

УДК 551.262

Т.А. Жемчугова¹

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ТАТАРСКОГО ПРОЛИВА

Рассмотрены перспективы нефтегазоносности кайнозойских отложений в центральной части Татарского пролива. Область изучения охватывает два осадочных бассейна — Северо- и Южно-Татарский. Выполнена реконструкция обстановок накопления потенциально продуктивных отложений, что позволило выделить в составе отложений основные коллекторы и флюидоупоры. Для обоснования зон возможного скопления флюидов создана модель генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Ключевые слова: Татарский пролив, углеводороды, коллекторы, углеводородные системы, фациальный анализ, моделирование, прогноз перспектив.

The article describes oil-and-gas prospectives of the Cenozoic rocks of Tatarsky strait central part. The study area covers two sedimentary basins — North- and South-Tatarsky. The reconstruction of depositional environments for the productive interval made it possible to define main reservoirs and seals. Using the basin modeling procedure we located the main prospective areas of hydrocarbon accumulations.

Key words: Tatarsky strait, hydrocarbons, reservoirs, hydrocarbon systems, facial analysis, modeling, prospectives.

Введение. Один из наиболее эффективных способов успешного поиска скоплений углеводородов (УВ) в слабоизученных регионах — проведение бассейнового моделирования, направленного на оценку их ресурсного потенциала. В результате применения такой технологии формируется модель генерации углеводородов в нефтематеринской толще, определяются пути их миграции, прогнозируются зоны аккумуляции флюидов и оценивается их фазовый состав. Этот анализ позволяет повысить точность прогноза, а следовательно, сократить затраты на геологоразведочные работы и снизить риски при заложении скважин.

Одна из задач, которую необходимо решить при проведении бассейнового моделирования, — реконструкция обстановок накопления потенциально продуктивных отложений, представляющая основу для прогноза состава отложений в неопроискованных бурением областях.

Район исследований (рис. 1) охватывает южную часть Северо-Татарского и Южно-Татарский осадочные бассейны (ОБ) и характеризуется достаточно высокой степенью сейсмической изученности. Однако здесь пробурено лишь 9 скважин, причем все они расположены в прибрежной зоне о-ва Сахалин. Это предопределило необходимость широко использовать сейсмические данные для фациальных реконструкций. В целом же выделение возможных обстановок осадконакопления на изученном участке Татарского пролива и его литолого-фациальное районирование базировались на результатах детального

изучения керна и литологической интерпретации данных ГИС; палеоструктурных построениях, анализе волнового поля и генетической интерпретации сейсмофаций [Catuneanu, 2006]. Кроме того, с этой целью обобщены данные о геологическом строении кайнозойских отложений рассматриваемого региона, опубликованные в открытой печати и изложенные в производственных отчетах.

Согласно существующим представлениям в строении осадочного чехла Татарского пролива можно выделить 5 структурно-стратиграфических комплексов (ССК), разделенных региональными несогласиями и связанных с ними опорных отражающих горизонтов (ОГ) [Атлас..., 1968; Геология..., 2004]. Снизу вверх это западнокамышовый, сергеевский, углегорский, курасийский и маруямский комплексы (рис. 2). Каждый из них характеризуется своеобразным структурным планом, особенностями седиментогенеза и, как правило, спецификой проявления процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

На основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных для ССК построены схемы обстановок седиментации (рис. 3), которые послужили основой для прогноза распространения в разрезе и на площади основных толщ коллекторов, способных содержать углеводородный флюид.

Породы-коллекторы. Исходя из особенностей накопления осадочных толщ в их разрезе в пределах акватории Татарского пролива могут быть развиты коллекторы в песчаных, туфопесчаных и кремнистых разностях. Наиболее распространены среди них

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант; e-mail: tazhem@yandex.ru

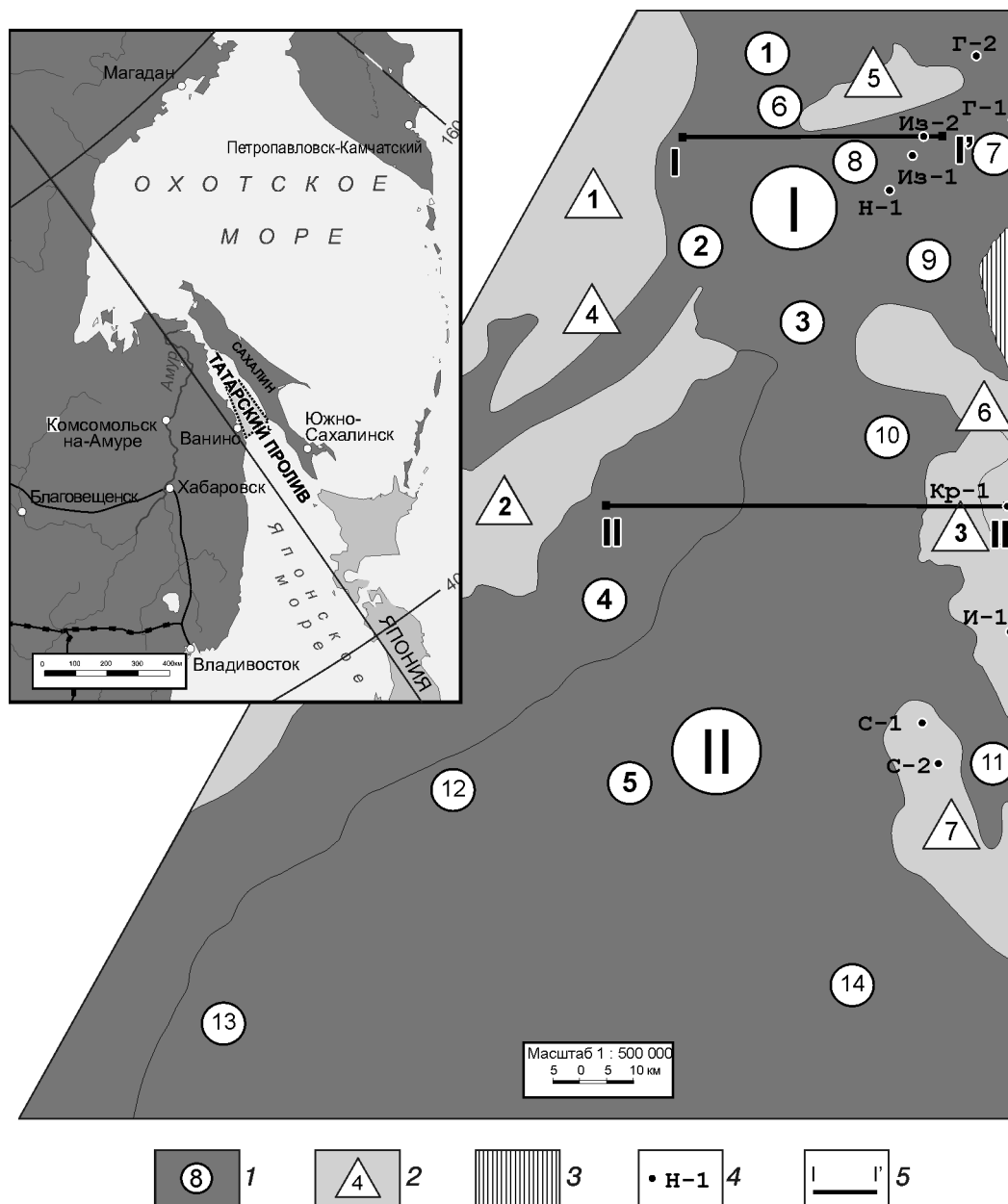


Рис. 1. Тектоническая схема района работ: 1 — отрицательные структуры 1-го порядка — осадочные бассейны: I — Северо-Татарский, II — Южно-Татарский; 2-го порядка: 1 — Лесогорский прогиб, 2 — Успенский прогиб, 3 — Ламанонский прогиб, 4 — Приморская зона выклинивания, 5 — Тернейский прогиб; 3-го порядка: 6 — Черноморская, 7 — Тельновская, 8 — Изъльметьевская, 9 — Углегорская, 10 — Айнская, 11 — Ильинская, 12 — Ботчинская, 13 — Немлинская, 14 — Слепиковская; 2 — положительные структуры 2-го порядка — поднятия: 1 — Ванинское, 2 — Совгаванское, 3 — Красногорское; 3-го порядка: 4 — Иннокентьевское, 5 — Углегорское, 6 — Ламанонское, 7 — Старомаячинское; 3 — суша; 4 — скважины: Г-1, 2 — Гавриловская-1, 2; Из-1, 2 — Изъльметьевская-1, 2; Н-1 — Надеждинская-1; Кр-1 — Красногорская-1; И-1 — Ильинская-1; С-1, 2 — Старомаячинская-1, 2; 5 — линии профилей

песчаные породы, которые прогнозируются в составе почти всех выделяемых комплексов, но отличаются областями локализации песчаного материала и фильтрационно-емкостными свойствами приуроченных к ним коллекторов.

В области развития *сергеевского* комплекса ($P_2^3(?) - N_1^1$) основные перспективные зоны с преобладающим «песчаным» типом разреза локализованы в западной части Татарского пролива, где в условиях побережья существовала возможность для накопления песков дельт, приливно-отливных гряд, склоновых и донных конусов выноса (рис. 3). Их

фильтрационно-емкостные свойства, по-видимому, будут невысокими, поскольку значительная примесь вулканогенного материала в осадках способствовала интенсивному окремнению, снижающему объем порового пространства.

Близкая ситуация с распределением песчаных коллекторов характерна и для *углегорского* комплекса (N_1^{1-2}). В нем распространение песчаников также связано с прибрежными и мелководноморскими зонами, соседствующими как с древней сушей на западе, так и с периодически осушаемыми островами (как это имеет место, например, на Совгаванском и Красно-

горском поднятиях), с которых обломочный материал мог сноситься в прилегающий бассейн (рис. 3).

Для *курасийского* комплекса (N_1^{2-3}) песчаные коллекторы менее характерны, что обусловлено преобладанием в его составе глинисто-кремнистых отложений, накопление которых происходило в условиях глубокой сублиторали, в среднем миоцене занимавшей значительную часть Татарского пролива. С ними могут быть связаны как поровые, так и трещинные коллекторы, последовательная смена которых в разрезе обусловлена катагенетическими преобразованиями кремнистых пород [Деревскова, Куликов, 1994].

В целом условия образования этого комплекса благоприятны для процессов генерации, аккумуляции и консервации УВ. Нижнекурасийские отложения можно рассматривать в качестве нефтематеринских пород и покрышек, в то время как в верхнекурасийских породах, особенно в приматериковой зоне пролива, весьма вероятно присутствие поровых песчаных и туфопесчаных коллекторов, в том числе сформированных в условиях дельт. Кроме того, в зонах развития разрывных нарушений возможно существование коллекторов трещинного типа в кремнистых разностях.

Накопление *маруямского* комплекса (N_1^3-Q) в рассматриваемой части Татарского пролива происходило в достаточно глубоководных условиях, обеспечивших преобладающий кремнистый состав его осадков (рис. 3). Зональность, свойственная курасийскому морскому бассейну, сохранилась и для маруямского, поэтому в разрезе комплекса основную роль будут играть поровые и порово-трещинные коллекторы в кремнистых породах. Исключение составляет восточная часть Татарского пролива, в пределах которой значительный объем маруямского комплекса был уничтожен в результате тектонической активизации, сопровождавшейся ростом конседиментационных поднятий. Это могло привести к образованию в удаленных областях шельфа отмелей и даже островов, вокруг которых накапливались алевропесчаные осадки. Предполагается, что в таких условиях могли сформироваться коллекторы в Углегорском районе, где с ними связана промышленная залежь газа на Изъльметьевском месторождении.

Бассейновое моделирование. История развития Северо- и Южно-Татарского бассейнов существенно отличается, что, несомненно, влияет на углеводородную продуктивность осадочного чехла в их пределах. Чтобы учесть особенности эволюции каждого бассейна и в первую очередь этапность генерации УВ и миграции их в ловушки, была создана объемная генерационная модель участка и рассчитаны два профиля. Первый расположен в Северо-Татарском бассейне, протягивается с запада на восток и пересекает Ламанонский прогиб, захватывая скважину 2-Изъльметьевская. Второй характеризует разрез Южно-Татарского бас-

СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ СХЕМА ЗАПАДНОГО САХАЛИНА [Гладенков и др., 1998]					АКВАТОРИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ ТАТАРСКОГО ПРОЛИВА	
ВОЗРАСТ, МЛН ЛЕТ	СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ПОДОТДЕЛ	ГОРИЗОНТ, ПОДГОРИЗОНТ		
1,8	НЕОГЕНОВАЯ	ПЛИОЦЕН	ВЕРХНИЙ	МАРУЯМСКИЙ	МАРУЯМСКИЙ КОМПЛЕКС	
2,6			СРЕДНИЙ			
3,6			НИЖНИЙ			
5,3		МИОЦЕН	ВЕРХНИЙ	КУРАСИЙСКИЙ ГОРИЗОНТ	ВЕРХНИЙ	КУРАСИЙСКИЙ КОМПЛЕКС
11,2				НИЖНИЙ	НИЖНИЙ	НИЖНИЙ
16,5			НИЖНИЙ	УГЛЕГОРСКИЙ КОМПЛЕКС	УГЛЕГОРСКИЙ КОМПЛЕКС	
				НЕВЕЛЬСКИЙ	НЕВЕЛЬСКИЙ	
23,8		ПАЛЕОГЕНОВАЯ	ОЛИГОЦЕН	ХОЛМСКИЙ	ХОЛМСКИЙ	СЕРГЕЕВСКИЙ КОМПЛЕКС
28,5				НИЖ-НИЖНИЙ	АРАКАЙСКИЙ	
34			ЭОЦЕН	ВЕРХНИЙ	ШЕБУНИНСКИЙ	ШЕБУНИНСКИЙ
37	СРЕДНИЙ			КРАСНОПОЛЬЕВСКИЙ	КРАСНОПОЛЬЕВСКИЙ	
49	НИЖНИЙ			СНЕЖИНКИНСКИЙ	СНЕЖИНКИНСКИЙ	
55	ПАЛЕОЦЕН	НИЖ-НИЖНИЙ	?	?	ФУНДАМЕНТ АКУСТИЧЕСКИЙ	
61			СИНЕГОРСКИЙ	СИНЕГОРСКИЙ		
65						

Рис. 2. Стратиграфическая схема отложений Татарского пролива

сейна по направлению Красногорское внутрибассейновое поднятие — Тернейский прогиб — Приморская зона выклинивания и проходит в восточной части через скважину 1-Красногорская.

Одно из главных отличий северной и южной областей изучаемой территории — их тепловой режим. Согласно схематической карте теплового потока, составленной О.В. Веселовым, Южно-Татарский бассейн характеризуется резким увеличением значений теплового потока до 110–150 мВт/м² в депоцентре, в то время как для Северо-Татарского бассейна эти величины не превышают 70 мВт/м² [Веселов, Соинов, 1975]. По результатам калибровки данных по показателю отражения витринита (R^0), а также пластовой температуре в скважинах для северного профиля значения температурного градиента составляют 50 °С/км, для южного — 57 °С/км.

При оценке геохимического потенциала участка выделены три обобщенных разности нефтегазоматеринских пород. К первой относятся глинистые

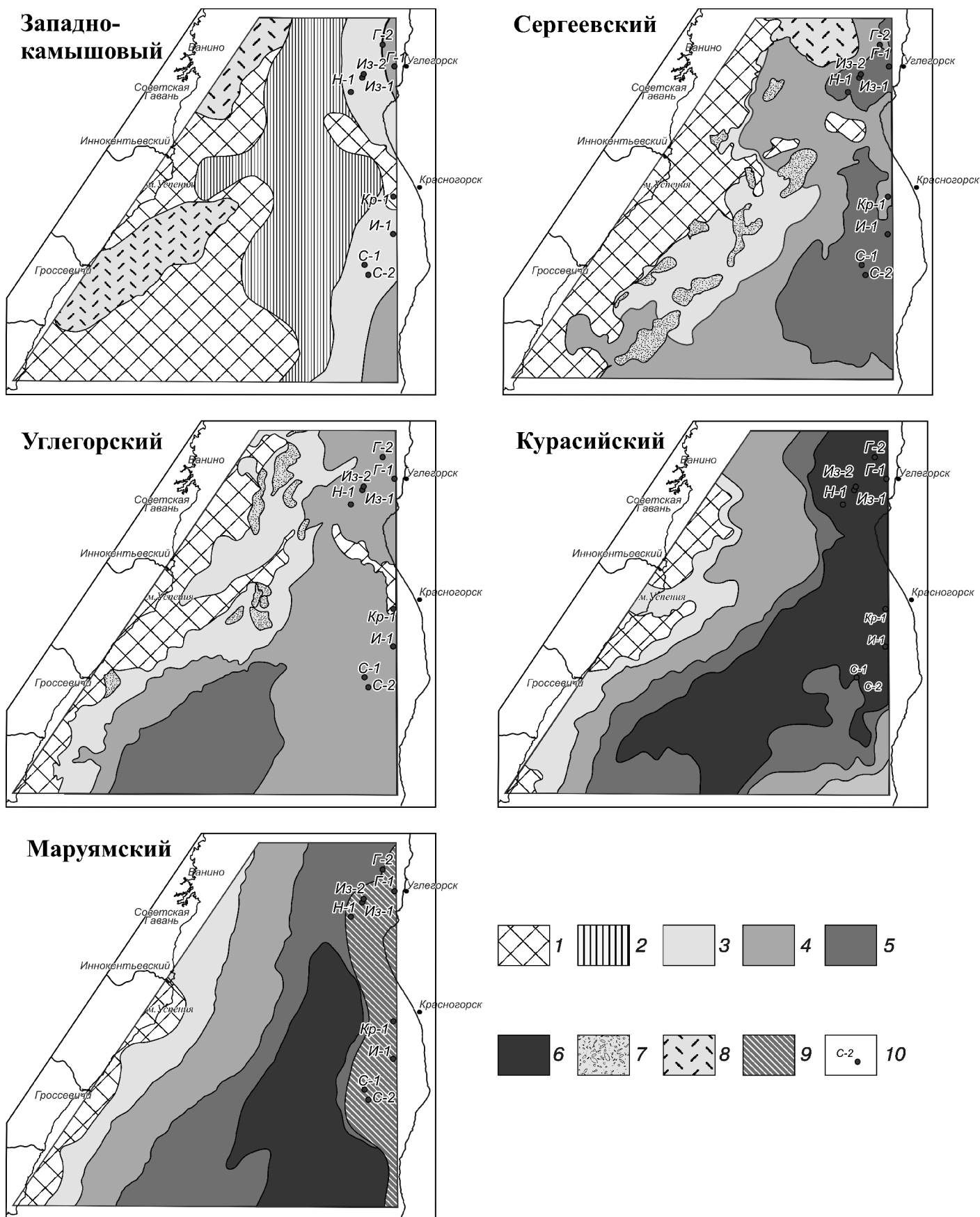


Рис. 3. Схемы обстановок седиментации основных осадочных комплексов: 1 — отложения отсутствуют; области развития отложений: 2 — низменной аккумулятивной равнины, 3 — прибрежной зоны, 4 — мелкой сублиторали, 5 — глубокой сублиторали, 6 — глубоководного бассейна; 7 — песчаные отложения конусов выноса и дельтовых комплексов; 8 — области наземного вулканизма; 9 — области размыва верхней части маруямского комплекса; 10 — скважины (см. на рис. 1)

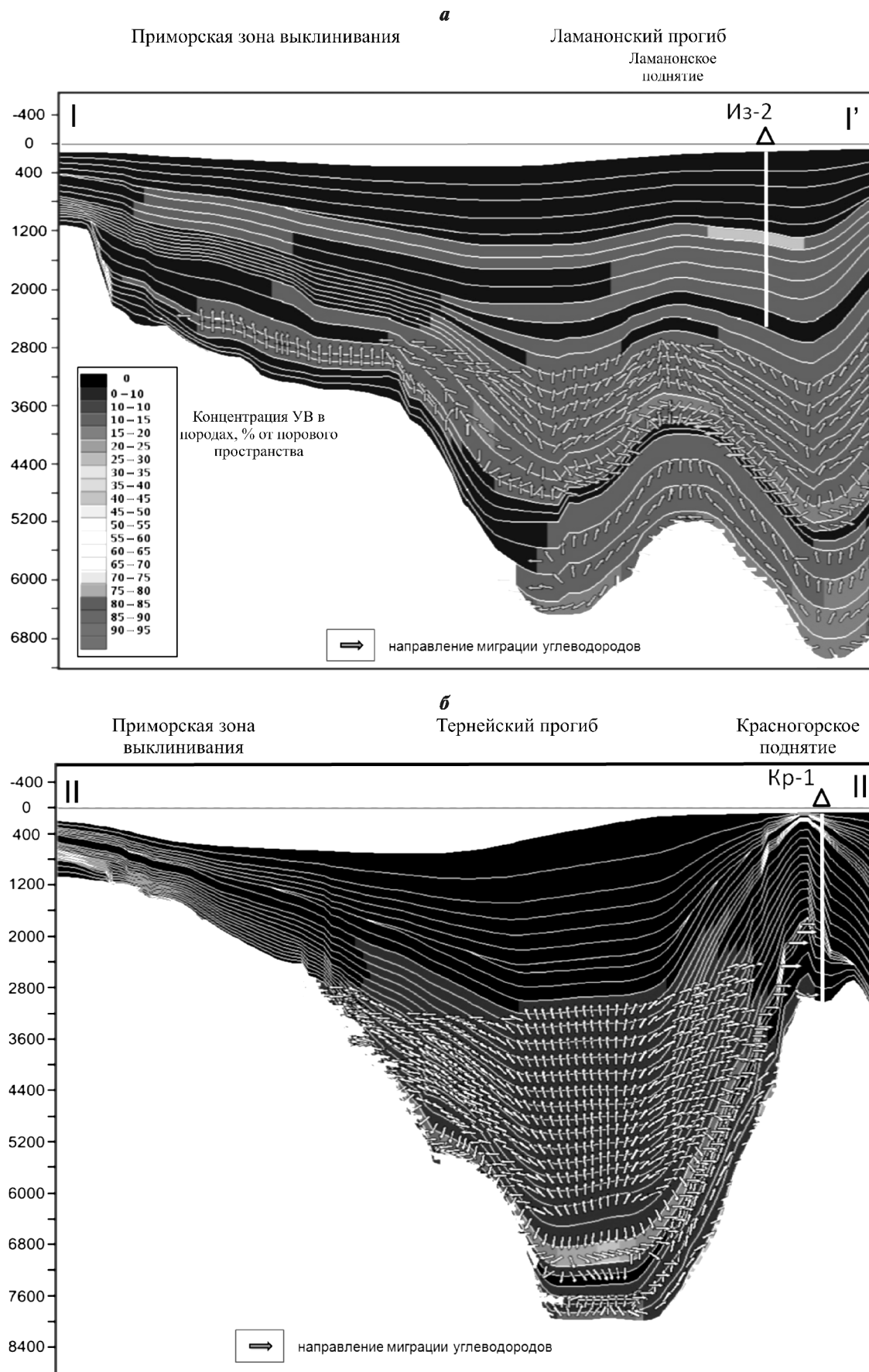


Рис. 4. Углеводородное насыщение разреза в пределах Южно-Татарского (а) и Северо-Татарского (б) осадочных бассейнов

породы с прослоями углей, которые обусловили повышенное содержание $C_{орг}$ (до 4%) и преобладание гумусового органического вещества III типа (НИ не превышает 100 мг УВ/г $C_{орг}$). К такому типу нефтегазоматеринских толщ в изучаемом разрезе относятся породы сергеевского и западно-камышового комплексов. Вторая и третья разности представлены глинисто-кремнистыми толщами с низким содержанием пирокластики, незначительно отличающимися по величине $C_{орг}$, но имеющими существенное расхождение в значениях НИ, т.е. исходного потенциала, что потребовало сделать подобное разделение. Породы второго типа ($C_{орг}$ 1,5%; НИ 150 мг УВ/г $C_{орг}$) встречаются в отложениях маруямского, а в пределах Северо-Татарского бассейна — и курасийского комплексов. Породы третьего типа ($C_{орг}$ 2%; НИ 250 мг УВ/г $C_{орг}$) характерны для углегорского комплекса обоих бассейнов и для курасийского комплекса в Южно-Татарском бассейне.

Выполненное в программном пакете Temis Suite моделирование позволило установить, что в пределах Северо-Татарского бассейна основным очагом нефтегазообразования служит Ламанонский прогиб. Здесь начало генерационных процессов в западно-камышовой и сергеевской толщах пришлось на ранний миоцен. Дальнейшее погружение и прогрев осадочной толщи привели к тому, что в конце раннего—начале среднего миоцена глинисто-кремнистые породы углегорского комплекса достигли глубины главной зоны нефтеобразования (ГЗН), но активная генерация в них началась только в среднем миоцене, а максимальная — лишь в конце миоцена. К этому моменту отложения курасийского комплекса только начали генерировать жидкие флюиды, в то время как породы сергеевского комплекса уже вошли в главную зону газообразования (ГЗГ). К концу плиоцена отложения маруямского комплекса получили достаточный прогрев для генерации нефти в глинистых толщах, а углегорский комплекс достиг пика «нефтяного окна».

На настоящий момент, как видно на рис. 4, преобладающая часть УВ осталась в депоцентре прогиба, лишь небольшое их количество мигрировало по латерали в область Приморской зоны выклинивания. Это означает, что наличие залежей УВ можно прогнозировать только в отложениях нижней части разреза, отвечающей песчаным пачкам сергеевского комплекса и чеховского подкомплекса. Возможно, какая-то часть УВ могла мигрировать и аккумулироваться в нижней части верхнедуйского подкомплекса. Отложения же курасийского комплекса имеют крайне низкое насыщение, особенно в нижней глинисто-кремнистой толще.

Принимая во внимание низкий УВ потенциал НМТ отложений всех комплексов, развитых в пределах Ламанонского прогиба, прогнозировать нефтяные

залежи можно лишь в Приморской зоне выклинивания, однако их объем весьма незначителен, несмотря на то что к моменту миграции флюидов в эту область там уже сформировались ловушки.

Южно-Татарский бассейн характеризуется более высокими значениями палео- и современной температуры по разрезу, вследствие чего реализация УВ потенциала здесь протекала быстрее. Основной очаг нефтегазообразования в нем расположен в Тернейском прогибе, фундамент которого погружен на глубину более 8 км, поэтому в самой нижней из потенциально производящих толщ — в глинистых породах западно-камышового и сергеевского комплексов — генерация жидких УВ началась в раннем миоцене, миграция — в среднем миоцене. К концу миоцена степень преобразованности пород этих комплексов достигла уровня ГЗГ.

В углегорском комплексе генерация началась, видимо, в раннем—среднем миоцене. Миграция УВ происходила в позднем миоцене, достигнув максимума в плиоцене. В настоящее время (рис. 4) эти отложения находятся на стадии активной газогенерации.

В курасийском комплексе величины отражающей способности витринита достигали значений начала ГЗН в позднем миоцене, к плиоцену из этих отложений активно выделялись и мигрировали в вышележащие пласты преимущественно жидкие УВ, в то время как самый верхний маруямский комплекс находился на начальных стадиях генерации нефти.

Выполненное для изученного участка Татарского пролива 3D-моделирование в целом подтвердило выводы, сделанные по результатам 2D-моделирования. Очаги генерации УВ также приурочены к Ламанонскому и Тернейскому прогибам, а ловушками служат древние антиклинальные структуры в пределах Приморской зоны выклинивания, характеризующиеся, кроме того, наибольшим распространением песчаных коллекторов.

Заключение. В соответствии с предлагаемой моделью литологического заполнения бассейнов Татарского пролива предполагается, что лучшими коллекторскими свойствами в их разрезах обладают песчаные и туфопесчаные тела, развитые в западной и центральной частях изучаемого региона и связанные с конусами выноса, дельтами и песчаными отмелями на шельфе. В разрезе они приурочены к сергеевскому комплексу, чеховскому и верхнекурасийскому подкомплексам.

В НМТ Северо- и Южно-Татарского осадочных бассейнов преобладает генерация газообразных углеводородов, поэтому в ловушках можно ожидать небольшие газовые залежи, возможно, с нефтяными оторочками.

Автор благодарен руководству компании «Роснефть» за возможность опубликовать результаты работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Т. 3, 4 / Под ред. А.П. Виноградова. М.: ГУГК Мин-ва геологии СССР, 1968.

Веселов О.В., Соинов В.В. Новые данные о тепловом потоке в Охотском море // Земная кора и верхняя мантия азиатской части Тихоокеанского кольца. Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВНЦ АН СССР, 1975.

Геология, геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Татарского пролива. Владивосток: Изд-во ДВО РАН, 2004.

Деревскова Н.А., Куликов Н.В. Типы нефтегазовых коллекторов северо-востока Сахалинского шельфа // Тихоокеанская геология. 1994. № 1. С. 62 — 70.

Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. Amsterdam: Elsevier, 2006.

Поступила в редакцию
02.11.2012