

УДК 553.98(268.45+268.52)

Фазовое состояние скоплений углеводородов в недрах морей Западной Арктики

М.Ю. Кабалин^{1*}, В.А. Скоробогатов¹, И.Б. Извеков¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: M_Kabalin@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. С осадочными бассейнами Северной Евразии (суша России и шельф арктических и дальневосточных морей) связаны основные перспективы открытия новых месторождений свободного газа и нефти и прироста запасов углеводородов (УВ). Крупнейшими мегабассейнами Западной Арктики являются Баренцевоморский и Южно-Карская область Западно-Сибирского мегабассейна, а также северная шельфовая часть Тимано-Печорской провинции. Всего на шельфе западноарктических морей с учетом месторождений типа суша/море обнаружены 35 месторождений с суммарными запасами газа по кат. А+В₁+С₁+С₂ более 10,3 трлн м³.

Оценка перспектив нефтеносности Баренцевоморской и Южно-Карской областей Западно-Сибирской мегапровинции, а также прогноз фазового состояния залежей УВ и распределения их в осадочном бассейне как по разрезу, так и по площади основываются на анализе типа органического вещества и степени его катагенетической преобразованности в нефтегазоматеринской толще, особенностей тектонического строения и истории развития бассейна, определяющих механизмы вертикальной и латеральной миграции, аккумуляции и сохранности УВ.

С учетом генерационных возможностей органического вещества в изученной юрско-триасовой части осадочного чехла и наличия уже открытых газоконденсатных и газовых месторождений в пределах Южно-Баренцевской впадины и Штокмановско-Лудловской седловины наличие нефтяных скоплений можно прогнозировать в ловушках на западном борту Баренцевоморского мегапрогиба. Зона формирования газовых и газоконденсатных месторождений в Баренцевоморском мегапрогибе приурочена к центральным частям Южно-Баренцевской, Северо-Баренцевской впадин и прогиба Святой Анны. Только в акватории Печорского моря вероятны новые крупные открытия скоплений тяжелой сапропелевой незрелой нефти, как и на Приразломном и Долгинском месторождениях.

По оценке ООО «Газпром ВНИИГАЗ», расчетная величина ресурсов газа Карского моря вместе с губами составляет 21 трлн м³, нефти – 2,1...2,6 / 0,8...1,0 млрд т (геол./извлеч.). По фазовому состоянию в недрах шельфа будут распространены преимущественно газоконденсатные, реже газовые месторождения (с залежами только в апт-сеноманской части разреза), еще реже газоконденсатнонефтяные месторождения и как большая редкость нефтегазоконденсатные месторождения, при этом существование чисто нефтяных залежей и тем более месторождений представляется генетически невозможным. Вероятная область развития скоплений нефти в виде подгазовых нефтяных оторочек различной мощности и размеров – это внешние районы Южно-Карской шельфовой области.

Прогноз фазового состояния и оценка соотношений между запасами (и ресурсами) свободного газа и нефти, особенно в малоизученных областях и комплексах пород, имеют большое научное и практическое значение в плане изучения и освоения углеводородного потенциала недр. На практике есть существенная разница, предполагается ли открытие преимущественно нефтяных или газовых скоплений: кардинально отличаются подходы к планированию и проведению геологоразведочных работ (ГРП), а в дальнейшем – и к разработке.

В Северной Евразии (суша и шельф арктических и дальневосточных морей России) из 12 крупных осадочных бассейнов и мегабассейнов наименее изучены глубоким бурением недра Баренцевоморского мегабассейна (БМБ) и северная шельфовая часть Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ), вовсе неизученными бурением остаются бассейны, приуроченные к шельфу Восточной Арктики. С этими бассейнами связаны основные перспективы открытия новых месторождений свободного газа и нефти и прироста разведанных запасов углеводородов (УВ).

Фундаментальная проблема нефтегазовой геологии Арктики – оценка реальной величины и структуры потенциальных ресурсов УВ, прежде всего соотношения

Ключевые слова: углеводороды, нефть, газ, запасы, ресурсы, поиски, разведка, шельф, Арктика, Карское и Баренцево моря.

между геологическими ресурсами газа и нефти. В рамках обсуждаемой проблемы авторы поставили перед собой два основополагающих вопроса:

1) будет ли вообще нефть в недрах собственно Баренцева моря?

2) какова все же реальная нефтеносность нижнемеловых и юрских литолого-стратиграфических комплексов в Южно-Карской области (ЮКО) шельфа?

Для ответа на эти вопросы необходимо проанализировать особенности геологического строения и нефтегазоносности недр осадочного чехла рассматриваемых провинций и областей, а также изучить условия формирования (онтогенез) скоплений УВ в разновозрастных толщах.

В пределах шельфа Западной Арктики пока открыто всего 21 месторождение (в том числе 11 в Баренцевом море и 10 в ЮКО), но число опубликованных по этой теме работ (статей и монографий) приближается к двумстам, т.е. гораздо больше, чем по несравненно лучше изученным и освоенным областям прилегающей суши (северу Тимано-Печорской провинции (ТПП) и Ямалу). Авторы объясняют это тем, что хорошо фантазировать, когда мало материала или он неоднозначен при интерпретации сейсмических данных (особенно применительно к разломам). До того, как прогнозы подтвердятся или нет, пройдет несколько десятилетий.

Проблемы нефтегазоносности арктических областей Северной Евразии рассматриваются в работах Д.А. Астафьева, В.И. Богоявленского, А.М. Брехунцова, В.Е. Вержбицкого, И.С. Грамберга, Е.В. Захарова, М.Ю. Кабалина, О.Г. Кананыхиной, И.И. Нестерова-мл., В.А. Скоробогатова, Д.А. Соина, Л.В. Строганова, А.В. Ступаковой, О.И. Супруненко, А.В. Толстикова, В.А. Фомичева, В.А. Чахмачева и др. [1–12]. В первые два десятилетия изучения Арктики (от начала 1980-х до 2000-х гг.) перспективы нефтеносности и Баренцева, и Карского морей оценивались весьма высоко. Более того, некоторые исследователи считали: дальше в море – больше нефти! Эти идеи отражались в размерах принятых начальных потенциальных ресурсов (НПР) нефти и газа. В частности, на 01.01.1984 геологические ресурсы нефти Баренцева моря оценивались в 10,4 млрд т, газа – 9,7 трлн м³; Карского моря – 14,1 млрд т и 19,3 трлн м³ соответственно.

Очень быстро было установлено, что по всем мировым морским бассейнам типа суша/море по факту все наоборот: ближе к морю – больше газа, дальше в море – нефти нет, на что указывали В.И. Ермаков и В.А. Скоробогатов еще в работах, опубликованных до 1990 г.

Общемировой опыт показывает, что первые пять, максимум семь месторождений, открытых в любом нефтегазоносном бассейне, являются хорошим показателем преимущественного фазового состояния месторождений УВ, которые будут открыты здесь в дальнейшем к завершению «большой» разведки, а также запасов месторождения-лидера и величины НПР газа и нефти и их соотношений, но на полуколичественном (= качественном) уровне (больше/меньше и т.д.). В этой связи по пяти уже открытым месторождениям типа газоконденсатных (ГК) и газовых (Г) в Баренцевом море с учетом уникального Штокмановского и шести месторождениям типа Г и ГК в Карском море и Обской губе (лидер, по-видимому, еще не обнаружен, судя по разведанным запасам свободного газа) следует вывод об их исключительной текущей газоносности и преимущественной газоносности в будущем, при этом обнаружение месторождения Победа не подтверждено пока полноценными испытаниями продуктивных горизонтов в разрезе сеноманюры. Месторождение, вероятно, существует в природе, но, по сути, не открыто: только качественные испытания возможно газонефтесыщенных горизонтов позволят считать месторождение действительно открытым.

Геолого-геофизическая изученность

Изучение геологического строения и газо(нефте)носности Баренцева моря началось в начале 1980-х гг., ЮКО – в 1988–1991 гг. Современную изученность недр открытого шельфа Баренцева моря (российский сектор) в целом следует охарактеризовать как невысокую, особенно бурением, при этом благодаря работам последних лет (ПАО «Газпром», 2014–2018 гг., МОГТ¹-2D и -3D) сейсмическая изученность вполне удовлетворительная: большинство выявленных ранее положительных структур (локальных поднятий) изучены детально [13–15].

Печороморский шельф отличается хорошей сейсмической изученностью: здесь

¹ Метод общей глубинной точки.

выполнены более 115 тыс. погонных километров сейсмических профилей. Плотность сейсморазведки достигла 1,4 км на километр квадратный. Наибольшей плотностью сейсмических наблюдений на печороморском шельфе характеризуются морские продолжения Печоро-Колвинской, Северо-Предуральской и Варандей-Адзвинской нефтегазоносных областей (НГО).

В пределах южной части баренцево-морского шельфа плотность сейсмических профилей составляет 0,27 км на километр квадратный; наиболее высокая плотность сейсмических наблюдений достигнута в пределах локальных поднятий Южно-Баренцевской и Штокмановско-Лунинской НГО (0,9...1,5 км/км²). В северной части баренцево-морского шельфа плотность наблюдений не превышает 0,1 погонных километров на километр квадратный. Сейсморазведка МОГТ-3D проведена на лицензионных участках ПАО «Газпром» в объеме 12450 км².

Бурение скважин в акваториях Баренцева и Печорского морей начато в 1981–1982 гг. на Дресвянской площади (шельфовое

продолжении ТПП) [16]. В Баренцевом море пробурены 34 скважины (рис. 1). Общий метраж на 2015 г. составил не менее 97 тыс. м. Бурение проводилось на 14 площадях, в том числе на девяти – с отрицательными результатами. Самая глубокая скважина (4524 м) пробурена на Арктической площади (скв. 1). Самые древние отложения – каменноугольные – вскрыты на Адмиралтейской площади (скв. 1). Одна пробуренная скважина приходится на 21,4 тыс. км².

Буровые работы в Печорском море (акваториальная часть ТПП) проводились на девяти площадях, три из которых оказались непродуктивными. Всего пробурена 21 скважина общим метражом более 65 тыс. м. Наиболее глубокая скважина в Печорском море пробурена на Приразломной площади (4503 м). Наиболее древними отложениями, которые вскрыты морским бурением, являются породы нижнего силура (Паханческая площадь). В Печорском море одна пробуренная скважина приходится на 6,3 тыс. км².

ЮКО представляет собой морскую часть ЗСМБ и одноименной Западно-Сибирской

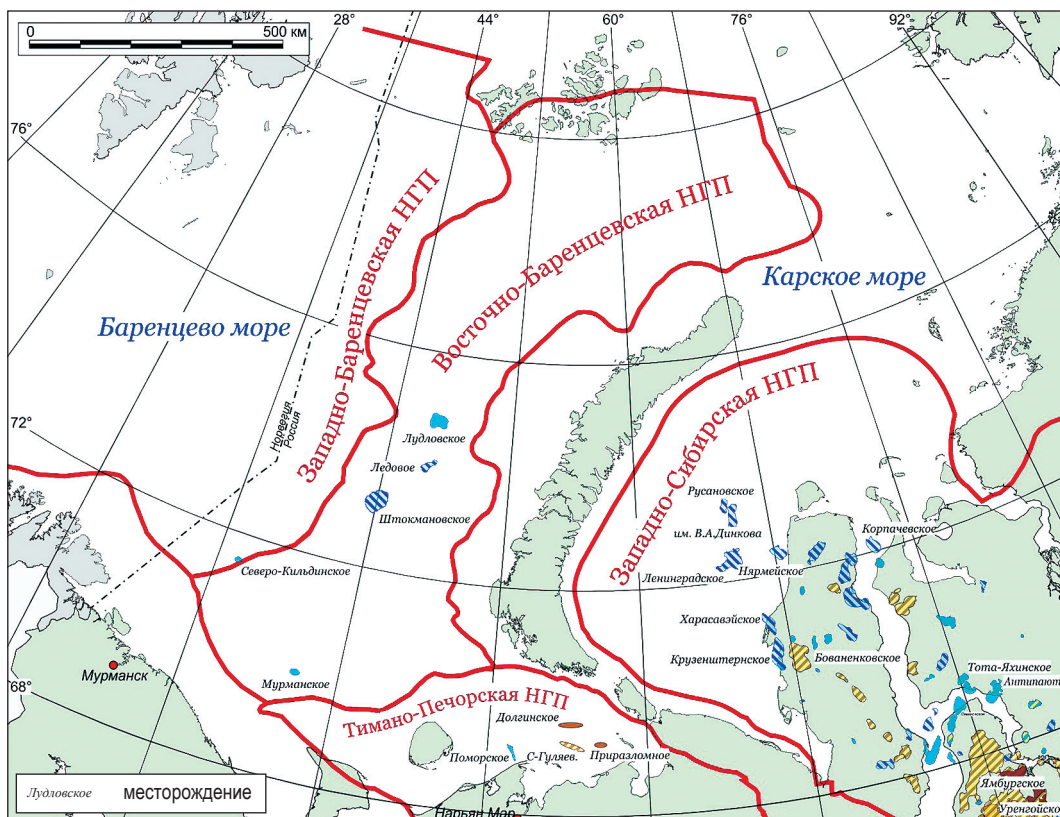


Рис. 1. Обзорная схема западноарктических областей Северной Евразии:
НГП – нефтегазоносная провинция

мегапровинции (ЗСМП). Наиболее изученная часть Карского моря – приамальский шельф и акватории Обской и Тазовской губ. Здесь выполнены более 100 тыс. погонных километров сейсморазведочных профилей 2D, в том числе 24,6 тыс. км – на региональном этапе. Средняя плотность сейсмических исследований составляет около 0,13 км/км². С 2014 г. на приамальском шельфе ПАО «Газпром» активно проводит ГРП на своих лицензионных участках. Согласно лицензионным и проектным обязательствам объем сейсморазведочных работ МОГТ-2D должен составить более 2000 км погонных, МОГТ-3D – более 17000 км².

Общий объем бурения в Карском море и губах (35 скважин) составляет 55,2 тыс. м погонных, из них в Обской и Тазовской губах пробурены 43,6 тыс. м (26 скважин) на восьми площадях. При этом юрские отложения не вскрыты бурением.

Открытые месторождения, запасы УВ, формулы газонефтепродуктивности недр западноарктических морей по состоянию на 01.01.2019

Геостатистические данные по морским месторождениям Западной Арктики приведены в табл. 1, 2. Фазовые типы УВ-месторождений в западноарктических морях России распределены следующим образом²:

- Печорское море: 1 ГКМ + 1 ГКНМ + 4 НМ, типа суша/море – 3 НМ;
- Баренцево море: 2 ГМ + 3 ГКМ;
- Карское море: открытый шельф – 4 ГКМ + 1 НГМ, губы – 2 ГМ + 3 ГКМ, типа суша/море – 5 ГМ + 4 ГКМ + 1 ГКНМ (Юрхаровское).

Всего на шельфе западноарктических морей с учетом месторождений типа суша/море обнаружены 35 месторождений, в том числе восемь нефтесодержащих (вместе с Победой девять).

Печорское море. Печороморский район преимущественно нефтеносен. Здесь открыты шесть месторождений (возраст): Варандей-море НМ (P₁), Долгинское НМ (C₂₊₃, P₂), Медыньское-море НМ (D₁, C₁, C₂-P₁), Приразломное НМ (C₃, P₁), Северо-Гуляевское НГКМ (C₂₊₃, P₂), Поморское ГМ (C₃). Непродуктивные скважины

пробурены на Дресвянской, Аквамариновой и Паханческой площадях.

В карбонатных резервуарах верхнего палеозоя аномально тяжелые (0,905 г/см³) и сернистые (3,95 %) нефти залегают на небольших глубинах (1,0...1,5 км) в породах перми и карбона месторождения Медыньское-море. В отложениях девона развиты средние и легкие нефти, в нижней перми известны тяжелые (0,910...0,928 г/см³), сернистые (2,3 %), низкопарафиновые (0,12...1,2 %) нефти на Приразломном НМ. На Долгинском НМ плотность верхнепермской нефти 0,900 г/см³ на глубинах 2,6 км, верхнекарбонной – 0,842 г/см³ на глубинах 3 км и более.

Наиболее тяжелые нефти (0,961 г/см³) залегают в песчаниках нижнего триаса на Варандейском НМ (1,3...1,4 км) в мелких залежах. Более 90 % запасов составляют тяжелые сернистые нефти карбонатных резервуаров перми (Приразломное и Долгинское НМ).

Скопления свободного газа известны на двух месторождениях Печорского моря в породах нижней (верхней) перми – карбона (Северо-Гуляевское НГКМ, Поморское ГКМ) на глубинах 2,5...2,8 км. Интересно, что состав газа идентичен газу Астраханского ГКМ: CH₄ (50...52 %), C₂₊ (8...10 %), CO₂ (20...22 %), H₂S (8,5...13 %), N₂ (1...5,3 %), плотность конденсата – 0,78 г/см³.

Баренцево море. В результате ГРП в Баренцевом море открыты пять месторождений с залежами в терригенных породах средней юры и триаса: Мурманское ГМ (T₂), Северо-Кильдинское ГМ (T₁), Лудловское ГМ (J₂), а также уникальные по запасам Ледовое ГКМ (J₂, 0,412 трлн м³) и Штокмановское (J₂, 3,9 трлн м³). Непродуктивные поисковые скважины были пробурены на Андреевской, Ахматовской, Лунинской, Куренцовской, Северо-Мурманской, Адмиралтейской, Ферсмановской площадях.

Данные о геологическом строении и газоносности месторождений приведены в многочисленных публикациях последних 30 лет в период 1989–2019 гг. В газе отмечается низкое содержание конденсата, разведанные запасы жидких УВ небольшие. Газоконденсатный фактор увеличивается от 9,4 (Ю₀) до 20,5 (Ю₁, Ю_{2,3}) г/м³, нефть отсутствует. Состав газа (CH₄ – 93...97 %) и низкое содержание конденсата свидетельствуют о низкой геохимической зрелости газоматеринских пород.

² Месторождения: ГКМ – газоконденсатные; ГКНМ – газоконденсатнефтяные; НМ – нефтяные; ГМ – газовые; НГМ – нефтегазовые; НГКМ – нефтегазоконденсатные.

Таблица 1

Запасы свободного газа и нефти месторождений западноарктического шельфа
(по состоянию на 01.01.2019)

№ п/п	Месторождение	Свободный газ, млрд м ³			Нефть, млн т				
		добыча и потери	кат. А+В ₁ +С ₁	кат. В ₂ +С ₂	добыча и потери	кат. А+В ₁ +С ₁		кат. В ₂ +С ₂	
						геол.	извлеч.	геол.	извлеч.
Печорское море									
1	Поморское ГКМ	–	6,0	15,9	–	–	–	–	–
2	Северо-Гуляевское НГКМ	–	10,4	41,4	–	2,6	0,8	35,3	10,6
3	Варандей-море НМ	–	–	–	–	5,6	1,8	12,1	3,9
4	Приразломное НМ	–	–	–	5,9	197,8	54,3	85,6	21,3
5	Долгинское НМ	–	–	–	–	2,9	0,9	783,1	234,9
6	Медынское-море НМ	–	–	–	–	265,4	63,5	108,6	33,9
Всего			–	57,3	5,9	474,3	121,3	1024,7	304,6
Баренцево море									
1	Северо-Кильдинское ГМ	–	5,1	10,5	–	–	–	–	–
2	Штокмановское ГКМ	–	3939,4	–	–	–	–	–	–
3	Ледовое ГКМ	–	91,7	330,4	–	–	–	–	–
4	Лудловское ГМ	–	80,1	131,1	–	–	–	–	–
5	Мурманское ГМ	–	59,1	61,6	–	–	–	–	–
Всего		–	4175,4	533,6	–	–	–	–	–
Карское море									
1	Обское ГМ	–	4,8	–	–	–	–	–	–
2	Каменномысское-море ГМ	–	555,0	–	–	–	–	–	–
3	Сев.-Каменномысское ГКМ	–	404,9	27,1	–	–	–	–	–
4	Чугорьяхинское ГКМ	–	42,5	4,4	–	–	–	–	–
5	Корпачевское ГКМ (?)	–	н/д	н/д	–	–	–	–	–
6	Русановское ГКМ	–	240,4	538,6	–	–	–	–	–
7	ГКМ им. В.А. Динкова	–	н/д	н/д	–	–	–	–	–
8	Ленинградское ГКМ	–	71,0	980,6	–	–	–	–	–
9	Нярмейское ГКМ	–	н/д	н/д	–	–	–	–	–
10	НГМ Победа	–	21,7	477,5	–	4,1	0,6	862,8	129,4
б/н	Юрхаровское НГКМ*	310,7	271,4	40,5	–	1,237	0,1	0,086	0,008
б/н	Семаковское ГМ**	–	322,0	–	–	–	–	–	–
б/н	Тота-Яхинское ГМ*	–	93,4	7,2	–	–	–	–	–
б/н	Салмановское НГКМ**	–	15,4	50,0	–	0,013	0,003	–	–
б/н	Геофизическое НГКМ**	–	24,1	81,8	–	–	–	–	–
б/н	Харасавэйское ГКМ**	–	92,9	250,0	–	–	–	–	–
б/н	Южно-Тамбейское ГКМ**	0,1	82,0	35,7	–	–	–	–	–
б/н	Антипаютинское ГМ**	–	94,1	15,3	–	–	–	–	–
б/н	Крузенштернское ГКМ**	–	731,9	–	–	–	–	–	–
б/н	Каменномысское ГМ**	–	1,2	–	–	–	–	–	–
б/н	Сев.-Парусовое НГКМ**	–	0,7	–	–	–	–	3,2	0,9
б/н	Салекаптское НГКМ**	–	0,4	2,4	–	1,9	0,4	36,9	6,6
б/н	Перекапное ГМ**	–	–	0,04	–	–	–	–	–
б/н	Тамбейское НГКМ**	–	–	1,4	–	–	–	–	–
Всего		310,8	> 3069,9	> 2512,6	–	–	1,103	903	137
Всего по западноарктическому шельфу		310,8	> 7262	> 3104	–	482	122	1928	442

* Месторождение учтено на суше (Ямало-Ненецкий автономный округ);

** Часть запасов учтена на суше (Ямало-Ненецкий автономный округ).

Карское море. На шельфе Карского моря (с учетом Обской и Тазовской губ) в результате проведенных ГРП открыты 18 месторождений УВ с начальными разведанными запасами

5,9 трлн м³. При этом четыре из них по величине разведанных запасов относятся к уникальным (Каменномысское-море и Северо-Каменномысское ГМ, Русановское ГКМ,

Таблица 2

Распределение типов месторождений по возрасту отложений: Н – нефтяной

Система	Отдел	Печорское море							Баренцево море					Карское море							
		Тобойско-Мядейское	Варандей-море	Варандейское	Восточно-Перевозное	Долгинское	Медьинское-море	Приразломное	Северо-Гуляевское	Поморское	Ледовое	Лудловское	Мурманское	Северо-Кильдинское	Штокмановское	Крузенштернское	Ленинградское	Русановское	Перекатное	Харасавэйское	Победа
Меловая	Турон															Г					
	Сеноман															Г			Г	Г	Г
	Альб															Г	ГК		ГК	Г	
	Апт															ГК	ГК		ГК		
	Баррем																		ГК		
	Готерив																		ГК		
	Валанжин																		ГК		
Юрская	Нижний-средний (J ₁ -J ₂)								ГК	Г			ГК					ГК	Н		
Триасовая	Средний (T ₂)										Г										
	Нижний (T ₁)			Н								Г									
Пермская	Средний (P ₂)				Н		Н														
	Нижний (P ₁)		Н	Н	Н		Н														
Каменноугольная	Верхний (C ₃)				Н		Н		ГК												
	Средний (C ₂)						Н		ГК												
	Нижний (C ₁)	Н			Н		Н														
Девонская	Верхний (D ₃)	Н					Н														
	Средний (D ₂)	Н																			
	Нижний (D ₁)	Н					Н														

Ленинградское ГКМ). Известен также ряд месторождений типа суша/море: Харасавэйское (около 1/3 – акваториальная часть), Крузенштернское (2/3 – на акватории), все месторождения севера Обской губы (Южно-Тамбейское и др.) и несколько в Тазовской губе (Семаковское ГМ, Антипаютинское ГМ, Юрхаровское НГКМ).

Скопления свободного газа обнаружены преимущественно в кровле сеномана, в меньшей степени – в альбе и верхних горизонтах апта. Известны также залежи в неокоме. Газ в альб-сеноманском комплексе бесконденсатный (< 3 г/м³) или с минимальным количеством конденсата (апт, неоком). Например, в горизонте А₁ Ленинградского месторождения на глубине 1,9 км газ содержит 18 г/м³ конденсата, на Русановском – 20 г/м³.

На месторождении Победа запасы легкой нефти (0,808 кг/м³) в средней и нижней юре по кат. С₁ подсчитаны в объеме 0,6 млн т, по кат. С₂ – 129,4 млн т (1,9 км).

Запасы свободного газа в юре не фигурируют, чего не может быть по определению [16]. На Юрхаровском месторождении в Тазовской губе запасы бессернистой (0,46 %), высокопарафинистой (14,2 %) нефти в оторочках незначительны (0,1 млн т). В морских частях Северо-Парусового и Южно-Парусового месторождений запасы нефти по кат. С₂ в неокоме составляют соответственно 1,0 и 0,7 млн т, т.е. минимальны. Таким образом, за исключением поставленного на государственный баланс скопления нефти в юрской толще, которое по факту с высокой вероятностью окажется газоконденсатной залежью с нефтяной оторочкой, недра Карского моря оказываются пока существенно газоносными (исключительно по апт-альб-сеноманским горизонтам и преимущественно по неокомским и юрским).

Известно, что фазовое состояние скопления УВ и соотношение между запасами и ресурсами свободного газа и нефти определяется литолого-фациальными характеристиками,

типом и уровнем катагенеза органического вещества (ОВ) в материнских и вмещающих залежи толщах.

В недрах Печорского моря в отложениях девона, карбона и перми преобладают карбонатные породы морского генезиса [17].

В строении БМБ участвуют фундамент и осадочный чехол. Глубина залегания фундамента в Южно-Баренцевской впадине достигает 20 км и более. Осадочный чехол сложен породами от нижнего палеозоя (кембрий(?)-ордовик) до верхнего мела – палеогена (?). В осадочном чехле выделяются два структурных этажа. Нижний представлен палеозойскими преимущественно карбонатными отложениями по каменноугольные включительно. Верхнепермско-меловая часть разреза сложена терригенными песчано-глинистыми отложениями с битуминозностью в верхней юре, угленосностью в нижнемеловых и триасовых отложениях, а также наличием долеритовых силлов в триасе. Триас представлен континентальными терригенными толщами, в нижней-средней юре развиты прибрежно-морские песчано-глинистые отложения.

Мощность триаса достигает 5...6 км и более. Юрско-меловая часть разреза мощностью до 2,5 км и более находится в условиях верхней зоны газообразования и характеризуется благоприятными условиями для аккумуляции и консервации скоплений УВ в недрах. В породах триаса и нижней-средней юры присутствует существенно гумусовое ОВ. Все это благоприятствует формированию на шельфе скоплений газа.

В южной части БМБ открыты крупное Мурманское ГМ с газовыми залежами в средне-триасовых отложениях и Северо-Кильдинское ГМ с газовой залежью в терригенных отложениях нижнего триаса.

В центральной части Баренцевоморской провинции (БМП) выявлены три месторождения в среднеюрских отложениях. В качестве нефтематеринской толщи в Баренцевом море рассматриваются «черные глины» позднеюрского возраста. Однако на большей части площади БМП эти породы не достигли главной зоны битумогенерации, что обуславливает ограниченную возможность выделения ими нефтеподобных веществ и аккумуляции их в залежи в коллекторских горизонтах. Основной вклад в ресурсный потенциал вносят нижнеюрские и среднеюрские продуцирующие породы,

содержащие ОВ гумусового типа. Отложения триасового нефтегазоносного комплекса на Лудловском и Штокмановском месторождениях частично вскрыты, однако нефтегазопоявления отмечены не были. В разрезе триаса в пробуренных скважинах установлен также преимущественно гумусовый тип рассеянного ОВ.

Продуктивность мелового комплекса не установлена, но на ряде площадей в этой части разреза отмечались интенсивные газопоявления: в процессе бурения скв. Лунинская-1 наблюдался выброс воды с газом, в скв. 3-Лудловская получен приток газа с незначительным дебитом.

Особенности геологического строения Ямало-Карского региона изучены авторами подробно [8, 11]. Они сводятся к следующему:

1) сопряженные в пространстве Ямальская область и ЮКО с одной стороны максимально изучены до средней юры (Ямал), с другой практически не изучены даже по средне-меловым толщам (апт, верхи неокома ЮКО). Мощность триас-палеогенового осадочного чехла, залегающего на герцинском фундаменте, увеличивается от 0...1 км на юге и западе до 7...9 км в северных районах суши и шельфа.

С юго-востока на северо-запад вдоль Нурминского мегавала значительно увеличиваются мощности всех осадочных толщ: нижне- и среднеюрской от 500 до 1500 м и более, готерив-аптской от 400 до 1200 м, альб-сеноманской от 350 до 750 м, резко увеличивается общая мощность и особенно глинистость разреза прежде всего нижней глинистой покрывки верхней юры-валанжина (от 50 до 600 м).

Центрально-северная часть ЮКО вообще служит главным эпицентром мезозойского осадконакопления ЗСМБ.

В ЮКО в породах средней и нижней юры мощностью до 1,5 км наблюдается дефицит коллекторского пространства при общей песчаности разреза менее 30 % (в соседней Ямальской области 42...45 % и более);

2) главными литолого-фациальными особенностями Ямало-Гыданского региона являются высокая мористость и общая глинистость разреза нижнего мела (низы неокома, альб) и юры, наличие большого числа зональных глинистых покрывок в сеномане, апте и неокоме и мощной региональной нижнеальбской покрывки, упорядоченное литологическое

строение и пониженная песчаность нижне-среднеюрской толщи (наличие выдержанных песчано-алевролитовых горизонтов Ю₂...Ю₁₂), развитие континентальной угленосной формации в объеме готерива-апта со множеством пластов углей и углистых глин. Вместе с тем структурные макроформы строения разновозрастных литолого-стратиграфических комплексов отличаются простотой, малыми наклонами углов на крыльях и бортах, относительно слабой нарушенностью разломами;

3) в течение поздней юры, мела и кайнозоя в результате разновозрастных и разноинтенсивных конседиментационных нисходящих движений и подвижек по блокам фундамента с уже накопленными осадками чехла в объеме осадочной макролинзы было образовано большое число локальных поднятий, тяготеющих преимущественно к крупным тектоническим структурам II порядка и их склонам. Большинство локальных структур имеют конседиментационный генезис и развивались в течение всего послепермского времени. Ряд тектонических структур II и III порядков осложнен по своду и/или на крыльях дизъюнктивными нарушениями различной морфологии (амплитуды перемещения пород, времени проявления и флюидопроницаемости). Наиболее яркие примеры высоко- и средненарушенных структур: Новопортовский вал, Нейтинская, Нерстинская и др. локальные структуры. Нарушенность разломами осадочного чехла ЮКО, по-видимому, ниже, чем соседней Ямальской области.

Онтогенез УВ в породах мезозоя и верхнего палеозоя осадочных бассейнов шельфа Западной Арктики

Условиям формирования и эволюции скоплений УВ в недрах западноарктических морей посвящены работы Д.А. Астафьева, В.И. Богоявленского, А.М. Брехунцова, В.А. Скоробогатова, А.В. Ступаковой, О.И. Супруненко, В.С. Шеина и др. исследователей.

Нефти верхнего палеозоя Печорского моря диагностируются как незрелые, сапропелево-морские по генезису. Аномальная сернистость нефтей и материнского ОВ во вмещающих пермских породах позволяет сделать вывод об их сингенетичности. В карбоне и девоне залегают уже другие по химическому составу и генезису нефти.

В БМБ геохимия ОВ и газов изучена хорошо. В породах нижней и средней юры рассеяно преимущественно гумусовое ОВ невысокой преобразованности (ПК₃...МК₁), в триасе – смешанное, но с преобладанием гумусовой компоненты [18–20].

Достаточно сложно решить проблему нефтеносности недр открытого шельфа БМБ. Официальные оценки НПР: газа – 30,1 трлн м³, нефти – 3,3/1,0 млрд т (геол./извлеч.). Оценки ресурсов и газа, и нефти безусловно завышены. При реальной величине ресурсов газа 22...24 трлн м³ при существенно гумусовом ОВ в породах нижней и средней юры и особенно триаса геологические ресурсы нефти оцениваются в 2,2...2,4 млрд т, извлекаемые (коэффициент извлечения не выше 0,2) – 440...480 млн т. При таком «раскладе» ресурсов по фазовому состоянию в недрах шельфа будут превалировать ГМ и ГКМ, значительно реже – ГКНМ/НГКМ с единичными запасами нефти не более 30...40 млн т (извл.), но в подавляющей своей массе средние и небольшие (10...15 млн т и менее).

Условия формирования УВ-скоплений Ямало-Карского региона (ЯКР) в породах мела и юры проанализированы ранее [8, 11]. В глинах и глинистых алевролитах нижней и средней юры (рис. 2) и апта-сеномана присутствуют существенно гумусовое (тип III, по Б. Тиссо) и смешанное (тип III/II) рассеянное ОВ и многочисленные пласты бурых, длиннопламенных, газовых и жирных углей ($R^{\circ} = 0,40...1,05\%$), а в районе Харасавэйской термоаномалии в средней и особенно в нижней юре установлена очень высокая степень преобразованности ОВ, вплоть до МК₃...АК₁ ($R^{\circ} > 1,3...1,4\%$, до 2,1...2,2%). Давно известно, что нефтеносность нижнего мела Ямала носит «угнетенный» характер, а в низах мела и в средней юре открыто только одно гигантское месторождение с преобладанием нефти над свободным газом – Новопортовское НГКМ. Все прибрежные месторождения газовые и газоконденсатные. В недрах большинства районов ЯКР, как суши, так и шельфа, процессы газообразования и накопления превалируют над процессами битумообразования и нефтенакпления, за исключением Новопортовского района.

Классическая для ЗСМП битумогенерирующая толща в объеме осадочного чехла – баженовская свита – на Ямале содержит смешанное рассеянное ОВ в небольших

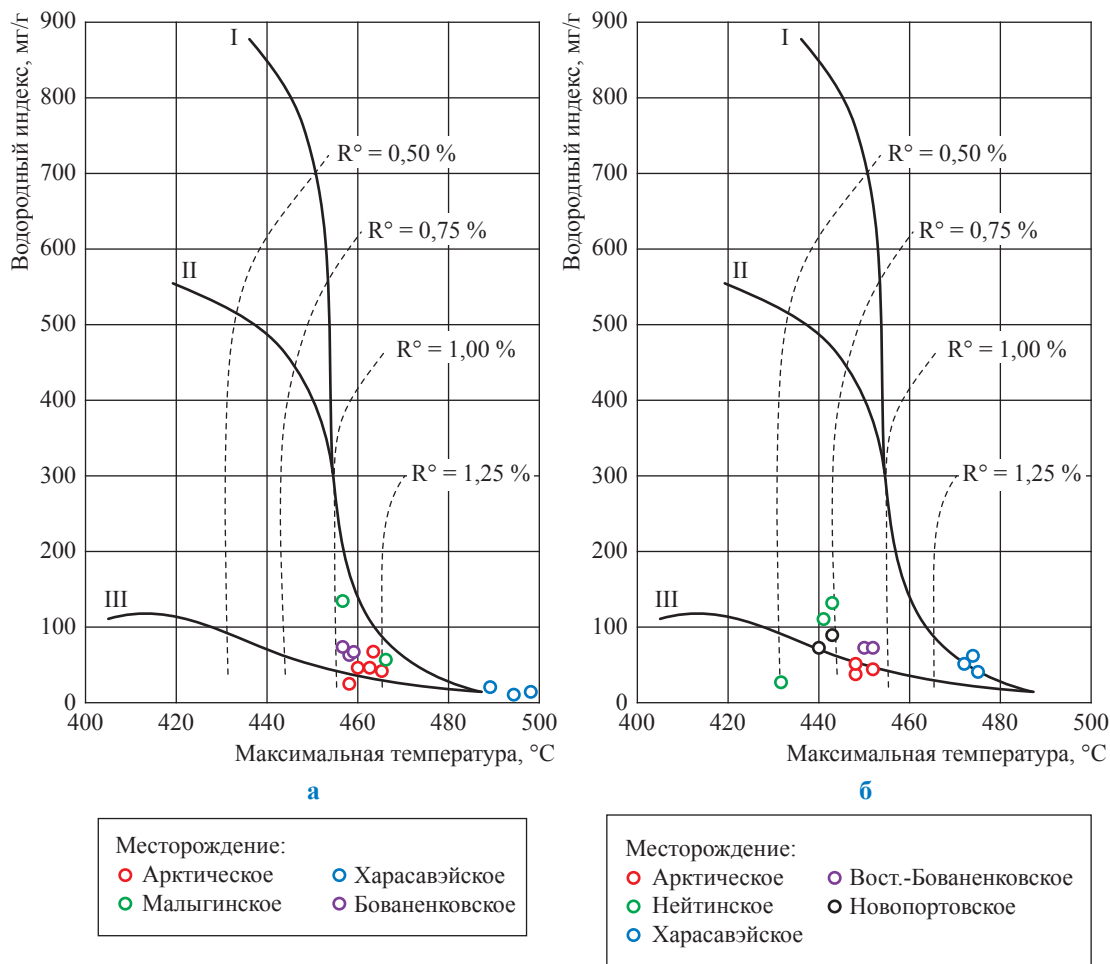


Рис. 2. Диаграммы ван Кревелена для юрских отложений ЯКР (по данным Т.А. Кирюхиной и А.В. Ступаковой): а – лайдинская свита (J₂a); б – леонтьевская свита (J₂b).

R° – отражательная способность витринита; I...III – типы ОВ, по Б. Тиссо

количествах (3...4 %) и не является «нефтематеринской» (малая мощность – 15...20 м, залегают в толще сероцветных глин берриаса-валанжина, расстояния до коллекторских горизонтов составляют от 50...80 до 300...400 м).

По мнению В.А. Скоробогатова, битумогенерирующей и нефтемещающей толщей баженовская свита является только в западных районах Среднеобской области [11, 17] и при движении в северном направлении трансформируется в «рядовую» темноцветную толщу, теряет свой «нефтематеринский» потенциал уже в северной части Надым-Пур-Тазовского региона и тем более в арктических областях (Ямальской, ЮКО и др.). В свете этого мнение некоторых исследователей (В.И. Богоявленского и др.) о ее материнской роли по отношению к жидким УВ в залежах является ошибочным, тем более что нигде на севере мегапровинции нефтей «салымского» типа

(сернистых, малопарафинистых, с повышенным содержанием смол и асфальтенов) не обнаружено, и вероятность их существования в породах нижнего мела и тем более верхней юры является нулевой. Вместе с тем существующие залежи нефти в виде оторочек и многочисленные нефтепроявления свидетельствуют о том, что в генетически «зрелых» породах неокома и средней юры в ряде зон и на некоторых площадях все же существовали условия и для некоторого нефтенакопления и формирования газоконденсатонефтяных/нефтегазоконденсатных залежей. Однако каковы же будут реальные ресурсы нефти в ЮКО? Какие скопления УВ по фазовому состоянию будут развиты в диапазоне «нефтяного окна» на будущих шельфовых месторождениях?

Известно [8, 11, 17], что генерационно-масовое отношение газа и битумоидов в глинистых породах любого генезиса, но с существенно

гумусовым составом ОВ резко сдвинуто в сторону газа и составляет (10...8):1. Оно может быть использовано для оценки НПР нефти (геол.) в недрах Карского моря. По официальным данным (по состояниям на 01.01.2002 и 01.01.2009), геологические ресурсы газа ЮКО оценивались в диапазоне 35,7...34,6 трлн м³, нефти – 16,0/5,5...15,3/4,4 млрд т (геол./извлеч.) при коэффициенте соотношения газа и нефти 2,2...2,3, чего не может быть по генетическим условиям (для этого необходимо суммарное ОВ с достаточно высокой долей сапропелевой и/или лейптинитовой компонент – до 30 % и более, которое отсутствует в разрезе осадочного чехла ЮКО).

По состоянию на 01.01.2014, согласно исследованиям ООО «Газпром ВНИИГАЗ», расчетная величина ресурсов газа Карского моря вместе с губами составила 21 трлн м³. В таком случае НПР нефти шельфа оцениваются (исходя из названного выше генетического соотношения) в 2,1...2,6 / 0,8...1,0 млрд т (геол./извлеч.). По фазовому состоянию в недрах шельфа будут распространены преимущественно ГКМ, реже ГМ (с залежами только в апт-сеноманской части разреза), еще реже ГКНМ и как большая редкость – НГКМ, при этом существование чисто нефтяных залежей и тем более месторождений генетически «запрещено», как, впрочем, и в других арктических областях Западной Сибири на суше. Наиболее вероятный ареал развития разнофазовых месторождений с повышенной долей нефти в суммарных геологических запасах – внешний борт ЮКО, где генетические условия способствуют формированию и сохранности нефти, но только в виде подгазовых нефтяных оторочек различной мощности и величины (по геологическим запасам), т.е. в районах и зонах относительно неглубокого залегания пород неокома и средней юры. Впрочем, в этот ареал попадает и месторождение Победа, газонефтяное по балансу, которое, скорее всего, окажется газоконденсатонефтяным (с ГК-залежами в неокоме и ГКН-залежами в средней и нижней юре).

Прогноз фазового состояния залежей УВ и распределения их в осадочном бассейне как по разрезу, так и по площади основывается

на анализе типа ОВ и степени его катагенетической преобразованности в нефтегазоматеринской толще, особенностей тектонического строения и истории развития бассейна, определяющих механизм вертикальной и латеральной миграции, аккумуляция и сохранности скоплений УВ.

С учетом генерационных возможностей ОВ в изученной юрско-триасовой части осадочного чехла и наличия уже открытых ГКМ и ГМ в пределах Южно-Баренцевской впадины и Штокмановско-Лудловской седловины наличие нефтяных скоплений можно прогнозировать в ловушках на западном борту БМБ. Зона формирования ГМ и ГКМ приурочена к центральным частям Южно-Баренцевской, Северо-Баренцевской впадин и прогиба Святой Анны. Только в акватории Печорского моря вероятны новые крупные открытия скоплений тяжелой сапропелевой незрелой нефти, как и на Приразломном и Долгинском месторождениях.

В Карском море наиболее вероятная область развития скоплений нефти – это внешние районы ЮКО, где генетические условия способствуют формированию и сохранности нефти (малые глубины, невысокий уровень катагенеза ОВ и пород). Скорее всего, нефтяные скопления будут представлять собой подгазовые нефтяные оторочки различной мощности и размеров, при этом характеризоваться небольшими геологическими запасами.

Список литературы

1. Астафьев Д.А. Газонефтяная геостатистика недр шельфовых бассейнов Северной Евразии в связи с освоением запасов и ресурсов углеводородов до 2050 г. / Д.А. Астафьев, Е.С. Давыдова, Г.Р. Пятницкая и др. // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 72–80.
2. Богоявленский В.И. Перспективы нефтегазоносности седиментационных бассейнов и фундамента циркумарктического региона / В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский, О.В. Богоявленская и др. // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 5–17.
3. Бородкин В.Н. Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков,

- А.С. Недосекин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 61–71.
4. Брехунцов А.М. Ресурсная база углеводородного сырья и первоочередные объекты поиска и освоения запасов нефти и газа в арктических областях Западной Сибири / А.М. Брехунцов // Горные ведомости. – 2017. – № 2. – С. 6–13.
 5. Вержбицкий В.Е. Геология и углеводородный потенциал Карского моря / В. Вержбицкий, Н. Косенкова, В. Ананьев и др. // Oil & Gas Journal Russia. – 2016. – Январь–февраль. – С. 48–54.
 6. Грамберг И.С. Концепция развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Северном Ледовитом океане / И.С. Грамберг, М.Л. Верба, В.А. Даценко и др. // Нефтегазоносность баренцево-карского шельфа (по материалам бурения на море и островах): сб. науч. тр. – Л.: Севморгеология, 1988. – С. 8–14.
 7. Кабалин М.Ю. Перспективы развития ресурсной базы газонефтедобычи в российской части Баренцева моря / М.Ю. Кабалин, Д.А. Астафьев, А.В. Толстиков и др. // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток: тезисы докладов VI Международной научно-технической конференции ROOGD-2016 25–26 октября 2016 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – С. 25.
 8. Кананыхина О.Г. Проблемы нефтеносности Ямало-Карского арела суши и шельфа (Западно-Сибирская мегапровинция) / О.Г. Кананыхина, В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 18–25.
 9. Скоробогатов В.А. Газовый потенциал недр Баренцева и Карского морей западной части Арктики / В.А. Скоробогатов // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток: тезисы докладов VI Международной научно-технической конференции ROOGD-2016 25–26 октября 2016 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – С. 19.
 10. Скоробогатов В.А. Ресурсы и поиски углеводородов в породах мела и юры Ямало-Карского региона Западной Сибири / В.А. Скоробогатов // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток: тезисы докладов VII Международной научно-технической конференции ROOGD-2018 27–28 ноября 2018 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – С. 22.
 11. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов и В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
 12. Толстиков А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 73–85.
 13. Казаненков В.А. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов / В.А. Казаненков, С.В. Ершов, С.В. Рыжкова и др. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–71.
 14. Каминский В.Д. Основные направления геологоразведочных работ на континентальном шельфе России / В.Д. Каминский, О.И. Супруненко, В.В. Сулова и др. // Нефть, газ, промышленность. – 2008. – № 1 (37). – С. 18–23.
 15. Каминский В.Д. Актуальные проблемы развития геологической науки и основные результаты ГРП на шельфе РФ / В.Д. Каминский, О.И. Супруненко, Т.Ю. Медведева и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 61–71.
 16. Тимонин А.Н. Перспективы поисков залежей углеводородов в девонско-силурийских отложениях в юго-восточной части шельфа Печорского моря / А.Н. Тимонин // Перспективы поисков месторождений нефти и газа в малоизученных районах и комплексах: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. – С. 52–64.
 17. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
 18. Кирюхина Т.А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности палеозойских отложений восточного сектора Баренцевоморского бассейна / Т.А. Кирюхина, А.В. Ступакова, К.А. Ситар // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 43–50.
 19. Ступакова А.В. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна / А.В. Ступакова, Т.А. Кирюхина, А.А. Сулова и др. // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 13–27.
 20. Грамберг И.С. Катагенетическая зональность осадочного чехла Баренцевоморского шельфа в связи с нефтегазоносностью / И.С. Грамберг, Н.К. Евдокимова, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1808–1820.

Phase state of hydrocarbon agglomerations in subsoil of Western Arctic seabed

M.Yu. Kabalin^{1*}, V.A. Skorobogatov¹, I.B. Izvekov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: M_Kabalin@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The main prospects for discoveries of new free gas and oil fields and increments of hydrocarbon reserves relate to the sedimentary basins of Northern Eurasia (Russian lands and Arctic and Far-Eastern waters). The biggest megabasins at Western Arctic region are the basin of Barents Sea and the Southern-Kara region of Western Siberia, as well as the northern offshore part of Timan-Pechora province. In total, there are 35 offshore fields in Western Arctic including the offshore-onshore ones. Their aggregated gas reserves of A+B₁+C₁+C₂ categories exceed $10,3 \cdot 10^{12}$ m³.

Estimations of oil and gas presence in Barents and Southern-Kara regions of Western-Siberian megaprovince, and forecast of the phase state of hydrocarbon deposits and their distribution in a sedimentary basin either in section, or in area are based on analysis of types of the organic matter and its katagenetic maturation in a source rock interval, as well as on peculiarities of tectonic structure and evolution of the basin, which determine modus operandi of vertical and lateral migration, accumulation and preservation of hydrocarbons.

Taking into account generation ability of the organic matter in a studied Jurassic-Triassic part of the sedimentary apron, and existence of the discovered gas and gas-condensate fields within the margins of Southern-Barents depression and Shtockman-Luddlovskaya saddle, the presence of oil agglomerations is probable in the traps at the western border of Barents megadownfold. A zone where gas and gas-condensate fields have formed in Barents megadownfold is associated with the central parts of Southern and Northern Barents depressions and the downfold of Saint Anna. The new major discoveries of heavy sapropelic immature oil are possible only in Pechora Sea, and at Prirazlomnoye and Dolginskoye fields.

According to the Gazprom VNIIGAZ LLC, the calculated amounts of gas resources in Kara Sea together with its gulfs equal $21 \cdot 10^{12}$ m³, oil resources equal $(2,1 \dots 2,6) \cdot 10^9$ t / $(0,8 \dots 1,0) \cdot 10^9$ t (geological/recoverable). Regarding the phase state of offshore hydrocarbons there will be mostly gas-condensate fields, less often gas fields (with deposits only in the Aptian-Cenomanian part of the section), even less often – gas-condensate-oil fields, and very rarely oil-gas-condensate fields. At that, existence of purely oil deposits and fields seems genetically impossible. The probable locations for oil agglomerations in the form of sub-gas oil rims having various sizes and thicknesses are the external areas of the Southern-Kara offshore region.

Keywords: hydrocarbons, oil, gas, reserves, resources, searching, prospecting, continental shelf, Arctic region, Kara and Barents seas.

References

1. ASTAFYEV, D.A., Ye.S. DAVYDOVA, G.R. PYATNITSKAYA, et al. In-situ gas-and-oil statistics of the offshore basins in Northern Eurasia in relation to development of hydrocarbon reserves and resources till 2050 [Gazoneftyanaya geostatistika nedr shelfovykh basseynov Severnoy Yevrazii v svyazi s osvoyeniyem zapasov i resursov uglevodorodov do 2050 g.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 72–80. ISSN 2306-9849. (Russ.).
2. BOGOYAVLENSKIY, V.I., I.V. BOGOYAVLENSKIY, O.V. BOGOYAVLENSKAYA, et al. Outlooks for oil and gas presence in sedimentary basins at the foundation of the circum-Arctic region [Perspektivy neftegazonosnosti sedimentatsionnykh basseynov fundamenta tsirkumarkticheskogo regiona]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017, no. 5, pp. 5–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
3. BORODKIN, V.N., A.R. KURCHIKOV, A.S. NEDOSEKIN, et al. Estimation of possible presence of oil and gas in the Jurassic-Cretaceous deposits in Southern-Kara region according to 2D terrain seismic logs [Otsenka perspektiv neftegazonosnosti yursko-melovykh otlozheniy Yuzhno-Karskogo regiona po dannym ploshchadnykh seysmorazvedochnykh rabot 2D]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 2, pp. 61–71. ISSN 0016-7894. (Russ.).
4. BREKHUNTSOV, A.M. Mineral resource base of raw hydrocarbons and primary objects for searching and development of oil and gas reserves in Arctic regions of Western Siberia [Resurnaya baza uglevodorodnogo syr'ya i pervoocherednyye obyekty poiska i osvoyeniya zapasov nefti i gaza v arkticheskikh oblastyakh Zapadnoy Sibiri]. *Gornyye Vedomosti*. 2017, no. 2, pp. 6–13. ISSN 1818-5606. (Russ.).
5. VERZHBITSKIY, V.Ye., N. KOSENKOVA, V. ANANYEV, et al. Geology and hydrocarbon potential of Kara sea [Geologiya i uglevodorodnyy potentsial Karskogo moraya]. *Oil & Gas Journal Russia*. 2016, January-February, pp. 48–54. (Russ.).

6. GRAMBERG, I.S., M.L. VERBA, V.A. DATSENKO, et al. Concept for development of geological prospecting of oil and gas in Arctic Ocean [Kontseptsiya razvitiya geologorazvedochnykh rabot naft i gaz v Severnom Ledovitom okeane]. In: *Oil-gas-bearing capacity of Barentz-Kara continental shelf (according to drilling records in sea waters and at the islands)* [Neftegazonosnost barentsevo-karskogo shelfa (po materialam bureniya na more i ostrovakh)]: collected sci. papers. Leningrad: Sevmorgeologiya, 1988, pp. 8–14. (Russ.).
7. KABALIN, M. Yu, D.A. ASTAFYEV, A.V. TOLSTIKOV, et al. Prospects of building up resource base for oil and gas production in the Russian sector of the Barents sea. In: *Russian offshore oil and gas development: Arctic and Far East (ROOGD-2016)*: abstracts of VI International Conference. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, p. 25.
8. KANANYKHINA, O.G., V.A. SKOROBOGATOV. Issues of oil-gas bearing capacity of the Yamal-Kara onshore and offshore areal (Zapadno-Sibirskaya megaprovintsiya). *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2016, no. 9, pp. 18–25. ISSN 2413-5011. (Russ.).
9. SKOROBOGATOV, V.A. Subsoil gas potential of Barents and Kara seas in the western part of the Arctic [Gazovyy potentsial nedr Barentseva i Karskogo morey zapadnoy chasti Arktiki]. In: *VI International Conference "Russian Offshore Oil and Gas Development: Arctic and Far East" (ROOGD-2016): abstracts* [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, p. 19. Available from: http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/roogd-2016_ru.pdf (Russ.).
10. SKOROBOGATOV, V.A. Resources and searches for hydrocarbons in the cretaceous and Jurassic rocks of the Yamal-Kara region of the Western Siberia. In: *Russian offshore oil and gas development: Arctic and Far East (ROOGD-2018)*: abstracts of VII International Conference. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018 [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, p. 24–25. Available from: <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/roogd-2018-en.pdf>
11. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroyeniye i gazoneftenosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Bisnestsentr, 2003. (Russ.).
12. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya nedr morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).
13. KAZANENKOV, V.A., S.V. YERSHOV, S.V. RYZHKOVA, et al. Geological structure and oil-gas-bearing capacity of regional Jurassic and Cretaceous reservoirs in Kara-Yamal region and forecast for distribution of hydrocarbons over there [Geologicheskoye stroyeniye i neftegazonosnost regionalnykh rezervuarov yury i mela v Karsko-Yamalskom regione i prognoz raspredeleniya v nikh uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2014, no. 1, pp. 27–71. ISSN 0016-7894. (Russ.).
14. KAMINSKIY, V.D., O.I. SUPRUNENKO, V.V. SUSLOVA, et al. Prime trends of offshore geological prospecting in Russia [Osnovnyye napravleniya geologorazvedochnykh rabot na kontinentalnom shelfe Rossii]. *Neft, Gaz, Promyshlennost*. 2008, no. 1(37), pp. 18–23. ISSN 2309-2971. (Russ.).
15. KAMINSKIY, V.D., O.I. SUPRUNENKO, T.Yu. MEDVEDEVA, et al. Topical issues of geological science and main results of offshore geological prospecting in Russia [Aktualnyye problemy razvitiya geologicheskoy nauki i osnovnyye rezultaty GRR na shelfe RF]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 5, pp. 61–71. ISSN 0016-7894. (Russ.).
16. TIMONIN, A.N. Prospects for searching hydrocarbon deposits in Devonian-Silurian sediments at the south-eastern part of Pechora sea shelf [Perspektivy poiskov zalezhey uglevodorodov v devonsko-siluriyskikh otlozheniyakh v yugo-vostochnoy chasti shelfa Pechorskogo moray]. In: *Horizons of oil and gas fields searching in poorly studied regions and complexes* [Perspektivy poiskov mestorozhdeniy nefti i gaza v maloizuchennykh rayonakh i kompleksakh]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2007, pp. 52–64. (Russ.).
17. SKOROBOGATOV, V.A., Yu.B. SILANTYEV. *Gigantic gas-bearing fields of the World: patterns of allocation, conditions for generation, reserves, prospects for new discoveries* [Gigantskiye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya mira: zakonomernosti razmeshcheniya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
18. KIRYUKHINA, T.A., A.V. STUPAKOVA, K.A. SITAR. Geological-Geochemical prerequisites for oil and gas presence in Paleozoic sediments at the eastern sector of Barents basin [Geologo-geokhimicheskiye predposylki neftegazonosnosti paleozoyskikh otlozheniy vostochnogo sektora Barentsevomorskogo basseyna]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 3, pp. 43–50. ISSN 0016-7894. (Russ.).
19. STUPAKOVA, A.V., T.A. KIRYUKHINA, A.A. SUSLOVA, et al. Outlooks for oil-gas presence in Mesozoic sequence of Barents basin [Perspektivy neftegazonosnosti mezozoyskogo razreza Barentsevomorskogo basseyna]. *Georesursy*. 2015, no. 2, pp. 13–27. ISSN 1608-5043. (Russ.).
20. GRAMBERG, I.S., N.K. YEVDOKIMOVA, O.I. SUPRUNENKO. Katagenetic zoning of Barents shelf sedimentary apron in relation to oil-gas-bearing capacity [Katageneticheskaya zonalnost osadochnogo chekhla Barentsevomorskogo shelfa v svyazi s neftegazonosnostyu]. *Geologiya i Geofizika*. 2001, vol. 42, no. 11–12, pp. 1808–1820. ISSN 0016-7886. (Russ.).