

УДК 550.8

## Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России

**В.В. Рыбальченко<sup>1</sup>, А.Е. Рыжов<sup>2</sup>, В.А. Скоробогатов<sup>2\*</sup>, Д.Я. Хабибуллин<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190000, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

<sup>2</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: V\_Skorobogotov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** месторождения углеводородов, поисково-разведочные работы, геолого-разведочные работы, ПАО «Газпром».

**Тезисы.** Основная цель поисково-разведочных работ (ПРР) на нефть и газ – создание и развитие надежной минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи. Важнейшей составной частью МСБ являются текущие и будущие запасы углеводородов (УВ). Главное связующее звено этой цепочки – поиски.

Деятельность геологической службы ПАО «Газпром» направлена на эффективное восполнение и расширенное воспроизводство разведанных запасов газа, конденсата и нефти (кат. А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>) за счет геологоразведочных работ (ГРР) и ПРР на суше и шельфе России и обеспечение будущей добычи на среднюю и дальнюю перспективы (ближняя обеспечена текущими запасами УВ).

Общие итоги ПРР по предприятиям Группы «Газпром» за 17 лет XXI в. таковы: открыты 52 новых месторождения и более 100 новых залежей УВ на известных месторождениях. В том числе среди открытых месторождений: три гигантских (Южно-Киринское и др.) в диапазоне крупности по запасам газа 405...677 млрд м<sup>3</sup> (кат. А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>); два крупных (более 30 млрд м<sup>3</sup>); семь средних; одно мелкое.

Будущее развитие МСБ газовой отрасли России будет определяться именно успехами поисковых работ, хотя следующие за ними разведка и доразведка обеспечат прирост промышленных запасов газа и нефти на 80...90 % от ежегодных суммарных приростов. В полной мере это относится и к ПАО «Газпром», которое должно усилить лицензионную политику на суше с приобретением перспективных участков и поисковых лицензий на геологическое изучение недр на предмет наличия углеводородного сырья с последующим опосредованным их недр.

При малом числе вновь открываемых месторождений по «Газпрому» (в последние два десятилетия) на ряде известных месторождений разведывалось большое число новых залежей, особенно в северных областях Западной Сибири.

От поисковых к разведочным и далее к эксплуатационным скважинам снижается риск неполучения продукта (промышленных притоков углеводородов).

Дальнейшее развитие ПРР на газ будет наиболее успешным в арктических областях суши и шельфа в пределах Западно-Сибирской мегапровинции. В Южно-Карской области в 2018–2025 гг. возобновляется период «легких», результативных поисков и значительных открытий (газа) и последующего трудного освоения новых месторождений.

Безусловно, будущее развитие МСБ газодобычи связано с арктическим шельфом Северной Евразии (СЕА), хотя новые открытия и нефтяных, и газовых месторождений, и залежей в Западной и Восточной Сибири будут продолжаться еще несколько десятилетий (до 2060 г. и далее), но до 90 % вновь открываемых скоплений будут мелкими и мельчайшими. По экспертной оценке авторов, всего в недрах осадочных бассейнов СЕА прогнозируется 5500...6000 месторождений по запасам крупнее 0,1 млн т нефти и 0,1 млрд м<sup>3</sup> газа, в том числе неоткрытых 2000...2500, из которых не менее 800...1000 – месторождения преимущественно свободного газа и смешанные (с нефтяными оторочками). Это и определит будущее развитие ПРР в России.

Поиски и разведка месторождений углеводородов (УВ) в различных осадочных бассейнах мира и России проводятся уже более 150 лет, особенно активно во второй половине XX в. Главная цель поисково-разведочных работ (ПРР) – создание и развитие надежной минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи. Важнейшей же составной частью МСБ являются запасы, текущие и будущие, получаемые в ходе ПРР на нефть и газ.

Научно-производственная цепочка создания и развития МСБ добычи любого полезного ископаемого, в том числе горючих ископаемых (угля, нефти и газа), такова: научное предвидение – научный прогноз – поиски – разведка – освоение – эксплуатационная доразведка с уточнением моделей строения и промышленных

запасов. Главное связующее звено этой цепочки – поиски. Самое трудное и ответственное – открыть новое месторождение или залежь УВ, особенно в малоизученных или, наоборот, в хорошо изученных районах и областях; гораздо легче и менее рискованно его разведать и далее освоить. Без научно обоснованного прогноза и оценки перспективных объектов поиски оказываются часто малорезультативными и высокочрезвычайными (приходится бурить до пяти, иногда более, поисковых скважин вместо одной-трех – до первой успешной, т.е. первооткрывательницы месторождения/залежи). Найти новую залежь в пределах открытого месторождения в том или ином комплексе пород уже несколько проще. Особого труда не составляют разведка уже открытых залежей УВ и тем более эксплуатационная доразведка (первыми добывающими скважинами), которая, кстати сказать, тоже может дать неожиданные результаты (не только прирост, но и снижение разведанных запасов как неподтвердившихся).

Направления ПРР на газ и нефть и их эффективность по различным компаниям-операторам в России, в том числе по Западной и Восточной Сибири, рассматриваются в ряде работ [1–12].

Российское акционерное общество (РАО) «Газпром» (ныне – ПАО «Газпром») организовано в феврале 1993 г. и, по сути, стало правопреемником Министерства газовой промышленности СССР. В девяностые годы «Газпрому» государством передано большое число газосодержащих и уже эксплуатировавшихся месторождений – гигантских и уникальных (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и др.). Многие из них были недоразведаны по средним и нижним горизонтам, однако мощная МСБ газодобычи, созданная до 1991 г., оказалась под контролем «Газпрома». Это во многом и определило бескризисное развитие газовой отрасли России в конце прошлого столетия. Для сравнения: добыча нефти в целом по стране уменьшилась до 297 млн т в 1995 г., а добыча газа никогда не снижалась менее 550 млрд м<sup>3</sup> – ни в девяностые, ни в нулевые годы.

Деятельность геологической службы ПАО «Газпром» направлена на эффективное восполнение и расширенное воспроизводство разведанных запасов газа, конденсата и нефти (кат. А+В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>) за счет геологоразведочных работ (ГРР) и ПРР на суше и шельфе России и обеспечение будущей добычи на среднюю

и дальнюю перспективы (ближняя – обеспечена текущими запасами УВ). С момента создания «Газпрома» (далее – Акционерное общество) в 1993 г. и до 2001 г. включительно развитие МСБ газонефтедобычи носило неупорядоченный – неплановый – характер и происходило в ограниченных объемах, не восполнявших добываемые объемы свободного газа. Тем не менее за этот период были открыты 24 новых месторождения УВ (по два-три ежегодно) плюс 19 залежей на ранее открытых месторождениях.

С целью создания стратегии развития МСБ газовой отрасли промышленности России и Акционерного общества в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разрабатывается Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности. На заседаниях Правления Акционерного общества рассматривались и были приняты два варианта Программы:

- в 2002 г. – ...до 2030 г.;
- в 2011 г. – ...на период до 2035 г.

Последний вариант «...до 2040 г.» разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2017 г.

В XX в. (до 2000 г. включительно) в мире было открыто 45...50 тыс. месторождений УВ различной крупности и фазового состояния.

Авторы придерживаются традиционно-го для ПАО «Газпром» достаточно логичного распределения месторождений свободного газа по начальным разведанным запасам:

- уникальные – более 3 трлн м<sup>3</sup>;
- сверхгигантские – 1...3 трлн м<sup>3</sup>;
- гигантские – более 300 млрд м<sup>3</sup>;
- крупнейшие – 100...300 млрд м<sup>3</sup>;
- крупные – 30...100 млрд м<sup>3</sup>;
- средние – 10...30 млрд м<sup>3</sup>;
- мелкие – 3...10 млрд м<sup>3</sup>;
- очень мелкие – менее 3 млрд м<sup>3</sup>;
- мельчайшие – менее 1 млрд м<sup>3</sup>.

Для отдельных залежей эти градации сдвигаются на одну ступень, в частности, мельчайшие залежи имеют запасы менее 0,3 млрд м<sup>3</sup> каждая и т.д.

Нефтегазовая статистика свидетельствует, что в период 2001–2014 гг. в мире ежегодно открывалось до 400 новых месторождений УВ, в том числе в России – 50...60. По данным «Роскомнедра», в пятилетие 2001–2005 гг. в России были открыты 273 новых месторождения УВ, в 2006–2010 гг. – 300, в 2011–2014 гг. – 172, в 2015–2016 гг. открывалось по 40 месторождений в год. Последнее время на суше неуклонно снижается крупность вновь

открываемых месторождений УВ. Например, на севере Западной Сибири в 2002–2013 гг. всеми компаниями-операторами открыты 37 месторождений УВ, в среднем три в год, в том числе 20 газосодержащих (одно газовое (Г), 11 газоконденсатных (ГК), восемь нефтегазоконденсатных (НГК) / газоконденсатнефтяных (ГКН); среди них два крупных (более 30 млрд м<sup>3</sup>), четыре средних (3...30 млрд м<sup>3</sup>), 11 мелких и мельчайших (менее 3 млрд м<sup>3</sup>), в том числе два обнаружены, но официально как промышленные не открыты (запасы только кат. С<sub>2</sub>). Прирост запасов газа по новым месторождениям составил 212 млрд м<sup>3</sup> по апту, неокому, юре, а по сеноману – всего 27 млрд м<sup>3</sup>.

Итоги ПРР в 2002–2014 гг. по Акционерному обществу: при проходке глубоких скважин 1,6 млн п.м<sup>1</sup> за 13 лет обнаружены 43 новых месторождения УВ и 207 новых залежей, прирост разведанных запасов за счет ГРР составил 7,6 млрд т у.т., при этом в рамках реализации Программы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности до 2030 г. в 2005 г. впервые после 1992 г. прирост запасов газа кат. В+С<sub>1</sub> (583,4 млрд м<sup>3</sup>) превысил добычу (547,8 млрд м<sup>3</sup>), т.е. начался период расширенного воспроизводства МСБ газодобычи. За 2015 г. было открыто только одно – Падинское – месторождение в Надым-Пурской нефтегазоносной области (впервые после 2000 г., когда было выявлено также только одно, но гигантское газовое месторождение – Северо-Каменномысское в Обской губе) и 28 новых залежей УВ при проходке 105 тыс. п.м (43 скважины, в том числе 38 продуктивных). Прирост запасов газа составил 531,1 млрд м<sup>3</sup>, жидких УВ – 88,1 млн т.

В 2016 г. на территории России Группой «Газпром» пробурено 111,6 тыс. п.м горных пород, построены 40 поисковых и разведочных скважин (34 оказались продуктивными). Общий прирост запасов газа за год составил 457,4 млрд м<sup>3</sup> (восполнение 110 %), более 90 % прироста получено за счет доразведки ранее открытых месторождений и залежей УВ. В целом за период 2002–2016 гг. на лицензионных участках (ЛУ) Акционерного общества в России открыты 44 новых месторождения УВ, в том числе: 26 Г и ГК, 6 НГК и 12 нефтяных (Н). В европейских областях

открыты 16 месторождений УВ, в Надым-Пур-Тазовском регионе (НПТР) – 14, в Восточной Сибири и на шельфе – по шесть, в Томской области – два и т.д., однако в Ямало-Карском регионе и на Гыдане открытий месторождений не произошло. Среди газосодержащих месторождений обнаружены: одно гигантское – Южно-Кириновское; два крупных (более 30 млрд м<sup>3</sup> разведанных запасов свободного газа) – Чугорьяхинское и Южно-Лунское (2017 г.), оба на шельфе; 14 средних (3...10 млрд м<sup>3</sup>); три мелких (1...3 млрд м<sup>3</sup>); 12 мельчайших (менее 1 млрд м<sup>3</sup>). По вновь открытым месторождениям прирост запасов кат. В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub> составил около 700 млрд м<sup>3</sup> и по кат. С<sub>2</sub> – 860 млрд м<sup>3</sup> (по состоянию запасов на 01.01.2016). Все новые нефтесодержащие месторождения относятся к преимущественно малым по извлекаемым запасам нефти (в среднем 2...3 млн т, извлек.).

В период с 2002 по 2016 г. включительно всеми компаниями-операторами в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) обнаружены 40 новых месторождений УВ, в том числе 10 Г, 10 ГКН/НГК, 20 Н, в том числе 13 (5 ГК, 5 НГК, 3 Н) предприятиями Акционерного общества, в том числе два средних по запасам газа (15,6 и 17,1 млрд м<sup>3</sup>), остальные – мелкие (по кат. В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>).

По предварительным итогам за 2017 г. при проходке 110 тыс. п.м открыто только одно Южно-Лунское ГКМ (на шельфе Сахалина), вероятно, крупное по запасам газа (более 40 млрд м<sup>3</sup>). Очень значительный прирост разведанных запасов (+856 млрд м<sup>3</sup>) был получен исключительно за счет доразведки ранее (и давно!) открытых залежей и пересчета их запасов, прежде всего в средней юре Северо-Ямальского района (+ 0,4 трлн м<sup>3</sup>) и ачимовской толще Уренгоя (гор. Ач<sub>3-4</sub>, + 0,2 трлн м<sup>3</sup>).

В минувшем году завершилась промышленная разведка залежей УВ на Чайндинском месторождении Восточной Сибири (разведанные запасы газа достигли 1 трлн м<sup>3</sup>), продолжается доразведка Ковыктинского ГКМ. Отметим, что предприятия ПАО «Газпром» по-прежнему отбирают (извлекают) из недр высококачественный сеноманский газ в НПТР и аптский на Ямале, а приращивают запасы юрского и ачимовского газа с высоким содержанием конденсата (явный «плюс»), но с низкими добычными возможностями разведываемых залежей (по рабочим дебитам и конечным величинам

<sup>1</sup> Здесь и далее п.м – погонные метры, у.т. – условное топливо.

коэффициента извлечения газа – очевидный «минус»). При этом заметим, что запасы запасам рознь. Одни и те же геологические запасы, например, в альб-сеноманском комплексе НППР и в апте на Ямале совершенно не соответствуют запасам в средних и нижних горизонтах неокома и тем более в ачимовской толще и юре: все параметры запасов на средних и больших глубинах (2,5...4,0 км) значительно хуже, чем на малых (0,8...1,6 км), промышленная и коммерческая ценность первых и вторых совершенно различна. Безусловно, 1 трлн м<sup>3</sup> запасов 10...15 залежей в неокоме и 20...30 даже крупных залежей в средней юре (до 50...70 млрд м<sup>3</sup> каждая), разбросанных на огромной территории, не эквивалентны 1 трлн м<sup>3</sup> сеноманского газа, сконцентрированного в двух-трех месторождениях.

Таким образом, общие итоги ПРР по предприятиям Группы «Газпром» (газовый и нефтяной бизнес) за 17 лет XXI в. таковы: открыты 52 новых месторождения и более 100 новых залежей УВ на известных месторождениях. Запасы наиболее крупных из них (более 8...10 млрд м<sup>3</sup> по кат. В+С<sub>1</sub>) приведены в табл. 1. Стоит подчеркнуть, что все выдающиеся открытия по газу произошли на шельфе (Обская губа и Охотское море, гигантские месторождения). К началу 2018 г. всего в России выявлено и частично разведано 3500 месторождений УВ, в том числе 950 газосодержащих, 58 на шельфе.

В этой связи отметим, что последние сверхгигантские газосодержащие месторождения

(более 1 трлн м<sup>3</sup> каждое) в Северной Евразии (СЕА) были открыты в десятилетие 1981–1990 гг., так же как и последнее уникальное – Штокмановское ГКМ (1989 г., современные разведанные запасы 3,9 трлн м<sup>3</sup>) на шельфе Баренцева моря.

Ввиду поисков новых месторождений настораживает наметившаяся после 2005 г. тенденция массового открытия малых месторождений и залежей УВ (первые и даже десятые доли миллиарда метров кубических и миллиона тонн), в том числе в регионах Сибири и даже на шельфе (Обское и Мынгинское месторождения, каждое менее 10 млрд м<sup>3</sup>).

На ряде ЛУ Акционерного общества ПРР не увенчались успехами в силу ряда причин:

- существенного завышения декларируемых официальных оценок перспективных ресурсов УВ против реально ожидаемых и в конечном итоге получаемых (вода, «сухо» или малые запасы);
- невысокого уровня прогнозирования газо- и нефтеносности недр приобретаемых поисковых ЛУ. Очевидно, что многие из них и не стоило приобретать, так как после бурения одной-двух неудачных скважин приходилось их сдавать назад государству;
- неучета геологических и технологических рисков (проводки скважин в сложных горно-геологических условиях).

Яркий пример – открытие в 2004 г. в Красноярском крае в зоне Ангарских складок Берямбинского ГКМ, перспективные

Таблица 1

**Распределение по крупности запасов самых значительных газосодержащих месторождений, открытых предприятиями Группы «Газпром» в России в 2000–2016 гг., млрд м<sup>3</sup>**

Месторождение (год открытия)	Запасы газа		Местоположение
	A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub>	B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub>	
1. Южно-Киринское (2010)	677,1	34,1	Охотское море
2. Каменномыское-море (2003)	555,0	–	Обская губа
3. Северо-Каменномыское (2000)	404,9	27,1	
4. Западно-Астраханское (2005)	20,1	121,2	Астраханская область
5. Чугорьяхинское (2002)	42,5	4,4	Обская губа
6. Западно-Часельское (2008)	39,9	19,0	НППР
7. Чиканское (2006)	25,0	66,3	Иркутская область
8. Абаканское (2010)	25,7	16,8	Красноярский край
9. Ильбокичское (2012)	12,8	46,3	
10. Южно-Падинское (2011)	17,2	20,1	НППР
11. Южно-Парусовое (2005)	15,6	–	НППР
12. Акобинское (2006)	13,8	0,4	Оренбургская область
13. Падинское (2015)	8,2	185,4	НППР

ресурсы которого официально оценивались в 1,5 трлн м<sup>3</sup>, а запасы газа в межсолевых доломитах составили менее 2 млрд м<sup>3</sup> при том, что по генезису это явно подсоловой газ, прорвавшийся через соль по разломам. И кому нужно такое месторождение (после бурения трех (!) поисковых скважин)? То же относится и к ряду других и газовых, и нефтяных месторождений, открытых ПАО «Газпром» в Восточной Сибири (Оморинскому, Ново-Юдоконскому газоконденсатным, Камовскому нефтяному и др.) [6]. Вообще, открытия в новых районах и областях Сибири месторождений УВ с запасами менее 12...15 млн т у.т. не должны рассматриваться как «серьезные», тем более при значительных затратах на ПРР. Это в европейских районах открытия (разведка) запасов в интервале 0,5...3,0 млн т у.т. могут считаться хорошими, а превышающие 3 млн т у.т. даже отличными (!), в силу очень высокого уровня изученности их недр до глубин 4,2...4,5 км (Северный Кавказ, Поволжье и др.).

Объемы бурения при поисках и разведке предприятиями Группы «Газпром» в период 2006–2010 гг. превышали 140 тыс. п.м с максимумом 218,8 тыс. п.м в 2008 г., однако новые приросты следовали за бурением с временным лагом два-три года. С семидесятых – восьмидесятых годов прошлого века известно: сколько бурим, столько и приращиваем (и открываем!). По-видимому, для Акционерного общества в качестве оптимального может рассматриваться объем глубокого бурения 150...160 тыс. п.м в год (до 180...200 тыс. в отдельные годы) при доле поискового бурения не менее 35...40 % (до 18...20 поисковых скважин на новых

площадях или на невоскрытые горизонты месторождений). В этом случае будут обеспечены и новые приросты (по разведке), и новые открытия, в том числе и на суше, и на море.

Главная проблема ПРР в XXI в. – отсутствие новых крупных открытий месторождений и залежей УВ на суше России [3, 6, 8, 9]. В последние три года значительно сократился объем поискового бурения, проводимого крупнейшими компаниями России, за счет увеличения разведки и доразведки месторождений и залежей, открытых еще до 1990 г. Такая же тенденция сохранится, по-видимому, и до 2020 г., когда завершится текущее двадцатилетие развития ПРР в России. Специфика и сложность работ на нефть и газ отражена на рис. 1.

Вместе с тем ориентировать ГРР только на доразведку давно открытых залежей и опоскование невоскрытых горизонтов известных месторождений, обнаруженных еще двадцать – тридцать лет назад, – это значит не реализовывать стратегию развития МСБ на среднюю и дальнюю перспективы. Как правило, залежи УВ в глубоких горизонтах (3,5...5,5 км) по всем параметрам хуже, чем в средних и тем более в неглубоко залегающих горизонтах. Это выражается в том, что ГРР в районах Надым-Тазовского региона в последние годы стали малоэффективными, когда 2,0...2,5 млн т у.т. новых запасов приращивается за счет строительства одной-двух глубоких скважин, часто дающих при испытании к тому же пониженные и пограничные притоки газа (менее 50 тыс. м<sup>3</sup>/сут).

Во втором двадцатилетии этого века (2021–2040 гг.) развитие МСБ газа в России,

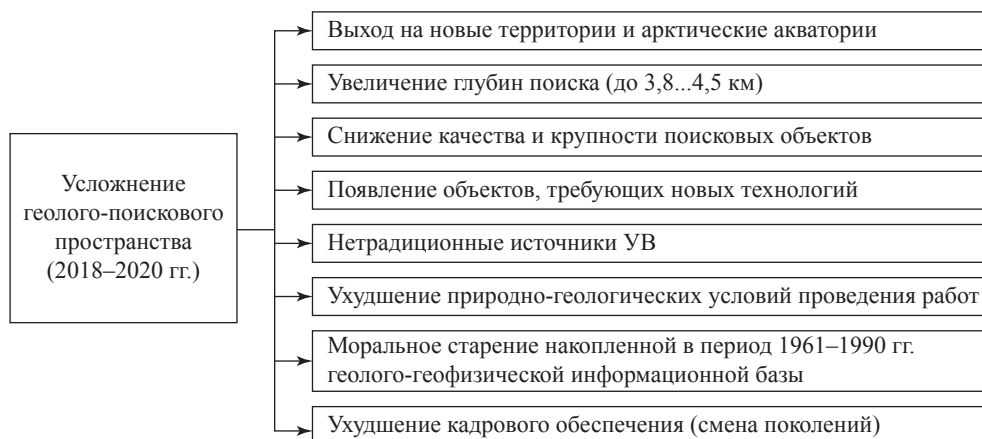


Рис. 1. Матрица современного геолого-поискового пространства России

в частности предприятиями ПАО «Газпром», будет характеризоваться следующими условиями:

- завершением поисков на суше – в Западной и Восточной Сибири – последних крупнейших (более 100 млрд м<sup>3</sup>), а также ряда крупных (более 30 млрд м<sup>3</sup>) газосодержащих месторождений, их дифференцированной разведкой (в зависимости от крупности вновь открываемых залежей);

- выборочным опосредованным и присахалинским шельфов в 2021–2030 гг. и баренцево-морского шельфа (с 2031–3033 гг.) на новых перспективных структурах по схеме: одна-две поисковые присводовые и одна оценочно-разведочная скважины на реально возможную глубину (низы неокома в Южно-Карской области (ЮКО), верхи триаса в Баренцевом море и т.д.). Цель – *открытие* крупнейших и гигантских месторождений и залежей УВ, оценка их геологических запасов УВ (в соотношении кат. В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub> > кат. В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>). При обнаружении относительно небольших месторождений (менее 30 млрд м<sup>3</sup>, типа Обского, Мынгинского и др.) – временной консервацией ПРР;

- завершением массовых ГРП на глубокие горизонты (более 4 км) в большинстве регионов на суше России в связи с высокими рисками неполучения положительных результатов в виде новых открытий и приростов промышленных запасов газа и особенно нефти.

Будущие поисковые работы в центрально-восточных зонах ЮКО (Приамальский шельф) характеризуются низкими ресурсно-геологическими рисками по неокм-аптскому комплексу и высокими по юре, то же, соответственно, по нижне-среднеюрскому и триасовому комплексам Баренцева моря и др. Именно в недрах шельфа Карского моря существует реальная возможность открытия нескольких сверхгигантских газосодержащих месторождений (более 1 трлн м<sup>3</sup> каждое) и нескольких десятков месторождений в диапазоне 0,1...0,8/0,9 трлн м<sup>3</sup> [2, 4, 5, 10, 11].

Необходимо подчеркнуть, что будущее развитие МСБ газовой отрасли России будет определяться именно успехами поисковых работ, хотя следующие за ними разведка и доразведка обеспечивают основной прирост доказанных (промышленных) запасов газа и нефти – на 80...90 % от ежегодных суммарных приростов по итогам ПРР. В полной мере это

относится и к ПАО «Газпром», которое должно усилить лицензионную политику на суше с приобретением перспективных ЛУ и лицензий вида НП<sup>2</sup> на геологическое изучение недр с последующим их опосредованным, поскольку перспективы новых открытий на старых ЛУ стали уже минимальными, а доразведка залежей с переводом запасов из кат. В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub> в В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> не может продолжаться бесконечно, тем более что рациональность такого массового перевода вызывает у большинства экспертов обоснованные сомнения, особенно по глубоко-погруженным залежам средней юры в НПТР и на Ямале, эксплуатационная востребованность которых наступит не скоро. Вводиться в разработку такие разведываемые залежи УВ будут в 2036–2040 гг. и далее, а затраты на ПРР производятся сейчас или будут произведены в ближайшем будущем.

К интенсификации поисков газа и нефти последние три года призывают и специалисты компании «Роскомнедра». Метраж ради метража, прирост ради прироста – устаревшие установки нефтегазовой геологии эпохи Мингео СССР (до 1990 г.), они не годятся для ПАО «Газпром». Оптимизация объемов ПРР и числа поисковых и разведочных скважин для прироста *эффективных запасов* – элементарное требование времени, наступившей эпохи «зрелой» и поздней разведки недр территории СЕА. Очередь за шельфом арктических морей [9, 10, 12].

При малом числе вновь открываемых месторождений по Акционерному обществу (в последние два десятилетия) на ряде месторождений открывалось и разведывалось большое число новых залежей УВ, особенно в северных областях Западной Сибири. Количество залежей УВ составляет: на Южно-Русском месторождении (открыто в 1969 г.) – 26 (апт, неокм, юра); Ямбургском – 14 (ачимовская толща + средняя юра); Северо-Парусовом – 13 (неокм); Юбилейном (1975 г.) – 8 (неокм, юра); Медвежьем (1968 г.) и Песцовом – по 5 (неокм, средняя юра); Западно-Таркосалинском – 4 (неокм, средняя юра); Тазовском (1962 г.) – 3 (ачимовская толща); на ряде других – по одной-двум

<sup>2</sup> Согласно письму Роскомнедр от 10.09.1992 № ВО-61/2296 «О Положении о порядке лицензирования пользования недрами», вид лицензии на геологическое изучение недр определяется двумя буквами: первая обозначает виды полезных ископаемых (Н – нефть и газ), вторая – вид работ (П – поисковая лицензия).

залежам. Большим числом залежей по разрезу нижнего мела и средней юры характеризуется и основная масса ямальских месторождений (Бованенковское, Северо-Тамбейское и др.).

Вместе с тем возможности для обнаружения на известных месторождениях пропущенных (скрытых) залежей с приростом по ним новых запасов близки к исчерпанию, по крайней мере, по крупным месторождениям УВ. Пора возвращаться к «поисковому ренессансу» как в регионах Сибири, так, очевидно, и на арктическом шельфе (на присахалинском шельфе поиски и не прекращались). Регионы современных и будущих ПРР в России показаны на рис. 2. Итак, только успешные поисковые работы в ближайшие 10...12 лет дадут ПАО «Газпром» шанс стратегического развития МСБ вплоть до 2050 г. и далее.

Известно, что основные приросты новых запасов кат.  $V_1 + C_1$  дает разведка открытых месторождений и залежей УВ. За счет переоценки при уточнении моделей строения могут получиться как прирост, так и уменьшение разведанных запасов, причем этот процесс не бесконечен и не поддается планированию и точному прогнозу.

В большинстве освоенных газодобывающих регионов России существует дисбаланс запасов: из недр добывается значительно больше объемов, чем их приращивают в ходе ГРП, и даже при достаточно больших абсолютных объемах остаточного газа в недрах (геол. и извлек.) уровень его добычи неуклонно снижается (например, в НППР и других регионах).

Наиболее рискованная часть геологоразведочного процесса – бурение поисковых скважин на новые перспективные объекты, в том числе и на нескрытые горизонты открытых месторождений. Известно, что коэффициент успеха ( $K_p$ ) проводки и испытания поисковых скважин достигает 0,8...0,9 (до 1,0) только на ранних этапах изучения и освоения УВ-потенциала нефтегазоперспективных провинций, областей, районов и комплексов пород (на II этапе – в начале III этапа) [4, 11], когда площадная и структурно-буровая изученность не превышает 30...35 %. При изученности 40 % и более все наиболее крупные для данного объекта месторождения (залежи) выявлены и частично разведаны. В дальнейшем  $K_p$  снижается до 0,5...0,4 и менее, т.е. из каждых 10 пробуренных *поисковых* скважин продуктивными оказываются четыре-пять

и менее. Это объективная реальность (для разведочных скважин  $K_p$  достигает 0,7...0,8).

Как показывает опыт проведения ПРР в большинстве регионов России, для небольших периодов времени возможно снижение числа поисковых скважин до минимума с сохранением объемов и темпов разведочного бурения, однако после существенного исчерпания возможностей прироста за счет открытых (известных) объектов неизбежен возврат к масштабным поискам новых месторождений и залежей, особенно при невысокой изученности территорий ведения работ на суше и шельфе.

От поисковых к разведочным и далее к эксплуатационным скважинам снижается риск неполучения продукта (промышленных притоков УВ), прироста/уточнения запасов газа и нефти. Известно много случаев, когда новое месторождение или залежь открывались не первой, а третьей и даже пятой по счету поисковой скважиной и последующая разведка требовала бурения на порядок большего числа разведочных скважин в отношении, соответственно, от 1...3 к 10 до 3...5 к 40...80 скважинам. При поэтапном опосковании ряда месторождений (по глубине залегания отдельных комплексов) часто общее число поисковых скважин достигает 5...8 и более (по две-три на каждый автономный нефтегазоносный комплекс). Известно, что даже на ряде крупнейших и гигантских по конечным запасам месторождений (Уренгойское, Новопортовское, Самотлорское и др. месторождения в Западной Сибири, Юрубчено-Тохомское и др. в Восточной Сибири и т.д.), полномасштабная разведка которых потребовала бурения и испытания многих десятков глубоких скважин (до 70...80 и даже более 140), часть залежей УВ и их запасов остаются недоразведанными (доля запасов кат.  $V_2 + C_2$  превышает 50 %). При этом чем проще структурно-литологическое строение месторождений и составляющих их залежей, тем меньше требуется разведочных скважин. Например, уникальная сеноманская газовая залежь Уренгоя (7,5 трлн м<sup>3</sup>) была разведана всего 45 скважинами, пробуренными в период 1966–1974 гг. Эффективность поисков и разведки экспоненциально снижается от уникальных и гигантских месторождений к крупным и особенно к средним и мелким с запасами менее 30 млн т у.т. (геол.).

Дальнейшее развитие ПРР на газ будет наиболее успешным в арктических областях

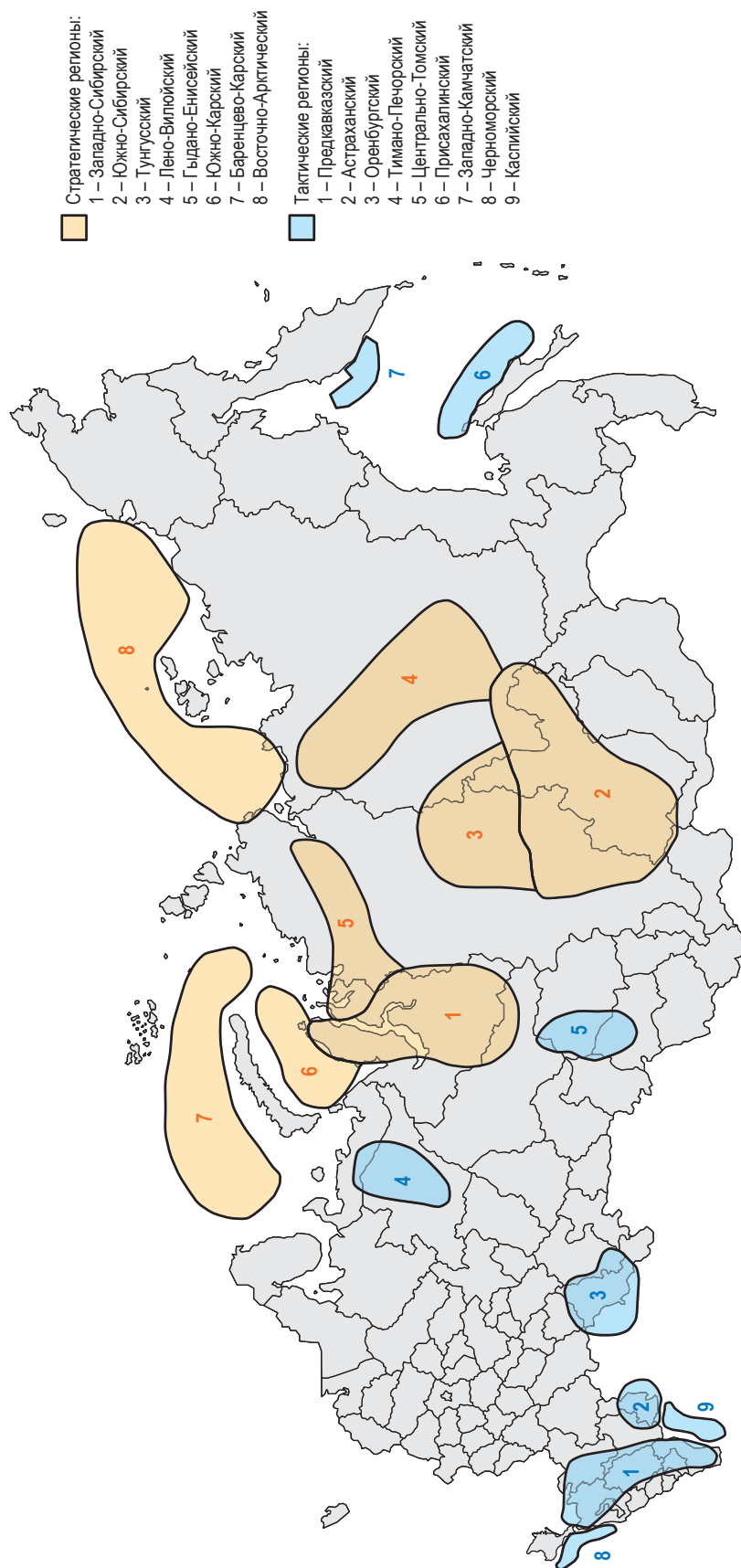


Рис. 2. Стратегические и тактические (по значению) регионы развития МСБ газодобычи в России до 2040 г.



Таблица 2

**Особенности геологических условий, повышающих риски низкой эффективности ГРП  
в арктических районах Западной Сибири в период 2018–2040 гг.**

Малоизученные районы суши и шельфа	Степень риска	Геологические причины (согласно прогнозу)
Восточные районы Гыдана	Высокая	Малоперспективны сеноман и альб
	Средняя	Невысокие перспективы неокома (опесчанивание)
Обская и Тазовская губы	Средняя	Пониженная перспективность неокома-апта
	Высокая	В юре вероятно нетрадиционные ресурсы газа (низкопроницаемые коллекторы)
Ямал	Средняя	Высок риск пониженной газонефтеносности неокома в зонах впадин и прогибов
	Высокая	В юре присутствуют преимущественно нетрадиционные ресурсы газа («плотный» газ)
Ближний шельф Карского моря	Средняя	Сеноман малоперспективен (в целом)
	Малая	Неоком-апт – высокоперспективные объекты
	Повышенная	Высок риск низкой перспективности нижних горизонтов неокома (глинизация)
	Очень высокая*	В юре вследствие жестких термобароглубинных условий присутствуют низкопроницаемые газонасыщенные коллекторы (нетрадиционные ресурсы газа)

\* По отношению к залежам традиционного газа.

суши и шельфа в пределах Западно-Сибирской мегапровинции. Результаты риск-анализа малоизученных объектов арктических районов Западной Сибири приведены в табл. 2. В Восточной Сибири все направления проведения ПРП характеризуются повышенными и высокими рисками неоткрытия значительных по запасам месторождений УВ [6].

Двадцатипятилетие 1965–1990 гг. для Западной Сибири стало периодом «легких» открытий и достаточно простого освоения запасов (в сеномане и неокоме НППР). В 2018–2025 гг. в ЮКО возобновляется период «легких» результативных поисков и значительных открытий (газа) и последующего трудного освоения вновь открываемых месторождений.

Все меньше на суше России остается мало- и вовсе неисследованных областей, районов и комплексов пород. Во многих районах процесс ПРП близится к завершению в силу исчерпания возможностей обнаружения неоткрытых залежей УВ на глубинах менее 4,5...5,0 км. Безусловно, будущее развитие МСБ газодобычи связано с арктическим шельфом СЕА, хотя новые открытия и нефтяных, и газовых

месторождений и залежей в Западной и Восточной Сибири будут продолжаться еще несколько десятилетий (до 2060 г. и далее), но до 90 % вновь открываемых скоплений будут относиться к мелким и мельчайшим (менее 3 млн т у.т., извлек.). Массовое открытие подобных скоплений в преимущественно нефтеносных районах уже началось в XXI в. (после 2002 г.). По экспертной оценке авторов, всего в недрах осадочных бассейнов СЕА прогнозируется 5500...6000 месторождений крупнее 0,1 млн т нефти и 0,1 млрд м<sup>3</sup> газа, в том числе неоткрытых 2000...2500, из них не менее 800...1000 – месторождения преимущественно свободного газа и смешанные, с нефтяными оторочками. Это и определит будущее развитие ПРП в России.

Все сказанное выше относилось к традиционным ресурсам газа и нефти недр России (по современным критериям). Освоение нетрадиционных ресурсов УВ – это уже другая, не менее важная, но более сложная проблема, решение которой продолжится, по-видимому, весь XXI в. [12]. Приоритет ПАО «Газпром» в этих работах останется неизменным как на суше, так и на арктическом шельфе.

## Список литературы

1. Ахмедсафин С.К. О ключевых задачах развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» / С.К. Ахмедсафин, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин // Тез. докл. IV Международн. науч.-практич. конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 4–5. – [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017\\_ru.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_ru.pdf)
2. Давыдова Е.С. Современное состояние и перспективы освоения газового потенциала недр Западно-Сибирской мегапровинции / Е.С. Давыдова, Г.Р. Пятницкая, Д.В. Люгай и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31). – С. 4–11.
3. Ефимов А.С. Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов / А.С. Ефимов, Ю.Л. Зайцева, М.А. Масленников и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 19–40.
4. Карнаухов С.М. Развитие минерально-сырьевой базы газовой промышленности / С.М. Карнаухов, В.С. Коваленко, В.С. Парасына и др. // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 22–25.
5. Крекнин С.Г. Перспективы освоения залежей углеводородов на объектах деятельности ПАО «Газпром» в Карском море / С.Г. Крекнин, Р.Н. Окишев, А.Ф. Огнев // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 25–32.
6. Крючков В.Е. Подготовка и освоение сырьевой базы газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке: проблемы и перспективы // В.Е. Крючков, Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2015. – № 5. – С. 12–17.
7. Люгай Д.В. Российский газ в XXI веке / Д.В. Люгай, В.А. Скоробогатов // Газовая промышленность. – 2018 (приложения). – № 1. – С. 88–95.
8. Орлов В.П. О дефиците открытий в нефтегазовой геологии / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 18–25.
9. Орлов В.П. О некоторых достижениях и проблемах отечественной геологии за 50 лет / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 1–2. – С. 11–17.
10. Скоробогатов В.А. Газовый потенциал недр Баренцева и Карского морей западной части Арктики / В.А. Скоробогатов // Тез. докл. VI Международн. науч.-техн. конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – С. 19.
11. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ. – 2014. – № 3 (19). – С. 8–26.
12. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы нетрадиционного газа недр России (суша и шельф) и перспективы их промышленного освоения до 2050 г. / В.А. Скоробогатов, Е.В. Перлова // Геология нефти и газа. – 2014. – № 5. – С. 48–57.

## Searching and prospecting of hydrocarbon fields and deposits by the enterprises of the Gazprom PJSC in Russia: overall results, issues, outlooks

V.V. Rybalchenko<sup>1</sup>, A.Ye. Ryzhov<sup>2</sup>, V.A. Skorobogatov<sup>2\*</sup>, D.Ya. Khabibullin<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom PJSC, BOX 1255, St.-Petersburg, 190000, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: V\_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** A principal goal of hydrocarbon prospecting is to create and develop a reliable base of mineral and raw resources (BMRR) for oil and gas production. The most important elements of such BMRR are current and future hydrocarbon (HC) reserves, and the main link of this chain is search of deposits.

Activities of the Gazprom PJSC Geological Service is aimed at efficient compensation and extended reproduction of assured gas, oil and condensate reserves by means of geological prospecting and searching fields

onshore and offshore in Russia, and provision of future middle- and long-term production (short-term production will be supplied with the current HC reserves).

General overall results of Gazprom searching surveys during a period of last 17 years in XXI century are the following: 52 new HC fields and more than 100 new deposits within the known HC fields have been discovered including 3 gigantic ones (Yuzno-Kirinskoye, etc.) with gas reserves of  $(405...677) \cdot 10^9 \text{ m}^3$ , 2 big ones (more than  $3 \cdot 10^{10} \text{ m}^3$ ), 7 medium-size ones, and one small field.

In future, enlargement of BMRR for gas industry will be supported exactly by successes of searching surveys, but for the following prospecting and supplementary exploration will provide increment of industrial oil and gas reserves up to 80...90 % from annual total increments. This to the full concerns with The Gazprom PJSC, which must force its license policy onshore buying license sites and licenses for HC surveying with further fulfilment of prospecting works.

Last 20 years, a few fresh fields were discovered by the Gazprom enterprises, but at the same time a lot of new deposits were found at known fields, especially in northern part of Western Siberia. In direction from pioneer wells to prospecting ones and after it to producers a risk of non-extraction of a product decreases.

Further development of gas questing will be most successful onshore and offshore in Arctic within the framework of Western-Siberian megaprovince. In the South Kara region again the “easy” and high-performance search with major gas discoveries is expected in 2018–2025, and next there will be difficult development of new fields.

Obviously, future development of the BMRR for gas production relates the Northern-Eurasian Arctic shelf, whereas discoveries both oil and gas fields and deposits in Western and Eastern Siberia will continue for several decades (up to 2060 and further), but as many as 90% of newly discovered agglomerations will be small and the smallest. According to expert assessment of the authors, in the sedimentary basins of Northern Eurasia 5500...6000 fields bigger than  $0,1 \cdot 10^6 \text{ t}$  of oil and  $0,1 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  of gas reserves are forecasted including 2000...2500 undiscovered. Among them 800...1000 are going to be predominantly free-gas and combined (with oil rims). This will determine future development of geological searching and prospecting in Russia.

**Keywords:** hydrocarbon fields, oil and gas exploration, geological prospecting, Gazprom PJSC.

#### References

1. AKHMEDSAFIN, S.K., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULIN. Key tasks of mineral resource base development in Gazprom PJSC. In: *Abstracts of IV International Conference «World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies» (WGR-2017)* [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, pp. 4–5. Available from: [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgr-2017\\_en.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgr-2017_en.pdf)
2. DAVYDOVA, Ye.S., G.R. PYATNITSKAYA, D.V. LYUGAY, V.A. SKOROBOGATOV, O.G. KANANY-KHINA. State of art and outlooks for development of gaseous subsoil potential in Western-Siberian megaprovince [Sovremennoye sostoyaniye i perspektivy osvoyeniya gazovogo potentsiala nedr Zapadno-Sibirskoy megaprovintsi]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gasextractive regions of Russia, pp. 4–12. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. YEFIMOV, A.S., Yu.L. ZAYTSEVA, M.A. MASLENNIKOV et al. *Present state of raw hydrocarbon resource base and outlooks for its development* [Sostoyaniye i perspektivy razvitiya syryevoy bazy uglevodorodov]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 2017, no. 3, pp. 19–40. ISSN 0869-3188. (Russ.).
4. KARNAUKHOV, S.M., V.S. KOVALENKO, V.S. PARASYNA et al. Development of mineral and raw-material resources of gas industry [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti]. *Gazovaya promyshlennost*. 2007, no. 3, pp. 22–25. ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. KREKNIN, S.G., R.N. OKISHEV, A.F. OGNEV. Outlooks for development of hydrocarbon deposits at Gazprom PJSC facilities in Kara Sea [Perspektivy osvoyeniya zalezhey uglevodorodov na obyektakh deyatelnosti PAO “Gazprom” v Karskom more]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 6, pp. 25–32. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. KRYUCHKOV, V.Ye., Yu.B. SILANTYEV, V.A. SKOROBOGATOV. Preparation and development of raw materials for gas production in Eastern Siberia and at the Far East: issues and prospects [Podgotovka i osvoyeniye syryevoy bazy gazodobychi v Vostochnoy Sibiri i a Dalnem Vostoke: problem i perspektivy]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2015, no. 5, pp. 12–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
7. LYUGAY, D.V., and V.A. SKOROBOGATOV. Russian gas in XXI century [Rossiyskiy gaz v XXI veke]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2018 (appendix), no. 1, pp. 88–95. ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. ORLOV, V.P. On deficit of discoveries in petroleum geology [O defitsite otkrytiy v neftegazovoy geologii]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 2015, no. 5, pp. 18–25. ISSN 0869-3188. (Russ.).
9. ORLOV, V.P. On some achievements and issues of domestic geology during 50 years [O nekotorykh dostizheniyakh i problemakh otechestvennoy geologii za 50 let]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 2016, no. 1–2, pp. 11–17. ISSN 0869-3188. (Russ.).

10. SKOROBOGATOV, V.A. Subsoil gas potential of Barents and Kara seas in the western part of the Arctic [Gazovyy potentsial neдр 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](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/roogd-2016_ru.pdf) (Russ.).
11. SKOROBOGATOV, V.A. Research and development of the hydrocarbons potential of the soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives [Izucheniye i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala neдр Zapadno-Sibirskogo osadochnogo megabasseyna: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 3 (19): Resource support problems of Russian oil-producing regions, pp. 8–26. ISSN 2306-8949. (Russ.).
12. SKOROBOGATOV, V.A., Ye. V. PERLOVA. Potential in-situ resources of alternative gas in Russia (onshore and offshore), and outlooks for their industrial development before 2050 [Potentsialnyye resursy netraditsionnogo gaza neдр Rossii (sushi shelf) i perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya do 2050 g.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2014, no. 5, pp. 48–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).