

УДК 552.578.061.32(268.45+268.52)

Полякова И.Д.Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Геологический Институт Российской Академии Наук (ГИН РАН), Москва, Россия, borukaeva@yandex.ru**Данилина А.Н.**ООО «Региональные геофизические исследования» (ООО «РГИ»), Москва, Россия, albina.05@list.ru

МАСШТАБЫ ЭМИГРАЦИИ ЖИДКИХ И ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАПАДНО-АРКТИЧЕСКИХ АКВАТОРИЯХ РОССИИ

Охарактеризованы методы и объекты изучения органического вещества в нефтегазоматеринских толщах палеозоя-триаса Баренцевоморского и юры-нижнего мела Южно-Карского регионов. Приведены геохимические показатели органического вещества, рассчитаны плотности и масштабы эмиграции жидких и газообразных углеводородов.

***Ключевые слова:** нефтегазоматеринские толщи, масштабы нефтегазообразования, Баренцевоморский регион, Южно-Карский регион.*

Методы и объекты изучения

Оценка начальных потенциальных ресурсов нефти и газа обычно проводится тремя методами: аналогии, объемно-генетическим и объемно-статистическим. Наиболее часто используется метод аналогии с различными способами интерполяции и экстраполяции, которые в большей степени учитывают черты сходства, нежели различия объектов. При сравнении эталонного и расчетного объектов, которые никогда не бывают одинаковыми, обычно ищут близкие черты геологического строения, не всегда сравнивается интенсивность углеводородообразования, поэтому применение метода аналогии часто грешит неудовлетворительными результатами. Объемно-генетический метод, опирающийся на положения теории органического происхождения нефти, позволяет рассчитать интенсивность генерации и эмиграции углеводородов (УВ). Этот метод более обоснованный, но он требует хорошей геологической и геохимической основы, которая могла бы позволить представить характеристики нефтегазоносности в цифровом выражении. И, наконец, объемно-статистический метод, опирающийся на стохастическую регрессивную зависимость между начальными геологическими ресурсами нефти и газа и объемом осадочного чехла бассейнов, он пригоден и для слабо исследованных регионов.

Рассмотрим основы объемно-генетического метода и результаты его применения, позволяющие оценить масштабы нефтегазообразования непосредственно изучаемого объекта путем использования балансовых расчетов по комплексу геохимических показателей

органического вещества (ОВ). Создание количественных моделей генерации нефти и газа для основных типов ОВ в полном цикле катагенеза, методик расчетов плотностей генерации и суммарных объемов эмигрировавших жидких и газообразных УВ проводится в России со второй половины прошлого века. Авторами разных модификаций объемно-генетического метода являются В.А. Успенский, С.Г. Неручев, А.Э. Конторович, Е.А. Рогозина, Т.А. Баженова и др. исследователи. В качестве примера генерализованных количественных моделей генерации нефти и газа приведем одну из них (табл. 1).

Модели созданы для сапропелевого (I и II) и гумусового (III) типов ОВ. Для смешенного типа ОВ (II/III, III/II) значения рассчитываются исходя из количественного соотношения сапропелевой и гумусовой составляющих.

Таблица 1

**Генерация нефти и газа основными генетическими типами органического вещества
в % от его исходной массы [Неручев, Смирнов, 2007]**

Катагенез		I и II типы				III тип			
R _o , %	Конец градации	C ^r , %	M _{ост.} , %	Нефть	Газ	C ^r , %	M _{ост.} , %	Нефть	Газ
0,5	ПК	58,9	100	0,0	0,0	58,9	100	0,0	0,0
0,65	МК ₁	71,0	69,09	8,2	0,91	76,0	78,45	0,60	1,55
0,85	МК ₂	76,5	54,0	28,24	0,91	79,4	71,36	1,64	2,35
1,15	МК ₃	78,6	32,5	28,24	1,33	84,8	63,41	1,64	3,03
1,5	МК ₄	82,2	27,0	28,24	4,00	88,3	60,26	1,64	4,15
2,0	МК ₅	81,5	25,5	28,24	4,50	90,0	58,36	1,64	4,85
2,5	АК ₁	81,3	24,3	28,24	4,80	90,6	57,16	1,64	5,70
3,5	АК ₂	84,3	22,0	28,24	6,30	91,6	55,21	1,64	7,75
4,5	АК ₃	88,2	20,5	28,24	6,70	93,5	52,76	1,64	8,85
5,5	АК ₄	94,5	19,0	28,24	7,20	94,8	50,41	1,64	10,50

Наиболее высоким нефтематеринским потенциалом обладает ОВ I и II типов. Из табл. 1 следует, что ее авторы ограничивают максимум генерации жидких УВ (ГЗН) градациями МК₁–МК₂, а газообразных УВ (ГЗГ) – МК₅–АК₄. Для нефтематеринских толщ, обогащенных ОВ I и II типов, предложены и другие решения, подтвержденные результатами аналитических данных и расчетами. В частности, Т.К. Баженова и др. (2008) расширяет диапазон интенсивного нефтеобразования в отложениях доманика Тимано-Печорского бассейна до МК₃, а И.Д. Полякова и др. (1998, 2011) в отложениях баженовской свиты – до МК₄ включительно. Есть и более радикальные представления. Генерация УВ, рассчитанная для 4-х подтипов сапропелевого ОВ показана в табл. 2.

ОВ III типа обладает низким нефтематеринским потенциалом, его слабый пик на грациях МК₁–МК₂ представляет собой редуцированную ГЗН, которая ярко проявляется в ОВ I и II типов. ОВ III типа генерирует активно углеводородный газ на всех этапах катагенеза, но неравномерно. Особенно интенсивно это происходит к концу мезокатагенеза и в апокатагенезе в ГЗГ, слабее – в протокатагенезе, в ВЗГ, которая в моделях С.Г. Неручева не нашла отражения.

Таблица 2

Генерация углеводородов различными подтипами сапропелевого органического вещества в полном цикле катагенеза [Баженова и др., 2008]

Типы ОВ		Генерация УВ в % на ОВ начала катагенеза		Конечное соотношение нефть/газ
		Нефть	Газ	
Сапропелиты	Альгогенные	35,6	15,73	2,24
	Окисорбо-альгогенные	23,20	11,98	1,94
	Альгозоогенные с тентакулиито-вой основой	29,40	11,73	2,51
	Альгозоогенные с граптолиито-вой основой	21,32	14,19	1,50

Часто в материнских породах содержится смешанное ОВ II/III и III/II типов. Зная соотношение сапропелевых и гумусовых компонентов и используя данные табл. 1, нетрудно рассчитать для любого ОВ смешанного состава количество образующихся жидких и газообразных УВ.

Масштабы генерации (эмиграции) жидких и газообразных УВ оцениваются на основе картирования нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), в которых установлены закономерности распределения содержаний органического углерода ($C_{орг}$) и хлороформенного битумоида ($B_{хл}$), типов ОВ и его катагенетической зрелости. Названные показатели обязательно учитываются в формулах, которые немногим различаются у отдельных авторов, проводивших расчеты для разных бассейнов. Нами использовались следующие формулы:

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

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

где $q_{нефти}$ и $q_{газа}$ – площадная плотность нефти и газа соответственно; H – мощность толщи; ρ – плотность пород, т/м³; b – содержание сингенетического битумоида в породе, %; δ – поправка на низкокипящие (легкие) жидкие УВ; $C_{орг}$ – содержание органического углерода в породе, %; C^e – содержание углерода в нерастворимом ОВ данной градации катагенеза, %; $K_{эм}$ – коэффициент эмиграции хлороформенного битумоида, 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 как:

$$Q_{нефти} = q_{нефти} \cdot S$$

$$Q_{газа} = q_{газа} \cdot S$$

где S – площадь распространения нефтегазоматеринских пород.

Результаты расчетов по этим формулам отражают количество жидких и газообразных УВ, эмигрировавших в процессе катагенеза ОВ в диапазоне от ПК₃ до той градации, при которой расчетный комплекс пород достиг максимальной глубины погружения. Находящиеся на больших глубинах комплексы производили массы УВ, возникавшие на протяжении полного цикла катагенеза. Масштабы нефтегазообразования, рассчитанные объемно-генетическим методом, отражают начальный углеводородный потенциал, который создавался на всех этапах формирования бассейна. В потенциале не учитывается величина потерь при вертикальных и латеральных перемещениях УВ в другие комплексы и атмосферу.

Трудности определения величины миграционных потерь УВ являются слабым звеном объемно-генетического метода, затрудняющим его использование для оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. Особенно это касается мало изученных регионов, в которых практически невозможно определить скорости и направления миграции УВ без карт палеорельефа резервуаров на время проявления главных фаз нефте- и газообразования, без знания фильтрационно-емкостных свойств и мощности зоны углеводородонасыщения резервуаров, остаточной нефтенасыщенности пород в каналах миграции и еще ряда необходимых показателей [Неручев, Смирнов, 2007]. Уточняющие расчеты можно проводить для отдельных участков региона, если для них эти показатели известны. В нашем случае придется ограничиться выявлением только масштабов эмиграции жидких и газообразных УВ.

В мало изученной Российской Арктике количественная оценка интенсивности нефтегазообразования ранее проводилась преимущественно для суши западного сектора, на которой располагаются арктические части Тимано-Печорского и Западно-Сибирского НГБ. В первом бассейне подсчеты осуществлялись также для Печорского шельфа. На основании этих материалов и имеющихся данных по немногим скважинам акватории путем интерполяций и экстраполяций в данной работе сделан прогноз плотностей эмиграции УВ в НГМТ Западно-Российского сектора Арктики. Такие оценки для акватории в значительной степени являются экспертными, проведенными с определенными допущениями.

Геохимические показатели нефтегазоматеринских толщ и интенсивность нефтегазообразования в Баренцевоморском регионе

Нефтегазоносность Баренцева моря и сопредельной арктической суши, образующих Баренцевоморский регион России, связана с Восточно-Баренцевским и Тимано-Печорским осадочными бассейнами. С востока регион ограничен Пайхойско-Новоземельским и Уральским покровно-складчатыми поясами, на западе его отделяет от норвежской акватории группа крупных подводных поднятий, на севере располагается Земля Франца-Иосифа.

Осадочное заполнение обоих нефтегазоносных бассейнов (НГБ) 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. В его пределах выделяются крупные тектонические элементы: Южно- и Северо-Баренцевская мегавпадины с Лудловско-Штокмановской седловиной между ними. Борты бассейна сформированы положительными структурами, среди которых наиболее значительные: Адмиралтейский вал на восточном склоне, свод Федынского и поднятия Центральной Банки, Година, Персея и др. на западном. В Тимано-Печорском НГБ основные тектонические элементы (Печоро-Колвинский авлакоген, Хорейверская впадина, Варандей-Адзвинская структурная зона, краевой прогиб) и стратиграфические единицы осадочного чехла арктической территории продолжают в Печорскую акваторию, составляющую южную мелководную часть Баренцева моря.

Оба бассейна характеризуются высокими ресурсными показателями. В Восточно-Баренцевском НГБ открыты газоконденсатные и газовые месторождения с залежами в юрском и триасовом терригенных комплексах. Среди этих месторождений уникальное Штокмановское (3,9 трлн. м³ газа и 50 млн. т конденсата), четыре крупных - Ледовое, Лудловское, Лунинское и Мурманское, а также среднее - Северо-Кильдинское, расположенное у юго-восточного подножия свода Федынского. 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 и Медыньское-море) открыты в акватории.

Многочисленные находки нефте- и битумопроявлений на островах архипелагов Новая Земля и Земля Франца-Иосифа создают предпосылки для более детального изучения этих объектов и их склонов.

Нефтегазоматеринские толщи обоих НГБ, определившие интенсивность углеорообразования, подробно охарактеризованы в [Баженова и др., 2008; Полякова и др., 2013]. Здесь мы ограничимся напоминанием возраста этих отложений и ведущих показателей содержащегося в них ОВ, необходимых для расчетов масштабов эмиграции жидких и газообразных УВ.

Типы и концентрации ОВ. В терригенно-карбонатном комплексе палеозоя, относительно хорошо изученном в наземной части Тимано-Печорского бассейна, самые качественные нефтематеринские горизонты зафиксированы в разрезе девона-нижнего карбона, в котором идентифицированы углеродистые карбонатно-кремнисто-глинистые горизонты собственно доманика, доманикоидов и субдоманикоидов с ОВ I и II типов и весьма высоким НI (200-500 мг УВ/г $C_{орг}$). В доманике и доманикоидах (D_3 fr₂-fm₂) среднее содержание $C_{орг}$ составляет 4,95, а в прослоях достигает 30 %, $B_{хл}$ изменяется от 0,008 до 1,6 %. В субдоманикоидах (D_{1l} , D_2 , C_{1t}) ОВ распределено неравномерно: концентрации $C_{орг}$ варьируют от десятых долей до 20 % при наиболее распространенных значениях 0,4-1,0 %, а содержания $B_{хл}$ изменяются в диапазоне 0,002-0,9 %.

Другие нефтегазоматеринские горизонты обладают не столь значительными генерационными возможностями. Выявленные в карбонатном разрезе силура относительно слабо обогащенные ОВ темноцветные пачки пород (S_{1l} , S_{1w} , S_2) характеризуются средними содержаниями $C_{орг}$ – 0,35 % и содержаниями $B_{хл}$, варьирующими в интервале 0,002-0,08%. В отложениях нижней перми, где присутствует ОВ II и III типов, его содержания повышены в $P_{1aг}$ ($C_{орг}$ – 0,04-3,04, $B_{хл}$ – 0,006-0,07%) и P_{1k} ($C_{орг}$ – 0,2-25,0, $B_{хл}$ – 0,03-0,06%) ярусах за счет значительного присутствия гумусового детрита. Особенно это касается угленосного кунгурского яруса.

В Печороморском блоке Тимано-Печорского НГБ эти горизонты получили пространственное продолжение. Из них охарактеризованы геохимическими показателями

нефтематеринские горизонты силура, верхнего девона-нижнего карбона и нижней перми. Горизонты доманикоидов и субдоманикоидов, вскрытые и изученные в разрезах площадей Дресвянской, Песчаноозерской, Медынского-море, характеризуются концентрациями $C_{орг}$ в известняках – 0,6-1,0 и аргиллитах – 0,1-3,5 %. В нефтегазоматеринских горизонтах нижней перми, изученных в разрезе месторождений Варандей-море, Северо-Гуляевское, Северо-Долгинское, Мурманское, ОВ имеет смешанный сапропелево-гумусовый и гумусово-сапропелевый состав и относится к II/III типу. Концентрации $C_{орг}$ в карбонатных глинах ассельского и сакмарского ярусов, изменяясь от 0,6 до 0,8, достигают максимальных значений 2,0 %. Содержания $C_{орг}$ в глинах и алевритистых глинах арктинского и кунгурского ярусов изменяются в диапазоне 0,4-1,2 %.

НГМТ терригенных комплексов мезозоя изучались в Тимано-Печорском, Восточно-Баренцевском бассейнах и в разрезах Земли Франца-Иосифа. Палеогеографические реконструкции бассейнов триаса [Маргулис, 2009; Леончик, Сенин, 2010] позволили наметить возможное местоположение глубоководных зон с глинистыми отложениями, содержащими сапропелевое и гумусово-сапропелевое ОВ (II и II/III типы). В раннем триасе глубоководная зона находилась на территории северной части Южно-Баренцевской мегавпадины и Лудловско-Штокмановской седловины, в среднем триасе она переместилась на север и стала занимать Северо-Баренцевскую мегавпадину и район Земли Франца-Иосифа. В глубоководных отложениях среднего триаса преобладают темно-серые и черные битуминозные аргиллиты со средними содержаниями $C_{орг}$ 1,6 при максимальных значениях 11 %.

Угленосные и субугленосные толщи перми, среднего-верхнего триаса и нижней-средней юры, в большей части приуроченные к периферии бассейна, содержат ОВ III типа с сильно меняющимися значениями $C_{орг}$ и $B_{хл}$, которые в среднем составляют 1,5 и 0,02 % соответственно. ОВ присутствует не только в рассеянной, но и концентрированной (угли) и полуконцентрированной (углистые аргиллиты) формах. Эти толщи относятся к газонефтематеринским.

Хорошими нефтематеринскими свойствами обладают черные глины киммериджа, обогащенные ОВ II/III и II типов. По большинству показателей они отличаются от титон-нижнеберриасских баженовитов Западной Сибири и скорее являются литолого-стратиграфическим аналогом черных глинистых отложений георгиевской свиты, накапливавшихся в киммериджское время на шельфе Западно-Сибирского бассейна.

Литолого-геохимические особенности черных глин и аргиллитов киммериджа позволяют относить их к суббаженовитам.

Катагенез ОВ. В Баренцевоморском регионе данные о зрелости ОВ в палеозойском терригенно-карбонатном комплексе имеются в основном по Тимано-Печорскому бассейну. Для него были проанализированы образцы многих скважин и построена шкала катагенеза до глубины 3,8 км, к которой приурочена подошва зоны МК₄ (табл. 3). Более глубокие преобразования ОВ, соответствующие грациям МК₅–АК₂, моделировались до глубины 6,5 км [Баженова и др., 2008]. Практически та же шкала была использована нами для прогнозирования катагенетической зональности в терригенно-карбонатном комплексе крупных положительных структур, расположенных на склонах Восточно-Баренцевского бассейна. Это правомерно, поскольку на Адмиралтейском валу и своде Федынского, также как на значительной части Тимано-Печорского бассейна, разрез начинается с триаса и только на крутых склонах поднятий и в авлакогенах его перекрывают породы юры и мела с общей мощностью не более 1 км. На существовавшую в палеозое-триасе зональность катагенеза ОВ, сформировавшуюся при геотермическом градиенте 5°С/100 м, не могла повлиять выше лежащая толща такой мощности, в которой ОВ преобразовывалось при менее жестком геотермическом режиме с градиентом 2,5-3°С/100 м [Баженова и др., 2008].

Таблица 3

**Шкалы катагенеза органического вещества в отложениях палеозоя и мезозоя
Восточно-Баренцевского региона [Полякова и др., 2012]**

Главные структурные элементы	R _o , % и градации катагенеза					
	< 0,5	0,5-0,65	0,65-0,85	0,85-1,15	1,15-1,5	1,5-2
	ПК1	МК1	МК2	МК3	МК4	МК5
	Нижняя граница зон катагенеза, км					
Восточно-Баренцевский бассейн (мезозой)						
Склоны и обрамление	1.5	2.5	3.2	3.8	4.2	4.8
Внутренние зоны: Лудловско-Штокмановская, Арктическая	1.8	2.9	3.9	4.6	6	6.3
Тимано-Печорский бассейн (палеозой)						
Хорейверская впадина, Варандей-Адзъвинская зона, Печоро-Колвинский авлакоген [Баженова и др., 2008]	1.5	2.4	3.2	3.8	4.1	4.4
Приразломные зоны		1.3	2.3			
Поднятие Земли Франца-Иосифа (мезозой)						
		0.4	1.2	3.2		
Поднятие Земли Шпицберген						
		0.2	1.9			

На основе разработанных шкал катагенеза для палеозойских и мезозойских отложений построены схематические карты катагенеза ОБ, в том числе и по кровле верхнепалеозойских карбонатов (отражающий горизонт Ia). Горизонт Ia достигает наибольших глубин в пределах современных структур Северо- (11,5 км), Южно-Баренцевской (15,5 км) мегавпадин и разделяющей их Лудловско-Штокмановской седловины (10 км), на площади которых получила широкое развитие зона апокатагенеза, начинающаяся с изореспленды $R_0 = 2\%$, приуроченная к глубине 6 км. Непосредственно во впадинах апокатагенез достигает высоких градаций (AK_1 – AK_3 и более), на которых мог генерироваться в основном метан (рис. 1).

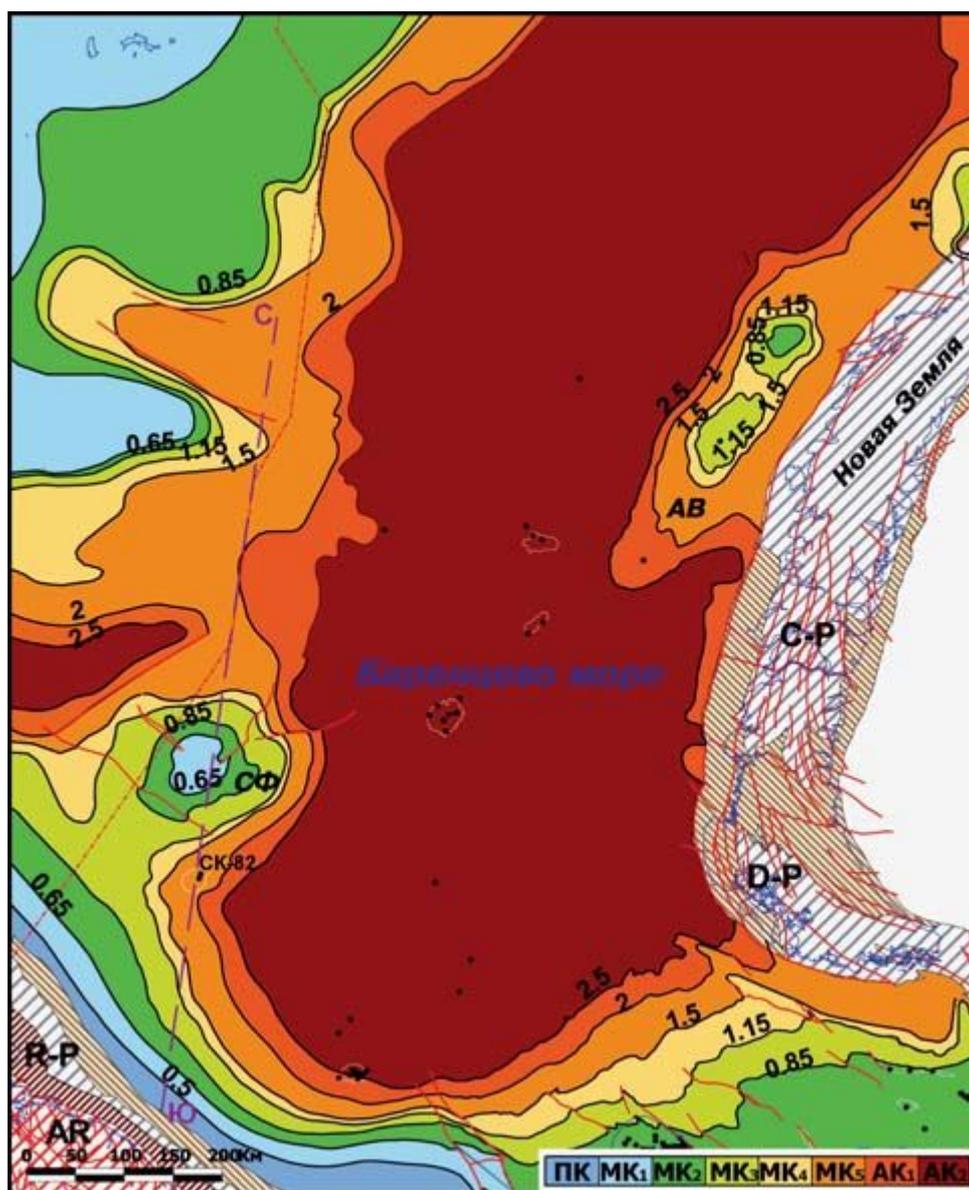


Рис. 1. Карта катагенеза органического вещества в кровле верхнепалеозойского карбонатного комплекса (отражающий горизонт Ia) [Полякова и др., 2012]

Зоны мезокатагенеза в кровле терригенно-карбонатного комплекса распространены в широком диапазоне градаций от MK_1 до MK_5 на склонах мегавпадин и приуроченных к ним

положительных структурах. На Адмиралтейском валу, примыкающем к восточному склону бассейна, выделяются три крупных поднятия – Крестовое, собственно Адмиралтейское и Пахтусовское, среди которых концентрической формы зоны мезокатагенеза (от МК₂ до МК₅) охватывают только два последних поднятия, тогда, как наиболее погруженное Крестовое полностью попадает в зону АК₁. На западном склоне бассейна, где также располагается группа весьма значительных поднятий и самым крупным является свод Федынского, на площади которого закартированы зоны от МК₂ до МК₄ тоже характерной концентрической формы.

На южном склоне бассейна, где выделяется Кольско-Колгуевская моноклираль, по направлению к центру бассейна, постепенно сменяя одна другую, располагаются зоны прото- и мезокатагенеза, и только с глубины 6 км начинается зона апокатагенеза. Картины усложняют разломы, количество которых увеличивается по мере приближения к Новоземельскому покровно-складчатому поясу. В приразломных зонах шкала катагенеза сужается, и границы его градаций резко меняют свое гипсометрическое положение.

В арктической части Тимано-Печорского бассейна катагенетическая зональность выглядит более дифференцированной. Широкий спектр градаций от МК₁ до АК₃ свойствен Предновоземельскому краевому прогибу, характеризующемуся большими мощностями верхнепермских и триасовых отложений (до 5 км и более). На остальной территории катагенетические преобразования ОВ ограничены градациями ПК₃–МК₂.

На схематической карте катагенеза ОВ в отложениях верхнего триаса R₀ варьирует от 0,5 (остров Колгуев) до 1,15 % (депоцентры Южно- и Северо-Баренцевской мегавпадин), т.е. зрелость ОВ изменяется в диапазоне ПК–МК₃. Зона ПК окаймляет с юго-востока Южно-Баренцевскую мегавпадину, нижняя граница этой зоны колеблется от 0 до 1500 м. Зона МК₁ вытягивается широкой полосой по восточному, южному и западному бортам той же мегавпадины на глубине 1500-2500 м. В Северо-Баренцевской мегавпадине эти две зоны отсутствуют. Зона МК₂ занимает большую часть площади обеих впадин, глубина ее залегания увеличивается от периферии к центру от 2900 до 3900 м. В отложениях депоцентров мегавпадин и Штокманско-Лудловской седловины прогнозируется наиболее зрелое ОВ, достигшее градации МК₃ на глубинах 3900-4600 м.

Схематическая карта катагенеза ОВ по отражающему горизонту Г₁ (подошва мела) особенно проста: на ней выделены три зоны – ПК, МК₁ и МК₂. Первые две, разграниченные на глубине 1,8 км, практически занимают весь бассейн. Зона МК₂ охватывает небольшую площадь депоцентра Южно-Баренцевской мегавпадины на глубине более 2,5 км. Поскольку

эта схема относится преимущественно к верхнеюрским черным глинам, содержащим повышенные концентрации ОВ II и II/III типов и иногда капельную нефть, следует полагать, что в них процессы нефтегазообразования развивались прогрессивно.

Масштабы нефтегазообразования. Плотности и масштабы эмиграции (генерации) УВ по трем НГМТ Печорской акватории приведены в табл. 4. Первое место по нефти принадлежит силуру, которому свойственны высокая катагенетическая зрелость ОВ и немалые мощности НГМТ при весьма умеренных концентрациях C_{opr} . Доманиковская формация верхнего девона–нижнего карбона занимает относительно скромное место в связи с меньшими мощностями и площадью распространения, но характеризуется большой плотностью эмиграции жидких УВ, которые превосходят таковые для газообразных втрое. В смешанном ОВ нижнепермских НГМТ отношение нефть/газ немногим превышает 1.

Таблица 4

Масштабы эмиграции углеводородов на Печорском шельфе [Баженова и др., 2008]

Возраст НГМТ	Площадь НГМТ, тыс. км ²	Масштабы эмиграции		Нефть газ	Диапазон плотностей эмиграции		Средние плотности эмиграции	
		нефти, млрд. т	газа, трлн. м ³		нефти млн. т/км ²	газа млрд. м ³ /км ²	нефти млн. т/км ²	газа млрд. м ³ /км ²
S ₁₋₂	110,56	149,33	53,43	2,79	0,46-2,27	0,19-0,86	1,35	0,48
D _{3sm} -C _{1t}	50,80	70,02	21,83	3,21	0,22-6,98	0,05-2,24	1,38	0,43
P _{1ar+k}	135,75	92,93	67,58	1,37	<0,01-8,53	0,02-4,23	0,68	0,50
Итого		312,28	142,84	2,18				

В целом масштабы эмиграции УВ терригенно-карбонатного комплекса палеозоя в акватории достаточно велики и, что особенно важно, средние плотности эмиграции практически совпадают с таковыми в нефтегазоносных районах территории Тимано-Печорского НГБ. Суммированные плотности эмиграции УВ трех вышеописанных НГМТ возрастают в северном и северо-восточном направлениях, где достигают максимальных значений – 3-10 млн. т/км² нефти и 3-5 млрд. м³/км² газа (рис. 2, 3). Особенно они велики в Предуральском прогибе и чуть юго-западнее архипелага Новая Земля, где все характеристики, определяющие интенсивность нефтегазообразования: мощности, катагенез и концентрации ОВ в НГМТ, были максимальными. Плотности эмиграции УВ в значительной степени отражают катагенетическую зональность ОВ в кровле терригенно-карбонатного комплекса. Их величины соответствуют определенным градациям: менее 0,1 – ПК₃–МК₁, 0,1-0,5 – МК₁–МК₂, 0,5-1,0 – МК₃, 1,0-3,0 – МК₄–МК₅, 3-5 и более – АК.

В Баренцевоморском регионе масштабы эмиграции УВ в палеозойском терригенно-карбонатном комплексе оценены на основании конкретных данных только в Тимано-Печорском НГБ. Аналогичные или близкие к нему по условиям нефтегазообразования шельфовые районы приурочены к бортам Восточно-Баренцевского НГБ.

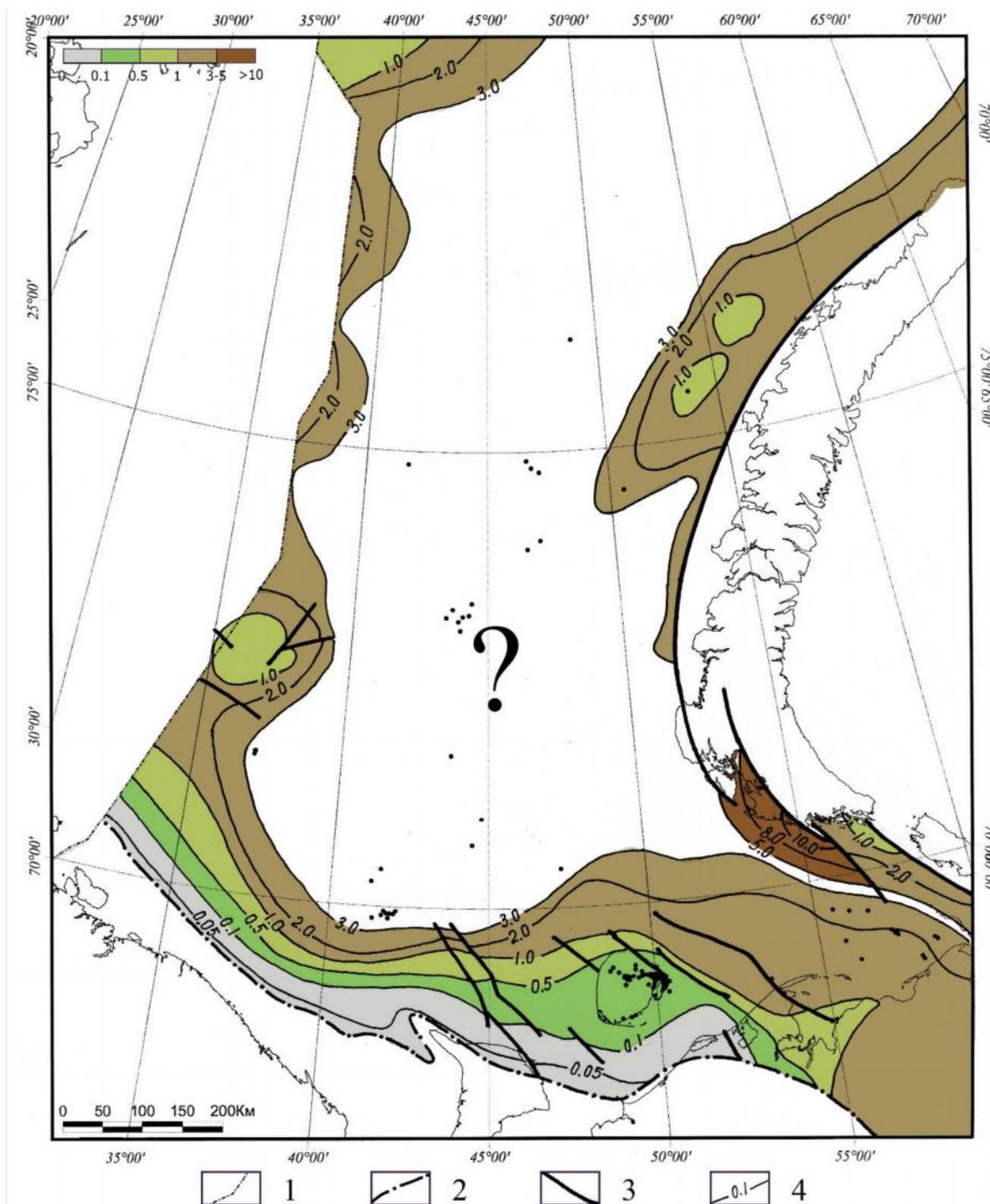


Рис. 2. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких углеводородов в палеозойских отложениях Баренцевоморского региона

1 – 2 границы: 1 – государственная, 2- распространения отложений; 3 – разломы, 4 - плотности эмиграции УВ (млн.т/км² нефти, млрд.м³/км² газа).

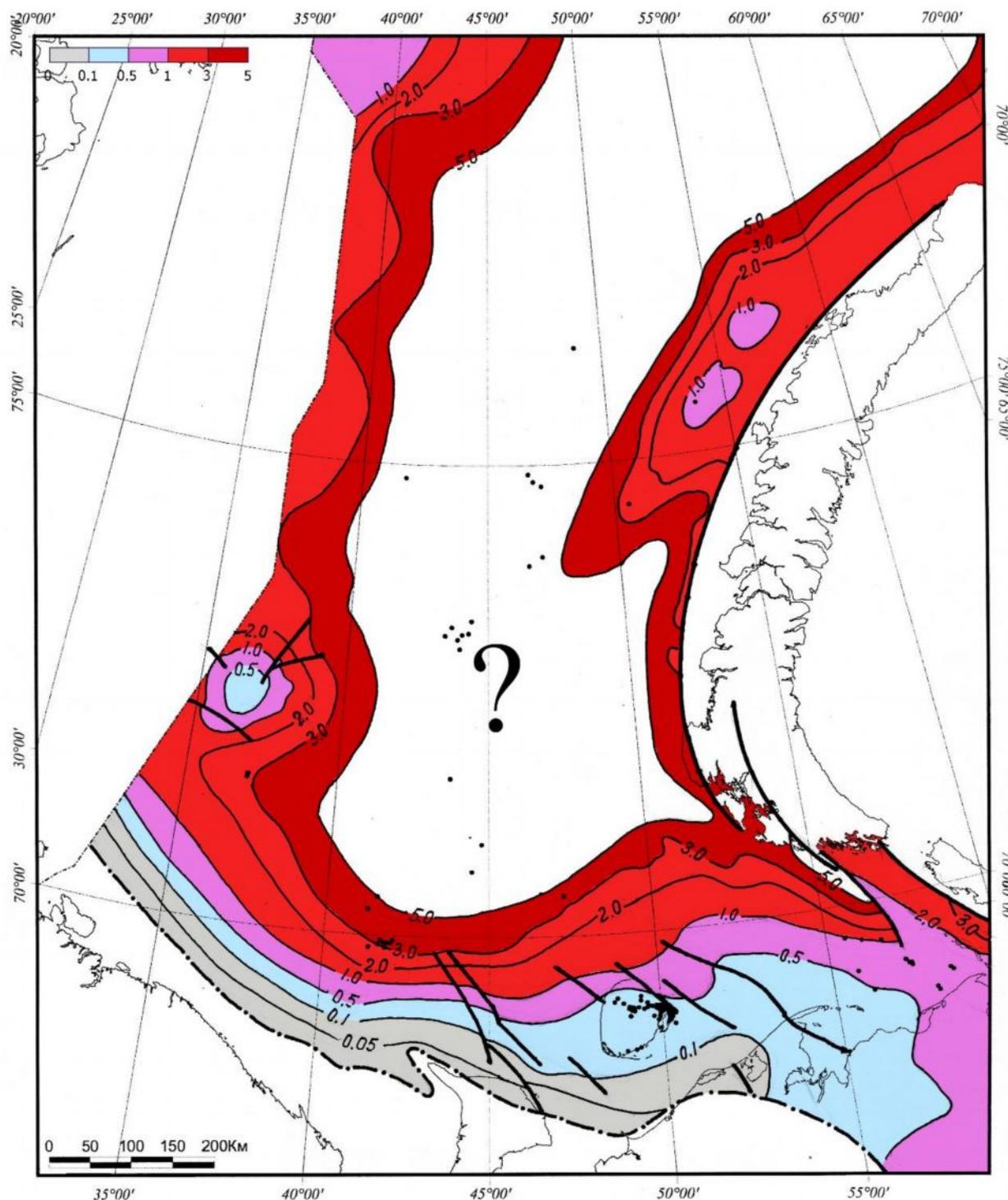


Рис. 3 Схематическая карта масштабов эмиграции газообразных углеводородов в палеозойских отложениях Баренцевоморского региона

Условные обозначения см. на рис. 2.

В них, также как в Тимано-Печорском бассейне, разрез начинается с триаса, и только на склонах крупных поднятий и в авлакогенах его перекрывают породы юры и мела с 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 Тимано-Печорского НГБ (территория и акватория) зависимости плотностей эмиграции УВ от катагенетической зональности ОБ с некоторой долей условности были перенесены на борта Восточно-Баренцевского НГБ. В его внутренних частях, где получили развитие градации апокатагенеза, возможно, и метагенеза, нефтегазообразование к настоящему времени прошло полный, 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, а возможные следы нефтей 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-ти километровых глубин внутренних зон (см. рис. 2, 3).

Терригенный комплекс верхней перми-триаса характеризуется самыми большими мощностями, достигающими 7 км в Восточно-Баренцевом мегапрогибе, где могли получить развитие глинистые, отчасти битуминозные отложения триаса. По периферии бассейна в составе этого комплекса выделяются угленосные и субугленосные газонефтематеринские толщи. Прогнозные оценки плотностей эмиграции УВ проведены нами для триаса, исходя из существующих литолого-палеогеографических моделей и характерных для них геохимических показателей НГМТ, которые рассматривались выше. Эти НГМТ является главными генераторами газов и конденсатов гигантских и крупнейших месторождений. На рис. 4 и 5 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 депоцентрах обеих мегавпадин. Суммарные для триаса масштабы эмиграции составляют 889 млрд. т нефти и 1115 трлн. м³ газа. Важно подчеркнуть, что ОБ триаса может быть источником не только газоконденсатных, но и нефтегазовых месторождений, связанных с мощными пластами песчаных коллекторов триаса и нижней-средней юры.

Из приведенных расчетов масштабов эмиграции следует, что в процессе геологического развития Баренцевоморского региона очень часто возникали предпосылки для формирования колоссальных объемов начальных потенциальных ресурсов. В палеозойских отложениях значительная, если не первостепенная, роль принадлежала нефти. При этом надо иметь в виду, что в наших расчетах представлены далеко не все НГМТ, а только наиболее значимые, но к сожалению мало изученные в данном регионе.

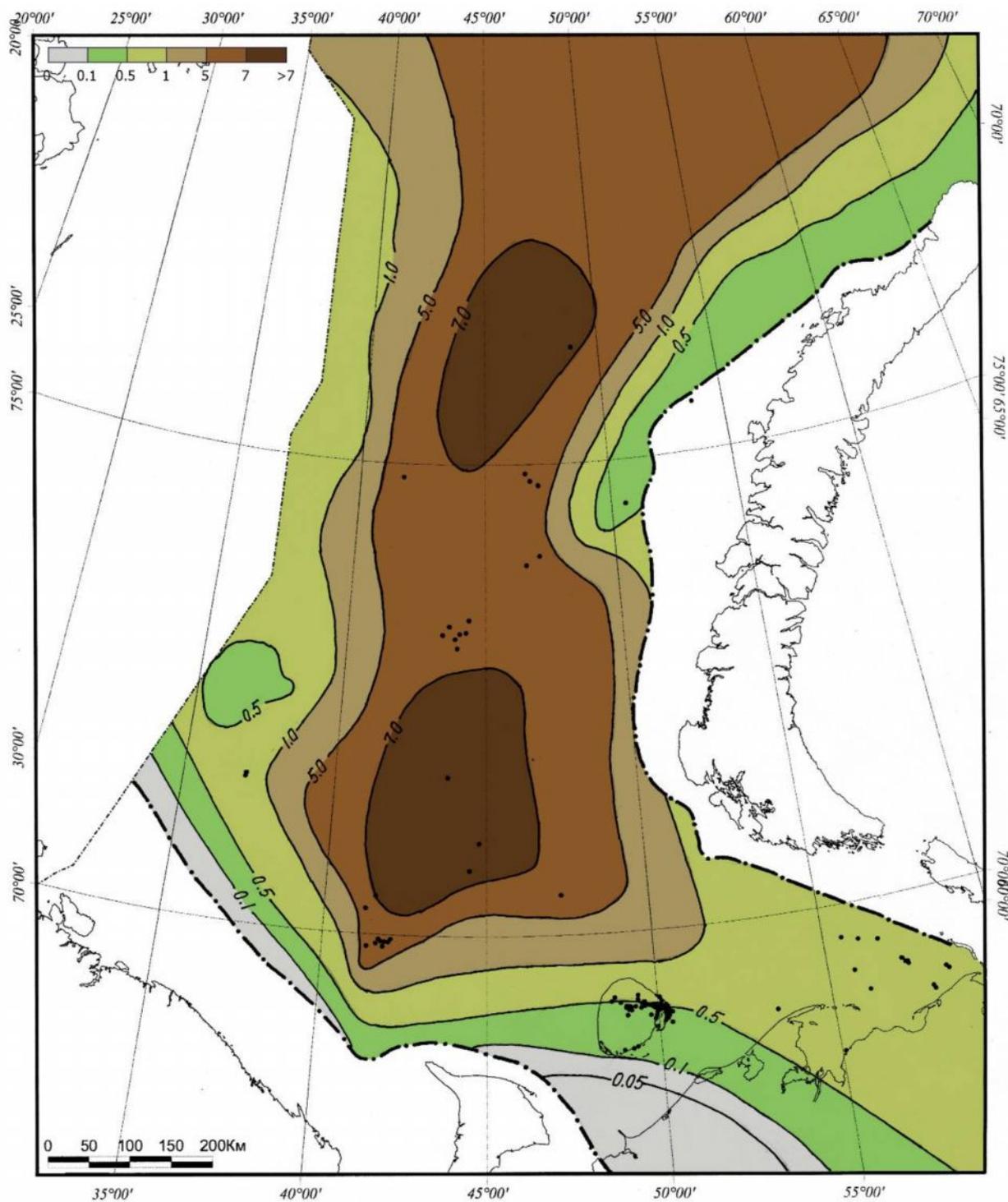


Рис. 4. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких углеводородов в триасовых отложениях Баренцевоморского региона

Условные обозначения см. на рис. 2.

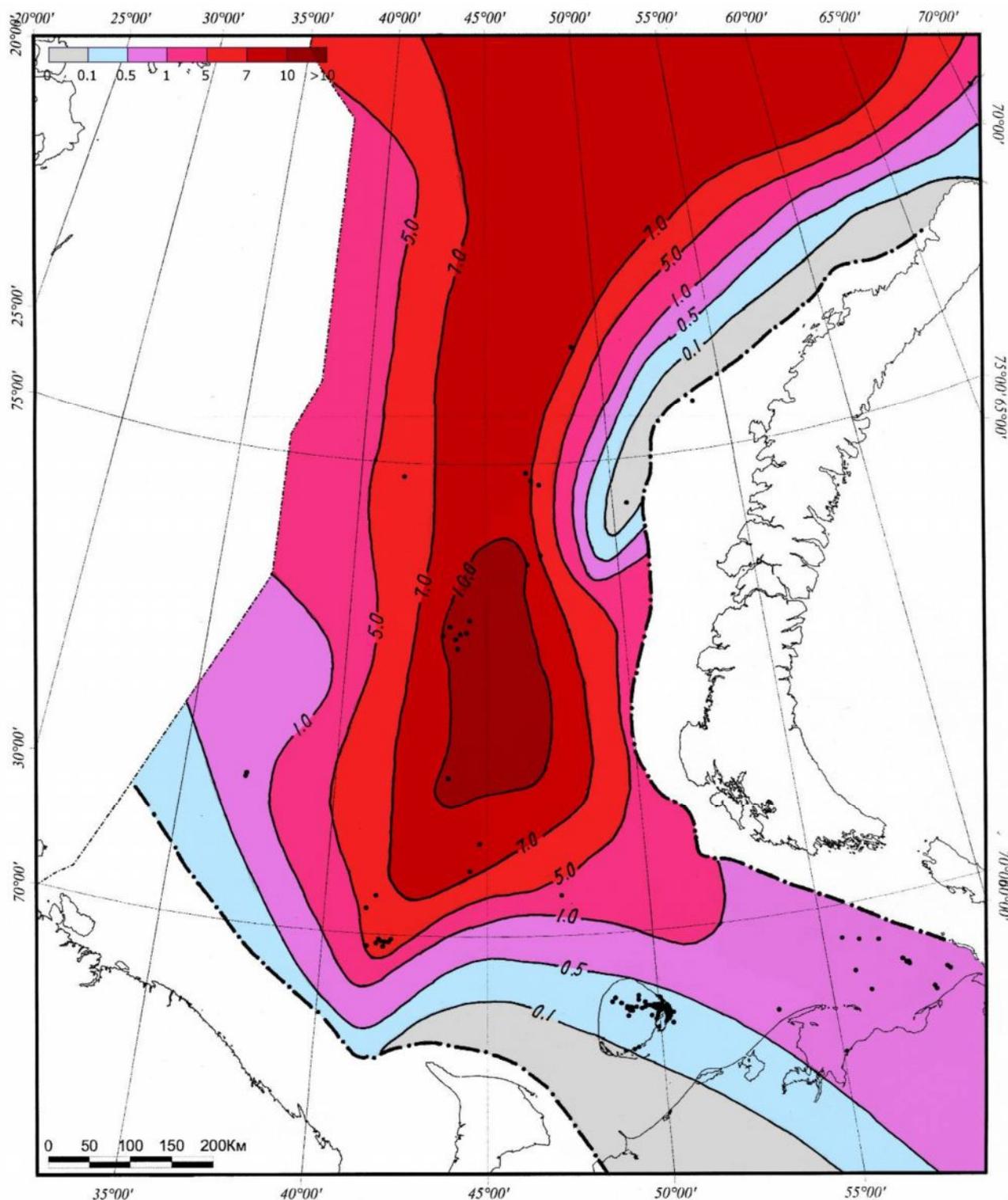


Рис. 5. Схематическая карта масштабов эмиграции газообразных углеводородов в триасовых отложениях Баренцевоморского региона

Условные обозначения см. на рис. 2.

Это – обогащенные ОВ отложения силура с прослоями граптолитовых сланцев, доманик, доманикоиды и субдоманикоиды девона – нижней перми и нижнего-среднего триаса. Они создавали практически постоянный приток УВ из очагов генерации на поднятия.

Главными очагами служили Южная и Северная мегавпадины Восточно-Баренцевского бассейна, дополнительными – глубокие авлакогены, разделяющие крупные положительные структуры на бортах бассейна.

В работе Ю.Ф. Федоровского и Е.В. Захарова (2008) на региональном сейсмогеологическом разрезе по профилю Кольская моноклиналъ – свод Федынского – Демидовский авлакоген – Центральная банка на имеющихся поднятиях в интервале глубин 1,7-3,7 км было выделено «нефтяное окно». Также высказывались предположения о нефтегенерирующих возможностях отложений верхнего девона, карбона и перми Адмиралтейского вала до глубины 4,2 км. В работе И.Д. Поляковой, В.И. Богоявленского и др. (2012) на указанном региональном разрезе показаны широкий спектр изореспленд и нижняя граница возможного накопления жидких УВ, приуроченная к изореспленде $R_0=1,5\%$ (подошва МК₄) на глубинах до 5-5,1 км (рис. 6). Кроме того, отражены зоны возможных скоплений УВ на крупных поднятиях в трещиноватых толщах гранитного или сильно метаморфизованного фундамента. На крыльях свода Федынского и Центральной банки, разделенных Демидовским авлакогеном, где плотности эмиграции жидких УВ составляют от 1 до 5 млн. т/км² (см. рис. 2), а в Южно-Баренцевской мегавпадине достигают еще больших значений, также могли сохраниться древние нефтяные и нефтегазоконденсатные залежи. Такой прогноз основывается на известных данных о глубинах залегания нефтей в Тимано-Печорском бассейне (например, Варандейское – D₁, 4308 м, 4514 м; Среднемакарихинское – O₂, 4000 м; Пашшорское – D_{2e}, 4020 м; Верхнегрубешорское – D_{2g}, 3890 м и др.). Нефтепроявления в глубоких скважинах фиксируются до глубины 5000 м, практически до конца МК₄. Очевидно, катагенетическая зональность палеозоя, «погребенная», по образному выражению Т.К. Баженовой, под относительно маломощными толщами мезозоя (до 800 м), не претерпела существенных изменений. По этой причине и на градации МК₄ до глубины 5 км возможны открытия нефтяных и нефтегазовых месторождений в терригенно-карбонатном комплексе палеозоя. Подобная ситуация вполне реальна и для Адмиралтейского вала.

Широко распространенные в терригенных комплексах угленосные и субугленосные отложения (пермь, триас, нижняя-средняя юра) продуцируют большие объемы углеводородных газов. Вместе с метаном, поступающим с больших глубин из терригенно-карбонатных отложений палеозоя, они составляют основную массу углеводородной продукции, которая накопилась во внутренней части бассейна, преимущественно на

Лудловско-Штокмановской седловине, а также в крупных структурных ловушках обеих впадин. С угленосным источником могут быть связаны многие предстоящие открытия.

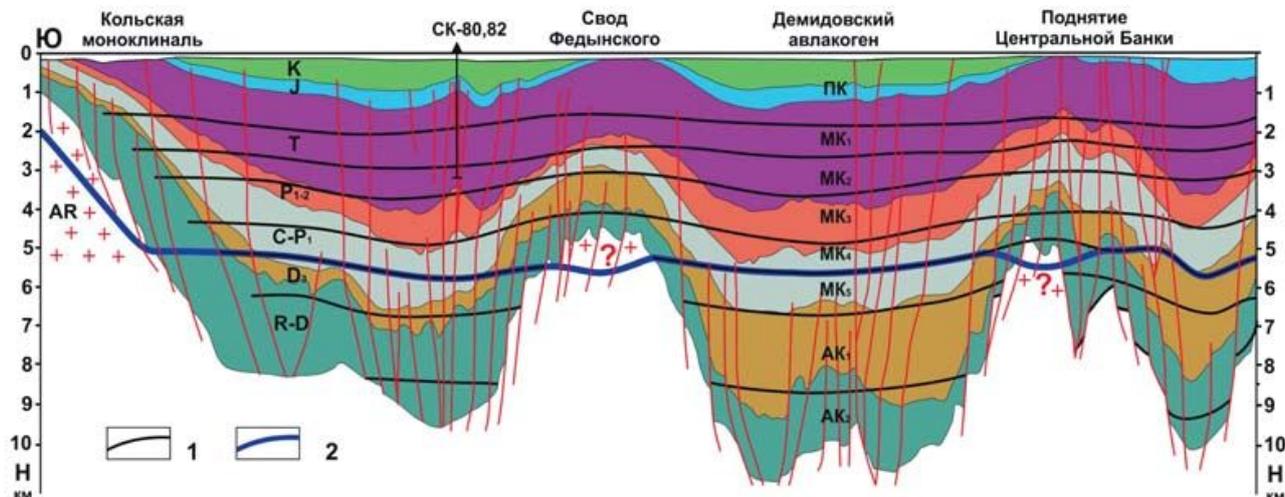


Рис. 6. Сейсмогеологический разрез через Кольскую моноκлиналъ – свод Федьинского – Демидовский авлакоген – Центральную банку [Полякова, Богоявленский и др., 2012]

1 - шкала катагенеза ОВ с изоресплендами; 2 - нижняя граница возможного нефтенакпления. Положение профиля показано на рис. 1.

Очевидно, для бассейнов Восточно-Баренцевского региона характерна весьма распространенная модель фазовой зональности УВ, определяемая геохимическим, структурным и литолого-стратиграфическим факторами. Она выражается в последовательной смене зон газо- и нефтенакпления в направлении от депоцентра к поднятиям и склонам бассейна с зонами выклинивания песчаных пластов и развития рифовых построек на карбонатных массивах. Такая картина возникает, когда высокотемпературный газ больших глубин из-за слабых емкостных возможностей отложений не может аккумулироваться *in situ* и мигрирует по разломам в верхние горизонты внутренних частей бассейна. Подвергшаяся латеральному перемещению нефть сохраняется в древних залежах поднятий и склонов в благоприятных РТ-условиях. Такие древние месторождения тяжелых нефтей (Бент-Хорн, Эндикот, Либерти, Лисберн) известны в Северо-Американском секторе Арктики.

Геохимические показатели нефтегазоматеринских толщ и интенсивность нефтегазообразования в Южно-Карском регионе

В Российской Арктике самым богатым УВ является Южно-Карский регион, под которым авторы понимают арктическую территорию Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского НГБ с продолжением в Южно-Карскую акваторию. В административном плане к этому региону относятся Ямало-Ненецкий и Таймырский автономные округа, длительное время обеспечивающие добычу около 90 % газа страны. В Ямало-Ненецком округе

основным объектом промышленной газоносности является сеноманская продуктивная толща с уникальными Бованенковским, Харасавэйским, Крузенштернским, Новопортовским, Уренгойским, Ямбургским, Медвежьим, Заполярным и другими месторождениями. В последнее десятилетие в Обской и Тазовской губах открыты Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Обское и Чугорьяхинское газовые и газоконденсатные месторождения. Доказана газоносность морского продолжения Семаковского, Антипаютинского и Тото-Яхинского месторождений. В Южно-Карской акватории в апт-сеноманской толще открыты два многопластовых газоконденсатных месторождения Ленинградское и Русановское. В этих месторождениях сосредоточен дешевый сухой газ. В Таймырском округе основная газоносность также связана с меловыми отложениями.

Однако запасы легкодоступных залежей верхней части осадочного чехла с дешевым сухим газом не бесконечны, и в ближайшем будущем придется планомерно осваивать нижние горизонты, в которых можно встретить скопления широкого спектра нефтидов. В этом ракурсе важно оценить возможности глубокозалегающих отложений, их генерационный потенциал и фазовое состояние УВ, т.е. необходимо провести расчет масштабов эмиграции нефти и газа, которые возникали в процессе катагенеза в Южно-Карском регионе.

Масштабы эмиграции УВ многократно оценивались в юрских и нижнемеловых отложениях Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского НГБ. Оценки нашли отражение в капитальных трудах А.Э. Конторовича, И.Д. Поляковой, П.А. Трушкова и др. (1971), А.Э. Конторовича, И.Д. Поляковой, О.Ф. Стасовой и др. (1974), В. А. Скоробогатова, Л.В. Строганова, В.Д. Копеева (2003) и ряде статей И.Д. Поляковой, Е.И. Соболевой, Г.Ф. Степаненко (1983), О.И. Бострикова, А.С. Фомичева (1995), О.И. Бострикова, А.И. Ларичева, А.С. Фомичева (2011). Материалы этих исследователей, составившие основу для проведенного аналитического обобщения по наземной части Южно-Карского региона, применялись при экстраполяциях в акватории. В работе также использовались данные из монографии Ф.Г. Гурари и др. (2005), карты катагенеза ОВ из монографии А.Н. Фомина (2011) и статьи В.И. Богоявленского и И.Д. Поляковой (2011).

Судя по сейсмогеологической характеристике, осадочный чехол на территории и акватории Южно-Карского региона имеет практически одинаковое циклическое строение со сменяющимися друг друга в разрезе глинистыми и песчано-алевролитовыми толщами (свитами или горизонтами). Отличие состоит в том, что мощности и глубины залегания отложений в акватории существенно возрастают. Южно-Карская депрессия является

наиболее глубокой в регионе, мощность юрско-кайнозойских пород в ее пределах достигает 12 км, тогда как во впадинах и прогибах арктической суши она не превышает 5,5-6 км. Большинство глинистых горизонтов осадочного заполнения обладает повышенным генерационным потенциалом, который определяется типом, концентрациями и катагенетической зрелостью ОВ.

Типы и концентрации ОВ. В ранней и средней юре зона морской седиментации существовала на севере Западно-Сибирской плиты, в Ямало-Гыданской и Усть-Енисейской фациальных областях, продолжаясь на восток в Енисей-Хатангский региональный прогиб и север в Южно-Карскую депрессию. Периодический подъем уровня моря, сопровождавшийся кратковременными трансгрессиями, обусловил формирование четырех глинистых горизонтов: левинского (верхний плинсбах), китербютского (нижний тоар), лайдинского (аален) и леонтьевского (байос). Эти горизонты сложены темно-серыми тонкослоистыми аргиллитами, в китербютском – также присутствуют битуминозные прослои. В наземной части региона мощность каждого горизонта достигает 40-50 м и только в леонтьевском горизонте она увеличивается до 80 м. В акватории их мощность во впадинах вырастает вдвое [Гурари и др., 2005].

Содержащееся в глинистых горизонтах ОВ образовано продукцией фитопланктона, смешанного водорослевого материала и углефицированным детритом высшей наземной растительности, что соответствует II/III, реже II типам ОВ. В нижнеюрских горизонтах содержание $C_{орг}$ варьирует от 0,4-0,8, $B_{хл}$ – от 0,05 до 0,1 %. В битуминозных прослоях эти показатели увеличиваются: до 5 и 0,43 % соответственно. В среднеюрских горизонтах $C_{орг}$ составляет 0,7-1,9, $B_{хл}$ – 0,05-0,11 %. Максимальные показатели связаны с глубокой частью шельфа, нижней сублиторалью, приуроченной к глубоким мегасинеклизам. В мелководной и прибрежной частях шельфа, расположенной на северо-западе Ямала и северо-востоке вблизи Таймыра, содержания ОВ снижаются [Бостриков, Ларичев, Фомичев, 2011].

В верхней юре среди глинистых горизонтов, обладающих нефтематеринскими свойствами, выделяются феноменальной обогаченностью планктоногенным ОВ битуминозные отложения баженовской свиты (титон-нижний берриас). Ее мощность 20-60 м. Эта нефтематеринская свита продолжается в акваторию, сохраняя свои особенности. Подобные ей высокоуглеродистые отложения, возникновение которых связано с трансгрессиями и аноксическими, часто глобальными, событиями, получили широкое распространение в конце позднеюрской эпохи во многих Циркумполярных НГБ.

Баженовская свита сложена карбонатно-кремнисто-глинистыми битуминозными отложениями с высокими концентрациями планктоногенного ОВ ($C_{орг}$ среднее – 5,1, максимальное в прослоях – до 30-50 %), почти полностью представленного коллоальгинитом и содержащего 7,0-8,5 % водорода [Конторович и др., 1974]. Эти отложения называются баженовитами, их ОВ относится к I и II типам. Баженовиты содержат огромные массы микроневфти ($B_{хл}$ варьирует в диапазоне 0,3-2, составляя в среднем 0,5 %). По нашим прежним расчетам [Конторович и др., 1974], в баженовитах Западно-Сибирского НГБ законсервировано 630 млрд. т битумоидов, они представляют главный энергетический ресурс свиты. В будущем его значительная часть может быть извлечена с помощью разрабатываемых и ныне действующих технологий, которые позволят получить так называемые «сланцевые нефть и газ».

Келловей-киммериджские отложения представлены георгиевской и васюганской свитами с общей мощностью 40-50 м. Наиболее глинистые разрезы распространены во впадинах, в которых содержания $C_{орг}$ не превышает 3-4, а $B_{хл}$ – 0,1-0,2 %. ОВ относится чаще всего к II/III, реже II типам. По сравнению с баженовитами эти отложения обладают более слабым генерационным потенциалом.

В позднем берриасе-раннем валанжине морской бассейн был достаточно глубоководным и занимал примерно ту же площадь, что и в титоне. В нем накопились темно-серые глины, но содержание ОВ снизилось: $C_{орг}$ до 1-3, $B_{хл}$ до 0,1-0,2 % и только в Уренгойском мегапрогибе и депоцентрах мегавпадин содержание $C_{орг}$ сохранилось в диапазоне 2-4, $B_{хл}$ – 0,3-0,4 %. Тип ОВ II и II/III.

В неокоме с усилением регрессии ситуация резко меняется. Активизируется континентальная седиментация на большей части Западно-Сибирской плиты, а вместе с ней возрастает приток песчаного материала в северные районы, где в маломощных пачках зелено-серых и серых аргиллитов содержания $C_{орг}$ составляют 0,5-1,0, $B_{хл}$ – 0,01- 0,02 %, ОВ имеет смешанный состав и соответствует II/III и III/II типам. В нижнем доаптовом мелу главные нефтематеринские возможности сосредоточены в глинистых отложениях верхнего берриаса-нижнего валанжина с ОВ II типа, в меньшей степени они проявились в готерив-барремской толще несмотря на присутствие в ней угленосных пород и прослоев угля.

В апт-альб-сеномане область континентальной седиментации еще более расширилась. Море, преимущественно мелководное, сохранилось в Южно-Карской и Усть-Енисейской мегавпадинах и на севере Ямала. Общая мощность песчано-глинистых отложений изменяется от 500 до 1000 м, глины составляют 200-350 м, толщина углистых глин и углей

увеличивается с юга на север от 7 до 40 м. Содержание $C_{орг}$ в глинах варьирует от 1,6 до 4,9 при среднем значении около 2 %, в углистых глинах и углях – принято значение 33 и 75 % $C_{орг}$ соответственно, $B_{хл}$ составляет 0.01-0,03 %. ОВ чисто гумусовое или смешанное по составу, относится к III и II/III типам [Скоробогатов и др., 2003].

Катагенез ОВ. Многолетними исследованиями установлена и регулярно подтверждается главная закономерность регионального катагенеза, состоящая в нарастании зрелости ОВ вниз по разрезу и от окраин к внутренним и арктическим районам Западно-Сибирской плиты. Закономерность обусловлена погружением и увеличением мощности отложений осадочного чехла в этом направлении.

Самые интенсивные преобразования ОВ в юрских отложениях прослежены в Большехетской, Антипаютинской, Карской мегавпадинах и Енисей-Хатангском региональном прогибе, расположенных в Южно-Карском регионе. На карте А.Н. Фомина [2011] эта зона, окрашенная в темно-коричневый цвет, получила широкое распространение. Здесь в базальных отложениях юры ОВ достигло градаций AK_{1-3} . Такой уровень катагенеза зафиксирован в Большехетской мегавпадине на Уренгойской, Тюменской, Евояхинской, Геологической, Самбурской, Северо-Пуровской, Еньяхинской площадях, в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба на Яровской площади. Подобные изменения ОВ прослежены на востоке п-ова Ямал. По результатам математического моделирования зона AK_3 прогнозируется в депоцентрах арктических мегавпадин и мегапрогибов, в наиболее погруженной части Мессояхской гряды и Гыданского мегавыступа.

В кровле среднеюрских отложений катагенез ОВ изменяется в диапазоне $PK_3 - AK_2$. В мегавпадинах и Енисей-Хатангском региональном прогибе зрелость ОВ соответствует грациям $MK_4 - AK_2$ и усиливается в северном направлении. Зона AK_2 прогнозируется А.Н. Фоминым только в Южно-Карской депрессии, ее оконтуривают зоны AK_1 , MK_5 и MK_4 . На большей части региона в среднеюрских отложениях распространено ОВ, отвечающее грациям MK_2 и MK_3 .

В кровле верхнеюрских отложений на глубинах до 5 км в наземных и шельфовых арктических районах Западно-Сибирского НГБ катагенез ОВ проявился в широком диапазоне, охватывающем грации прото-, всего мезо- и начального апокатагенеза (рис. 7). Наименее преобразованное ОВ, соответствующее грациям PK_3 и MK_1 , распространено в бортовой части бассейна. В его внутренней части, охватывающей Южно-Карскую, Антипаютинскую, Большехетскую, Надымскую, Енисейскую мегавпадины и Центрально-Таймырский прогиб, располагается зона MK_3 . Депоцентры названных отрицательных

структур занимают зоны МК₄ и МК₅, при этом зона МК₅ имеет самую большую площадь в Карской акватории. В ней на глубинах более 4.4 км преобразования ОВ предположительно соответствуют градации АК₁ [Полякова и др., 1983, 2011].

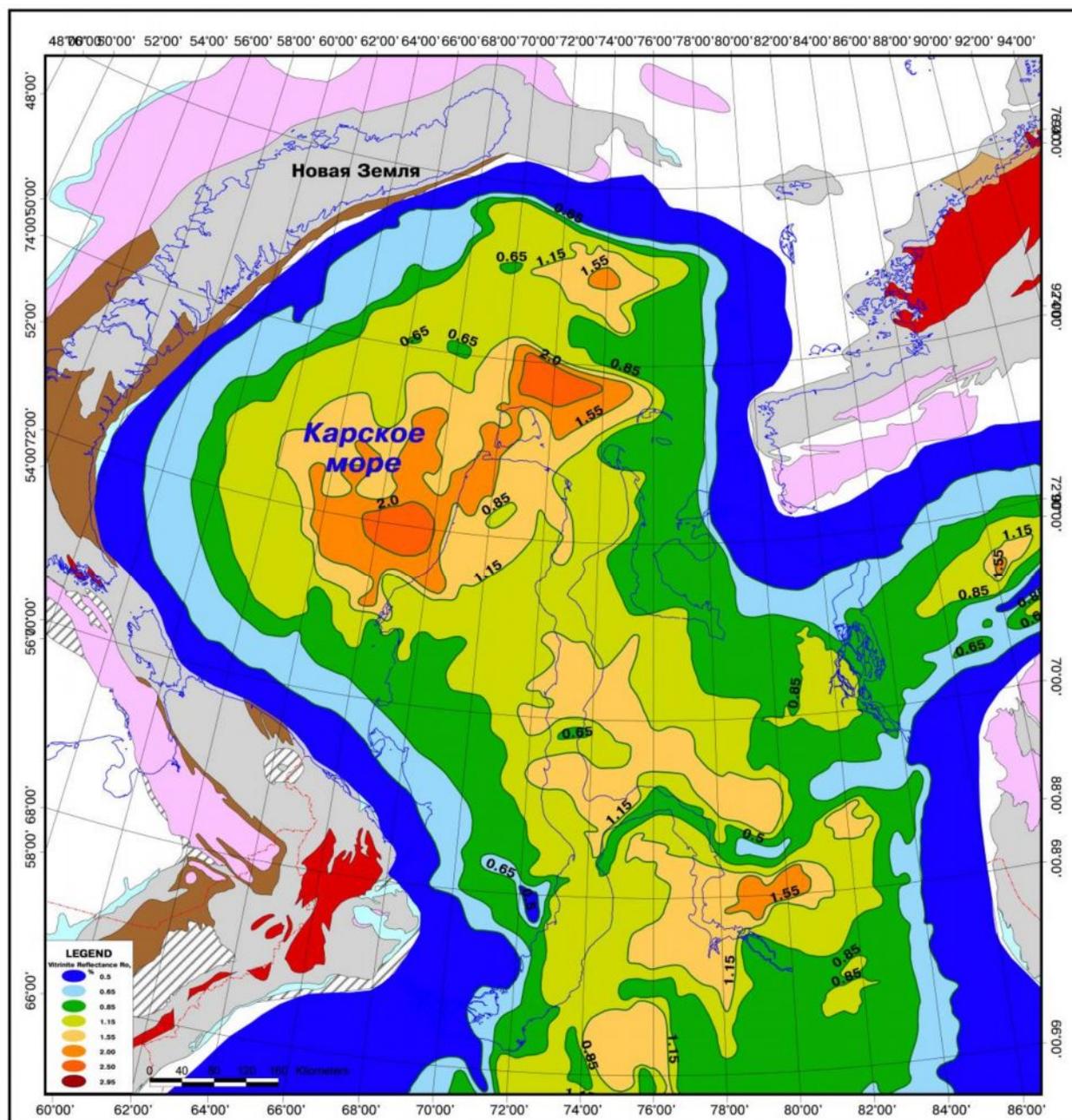


Рис. 7. Карта катагенеза органического вещества (R_o , %) в кровле юрских отложений Южно-Карского региона [Богоявленский, Полякова, 2011]

По мере омоложения отложений катагенез ОВ постепенно ослабевает. В средней части неокомского комплекса уровень зрелости ОВ в наземной части региона соответствует преимущественно ПК₃–МК₁ грациям, в депозитрах мегавпадин, в том числе и Южно-Карской, прогнозируется градация МК₂. В апт-альб-сеноманском комплексе катагенез еще

более ослабевают, ограничившись в сеномане градацией ПК₂₋₃, в глубоких впадинах альба – ПК₃–МК₁.

Масштабы нефтегазообразования. Количественная оценка углеводородного потенциала Южно-Карского региона проводилась на основе картирования НГМТ. На картах показаны плотности эмиграции жидких и газообразных УВ (рис. 8-16), рассчитанные по выше приведенным формулам, в которых учитывались геохимические показатели ОВ и мощности НГМТ. Плотность эмиграции отражает массы УВ, эмигрировавших из блока пород с основанием в 1 км² и высотой, отвечающей мощности НГМТ на соответствующей градации катагенеза.

Плотности и масштабы эмиграции оценивались для отдельных нефтегазоносных комплексов и всего нефтегазоносного этажа в целом путем суммирования масс углеводородов, выделившихся из входящих в состав комплексов НГМТ. В Южно-Карском регионе основная нефтегазоносность связана с юрско-меловыми отложениями, в пределах которых плотности эмиграции рассчитывались для нижне-, средне-, верхнеюрского, неокомского и апт-альб-сеноманского комплексов. По наземной части региона использовались материалы, опубликованные в выше указанных работах.

В нижнеюрском комплексе плотности эмиграции определялись совместно для левинского и китербютского нефтегазоматеринских горизонтов. Относительно низкий генерационный потенциал (0,1-0,25 млн. т/км² нефти и менее 0,1 млрд. м³/км² газа) закартирован в краевых частях региона, максимальные значения (1-2 млн. т/км² нефти и 0,5-1,5 млрд. м³/км² газа на территории, 1-3 и более млн. т/км² нефти, и 1-2 и более млрд. м³/км² газа в акватории) приурочены к центральной и наиболее глубокой части мегавпадин и мегапрогибов (рис. 8, 9).

В среднеюрском комплексе с лайдинским и леонтьевским нефтегазоматеринскими горизонтами закономерность в распределении плотностей эмиграции УВ близка к описанной выше. Максимальный реализованный потенциал нефтегазообразования в отрицательных структурах составляет на территории 1-2 млн. т/км² и 0,5-0,75 млрд. м³/км², в акватории – 1-4 млн. т/км² и 0,5-1,5 млрд. м³/км² (рис. 10, 11).

В верхнеюрском комплексе, в котором учитывались плотности эмиграции не только самого важного в данном отношении баженовского горизонта, но также георгиевского и глинистых слоев васюганской свиты, интенсивность эмиграции несколько снизилась даже в депрессиях, где она ограничена значениями 0,5-2 млн. т / км² и млрд. м³/км².

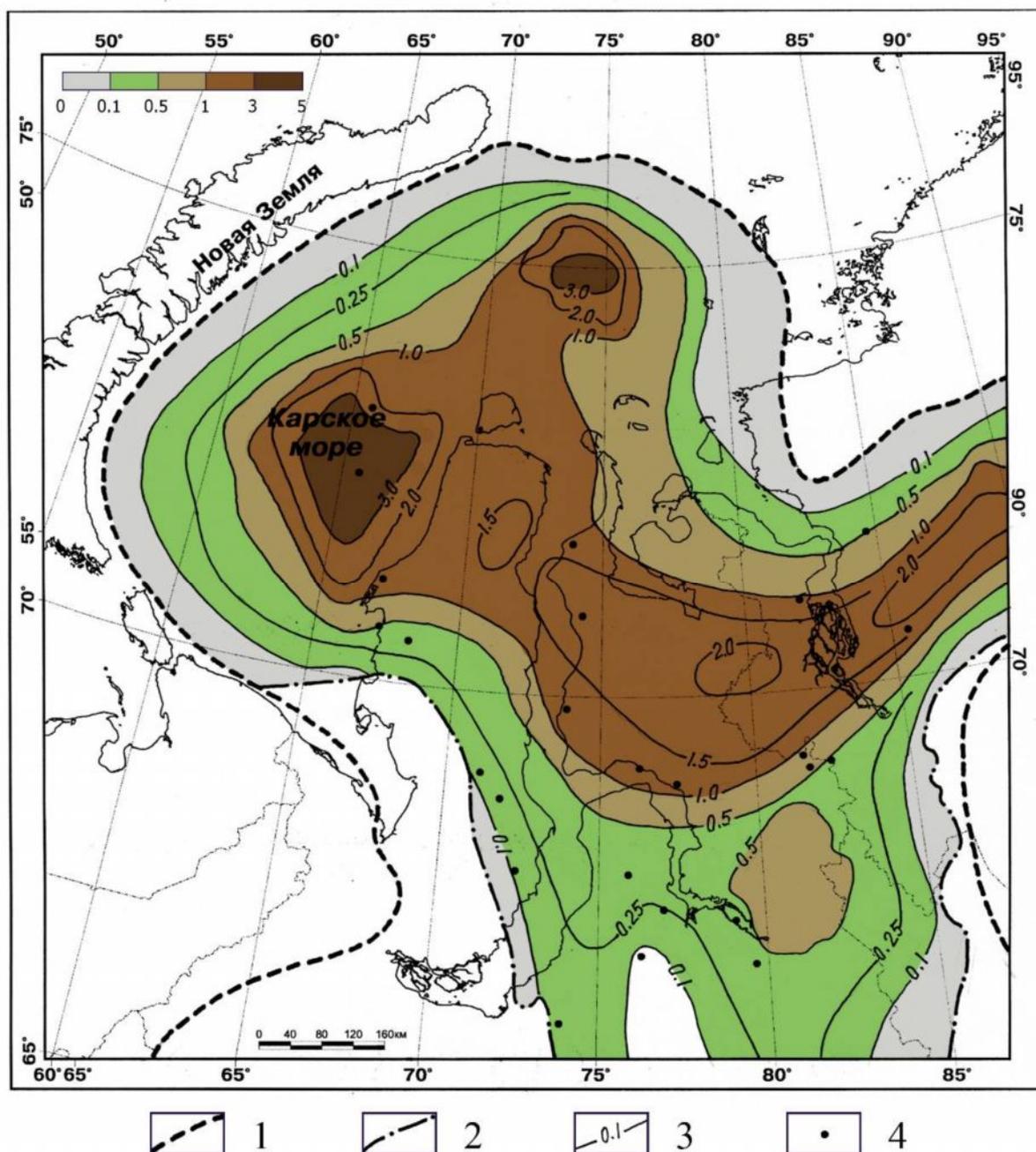


Рис. 8. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких углеводородов в нижнеюрских отложениях Южно-Карского региона

1-2 – границы: 1 – НГБ, 2 – распространения НГМТ; 3 – плотности эмиграции УВ (млн. т/км² нефти, млрд. м³/км² газа), 4 – информативные скважины.

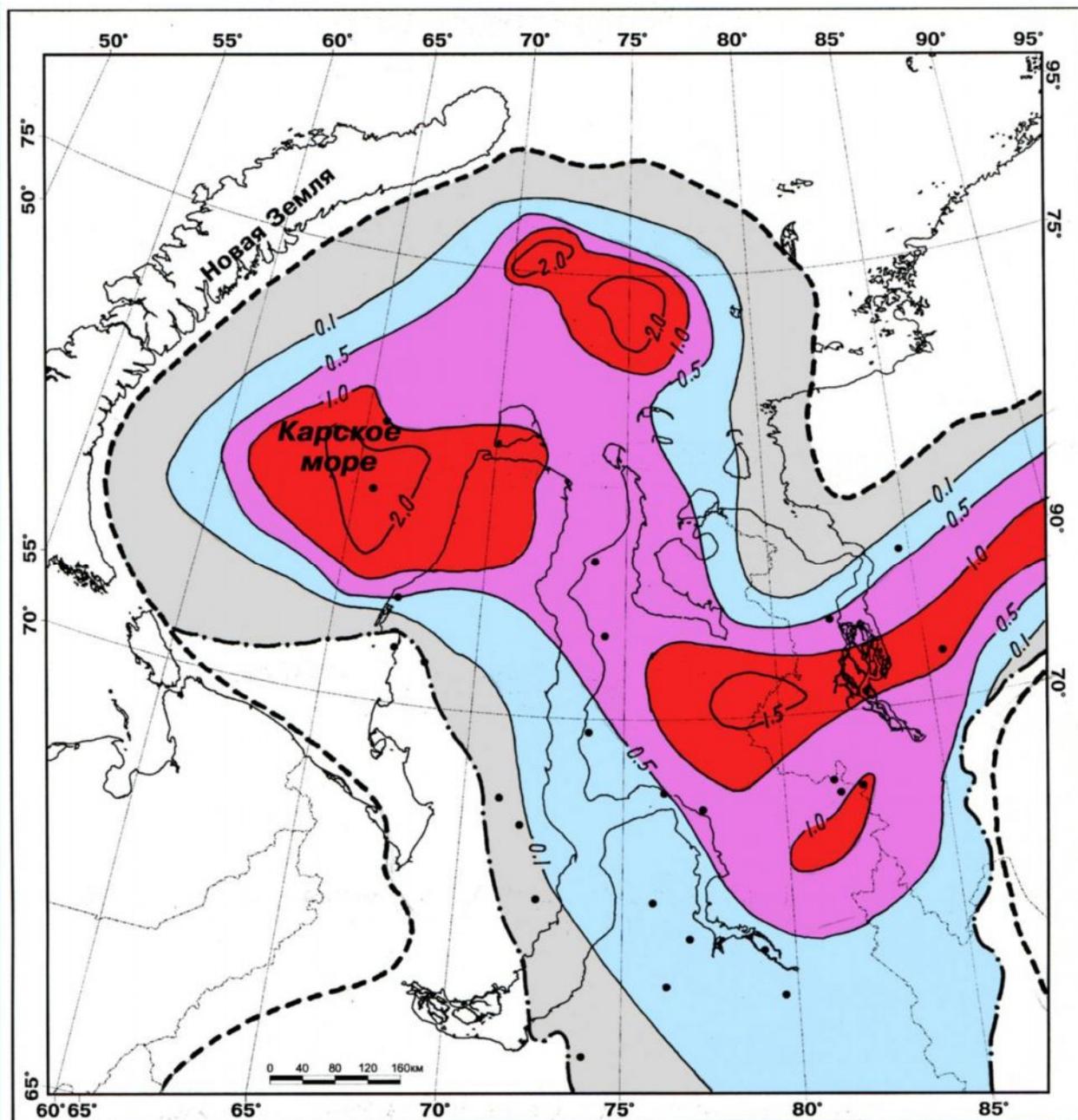


Рис. 9. Схематическая карта масштабов эмиграции газообразных углеводородов в нижнеюрских отложениях Южно-Карского региона

Условные обозначения см. на рис. 8.

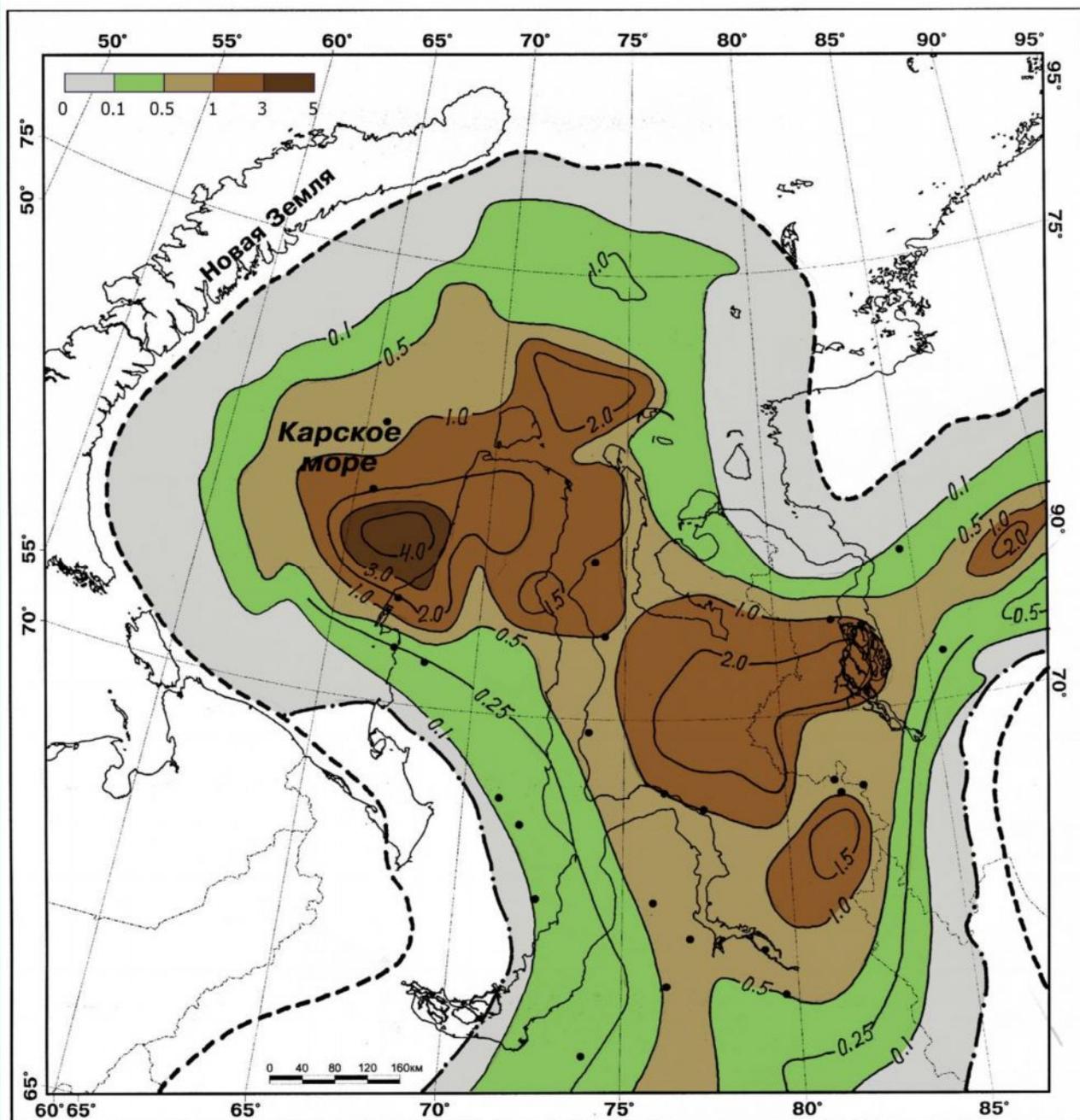


Рис. 10. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких углеводородов в среднеюрских отложениях Южно-Карского региона

Условные обозначения см. на рис.8.

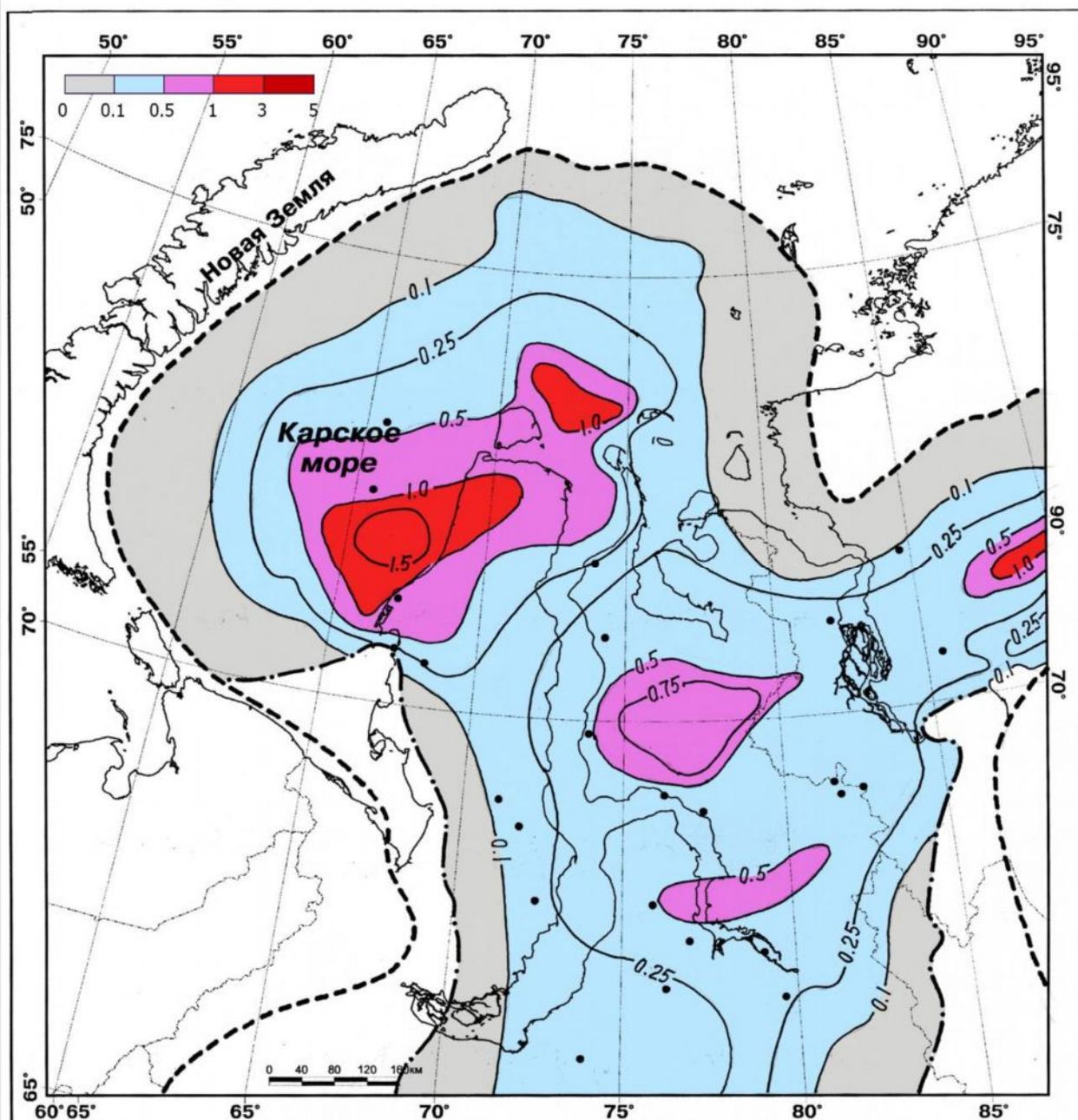


Рис. 11. Схематическая карта масштабов эмиграции газообразных углеводородов в среднеюрских отложениях Южно-Карского региона

Условные обозначения см. на рис. 8.

Это обусловлено более чем в три раза сокращенной мощностью нефтегазоматеринских отложений по сравнению с таковой в ниже- и среднеюрском комплексах (рис. 12, 13).

В нижнемеловых комплексах в связи со снижением содержаний ОБ, преобладанием в нем гумусовых компонентов, появлением наряду с рассеянной концентрированной формы ОБ и ослаблением катагенеза произошло адекватное уменьшение общей массы эмигрировавших УВ. В неокомских отложениях на большей части территории региона потенциал нефтеобразования ограничен значениями 0,25-0,50 млн. т /км² и только в

акватории, в глубокой части Южно-Карской мегавпадины, он составляет 0,5-1,0 млн. т/км² (рис. 14). Потенциал газообразования на территории представлен в более дифференцированном виде: его максимальные значения 0,50-0,75 млрд. м³/км² приурочены к мегавпадинам и мегапрогибам, в акватории он несколько выше – 0,5-1,0 млрд. м³/км² (рис. 15). В апт-альб-сеноманских отложениях он достигает значений более 0,5 млрд. м³/км² на территории и более 1,25 млрд. м³/км² в акватории во впадинах Южно-Карской депрессии (рис. 16).

Общие количества эмигрировавших УВ, отражающие масштабы нефтегазообразования, показаны в табл.5 отдельно для территории и акватории региона. Максимальные значения этих параметров свойственны ниже- и среднеюрскому комплексам, средние – верхнеюрскому, минимальные - нижнемеловым комплексам. По сравнению с территорией в акватории процесс нефтегазообразования протекал немногим более интенсивно: для жидких УВ в 1,2, для газообразных – в 1,3 раза. Эмиграционное соотношение нефть/газ, наоборот, имеет слабо превосходящее значение для территории.

Суммарно для всех комплексов юры-нижнего мела акватории масштабы эмиграции составляют 1293 млрд. т нефти и 1030 трлн. м³ газа (табл. 5). Если сравнить эти огромные массы с начальными ресурсами УВ, рассчитанными объемно-статистическим методом [Конторович и др., 2011], получится, что к настоящему времени в залежах может находиться лишь 0,56 % нефти и 2,26 % газа, эмигрировавших из юрско-нижнемеловых отложений. Это свидетельствует о мощнейших потерях УВ в процессах созревания НГМТ, миграции УВ и их рассеивания, формирования, переформирования и разрушения залежей нефти и газа. Иными словами, природный механизм образования нефтегазоносных областей и провинций носит исключительно затратный характер.

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 смешанным по составу ОВ с преобладающими аквагенными (сапропелевыми) компонентами (II/III и II типы). Эти горизонты стали главными источниками нефтей, конденсатов и жирных газов.

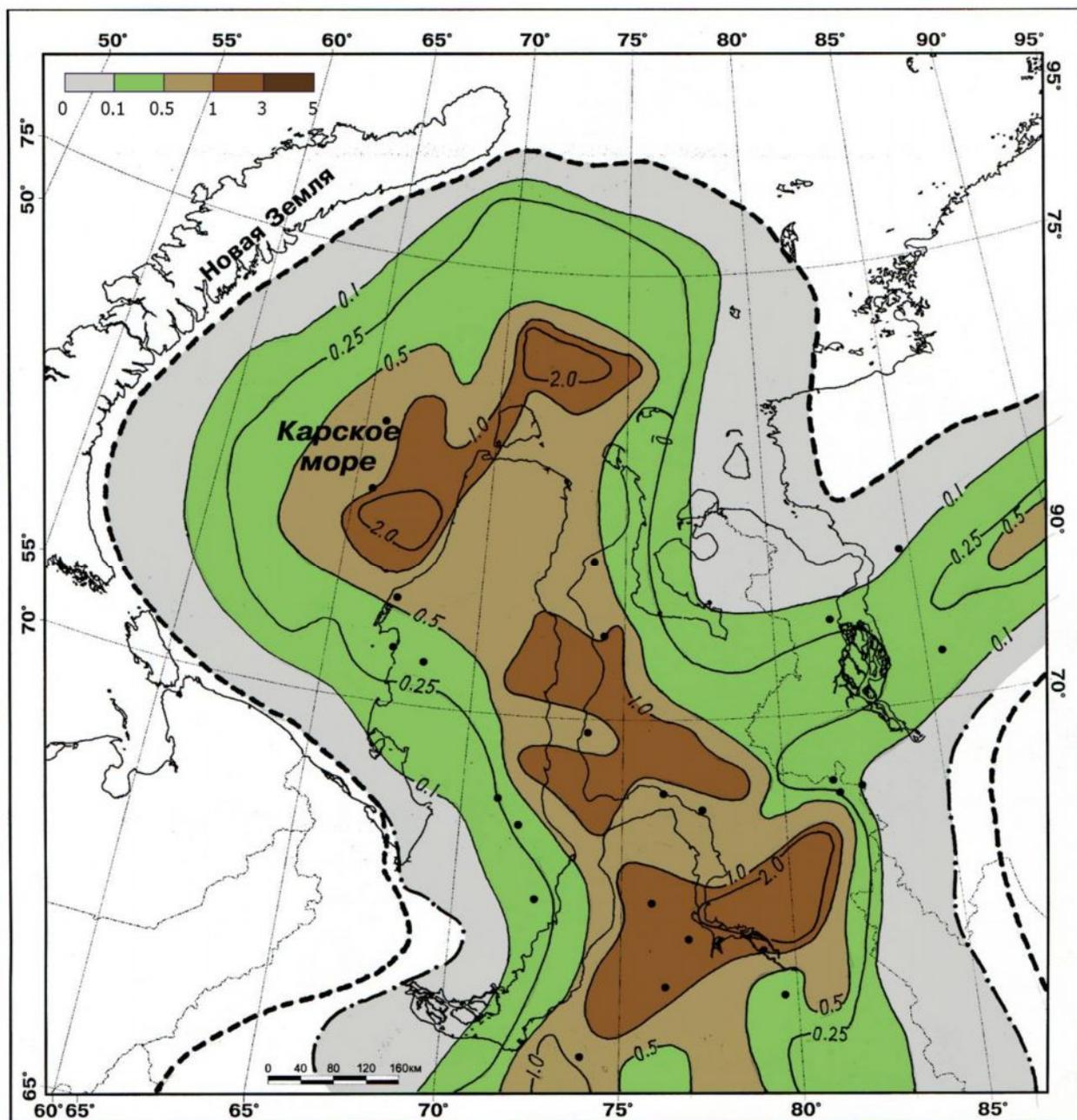


Рис. 12. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких углеводородов в верхнеюрских отложениях Южно-Карского региона

Условные обозначения см. на рис. 8.

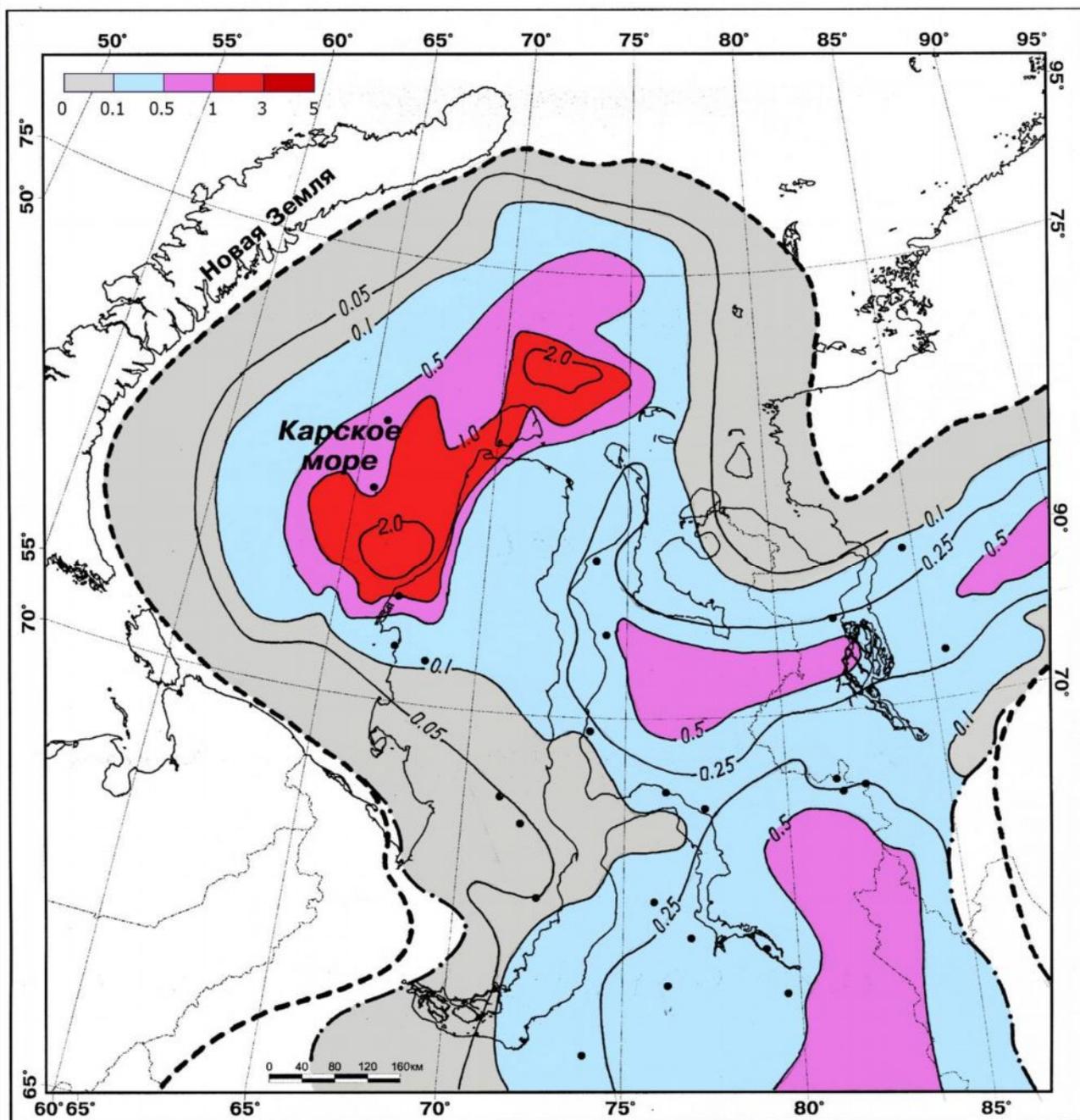


Рис. 13. Схематическая карта масштабов эмиграции газообразных углеводородов в верхнеюрских отложениях Южно-Карского региона

Условные обозначения см. на рис. 8.

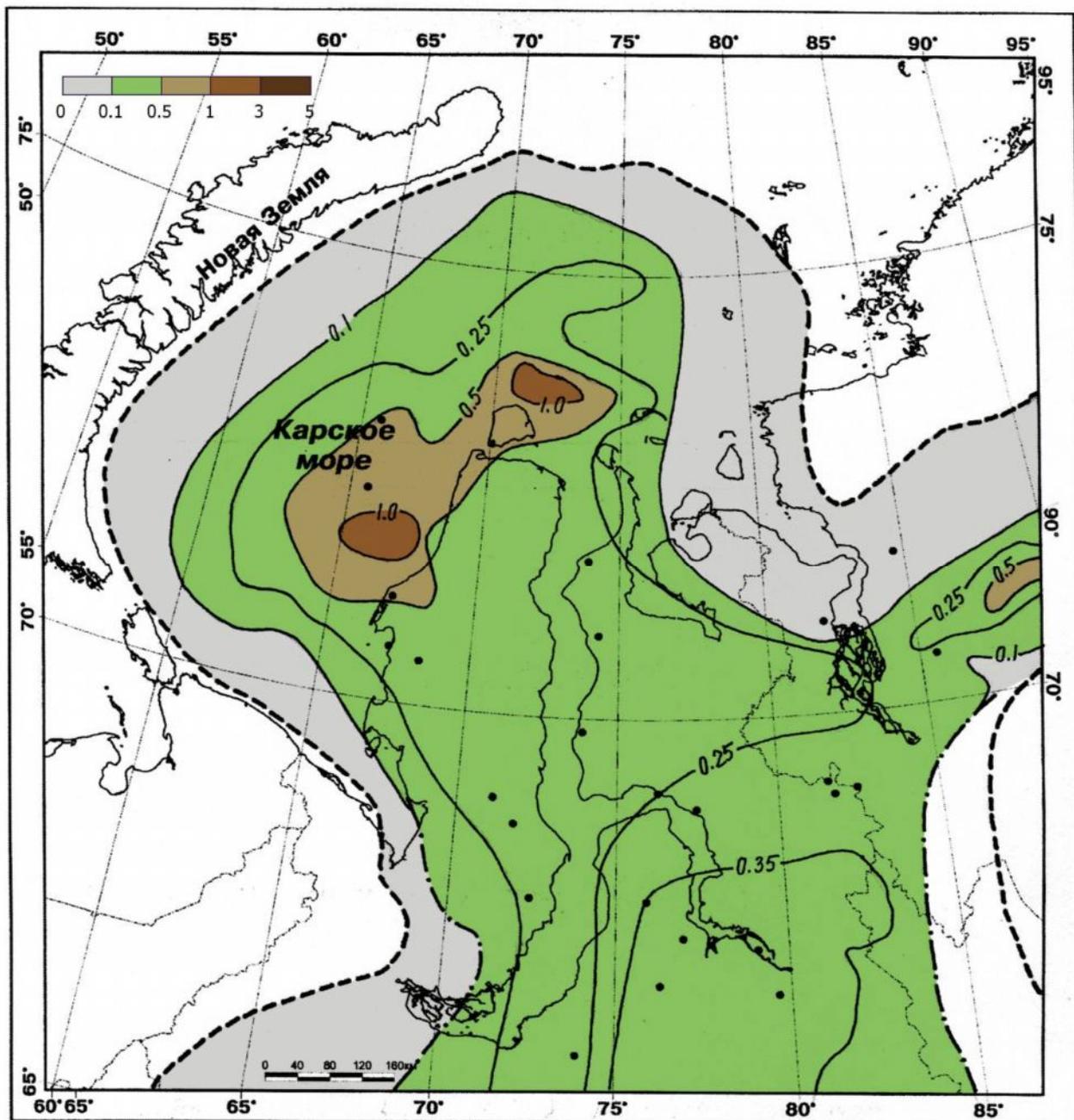


Рис. 14. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких углеводородов в нижнемеловых (неокомских) отложениях Южно-Карского региона
Условные обозначения см. на рис. 8.

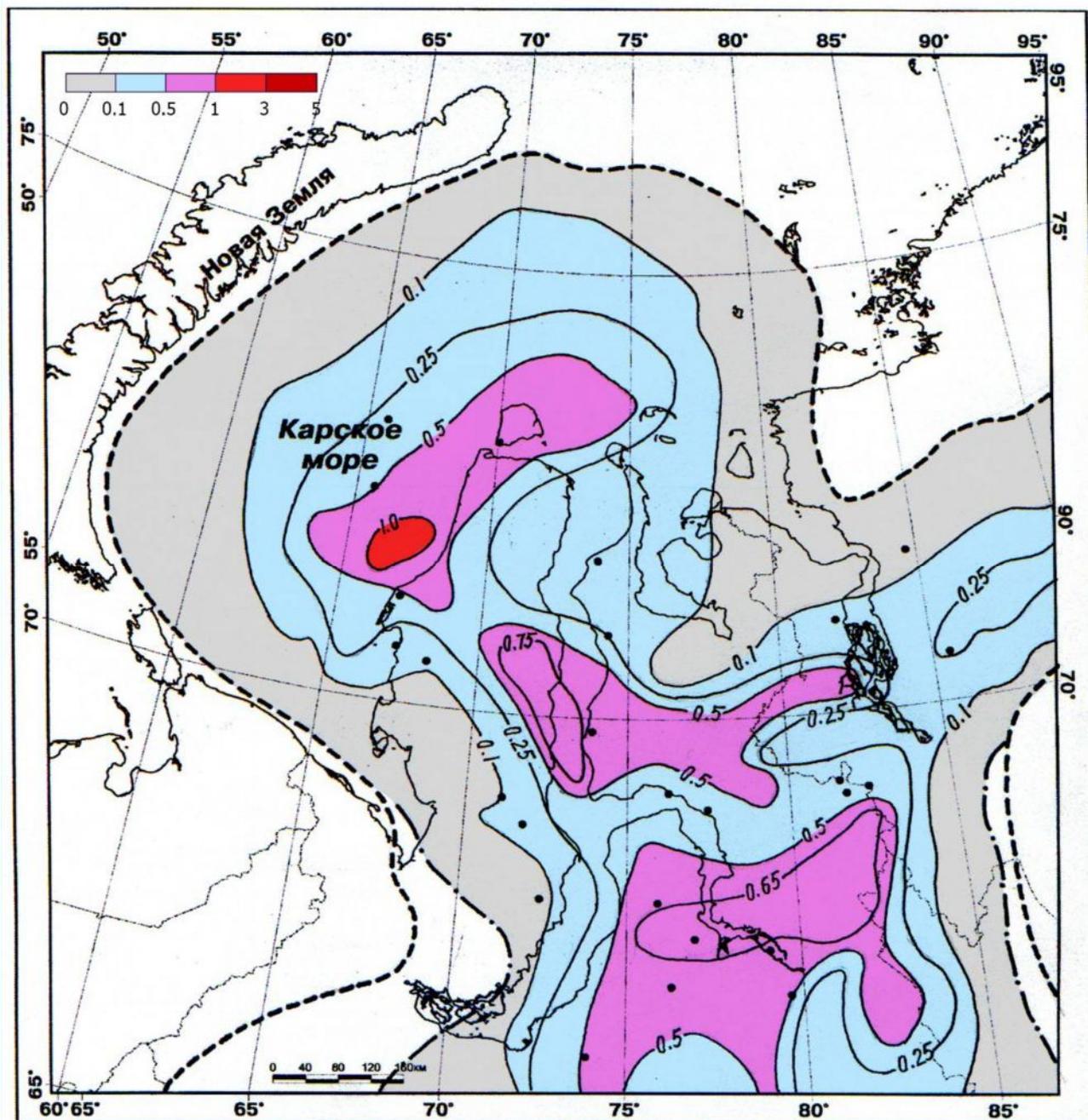


Рис. 15. Схематическая карта масштабов эмиграции газообразных углеводородов в нижнемеловых (неокомских) отложениях Южно-Карского региона
Условные обозначения см. на рис. 8.

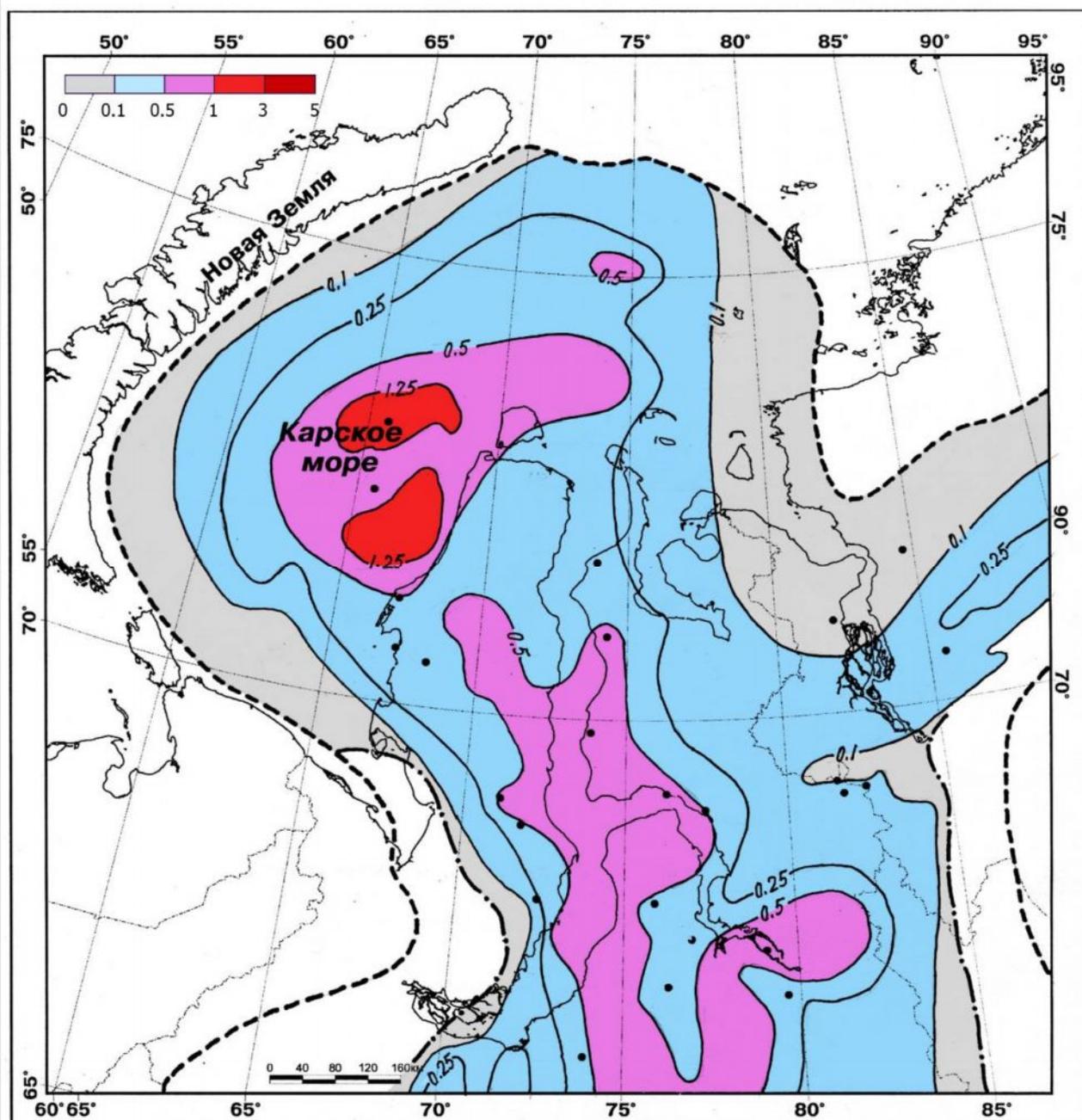


Рис. 16. Схематическая карта масштабов эмиграции газообразных углеводородов в нижнемеловых (апт-альб-сеноманских) отложениях Южно-Карского региона
Условные обозначения см. на рис. 8.

Таблица 5

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 nc	0,20	0,24	109,6	130,7	0,83	0,25	0,29	139,4	161,5	0,86
K ₁ ap-sm	0,18	0,34	95,4	181,9	0,52	0,18	0,40	101,3	222,2	0,45
ИТОГО			1090,6	775,1				1293,3	1030,3	

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, поставлявшими 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 сапропелевое по составу ОВ в юрских очагах генерации претерпело интенсивные катагенетические превращения, сохранив свойственное его эмиграционным продуктам фазовое соотношение, в котором нефть преобладает над газом в 1,4-2 раза (см. табл. 5). Особенно это характерно для верхнеюрских отложений, в первую очередь баженовского горизонта.

Баженовский горизонт, выделяющийся среди других юрских НГМТ своей особенной обогащенностью ОВ I и II типов, в акватории погружается на глубины до 4-5 км и находится в зонах среднего-позднего мезокатагенеза и начального апокатагенеза. В СГ скважинах, пробуренных на территории Большого Уренгоя, этот горизонт вскрыт на глубине около 4 км и по геохимическим характеристикам ОВ почти не отличается от такового в центральной части Западно-Сибирского бассейна на глубине 2-3 км. [Полякова, Борукаев, 1996]. О нефтепроизводящих способностях баженовского горизонта в Южно-Карской акватории можно составить представление на основании сравнений с Североморским НГБ. В нем глинистая обогащенная сапропелевым ОВ формация сохраняет значительную потенцию к нефтеобразованию на глубинах 5-8 км. Она же является главными генераторами нефтей в месторождениях этого бассейна [Богоявленский, Полякова, 2011]. 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 АВПД 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 ОБ, в составе которого начинают преобладать гумусовые компоненты и получают развитие его концентрированная и полуконцентрированная формы. Катагенез ОБ постепенно ослабевает, эмиграционное соотношение нефть/газ изменяется в сторону преобладания углеводородных газов, в неокомском комплексе оно составляет 0,83-0,85, в апт-альбе-сеноманском – 0,45-0,52. Масштабы нефтегазообразования существенно ниже, чем в юрских комплексах (см. табл. 5). Апт-альб-сеноманский комплекс, характеризующийся особенно низкой катагенетической зрелостью ОБ, генерирует жидкие УВ нафтеново-ароматического состава и в значительных количествах сухой метановый газ. Заполняя ловушки этого комплекса, он создал гигантские и крупные многопластовые газовые и газоконденсатные месторождения.

Схемы распределения на площади плотностей эмиграции жидких и газообразных УВ близки.

Заключение

В составе Западно-Российского сектора Арктики выделяются Баренцевоморский и Южно-Карский регионы, нефтегазоносность которых связана с осадочными бассейнами акваторий. Присутствие в бассейнах качественных и высококачественных НГМТ, в которых катагенез ОБ проявился в широком диапазоне (ПК–АК), обусловило мощное развитие процессов нефтегазообразования. Максимальные плотности и массы эмигрировавших УВ сосредоточены в крупных отрицательных структурах – очагах генерации.

В Баренцевоморском регионе главными НГМТ, поставлявшими преимущественно нефть, служили горизонты собственно доманика, доманикитов и субдоманикитов девона-нижнего карбона, в меньшей степени таковыми являлись темноцветные пачки пород силура, нижней перми и среднего триаса. Угленосные и субугленосные ГНМТ перми, среднего-верхнего триаса и нижней-средней юры генерировали в большом количестве газ. Плотности эмиграции УВ в палеозойском терригенно-карбонатном комплексе на бортах Восточно-Баренцевского бассейна возрастают по мере их углубления от 0,05 до 3, а в юго-восточной части региона вблизи Новоземельского архипелага до 5-10 млн. т/км² нефти и от 0,05 до 5 млрд. м³/км² газа. На крупных поднятиях, приуроченных к бортам бассейна, на глубинах до 5 км могли сохраниться нефтяные и нефтегазовые месторождения в терригенно-карбонатном комплексе палеозоя. Плотности эмиграции УВ в триасовых отложениях изменяются от 0,05 до 7 и более млн. т/км² нефти и от 0,1 до 10 и более млрд. м³/км² газа, масштабы эмиграции

составляют 889 млрд. т нефти и 1115 трлн. м³ газа. ОВ триаса также может быть источником не только газовых и газоконденсатных, но и нефтегазовых месторождений.

В Южно-Карском регионе основная нефтегазоносность связана с юрско-меловыми отложениями. Глинистые НГМТ юры, в том числе баженовиты и суббаженовиты, характеризуются максимальными значениями плотностей эмиграции УВ, достигавшими в акватории суммарно 10 млн. т/км² нефти и 7 млрд. м³/км² газа. Эмиграционные возможности угленосных и субугленосных НГМТ нижнего мела ограничены плотностями 1,5 млн. т/км² нефти и 2,5 млрд. м³/км² газа. Максимальные плотности и масштабы эмиграции УВ приурочены к нижне- и среднеюрскому, средние – верхнеюрскому, минимальные – нижнемеловым комплексам. В акватории общие для всех комплексов юры-нижнего мела масштабы эмиграции составляют 1293 млрд. т нефти и 1030 трлн. м³ газа. Расчеты подтверждают выводы о существовании благоприятных предпосылок для формирования крупных скоплений нефтей, конденсатов и жирных газов в юре-неокоме и сухого метана в апт-альб-сеномане.

Статья выполнена по проблеме и при финансовой поддержке Программы № 1 ОНЗ.

Литература

Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева (Гембицкая) Л.А., Климова Л.И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. - СПб.: ВНИГРИ. - 2008. – 164 с.

Богоявленский В.И., Полякова И.Д. Перспективы открытия крупных месторождений нефти и газа в Южно-Карском регионе // Бурение&Нефть. - 2011. - № 1. - С. 8-11.

Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - Т.6. - № 3. - http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf

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.

Бостриков О.И., Фомичев А.С. Геохимия и условия накопления органического вещества верхнеюрских и меловых отложений 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. 82-88.

Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И., Еханин А.Е., Казаков А.М., Касаткина Г.В., Курушин Н.И., Мозучева Н.К., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнов Л.В., Смирнова Л.Г., Сурков В.С., Сысолова Г.Г., Шиганова О.В. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Ред. В.С. Сурков. - Новосибирск: Наука. - 2005. – 156 с.

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М.: Недра. - 1976. – 250 с.

Конторович А.Э., Эпов М.И., Буриштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепина О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология и ресурсы углеводородов шельфов Арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. - 2011. - № 1. - С. 7-17.

Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Данилова В.П., Зуева Т.В., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Мельникова В.М., Фомичев А.С. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. - М.: Недра. - 1974. - 192 с.

Конторович А.Э., Полякова И.Д., Трушков П.А., Фомичев А.С., Данюшевская А.И., Казаринов В.В., Парпарова Г.М., Стасова О.Ф., Рагозина Е.А., Шпильман К.А. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири. - Новосибирск. - 1971. – 85 с.

Леончик М.И., Сенин Б.В. Перспективы нефтегазоносности палеозойских карбонатов в Российском секторе Баренцева моря // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2010. - Т.5. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/5/43_2010.pdf

Маргулис Е.А. Эволюция Баренцевоморского региона и его углеводородные системы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - Т.4. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/5/24_2009.pdf.

Неручев С.Г., Смирнов С.В. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации и формирования месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2007. - Т.2. - <http://www.ngtp.ru/rub/1/013.pdf>.

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

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.

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

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

Полякова И.Д., Соболева Е.И., Степаненко Г.Ф. Интенсивность эмиграции жидких и газообразных углеводородов из нефтегазоносных комплексов Хатангско-Вилуйской нефтегазоносной провинции // Геология и нефтегазоносность мезозойских седиментационных бассейнов Сибири. - Новосибирск: Наука СО АН. - 1983. - С. 140-147.

Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Конев В.Д. Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала. - М: Недра. - 2003. – 343 с.

Федоровский Ю.Ф., Захаров Е.В. Геологическое прогнозирование нефтеносности карбонатных верхне-среднепалеозойских отложений на российском шельфе Баренцева моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2008. - № 1. - С. 4-9.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН. - 2011. – 331 с.

Polyakova I.D.

Geological Institute of Russian Academy of Science, Moscow, Russia, borukaeva@yandex.ru

Danilina A.N.

LLC «Regional'nye geofizicheskie issledovaniya» (LLC «RGI»), Moscow, Russia, albina.05@list.ru

HYDROCARBON MIGRATION INTENSITY IN THE WESTERN ARCTIC OFFSHORE OF RUSSIA

The methods and study objects of organic matter belonging to petroleum source strata of the Paleozoic-Triassic of Barents Sea region and the Jurassic-Lower Cretaceous of South-Kara region are described. The geochemical characteristics of organic matter are provided. The density and intensity of hydrocarbon migration are estimated.

Keywords: petroleum source strata, petroleum generation volume, the Barents Sea region, the South-Kara region.

References

Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva (Gembitskaya) L.A., Klimova L.I. *Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna* [Organic geochemistry of the Timan-Pechora Basin]. St. Petersburg: VNIGRI, 2008, 164 p.

Bogoyavlenskiy V.I., Polyakova I.D. *Perspektivy otkrytiya krupnykh mestorozhdeniy nefti i gaza v Yuzhno-Karskom regione* [Prospects for the discovery of large oil and gas deposits in the South Kara Sea region]. *Burenie&Nef't*, 2011, no. 1, p. 8-11.

Bostrikov O.I., Fomichev A.S. *Geokhimiya i usloviya nakopleniya organicheskogo veshchestva verkhneyurkikh i melovykh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity* [Geochemistry and conditions for the accumulation of organic matter of the Upper Jurassic and Cretaceous deposits of the West Siberian Plate]. In: *Rezultaty rabot po Mezhdedomstvennoy nauchnoy programme «Poisk» za 1992-1993 gg.* [The results of the work under the Interdepartmental research program "Search" for the period 1992-1993]. Editor A.E. Kontorovich i V.S. Surkov. Novosibirsk: OIGGM SO RAN, 1995, p. 82-88.

Bostrikov O.I., Kontorovich A.E., Fomichev A.S. *Masshtaby generatsii i emigratsii uglevodorodov v verkhneyurskikh i melovykh neftegazonosnykh kompleksakh Zapadno-Sibirskoy plity* [The scope of hydrocarbon generation and migration in the Upper Jurassic and Cretaceous oil and gas complexes of the West Siberian Plate]. In: *Rezultaty rabot po Mezhdedomstvennoy nauchnoy programme «Poisk» za 1992-1993 gg.* [The results of the work under the Interdepartmental research program "Search" for the period 1992-1993]. Editor A.E. Kontorovich and V.S. Surkov. Novosibirsk: OIGGM SO RAN, 1995, p. 66-70.

Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. *Geokhimicheskie aspekty izucheniya nizhne-sredneyurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity v svyazi s otsenkoy ikh UV-potentsiala* [Geochemical aspects of Lower and Middle Jurassic sediments of the West-Siberian plate in view of hydrocarbon potential evaluation]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2011, vol. 6, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf

Fedorovskiy Yu.F., Zakharov E.V. *Geologicheskoe prognozirovaniye neftenosnosti karbonatnykh verkhne-srednepaleozoyskikh otlozheniy na rossiyskom shel'fe Barentseva morya* [Geological forecast of Upper and Middle Paleozoic oil-bearing carbonate sediments in the Russian shelf of Barents Sea]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2008, no. 1, p. 4-9.

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and petroleum potential of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p.

Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I. Ekhanin A.E., Kazakov A.M., Kasatkina G.V., Kurushin N.I., Mogucheva N.K., Sap'yanik V.V., Serebrennikova O.V., Smirnov L.V., Smirnova L.G., Surkov V.S., Sysolova G.G., Shiganova O.V. *Geologicheskoe stroeniye i neftegazonosnost' nizhney-sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii* [Geology and petroleum potential of the Lower-Middle Jurassic West Siberian province]. Editor V.S. Surkov. Novosibirsk: Nauka, 2005, 156 p.

Kontorovich A.E. *Geokhimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti* [Geochemical methods of quantitative forecast of petroleum potential]. Moscow: Nedra, 1976, 250 p.

Kontorovich A.E., Epov M.I., Burshteyn L.M., Kaminskiy V.D., Kurchikov A.R., Malyshev N.A., Prishchepa O.M., Safronov A.F., Stupakova A.V., Suprunenko O.I. *Geologiya i resursy uglevodorodov shel'fov Arkticheskikh morey Rossii i perspektivy ikh osvoeniya* [Geology and hydrocarbon resources of the Arctic seas shelf of Russia and the prospects for their development]. *Geologiya i geofizika*, 2011, no. 1, p. 7-17.

Kontorovich A.E., Polyakova I.D., Stasova O.F., Trushkov P.A., Babina N.M., Bogorodskaya L.I., Danilova V.P., Zueva T.V., Kolganova M.M., Lipnitskaya L.F., Mel'nikova V.M., Fomichev A.S. *Organicheskaya geokhimiya mezozoyskikh neftegazonosnykh otlozheniy Sibiri* [Organic geochemistry of the Mesozoic oil and gas deposits in Siberia]. Moscow: Nedra, 1974, 192 p.

Kontorovich A.E., Polyakova I.D., Trushkov P.A., Fomichev A.S., Danyushevskaya A.I., Kazarinov V.V., Parparova G.M., Stasova O.F., Ragozina E.A., Shpil'man K.A. *Geokhimiya mezozoyskikh otlozheniy neftegazonosnykh basseynov Sibiri* [Geochemistry of the Mesozoic deposits of oil and gas basins of Siberia]. Novosibirsk, 1971, 85 p.

Leonchik M.I., Senin B.V. *Perspektivy neftegazonosnosti paleozoyskikh karbonatov v Rossiyskom sektore Barentseva morya* [Oil potential prospects for Paleozoic carbonates in the Russian sector of Barents Sea]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2010, vol. 5, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/5/43_2010.pdf

Margulis E.A. *Evolutsiya Barentsevomorskogo regiona i ego uglevodorodnye sistemy* [Evolution of the Barents Sea region and its hydrocarbon systems]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2009, vol. 4, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/5/24_2009.pdf.

Neruchev S.G., Smirnov S.V. *Otsenka potentsial'nykh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya protsessov ikh generatsii i formirovaniya mestorozhdeniy nefiti i gaza* [Potential hydrocarbon resources evaluation based on the modeling of their generation and oil and gas fields formation]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2007, vol. 2, available at: <http://www.ngtp.ru/rub/1/013.pdf>.

Polyakova I.D., Bogoyavlenskiy I.V., Danilina A.N. *Kharakteristika neftegazomaterinskikh tolshch Arktiki, paleogeograficheskie i geodinamicheskie aspekty ikh obrazovaniya* [Features of petroleum source strata of Arctic, paleogeographic and geodynamic aspects of their formation]. *Arktika: ekologiya i ekonomika*, 2013, no. 1 (9), p. 46-59.

Polyakova I.D., Bogoyavlenskiy V.I. *Bazhenovskaya svita – istochnik promyshlennykh neftey i zhirnykh gazov v titon-neokomskikh otlozheniyakh Yuzhno-Karskogo regiona* [Bazhenov Formation - a source of industrial oils and combination gases in the Tithonian-Neocomian deposits of the South Kara region]. *Doklady Akademii nauk*, 2011, vol. 440, no. 1, p. 105-109.

Polyakova I.D., Bogoyavlenskiy V.I., Budagova T.A., Danilina A.N. *Prognoz neftegazonosnosti paleozoysko-mezozoyskikh otlozheniy Barentsevomorskogo regiona Rossii* [Forecast of oil and gas potential of the Paleozoic-Mesozoic deposits of Barents Sea region of Russia]. *Burenie i nefit'*, 2012, no. 4, p. 20-25.

Polyakova I.D., Borukaev G.Ch. *Generatsiya i destruktziya mikronefti na bol'shikh glubinakh* [The generation and destruction of micro-oil at great depths]. *Geologiya i geofizika*, 1998, vol. 39, no. 4, p. 512-517.

Polyakova I.D., Soboleva E.I., Stepanenko G.F. *Intensivnost' emigratsii zhidkikh i gazoobraznykh uglevodorodov iz neftegazonosnykh kompleksov Khatangsko-Vilyuyskoy neftegazonosnoy provintsii* [The intensity of the migration of liquid and gaseous hydrocarbons from oil and gas complexes of Khatanga Vilyui petroleum province]. In: *Geologiya i neftegazonosnost' mezozoyskikh sedimentatsionnykh basseynov Sibiri* [Geology and petroleum potential of the Mesozoic sedimentary basins of Siberia]. Novosibirsk: Nauka SO AN, 1983, p. 140-147.

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' Yamala* [Geology and petroleum potential of Yamal]. Moscow: Nedra, 2003, 343 p.