

**ГЕОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТАТАРСКОГО ПРОЛИВА ЯПОНСКОГО МОРЯ НА ОСНОВЕ
ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Б.В. Сенин¹, В.Ю. Керимов², Е.А. Лавренова², Р.Н. Мустаев²

¹АО «Южморгеология», ул. Крымская 20, г. Геленджик, 353461; e-mail: r.mustaev@mail.ru

²ФГБОУВО Российский государственный геологоразведочный ун-т им. С. Орджоникидзе, ул. Миклухо-Маклая 23,
г. Москва, 117997

Поступила в редакцию 19 мая 2020 г.

В статье представлены результаты анализа и численного моделирования осадочных бассейнов рифтогенного прогиба Татарского пролива Японского моря, позволившего создать его объемную структурную модель и определить условия формирования его генерационно-аккумуляционных углеводородных систем. Для изучения геодинамической эволюции осадочных бассейнов Татарского пролива была проведена цифровая реконструкция истории прогибания и осадконакопления с использованием технологий численного бассейнового моделирования. Реконструкция хронотермобарических условий возникновения и эволюции очагов генерации углеводородов и формирования скоплений нефти и газа в осадочных бассейнах рифтогенного прогиба осуществлялась путем трехмерного моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем на базе программного обеспечения PetroMod (Schlumberger, Ltd, USA). Моделирование углеводородных систем позволило выявить принципиальные особенности их строения в акватории Татарского пролива на современном этапе их развития, которые в общих чертах сводятся к следующему: очаги генерации углеводородов располагаются во впадинах осадочных бассейнов, зрелость пород уменьшается с юга на север в соответствии с их глубинами залегания, аккумуляция углеводородов происходит в бортовых зонах бассейнов.

Ключевые слова: численное моделирование, геодинамический анализ, структурная модель, генерационно-аккумуляционные углеводородные системы, углеводороды, Татарский пролив, Японское море.

ВВЕДЕНИЕ

Татарский пролив, расположенный между азиатским материковым побережьем и островом Сахалин, представляет собой северную часть Японского моря, которая полностью относится к российской зоне морского недропользования [4, 5]. Геоморфологически ему соответствует протяженная морская впадина с глубинами дна от 8 м на севере, в фарватере пролива Невельского, соединяющего его с Амурским лиманом Охотского моря, до 1095 м к югу от 48° с.ш., на траверзе пос. Чехов. В геологическом отношении эта впадина формирует (наследует) крупный альпийский и новейший прогиб рифтогенного происхождения шириной до 50 км и глубиной по фундаменту до 10 км, который разделяет складчато-орогенные структурные комплексы Сихотэ-Алиня и Сахалина [31]. Этот прогиб в течение длительного

времени – с эоцена по плейстоцен (т.е. более 35 млн лет) – развивался в качестве глубоководного желоба или системы узких глубоководных впадин, отделенных от охотоморских бассейнов складчато-орогенными структурами системы Западно-Сахалинского антиклинория [14]. Складчатые структурные комплексы побережий являются его восточными и западными ограничениями.

В пределах рассматриваемой области прогиб имеет форму клина, расширяющегося к югу; его южное сопряжение с впадиной Японского моря находится за пределами этой области. Фундамент прогиба образован палеозойскими и мезозойскими (вплоть до нижнемеловых) породами морского происхождения, которые представлены вулканогенными, осадочно-вулканогенными и осадочными образованиями. При этом вулканогенные породы, как и наиболее древние

том, что этот комплекс, построенный на базе концепции образования месторождений углеводородов (УВ) исключительно за счет преобразования органического вещества осадочного разреза, возможно имеет определенные ограничения с точки зрения некоторых современных идей.

В частности, речь может идти о вероятности участия в процессах формирования и восполнения промышленных залежей (как минимум газа, а как максимум – и жидких УВ) разноразмерной, в том числе глубинной метановой и водородной дегазации недр, особенно свойственной областям активной мезозойской и кайнозойской геодинамики и тектогенеза и весьма актуальной для современных подводных окраин континента [3, 6, 7, 11, 17, 19].

Однако возможная роль и значение фактора дегазации недр в образовании месторождений исследованы еще недостаточно и оцениваются на качественном уровне, в связи с чем характеризующие его показатели пока не включаются в программно-технологические комплексы численного моделирования.

С другой стороны, используемые сегодня технологии демонстрируют на практике определенную эффективность на территориях развития поисковых и разведочных работ с изученными бурением параметрическими характеристиками осадочного разреза и дают приемлемые, в первом приближении, результаты для выбора приоритетных районов и участков постановки геологоразведочных работ на региональном и поисковом этапах.

Применяемая в настоящем исследовании технология позволила создать на основе предварительно разработанных сводных структурных моделей отдельных горизонтов разреза объемную структурную модель прогиба (рис. 2, а–г), исследовать его геодинамическую эволюцию в пространстве и времени и рассмотреть возможные условия генерации, миграции и аккумуляции УВ в его контуре.

Анализ материалов проведенных исследований в совокупности с опубликованными данными [1, 2, 5, 8–10, 13, 15, 16, 18, 20, 21, 23–30, 32, 33] позволили выполнить верификацию результатов моделирования для последующей калибровки. Для реконструкции хронотермобарических условий возникновения и эволюции очагов генерации углеводородов, восстановления условий их формирования и закономерностей распространения возможных скоплений нефти и газа в осадочных бассейнах Татарского пролива было проведено трехмерное моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем. В рамках решения поставленных задач были рассчитаны трехмерные модели основных оценочных параметров (рис. 3).

В процессе подготовки входных данных для бассейнового моделирования были изучены граничные условия: изменения глубины палеобассейнов в процессе их эволюции, температура на поверхности дна, тепловой поток. Для построения палеобатиметрических карт использовались палеогеографические реконструкции Л.С. Маргулиса и других исследователей [5].

Структурный и геодинамический анализ данных о геологическом строении осадочных бассейнов Татарского пролива и его континентального и островного обрамления, дополненный цифровыми реконструкциями истории его прогибания, показал, что основу тектоники его фундамента образует кайнозойская рифтогенная структура. Западное плечо этой структуры налегает на киммерийские и альпийские складчатые зоны Сихотэ-Алиня и представлено здесь Сихотэ-Алиньским вулканическим поясом. Восточная граница структуры определяется Хоккайдо-Сахалинской складчатой системой, сопряженной с одноименным линеamentом (сутурой), который является частью более крупного – глобального масштаба – Верхояно-Марианского линеамента, определяемого здесь также как Аркто-Тихоокеанская субглобальная сутура (с учетом современных данных по геологии и топографии дна арктического бассейна).

Примечателен тот факт, что примыкающие к этому линеamentу с востока и запада на его протяжении в Японско-Охотоморском регионе разновозрастные геологические образования формируют в плане структуру «елочки», хорошо наблюдаемую на региональных геологических картах и тектонических моделях. Этот факт указывает на то, что в отдельные периоды альпийского и неотектонического этапов относительно этой линии существовали условия не только клиноформного растяжения («сфенохазма») и сдвига, но и «встречно-вращательного» сжатия. Импульсы последнего приходили, скорее всего, со стороны Охотоморской плиты, которая, в свою очередь, транслировала их из зоны ее взаимодействия с литосферными массами Тихого океана в рамках системы «островная дуга–глубоководный желоб».

Структурными следствиями таких условий развития являются, вероятно, наблюдаемая асимметрия рифтового трога, с его пологим западным и крутым восточным бортами, преимущественное развитие вулканогенных комплексов мела и кайнозоя в зоне западного борта и складчато-взбросовых или складчато-надвиговых зон вдоль западного фланга о. Сахалин, с затуханием их амплитуд в северной части острова. При этом приоритетным процессом в зоне пролива в кайнозойе остается растяжение, имеющее, вероятно,

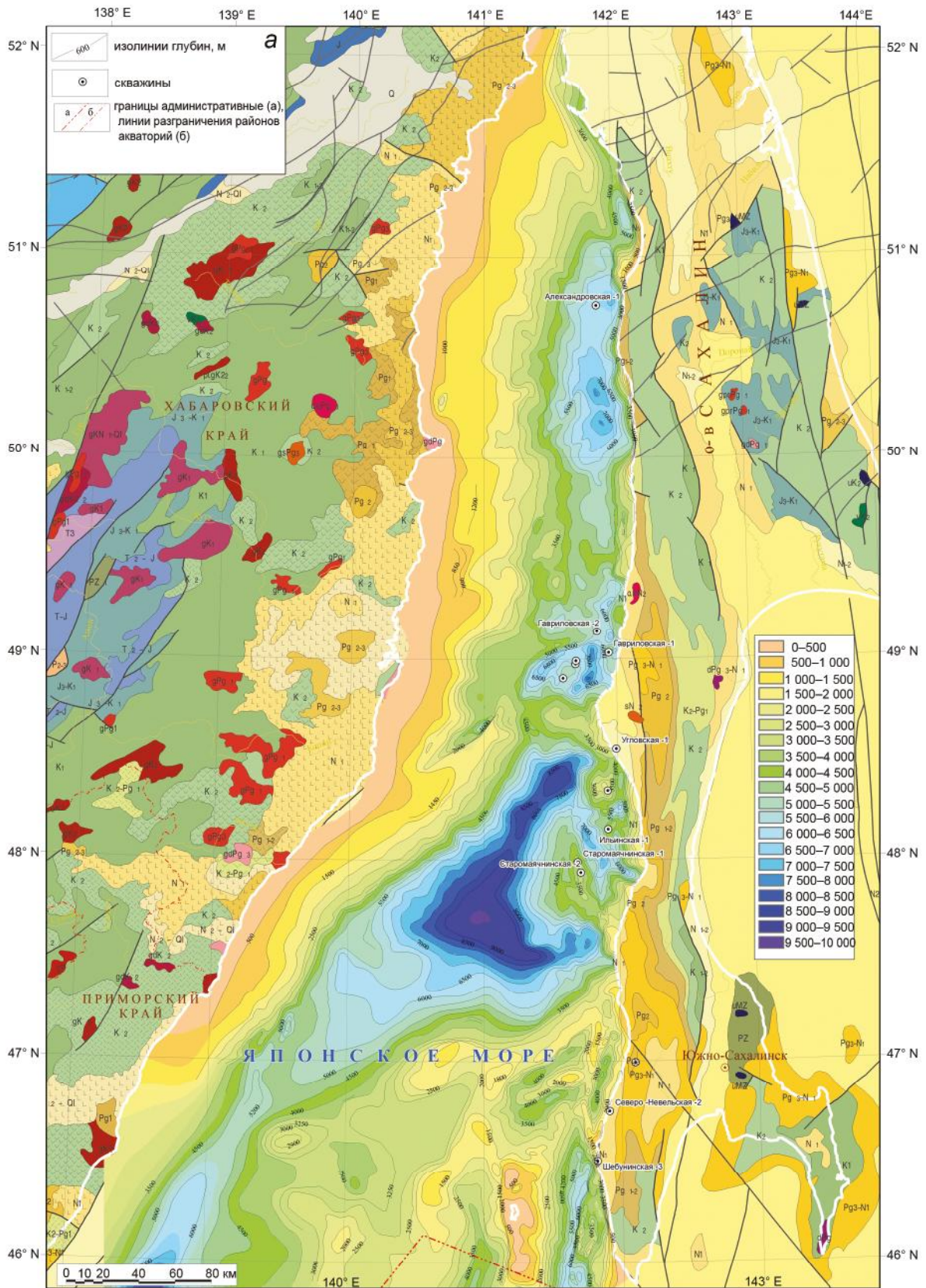


Рис. 2. Структурные карты. (Геологическая основа здесь и далее: Геологическая карта РФ, электронная версия. ВСЕГЕИ, 2008 г.)

а – вблизи подошвы осадочного чехла-кровли фундамента (ОГ F).

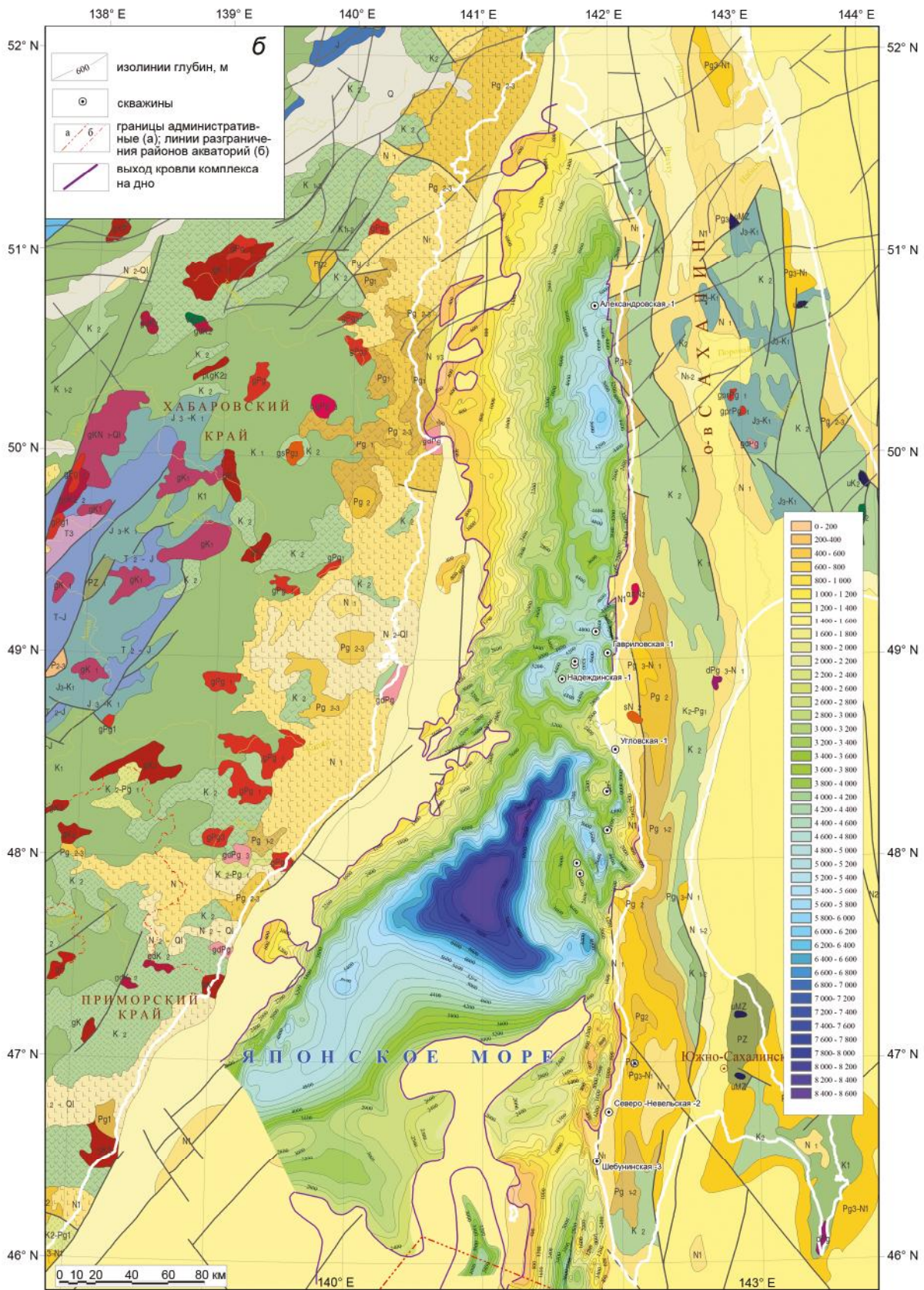


Рис. 2. Структурные карты.

б – вблизи кровли сергеевского комплекса (ОГ VI(N₁^{sr})).

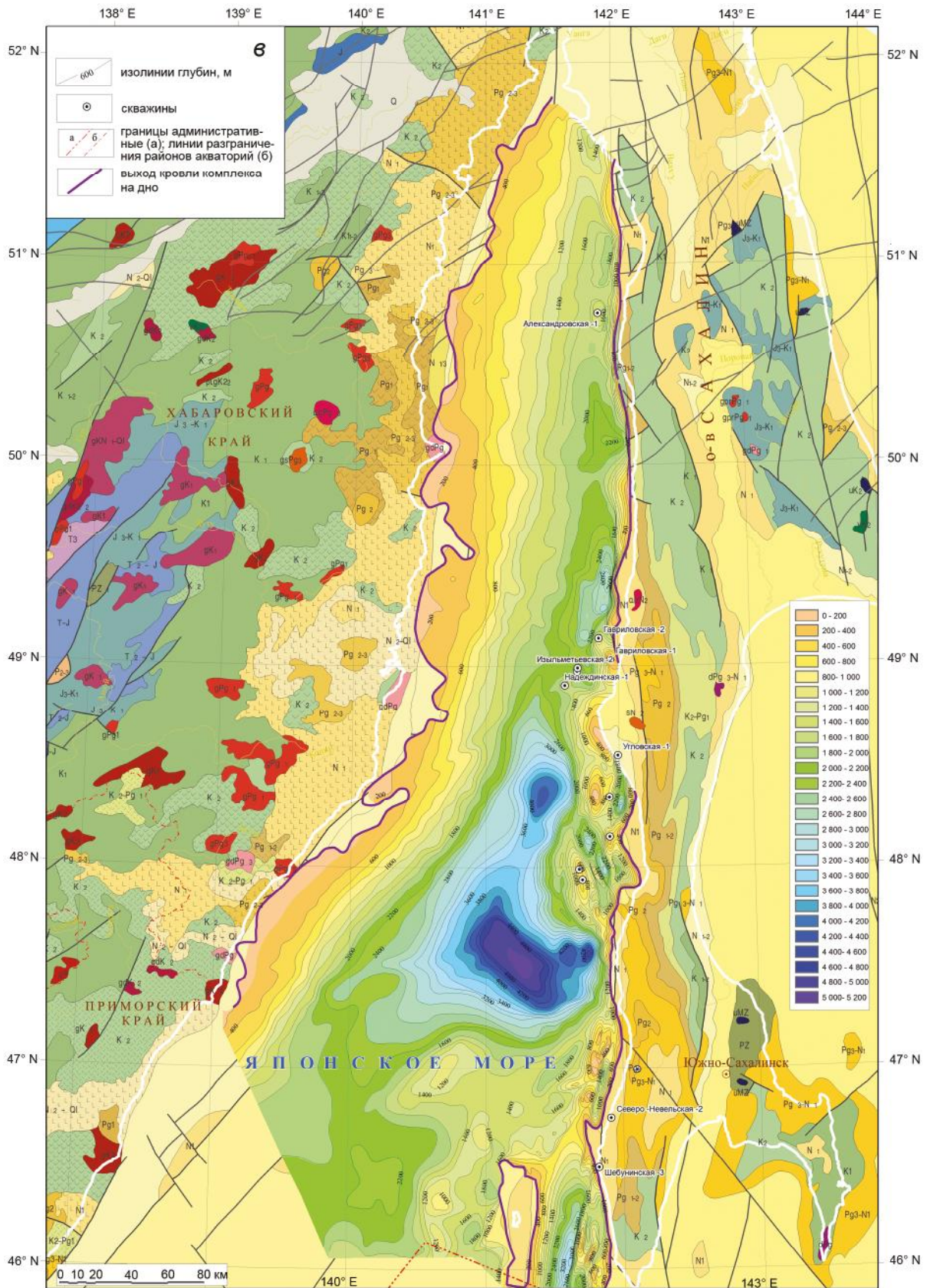


Рис. 2. Структурные карты.
 в – вблизи кровли кураийского комплекса (ОГ III(N₁kr)).

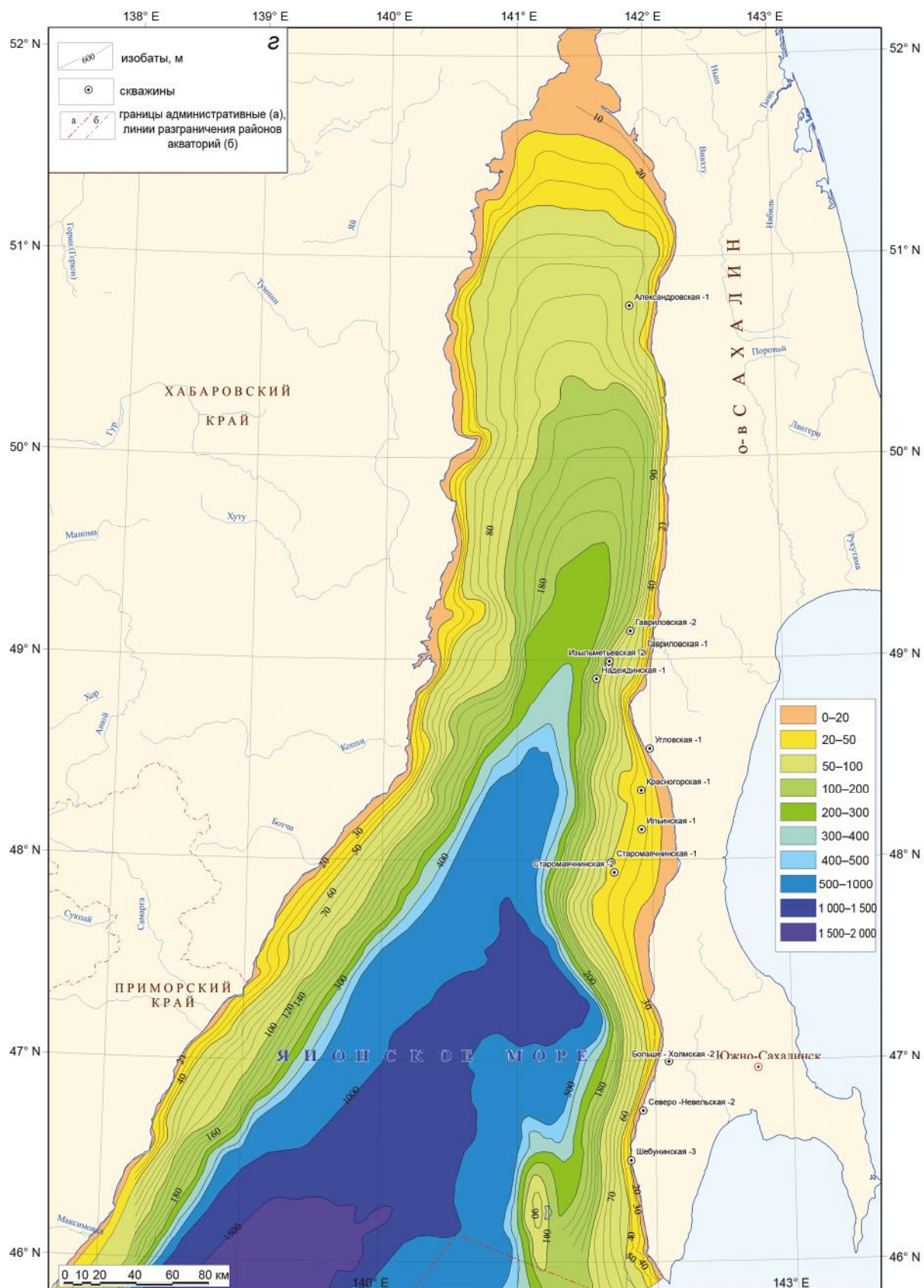


Рис. 2. Структурные карты.

г – батиметрическая карта Японского моря (по данным АО «Союзморгео», 2019).

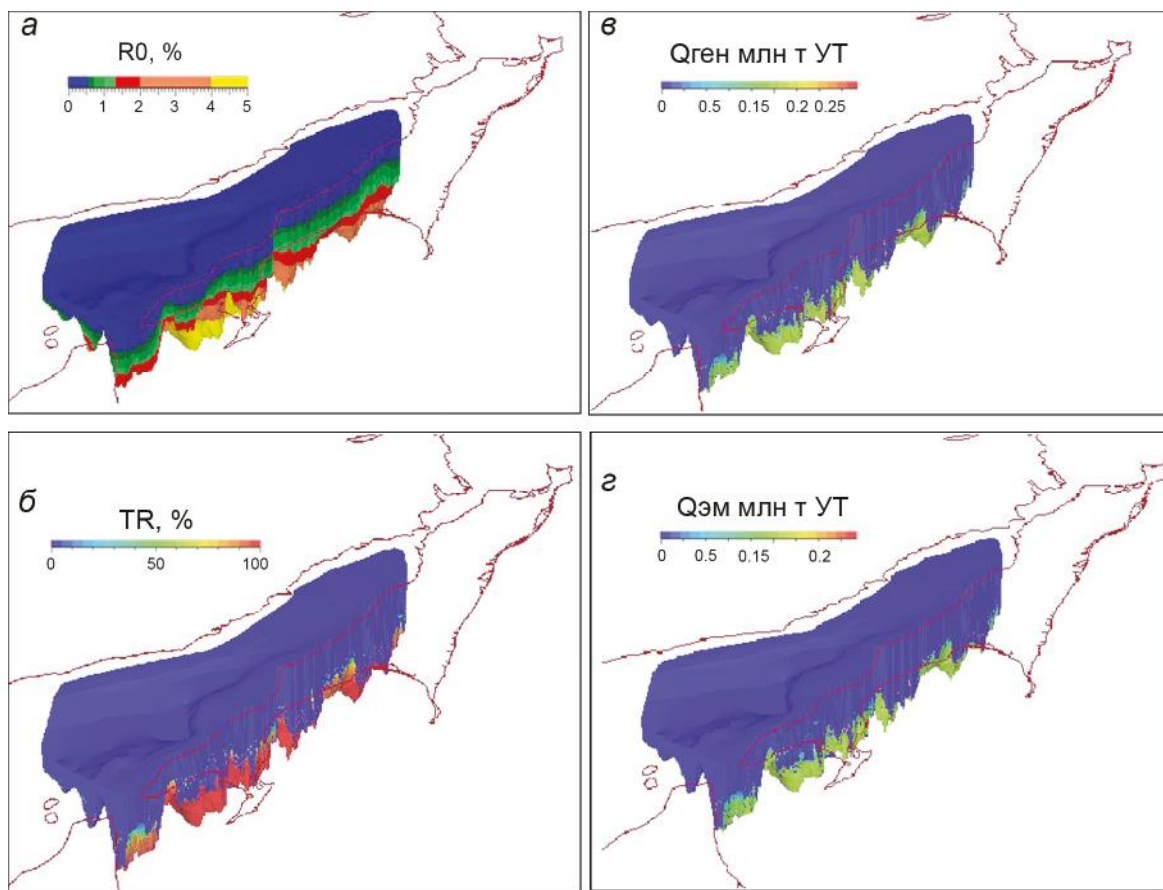


Рис. 3. 3D модели оценочных параметров осадочных бассейнов Японского моря.

a – отражательная способность витринита, *б* – степень преобразованности ОВ, *в* – удельная плотность генерации УВ, *г* – удельные плотности эмиграции УВ.

более глубинную природу и более мощные и длительно действующие энергетические источники.

Таким образом, рифтогенная структура, лежащая в основе Татарского пролива, развивалась в условиях переменного «маятникового» геодинамического режима, при котором на фоне общего клиноформного растяжения и погружения, отображаемого в цифровой модели, имели место эпизоды сжатия, приводившие к складкообразованию преимущественно в восточной бортовой зоне рифтового трога. Точка крепления этого условного «маятника» расположена в районе Амурского лимана, севернее которого субмеридиональная раздвиговая структура фундамента в явной форме не прослеживается.

Тепловое поле хорошо изучено в акватории Японского моря и на прилегающей территории о. Сахалин. В пределах области моделирования отмечаются существенные вариации измеренных значений теплового потока от 50 до 150 мВт/м². Наиболее высокие значения показателя зафиксированы в Южно-Татарском прогибе, что указывает на его рифтовый

генезис. Вдоль материкового борта Южно-Татарского бассейна величина теплового потока составляет 70 мВт/м², с резким увеличением значений (до 110–150 мВт/м²) ближе к центральной зоне Татарского пролива (рис. 4). Модель рассчитывалась с постоянным тепловым потоком, равным современному. Измерения глубинного теплового потока показали, что его значения в 1.5 раза выше в пределах глубоководных котловин Японского моря, нежели на периферии. Для расчета температуры на границе дно-морская вода использовался автоматический тренд, предусмотренный ПО Петромод для 54° северной широты. Для расчета миграции углеводородов применялся алгоритм «Fowpath» ПО Petromod.

Верификация результатов моделирования осуществлялась с использованием доступной информации по скважинам, данных о месторождениях, нефтегазопроявлениях, фазовом составе флюида. В случае несоответствия полученных расчетных данных фактическим, модель корректировалась вплоть до достижения удовлетворительной сходимости.

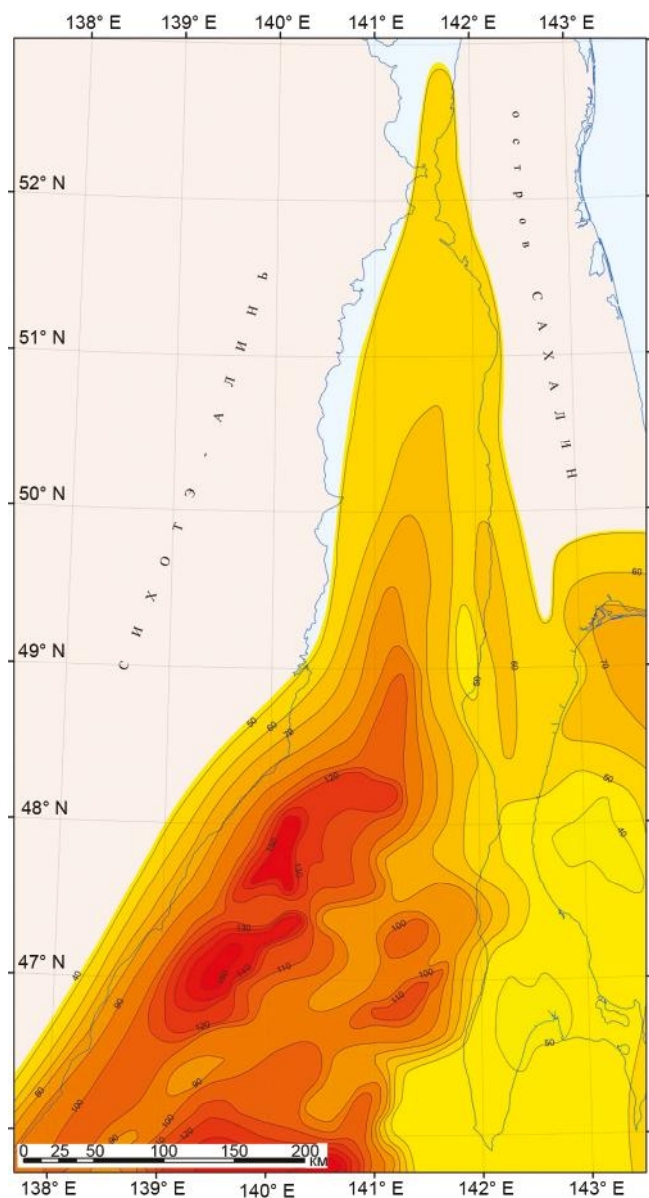


Рис. 4. Карта распределения теплового потока (в мВт/м²) в Татарском проливе Японского моря.

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНОВ ТАТАРСКОГО ПРОЛИВА

В результате моделирования углеводородных систем осадочных бассейнов Японского моря была создана пространственно-временная модель структурно-тектонического каркаса Татарского пролива. Модель включает четыре отмеченных выше кайнозойских осадочных комплексов: палеогеновый, нижне-среднемиоценовый (углегорский), средне-верхнемиоценовый (курассийский), верхнемиоценовый-четвертичный (маруямский) (рис. 5).

По результатам моделирования в пределах Японского моря выделяются четыре вероятные генерационно-аккумуляционные углеводородные системы (ГАУС): в нижней части палеогена (*эоцен-олигоценовая*), углегорского комплекса (*нижне-среднемиоценовая*), курассийской толщи (*средне-верхнемиоценовая*), а также *маруямская* – в основании маруямской свиты (рис. 6, 7).

Профиль ГАУС, приведенный на рис. 7, отражает принципиальные особенности строения моделируемых углеводородных систем Японского моря на современном этапе их развития, которые сводятся к следующему: очаги генерации УВ располагаются во впадинах осадочных бассейнов, зрелость пород, в соответствии с их глубинами залегания, уменьшается с юга на север, аккумуляция углеводородов происходит в бортовых частях бассейнов.

Глубоководная часть эоценового бассейна располагалась субмеридионально, примерно параллельно современным береговым линиям, и к началу неогена мигрировала в западном направлении. В процессе эволюции бассейна, таким образом, существовали благоприятные условия для формирования нефтегазоматеринских пород. Резервуарные толщи могли формироваться на периферии бассейна в мелководных и прибрежно-морских обстановках. Трансгрессивные отложения позднего олигоцена являются флюидоупорами для этой ГАУС.

Нефтегазоматеринские породы палеогеновой вероятной углеводородной системы могли формироваться в период обширной трансгрессии, охватившей Охотоморский регион в конце палеогена (даехуриинское время). Кремнистые отложения пиленгской свиты, развитой в восточной части о. Сахалин, а также ее аналогов, распространенных в Охотском море и на Западной Камчатке, характеризуются удовлетворительным углеводородным потенциалом и содержат органическое вещество преимущественно алинового типа. Резервуары описываемой УВ системы могли формироваться в начале неогена в прибрежно-морских и мелководных условиях (углегорская регрессивная толща). Морские отложения, сформированные в периоды кратковременных трансгрессий, являются флюидоупором для этой генерационно-аккумуляционной системы.

На фоне углубляющегося бассейна в среднем и позднем миоцене формировались необходимые элементы средне-верхнемиоценовой и маруямской вероятных углеводородных систем. При этом, в глубоководных обстановках накапливались НГМТ, в прибрежно-морских и мелководных – резервуары. Заданные в модели свойства нефтегазоматеринских пород приведены в таблице 1.

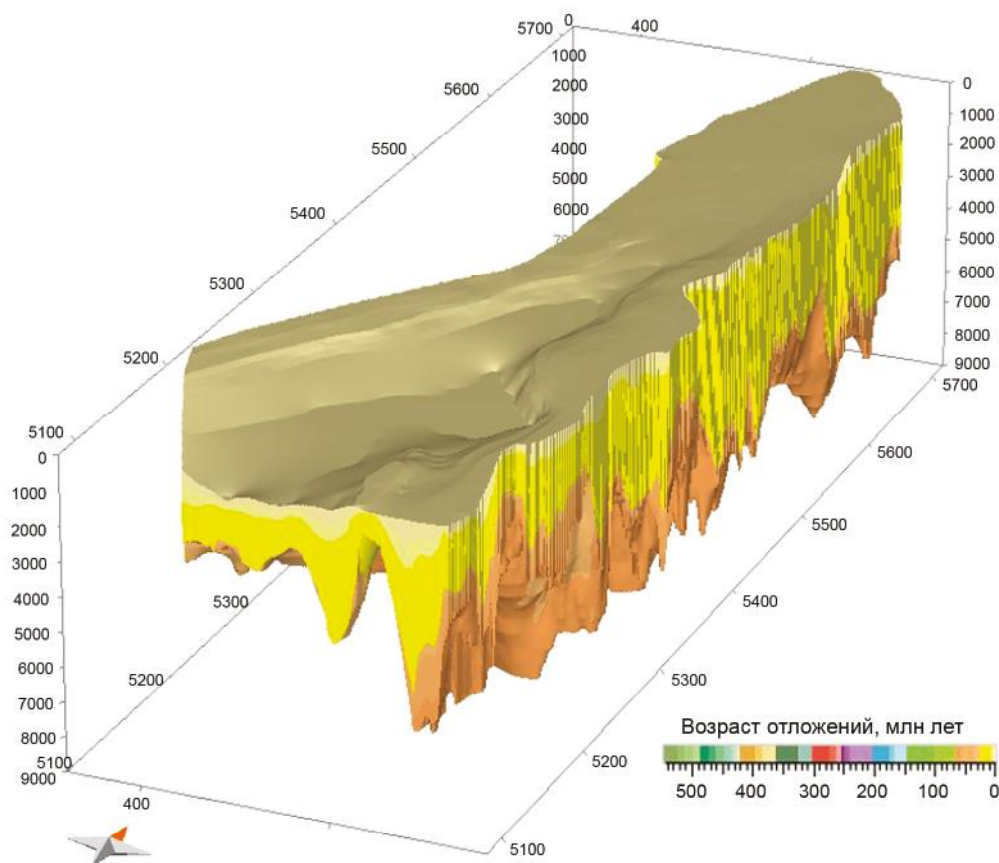


Рис. 5. Пространственно-временная объёмная структурная модель Японского моря.

Структурная граница	Элементы УВ систем	Возраст отложений
Дно моря		
III	Резервуар, флюидоупор	Маруямск.
	НГМТ	
VI	Резервуар, флюидоупор	Курассийск.
	НГМТ	
кровля Р		Углегорск.
	Резервуар, флюидоупор	
	НГМТ, флюидоупор	Палеоген
	Резервуар	
Ф	НГМТ	

Рис. 6. Схема расположения вероятных углеводородных систем в осадочном разрезе Японского моря.

На рисунке 8 представлены карты зрелости ОВ моделируемых нефтегазоматеринских пород на современном этапе эволюции ГАУС. В процессе своей эволюции осадочные бассейны, расположенные в пределах акватории Японского моря, развивались, в основном, в условиях последовательного устойчивого погружения, поэтому зрелость ОВ пород их осадочного чехла соотносится с глубиной их залегания.

Наиболее зрелые породы отмечаются в пределах Южно-Татарского бассейна, где моделируемые НГМТ, за исключением верхнемиоценовой, перегреты. Зрелость ОВ вероятной НГМТ маруямской свиты в центральной части Южно-Татарского бассейна соответствует уровню преимущественной газогенерации и уровню «нефтяного окна» – в бортовых частях бассейна. НГМТ палеогеновой и средненемиоценовой частей разреза способны генерировать газообразные УВ в пределах Северо-Татарского бассейна. Наименее зрелые породы всех стратиграфических уровней характерны для Исикари-Западно-Сахалинского бассейна.

В соответствии с уровнем зрелости органического вещества распределен показатель степени реализации генерационного потенциала (рис. 9). Из рисунков

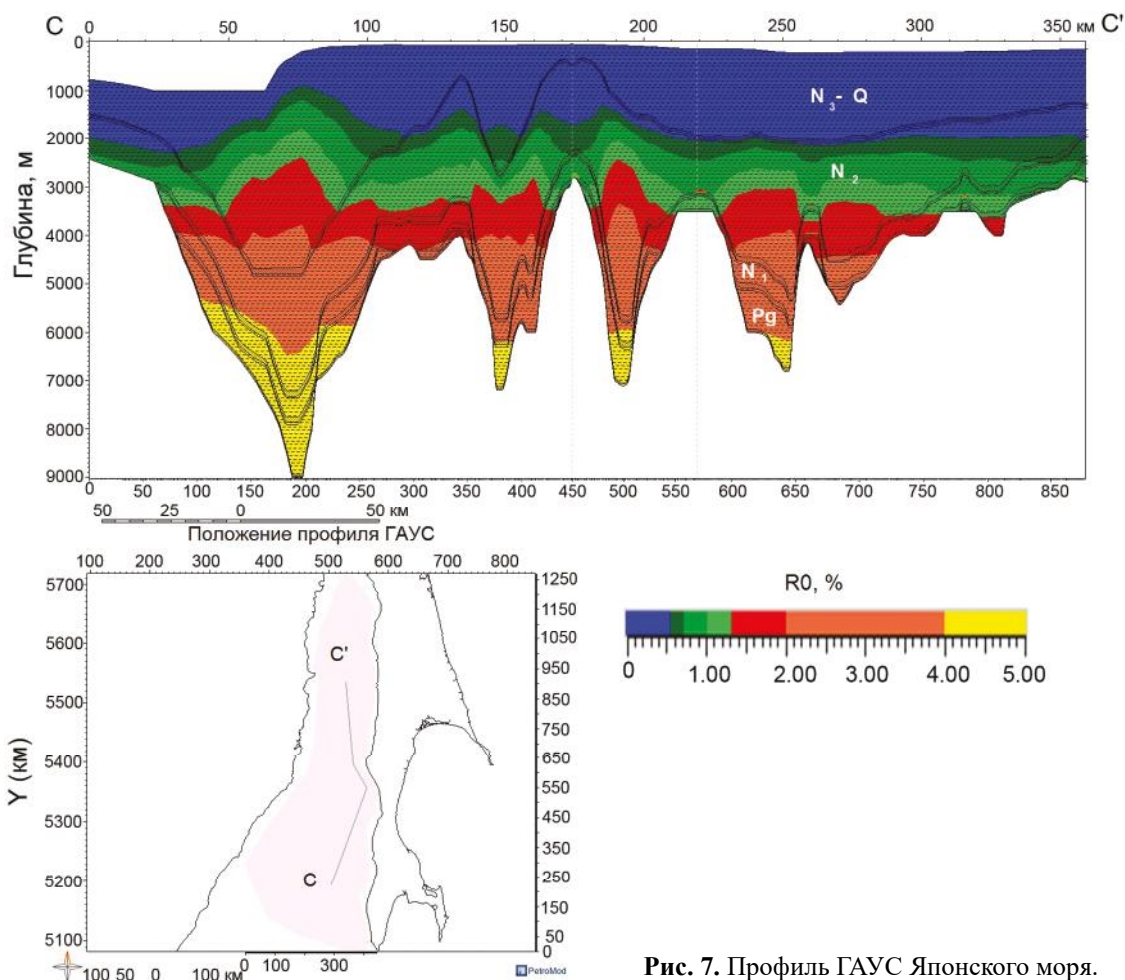


Рис. 7. Профиль ГАУС Японского моря.

Таблица 1. Характеристики нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) модели Японского моря.

Название	Возраст	Мощность, м	C _{орг.} , %	Водородный индекс, мг УВ/г C _{орг.}	Кинетическая реакция
Среднеэоценовая	P ₂	36	2.0	400	Pepper&Corvi (1995)_ТII, (B)
Верхнеолигоценовая	P ₃	55	2.0	400	Pepper&Corvi(1995)_ТII, (B)
Среднемиоценовая	N ₁ ²	44	0.50÷2.0	150÷400	Pepper&Corvi(1995)_ТII, (B)
Верхнемиоценовая	N ₁ ³	51	2.0	400	Pepper&Corvi (1995)_ТII, (B)

видно, что все изучаемые НГМТ практически полностью реализовали свой потенциал в пределах области исследования. Исключение составляют прибортовые части Северо- и Южно-Татарского бассейнов, а также Исикари-Западно-Сахалинский бассейн.

Объемы сгенерированных и эмигрировавших углеводородов определяются двумя факторами: типом (качеством) керогена и степенью реализации нефтегазоматеринскими породами их генерационного потенциала.

Анализ карт удельных плотностей генерации и эмиграции УВ показывает, что наиболее крупным очагом генерации является Южно-Татарский бассейн, за ним следуют Северо-Татарский и Исикари-Западно-Сахалинский (рис. 10, 11).

В пределах последнего выделяются несколько небольших суббассейнов, каждый из которых является самостоятельным очагом. В маруямской части осадочного разреза выделяется единственный очаг – в пределах Южно-Татарского бассейна.

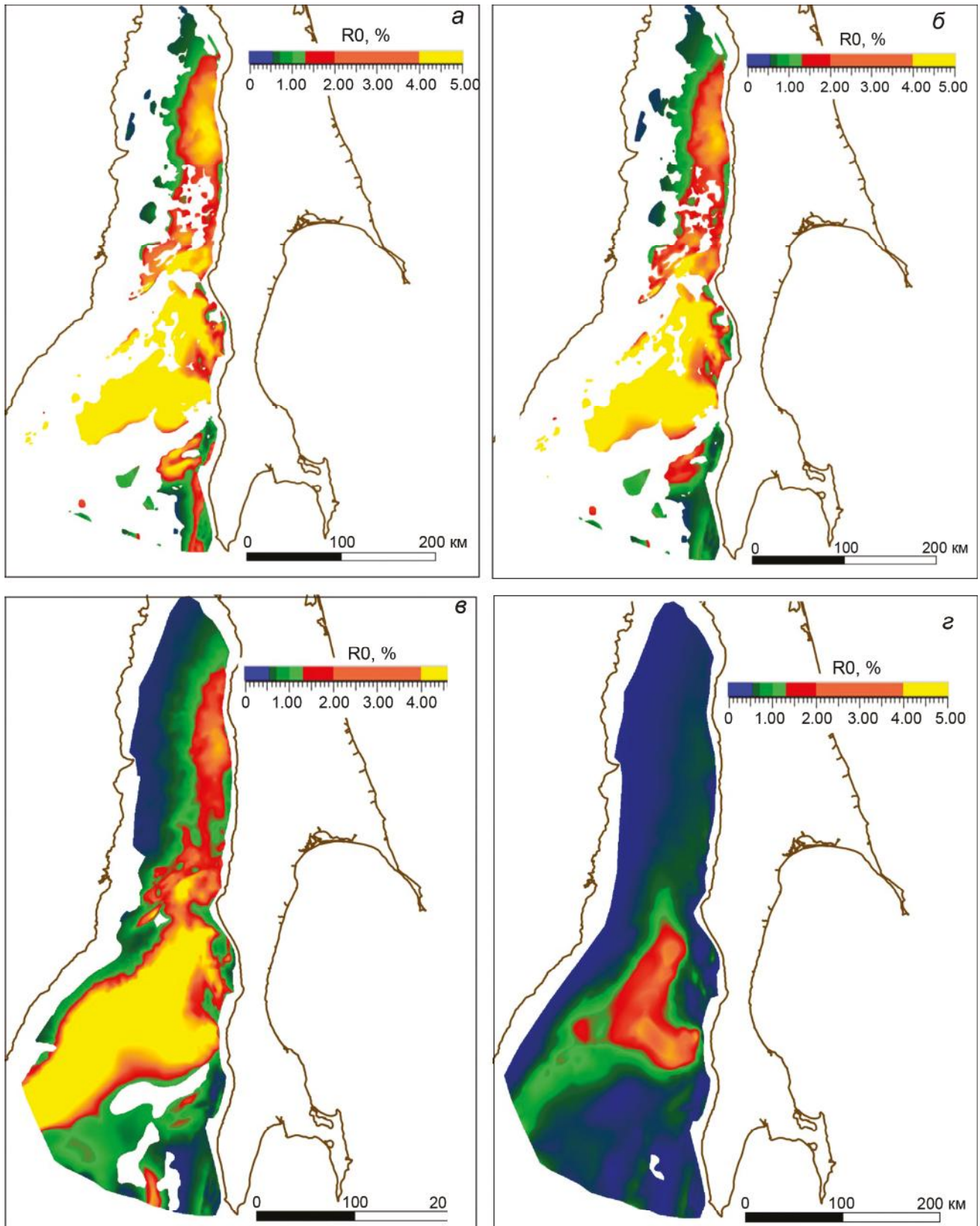


Рис. 8. Распределение отражательной способности витринита (R_0 , %) ОБ.

a – среднеэоценовой НГМТ, *б* – верхнеолигоценовой НГМТ, *в* – среднемиоценовой НГМТ, *г* – верхнемиоценовой НГМТ.

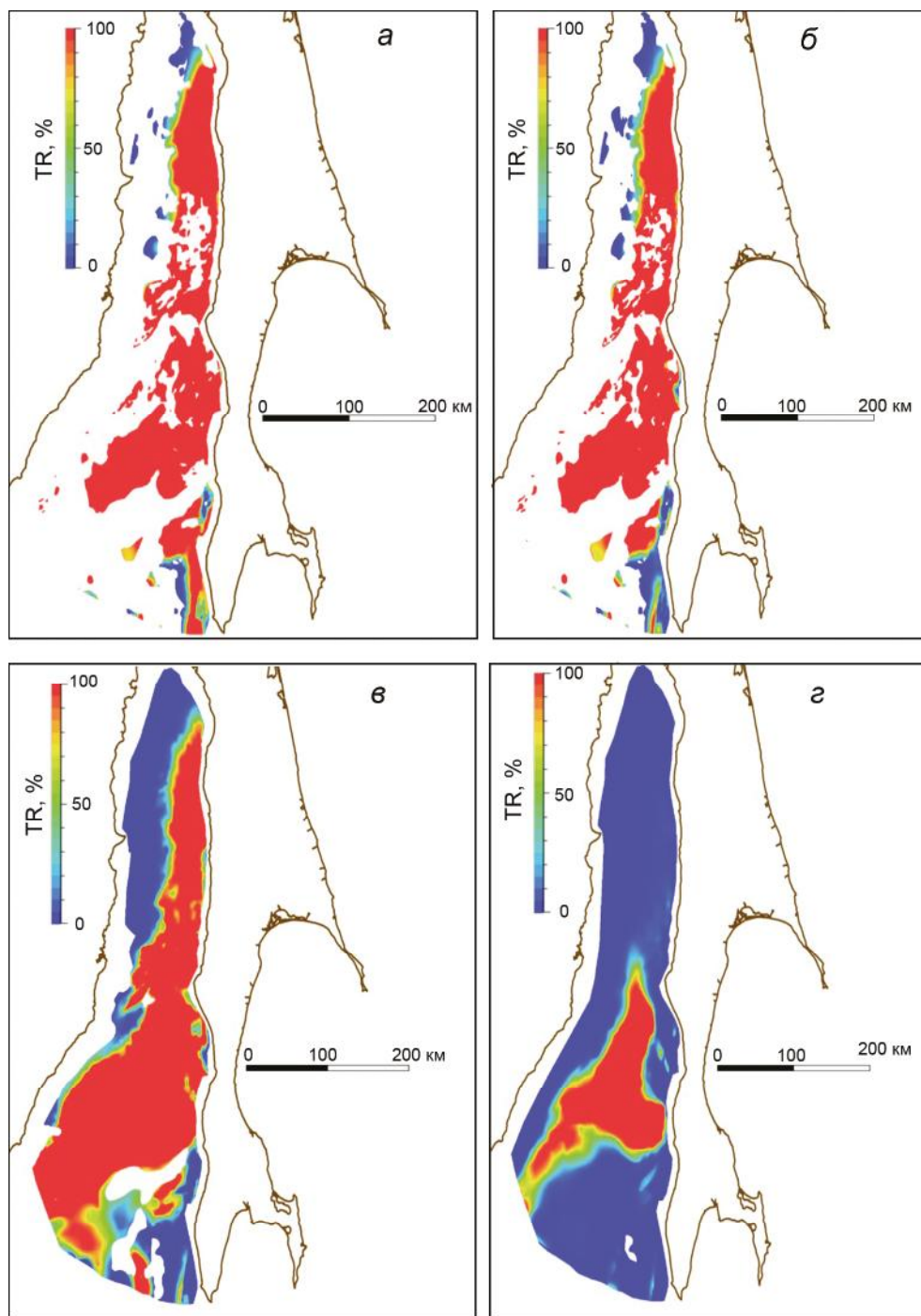


Рис. 9. Распределение степени преобразованности ОБ (TR, %).

а – среднеэоценовой НГМТ, *б* – верхнеолигоценовой НГМТ, *в* – среднемиоценовой НГМТ, *г* – верхнемиоценовой НГМТ.

Ключевым этапом развития изученных углеводородных систем является период пострифтового погружения осадочных бассейнов, с которым соотносится начало интенсивной генерации УВ всех четырех НГМТ (рис. 12).

Начало эмиграции УВ из очагов углеводородных систем варьирует по площади изученных бассейнов в

зависимости от возраста и зрелости НГМТ. При этом критический момент всех систем, за исключением позднемиоценовой, соотносится с периодом около 10 млн лет. Позднемиоценовая углеводородная система критический момент не преодолела, эмиграция УВ началась около 3 млн лет назад и только в центральной части Южно-Татарского бассейна.

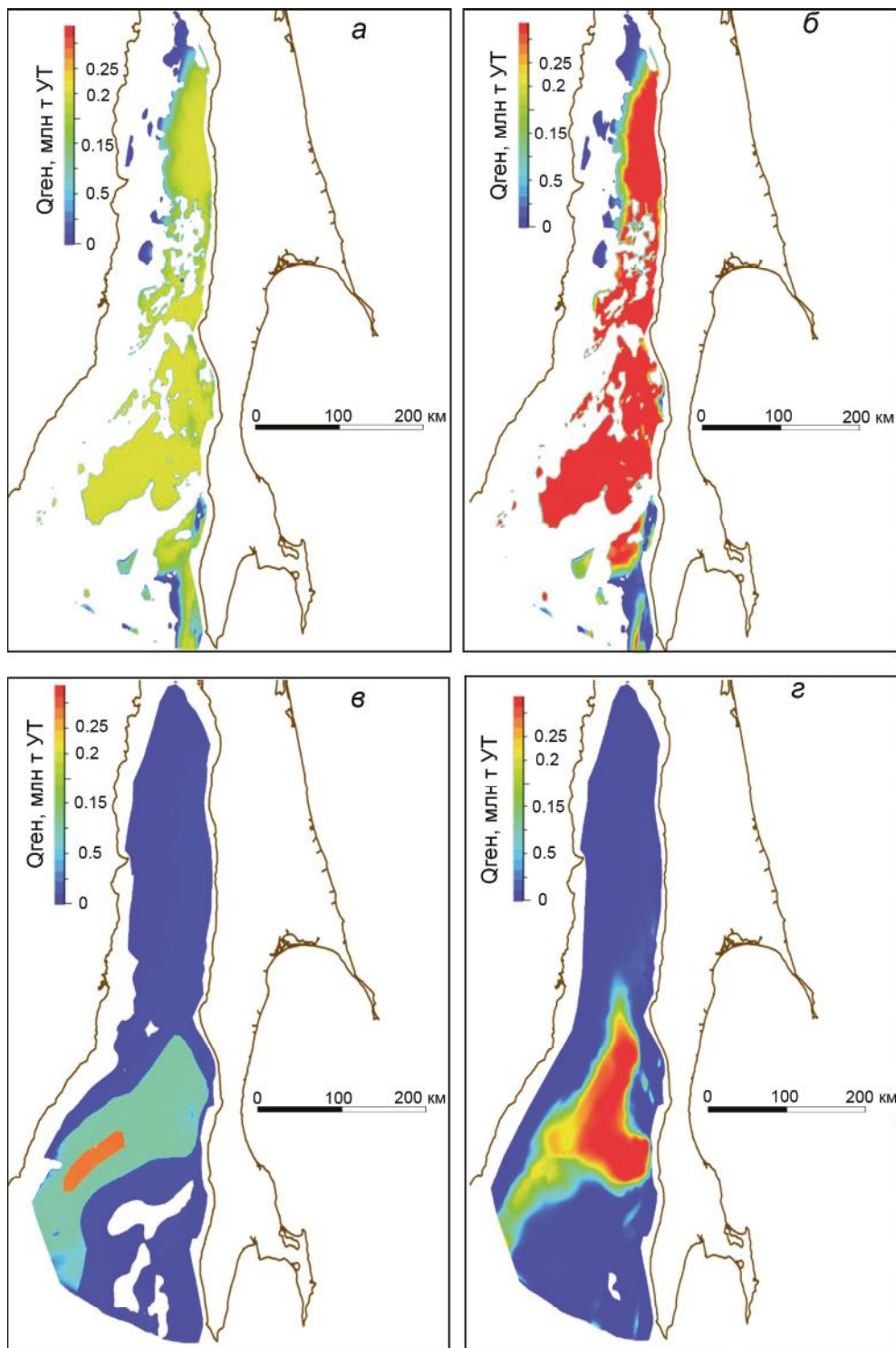


Рис. 10. Распределение удельной плотности генерации УВ ($Q_{ген}$, млн т УТ/км²).

а – среднеэоценовой НГМТ, *б* – верхнеолигоценовой НГМТ, *в* – среднемиоценовой НГМТ, *г* – верхнемиоценовой НГМТ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно материалам геодинамического анализа, согласующимся с результатами бассейнового моделирования, подтверждается исходно рифтовая природа

трога Татарского пролива. Его Южно-Татарский бассейн представляет собой зону наиболее интенсивного среднемиоценового растяжения земной коры и является переходной структурой от Северо-Татарского

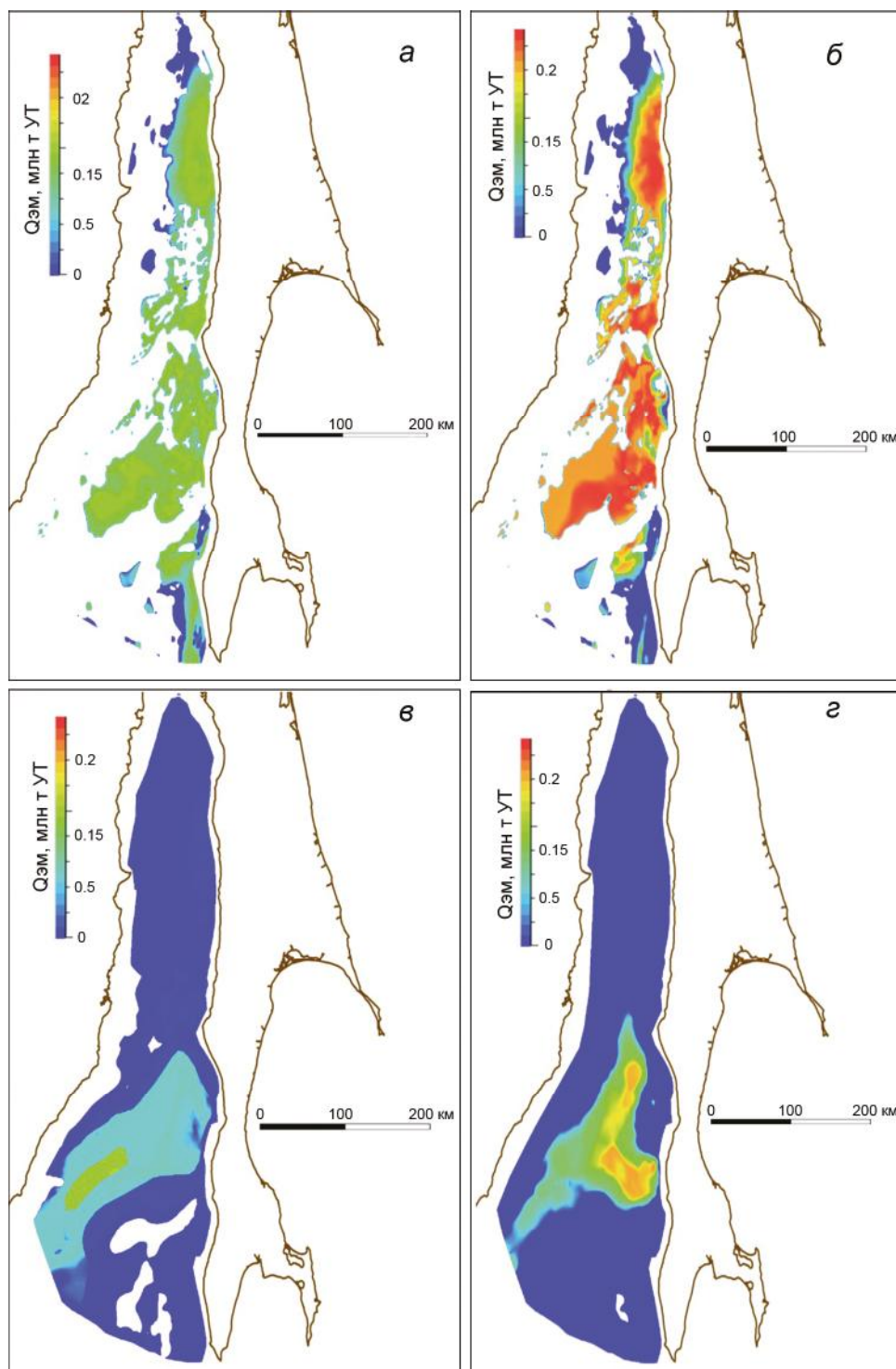


Рис. 11. Распределение удельной плотности эмиграции УВ ($Q_{эм}$, млн т УТ/км²).

а – среднеэоценовой НГМТ, *б* – верхнеолигоценовой НГМТ, *в* – среднемиоценовой НГМТ, *з* – верхнемиоценовой НГМТ.

бассейна к Япономорской глубоководной котловине. Структурная модель фундамента (рис. 1) и серия структурных карт (рис. 2) в целом отражают историю геологической эволюции северной части Японского моря – процессы растяжения (рифтогенеза), в резуль-

тате которых был сформирован осадочный чехол значительной мощности, и последующие эпизоды сжатия, приведшие к формированию выраженных складчатых и складчато-орогенных систем в краевых зонах рифтогенного трога.

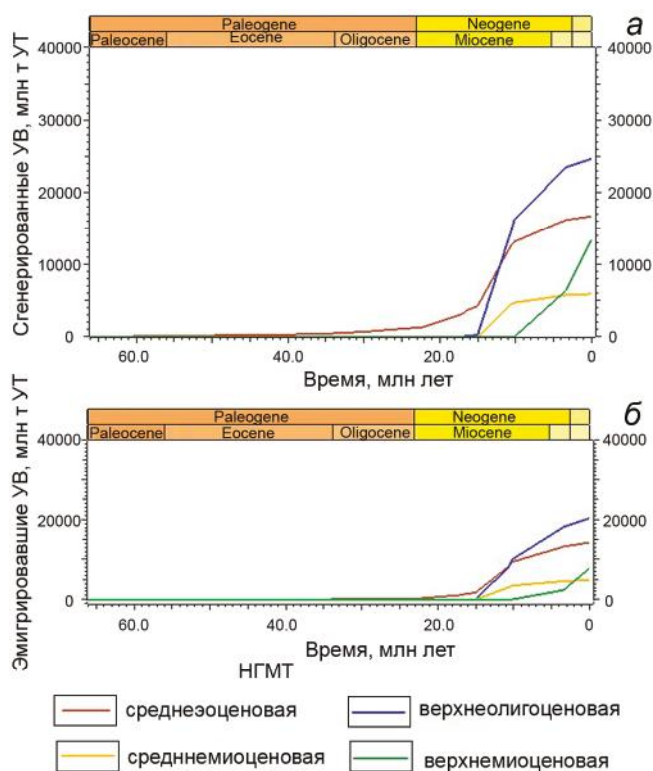


Рис. 12. Графики генерации (а) и эмиграции (б) УВ НГМТ Японского моря.

Моделирование углеводородных систем позволило выявить принципиальные особенности их строения на шельфе Японского моря на современном этапе их развития, которые сводятся к следующему: очаги генерации УВ располагаются во впадинах осадочных бассейнов, зрелость пород, в соответствии с их глубинами залегания, уменьшается с юга на север, аккумуляция углеводородов происходит в бортовых частях бассейнов. Выполненная оценка объемов сгенерированных и эмигрировавших УВ приведена в таблице 2. Наиболее высокие значения генерационного и эмиграционного баланса отмечаются для верхнеолигоценовой нефтегазоматеринской толщи. Вместе со среднеэоценовой НГМТ они обеспечивают основной

вклад в формирование УВ потенциала осадочного разреза изучаемой территории.

Нефтяные, газонефтяные и газовые скопления прогнозируются в пределах Исикари-Западно-Сахалинского бассейна. Результаты прогноза хорошо согласуются с установленной нефтегазоносностью (непромышленные проявления УВ) эоцена в пределах наземной части бассейна. В Кузнецовской морской скважине выявлены интервалы повышенных газопоказаний глинистого раствора и его поглощений в отложениях эоцена (рис. 13, а). В резервуарах нижнего миоцена прогнозируются как жидкие, так и газообразные УВ в прибортовых частях всех изученных бассейнов (рис. 13, б).

Преимущественно газовые залежи можно ожидать в среднемиоценовой части осадочного разреза (рис. 14) Северо- и Южно-Татарского бассейнов. Перспективы скопления промышленного значения в Исикари-Западно-Сахалинском бассейне, скорее всего, незначительны. Результаты моделирования указывают на высокие риски сохранности залежей из-за существования условий для перетоков в вышележащие отложения. Несмотря на наличие единственного в акватории Татарского пролива месторождения в маруямских отложениях (Изыльметьевского), в целом, перспективы этой части осадочного разреза оцениваются невысоко. Это связано с низкой современной зрелостью ОВ материнских пород и слабой степенью реализации генерационного потенциала. Изыльметьевское газовое месторождение, а также прогнозируемые скопления углеводородов Исикари-Западно-Сахалинского бассейна обусловлены перетоками из нижележащих отложений. Залежи, расположенные на юго-восточной периферии Южно-Татарского бассейна, сформированы за счет очага генерации в маруямской толще.

Результаты моделирования показывают, что миграция из этого очага происходит также в направлении западного борта бассейна. Таким образом, при наличии в этой области перспективных объектов неанти-

Таблица 2. Углеводородный потенциал НГМТ Японского моря.

НГМТ	Остаточный потенциал, млн т УТ	Генерационный баланс, млн т УТ	Аккумулировано в НГМТ, млн т УТ	Эмиграционный баланс, млн т УТ
Верхнемиоценовая	46587.55	13430.28	5633.19	7797.09
Среднемиоценовая	606.59	5925.49	1072.15	4853.35
Верхнеолигоценовая	7891.02	24678.65	4317.94	20360.72
Среднеэоценовая	3120.66	16694.48	2414.32	14280.16
Итого:	58205.82	60728.9	13437.6	47291.32

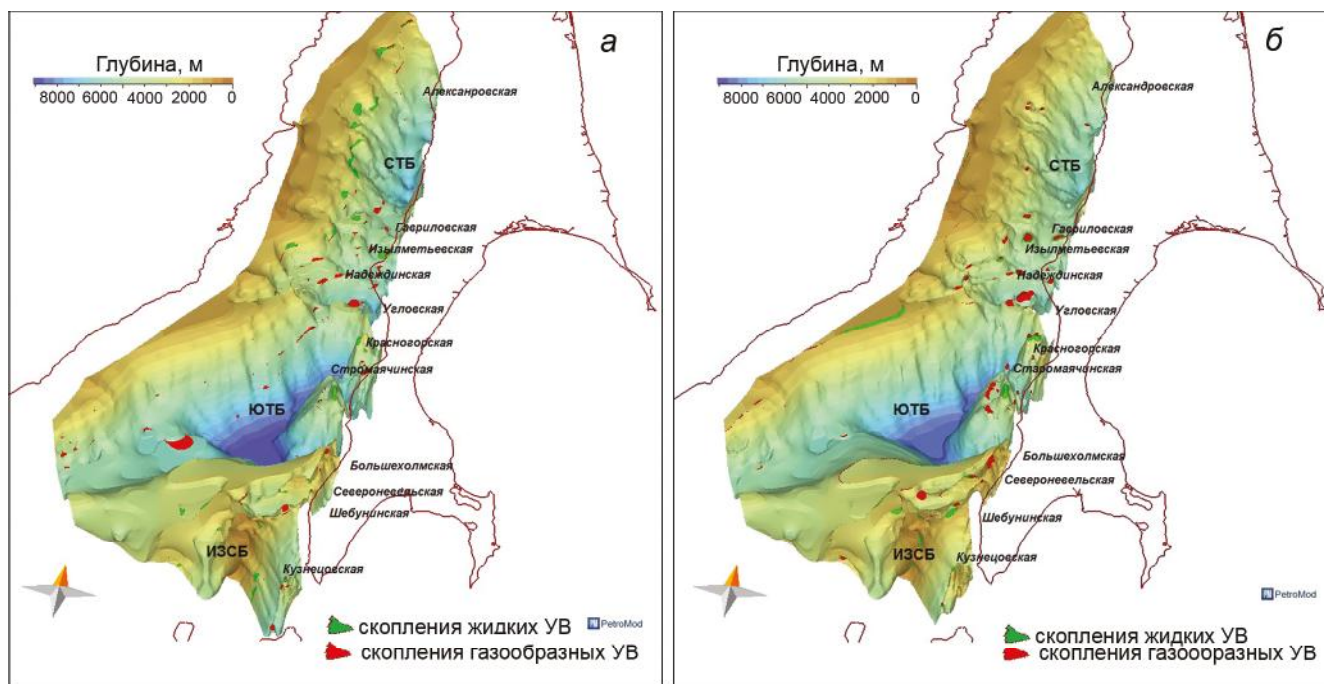


Рис. 13. Расположение прогнозируемых скоплений УВ в резервуарах.

а – эоцена, *б* – нижнего миоцена; осадочные бассейны: СТБ – Северо-Татарский бассейн, ЮТБ – Южно-Татарский бассейн, ИЗСБ – Исикари-Западно-Сахалинский бассейн).

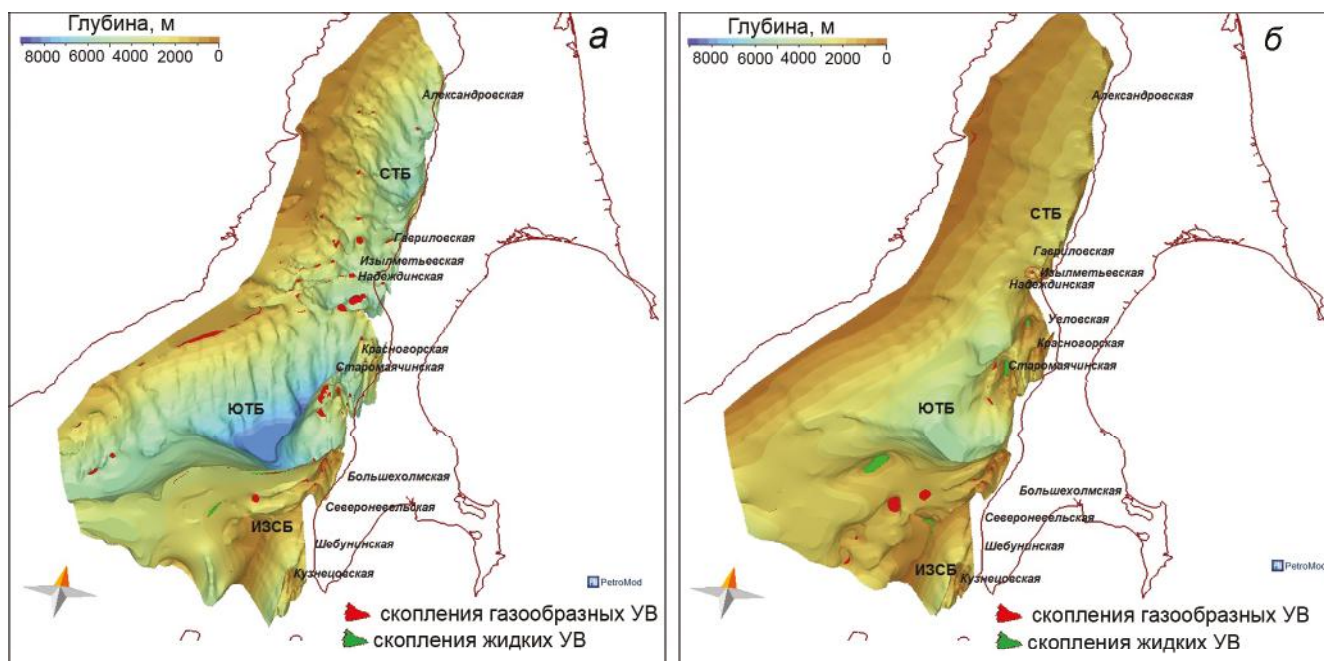


Рис. 14. Расположение прогнозируемых скоплений УВ в резервуарах.

а – среднего миоцена, *б* – верхнего миоцена; осадочные бассейны: СТБ – Северо-Татарский бассейн, ЮТБ – Южно-Татарский бассейн, ИЗСБ – Исикари-Западно-Сахалинский бассейн).

клинального типа перспективы комплекса могут возрасти.

Как уже отмечалось, осадочные бассейны, расположенные в пределах акватории Японского моря, не подвергались воздействию разнонаправленных тектонических движений и в основном испытывали серию погружений, связанных с пострифтовым прогибанием. Таким образом, особенности неотектонической эволюции изучаемой территории были благоприятны для сохранения сформированных залежей углеводородов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Атлас палеогеографических карт: Шельфы Евразии в мезозое и кайнозое. Т. 2. 1992, ГИН РАН, Карты; ГИН АН СССР, Робертсон Групп. 1992 // The Robertson Group, Llandudno, UK. 1992.
2. Безверхний В.Л. Геологическое строение и дочетвертичная история развития шельфа и материкового склона Японского моря у берегов юго-восточного Приморья: Дис. ... канд. геол.-минер. наук. 1980.
3. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. Тюмень: Вектор БУК, 2003. 224 с.
4. Варнавский В.Г. О перспективах нефтегазоносности приматерикового шельфа Татарского пролива // Тихоокеан. геология. 1994. Т. 13, № 3. С. 33–44.
5. Геология, геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Татарского пролива / А.Э. Жаров, Г.Л. Кириллова, Л.С. Маргулис, Л.С. Чуйко, В.В. Куделькин, В.Г. Варнавский, В.Н. Гагаев / Отв. ред. Г.Л. Кириллова. Серия: Осадочные бассейны Востока России / Гл. ред. А.И. Ханчук. Т. 2. Владивосток: ДВО РАН, 2004. 220 с.
6. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Юдин М.Н. Дегазация земли: масштабы и последствия // Горный журн. 2018. № 11. С. 38–42.
7. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений. Сб. статей: к 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина. М.: ГЕОС, 2011. 503 с.
8. Карнаух В.И., Карп Б.Я. Тектоника Японской котловины по результатам сейсмических исследований (Японское море) // Тихоокеан. геология. 1997. Т. 16, № 5. С. 10–24.
9. Карнаух В.Н., Цой И.Б., Леликов Е.П., Емельянова Т.А., Ващенко Н.Г., Терехов Е.П. Геологическое строение подводной горы Петра Великого (Японское море) // Вестн. ДВО РАН. 2013. № 6 (172). С. 189–198.
10. Карнаух В.Н., Коптев А.А., Суховеев Е.Н., Матюхов В.П., Апарина К.А. Рельеф подводной возвышенности Первенец (Японское море) // Геоморфология. 2020. № 2. С. 50–59.
11. Касьянова Н.А. Геофлюидодинамические доказательства современного восполнения запасов нефтегазовых залежей // Геология, география и глобальная энергия. 2010. № 3 (38). С. 14–16.
12. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Сенин Б.В., Лавренова Е.А. Задачи бассейнового моделирования разных этапов геологоразведочных работ // Нефтяное хозяйство. 2015. № 4. С. 26–29.
13. Керимов В.Ю., Леонов М.Г., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Хай В.Н. Углеводороды в фундаменте шельфа Южно-Китайского моря (Вьетнам) и структурно-тектоническая модель их формирования // Геотектоника. 2019. № 1. С. 44–61.
14. Маргулис Е.В. Нефтегеологическое районирование и оценка нефтегазовых ресурсов Дальневосточных морей // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Т. 4, № 2.
15. Мартынов Ю.А., Голозубов В.В., Ханчук А.И. Мантийный диапиризм в зонах конвергенции литосферных плит (Японское море) // Геология и геофизика. 2016. Т. 57, № 5. С. 947–961.
16. Нефтегазоносность. Охотская нефтегазоносная провинция; Притихоокеанская нефтегазоносная провинция / О.И. Супруненко, Э.Г. Коблов, П.М. Сычев, В.В. Харахинов. Геология и полезные ископаемые России. Т. 5. кн. 2. Дальневосточные моря, их континентальное и островное обрамление. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2005. С. 192–214.
17. Обжиров А.И. Сеймотектоническая природа дегазации, поступления газа из недр к поверхности Земли и его участие в геологических процессах на примере Охотского моря // Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 4 (23). 2018. (Тр. Междунар. конф.: Дегазация Земли: геология и экология, 2018, 11 с.)
18. Окулов А.К., Обжиров А.И., Щербаков В.А., Мишукова Г.И., Окулов Ал.К. Геологические условия газоносности прибрежно-шельфовой зоны залива Петра Великого (Японское море) // Тихоокеан. геология. 2019. Т. 38, № 2. С. 56–62.
19. Сенин Б.В., Керимов В.Ю., Богоявленский В.И., Леончик М.И., Мустаев Р.Н. Нефтегазоносные провинции морей России и сопредельных акваторий. М.: Недра, 2020. ISBN 978-5-8365-0506-6
20. Сухов А.Н., Богданов Н.А., Чехович В.Д. Геодинамика и палеогеография северо-западного обрамления Тихого океана в позднем мелу // Геотектоника. 2004. № 4. С. 73–86.
21. Съедин В.Т., Лобанов В.Б., Коптев А.А., Ващенко Н.Г., Калинин В.В., Лопатников Е.А., Цой И.Б., Худик В.Д. Результаты геологических исследований в 58-ом рейсе НИС «Академик М.А. Лаврентьев» (Центральная котловина, Японское море) // Тихоокеан. геология. 2014. Т. 33, № 3. С. 99–104.
22. Тронов Ю.А., Харахинов В.В., Кононов В.Э., Пудиков Э.Г. Северо-Татарский нефтегазоносный бассейн // Тихоокеан. геология. 1987. Т. 6, № 6. С. 45–49.
23. Хведчук И.И., Чуйко Л.С., Рабей И.В. и др. Комплексные региональные геофизические исследования у северо-восточного и западного побережья о. Сахалина. (Отчет по объекту 20-74-г). Охотское и Японское море. «Южморгео». Южно-Сахалинск. 1975.
24. Чехович В.Д., Сухов А.Н., Кононов М.В., Паланджян С.А. Геодинамика северо-западного сектора Тихоокеанского подвижного пояса в позднемеловое-раннепалеогеновое время // Геотектоника. 2009. № 4. С. 37–62.
25. Guliev I.S., Kerimov V.Yu., Mustaeв R.N. Fundamental challenges of the location of oil and gas in the South Caspian Basin // Dokl. Earth Sciences. 2016. V. 471, P 1. P. 1109–1112. DOI: 10.1134/S1028334X1611009X.
26. Guliyev I.S., Kerimov V.Y., Osipov A.V., Mustaeв R.N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust // SOCAR Proce. 1. 2017. P. 4–16.

27. Kerimov V.Y., Rachinsky M.Z. Geofluid dynamic concept of hydrocarbon accumulation in natural reservoirs // Dokl. Earth Scien. 2016. V. 471, N 1. P. 1123–1125.
DOI: 10.1134/S1028334X16110155.
28. Kerimov V.Yu., Gordadze G.N., Mustaev R.N., Bondarev A.V. Formation conditions of hydrocarbon systems on the Sakhalin shelf of the Sea of Okhotsk based on the geochemical studies and modeling // Oriental Journ. Chem. 2018. V. 34(2). P. 934–947
29. Mustaev R.N., Hai W.N., Kerimov V.Y., Leonova E.A. Generation and conditions formation of hydrocarbon deposits in Kyulong Basin by simulation results hydrocarbon systems // Geomodel 2015 – 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. 2015.
DOI: 10.3997/2214-4609.201413931
30. Okamura S., Martynov Yuri A., Furuyama K., Nagao K.K. Ages of the basaltic rocks from Far East Russia: Constrains on the tectono-magmatism associated with the Japan Sea opening // The Island Arc. 1998. V. 7. P. 271–282.
31. Piip V.B., Rodnikov A.G. The Sea of Okhotsk crust from deep seismic sounding data // Russian J. Earth Sci. 2004. V. 6, N 1. P. 1–14.
32. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs / M.V. Gorfunkel Scientific Editor Scrivener Publ., USA. 2015. 622 p.
33. Rodnikov A.G., Sergeeva N.A., Zabarinskaya L.P. et al. The deep structure of active continental margins of the Far East (Russia) // Russian J. Earth Sci. 2008. V. 10, N 4. P. 1–24.

Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой

после доработки 12.10.2022 г.

принята к печати 16.03.2022 г.

B.V. Senin, V.Yu. Kerimov, E.A. Lavrenova, R.N. Mustaev

Geodynamic analysis and regional-scale prognostication of the hydrocarbon exploration potential for the Tatar Strait of the Sea of Japan based on the application of numerical modeling technologies

The article presents the results of analysis and numerical modeling of sedimentary basins of the Tatar Strait riftogenic trough of the Sea of Japan, which made it possible to create its structural 3D model and determine the conditions for the formation of its generation-accumulation hydrocarbon systems. To study the geodynamic evolution of the sedimentary basins of the Tatar Strait, a digital reconstruction of the history of subsidence and sedimentation was carried out using numerical basin modeling technologies. The chronothermobaric conditions for the occurrence and evolution of sources of hydrocarbon generation and the formation of oil and gas accumulations in sedimentary basins of the riftogenic trough were reconstructed by three-dimensional modeling of generation-accumulation hydrocarbon systems using the PetroMod software (Schlumberger, Ltd, USA). Modeling of the hydrocarbon systems made it possible to identify the fundamental features of their structure in the water area of the Tatar Strait at the present stage of their development, which in general terms are as follows: the sources of hydrocarbon (HC) generation are located in depressions of the sedimentary basin; the maturity of rocks decreases from south to north with depth; and hydrocarbons accumulate along the flanks of the basins.

***Key words:* numerical modeling, geodynamic analysis, structural model, generation-accumulation hydrocarbon systems, hydrocarbons, Tatar Strait, Sea of Japan.**