

УДК 550.8(571.5)

Поисково-разведочные работы в Восточной Сибири: итоги, проблемы, риски, перспективы

В.Е. Крючков^{1*}, В.А. Скоробогатов¹

¹ 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_Kryuchkov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Огромное значение в экономике Российской Федерации имеет состояние минерально-сырьевой базы, особенно величина и структура запасов, а также величина неоткрытых ресурсов углеводородов (УВ). На суше Российской Федерации перспективным для поиска УВ и наименее изученным регионом является Восточная Сибирь. В настоящее время и обозримом будущем этот регион будет основным резервом пополнения запасов и добычи газа и нефти в России.

Поиски и разведка нефти и газа в Восточной Сибири ведутся более 70 лет. Геологическая изученность региона крайне неравномерна. Наиболее полно изучен юг Сибирской платформы (СП). Здесь выполнен большой объем геофизических и буровых работ. К настоящему времени в пределах СП открыты 93 различных по запасам месторождения УВ.

Территория СП характеризуется крайне сложным геологическим строением осадочного чехла. Практически все недропользователи ведут геологоразведочные работы (ГРП) в наиболее изученной южной части СП – в зоне развития соленосной покрывки. Крайне низкие объемы региональных ГРП на огромной по площади, малоизученной территории СП не позволяют однозначно оценить перспективы этой территории, не дают возможности компаниям перенести работы за пределы хорошо изученных районов, где фонд крупных неразбуренных поднятий исчерпан.

Открытие новых крупных месторождений УВ сопряжено со значительным увеличением объемов и географии ведения ГРП. В качестве перспективных объектов ГРП следует считать зоны сочленения крупных тектонических структур, где в условиях интенсивной дизъюнктивной нарушенности расположены различные по величине выступы пород фундамента и рифея прежде всего в зоне развития региональной соленосной покрывки.

Огромное значение в экономике Российской Федерации имеют состояние и перспективы дальнейшего развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи, особенно величина и структура запасов, а также величина неоткрытых ресурсов углеводородов (УВ). На суше РФ перспективным для поиска УВ и одновременно наименее изученным регионом является Восточная Сибирь. В настоящее время и обозримом будущем этот регион – основной резерв пополнения запасов и развития добычи газа и нефти на суше России. Крайне слабая производственная инфраструктура центральных районов Восточной Сибири (отдаленность от крупных промышленных центров, низкая плотность населения, полное отсутствие дорог, суровые географо-климатические условия) в значительной степени затрудняют поисково-разведочные работы (ПРП) на газ и нефть. Геологическое строение Сибирской платформы (СП) анализируется в работах А.Э. Конторовича, Н.В. Мельникова, В.В. Симонова, В.А. Скоробогатова, В.С. Старосельцева, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, В.В. Харахинова, В.С. Шеина, Г.Г. Шемина и многих других исследователей [1–10].

В силу существенного истощения запасов месторождений УВ в традиционных районах добычи наращивание газо- и нефтедобывающей промышленности в Восточной Сибири становится приоритетной задачей экономического развития РФ. С целью освоения УВ-ресурсов построен нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан, в 2019 г. завершено строительство газопровода «Сила Сибири». Эти трубопроводы позволят транспортировать газ и нефть Восточной Сибири в дальневосточные порты России и далее в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Основные запасы и ресурсы УВ Восточной Сибири выявлены в древних докембрийских осадочных породах протерозоя в междуречье крупнейших сибирских рек – Енисея (на западе) и Лены (на востоке). В административном отношении это

Ключевые слова:

Сибирская платформа, месторождения углеводородов, запасы, газонефтеобеспеченность, поиски, разведка, перспективы.

территории Красноярского края, Иркутской области и Республики Саха (Якутия). В пределах СП выделяются Лено-Тунгусская и Лено-Вилуйская нефтегазоносные провинции (НГП) и ряд нефтегазоносных областей (НГО) (рис. 1).

Поиски и разведка нефти и газа в Восточной Сибири ведутся более 70 лет. Степень геологической изученности региона крайне неравномерная, наиболее полно изучен юг СП. Здесь выполнен большой объем геофизических и буровых работ (рис. 2).

Объем площадных сейсмических исследований методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки (МОВ-ОГТ) превышает 150 тыс. км, из которых большая часть (> 100 тыс. км) в старых модификациях отработана в пределах южной части мегабассейна. В пределах Восточной Сибири пробурены около 300 опорных и параметрических скважин, в том числе 253 в Лено-Тунгусской НГП и 22 в Лено-Вилуйской НГП. Общий объем опорно-параметрического бурения

в Восточно-Сибирском регионе составляет 670 тыс. м, в том числе 620 тыс. м в Лено-Тунгусской НГП и 50 тыс. м в Анабаро-Вилуйском регионе. В пределах ВСМП пробурено значительно больше опорных и параметрических скважин, чем в Западно-Сибирском мегабассейне [4]. Здесь же пробурены около 2000 глубоких поисковых и разведочных скважин, из них большая часть (примерно 1500) – в ее южной части. Общий объем глубокого бурения достигает 5 млн м, из которых около 3,6 млн м приходится на Лено-Тунгусскую НГП [5].

По состоянию на 01.01.2018 наибольшая плотность бурения в пределах СП отмечается в Непско-Ботуобинской НГО: семь скважин на 1000 км². Южнее, в прилегающей к ней Ангаро-Ленской НГО, а также на западе в Байкитской НГО плотность бурения составляет порядка трех скважин на 1000 км². В Катангской НГО разбуренность территории – примерно одна скважина на 1000 км²,

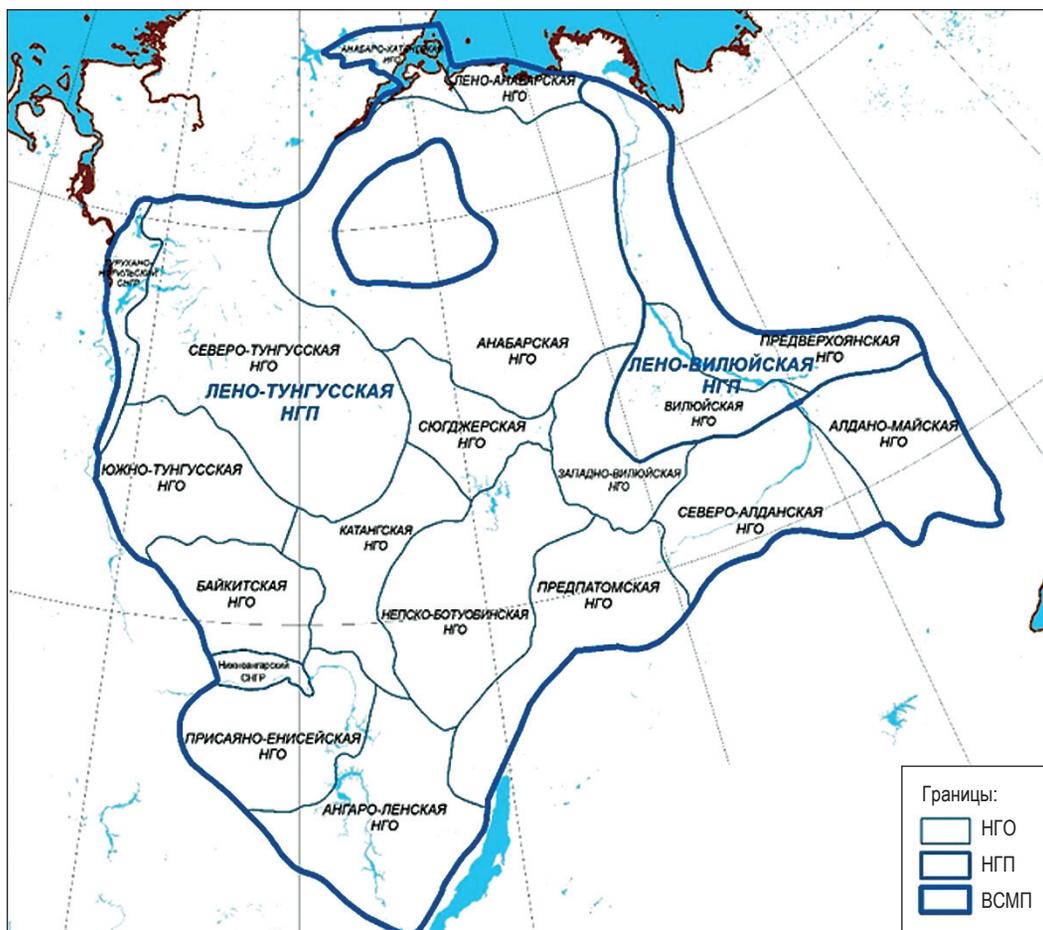


Рис. 1. Нефтегазогеологическое районирования СП: ВСМП – Восточно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция

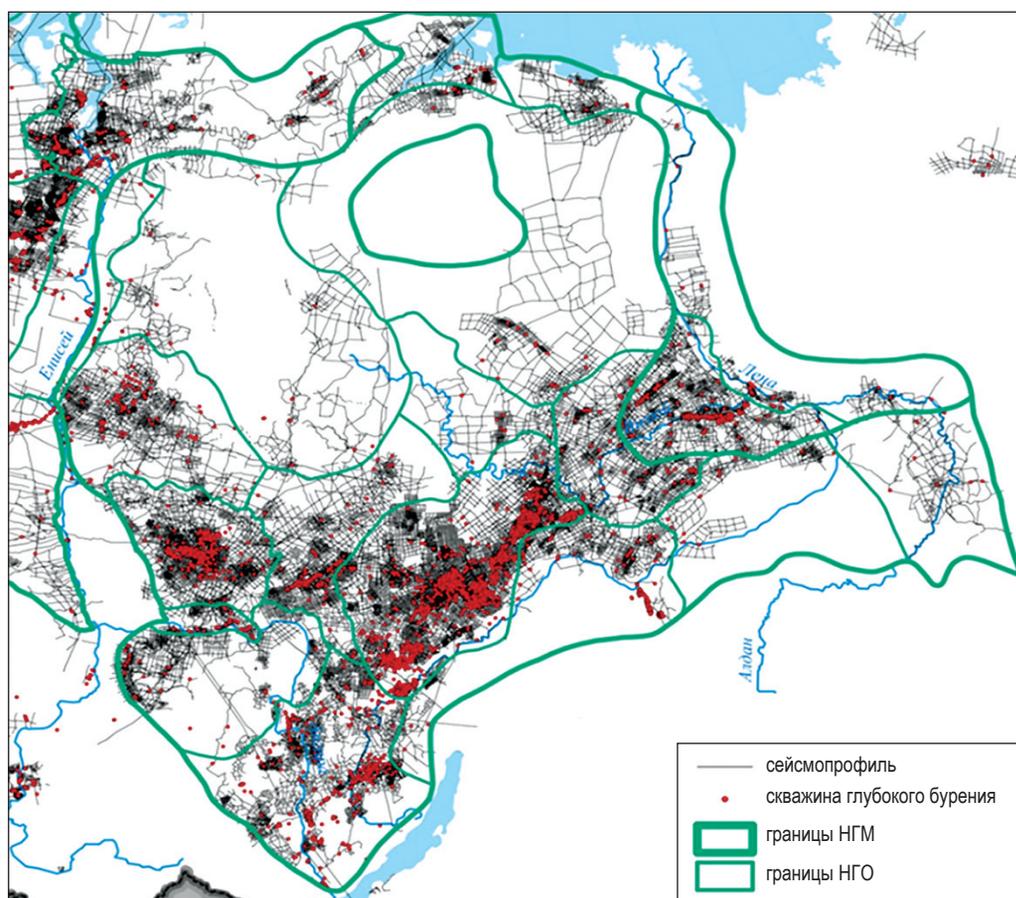


Рис. 2. Изученность СП сейсмическими работами и бурением (по данным В.С. Старосельцева и др.)

на остальной территории – менее одной скважины на 1000 км². В центральных и северных районах СП объем выполненных геологоразведочных работ (ГРП) крайне ограничен, пробурены редкие параметрические и первые поисковые скважины, месторождения УВ не обнаружены.

В 2003–2010 гг. объем поискового бурения в незначительной степени превышал объем разведочного бурения. В дальнейшем объем последнего значительно вырос и в настоящее время превышает объем поискового бурения. В Восточно-Сибирском регионе в 2009–2016 гг. за счет федерального бюджета пробурены 24,7 тыс. м, компаниями – 1215 тыс. м. В аналогичной пропорции выполнены и сейсморазведочные работы [11].

Первое промышленное месторождение (Усть-Вилуйское газовое) открыто в Восточной Сибири в 1956 г. Наиболее же крупные открытия здесь сделаны в период 1981–1990 гг., когда бурение в основном было сосредоточено в приподнятых зонах Непско-Ботуобинской

и Байкитской антеклиз, на Ковыктинском выступе фундамента. В это время открыты Куюмбинское, Верхнечонское, Юрубчено-Тохомское, Ковыктинское, Чаяндинское, Талаканское, Собинское и многие другие крупные и уникальные по запасам месторождения УВ. В 1991–2000 гг. объемы ГРП, прежде всего глубокого бурения, резко снизились (табл. 1, рис. 3). Фонд крупных положительных структур в южной части СП к этому времени был практически исчерпан, бурение переместилось в менее перспективные зоны – на склоны крупных поднятий, мелкие локальные поднятия, во впадины и прогибы. Успешность ГРП снизилась. В центральных и северных районах платформы объем выполненных региональных и поисковых работ ограничен (см. рис. 2), что, возможно, является основной причиной отсутствия здесь открытий промышленных скоплений УВ.

На 01.01.2017 в отложениях верхнего рифея, венда и нижнего кембрия в пределах Лено-Тунгусской НПП открыты 82 различных

Таблица 1

Динамика открытий и прироста разведанных запасов УВ в пределах СП (по данным Государственного баланса на 01.01.2017)

Период	Открыто месторождений, ед.	Газ, млрд м ³			Конденсат, млн т (извлеч.)			Нефть, млн т (извлеч.)			Всего УВ, млн т ут.	
		добыча и потери с начала разработки	A+B ₁	C ₁	добыча и потери с начала разработки	A+B ₁	C ₁	добыча и потери с начала разработки	A+B ₁	C ₁		добыча + A+B ₁ +C ₁
1951–1960 гг.	1	1,536	0,000	0,762	2,298	0,000	0,000	0,000	100,730	0,000	0	2,298
1961–1970 гг.	7	61,445	374,782	157,155	593,382	2,908	13,166	7,172	721,521	0,000	104,893	721,521
1971–1980 гг.	11	13,490	114,491	325,747	453,728	1,056	7,551	11,565	853,133	1,546	379,233	853,133
1981–1990 гг.	21	3,004	1058,103	2005,884	3066,991	0,078	15,340	85,383	3403,722	8,88	235,93	3403,722
1991–2000 гг.	7	0,513	172,339	40,460	213,312	0,012	13,095	0,174	430,651	14,767	204,058	430,651
2001–2010 гг.	24	4,190	88,602	84,186	176,978	0,845	9,684	1,780	228,831	15,928	39,544	228,831
2011–2017 гг.	21	0,345	9,247	87,886	97,478	0,845	9,684	2,246	117,976	100,327	117,976	228,229
1951–2017 гг.	92	84,523	1817,564	2702,080	4604,167	5,744	68,520	108,320	138,904	141,448	1081,63	5868,385

Примечание: A, B₁, C₁ – категории запасов УВ по степени промышленного освоения и геологической изученности согласно Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, ут. – условное топливо.

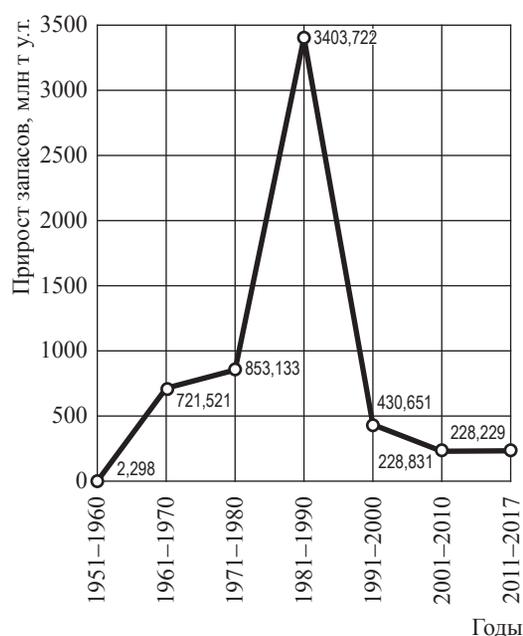


Рис. 3. Динамика интегрального прироста разведанных запасов УВ на месторождениях СП (по десятилетиям)

по запасам месторождения УВ. Фазовый состав УВ – газ, газовый конденсат, нефть. На многих площадях зафиксированы многочисленные нефтегазопроявления. В пределах Лено-Вилуйской синеклизы (Вилуйская НГО) в отложениях верхней перми – нижнего мела открыты 10 газосодержащих месторождений, всего в мегапровинции – соответственно 92.

В последние годы прирост запасов УВ в основном осуществлялся за счет доразведки месторождений, открытых в советское время. Большинство ранее открытых месторождений к настоящему времени существенно недоразведаны, здесь имеются резервы прироста разведанных запасов УВ [12].

Месторождения УВ СП многопластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные и ограниченные. Для них характерны интенсивная дизъюнктивная нарушенность и блоковое строение. Глубина залегания продуктивных горизонтов – 1,0...3,5 км.

Многие исследователи в качестве важнейшего источника УВ в Лено-Тунгусской НГП рассматривают глубокопогруженные обогащенные органическим веществом карбонатные толщи рифея. В карбонатных породах верхнего рифея выявлены крупные скопления УВ на вершине Камовского свода Байкитской антеклизы – Юрубчено-Тохомская зона нефтегазоаккумуляции (ЮТЗ). По запасам здесь

доминирует нефть (Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ)). Коллекторами, вмещающими УВ, служат выходящие на предвендскую эродированную поверхность доломитизированные водорослевые известняки. Породы интенсивно изменены постседиментационными преобразованиями. Структура водорослевых компонентов различается с трудом, часто уничтожена полностью [13]. Пустотное пространство представлено порами и кавернами выщелачивания карбонатного материала, трещинами. Покрышками, экранирующими рифейские залежи УВ, служат аргиллиты и глинистые алевролиты нижнего венда.

Залегающие выше по разрезу терригенные отложения нижнего венда – основной газонефтеносный комплекс СП, в них сосредоточены основные запасы и ресурсы УВ. Коллекторами, вмещающими УВ, служат образованные в разнофациальных условиях пористые песчаники и алевролиты. В фазовом составе УВ резко доминирует газ. Месторождения различны по запасам – от мелких до уникальных. Наиболее крупные месторождения – Ковыктинское газоконденсатное (ГКМ) и Чайядинское НГКМ. Природные газонефтеносные резервуары, как правило, представляют собой структуры облекания различных по величине выступов пород фундамента и рифея, их величина определяется размерами подстилающих поднятий. На отдельных тектонических блоках многих месторождений абсолютные отметки газоводяного (ГВК), газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов продуктивных пластов находятся на разных уровнях (рис. 4). Пласты-коллекторы, вмещающие УВ, характеризуются значительной латеральной и вертикальной литологической изменчивостью, что определяет большие вариации фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород. По мере удаления от сводов поднятий возрастают толщины терригенных пластов, в их составе увеличивается количество глинистого цемента, и, как следствие, ухудшаются ФЕС пород, образуются литологические экраны [14]. На глубинах свыше 3500...4000 м в породах отмечается наличие конформных и инкорпорационных контактов вдавливания зерен, существенно сокращается объем пустотного пространства под воздействием геостатического давления, породы интенсивно уплотнены. Локальными флюидоупорами служат аргиллиты и глинистые алевролиты.

Отложения верхнего венда – нижнего кембрия СП представлены доломитами. Их основной составной частью, как и в верхнем рифее, служат остатки известковых, доломитизированных сине-зеленых водорослей. Пласты-коллекторы залегают на вершинах приподнятых тектонических блоков. На склонах поднятий пористые доломиты замещаются плотными глинистыми доломитами.

Региональным флюидоупором, экранирующим залежи УВ, служит нижнекембрийская соленосная толща, за пределами ее распространения скоплений УВ не обнаружено [1, 3]. Не выявлены УВ и в надсолевых отложениях повсеместно.

В осадочном чехле СП широко распространены пластовые интрузии – траппы. Тектонодинамические подвижки на протяжении длительного времени формирования осадочного чехла платформы обусловили процессы перестроения, а также частичного или полного разрушения образованных ранее залежей УВ. Лено-Тунгусская провинция представляет собой существенно разрушенную УВ-систему с остаточной газо- и нефтеносностью в недрах, вследствие чего наблюдается небольшое число гигантских месторождений в южной части мегабассейна [5].

Макро- и микроскопическое изучение керна показало, что наиболее оптимальные условия формирования высокочемных терригенных и карбонатных газонефтеносных резервуаров существовали на вершинах выступавших в рельефе морского дна тектонических блоков во время мелководно-морских циклов осадконакопления. Эти зоны наиболее интенсивно подвержены гидродинамической, преимущественно волновой, переработке песчано-алевритовых осадков, что обусловило существенное увеличение первичного порового пространства и улучшило ФЕС пород [13]. На вершинах поднятий формировались высокопористые песчано-алевритовые тела, сложенные отсортированными зёрнами кварца и полевых шпатов с небольшим количеством цемента. В процессе карбонатного осадконакопления на вершинах приподнятых тектонических блоков формировались высокочемные водорослевые биогермы и биостромы [14].

Наиболее крупный недропользователь Восточной Сибири – ПАО «Газпром» – ведет ПРР в данном регионе с 2002 г. В период 2002–2017 гг. ПАО «Газпром» и его дочерними

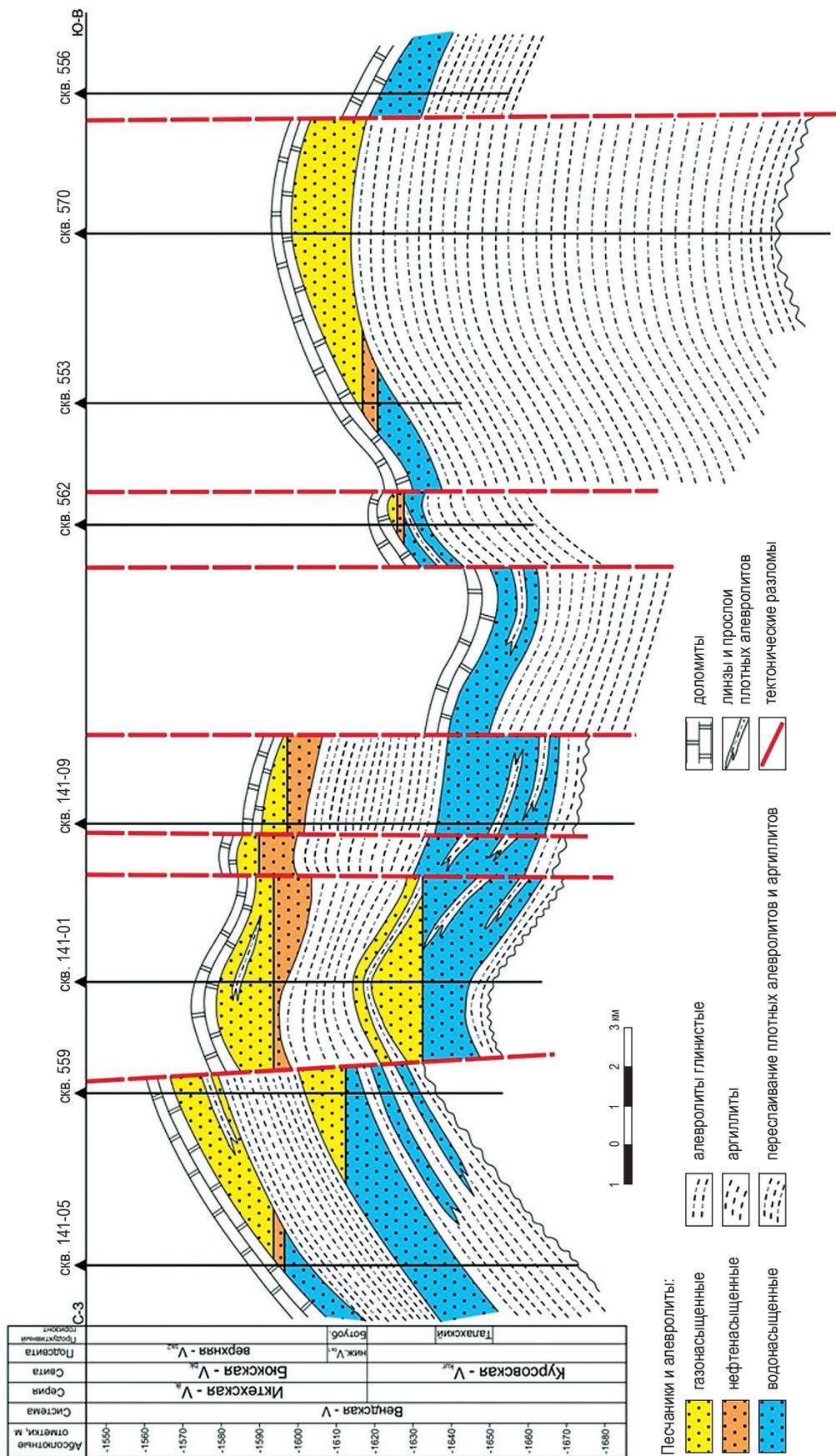


Рис. 4. Схематический геологический профильный разрез продуктивных отложений Таз-Юряхского НГКМ

предприятиями закончены строительством 136 поисковых и разведочных скважин. Суммарный объем бурения на лицензионных участках (ЛУ) составил 361,3 тыс. м, выполнен большой объем геофизических работ, открыты восемь новых месторождений УВ, подготовлено к промышленной эксплуатации Собинское НГКМ. Прирост разведанных запасов УВ на ЛУ акционерного общества в Восточной Сибири составил 1040,7 млн т у.т., в том числе газа – 1016,5 млрд м³. Основной прирост получен при доразведке ранее открытых месторождений – Чаяндинского НГКМ и Ковыктинского ГКМ (табл. 2, 3). Суммарный прирост запасов УВ на этих месторождениях составил 936,64 млн т у.т., газа – 914,90 млрд м³. На вновь открытых месторождениях успехи значительно более скромные.

Основной объем ГРП в настоящее время концентрируется в зоне газопровода «Сила Сибири». Чаяндинское НГКМ подготовлено к разработке и введено в эксплуатацию (декабрь 2019 г.). В период до конца 2021 г. намечено завершить доразведку открытых залежей УВ и подготовить к промышленной эксплуатации Ковыктинское месторождение. Необходима доразведка и подготовка к промышленной

эксплуатации месторождений-спутников: Верхневилучанского и Тас-Юряхского НГКМ, а также Чиканского, Соболюх-Неджелинского и Среднетюнговского ГКМ.

В Красноярском крае на ЛУ ПАО «Газпром» после 2002 г. в зоне Ангарских складок открыты четыре газосодержащих месторождения: Абаканское, Ильбокичское, Берямбинское, Восточно-Имбинское. Получен прирост запасов газа на Имбинском газовом месторождении. Месторождения средние и мелкие по запасам. Суммарные запасы по ним на 01.01.2018 составляют по категориям С₁ и С₂ соответственно: газа – 58,192 и 74,18 млрд м³; газового конденсата – 0,265 и 0,65 млн т. На незначительном удалении расположено крупное Собинское НГКМ. Учитывая относительно высокоразвитую экономическую инфраструктуру этого района, целесообразно после доразведки базовых месторождений сформировать здесь субрегиональный центр газодобычи, для чего в 2020–2025 гг. завершить ГРП на ЛУ.

Большой объем ПРП выполнен на юго-западном склоне Камовского свода Байкитской антеклизы (Оморинский ЛУ) (рис. 5). До начала работ ПАО «Газпром» на Оморинском ЛУ (2005 г.) по результатам бурения и испытания

Таблица 2

Приросты УВ по месторождениям, открытым ПАО «Газпром» в 2002–2017 гг.

Месторождение	Газ, млрд м ³	Конденсат (извлек.), млн т	Нефть (извлек.), млн т	Условное топливо, млн т
Берямбинское ГКМ	1,893	0,074		1,967
Чиканское ГКМ	39,257	1,564		40,821
Камовское нефтяное	0	0	0,787	0,787
Абаканское газовое	25,735	0		25,735
Ильбокичское ГКМ	12,77	0,235		13,005
Новоюдоконское ГКМ	0,858	0,081		0,939
Вост.-Имбинское газовое	5,157			5,157
Салаирское ГКМ	1,365	0,109		1,474
Всего	87,035	2,063	0,787	89,885

Таблица 3

Приросты УВ по месторождениям, открытым до 2002 г.

Месторождение	Газ, млрд м ³	Конденсат (извлек.), млн т	Нефть (извлек.), млн т	Условное топливо, млн т
Чаяндинское НГКМ	620,195	8,719	7,011	635,925
Ковыктинское ГКМ	294,703	6,014	0	300,717
Собинское НГКМ	1,582	0,886	0,204	0,9
Имбинское газовое	12,571		0	12,571
Оморинское НГКМ	0,381	0,036	0,243	0,66
Всего	929,432	13,883	7,458	950,773

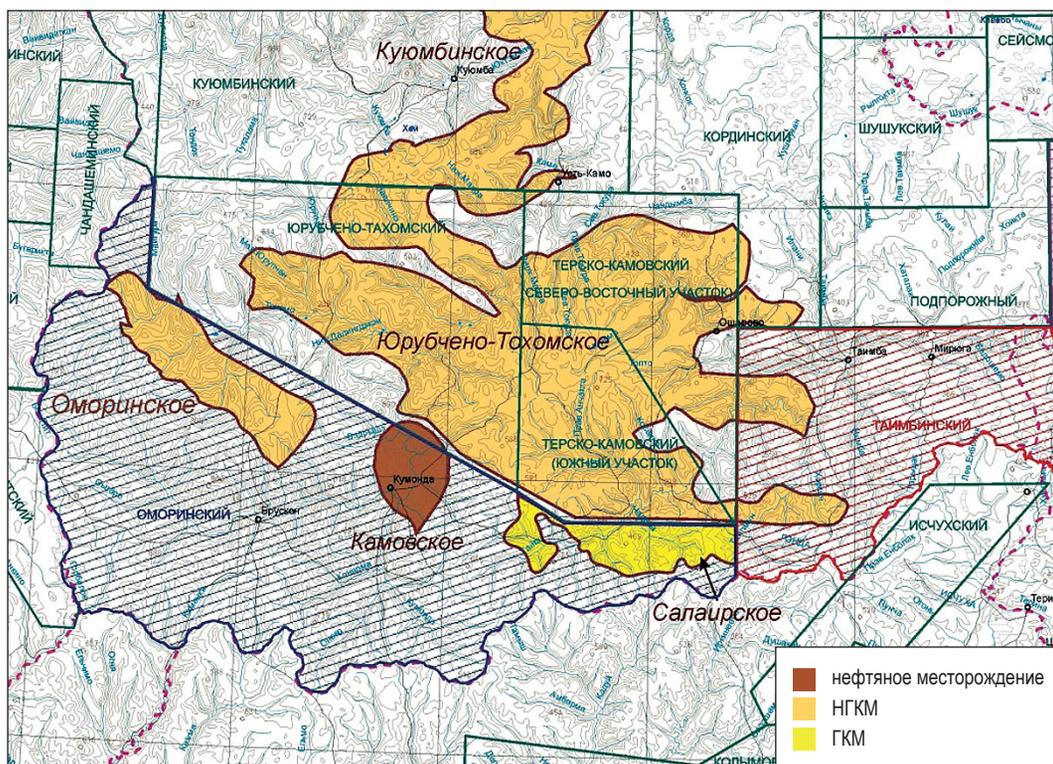


Рис. 5. Схема расположения Омуринского ЛУ (по материалам ООО «Газпром геологоразведка»)

двух параметрических (Ом-1, -3) и шести поисково-оценочных (Ом-2, -4, -5, -7, -8, -9) скважин открыто Омуринское НГКМ. Продуктивны два пласта оскобинской (пласт Б-VIII) и катангской (пласт Б-VII) свит венда. При испытании скважины Ом-10 из пласта Б-VIII-1 оскобинской свиты получен промышленный приток газа с конденсатом, открыта новая газоконденсатная залежь. Всего на Омуринском НГКМ ООО «Газпром геологоразведка» закончены строительством четыре скважины (Ом-10, -11, -12, -17). Прирост запасов газа по результатам работы ООО «Газпром геологоразведка» составил 0,381 млрд м³, конденсата (извлеч.) – 0,036 млн т, нефти – 0,66 млн т.

На других площадях Омуринского ЛУ также проводились поисковые работы. До 2002 г. одна глубокая скважина пробурена на Верхнетохомской площади и две скважины – на Верхнетайгинской площади. Притока УВ не получено. После 2005 г. помимо Омуринского месторождения в пределах Омуринского ЛУ ООО «Газпром геологоразведка» пробурены еще 12 скважин: Чегалбуканская-1; Верхне-Камовская-1; Платоновская-1, -2, -3; Верхне-Тайгинская-3, -4; Камовская-1, -2, -3; Салаирская-1, -2.

По результатам бурения промышленный приток нефти получен в скв. Камовская-1 из оскобинской свиты венда, открыто Камовское нефтяное месторождение. В скв. Камовская-2, -3 притоков УВ не получено. Притоки газа с конденсатом получены из двух пластов верхнего рифея в скв. Салаирская-1, открыто Салаирское ГКМ. В скв. Салаирская-2 притока УВ не получено.

Оба вновь открытых месторождения мелкие по запасам (< 1 млн т у.т.), расположены в присводовой части Камовского свода Байкитской антеклизы в непосредственной близости от высокопродуктивной ЮТЗ, расположенной на вершине Камовского свода. Вероятно, присводовая часть южного склона Камовского свода является зоной выклинивания продуктивных пластов, залегающих на вершине свода. На поисковых площадях, отстоящих от вершины Камовского свода, притоков УВ не получено. Всего к настоящему времени на Омуринском ЛУ пробурены 27 глубоких скважин (из них 12 на Омуринском НГКМ).

Анализ работ, выполненных ПАО «Газпром» в 2002–2017 гг., показал наличие сходных проблем ПРП для всего Восточно-Сибирского региона [11, 12]. Основной прирост запасов

УВ получен при доразведке ранее известных месторождений, расположенных на вершинах крупных тектонических поднятий. Большая часть вновь открытых месторождений относится к категории мелких. Объем приращиваемых запасов УВ за счет ГРП на новых ЛУ имеет тенденцию к снижению.

Объемы региональных работ на нефть и газ в Российской Федерации, к сожалению, также имеют тенденцию к снижению. Объем сейсморазведки МОГТ-2D с максимума в 2007 г. (55,5 тыс. км) сократился в 2017 г. до 14,5 тыс. км [11]. Объем параметрического бурения с максимума 17,4 тыс. м в 2013 г. снизился до минимума 0,4 тыс. м в 2016 г., в 2017 г. он составил 6,3 тыс. м. Компании в 2017 г. выполнили поисково-разведочное бурение в объеме примерно 1204 тыс. м, поисковый метраж составляет в среднем 57 %.

На территории СП в 2014–2017 гг. региональные работы за счет федерального бюджета проводились в Аргишко-Чунской зоне в пределах четырех крупных тектонических структур – на северо-восточном склоне Байкитской антеклизы, на южном борту Курейской синклизы, в северной части Катангской седловины и на северо-западном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы. За это время выполнено параметрическое бурение объемом 2270 м, отработаны 4236 км сейсморазведки МОГТ-2D, 2492 км гравиразведки, 6527 км магнитотеллурического зондирования и зондирования становлением поля в ближней зоне [11].

Наиболее инвестиционно привлекательные участки, расположенные в зоне строящегося газопровода (Иркутская область, юг Якутии), уже распределены. Снижение интереса недропользователей к новым участкам в нераспределенном фонде объясняется невысокой эффективностью ведения ПРП в малоизученных зонах. В последние два десятилетия многие недропользователи практически бесплатно приватизировали сырьевую базу нефти и газа. Не имея достаточных финансовых средств для проведения необходимого объема работ, они ведут работы в небольших объемах, не выполняя полный цикл геологического изучения, либо не ведут работ вовсе. Для увеличения ресурсной базы строящегося стратегического газопровода в сложившейся ситуации целесообразно приобретение предприятиями ПАО «Газпром» не только месторождений нераспределенного

фонда, но и ранее открытых месторождений, на которых недропользователи в настоящее время практически не ведут ГРП. Со стороны государственных органов необходимо обязать недропользователей продолжить разведку месторождений, коммерческая ценность которых характеризуется как неопределенная. В дальнейшем понадобится вовлечение этих месторождений в промышленную эксплуатацию, в первую очередь тех, что расположены в зоне строящегося газопровода.

В качестве примера рассмотрим ситуацию на Ангаро-Ленском газоконденсатном и Левобережном газовом месторождениях, расположенных в пределах Ангаро-Ленской ступени (Иркутская обл., недропользователь ООО «Петромир»). Так, Ангаро-Ленское ГКМ открыто в 2006 г., на 01.01.2018 на государственном балансе числятся запасы свободного газа по категориям, млрд м³: $C_1 - 1,512$; $C_2 - 1220,086$. Левобережное месторождение открыто в 2004 г., на 01.01.2018 на государственном балансе числятся запасы свободного газа по категориям, млрд м³: $C_1 - 0,748$; $C_2 - 50,977$. Соотношения запасов категорий C_1 и C_2 на этих месторождениях явно спекулятивные. На протяжении многих лет эти соотношения не меняются, что свидетельствует об отсутствии разведочных работ на данных месторождениях. И такие примеры, к сожалению, в Восточной Сибири не единичны. Здесь государственным надзорным органам следует жестко придерживаться канадского правила: «работай или уходи» [15].

По мнению авторов, невысокая эффективность ПРП в Восточной Сибири обусловлена в основном следующими причинами:

- крайне сложным геологическим строением осадочного чехла СП, а именно наличием многочисленных разломов и литологических замещений, участков уплотнения природных резервуаров, пластовых интрузий;
- древностью продуктивных толщ. В породах длительное время протекали постседиментационные преобразования, сокращающие пустотное пространство, – ангидритизация, засоление, окремнение, кальцитизация, уплотнение под воздействием геостатического давления;
- большими геологическими рисками проведения ГРП в глубоко опущенных зонах (впадинах и прогибах) или на их бортах. Максимальные глубины,

на которых к настоящему времени в пределах СП выявлены залежи УВ, не превышают 3500 м (Чиканское ГКМ), «наилучшие» глубины распространения углеводородного сырья – 1,5...3,0 км;

- недостаточно высоким уровнем буровых работ и испытаний скважин. Многие скважины бурятся неоправданно долго (более года). Скважины, заложенные в наиболее приподнятых зонах тектонических структур, необходимо бурить до вскрытия перспективных горизонтов верхнего рифея, что выполняется не всегда;

- низкой степенью региональной изученности северной части Восточно-Сибирской мегапровинции;

- ведением ПРП практически всеми недропользователями, в том числе и ПАО «Газпром», в наиболее изученной южной части СП в зоне развития соленосной покрывки. Фонд крупных неразбуренных поднятий здесь исчерпан;

- завышенными оценками потенциальных и особенно перспективных ресурсов УВ, в ряде случаев низкой подтверждаемостью ресурсов категории C_3 ;

- переразведкой многих площадей (Омринской, Берямбинской и др.);

- очень высокой стоимостью ГРП в Восточной Сибири;

- недостаточным финансированием региональных работ за счет госбюджета. Крайне низкие объемы региональных ГРП на огромной по площади малоизученной территории СП (более 3 млн км²) не позволяют однозначно оценить перспективы этой территории, не дают возможности компаниям перенести работы за пределы хорошо изученных районов, где не осталось неразбуренных крупных поднятий;

- границами ЛУ, как правило, проведенными формально и не учитывающими реальных границ геологических объектов. На смежных участках разными методами ПРП ведут разные недропользователи, обладающие неодинаковыми финансовыми и техническими возможностями.

Отметим специфику работ ПАО «Газпром» на территории Восточной Сибири. На момент их старта в 2002 г. фонд крупных положительных структур в южной части СП был уже исчерпан, бурение со сводов крупных поднятий переместилось в менее перспективные зоны. Дальнейшие ГРП на территории СП могут

осуществляться по трем территориальным направлениям:

- 1) в южных, наиболее освоенных и изученных районах СП. Здесь еще имеются резервы новых открытий, однако вероятность обнаружения месторождений УВ с запасами более 100 млн т у.т. невелика. В нераспределенном фонде имеются лишь малоперспективные ЛУ, на которых в лучшем случае возможны открытия средних и мелких месторождений УВ;

- 2) в малоизученных районах впадин и прогибов южной части СП на больших (свыше 3,5 км) глубинах. Однако геологические риски очень велики, целесообразность ГРП проблематична;

- 3) в центральных и северных малоизученных районах Восточной Сибири (к северу от ЮТЗ). Здесь резко возрастают геологические риски неполучения положительных результатов ПРП.

К настоящему времени в отношении территории южной части СП накоплен большой объем геолого-геофизической информации. В значительной степени изучены особенности геологического строения осадочного чехла и фундамента, условия формирования и закономерности пространственного размещения углеводородного сырья. Перспективными объектами дальнейших поисковых работ следует считать зоны сочленения крупных тектонических структур, где в условиях интенсивной дизъюнктивной нарушенности расположены различные по величине выступы пород фундамента и рифея прежде всего в зоне развития региональной соленосной покрывки. Перспективны (1) зона тройного сочленения Тунгусской синеклизы с Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклизмами, а также с Турухано-Норильской грядой и (2) зона сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы. Эти территории должны служить первоочередными объектами дальнейших исследований (гравиметрическая и магнитная съемки, сейсморазведка МОГТ-2D, параметрическое бурение).

Значительную часть северной половины СП занимает Тунгусская синеклиза, где широко развиты терригенные и карбонатные отложения рифея мощностью до 4...5 км, но на глубинах более 4,5 км, а также мощные толщи палеозоя и триаса. На бортах Тунгусской синеклизы и на сводах крупных поднятий ее центральных районов рифейские отложения доступны для

глубокого бурения (3,5...4,5 км). Карбонатные отложения верхнего рифея северных районов СП могут не только генерировать УВ, но и служить природными резервуарами, вмещающими залежи газа, а возможно, и нефти. Вместе с тем здесь отсутствует соленосная покрывка кембрия.

Авторским коллективом ВНИГНИ [11] в качестве перспективного газонефтеносного района для постановки региональных ГРП намечена Кочечумо-Мархинская рифогенная зона ранне-среднекембрийского возраста, расположенная на территориях Сюгджерской и Анабарской НГО в южной части Курейской синеклизы. Она установлена по данным бурения нескольких скважин, оказавшихся, однако, непродуктивными, выделяется по региональным профилям в южной части Курейской синеклизы. Ширина рифовой зоны 6...12 км, площадь – 25 тыс. км², геологические ресурсы УВ по категории D₂ – 2,1 млрд т у.т. Здесь предполагается бурение трех параметрических скважин. Рифы перекрыты доломитами и доломитовыми мергелями майской свиты кембрия. Из описания разреза следует, что соленосные пласты нижнего кембрия, служащие в южных районах СП региональной покрывкой, на данной территории отсутствуют, что повышает геологические риски постановки ГРП.

Реально перспективное направление увеличения запасов УВ СП – комплексное изучение нетрадиционных коллекторов. Газонефтеносные резервуары многих месторождений имеют сложное трехчленное строение. Здесь присутствуют существенные резервы прироста запасов УВ. Пласты-коллекторы, вмещающие газ и нефть на месторождениях СП, не превышают 3...5 % мощности рифейно-нижнекембрийского подсолевого разреза, что очень немного (к примеру, на многих месторождениях Западной Сибири доля коллекторов в разрезе юры-сеномана доходит до 70...80 %). Около 90 % разреза составляют плотные и слабoporистые разновидности песчаников, алевролитов, доломитов, которые в подсолевом

разрезе служат промежуточными толщами рассеивания УВ. При использовании современных методов интенсификации притоков эти толщи могут служить резервом значительного увеличения разведанных запасов газа и нефти на месторождениях СП [16].

Для повышения эффективности ГРП необходимо:

- в ближайшие годы провести на территории Восточной Сибири обобщающие исследования по результатам ПРП в целях обоснования стратегии дальнейших поисков прежде всего крупных и крупнейших по запасам месторождений УВ (более 30 млн т у.т. каждое);

- разработать единую концепцию ведения дальнейших ПРП на газ и нефть в Восточно-Сибирской мегапровинции и на ее основе стратегическую программу ГРП до 2040 г.;

- значительно увеличить объемы региональных работ в малоизученных северных областях Восточной Сибири за счет государственного бюджета, пробурить до 2025 г. не менее пяти-шести параметрических скважин со вскрытием рифейского комплекса на 250...300 м. Без этого возобновление ПРП в Северо- и Южно-Тунгусской областях представляется нерациональным;

- обеспечить свободный доступ предприятий, ведущих ГРП, ко всей имеющейся геологической информации о территории региона, в том числе периода 1951–1992 гг., для ее обобщения;

- более тщательно подходить к оценке перспективных ресурсов локальных объектов и выбору их очередности для ввода в ПРП.

Объем сейсморазведочных работ и глубокого бурения, выполняемых в Восточной Сибири недропользователями и государством, недостаточен для получения существенных приростов разведанных запасов УВ. Открытие новых крупных месторождений УВ может быть сопряжено только со значительным увеличением объемов и расширением географии ведения ГРП, выполняемых в рамках единой стратегии опосредованного поиска малоизученной территории СП.

Список литературы

1. 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. – 552 с.
2. Конторович А.Э. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы / А.Э. Конторович, А.Н. Изосимова, А.А. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 166–195.
3. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы / Н.В. Мельников // Стратиграфия, история развития. – Новосибирск: СО РАН, 2009. – 148 с.
4. 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 районов России. – С. 33–43.
5. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
6. Старосельцев В.С. Основные тектонические этапы формирования чехла Сибирской платформы в связи с нефтегазоносностью рифейских отложений / В.С. Старосельцев // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 206–212.
7. Трофимук А.А. Теоретические и прикладные вопросы цикличности осадконакопления / А.А. Трофимук, Ю.Н. Карогадин // Основные теоретические вопросы цикличности седиментогенеза. – М.: Наука, 1977. – С. 9–33.
8. Харахинов В.В. Новые данные о геологическом строении Куюмбинского месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления / В.В. Харахинов, В.Н. Нестеров, Е.П. Соколов и др. // Геология нефти и газа. – 2000. – № 5. – С. 12–20.
9. 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.
10. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы, Катангская седловина) / Г.Г. Шемин. – М.: СО РАН, 2007. – 467 с.
11. Варламов А.И. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.Ю. Виценовский и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 5–25.
12. Скоробогатов В.А. Новая парадигма ведения поисково-разведочных работ на газ с целью развития минерально-сырьевой базы газодобычи в России в 2021–2040 гг. / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибулин и др. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения: тез. докл. IV Межд. науч.-практ. конф. 8–10 ноября 2017 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 24–25.
13. Крючков В.Е. Литолого-фациальные особенности формирования карбонатных газонефтеносных резервуаров юга Сибирской платформы / В.Е. Крючков, С.Б. Коротков, А.Г. Медведев и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 92–99.
14. Крючков В.Е. Литологические условия формирования, размещения и прогнозирования скоплений углеводородов в терригенных породах нижнего венда Сибирской платформы / В.Е. Крючков, А.А. Пензин // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 157–166.
15. Орлов В.П. О некоторых достижениях и проблемах отечественной геологии за 50 лет / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. – 2016. – № 1–2. – С. 11–17.
16. Крючков В.Е. Перспективы увеличения разведанных запасов углеводородов Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения / В.Е. Крючков, А.А. Пензин // Вести газовой науки: – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 34–39.

Searching and prospecting hydrocarbons in Eastern Siberia: results, challenges, risks, and outlooks

V.Ye. Kryuchkov^{1*}, V.A. Skorobogatov¹

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

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

Abstract. Status of mineral reserves has the paramount importance for economic life of Russian Federation, especially it concerns with the amounts and structure of hydrocarbon reserves and undiscovered potential resources. In relation to searching hydrocarbons, East Siberia is a promising and the least studied region onshore Russia. Nowadays and in the nearest future, this region will provide main restocking of oil and gas reserves in Russia.

In Eastern Siberia, oil and gas have been searched and prospected for more than 70 years. Geological knowledge of the region is quite spotty. Southern part of Siberian platform has been studied best of all including lots of logging and drilling campaigns. Up to now, 93 hydrocarbon fields of various bigness categories (i.e., reserve amounts) have been discovered within the margins of Siberian platform.

The territory of Siberian platform is notable for quite elaborate structure of a sedimentary apron. Nearly all mineral developers carry geological prospecting in the most well-studied southern part of Siberian platform in a zone of saliferous cap. Extremely low amounts of regional geological surveys over the huge poorly studied territory of Siberian platform do not enable definite estimation of Siberian platform potential, and relocation of developers' works beyond the well-studied regions where a fund of big undrilled elevations is already exhausted.

Discoveries of new big hydrocarbon fields need considerable enlargement of amounts and geography of geological prospecting. Zones of symphysis of big tectonic structures should be considered promising, as there in conditions of intensive disjunctive fracturing there are the basement and Riphean horsebacks of different sizes, first of all, within the zone of the regional saliferous cap.

Keywords: Siberian platform, hydrocarbon fields, reserves, gas and oil presence, search, prospecting, outlooks.

References

1. ANTSIFEROV, A.S., V.Ye. BAKIN, I.P. VARLAMOV et al. *Petroleum and gas geology of Siberian platform* [Geologiya nefii i gaza Sibirskoy platformy]. Eds.: A.S. KONTOROVICH, V.S. SURKOV, A.A. TROFIMUK. Moscow: Nedra, 1981. (Russ.).
2. KONTOROVICH, A.E., A.N. IZOSIMOVA, A.A. KONTOROVICH et al. Geological structure and provisions for generation of a gigantic Yurubchen-Tokhom zone of oil and gas accumulation in the Upper-Proterozoic layers of Siberian platform [Geologicheskoye stroyeniye i usloviya formirovaniya gigantskoy Yurubcheno-Tokhomskoy zony neftegazonakopleniya v verkhnem proterozoye Sibirskoy platformy]. *Geologiya i Geofizika*. 1996, vol. 37, no. 8, pp. 166–195. ISSN 0016-7886. (Russ.).
3. 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.).
4. SKOROBOGATOV, V.A., Ye.S. DAVYDOVA. Comparative oil and gas geostatistics of the Western Siberian and Eastern Siberian megaprovinces [Srvnitelnaya 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.).
5. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefii i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. STAROSELTSEV, V.S. Main tectonic stages of Siberian platform mantle forming in relation to oil-gas presence in Riphean sediments [Osnovnyye tektonicheskiye etapy formirovaniya chekhla Sibirskoy platform v svyazi s neftegazonosnostyu rifeyskikh otlozheniy]. *Geologiya i Geofizika*. 1996, vol. 37, no. 8, pp. 206–212. ISSN 0016-7886. (Russ.).
7. TROFIMUK, A.A., Yu.N. KAROGODIN. Theoretical and applied questions of sedimentation periodicity [Teoreticheskiye i prikladnyye voprosy tsiklichnosti osadkonakopleniya]. In: *Main theoretical issues in circulation of sediment genesis* [Osnovnyye teoreticheskiye voprosy tsiklichnosti sedimentogeneza]. Moscow: Nauka, 1977, pp. 9–33. (Russ.).
8. KHARAKHARINOV, V.V., V.N. NESTEROV, Ye.P. SOKOLOV et al. New data on geological structure of Kuyumba field in the Yurubchen-Tokhom zone of oil and gas accumulation [Novyye dannyye o geologicheskom stroyenii Kuyumbinskogo mestorozhdeniya Yurubcheno_tokhomskoy zony neftegazonakopleniya]. *Geologiya Nefii i Gaza*. 2000, no. 5, pp. 12–20. ISSN 0016-7894. (Russ.).

9. 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 basseinov Sibirskoy platformy]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, spec. is., pp. 64–88. ISSN 0016-7894. (Russ.).
10. SHEMIN, G.G. *Geology and outlooks for Vendian and Lower Cambrian oil-gas-bearing capacity of Siberian Platform regarding its central regions (Nepa-Botuoba and Baykit anteklises, Katanga saddle)* [Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentralnykh rayonov Sibirskoy platform (Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya anteklizy, Katangskaya sedlovina)]. Novosibirsk: Siberian branch of RAS, 2007. (Russ.).
11. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.Yu. VITSENOVSKIY, et al. Status and ways to enlarge the base of raw hydrocarbons in Russian Federation [Sostoyaniye i puti narashchivaniya syryevoy basy uglevodorodov v Rossiyskoy Federatsii]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 3, pp. 5–25. ISSN 0016-7894. (Russ.).
12. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN, et al. New paradigm of gas prospecting and exploration targeted at development of mineral raw material base for gas extraction in Russia in 2021–2049. In: *IV International Conference «World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies» (WGRR-2017): abstract of papers* [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, pp. 19–20. Available from: http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgr-2017_en.pdf
13. KRYUCHKOV, V.Ye., S.B. KOROTKOV, A.G. MEDVEDEV, et al. Lithologic and phase features in generation of calcitic gas-oil-bearing reservoirs southward Siberian Platform [Litologo-fatsialnyye osobennosti formirovaniya karbonatnykh gazoneftenosnykh rezervuarov yuga Sibirskoy platformy]. *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. 92–99. ISSN 2306-9849. (Russ.).
14. KRYUCHKOV, V.Ye., A.A. PENZIN. Lithologic provisions for generation, location and forecast of hydrocarbon agglomerations in the terrigenous Lower-Vendian rocks of Siberian platform [Litologicheskiye usloviya formirovaniya, razmeshcheniya i prognozirovaniya skopleniy uglevodorodov v terrigennykh porodakh nizhnego venda Sibirskoy platformy]. *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. 157–166. ISSN 2306-9849. (Russ.).
15. 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.).
16. KRYUCHKOV, V.Ye., A.A. PENZIN. Prospects to enlarge explored reserves of hydrocarbons at the Chayanda oil-gascondensate field [Perspektivy uvelicheniya razvedannykh zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 1 (25): Issues for resource provision of gasextractive regions of Russia, pp. 34–39. ISSN 2306-8949. (Russ.).