

УДК 550.8(571.5)

О целесообразности поисков месторождений углеводородов в малоизученных областях Восточной Сибири в период 2021–2040 гг.

Д.Я. Хабибуллин¹, В.А. Скоробогатов^{2*}

¹ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

² 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_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. К настоящему времени изученность большинства регионов суши России изменяется от средней и повышенной до очень высокой (до глубин 4,5...5,0 км), почти все эти регионы находятся на третьем или четвертом этапах освоения углеводородного потенциала недр.

В отличие от других регионов России эффективность поисково-разведочных работ в Восточной Сибири оказывается весьма низкой. Несмотря на бурение многих сотен поисковых скважин, к 2019 г. открыты всего 92 месторождения углеводородов (УВ), причем даже на обнаружение одного месторождения требовались по три-пять и более поисковых скважин, поскольку самые первые оказывались непродуктивными (по ряду причин). Главные причины недостаточно высокой (много меньше ожидавшейся) текущей и «накопленной» эффективности поисков и дальнейшей разведки новых месторождений, а часто и необоснованной переразведки в Восточной Сибири – чрезвычайно сложное тектоно-динамическое развитие и очень сложное современное геологическое строение недр Сибирской платформы (СП) и отдельных областей, районов, зон, локальных участков, а также древность залежей УВ, сохранившихся после многочисленных переформирований в ходе движений блоков по разломам, интенсивной магматической обработки венд-палеозойского осадочного чехла в триасе.

Наименее изученной частью СП остаются северо-западные области: Южно- и Северо-Тунгусская. Особенности геологического строения Южно- и Северо-Тунгусской областей, повышающие геологические риски: 1) наибольшая мощность рифея (3...4 км), малая мощность главного газонефтеносного комплекса СП – вендского; 2) значительная мощность (до 3...5 км) палеозойских карбонатных и терригенных пород выше кровли соленосного комплекса; 3) выклинивание пластов соли в северных районах СП; 4) очень значительная роль в разрезе осадочного чехла магматических внутриформационных, внутри- и межпластовых тел (силлов и др.); 5) высокий уровень катагенеза низов разреза (развиты тощие угли и антрациты, градации катагенеза – до АК₁...АК₂).

На севере Восточно-Сибирской мегапровинции необходимо продолжить и завершить региональный этап изучения недр. С этой целью до массовых поисков УВ следует провести еще один дополнительный региональный профиль глубинного сейсмического зондирования, кроме того, построить каркас из четырех-пяти новых параметрических скважин глубиной 5,5...6,5 км до кровли рифея для конструирования достоверной региональной мегамодели строения Курейской синеклизы и ее бортов в пределах Южно- и Северо-Тунгусской областей. Только после этого можно приступать к массовому лицензированию участков недр и поисковым работам (сейсмике, бурению).

Завершается первое двадцатилетие XXI в. (2001–2020 гг.), в течение которого главной задачей для нефтяной и газовой отраслей промышленности России было преодоление последствий кризисного десятилетия 1991–2000 гг. в сфере производства горючих ископаемых и развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтесырьевой. В области поисково-разведочных работ (ППР) на суше России большинство крупных компаний в этот период сделали упор на разведку и доразведку давно открытых крупнейших по запасам месторождений углеводородов (УВ) и на поиски залежей в глубоких горизонтах этих месторождений [1–5]. Продолжались открытия новых месторождений на присахалинском шельфе и возобновились поиски в Карском море (в Обской губе и на приямальском шельфе).

В связи с ориентированием крупных компаний-операторов на разведку давно открытых месторождений общее число вновь открываемых месторождений на суше, особенно в Западной и Восточной Сибири, неуклонно снижалось, как и приросты

Ключевые слова:

газ, нефть, поиски, запасы, ресурсы, месторождение, Восточная Сибирь, Северо- и Южно-Тунгусские области, перспективы.

разведанных запасов за счет «чистых» открытий. В последних публикациях авторов, да и многих других исследователей, подчеркивается необходимость возврата к массовым поискам на суше, повышения доли поискового бурения в общем объеме ПРР, увеличения числа поисковых площадей и скважин с целью создания стратегического задела для укрепления МСБ УВ и увеличения добычи газа, а также поддержания добычи нефти на уровне последних лет (2017–2018 гг.) – 550...560 млн т вместе с конденсатом. В связи с высокой инерционностью развития МСБ новые запасы должны готовиться заблаговременно до начала их освоения: на суше – за 8...15 лет; на шельфе – за 18...25 лет.

К настоящему времени на суше Северной Евразии (России) наименее изученным геофизическими работами и глубоким бурением остается Восточно-Сибирский регион в целом, приуроченный к одноименному осадочному мегабассейну, сложенному древними толщами: рифеом (переходный комплекс, преимущественно карбонаты), вендом (терригенным в низах, карбонатным в верхах), верхним вендом – карбонатным нижним кембрием (подсолевым), соленосно-карбонатной толщей нижнего-среднего кембрия, карбонатными и терригенными породами верхнего кембрия-силура, терригенно-карбонатным девоном и песчано-глинистыми угленосными отложениями карбона-перми. Венчает разрез трапповая – базальтовая – формация триасового возраста [6–11].

Для территории Северной Евразии (России) авторами оценена средняя структурно-буровая изученность нефтегазосного бассейна, %:

- европейские области – 65...85;
- Западная Сибирь (суша) – 60...70;
- Восточная Сибирь в целом / север – 35...40 / 3...10;
- наиболее перспективные районы на шельфе – 5...10.

К настоящему времени изученность большинства регионов суши России изменяется от средней и повышенной до очень высокой (до глубин 4,5...5,0 км). Почти все эти регионы находятся на III либо IV этапах освоения углеводородного потенциала (УВП) недр, для большинства из них II этап – открытия наиболее крупных месторождений – уже пройден [2, 12, 13].

Основные запасы и добыча свободного газа России и неоткрытые ресурсы – под будущие

геологоразведочные работы (ГРР) – сосредоточены на севере Западной Сибири (Ямало-Ненецкий автономный округ + Красноярский край и Южно-Карская область с губами и заливами) [14, 15]. Восточная Сибирь, несмотря на бурение большого числа параметрических, поисковых и разведочных скважин, пока не оправдывает надежд на масштабное развитие МСБ в ее пределах, и большой вопрос: оправдывает ли вообще (в будущем)?

За все годы изучения геологического строения и нефтегазосности древней Сибирской платформы (СП) и приуроченных к ней Восточно-Сибирского мегабассейна (ВСМБ) и одноименной мегапровинции (ВСМП) в пределах СП пробурены не менее 2000 поисковых и разведочных скважин и открыты 92 месторождения. Множество поисковых скважин в пределах шести нефтегазосных областей (НГО) – Байкитской, Непско-Ботуобинской и др. – оказались непродуктивными (вода, «сухо») или низкопродуктивными (малые дебиты газа до 20...30 тыс. м³/сут с глубин 2...3 км, нефти – менее 5 т/сут) [1, 10, 13].

Тем не менее по проблемам нефтегазовой геологии СП за период более 60 лет (с 1955-го по 2019 г.) опубликованы многие сотни статей и десятки монографий большим числом исследователей, в том числе авторами настоящей работы [10, 11, 13, 14, 16, 17 и др.], однако обобщающих работ известно немного [6, 7, 10, 16, 18 и др.]. Еще меньше работ посвящены наименее изученным северо-западным областям СП [19–21].

Главные причины недостаточно высокой (много меньше ожидавшейся) текущей и «накопленной» эффективности ГРР в области поисков новых месторождений и их дальнейшей разведки, а часто и необоснованной переразведки в Восточной Сибири: чрезвычайно сложное тектоно-динамическое развитие и очень сложное современное геологическое строение недр СП и отдельных областей, районов, зон, локальных участков; древность залежей УВ, сохранившихся после многочисленных переформирований в ходе движений блоков по разломам, интенсивной магматической обработки венд-палеозойского осадочного чехла в триасе; развитие карбонатных толщ с малым содержанием рассеянного органического вещества (РОВ) и, как следствие, в целом невысоким битумогенерационным потенциалом подсолевого разреза; относительно

невысокий общий потенциал промышленного нефтегазонакопления и сохранности.

Фактически Енисей-Ленский осадочно-флюидалный нефтегазоносный мегабассейн следует рассматривать как в значительной степени разрушенную УВ-систему с остаточной газо- и нефтеносностью в недрах, вследствие чего и наблюдается такое малое число гигантских по запасам месторождений (более 300 млн т условного топлива (у.т.), геол.) – всего шесть в изученной южной части мегабассейна [10, 22].

Потенциальные ресурсы свободного газа Енисей-Ленской мегапровинции, согласно официальной оценке на 01.01.1993, составляют 38,4 трлн м³. Экспертами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» они оцениваются в интервале 24...26 трлн м³, причем это тоже оценка «сверху» – ее еще надо подтвердить, и хорошо, если к 2050 г. начальные потенциальные ресурсы (НПР) газа, переведенные в начальные запасы, достигнут 15...16 трлн м³.

По данным восточносибирских геологов, после 2000 г. стандартный прирост разведанных запасов УВ на одну удачную скважину составляет около 3 млн т у.т. (извлек.), что намного ниже, чем, например, на газоносном севере Западно-Сибирской мегапровинции (более 10 млн т у.т.). Если же учитывать, что одна продуктивная скважина приходится в среднем на одну-две непродуктивные (водоносные, «сухие»), то в целом по Восточной Сибири эффективность ПРР сопоставима с таковой, например, в Северном море, где средняя эффективность составляет 1 млн т у.т. на одну поисковую/разведочную скважину (IV – поздний – этап освоения УВП недр Североморского

бассейна, открытие в последнее десятилетие только мелких месторождений).

К основным проблемам, осложняющим всем компаниям-операторам поиск и разведку на современном этапе освоения недр России, относятся следующие:

- исчерпание возможностей открытия новых достаточно крупных месторождений и залежей УВ в пределах старых – традиционных – областей и районов (Европа, Западная Сибирь, суша);
- невозможность открытия новых областей крупного газо- и особенно нефтенакопления на суше;
- невысокая достоверность прогнозных ресурсов УВ и низкое качество нераспределенной ресурсной базы в восточных регионах, повсеместное завышение перспективных ресурсов кат. D₀ (в три-пять раз против реальных, существующих в недрах);
- сложность поисковых объектов на суше, большие глубины, жесткие термобарические условия локализации УВ-скоплений, в большинстве случаев низкие добывные возможности залежей газа и особенно нефти.

Отсутствие инфраструктуры и реальных потребителей (в России) на юге Восточной Сибири более двух десятилетий задерживало полноценную разведку и подготовку к промышленному освоению даже гигантских месторождений УВ (Чаяндинского, Ковыктинского, Юрубчено-Тохомского и др.).

Современная изученность областей ВСМП абсолютно неоднородна. Экспертная оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ» представлена в табл. 1.

Таблица 1

Геолого-геофизическая, площадная и структурно-буровая изученность недр до кровли рифея / кристаллического фундамента применительно к важнейшим фактическим и перспективным НГО и районам (НГР)

НГО / НГР	Изученность, %	Риск неоткрытия крупных и средних месторождений	
		уровень	причина
Непско-Ботуобинская	65...70	Средний	Высокая изученность
Байкитская	60...65	Высокий	
Ангаро-Ленская	55...60	Средний	
Катангская	50...55	Высокий	Большие глубины
Приангарский	40...45		Неблагоприятные геологические условия
Сюдджерская (малоперспективная)	25...30		Высокий магматизм
Южно-Тунгусская	20...25		
Присяяно-Енисейская (малоперспективная)	< 10	Очень высокий	Очень большие глубины
Северо-Тунгусская	5		

Северная половина древней СП (Северо-Тунгусская НГО, северная часть Катангской НГО, Сюдджерская и Анабарская НГО) характеризуется крайне слабой геологической изученностью, очень сложным геологическим строением, большими глубинами залегания перспективных газонефтеносных горизонтов, практически полным отсутствием инфраструктуры и, соответственно, очень высокой стоимостью ПРР/ГРР.

В Южно-Тунгусской НГО выполнен относительно большой объем ГРР, прежде всего сейсмики, пробурены 75 поисковых скважин, открыты четыре месторождения УВ – Моктаконское, Таначинское и др., однако на государственный баланс запасы не поставлены (по неизвестным причинам). Залежи УВ приурочены к нижне-среднекембрийским карбонатным построикам. Показательно, что при бурении на каждом месторождении от двух до семи поисковых скважин продуктивными оказывались одна-две.

В Северо-Тунгусской НГО сейсмические работы проведены в крайне ограниченном объеме, в ее центральной части пробурены всего пять глубоких скважин, залежей УВ не обнаружено.

Известно, что при 40%-ной площадной структурно-буровой изученности крупных и средних структур I...II порядков (сводов, валов, куполовидных поднятий) значительные по запасам месторождения УВ уже не открываются, а при 55...60%-ной резко снижается эффективность поисков вообще (обнаруживают отдельные крупные и средние и множество мелких месторождений). Весьма вероятно, что при достигнутой степени структурно-буровой изученности южной половины ВСМП открытие новых крупнейших (>100 млрд м³) и даже крупных (30...100 млрд м³) газосодержащих месторождений становится маловероятным, а месторождений крупностью 200...300 млрд м³ – почти невероятным событием при дальнейших ПРР. В качестве поисковых объектов остаются северные перспективно газонефтеносные области.

ПАО «Газпром» вышло в Восточную Сибирь в 2003 г. с целью создания МСБ газодобычи в Сибири и на Дальнем Востоке в рамках стратегической Восточной программы, разработанной в 2007–2009 гг. В настоящее время завершена доразведка Чаяндинского месторождения, на Ковыктинском месторождении

геологоразведочные работы продолжаются. Поиски новых месторождений предприятиями акционерного общества были сосредоточены в южной части Красноярского края, в ближнем ареале Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения.

С получением ряда поисковых и «сквозных» лицензий на новые лицензионные участки недр в их пределах были развернуты ПРР, в результате которых в период 2007–2018 гг. обнаружены восемь месторождений типа газоконденсатных и газоконденсатнефтяных и одно нефтяное (мелкое). К крупным относится Чиканское газоконденсатное месторождение (более 30 млрд м³), два являются средними (Ильбокичское и Абаканское), остальные – мелкими.

За эти годы по вновь открытым месторождениям общий прирост разведанных запасов кат. А+В₁+С₁ составил менее 200 млрд м³ (плюс 100 млрд м³ кат. В₂+С₂). Ряд поисковых скважин оказались водоносными или «сухими», при этом на юго-западе Якутии предприятиями ПАО «Газпром» не было открыто ни одного нового крупного месторождения, в Иркутской области открыто только Чиканское. Происходила масштабная доразведка ранее открытых месторождений. По-видимому, между тремя мощными центрами газо- и нефтенакпления – Юрубчено-Тохомским (нефти больше, чем газа), Чаяндинским (газа больше, чем нефти) и Ковыктинским (только газ) большинство (если не все) месторождений крупнее 80...100 млн т у.т. уже выявлены.

Среди нерешенных до настоящего времени проблем нефтегазовой геологии в целом ВСМБ (ВСМП) следующие:

- отсутствует единая унифицированная литолого-стратиграфическая схема венда с межобластной корреляцией выделенных свит: в каждой области (крае) своя схема, одни и те же толщи (свиты) называются по-разному;
- полноценно не изучено влияние магматической деятельности на нефтегазоносность подсолевых толщ по всем областям;
- не решена проблема промышленной газо- и особенно нефтеносности надсолевого палеозоя для всех областей СП, а также рифея в районах его распространения;
- не исследована в полной мере роль разломов в формировании, эволюционной сохранности и размещении УВ-скоплений в объеме осадочного чехла ВСМБ;

- не решена проблема подтверждаемости запасов кат. V_2+C_2 в процессе доразведки залежей. Представляется, что для многих месторождений эти запасы резко и необоснованно завышены, а фактическая подтверждаемость официальных предварительных оценок запасов окажется невысокой (0,2...0,3);

- слабо исследован комплекс проблем, связанных с онтогенезом УВ в рифей-вендской толще пород: неизвестны битумогенерирующие толщи, время формирования УВ-сырья, особенности миграции, консервационный потенциал и многое другое;

- остаются неясными истинные перспективы нефтегазоносности малоизученных районов на юге мегапровинции и всей ее северной половины;

- официальные данные о НПП газа и нефти нуждаются в переоценке и уточнении;

- отсутствуют высокоперспективные объекты с реальными значительными перспективными ресурсами УВ (D_0 , D_n) – более 100 млн т у.т.

Встает вопрос: где же искать оставшиеся неоткрытыми (в масштабах всей мегапровинции) гигантские и крупнейшие (более 100 млрд м³) месторождения – в пределах Лено-Тунгусской провинции? Реально областями, где открытия подобных месторождений имеют среднюю вероятность, остаются Южно- и Северо-Тунгусская (до 40 % всей площади ВСМП без ареала Анабарского кристаллического массива). Тем не менее геологические риски повышаются в связи с некоторыми особенностями геологического строения последних, а именно:

- 1) наибольшей мощностью рифея (3...4 км), малой мощностью и даже отсутствием (в отдельных районах) главного газонефтеносного комплекса СП – вендского;

- 2) значительной мощностью – до 3...5 км – палеозойских карбонатных и терригенных пород (выше кровли соленосного комплекса);

- 3) выклиниванием пластов соли в северных районах, к северу от р. Нижней Тунгуски. Между тем, известно: нет покрывки – нет газа (большого), а соль – самая надежная покрывка для УВ;

- 4) очень значительной ролью в разрезе осадочного чехла магматических внутрiformационных, внутри- и межпластовых тел (слоев и др.), которые, кроме того, плащеобразно покрывают и всю поверхность большинства

областей (платобазальты мощностью до нескольких сотен метров). В Южно-Тунгусской области в объеме осадочного чехла магматические образования занимают 30...40 % (какой же в подобных условиях может быть сохранность и газа, и нефти?);

- 5) высоким уровнем катагенеза низов разреза (развиты тощие угли, антрациты, градации катагенеза до AK_1 ... AK_2), что неблагоприятно даже для газа (нефть вообще разрушается);

- 6) тектонической приуроченностью северных областей к ареалу обширной Курейской синеклизы – эпицентру осадконакопления всей СП (без Вилюйской впадины), где породы венда и рифея погружаются на большие глубины (5...7 км и более).

Области севера Восточной Сибири – Северо-Тунгусская НГО, Южно-Тунгусская НГО, а также северная часть Катанской НГО – традиционно считаются перспективными. По официальным оценкам, потенциальные ресурсы свободного газа по этим трем областям превышают 10 трлн м³ [14], по оценке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – 5 трлн м³ [10].

Большая часть севера территории СП характеризуется слабой геолого-геофизической изученностью и отнесена к нераспределенному фонду. Тем не менее здесь числится достаточно большое количество локальных объектов с оценкой ресурсов по кат. D_n (выявленные ловушки), несколько структур подготовлены к поисковому бурению (кат. D_0), из них наибольшее количество структур расположено в Южно-Тунгусской НГО. Здесь разбурены 12 площадей, однако промышленных месторождений пока не открыто.

Помимо низкой изученности, основным тормозом старта освоения севера ВСМП являются отсутствие инфраструктуры, а также большая удаленность объектов от Единой системы газоснабжения и строящейся системы газопроводов. На севере ВСМП необходимо продолжить и завершить региональный этап изучения недр. С этой целью до массовых поисков УВ следует провести региональный профиль глубинного сейсмического зондирования с юго-юго-востока на северо-северо-запад, пересекающий центр Курейской синеклизы, и, кроме того, для конструирования достоверной региональной мегамоделли строения синеклизы и ее склонов в пределах Южно- и Северо-Тунгусской НГО построить каркас из четырех-пяти

Таблица 2

Оценка вероятностей открытия новых газосодержащих месторождений различной крупности в регионах Восточной Сибири, находящихся на разных этапах освоения УВП

Вероятность реализации прогноза, %	Юг ВСМП		Север ВСМП – Южно- и Северо-Тунгусская НГО (Ia)
	ареалы сводов (III)	склоны и впадины (II)	
0...20 (очень низкая)	–	–	СГ
20...40 (низкая)	–	–	Г
40...60 (средняя)	К	–	Кр
60...80 (высокая)	С	К	К, С
80...100 (очень высокая)	М	С, М	–

Примечания.

1. Дифференциация месторождений по крупности: У – уникальные по запасам свободного газа (> 3 трлн м³); СГ – сверхгигантские (> 1,0 трлн м³); Г – гигантские (0,3 трлн м³); Кр – крупнейшие (100...300 млрд м³); К – крупные (30...100 млрд м³); С – средние (3...30 млрд м³); М – мелкие (< 10 млрд м³).

2. Этапы освоения УВП: Ia – начальный подэтап; II – открытия наиболее крупных месторождений; III – «зрелый».

Таблица 3

Экспертная оценка уровней рисков при планировании и проведении ПРР в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (СП и Лено-Вилуйская впадина):
ОВ – очень высокий; В – высокий; С – средний; Н – низкий

Риск	Красноярский край (север)			Иркутская область		Саха-Якутия	
	рифей	венд – нижний кембрий	надсолевые отложения	венд	нижний кембрий	юго-запад	Лено-Вилуй
I. Геологические риски							
Неоткрытия месторождений	ОВ	С	В	Н	С	Н/С	С
Неподтверждаемости ресурсов (при открытии месторождений)	В	В	В	Н/С	Н/С	С	С
Разведочный (в отношении подтверждаемости запасов кат. С ₂)	С	С	В	В	С	В	С
Добычной (в отношении фильтрационно-емкостных свойств и дебитов при испытании скважин)	В	Н	С	С	С	С	В
II. Техно-технологические риски							
При бурении ПР-скважин	В	С	Н	С	С	С	В
При освоении и добыче	В	С	С	С	С	С	С

дополнительных параметрических скважин глубиной 5,5...6,5 км до кровли рифея. Только после этого можно будет приступать к массовому лицензированию участков недр и поисковым работам (сейсмике, бурению), но только по перспективным направлениям ГРР и с обоснованным выбором наиболее выигрышных объектов (табл. 2, 3).

Общая стратегия развития МСБ газодобычи ПАО «Газпром» до 2050 г. должна исходить из разумного сочетания ГРР на суше, в наиболее перспективных областях Сибири (Западной и Восточной) и Дальнего Востока, и на ближнем шельфе [23, 24]. Главный посыл: не нужно лишиться приростов новых, в ближней перспективе не востребуемых, запасов как на суше, так и особенно на шельфе арктических морей, не стоит «омертвлять» капиталовложения в ПРР на многие десятилетия.

Таким образом, развитие газовой и нефтяной отраслей промышленности России в первой половине XXI в. будет определяться освоением УВП недр малоизученных регионов Сибири и Дальнего Востока (суша), шельфов арктических и дальневосточных морей. Дальнейшие ПРР в районах к востоку от р. Енисей связаны со средними, повышенными и высокими рисками неполучения удовлетворительных результатов в виде открытий новых достаточно крупных газосодержащих месторождений и приростов разведанных запасов УВ. Однако на суше России уже не остается малоизученных глубоким бурением регионов и областей со значительными прогнозными ресурсами свободного газа и жидких УВ (на уровне 15...20 млрд т у.т.), имеющими реальные

перспективы подтверждения. В силу этого поиски и разведка промышленных месторождений и залежей УВ в Восточной Сибири в ближайшие два десятилетия должны продолжаться, но выбирать направления и конкретные поисковые объекты нужно с учетом геологических, географических, технологических и экологических рисков.

К массовому лицензированию участков недр и поисковым работам целесообразно приступать только после завершения регионального этапа изучения недр севера СП, уточнения потенциальных ресурсов УВ и обоснования эффективных направлений поисков месторождений УВ в породах венда-палеозоя северо-западной части ВСМП.

Список литературы

1. 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 // Газовая промышленность. – 2015. – № 5. – С. 12–17.
2. Люгай Д.В. Развитие минерально-сырьевой базы газовой отрасли промышленности России и ПАО «Газпром»: итоги, проблемы, перспективы / Д.В. Люгай, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 33–45.
3. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
4. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
5. Хабибуллин Д.Я. Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ в России в 2021–2040 гг. для развития минерально-сырьевой базы газодобычи / Д.Я. Хабибуллин, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 67–73.
6. Анциферов А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др. / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 450 с.
7. Гришин М.П. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / М.П. Гришин, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков и др.; под ред. В.С. Суркова. – М.: Недра, 1987. – 204 с.
8. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. Стратиграфия, история развития / Н.В. Мельников. – Новосибирск: СО РАН, 2009. – 148 с.
9. Сурков В.С. Рифтогенез и нефтегазоносные бассейны Сибири / В.С. Сурков // Геология нефти и газа. – 1998. – № 11. – С. 33–36.
10. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
11. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2018. – № 10. – С. 126–141.
12. 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.
13. 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. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 4–11.
14. Варламов А.И. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 4–13.
15. Скоробогатов В.А. Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций / В.А. Скоробогатов, Е.С. Давыдова // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 33–43.

16. 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.
17. Карнаухов С.М. Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский осадочные мегабассейны: сравнительная характеристика геологического строения, онтогенеза углеводородов, запасов и ресурсов газа и нефти / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса: тезисы докл. IX Всероссийской научн.-техн. конф. – М.: РГУНГ, 2012. – Ч. I. – Секции 1–4. – С. 8–10.
18. Шеин В.С. Тектоническое районирование и перспективы нефтегазоносности бассейнов Сибирской платформы / В.С. Шеин, Н.К. Фортунатова, С.В. Ивашко и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 64–88.
19. Гордеева А.В. Критерии прогноза нефтегазоносности Южно-Тунгусской области с высоким развитием траппового магматизма (Лено-Тунгусская провинция): автореф. дис. ... к.т.н. – Новосибирск, 2014. – 17 с.
20. Иванов Ю.А. Новые аспекты перспектив нефтегазоносности северных районов Сибирской платформы / Ю.А. Иванов, И.П. Мясникова // Геология нефти и газа. – 2000. – № 4. – С. 33–40.
21. Фролов С.В. Нефтегазоносные комплексы севера Лено-Тунгусского бассейна / С.В. Фролов, Е.А. Бакай, Е.Е. Карнюшина и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 63–75.
22. 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.
23. Парасына В.С. Стратегические и тактические направления развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России в первые десятилетия XXI века / В.С. Парасына, В.С. Коваленко, С.Н. Сивков и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2006. – № 3–4. – С. 4–8.
24. Ремизов В.В. Проблемы освоения ресурсов газа Сибири и Дальнего Востока / В.В. Ремизов, В.И. Резуненко, А.И. Гриценко и др. // Газовая промышленность. – 2000. – № 9. – С. 9–13.

On expediency to search hydrocarbon fields in poorly studied regions of Eastern Siberia in 2021–2040

D.Ya. Khabibullin¹, V.A. Skorobogatov^{2*}

¹ Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. To date, exploration maturity of most onshore regions of Russia varies from medium and higher degrees to a very high degree (down to depths of 4,5...5,0 km); almost all these regions are at third or fourth stages of development of the hydrocarbon potential.

Unlike other regions of Russia, efficiency of searching and prospecting works in Eastern Siberia is quite low. In spite of many hundreds wildcat wells, there were only 92 discovered hydrocarbon fields up to 2019; at that, even one discovered field needed from 3 to 5 and more wildcats, as the first ones used to be unproductive (due to many reasons). The main reasons for modest (much less than it was expected) current and cumulative efficacy of searching and further prospecting of new fields (sometimes it was improper re-prospecting) in Eastern Siberia are (1) the especially complicated tectonic-dynamical evolution and complicated modern geological subsoil structure of Siberian platform and its separate zones, sites and areas, as well as (2) ancientness of hydrocarbon deposits which have survived after multiple reforming in course of blocks travelling along the fault lines, and (3) intensive abysmal processing of a Vendian-Paleozoic sedimentary apron during Triassic period.

The least studied areas locate at the north-west of Siberian platform, namely they are Southern Tungus and Northern Tungus regions. There are some peculiar features of their geological structure that increase geological risks, namely: 1) the utmost thickness of Riphean deposits (3...4 km), modest thickness of the main oil-gas-bearing Vendian complex of Siberian platform; 2) considerable thickness (up to 3...5 km) of Paleozoic calciferous and terrigenous rocks located above a roof of a saliferous complex; 3) pinching-out of salt layers in the northern areas of Siberian platform; 4) a very important role of abyssal intra-formation, intra- and inter-layer bodies (intrusive

sheets, etc.) within the sedimentary section; 5) high level of katagenesis at the bottom of the sedimentary section (advanced semi-anthracites and anthracites; up to AK₁...AK₂ grades of katagenesis).

A regional stage of subsoil studies at the north of Eastern-Siberian megaprovince must be continued and then finished. For said purpose, an additional regional depth-sounding profile is needful before mass searching of hydrocarbons starts. Besides, a frame of either four, or five parametric wells 5,5...6,5 km deep should be built down to the Riphean roof in order to design a valid regional megamodel of Kureyskaya syncline and its borders within the margins of Southern Tungus and Northern Tungus regions. Only after that wide licensing of subsoil sites and prospecting (logging, drilling) could begin.

Keywords: gas, oil, search, reserves, resources, fields, Eastern Siberia, Northern and Southern Tungus regions, outlooks.

References

1. 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 na Dalnem Vostoke: problemy i perspektivy]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2015, no. 5, pp. 12–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
2. LYUGAY, D.V., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Developing a base of raw materials for gas industry of Russia and the Gazprom PJSC: overall results, issues, outlooks [Razvitiye mineralno-syryevoy bazy gazovoy otrasli promyshlennosti Rossi i PAO "Gazprom": itogi i perspektivy]. *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. 33–45. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. POLYAKOV, Ye.Ye., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?] *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
4. RYBALCHENKO, V.V., A.Ye. RYZHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Searching and prospecting of hydrocarbon fields and deposits by the enterprises of the Gazprom PJSC in Russia [Poiski i razvedka mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov predpriyatiyami PAO "Gazprom" v Rossii]. *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. 46–57. ISSN 2306-9849. (Russ.).
5. KHABIBULLIN, D.Ya., V.A. SKOROBOGATOV. New paradigm of prospecting and exploration operations in Russia in 2021–2040 aimed at development of mineral resource base of gas production [Novaya paradigm vedeniya poiskovo-razvedochnykh rabot v Rossii v 2021–2040 dlya razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazodobychi]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 67–73. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. ANTSIFEROV, A.S., V.Ye. BAKIN, I.P. VARLAMOV et al. *Petroleum and gas geology of Siberian platform* [Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy]. Eds.: A.S. KONTOROVICH, V.S. SURKOV, A.A. TROFIMUK. Moscow: Nedra, 1981. (Russ.).
7. GRISHIN, M.P., V.S. STAROSELTSEV, V.S. SURKOV (ed.), et al. *Megacomplexes and abyssal structure of lithosphere in oil-gas-bearing provinces at Siberian platform* [Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoy kory neftegazonosnykh provintsiy Sibirskoy platformy]. Moscow: Nedra, 1987. (Russ.).
8. MELNIKOV, N.V. Vendian-Cambrian saliferous basin of Siberian platform [Vend-kembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskoy platformy]. In: *Stratigraphy, history* [Stratigrafiya, istoriya razvitiya]. Novosibirsk: Siberian branch of RAS, 2009. (Russ.).
9. SURKOV, V.S. Rifting and oil-gas-bearing basins at Siberia [Riftogenez i neftegazonosnyye basseyny Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1998, no. 11, pp. 33–36. ISSN 0016-7894. (Russ.).
10. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
11. SKOROBOGATOV, V.A. The biggest, gigantic and unique sedimentary basins of the World and their impact to development of the gas industry in the XXI century [Krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye osadochnyye basseyny mira i ikh rol v razvitiy gazovoy promyshlennosti v XXI veke]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*. 2018, no. 10, pp. 126–141. ISSN 2410-3837. (Russ.).
12. 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.).
13. DAVYDOVA, Ye.S., G.R. PYATNITSKAYA, D.V. LYUGAY, et al. 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 megaprovintsiy]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 4–12. ISSN 2306-9849. (Russ.).

14. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA et al. Quantitative assessment of resource potential of raw hydrocarbons in Russia, and the nearest outlooks to increase its assured part [Kolichestvennaya otsenka resursnogo potentsiala uglevodorodnogo syr'ya Rossii i blizhayshiyey perspektivy narashchivaniya yego razvedannoy chasti]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, special is., pp. 4–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A., Ye.S. DAVYDOVA. Comparative oil and gas geostatistics of the Western Siberian and Eastern Siberian megaprovinces [Srvnittel'naya neftegazovaya geostatistika Zapadno-Sibirskoy i Vostochno-Sibirskoy megaprovintsiy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3 (19): Resource support problems of Russian oil-producing regions, pp. 33–43. ISSN 2306-8949. (Russ.).
16. 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 syr'yevoy bazy uglevodorodov]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 2017, no. 3, pp. 19–40. ISSN 0869-3188. (Russ.).
17. KARNAUKHOV, S.M., V.A. SKOROBOGATOV. Western-Siberian and Eastern-Siberian sedimentary megabasins: comparative characteristic of geological structure, ontogenesis of hydrocarbons, gas and oil reserves and resources [Zapadno-Sibirskiy i Vostochno-Sibirskiy osadochnyye megabasseyne: sravnitel'naya kharakteristika geologicheskogo stroeniya, ontogeneza uglevodorodov, zapasov i resursov gaza i nefti]. In: *Proc. of the IX All-Russia scientific c-technical conference "Topical issues of the oil-gas complex development"*. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2012, Pt. I, sections 1–4, pp. 8–10. (Russ.).
18. SHEIN, V.S., N.K. FORTUNATOVA, S.V. IVASHKO et al. Tectonic zoning and prospects for oil-gas-bearing capacity of basins of the Siberian platform [Tektonicheskoye rayonirovaniye i perspektivy neftegazonosnosti basseynov Sibirskoy platformy]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, spec. is., pp. 64–88. ISSN 0016-7894. (Russ.).
19. GORDEYEVA, A.V. *Criteria for predicting oil and gas presence in South-Tungus region with high level of trap magmatism (Lwna-Tungus province)* [Kriterii prognoza neftegazonosnosti Yuzhno-Tungusskoy oblasti s vysokim razvitiyem trappovogo magmatizma (Leno-Tungusskaya provintsiya)]: Synopsis of candidate thesis (engineering). The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS). Novosibirsk, Russia, 2014. (Russ.).
20. IVANOV, Yu.A., I.P. MYASNIKOVA. New aspects in outlooks for oil and gas presence in northern areas of Siberian platform [Novyye aspekty perspektiv neftegazonosnosti severnykh rayonov Sibirskoy platformy]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2000, no. 4, pp. 33–40. ISSN 0016-7894. (Russ.).
21. FROLOV, S.V., Ye.A. BAKAY, Ye.Ye. KARNYUSHINA, et al. Oil-gas-bearing complexes at the north of Lena-Tungus basin [Neftegazonosnyye komplekсы severa Leno-Tungusskogo basseyna]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, no. 3, pp. 63–75. ISSN 0016-7894. (Russ.).
22. 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 razmeshchenuya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
23. PARASYNA, V.S., V.S. KOVALENKO, S.N. SIVKOV, et al. Strategic and tactical trends in development of a mineral resource base of Russian gas industry in first decades of the XXI century [Strategicheskiye i takticheskiye napravleniya razvitiya mineralno-syr'yevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii v pervyye desyatiletiya XXI veka]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftiyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2006, no. 3–4, pp. 4–8. ISSN 2413-5011. (Russ.).
24. REMIZOV, V.V., V.I. REZUNENKO, A.I. GRITSENKO, et al. Challenges of gas resource development at Siberia and the Far East [Problemy osvoyeniya resursov gaza Sibiri i Dalnego Vostoka]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2000, no. 9, pp. 9–13. ISSN 0016-5581. (Russ.).