рис. 11. Графики генерации УВ в НГМТ палеогена и нижнего миоцена

Основные расчетные аккумуляции сосредоточены в верхнедагинских отложениях. Переход УВ в нутовский комплекс осуществлялся только по разломным нарушениям в периоды их активации или в зонах утонения, либо выклинивания региональной окобыкайской и локальной нижненутовских покрышек (Рис. 12).

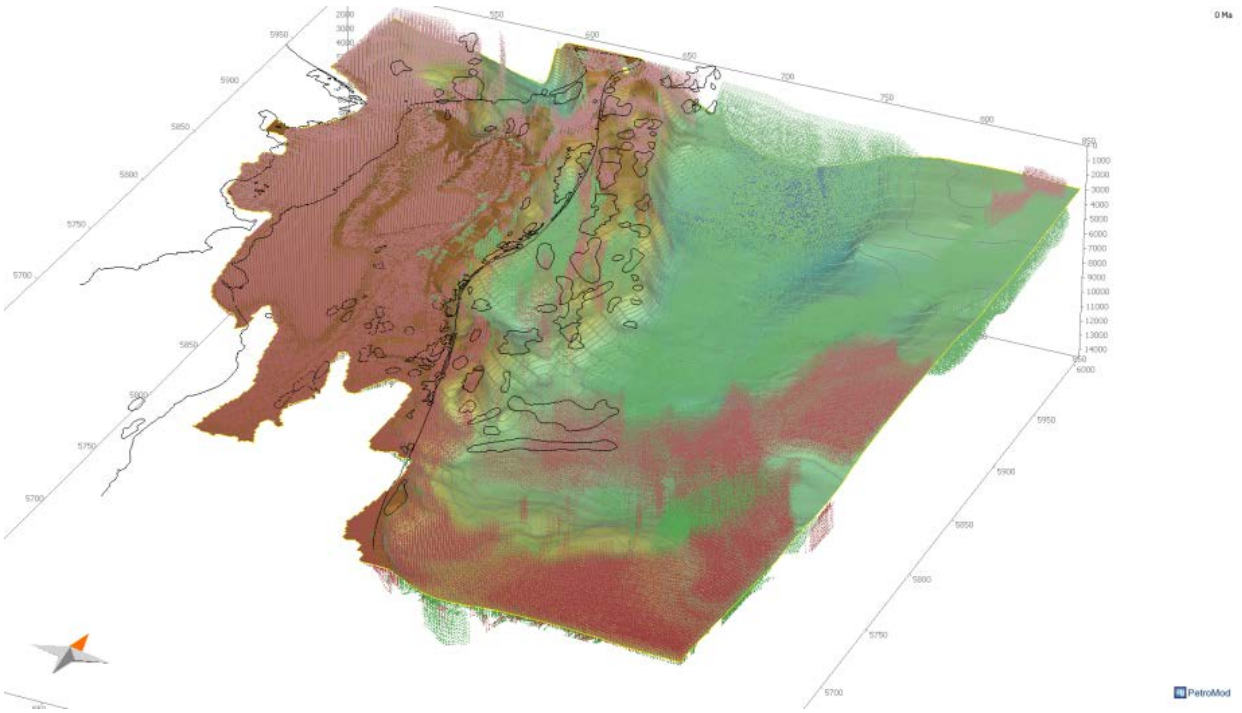

Рис. 12. Трехмерная визуализация модели миграции УВ Присахалинского шельфа

Были рассчитаны три варианта генерационно-аккумуляционной модели. При этом для расчетов были использованы карты интерполяций абсолютных значений свойств НГМТ с минимальными, средними и максимальными значениями содержания Сорг. Практически во всех моделях удалось на качественном (не на количественном) уровне смоделировать геометрию и место расположения известных залежей УВ, а также – аккумуляцию в некоторых перспективных ловушках (Рис. 13).

Заключение

Основные выводы диссертационного исследования сводятся к следующему.

Кайнозойской чехол Охотоморского региона подразделен на два структурных этажа. Двухэтажное строение чехла обусловлено двухэтапной кайнозойской эволюцией.

Разработана концепция формирования выделяемых в кайнозойском чехле северо-восточной части Присахалинского шельфа двух типов нефтегазоносных структур – структур близширотного простирания (структуры Мынгинского типа), приуроченных к нижнему структурному этажу, и структур близмеридионального простирания (структуры Киринского типа), приуроченных к верхнему структурному этажу. С учетом этого разработан внутренне непротиворечивый сценарий формирования разломов и перспективных нефтегазовых структур в кайнозойском чехле северо-восточной части Присахалинского шельфа.

На геохимическом уровне (УВ-биомаркеры) доказано родство нефтей Пильтун-Астохского (нутовский горизонт) и Южно-Киринского (дагинский горизонт) месторождений. Предполагается также их родство и единый источник с нефтью месторождения Окружное (даехуринский горизонт).

В северо-восточной части Присахалинского шельфа очаги генерации УВ локализованы в 6 различных зонах, приуроченных к различным тектоническим элементам и охватывающим различные стратиграфические уровни. Тип ОВ в основных нефтегазогенерирующих породах дагинского горизонта – гумусовый, а даехуринского горизонта – сапропелевый и гумусовый.

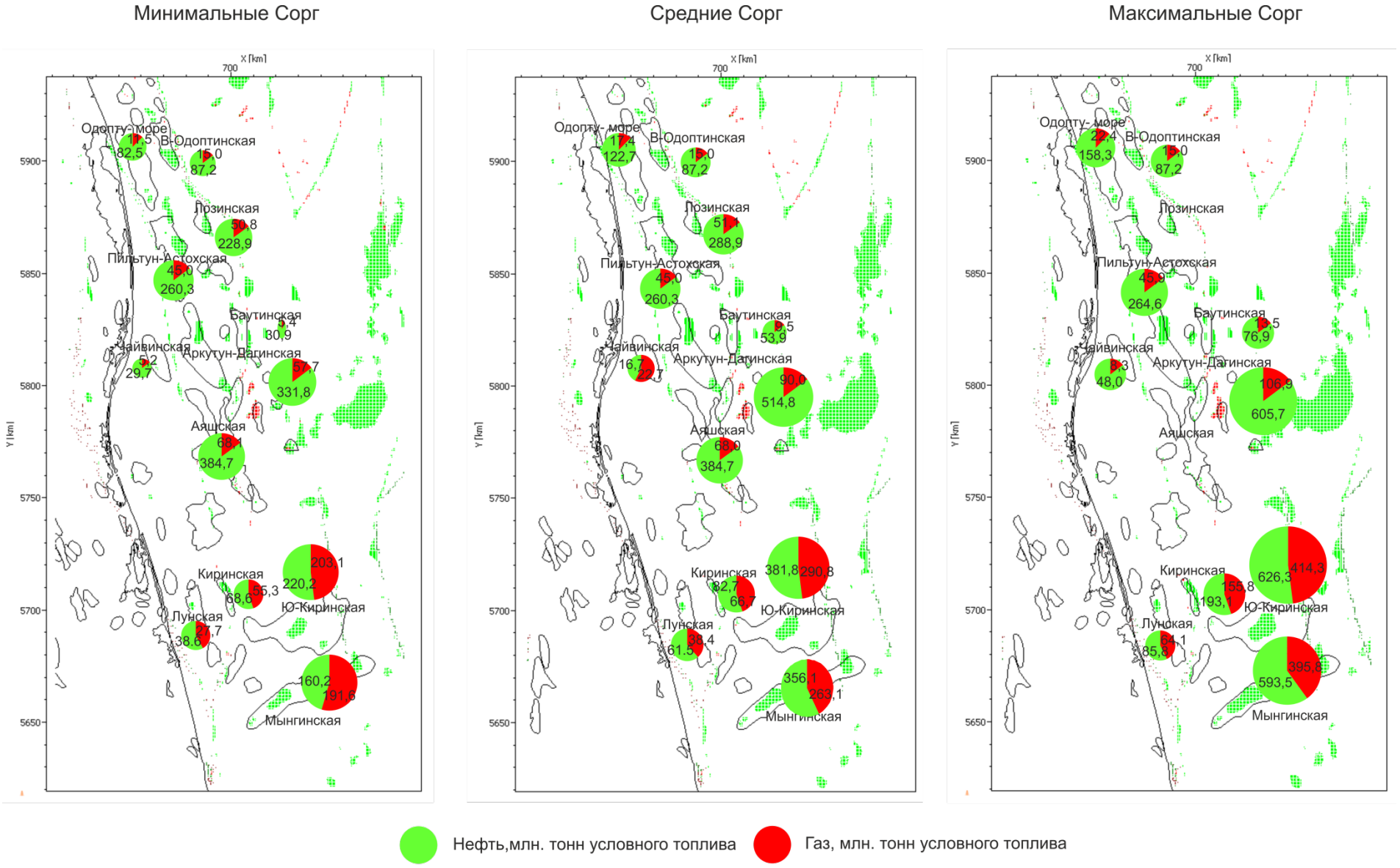

Рис. 13. Карты ГАУС Присахалинского шельфа по трем оценкам начального содержания Corg. в материнских породах

На формирование и разрушение залежей УВ на северо-востоке Присахалинского шельфа значительное влияние оказывают неотектонические движения, при этом миграционно-аккумуляционные процессы и межформационные перетоки связаны с разломами.

В даехуринских отложениях генерация УВ происходила ~15-12 млн. лет назад. На рубеже ~ 10 млн. лет назад она значительно ускорилась. В это же время началась вертикальная межформационная миграция, происходившая по зонам трещиноватости. Аккумуляция УВ происходит в нижнем структурном этаже, начиная с рубежа ~10 млн. лет, а в верхнем структурном этаже – ~5 млн. лет, т.е. с момента начала второго этапа тектонической активности.

Основными нефтегазоносными комплексами шельфа Сахалина являются окобыкайско-нижненутовский и уйнинско-дагинский, перспективен и даехуриинский комплекс. Нефти – легкие и средние, смолистые и малосернистые; газ – метановый, бессернистый, полужирный. В пределах района исследований продуктивность установлена лишь в уйнинско-дагинском комплексе, что указывает на значительные потенциальные ресурсы УВ.

Список опубликованных работ по теме диссертации

1. Керимов В.Ю., Синявская О.С., **Сизиков Е.А.** Прогноз районов вероятного нефтегазонакопления на Магаданском шельфе Охотского моря по результатам моделирования УВ систем // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 1. С. 41-48.

2. 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.

3. 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.

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

5. Керимов В. Ю., Синявская О. С., **Сизиков Е. А.,** Лавренова Е. А. Условия генерации и аккумуляции углеводородов в осадочных бассейнах Охотского моря (по результатам бассейнового моделирования) // «Новые идеи в геологии нефти и газа» 28-29 мая 2015 г. М.: МГУ С. 67-71.

6. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Синявская О.С., **Сизиков Е.А.,** Макарова А. Ю. Оценка углеводородного потенциала генерационно-аккумуляционных углеводородных систем осадочного чехла Охотского моря // EAGE – «Геомодель» 2015 г. Геленджик. http://eage.ru/upload/File/Geomodel/GM15/GM15%20Programme%20A4.pdf.

7. Керимов В.Ю., **Сизиков Е.А.,** Бондарев А.В., Кузнецов Н.Б., Романюк Т.В. Этапность формирования нефтегазоносных комплексов кайнозойского чехла северной части Присахалинского шельфа // VIII Всероссийское литологическое совещание «Эволюция осадочных процессов в истории Земли» 27-30 октября 2015 г. М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина Т. II С. 210-213.

8. Бондарев А.В., **Сизиков Е.А.** Кайнозойская геодинамическая эволюция нефтегазоносных комплексов северо-восточной части Присахалинского шельфа // 48 (XLVIII) Тектоническое совещание «Тектоника, Геодинамика и Рудогенез складчатых поясов и платформ» 2-6 февраля 2016 г. М.: ГЕОС. Т. I. С. 55-60.