

Интенсивность нефтегазообразования в западном секторе российской Арктики

И. Д. Полякова¹, доктор геолого-минералогических наук,
Г. Ч. Борукаев², кандидат геолого-минералогических наук
ФГБУН Геологический институт РАН

Охарактеризованы метод и объекты изучения. Рассчитаны плотности и масштабы эмиграции жидких и газообразных углеводородов в нефтегазоматеринских толщах палеозоя-триаса Баренцевоморского и юры-нижнего мела Южно-Карского регионов.

Ключевые слова: масштабы эмиграции углеводородов, нефтегазоматеринские толщи, катагенез, Баренцевоморский и Южно-Карский регионы.

Методы и объекты изучения

Оценка начальных потенциальных ресурсов нефти и газа обычно проводится тремя методами: аналогии, объемно-статистическим и объемно-генетическим. Количественная оценка масштабов эмиграции жидких и газообразных углеводородов в западном секторе российской Арктики, в который входит Баренцево-Карская акватория с прилегающей арктической сушей, проводилась объемно-генетическим методом. Этот метод, в основе которого лежит теория органического происхождения нефти, позволяет представить основные предпосылки нефтегазоносности в цифровом выражении. Авторами отдельных модификаций этого метода являются В. А. Успенский, С. Г. Неручев, А. Э. Конторович, Е. А. Рогозина, Т. К. Баженова и другие исследователи. Объемно-генетический метод широко

используется с конца 60-х годов прошлого века для обширных платформенных территорий России.

Расчеты для нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) осадочных бассейнов в западном секторе российской Арктики проводились по формулам:

$$q_{\text{нефти}} = \frac{K_{\text{эм}}}{1 - K_{\text{эм}}} \rho H b \delta \cdot 10^2 \text{ т/км}^2,$$

$$q_{\text{газа}} = \frac{C_{\text{орг}}}{C_{\text{г}}} \rho H \gamma \cdot 10^7 \text{ м}^3/\text{км}^2,$$

где $q_{\text{нефти}}$ и $q_{\text{газа}}$ — площадная плотность нефти и газа; H — мощность толщи; ρ — плотность пород, т/м³; b — содержание сингенетического битумоида в породе, %; δ — поправка на низкокипящие (легкие) жидкие углеводороды (УВ); $C_{\text{орг}}$ — содержание органического углерода в породе, %; $C_{\text{г}}$ — содержание углерода в нерастворимом органическом веществе (ОВ) данной градации катагенеза, %; $K_{\text{эм}}$ — коэффициент эмиграции хлороформенного битумоида,

¹ e-mail: borukaeva@yandex.ru.

² e-mail: borukaev@hotmail.com.

доли единицы; γ — доля эмигрировавших углеводородных газов, %.

$K_{эм}$, γ и δ рассчитываются при моделировании для каждой градации катагенеза.

Суммарные количества нефти $Q_{нефти}$ и газа $Q_{газа}$, образующиеся в нефтегазоматеринских толщах, определяются по формулам:

$$Q_{нефти} = q_{нефти} S,$$

$$Q_{газа} = q_{газа} S,$$

где S — площадь распространения нефтегазоматеринских пород.

Полученные результаты отражают начальный углеводородный потенциал, формировавшийся на всех этапах развития осадочного бассейна без учета потерь перемещенных УВ в другие комплексы и атмосферу.

В малоизученной российской Арктике количественная оценка интенсивности нефтегазообразования ранее проводилась преимущественно для суши западного сектора, на которой располагается арктическая часть Тимано-Печорского и Западно-Сибирского нефтегазоносных бассейнов (НГБ) [1;3;4]. На основании этих материалов, а также исследований по выделению нефтегазоматеринских толщ и обобщению данных по геохимии ОВ и литолого-фациальных моделей Восточно-Баренцевского и Южно-Карского бассейнов [2; 5—14] в данной работе сделан прогноз плотностей эмиграции УВ в акваториях западной Арктики. Эти оценки, в которых широко использовались интерполяции и экстраполяции, в значительной степени являются экспертными, проведенными с определенными допущениями.

Масштабы эмиграции жидких и газообразных углеводородов в Баренцевоморском регионе

Осадочное заполнение Восточно-Баренцевского и Тимано-Печорского осадочных бассейнов, образующих Баренцевоморский регион, составляют терригенно-карбонатный (ордовик-нижняя пермь) и терригенные (пермь-мезозой) комплексы, общая мощность которых достигает самых больших значений (20—22 км) в Восточно-Баренцевском бассейне. Оба бассейна характеризуются высокими ресурсными показателями. В Восточно-Баренцевском НГБ открыты газоконденсатные и газовые месторождения с залежами в юрском и триасовом терригенных комплексах (уникальное Штокмановское, крупные Ледовое, Лудловское, Лунинское и Мурманское, среднее Северо-Кильдинское). В Тимано-Печорском НГБ открыто более 250 углеводородных месторождений, среди которых преобладают нефтяные, связанные преимущественно с девонскими и каменноугольно-нижнепермскими терригенно-карбонатными отложениями. В последнее время промышленная

нефтеносность установлена также в толщах ордовика и силура. Нефтяные и газонефтяные месторождения, в том числе четыре крупных (Долгинское, Приразломное, Медыньское-море и Северо-Гуляевское), открыты в акватории Печорского моря.

Для палеозойского терригенно-карбонатного и триасового терригенного комплексов рассчитаны и составлены схематические карты масштабов эмиграции жидких и газообразных УВ.

Палеозойский терригенно-карбонатный комплекс конкретно изучен только в Тимано-Печорском НГБ (территория плюс акватория). Его высококачественные НГМТ, представленные углеродистыми карбонатно-кремнисто-глинистыми горизонтами доманика, доманикитов и субдоманикитов, распространены в разрезе девона-нижнего карбона. Менее значительным потенциалом к нефтегазообразованию обладают темноцветные пачки пород в карбонатном и терригенно-карбонатном разрезах силура и нижней перми.

Аналогичны или близки к Печорскому блоку по условиям накопления осадков и нефтегазообразования шельфовые районы, приуроченные к бортам Восточно-Баренцевского НГБ. В них, как и в Тимано-Печорском бассейне, разрез начинается с триаса, и только на крутых склонах крупных поднятий и в авлакогенах его перекрывают породы юры и мела общей мощностью не более 1 км. Это не могло повлиять на существовавшую в палеозое триасе зональность катагенеза и, следовательно, существенно изменить плотности эмиграции УВ. Установленные для территории и акватории Тимано-Печорского НГБ зависимости плотностей эмиграции УВ от катагенетической зональности ОВ были адаптированы для склонов Восточно-Баренцевского НГБ. В его внутренних частях, где получили развитие градации апогенеза (возможно, и метагенеза), нефтегазообразование к настоящему времени прошло практически завершившийся цикл. Залежи УВ здесь сохраниться не могли, поскольку с нарастанием катагенеза они разрушались, и их легкие продукты перемещались по зонам трещиноватости в верхние горизонты осадочного чехла и в атмосферу, возможные следы нефти могли законсервироваться в виде твердых битумов. Поэтому, прогнозируя плотности эмиграции УВ в палеозойском терригенно-карбонатном комплексе Баренцевоморского региона, мы ограничились только бортами его главного бассейна, игнорируя неясные возможности 20-километровых глубин внутренних зон. На бортах суммированные плотности эмиграции УВ основных НГМТ, возрастая по направлению к внутренним частям бассейна, достигают максимальных значений — 3—10 млн т/км² нефти и 3—5 млрд м³/км² газа. Подвергшаяся латеральному перемещению нефть могла сохраниться в древних залежах поднятий и склонов в благоприятных РТ-условиях. Такие древние месторождения тяжелых нефтей (Бент-Хорн, Эндикот, Либерти, Лисберн) известны в Северо-Американском

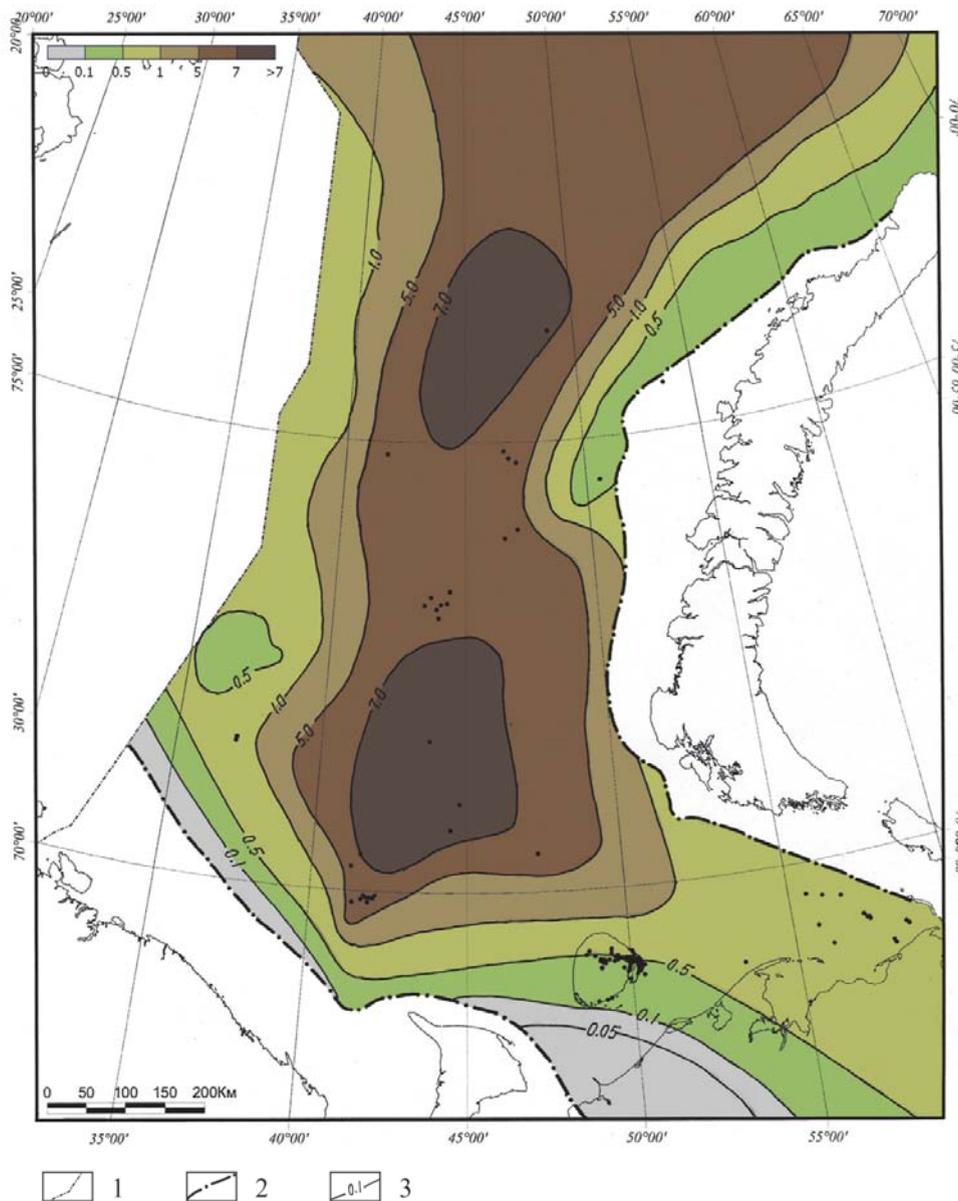


Рис. 1. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких УВ в триасовых отложениях Баренцево-морского региона: 1 – государственная граница, 2 – граница распространения отложений, 3 – плотность эмиграции УВ (млн т/км² нефти, млрд м³/км² газа)

секторе Арктики. В Тимано-Печорском НГБ нефти встречаются на глубинах до 4,5 км, а нефтепроявления — до 5 км, попадая в зону заключительного апокатагенеза МК₄.

Терригенный комплекс триаса характеризуется самыми большими мощностями, составляющими от 7 до 12 км в депоцентрах Восточно-Баренцевого мегапрогиба. В них в отдельные моменты накапливались глинистые, отчасти битуминозные отложения. По периферии бассейна в составе этого комплекса выделяются угленосные и субугленосные газонефтематеринские толщи. Лавинная седиментация, протекавшая в депоцентрах со скоростью 200—300 м/млн лет, сопровождалась поступлением в бассейн больших масс «холодного» терригенного материала, что неминуемо приводило к понижению геотермического градиента. Соответственно

растягивалась вертикальная шкала катагенеза, в которой отдельные зоны достигают мощности 1 км и более, а нижняя граница продуктивного этажа могла опускаться так же, как и в других бассейнах с лавинной седиментацией, например, в Южно-Каспийском и Мексиканском, на глубины до 6—10 км.

Прогнозные оценки плотностей эмиграции УВ в триасовом комплексе проведены, исходя из существующих литолого-палеогеографических моделей и характерных изменений геохимических показателей НГМТ в растянутой шкале катагенеза ОВ. На рис. 1 и 2 показаны вариации плотностей, которые нарастают от 0,05 до 7 и более млрд т/км² нефти и от 0,1 до 10 и более трлн м³/км² газа. Максимальные значения сосредоточены в мегавпадинах бассейна. Суммарные для триаса масштабы эмиграции составляют 889 млрд т нефти и 1115 трлн м³ газа.

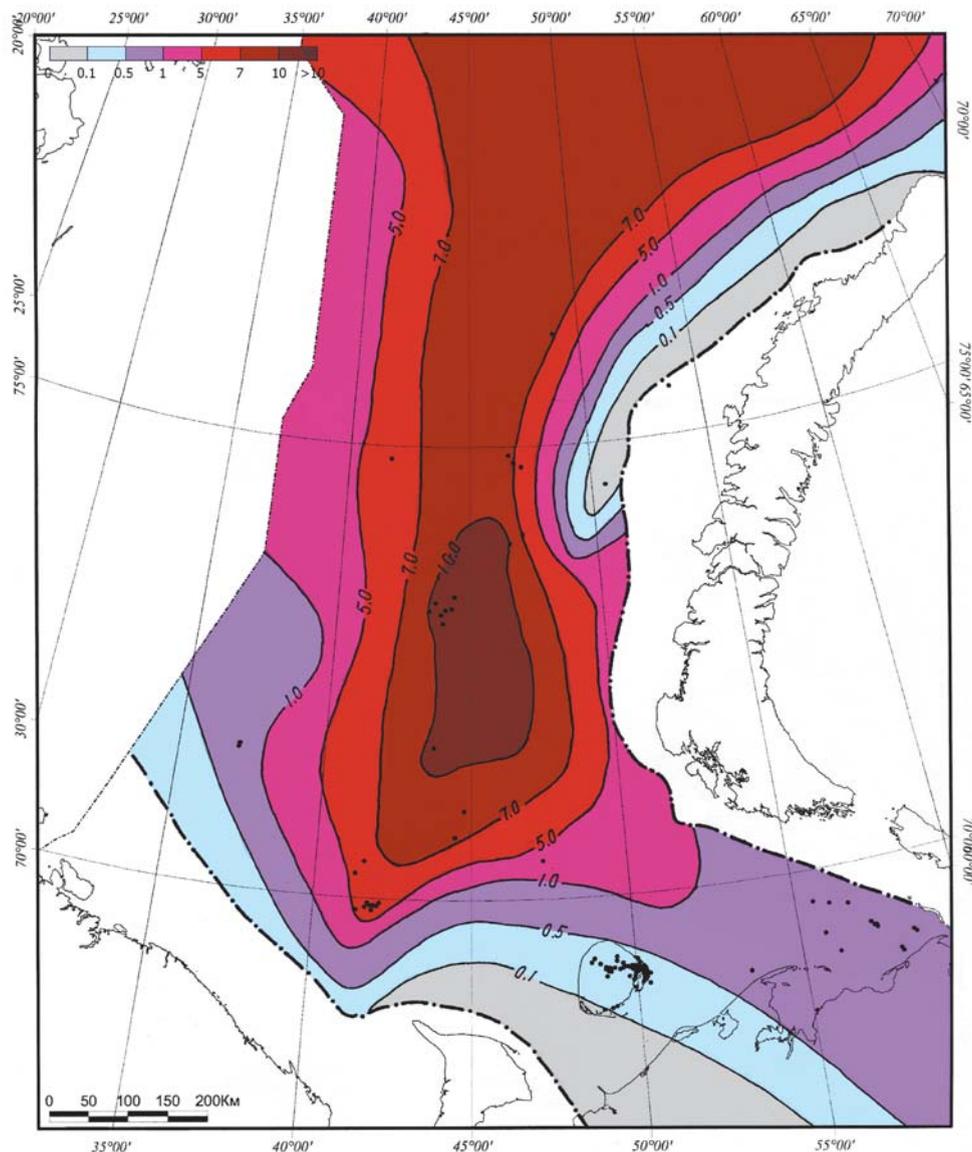


Рис. 2. Схематическая карта масштабов эмиграции газообразных УВ в триасовых отложениях Баренцевоморского региона (условные обозначения см. на рис. 1)

Важно подчеркнуть, что ОВ триаса может быть источником не только газоконденсатных, но и нефтегазовых месторождений, связанных с мощными пластами песчаных коллекторов триаса и нижней-средней юры.

Масштабы эмиграции жидких и газообразных углеводородов в Южно-Карском регионе

В российской Арктике самым богатым углеводородами является Южно-Карский регион, под которым авторы понимают арктическую территорию Западно-Сибирского НГБ с продолжением в Южно-Карскую акваторию. В наземной части региона основным объектом промышленной газоносности является апт-сеноманская продуктивная толща с уникальными месторождениями — Бованенковским,

Харасавэйским, Крузенштернским, Новопортовским, Уренгойским, Ямбургским, Медвежьим, Заполярным и др. В той же толще Южно-Карской акватории известны два многопластовых газоконденсатных месторождения — Ленинградское и Русановское. Во всех этих месторождениях сосредоточен сухой газ. Исключением из данного правила стало недавнее открытие месторождения легкой нефти в юрских отложениях Восточно-Приновоземельского участка акватории. Месторождению предложено название «Победа», поскольку оно является свидетельством новых крупных возможностей роста ресурсной базы России. Этот знаменательный факт подтверждает обоснованные ранее перспективы открытия крупных месторождений не только газа, но и нефти в Южно-Карском регионе [2].

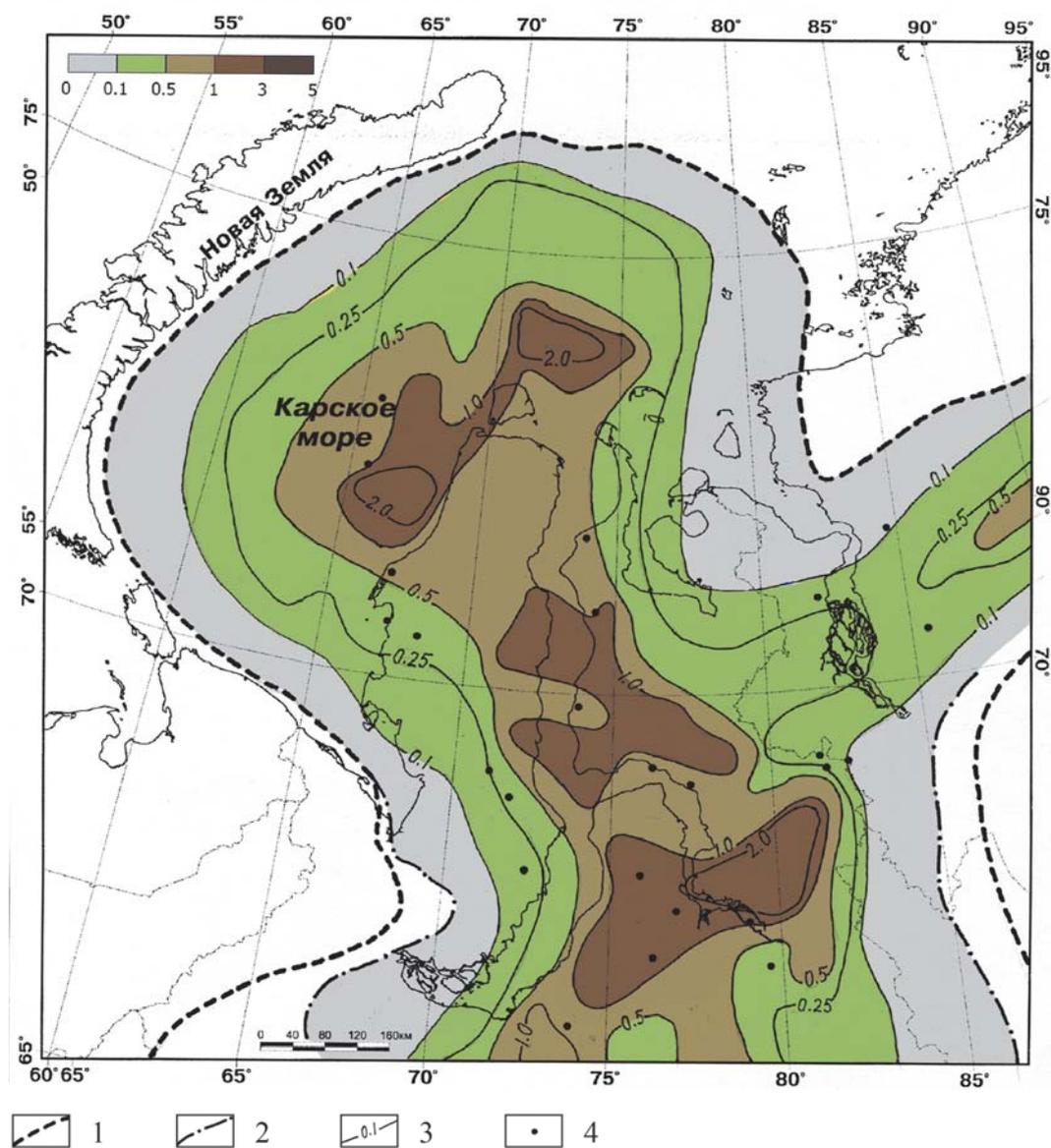


Рис. 3. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких УВ в верхнеюрских отложениях Южно-Карского региона: 1 – граница НГБ, 2 – граница распространения НГМТ, 3 – плотность эмиграции УВ (млн т/км² нефти, млрд м³/км² газа), 4 – информативные скважины

В ближайшем будущем на территории и акватории Южно-Карского региона будут планомерно осваиваться нижние горизонты осадочного чехла, в которых встретятся скопления широкого спектра нефтедов. В этом ракурсе важно оценить возможности глубоководных отложений, их генерационный потенциал и фазовое состояние УВ, т. е. необходимо провести расчет масштабов эмиграции нефти и газа, которые возникали на этапах прото-, мезо- и апокатагенеза в Южно-Карском регионе.

Плотности и масштабы эмиграции оценивались для отдельных нефтегазоносных комплексов и всего нефтегазоносного этажа в целом. Проводилось суммирование масс углеводородов, выделившихся

из входящих в состав комплексов нефтегазоматеринских горизонтов (нижнеюрские левинский и китербютский, среднеюрские лайдинский и леонтьевский, верхнеюрские баженовский и георгиевский), в большинстве своем образованных морскими темноцветными глинами и аргиллитами. В Южно-Карском регионе основная нефтегазоносность связана с юрско-меловыми отложениями, в пределах которых плотности эмиграции рассчитывались для нижне-, средне-, верхнеюрского, неокомского и аптальб-сеноманского комплексов. В качестве примера здесь приводятся схематические карты для верхнеюрского комплекса (рис. 3 и 4).

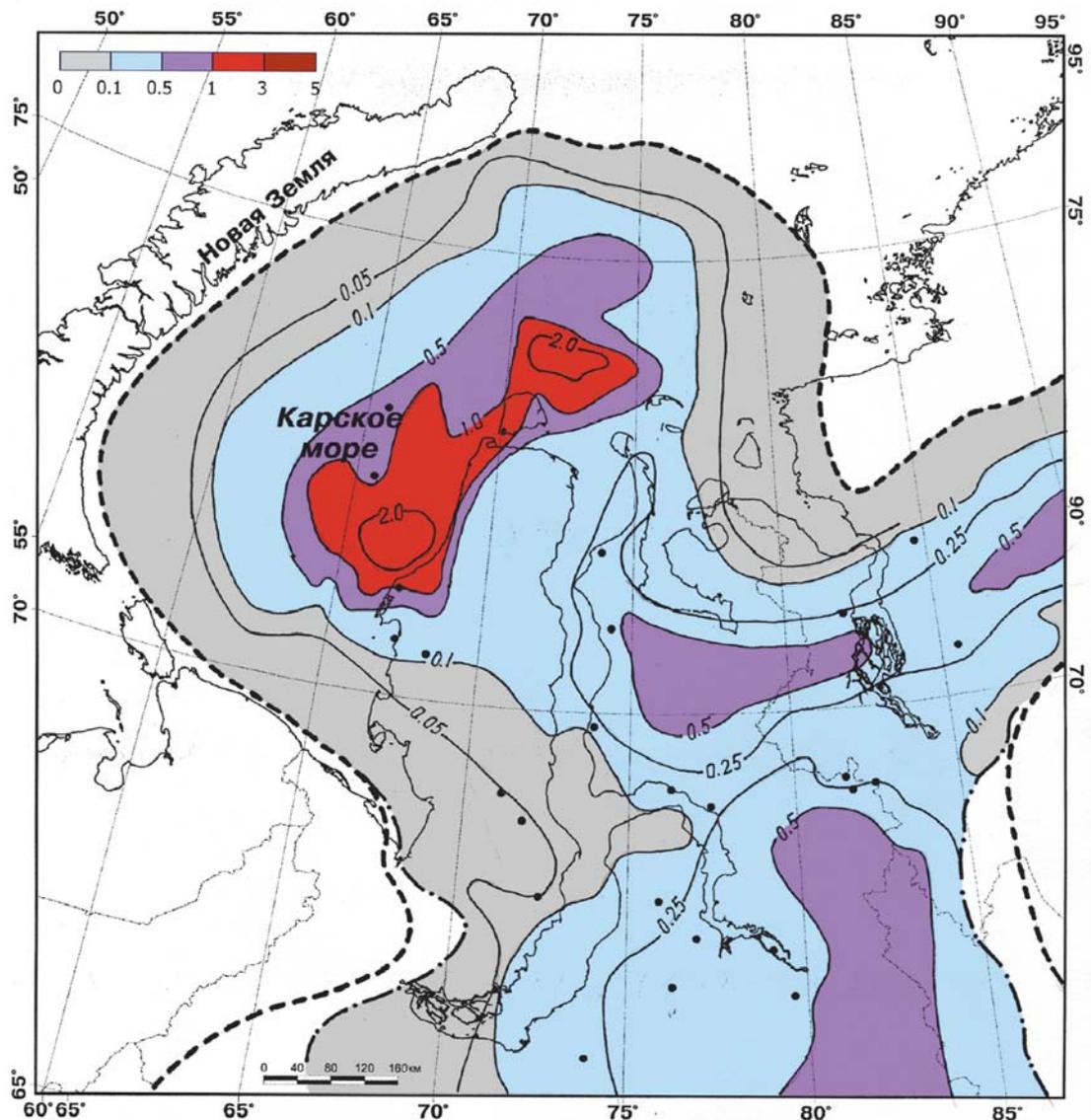


Рис. 4. Схематическая карта масштабов эмиграции газообразных УВ в верхнеюрских отложениях Южно-Карского региона (условные обозначения см. на рис. 3)

Суммарные количества эмигрировавших УВ, отражающие масштабы нефтегазообразования, показаны в табл. 1 раздельно для территории и акватории региона. Максимальные значения этих параметров свойственны нижне- и среднеюрскому комплексам, средние — верхнеюрскому, минимальные — нижнемеловым комплексам. По сравнению с территорией в акватории процесс нефтегазообразования протекает немногим более интенсивно: для жидких УВ — в 1,2 раза, для газообразных — в 1,3 раза. Эмиграционное соотношение нефть/газ, наоборот, имеет слабо превосходящее значение для территории.

Масштабы эмиграции для всех комплексов юрско-нижнего мела акватории составляют 1243 млрд т нефти и 1080 трлн м³ газа. Анализ полученных результатов по масштабам нефтегазообразования

в Южно-Карском регионе показал, что массы эмигрировавших УВ увеличиваются в северном направлении, достигая наибольших значений в акватории, где мощности отложений и катагенез ОВ становятся максимальными. Здесь в юрском периоде доминировала морская седиментация, в отдельные моменты (верхний плинсбах, нижний тоар, аален, байос и особенно титон-нижний берриас) она проходила в глубоководной части шельфа, его нижней сублиторали, где накапливались глинистые и кремнисто-карбонатно-глинистые отложения, обогащенные ОВ с преобладающими аквагенными (сапропелевыми) компонентами (II/III и II типы). Эти горизонты стали главными источниками нефти, конденсатов и жирных газов.

Таблица 1. Масштабы нефтегазообразования в Южно-Карском регионе

Возраст НГМТ	Территория					Акватория				
	Средняя плотность эмиграции		Масштабы эмиграции		Эмиграционное соотношение нефть/газ	Средняя плотность эмиграции		Масштабы эмиграции		Эмиграционное соотношение нефть/газ
	нефти, млн т/км ²	газа, млрд м ³ /км ²	нефти, млрд т	газа, трлн м ³		нефти, млн т/км ²	газа, млрд м ³ /км ²	нефти, млрд т	газа, трлн м ³	
J ₁	0,57	0,32	305,5	174,1	1,76	0,83	0,59	463,7	327,7	1,42
J ₂	0,64	0,33	347,5	178,3	1,95	0,58	0,34	325,2	188,5	1,72
J ₃	0,43	0,20	232,6	110,1	2,11	0,46	0,23	263,7	130,4	1,98
K ₁ пс	0,20	0,24	109,6	130,7	0,83	0,25	0,29	139,4	161,5	0,86
K ₁ ap-sm	0,09	0,41	45,4	231,9	0,23	0,10	0,48	51,3	272,2	0,18
Итого			1040,6	825,1				1243,3	1080,3	

Наибольшие плотности эмиграции УВ в юре (в акватории суммарно до 10 млн т/км² нефти и 7 млрд м³/км² газа) сосредоточены на площадях отрицательных структур, которые являются очагами генерации, поставившими свои продукты в близко расположенные зоны аккумуляции с ловушками разных типов. За пределами очагов генерации находятся обозначенные на картах серым цветом зоны с плотностями эмиграции менее 0,1 млн т/км² нефти и 0,1 млрд м³/км² газа. Распространенное существенно планктоногенное ОВ в юрских очагах генерации претерпело почти полный цикл катагенетических превращений, сохранив свойственное его эмиграционным продуктам фазовое соотношение, в котором нефть преобладает над газом в 1,4—2 раза (см. табл. 1). Особенно это характерно для верхнеюрских отложений, в первую очередь баженовского горизонта.

Баженовский горизонт, выделяющийся среди других юрских НГМТ особенной обогащенностью ОВ I и II типов, располагается в акватории на глубинах до 5 км в зонах среднего-позднего мезокатагенеза и начального апокатагенеза. В сверхглубоких скважинах, пробуренных на территории Большого Уренгоя, этот горизонт вскрыт на глубине около 4 км и по геохимическим характеристикам (в том числе по водородному индексу) ОВ мало отличается от такового в центральной части Западно-Сибирского бассейна на глубине 2—3 км [12]. О нефтепроизводящих способностях ОВ баженовского горизонта в Южно-Карской акватории можно составить представление на основании сравнений, например,

с Североморским НГБ. В нем обогащенные планктоногенным ОВ глины верхней юры сохраняют значительную потенцию к нефтеобразованию на глубинах до 5—8 км и являются главными генераторами нефтей бассейна. Это связано с высокой липидностью и значительной растянутостью шкалы катагенеза ОВ. Очевидно, баженовиты не представляют собой исключение из общего правила и могут сохранять способность генерировать в промышленных количествах нефть, конденсат и жирный газ на большей части площади арктических районов Южно-Карского региона. Характерные для баженовитов аномально высокие пластовые давления снижают влияние температур на скорость катагенетических превращений ОВ и деструкцию жидких углеводородов, что сохраняет генерационный потенциал отложений на больших глубинах. Баженовиты, выступающие почти на всех этапах мезокатагенеза в роли мощного генератора жидких углеводородов, создают благоприятные предпосылки для формирования их залежей в титон-неокомских отложениях. Не исключено, что сохранившиеся на глубинах до 5 км в баженовском горизонте большие количества микронепти при использовании необходимых технологий со временем смогут существенно пополнить добычу УВ в этом регионе.

В раннемеловую эпоху, когда постепенно активизировалась континентальная седиментация, накопились НГМТ с ОВ, в составе которых начинают преобладать гумусовые компоненты и получают развитие его концентрированная и полуконцентрированная формы. Катагенез ОВ постепенно

ослабевает, эмиграционное соотношение нефть/газ изменяется в сторону преобладания углеводородных газов: в неокомском комплексе оно составляет 0,83—0,86, в апт-альб-сеноманском — всего лишь 0,23—0,18. Масштабы нефтегазообразования существенно ниже, чем в юрских комплексах (см. табл. 1). Апт-альб-сеноманский комплекс, характеризующийся особенно низкой зрелостью ОВ, соответствующей протокатагенной градации, генерирует жидкие УВ нафтеново-ароматического состава и в больших количествах сухой метановый газ. Заполняя ловушки этого комплекса, он создает гигантские и крупные многопластовые газовые и газоконденсатные месторождения. Схемы распределения на площади плотностей эмиграции жидких и газообразных УВ близки.

Заключение

Нефтегазоносность в западном секторе российской Арктики связана с осадочными бассейнами акваторий и прилегающей арктической суши. Присутствие в бассейнах качественных и высококачественных НГМТ, в которых катагенез ОВ проявился в широком диапазоне (ПК-АК), обусловило мощное развитие процессов нефтегазообразования. Максимальные плотности и массы эмигрировавших УВ сосредоточены в крупных отрицательных структурах — очагах генерации.

Расчеты и картирование масс УВ, формирующих начальный углеводородный потенциал осадочных бассейнов на протяжении всей истории их развития, подтверждают выводы о существовании благоприятных предпосылок для образования в акваториях крупных месторождений нефтей, конденсатов, жирных и сухих газов.

Литература

1. Баженова Т. К., Шиманский В. К., Васильева В. Ф. и др. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. — СПб.: ВНИГРИ, 2008. — 164 с.
2. Богоявленский В. И., Полякова И. Д. Перспективы открытия крупных месторождений нефти и газа в Южно-Карском регионе // Бурение и нефть. — 2011. — № 1. — С. 8—11.
3. Бостриков О. И., Ларичев А. И., Фомичев А. С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала // Нефтегаз. геология. Теория и практика. — 2011. — Т. 6, № 3.
4. Бостриков О. И., Конторович А. Э., Фомичев А. С. Масштабы генерации и эмиграции углеводородов в верхнеюрских и меловых нефтегазоносных комплексах Западно-Сибирской плиты // Результаты работ по Межведомственной научной программе «Поиск» за 1992—1993 гг. / Ред. А. Э. Конторович и В. С. Сурков. — Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1995. — С. 66—70.
5. Гурари Ф. Г., Девятков В. П., Демин В. И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-

средней юры Западно-Сибирской провинции / Ред. В. С. Сурков. — Новосибирск: Наука, 2005. — 156 с.

6. Конторович А. Э., Конторович В. А., Рыжкова С. В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. — 2013. — Т. 54, № 8. — С. 972—1012.

7. Конторович А. Э., Эпов М. И., Бурштейн Л. М. и др. Геология и ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. — 2011. — № 1. — С. 7—17.

8. Леончик М. И., Сенин Б. В. Перспективы нефтегазоносности палеозойских карбонатов в российском секторе Баренцева моря // Нефтегаз. геология. Теория и практика. — 2010. — № 4.

9. Марзулис Е. А. Эволюция Баренцевоморского региона и его углеводородные системы // Нефтегаз. геология. Теория и практика. — 2009. — № 4.

10. Полякова И. Д., Богоявленский В. И., Данилина А. Н. Характеристика нефтегазоматеринских толщ Арктики, палеогеографические и геодинамические аспекты их образования // Арктика: экология и экономика. — 2013. — № 1 (9). — С. 46—59.

11. Полякова И. Д., Богоявленский В. И., Будагова Т. А., Данилина А. Н. Прогноз нефтегазоносности палеозойско-мезозойских отложений Баренцевоморского региона России // Бурение и нефть. — 2012. — № 4. — С. 20—25.

12. Полякова И. Д., Борукаев Г. Ч. Генерация и деструкция микронепти на больших глубинах // Геология и геофизика. — 1998. — Т. 39, № 4. — С. 512—517.

13. Полякова И. Д., Богоявленский В. И. Баженовская свита — источник промышленных нефтей и жирных газов в титон-неокомских отложениях Южно-Карского региона // Докл. Академии наук. — 2011. — Т. 440, № 1. — С. 105—109.

14. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала. — М.: Недра, 2003. — 343 с.