



УДК 553.98

ЕНИСЕЙ-ЛЕНСКАЯ МЕГАПРОВИНЦИЯ: ФОРМИРОВАНИЕ, РАЗМЕЩЕНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.А.Скоробогатов (Центр «Ресурсов и запасов углеводородов» ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГаз»)

Главная особенность развития и современного строения осадочного чехла Енисей-Ленской мегапровинции заключается в очень сложном структурно-тектоническом развитии Сибирской платформы в рифей-вендское и послекембрийское время.

За 60 лет ведения поисково-разведочных работ в пределах мегапровинции открыто 88 месторождений УВ различной крупности и фазового состояния.

Главные причины недостаточно высокой текущей и «накопленной» эффективности геолого-разведочных работ в области поисков новых месторождений и их дальнейшей разведки, а часто и необоснованной переразведки – очень сложные тектоно-динамическое развитие и современное геологическое строение недр Сибирской платформы и отдельных областей, районов, зон, локальных участков, а также древность залежей УВ.

Потенциальные ресурсы свободного газа Енисей-Ленской мегапровинции оцениваются автором статьи в интервале 24-25 трлн м³ (оценка «сверху»).

Величина нефтяного геологического потенциала недр Сибирской платформы вместе с мезозойскими впадинами и прогибами в границах Енисей-Ленской мегапровинции не может быть больше величины газового потенциала по определению. Реальные извлекаемые ресурсы нефти много ниже ресурсов свободного газа.

Ключевые слова: Восточно-Сибирская (Енисей-Ленская) нефтегазоносная мегапровинция; поисково-разведочные работы; прогнозирование; рифей; венд.

Географическим понятиям «Восточная Сибирь и западная (равнинная) часть Дальнего Востока» геотектонически соответствует древняя Сибирская платформа с Вилюйской глубокопогруженной впадиной между реками Енисеем и Леной (в среднем и нижнем течении). В пределах Северной Евразии из 12 осадочных бассейнов и мегабассейнов самым обширным является именно Восточно-Сибирский общей площадью 3,5 млн км², содержащий перспективные на поиски скопления УВ земли – до 2,8 млн км². В 2016 г. исполнилось 60 лет с момента открытия первого газового – Усть-Вилюйского месторождения, расположенного в Предверхолянском мегапрогибе [15]. Часто бывает так, что месторождение-первооткрыватель новой провинции или области в дальнейшем оказывается для них самым нехарактерным (Березовское для всей Западной Сибири, Тазовское для Пур-Тазовской области, Новопортовское и Геофизическое для Ямала и Гыдана и многие др.). То же относится и к Усть-Вилюйскому газовому месторождению по отношению ко всей Восточно-Сибирской (Енисей-Ленской) нефтегазоносной мегапровинции.

По состоянию на 01.01.2016 г. за все годы проведения целенаправленных поисково-разведочных работ на нефть и газ в Енисей-Ленской мегапровинции открыто

88 месторождений с балансовыми запасами УВ (в Западно-Сибирской мегапровинции – 910). Это немного, если учитывать обширную территорию, которая была охвачена поисково-разведочными работами (вся южная часть – до 40 % перспективной территории мегабассейна), и число пробуренных поисковых и разведочных скважин (около 2000) (рис. 1).

Рассмотрим следующие проблемы.

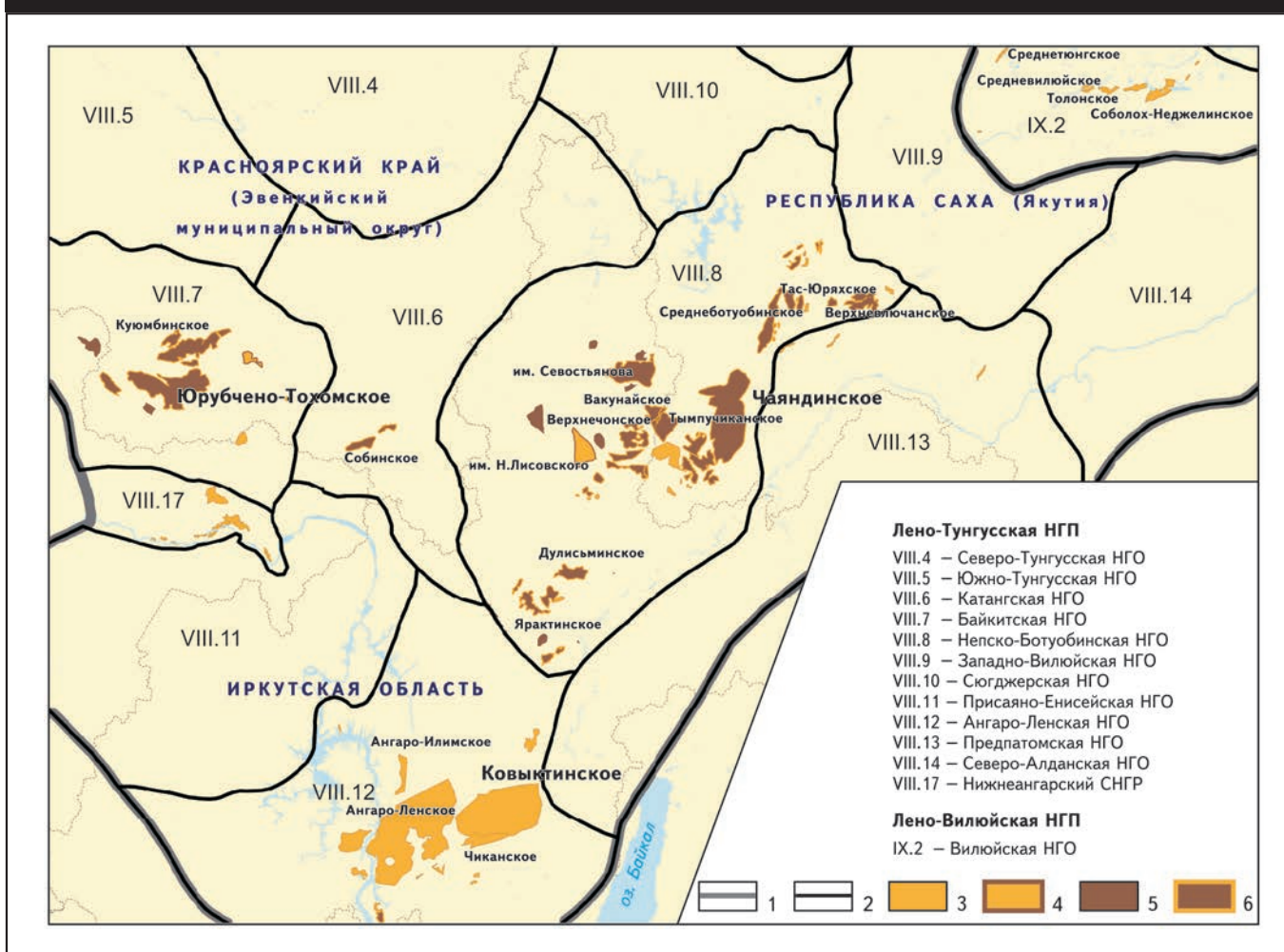
1. Каковы главные итоги 60-летнего изучения геологического строения и нефтегазоносности крупнейшего в мире (по площади) осадочного мегабассейна?

2. Какова величина и структура УВ-потенциала недр мегапровинции?

3. Что можно ожидать для ПАО «Газпром» и других компаний-операторов от проведения дальнейших поисково-разведочных работ во всех областях Восточной Сибири? Где искать еще неоткрытые месторождения-гиганты с геологическими запасами более 300 млрд м³/млн т и более? Существуют ли они в природе?

4. Какой окажется цена дальнейшего изучения и освоения минерально-сырьевой базы недр Енисей-Ленской мегапровинции с учетом фактически известных и предполагаемых природно-географических и ресурсно-геологических рисков?

Рис. 1. РАЗМЕЩЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ НА ЮГЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ



Границы: 1 – нефтегазоносных провинций (НГП), 2 – нефтегазоносных областей (НГО); месторождения УВ: 3 – газовые и газоконденсатные, 4 – газонефтяные, 5 – нефтяные, 6 – нефтегазовые и нефтегазоконденсатные

5. Каковы будут интегральные добывные возможности мегарегиона Восточной Сибири по газу и нефти к 2040 г. после масштабных поисково-разведочных работ в течение двух 10-летий (2016-2035)?

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕГАБАССЕЙНА

Восточно-Сибирская мегапровинция приурочена к древней Сибирской платформе с преимущественно протерозойским фундаментом. В основании осадочного чехла широко развиты рифейские грабены [1, 2, 9, 16, 23].

В силу специфики тектонодинамического развития, особенностей осадконакопления в платформенную стадию формирования осадочного чехла (венд – мел) и современного строения мегабассейна, эта мегапровинция резко отличается практически от всех осадочных бассейнов мира, она не имеет даже близких аналогов.

В ее недрах сосредоточены громадные (мирового уровня) ресурсы угля (карбон, пермь, юра, нижний мел) и алмазов (коренные месторождения в трубках взрыва на востоке Сибирской платформы), но каковы реальные, существующие в природе в виде фазообособленных скоплений, потенциальные традиционные ресурсы УВ?

Удивляет очень большое число научных публикаций – статей, монографий, результатов диссертационных исследований, посвященных анализу развития Сибирской платформы, ее отдельных областей, районов и даже зон, геологическому строению и нефтегазоносности пород докембрия, палеозоя и мезозоя (более 1000), в том числе оценке перспектив (сотни), которые, однако, сколько ни сулили, не обеспечили высокую результативность поисково-разведочных работ и эффективность по приростам промышленных запасов УВ в большинстве фактически и перспективно нефтегазоносных областей (ПНГО) мегапровинции ([1, 4, 6, 9-12, 16, 19, 23, 25-27] и др.).

Таблица 1

Сопоставление региональной структуры осадочного разреза Сибирской платформы

Структурно-тектонические области (НГО)	Доминирующий литолого-стратиграфический комплекс отложений	Литологическая характеристика разреза	Мощность, тыс. м	Подчиненные комплексы отложений
Непско-Ботубинская	Венд – нижний палеозой	Терригенно-карбонатно-галогенный	До 2,0-2,5	Рифей (склоны антеклизы)
Байкитская	Рифей, венд, кембрий	Терригенно-карбонатный	До 5,0	Нижний и поздний палеозой, триас (до 0,5-1,0)
Анабарская (ареал – склоны щита)	Рифей – нижний палеозой	То же	До 3,0-5,0	Венд – средний кембрий (на юго-западе)
Алданская	Нижний палеозой	“	1,5-3,0	Юрский (на севере)
Северо- и Южно-Тунгусские	Венд – ордовик	“	До 4,0-5,0	Рифей, поздний палеозой, триас
в том числе Тунгусский наложенный (палеозойский)	Верхний палеозой – триас	Терригенно-магматогенный	До 3,0	
Присяяно-Енисейская	Рифей	Терригенно-карбонатный	4,0-6,0	Венд, палеозой, триас, юра
Предпатомская	Рифей, кембрий	Терригенный, терригенно-карбонатный, галогенный	До 6,0	Ордовик, силур, девон
Ангаро-Ленская	Венд – нижний кембрий	Терригенно-карбонатно-галогенный	До 2,5	Рифей, ордовик, силур, юра

По-видимому, все дело не в качестве и корректности результатов исследований и выводов, а в объективных геологических реалиях. Часто в выводах ряда работ желаемое выдается за действительное, что теоретически может быть, но фактически отсутствует в природе и никогда не подтвердится при бурении и испытании глубоких скважин.

В пределах мегапровинции выделяется ряд крупных положительных тектонических элементов – антеклиз, сводов и мегавалов, а также разделяющих их синеклиз, впадин и прогибов (табл. 1) [1, 2, 11, 16, 23, 27].

Главные особенности развития и современного строения осадочного чехла Енисей-Ленской мегапровинции таковы:

- очень сложное структурно-тектоническое развитие Сибирской платформы в рифей-вендское и послекембрийское время, сопровождавшееся крупными перестройками тектонических планов, размытиями/отсутствием осадконакопления в конце рифея и среднем палеозое, а также в течение крупных отрезков мезозойской и кайнозойской эр, развитием крупных линейных элементов, разломообразованием и др.;

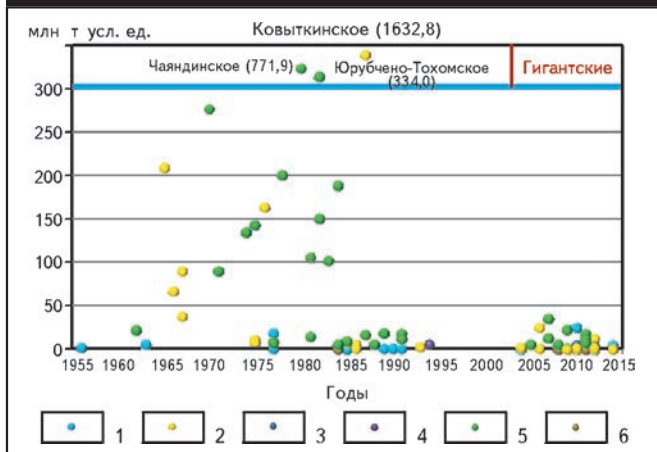
- в течение большей части кембрия в спокойных тектонических условиях накопилась существенно соленосная толща с редкими прослоями карбонатов мощностью до 1 км и более [1, 17, 22];

- наличие внутрибассейновых унаследованных поднятий с отсутствием или развитием маломощного (менее 1 км) осадочного чехла (ареалы Анабарского и Алданского щитов и др.);

- сравнительно небольшие мощности типичного осадочного чехла венд-триасового возраста (обычно от 2 до 3-4 км) на большей части платформы. При этом осадочные неметаморфизованные породы рифейского возраста относятся к переходному комплексу, залегающему на складчато-магматическом фундаменте архей-протерозойского возраста. Главные этапы формирования мегабассейна – венд – кембрий и пермтриас;

- очень разнообразный формационный и литолого-фациальный составы осадочных и осадочно-вулканогенных пород: карбонаты, соли, песчаники, алевролиты, глины, угли, углистые и битуминозные сланцы, магматические межпластовые интрузии, поверхностные

Рис. 2. ДИНАМИКА ОТКРЫТИЯ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ РАЗЛИЧНОЙ КРУПНОСТИ (запасы категорий Q + A + B + C₁, млн т усл. топлива, по состоянию на 01.01.2015 г.)



Месторождения: 1 – газовые, 2 – газоконденсатные, 3 – газонефтяные, 4 – нефтегазовые, 5 – нефтегазоконденсатные, 6 – нефтяные

базальты в различных пространственных соотношениях объема слагают осадочный чехол и рифейские образования. Это литолого-стратиграфическое «разнообразие» усугубляется «стараниями» местных геологических школ, которые еще на начальном этапе геологических исследований одни и те же разновозрастные толщи обозначили разными названиями в пределах не только административных единиц, но даже одних и тех же или сближенных НГО и НГР;

- дискретность развития разновозрастных осадочных толщ: в ряде областей отсутствует рифей, на северо-западе – венд, главный соленосный экран кембрия покрывает менее 50 % территории платформы [17];

- очень высокая нарушенность осадочного чехла и рифея Сибирской платформы долгоживущими разноамплитудными и разнопроницаемыми разломами [1, 2, 9, 11, 14, 15];

- очень значительная доля магматических (межпластовых) интрузий долеритовых пород (20-30 % и более) в объеме осадочного чехла и покровы базальтов (траппов) на поверхности (на западе);

- малонапряженное современное геотермополе и малоподвижная флюидальная система (геотермоградиенты 1,2-2,0 °С/100 м, водные рассолы с аномально низким пластовым давлением) [1, 7, 8], в Вилюйской впадине (в перми и ниже) – развитие аномально высоких пластовых давлений;

- негативные литолого-тектонические условия геологического строения Восточно-Сибирской мегапровинции;

- внутрибассейновые обширные «острова» фундамента (крайне редкое явление в мире);

- отсутствие в ряде важнейших областей ведущих литолого-стратиграфических комплексов (рифей, солей);

- очень высокая магматическая «обработка» осадочного чехла в большинстве районов мегабассейна (для газа – крайне негативный фактор);

- повсеместно явный «избыток» разломов (кроме Вилюйской впадины) в объеме осадочного чехла: несмотря на их разновременное позитивное (миграция, экраны) и негативное (дегазация) воздействие на онтогенез УВ, последнее явно «перевешивает», резко усиливая структурно-литологическую неоднородность месторождений.

Для большинства газоконденсатных скоплений в терригенном венде локальными экранами служат не соли, которых нет в данной части разреза, а глинисто-аргиллитовые пласты, даже плотные доломиты. Это значит, что и породы-генераторы залегают на уровне или ниже газонасыщенных пластов.

В большинстве областей высок и очень высок расчетный (предполагаемый) уровень катагенеза (МК₄-АК₂), запрещающий существование нефтяной фазы в виде скоплений и рассеянных битумоидов в генерирующих породах.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕГАПРОВИНЦИИ

За шесть 10-летий ведения поисково-разведочных работ в пределах мегапровинции открыто 88 месторождений УВ различной крупности и фазового состояния, в том числе: газовых (Г) и газоконденсатных (ГК) – 38, нефтяных (Н) – 13 (без залежей свободного газа) и смешанных (нефтегазоконденсатных, газоконденсатно-нефтеносных (ГК) и др.) – 37.

Очень показательно, что после 1995 г. было открыто много месторождений, однако разведанные запасы каждого составляют менее 50 млн т усл. топлива, хотя часть из них после доразведки может перейти в класс крупных, а отдельные – крупнейших (более 100 млн т усл. топлива).

Динамика открытий месторождений УВ показана на рис. 2. Все крупнейшие месторождения (по начальным разведанным запасам) были открыты с 1965 по 1988 г.

На рис. 1 ярко выражена дискретность нефтегазонакопления, хотя параметрические и единичные поисковые скважины на юге Восточно-Сибирской платформы пробурены повсеместно: зоны с высокой плотностью размещения месторождений УВ чередуются с «пустыми» пространствами.

Нефтегазовая геостатистика мегапровинции приведена в табл. 2-4. Таким образом, разведанная часть УВ-потенциала Сибирской платформы составляет 5,2 млрд т усл. топлива, в том числе газа – 4,0 трлн м³, выявленная часть (начальные запасы, геологические) – 19 млрд т усл. топлива, в том числе по категории С₂ – 12 млрд т усл. топлива (свободного газа – 9,8 трлн м³).

Ряд крупности месторождений свободного газа Сибирской платформы
по данным Государственного баланса по состоянию на 01.01.2015 г.

Номер по порядку	Месторождение	Тип	Год открытия месторождения	Субъект Федерации	Свободный газ, млрд м ³		
					накопленная добыча	запасы	
						A+B+C ₁	C ₂
1	Ковыктинское	ГК	1987	Иркутская область	0,9	1562,7	988,0
2	Чаяндинское	НГК	1980	Республика Саха (Якутия)	0,1	708,2	738,5
				Итого гиганты	1,0	2270,9	1726,5
3	Среднеботуобинское	НГК	1970	Республика Саха (Якутия)	6,9	168,0	72,9
4	Средневилюйское	ГК	1965	То же	34,3	166,9	40,6
5	Среднетюнгское	ГК	1976	"	0,3	156,1	9,2
6	Юрубчено-Тохомское	НГК	1982	Красноярский край		144,9	266,8
7	Собинское	НГК	1982	То же		140,3	14,6
8	Верхневилючанское	НГК	1975	Республика Саха (Якутия)	0,1	139,6	69,7
9	Тас-Юряхское	НГК	1981	То же	0,1	102,7	11,3
				Итого крупнейшие	41,7	1018,5	485,1
10	Толонское	ГК	1967	Республика Саха (Якутия)	0,01	87,0	75,0
11	Дулисьминское	НГК	1983	Иркутская область	2,0	75,2	17,4
12	Соболох-Неджелинское	ГК	1966	Республика Саха (Якутия)	0,1	64,0	0,7
13	Талаканское	НГК	1984	То же	0,7	45,1	8,9
14	Ярактинское	НГК	1971	Иркутская область	3,0	40,4	0,2
15	Абаканское	Г	2010	Красноярский край		25,7	16,8
16	Чиканское	ГК	2006	Иркутская область		25,0	66,3
17	Мастахское	ГК	1967	Республика Саха (Якутия)	14,6	23,1	6,9
18	Верхнечонское	НГК	1978	Иркутская область	1,1	22,9	95,5
19	Куюмбинское	НГК	1974	Красноярский край	0,01	20,4	125,0
20	Вилуйско-Джербинское	ГК	1977	Республика Саха (Якутия)	0,004	19,0	16,4
21	Марковское	НГК	1962	Иркутская область	1,0	18,4	4,1
22	Тымпучиканское	НГК	1989	Республика Саха (Якутия), Иркутская область		16,9	88,3
23	им. Савостьянова	НГК	2009	Иркутская область		16,9	42,3
24	Вакунайское	НГК	1991	Республика Саха (Якутия), Иркутская область		15,4	105,2
25	Ильбокичское	ГК	2012	Красноярский край		12,8	46,3
26	Братское	ГК	1975	Иркутская область	0,1	10,7	
				Итого крупные и средние	22,624	538,9	715,3
				Всего мелкие	3,2	149,6	1855,0
Всего по Сибирской платформе 75 месторождений с запасами свободного газа					68,524	3977,9	4781,9

Таблица 3

Ряд крупности нефтесодержащих месторождений Сибирской платформы по данным Государственного баланса по состоянию на 01.01.2015 г.

Номер по порядку	Год открытия месторождения	Субъект Федерации	Нефть (извлекаемые), млн т		
			накопленная добыча	запасы	
				A+B+C ₁	C ₂
1	1982	Красноярский край	0,800	176,3	360,8
2	1978	Иркутская область	31,900	145,3	36,1
3	1974	Красноярский край	0,400	112,8	217,3
4	1984	Республика Саха (Якутия)	31,000	112,2	6,7
5	1970	То же	2,000	98,4	107,9
6	1980	"	0,002	52,5	15,1
7	1971	Иркутская область	10,800	31,5	5,7
8	2007	Республика Саха (Якутия)	2,700	29,7	37,3
9	2011	Иркутская область		15,5	60,9
10	1983	То же	2,800	14,9	37,4
11	1991	Республика Саха (Якутия)	1,000	10,8	1,2
...
Всего по Сибирской платформе 50 месторождений с запасами нефти			86,4	885,0	1671,4

Таблица 4

Распределение начальных суммарных запасов (извлекаемых) УВ Сибирской платформы по субъектам Федерации по состоянию на 01.01.2015 г.

Номер по порядку	Край, область	Свободный газ, млрд м ³			Конденсат, млн т			Нефть, млн т			Q+A+B+C ₁ , млн т усл. топлива*
		накопленная добыча	A+B+C ₁	C ₂	накопленная добыча	A+B+C ₁	C ₂	накопленная добыча	A+B+C ₁	C ₂	
1	Всего по Республике Саха (Якутия)	59,7	1770,2	1283,8	2,500	43,7	23,0	38,3	330,3	343,1	2244,6
2	Всего по Иркутской области	8,6	1838,7	2851,5	1,300	90,0	98,5	46,7	251,2	682,3	2236,6
3	Всего по Красноярскому краю (в пределах Сибирской платформы):	0,01	369,3	646,6	0,001	23,1	38,5	1,4	303,5	646,0	697,4
Итого по Сибирской платформе		68,3	3978,2	4781,9	3,801	156,8	160,0	86,4	885,0	1671,4	5178,6

* При номинальном отношении 1000 м³ = 1 т жидких УВ.

ПАО «Газпром» по состоянию на 01.01.2015 г. контролирует 3,0 трлн м³ запасов газа категорий В+С₁ и 2,2 трлн м³ С₂. Безусловно, этого недостаточно для формирования стратегических объемов добычи свободного газа на востоке России в плане организации крупномасштабных поставок в Приморский край и страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В целом по выявленным геологическим запасам «лидирует» нефть (10,5 млрд т), по извлекаемым — свободный газ (8,8/6,6 трлн м³, геологические/извлекаемые). Особо отметим, что месторождением-лидером является Ковыктинское газоконденсатное месторождение (без нефти), нефтесодержащий лидер — Юрубчено-Тохомское — относится к нефтегазоконденсатным (по сути, целая зона нефте- и газонакопления — Юрубчено-Тохомская зона) с достаточно крупными запасами свободного газа. Чисто нефтяные месторождения в основном небольшие по запасам.

Отметим, что запасы двух гигантских газосодержащих месторождений практически в 2 раза превышают запасы 7 крупнейших, а их запасы — в 2 раза больше 17 крупных и средних месторождений и т.д. В качестве негативного момента следует отметить превышение запасов категории С₂ над разведанными (даже по месторождениям, открытым 25-30 лет назад!). Подавляющее число нефтесодержащих месторождений было открыто в 1971-1991 гг.

Любопытно отметить, что «свал» запасов по газу происходит начиная с 10-го по счету месторождения, запасы которого меньше 100 млрд м³ (см. табл. 2), по нефти — с 6-го (менее 100 млн т, извлекаемых), при этом 39 из 50 нефтесодержащих месторождений относятся к категории малых по извлекаемым разведанным запасам (менее 10 млн т).

В пределах Сибирской платформы преобладают трех-четырёхзалежные месторождения (в вертикальном разрезе: Чаяндинское, Верхнечонское и др.), реже одно-двухзалежные (Ковыктинское и др.). Большинство скоплений УВ в пределах Сибирской платформы залегают в сложнопостроенных ловушках: литологически-, эпигенетически- и тектонически-экранированных и ограниченных, под- и надперерывных стратиграфических и др. Относительно просто построены только газоконденсатные месторождения Вилюйской впадины, но там и геология совершенно другая, чем в пределах Сибирской платформы (карбон — пермь и мезозой).

Необходимо особо подчеркнуть, что, несмотря на то, что большинство из известных месторождений было открыты давно, более 60 % из их числа остаются существенно недоразведанными. Это касается и тех 33 месторождений УВ, которые были открыты в 2005-2015 гг. При этом в указанные годы основной прирост запасов категорий В + С₁ был получен на ранее открытых крупных и крупнейших месторождениях газа и нефти (Ко-

выктинском, Чаяндинском, Курумбинском, Юрубчено-Тохомском, Среднеботуобинском, Талаканском и др.).

Многие компании-операторы, открыв месторождение УВ, «замораживают» его разведку, при этом вводят явно спекулятивные запасы категории С₂ в Государственном балансе, которые не подтвердятся в виде промышленных запасов ни при каких обстоятельствах.

Усилиями геологов ПАО «Газпром» (С.Г.Крекнин, Е.Е.Поляков, В.В.Стрекозин и др.) в 2015 г. были уточнены разведанные и предварительно оцененные запасы свободного газа Чаяндинского газоконденсатно-нефтяного месторождения (1,0 и 0,3 трлн м³), но с малым содержанием конденсата (ГКФст — 18 г/м³), что очень характерно для Сибирской платформы: более 90 % газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных месторождений имеет содержание легких жидких УВ от 15-18 до 70 г/см³, редко более, по этому показателю газ диагностируется как высокозрелый (на уровне катагенеза материнского ОВ: R^o = 1,2-1,8 %).

Из 18 областей и 2 самостоятельных районов к фактически нефтегазоносным относится только 8, к перспективным — 12. Богатейшими областями являются Непско-Ботуобинская и Байкитская нефтегазоносные, Ангаро-Ленская и Лено-Вилюйская газоносные. Последнюю следует выделять в качестве субпровинции Сибирской платформы, как и в северо-восточном ареале Анабарского щита — Анабаро-Хатангскую субпровинцию. Таким образом, по мнению автора, в пределах Енисей-Ленской мегапровинции рационально выделение Лено-Тунгусской НПП и двух субпровинций, упомянутых выше.

Характеристика литолого-стратиграфических комплексов (НГК) приведена в табл. 5.

Из трех субъектов федерации Восточной Сибири наименьшее число месторождений открыто в красноярской части Сибирской платформы — 16, в том числе 9 — нефтесодержащих (3 — чисто нефтяных мелких с запасами менее 1,5 млн т каждое), из них только 1 — Собинско-Пайгинское — удовлетворительно разведано по нефти и газу.

Поиски УВ-скоплений в пределах мегапровинции исторически продвигались с востока и юго-востока на запад, в итоге и текущие запасы свободного газа оказались наименьшими в Красноярском крае. Однако, за счет уникальной Юрубчено-Тохомской зоны, по нефти регион сопоставимым с Непско-Ботуобинской областью.

Отметим, что в Восточной Сибири нефтяные скопления тяготеют более к карбонатным резервуарам (доломитам, в том числе вторичным, известнякам), газовые — к терригенным песчано-глинистым толщам. По-видимому, это связано с генетическими причинами.

Результаты поисково-разведочных работ, проведенных предприятиями ПАО «Газпром» в южных областях Восточной Сибири в 2002-2014 гг., таковы.

Таблица 5

Характеристика литолого-стратиграфических и основных нефтегазоносных комплексов Лено-Тунгусской НГП [2, 4, 16]

Нефтегазоносный комплекс	Мощность, м	Площадь развития, тыс. км ²	Тип коллектора	Экран	Пористость, %
Каменноугольный	600 и более	1400	Карбонатный	Вулканогенно-терригенный	5-10
Ордовик-девонский	До 400	1900	Карбонатный (верхняя часть), терригенный (нижняя часть)	Глинистые известняки	7-10
Кембрийский	До 600 и более	2000	Карбонатный	Галогенно-карбонатный	5-12
Верхневенд-нижне-кембрийский	100-900	2200	"	То же	До 20
Вендский	До 1500	1400	Терригенный	Карбонатно-глинисто-галогенный	До 25
Рифейский	До 500-700	1250	Терригенный (восточная часть)	Карбонатно-глинистый	9-18
			Карбонатный (западная часть)		0,3-10,0

Буровые работы в Восточной Сибири (поиск и разведка) проводились на 31 лицензионном участке, в том числе на 4 месторождениях, открытых ранее за счет средств госбюджета (Чаяндинском, Собинском, Оморинском, Имбинском). На 16 лицензионных участках, впервые введенных в глубокое бурение, было открыто 6 новых месторождений типа газоконденсатных, газоконденсатно-нефтяных и 1 – чисто нефтяное (Камовское) – все в Красноярском крае. Всего пробурено 113 поисковых и разведочных скважин (274,5 тыс. м), в том числе в Красноярском крае – 53 (20 продуктивных и 33 водоносных и сухих, т.е. непродуктивных), Иркутской области – 15 (8 продуктивных на Чиканском месторождении, 7 – непродуктивных, в том числе 5 – на 2 лицензионных участках, оказавшихся бесперспективными – лицензии сданы), ряд разведочных скважин пробурено на гигантском Чаяндинском газоконденсатно-нефтяном месторождении. Если не считать продолжающуюся разведку двух гигантов – Ковыктинского (с Чиканским участком, южным продолжением Ковыктинского) и Чаяндинского месторождений, в рамках «чистого поиска» (и оценки) достигнуты скромные результаты, однако по объективным (геологическим) причинам. Что же можно отыскать такого, чего нет в природе? По текущим разведанным запасам УВ 4 вновь открытых месторождения являются мелки-

ми – менее 3 и даже менее 1 млн т усл. топлива (извлекаемые), 2 – средними (Абаканское – 25,7 млрд м³ и Ильбокичское – 12,8 млрд м³). «Чистый» интегральный прирост по поиску составляет: по газу – 42,5 млрд м³ (категории А + В + С₁) и 39,8 млрд м³ (по категории С₂), по жидким УВ – 0,4 и 1,3 млн т по 13 поисковым площадям. Средняя эффективность по Красноярскому краю составляет 1307,7 т усл. топлива/м и 3,8 млн т усл. топлива/скв. Некоторые перспективные площади и месторождения явно «перебурены» (Оморинское, Берямбинское и др.). Для сравнения: в северных областях Западной Сибири средний прирост на 1 скважину – 11 млн т усл. топлива. Общий прирост разведанных запасов УВ в Восточной Сибири составил 509,3 млн т усл. топлива (571 – газ) при затратах 90,1 млрд р.

Основные проблемы, затрудняющие развитие минерально-сырьевой базы газонефтедобычи в регионах Сибири и Дальнего Востока:

- сложность поисковых объектов, большие глубины их погружения (3,0-4,5 км), сложные термобарические условия;
- невысокая достоверность официальных оценок прогнозных и особенно перспективных ресурсов УВ категории С₃, низкое качество нераспределенной ресурсной базы в восточных регионах;

- просчеты в прогнозировании, неоптимальный выбор поисковых объектов, расстановки первых поисковых скважин на перспективных площадях, а также многих разведочных скважин, как результат — неоправданное «перебуривание» целого ряда объектов, находящихся в разведке;

- низкое качество опробований и испытаний, особенно сложных перспективных объектов на средних и больших глубинах, значительное число сухих и водонесных скважин;

- экспоненциальный рост абсолютных и удельных затрат на восполнение ресурсной базы (прежде всего, на бурение).

Главная причина недостаточно высокой (много меньше ожидавшейся) текущей и «накопленной» эффективности геолого-разведочных работ в области поисков новых месторождений и их дальнейшей разведки, а часто и необоснованной переразведки — очень сложные тектонодинамическое развитие и современное геологическое строение недр Сибирской платформы и отдельных областей, районов, зон, локальных участков; древность залежей УВ, сохранившихся после многочисленных переформирований, относительно невысокий общий потенциал промышленного нефтегазонакопления и сохранности. Субъективные причины: приобретение участков недр (лицензионных участков) с малообоснованными (часто чрезмерно завышенными) ресурсами УВ, которые не проходили профессиональный «фильтр» неангажированной экспертизы ТЭП, составленных «заинтересованными» лицами и организациями.

Наиболее характерный пример — Берябинское газоконденсатное месторождение. Сначала предполагались перспективные ресурсы газа 1,5 трлн м³, после бурения трех скважин открыта межсолевая залежь с запасами 1,9 млрд м³ (категория С₁) и 8,1 млрд м³ (категория С₂), однако до сих пор (2016) здесь числится более 0,7 трлн м³ ресурсов газа категории С₃, приуроченных к подсолевым сильно раздробленным толщам. А есть ли они в природе?

Помимо официально открытых месторождений, в пределах Сибирской платформы на многих площадях зафиксированы многочисленные газо- и нефтепроявления и непромышленные притоки УВ. В большинстве областей восточной половины мегапровинции развиты обширные битумные поля и приповерхностные скопления сверхтяжелых нефтей (Оленекское, Мунское и др.). Эти факты, а также наблюдаемая на многих месторождениях сложная («неустоявшаяся») геофлюидальная система свидетельствуют об активных процессах переформирования с частичным/полным разрушением обычных скоплений нефти и газа, которые продолжают уже длительное время (мезозойский и кайнозойский периоды, не исключено, что и весь позднепалеозойский отрезок времени).

Онтогенетические особенности УВ-накопления в недрах Сибирской платформы таковы.

1. Вся нефтегазоносность Сибирской платформы подсолевая — ниже верхнего пласта кембрийской соли. В ордовике, силуре, девоне **ничего нет (пока)**. На северо-западе мегапровинции, где что-то и могло сохраниться в среднем палеозое, единственно надежный экран — соль — отсутствует.

2. Очень высокая дизъюнктивная нарушенность рифея и низов осадочного чехла, значительная роль разломов в онтогенезе УВ — много выше, чем в Западно-Сибирской мегавпадине.

3. Известно, что во всех без исключения осадочных бассейнах/НГБ мира идет постоянная, непрерывная, разномасштабная дегазация недр: по разломам и опесчаненным зонам — субвертикальная, по резервуарам к окраинным зонам — субгоризонтальная. Если нет постоянной генерации УВ-газов, газовый потенциал истощается, иногда быстро (в масштабах геологического времени), газовый баланс в недрах — нарушается, УВ-система бассейна разрушается: частично или полностью. Яркий пример — Сибирская платформа.

4. Для Енисей-Ленской мегапровинции очевидные нефтематеринские толщи не установлены (рифей?). Для сравнения: в Западно-Сибирской мегапровинции это — юра в целом (нижне-среднеюрская толща, нижне-васюганская подсвита, баженовская свита), глинистые горизонты верхнего валанжина — баррема и аптские глины, а высокоэффективные первично газоматеринские толщи, включая угли, залегают во всем мегаобъеме чехла от кровли сеномана до низов юры [14].

На древней Сибирской платформе длительные масштабные процессы дегазации и рассеивания нефти в надсолевой части осадочного чехла привели к остаточному накоплению в ряде зон тяжелых нефтей и битумов, в подсолевой же части, в породах кембрия, венда и рифея, геохронотермобарическая эволюция первично-нефтяных и нефтегазоконденсатных скоплений привела к формированию газоконденсатных систем вторичного типа, за счет термотрансформации вещества нефтей в залежах и битумоидов в материнских породах в смесь газообразных и легких жидких УВ, участвовавших в неоднократных процессах переформирования УВ-скоплений. В породах перми и мезозоя Вилюйской впадины, юры и мела Енисей-Хатангского мегапрогиба присутствуют первичные газоконденсатные системы, образовавшиеся из существенно гумусового материнского ОВ, в том числе из углей.

Фактически Енисей-Ленский осадочно-флюидальный нефтегазовый мегабассейн следует рассматривать как полуразрушенную (если не на 3/4 разрушенную в целом) УВ-систему с остаточной газо- и нефтеносностью в недрах, вследствие чего и наблюдается такое малое число гигантских по запасам месторождений

(более 300 млн т усл. топлива, геологические) — всего 6 в изученной южной части мегабассейна.

В пределах мегапровинции отсутствуют региональные продуктивные доминант-комплексы, в каждой НГО свой: в Байкитской НГО — рифей (верхний, подперывный), Ангаро-Ленской — терригенный венд, Непско-Ботубинской — венд — кембрий, Вилюйской синеклизе — пермотриас и т.д.

Сибирская платформа является крупнейшей в России по геологическим ресурсам сверхтяжелых нефтей и битумов, сосредоточенных на малых глубинах (до 1 км) или в приповерхностных условиях. В Оленекском битумном поле на северо-востоке платформы сосредоточены гигантские геологические ресурсы (несколько миллиардов тонн) неподвижной нефти высокой плотности и вязкости (по сути, скопления природных битумов — деградированных нефтей), свидетельствующие о грандиозных масштабах разрушения обычных УВ-скоплений в мезозойское и кайнозойское время.

ОНТОГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПАРАДОКСЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

1. Невозможность оценить объемы генерации битумоидов и УВ-газов: несмотря на попытки ряда исследователей-геохимиков [1, 3, 5], корректные расчеты отсутствуют. Неопределенность времени проявления аккумуляционных процессов и условий первичного формирования УВ-скоплений.

2. Отмечается повсеместная «зараженность» УВ всего подсолевого разреза (низы кембрия, венд и верхи рифея): загазованность Иркутского амфитеатра (почти во всех пробуренных скважинах — газ: промышленные и непромышленные притоки, газопроявления), нефтенасыщенность ареала Непско-Ботубинской и Байкитской и других антеклиз при ограниченных генерационных свойствах терригенных и особенно карбонатных пород (содержание $C_{орг}$ повсеместно менее 1 %, за исключением отдельных маломощных толщ в верхах рифея — до 2 % и более) [5, 18].

Проблемы онтогенеза нефти и газа для Сибирской платформы до настоящего времени не решены в той степени, которую требует качественный и особенно количественный прогноз нефтегазоносности недр. В подселевой осадочной части разреза Сибирской платформы очевидные битумогенерирующие («нефтематеринские») толщи не установлены, возможно, они локализованы в верхах рифея — низах венда, в зонах, где катагенез ОВ не превышает градации $МК_3^2$ (R° до 1,2 %), однако повсеместно рифейская толща высокопреобразована [20, 24] — где они, эти зоны? Свободный газ — явно вторичного генезиса. В качестве газоматеринских

«источников» выступают ОВ и битумоиды пород, а также нефти в макро- и микроскоплениях в зонах и на глубинах с жесткими геохронотермическими и катагенетическими условиями (градации $МК_3$ - $МК_5$, $АК_1$). Классический пример — газ трещиноватых терригенных коллекторов венда Нижне-Ангарского нефтегазоносного района: бесконденсатный (сухой) с очень высоким содержанием метана, явно апокатагенетического генезиса, залегающий на глубине -2200-2900 м (на Абаканском и других месторождениях).

Принимая во внимание древность нефтегазоматеринских толщ и вмещающих залежи УВ природных резервуаров, сложнейшую историю развития платформы в фанерозойское (послекембрийское) время, очень сложное литолого-фациальное строение продуктивных толщ, активное влияние эпигенеза на коллекторский потенциал, прежде всего песчаных пород, множество долгоживущих дизъюнктивных нарушений, неоднократные перестройки структурного плана, влиявшие на подземную флюидодинамику, и, наконец, воздействие интрузивно-эффузивных магматических процессов (наиболее активное в триасе), можно сделать вывод о невысоком эволюционно-консервационном потенциале нефтегазоносности осадочного чехла Сибирской платформы в большинстве районов и областей.

О постепенном, но длительном и масштабном разрушении газосодержащих скоплений в подселевых толщах Сибирской платформы свидетельствуют относительно высокие содержания «мантийного» гелия — от 0,20 до 0,65 %, содержание которого в «молодых» газовых залежах исчезающе мало (до 0,05 %) за счет разубоживания постепенно генерируемым молодым газом.

Средний состав свободного газа в вендских терригенных коллекторах Чаяндинского и других месторождений, %: CH_4 — 83,4-85,8; тяжелые УВ-газы — 6,6-6,8 (резко преобладает этан); CO_2 — повсеместно менее 0,5; азот — 5,8-7,6; гелий — 0,34-0,63, причем максимум приходится на газ талахского — самого нижнего горизонта — 0,63 % (гелий идет, естественно, снизу, из мантии, разубоживаясь постепенно другими газами). Нефти Восточно-Сибирской мегапровинции легкие (0,800-0,840 г/см³), малосернистые (менее 0,5 %), но и малопарафинистые. Величины дебитов газа изменяются от 150-200 до 600 тыс. м³/сут [2, 13, 14, 21], нефти — от 5-10 до 55 т/сут (Чаяндинское).

В Юрубчено-Тохомской зоне начальные дебиты нефти составляли 40-60 т/сут, газа — до 250 тыс. м³/сут. Продуктивные горизонты большинства месторождений УВ залегают на глубине 1500-2700 м от поверхности земли.

Ряд негативных («не вполне позитивных») моментов заставляет многих экспертов с осторожностью относиться к оценкам начальных потенциальных ресурсов газа, особенно нефти, прежде всего их прогнозируемой части (неоткрытым традиционным ресурсам УВ).

Регулярные переоценки ресурсов УВ Сибирской платформы проводились с 1978 по 1993 г.

Согласно официальной оценке, начальные потенциальные ресурсы газа Сибирской платформы на 01.01.1988 г. составили 31,7 трлн м³, дальнейшие пересчеты показывали неуклонное увеличение ресурсов (37,1 – в 2002 г., 39,1 – по состоянию на 01.01.2009 г.) [4, 6, 12, 13, 19, 22].

Автор статьи неоднократно участвовал в переоценке начальных потенциальных ресурсов газа и нефти осадочных бассейнов России, начиная с 1984 г. Результаты расчетов по Енисей-Ленской мегапровинции периода 2002-2014 гг. приведены в табл. 7.

Величина нефтяного геологического потенциала недр Сибирской платформы вместе с мезозойскими впадинами и прогибами в границах Енисей-Ленской мегапровинции не может быть больше величины газового потенциала по определению (имеются в виду только традиционные ресурсы УВ). Реальные извлекаемые ресурсы нефти много ниже ресурсов свободного газа.

Поисково-разведочные работы в южных областях Сибирской платформы, безусловно, необходимо продолжить с целью выполнения лицензионных соглашений и прироста новых промышленных запасов УВ. Однако, по возможности, следует учитывать (выполнять) следующие рекомендации (в целях минимизации рисков и экономии средств на поисково-разведочные работы):

- не приобретать лицензионные участки с оценкой реальных (существующих в природе) потенциальных ресурсов УВ менее 50 млн т усл. топлива, поскольку в этом случае вероятность обнаружения в их пределах крупных месторождений (более 30 млн т усл. топлива) невелика;

- не бурить до 2025 г. поисковые скважины глубиной 4000 м и более вследствие крайне низких фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород в древних толщах на больших глубинах. На глубине более 3500 м сохранность и карбонатных пород-коллекторов «оставляет желать много лучшего», что предопределяет вероятное неполучение промышленных притоков газа, особенно нефти;

- в случае открытия месторождений с вероятными суммарными запасами УВ (категории В + С₁) менее

30 млн т усл. топлива, целесообразно прекращать разведку «до лучших времен», так как средние и особенно малые месторождения (менее 10 млн т усл. топлива) попросту не нужны до 2030 г., особенно при их некомпактном расположении. Масштабная разведка/доразведка таких месторождений будет снижать общую эффективность геолого-разведочных работ;

- дальнейшее изучение УВ-потенциала северной половины мегапровинции необходимо продолжать путем бурения редких параметрических скважин, его освоение (перевод из прогнозных ресурсов в запасы) наметить на период после 2035 г.

Во всяком случае, необходимо учитывать то, что ресурсно-геологические риски проведения поисково-разведочных работ по освоению остаточной (невывявленной) части УВ-потенциала Сибирской платформы очень высоки, намного выше, чем в арктических областях суши Западной Сибири (Ямал, Гыдан) и на шельфе Баренцева и Карского морей, однако других обширных малоизученных регионов в материковой части Северной Евразии попросту уже не остается.

Общие замечания к проблеме нефтегазогеологической уникальности (неординарности) Восточно-Сибирской (Енисей-Ленской) мегапровинции таковы.

1. За исключением Курейской синеклизы и Вилюйской впадины, во всех других областях Восточной Сибири наблюдаются дефицит коллекторского пространства в интервале от подошвы кембрийской соли до складчатого фундамента (в сумме мощность терригенных и карбонатных проницаемых пород составляет 600-800 м, редко более, например в Западно-Сибирской мегапровинции – 2,2-3,5 км) и ограниченность коллекторского потенциала вторичных и третичных по генезису коллекторов (пористость – первые проценты, фоновая проницаемость – тысячные доли квадратных микрометров, засоленность пустотного пространства).

2. В Лено-Тунгусской провинции все вторично (и даже «третично») – газ и тяжелая нефть, их залежи, коллекторы и др.

3. Во всем мире нет ни одной нефтегазносной провинции, различные области которой так сильно отличались бы друг от друга и геологическим строением, и характером нефтегазоносности: в Восточной Сибири

Таблица 7

Потенциальные ресурсы свободного газа Енисей-Ленской мегапровинции, трлн м³

Методы оценки (год)			
МГА-ЭМ* (2002)	МИМ** (2012)	МГА (2014)	Принято (2014)
19,5	26,8	25,0	23,7

* Метод геологических аналогий и группа экспертных методов.

** Метод имитационного моделирования (совместно с Т.В.Гудымовой).

невозможны никакие межобластные геологические аналогии, что затрудняет количественную оценку начальных потенциальных ресурсов. Каковы возможные причины такого «нефтегазогеологического разнообразия»?

Древняя Сибирская платформа отличается от других мегаструктур мира:

- наиболее древним по возрасту фундаментом (архей — ранний протерозой — консолидация произошла более 1,5 млрд лет назад);
- наибольшей площадью распространения криптозойского осадочного чехла;
- промышленной нефтегазоносностью древних толщ (рифей — венда);
- наличием мощного соленосного флюидоупора — региональной покрывки — в разрезе нижнего и среднего кембрия, между тем большинство залежей газа (газовые, газоконденсатные) экранируют уплотненные глинисто-алевролитовые покрывки и даже доломиты (!);
- наибольшей угленосностью карбона, перми, триаса, юры, нижнего мела и громадными ресурсами каменных углей, однако, в силу отсутствия флюидоупоров, значительная часть угольного газа потеряна;
- наиболее высокой долей магматических пород в объеме осадочно-вулканогенного чехла (до 40 % в Южно-Тунгусской области);
- наиболее древним возрастом образовавшихся УВ-скоплений (ранний палеозой);
- наиболее широким спектром природного органического метаморфизма органических комплексов пород — от ранней буроугольной стадии до метантрацитов и графитов — высшей стадии термотрансформации ОВ;
- максимальным развитием дизъюнктивной тектоники в объеме осадочного чехла и очень значительным влиянием разломов на все звенья онтогенеза УВ в недрах;
- очень значительными масштабами разрушения УВ-скоплений как газовых, так и нефтяных с образованием обширных битумных полей. Яркий пример влияния разломов на современную флюидальную картину — Чаяндинское и Талаканское нефтегазоконденсатные месторождения, разделенные узким грабенообразным прогибом: на первом, относительно слабонарушенном дизъюнктивами, при реальных запасах свободного газа около 1 трлн м³, геологические запасы нефти — менее 200 млн т; на втором, интенсивно нарушенном, отношение газ/нефть равно 1/10 (геологические). В разрезе первого весь промышленный газ находится в терригенных резервуарах низов венда (Ботуобинском и др.), а в карбонатном нижнем кембрии отмечаются только нефтепроявления, на Талаканском залежи нефти (с газовыми шапками) локализованы в карбонатах осинской свиты непосредственно под соленосной региональной покрывкой, а ниже по разрезу зафиксированы главным образом газопроявления: размещение УВ-флюи-

дов диаметрально противоположное (нефть и газ сегрегированы в пространстве). По-видимому, в моменты движения по разломам даже соль пропускает газ, но задерживает нефть. По мнению автора статьи, самые корректные оценки УВ-потенциала Сибирской платформы — оценки 1988 и 1993 гг., которые хотя бы коррелировали со степенью изученности региона. Дальнейшее увеличение потенциала уже ничего общего с геологическими реалиями региона не имело.

Выводы

1. Енисей-Ленская — Восточно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция, приуроченная к докембрийской платформе и восточно-северо-восточным пермезозойским впадинам и прогибам, уникальна среди всех НГП и мегапровинций мира. Ее уникальность обусловлена: во-первых, огромной площадью перспективных на нефть и газ земель; во-вторых, широким диапазоном продуктивности (рифей — юра); в третьих, древностью нефти и газа, так как значительная часть запасов УВ приурочена к толщам рифея и венда — нижнего кембрия (более 90 %) и, скорее всего, залежи сингенетичны вмещающим породам.

2. Важнейшей особенностью Сибирской платформы является очень высокая степень объемной литолого-фациальной и структурно-тектонической неоднородности и нарушенности на областном, районном и даже зональном уровнях: множество несогласий, размывов пород, разновозрастных и разноамплитудных разломов, которые в настоящее время являются экранами для геофлюидов.

Необходимо подчеркнуть также общую значительную, повсеместную и неоднозначную роль разновозрастных и разномасштабных магматических образований (межпластовых интрузий, траппов и т.п.) [16, 24].

3. В пределах Енисей-Ленской мегапровинции за 60 лет проведения целенаправленных поисково-разведочных работ на нефть и газ к 2016 г. открыто 88 месторождений УВ, в том числе 72 — в недрах собственно Сибирской платформы (16 — в Вилуйской впадине). Среди открытых месторождений преобладают газосодержащие — типа газовых и газоконденсатных (без нефти), а также газоконденсатно-нефтяные/нефтегазоконденсатные — 62.

Суммарные начальные разведанные запасы УВ в Восточной Сибири составляют 5 млрд т усл. топлива, в том числе жидких УВ — несколько более 1 млрд т усл. топлива (извлекаемые). Очевидно лидерство свободного газа в плане промышленной значимости мегапровинции.

4. Среди 20 выделенных областей (НГО и перспективных) и НГР к промышленно нефтегазоносным относится 8, перспективным — 12. Примерно на 60 % общей площади мегапровинции не открыто ни одного место-

рождения с балансовыми запасами УВ, несмотря на бурение в их пределах многих десятков параметрических и поисковых скважин (Южно-Тунгусская и др.).

5. В недрах мегапровинции сформировалось (и сохранилось до наших дней) три полюса УВ-накопления: Юрубчено-Тохомский (преимущественно нефть, рифей – венд), Непско-Ботуобинский (нефть + газоконденсат, венд – кембрий) и Южно-Иркутский (газ, венд). С запада на восток и юг доля нефти уменьшается в суммарных геологических запасах УВ, вплоть до полного исчезновения нефтяных скоплений (в ареале Вилюйской впадины).

Точно также в восточно-юго-восточном направлении происходит «омоложение» и возраста нефте- и особенно газовмещающих природных резервуаров – от позднего рифея до триаса – ранней юры, увеличивается доля терригенных пород в объеме коллекторских толщ.

6. В пределах собственно Енисей-Ленской мегапровинции преобладают «неантиклинальные» месторождения и залежи УВ в ловушках, контролируемых литологическим и эпигенетическим замещением пород-коллекторов непроницаемыми (уплотненными) разностями по восстанию коллекторских горизонтов, а также поверхностями литолого-стратиграфических несогласий. Показательна приуроченность к подобным ловушкам всех трех лидирующих по запасам месторождений. Множество скоплений относится к тектонически-экранированным и ограниченным разломами ([14, 15] и др.). Относительно просто построенные залежи УВ (газоконденсатные) встречаются только в Вилюйской впадине в терригенных толщах перми, триаса и юры.

7. В природных резервуарах древнего возраста (подсолевой кембрий, венд, рифей) широко развиты вторичные и «третичные» по генезису породы-коллекторы, в которых наблюдается проницаемость трещинного тектонического по генезису типа не только в карбонатных, но и терригенных толщах. В песчано-алевролитовых природных резервуарах в жестких термоглубинных и катагенетических условиях происходит быстрое снижение фильтрационно-емкостных свойств – как пористости, так и проницаемости матрицы пород – наблюдается потеря аккумуляционного потенциала на глубинах более 3,0-3,5 км (венд, верхняя пермь и др.).

8. Геотермические условия осадочного чехла Сибирской платформы в целом характеризуются пониженной напряженностью геотермополя и невысокими пластовыми температурами в осадочном чехле (0-80 °С). Это обусловлено низким тепловым потоком (в связи с древностью фундамента), почти повсеместным распространением мощной толщи многолетнемерзлых пород, а также наличием в разрезе галогенно-карбонатных пород, которые способствуют выносу тепла из недр и более интенсивному промерзанию верхних частей осадочного чехла. Пластовые давления в природных резервуа-

рах преимущественно ниже гидростатических, что, по-видимому, связано с криогенным флюидоупором и значительным охлаждением осадочного чехла в новейшее время.

9. Сибирский мегабассейн отличается от других бассейнов сложнейшими условиями онтогенеза УВ. Прежде всего, необходимо отметить невысокие современные фоновые содержания рассеянного ОВ и высокие уровни катагенеза ОВ. Более 90 % объема пород характеризуется значениями $C_{орг} < 1\%$ (пониженными и низкими). Несмотря на это, в объеме осадочного чехла и рифейского комплекса, по мнению автора, были генерированы значительные массы битумоидов, большая часть которых трансформировалась в смесь газобразных и легких жидких УВ (вторичные газоконденсатные системы с малым содержанием конденсата, обычно менее 50 г/м³).

10. В ходе эволюционного развития УВ-скоплений в залежах в средне-позднепалеозойское и мезозойское время происходили процессы переформирования скоплений, во многих областях – частичная или полная дегазация недр с остаточным нефтенакоплением (Оленекское и другие месторождения сверхтяжелых нефтей и битумов) в восточных областях Сибирской платформы. В Южно-Тунгусской области общий невысокий объемный прогрев осадочной толщи кембрия [2, 9] не отменяет низкую физическую сохранность УВ-скоплений, вследствие нарушения ее недр множеством разломов, каналов истечения магмы, межпластовых интрузий и поверхностных излияний траппов.

11. Все нефтегазоносные области можно выстроить в «ряд» перспективности (по мере ее убывания): Непско-Ботуобинская, Ангаро-Ленская, Байкитская, Лено-Вилюйская, Катангская, Нижне-Ангарский НГР, Южно-Тунгусская, Предпатомская, Северо-Тунгусская, Присяяно-Енисейская, Предверхоаянская + Анабаро-Ленская, Западно-Вилюйская, Сюгджерская, Анабарская + Алданская.

12. Согласно расчетам автора (2009), реальные начальные потенциальные геологические ресурсы УВ мегапровинции в целом оценивались в 55-60 млрд т усл. топлива, что существенно меньше официальной оценки 2002 г. и оценок экспертов ФГУП «СНИИГГиМС» (2009-2012).

Величины традиционных ресурсов УВ Сибирской платформы по оценкам экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (2015) таковы: расчет по МГА, с уточнением по экспертным оценкам (точные оценки, геологические/извлекаемые):

газ – 26,4 трлн м³;
нефть – 23,7/6,3;
конденсат – 2,0/1,4;
попутный газ – 3,2/0,9 млрд т;
всего – 55,3/35,0.

13. Значительная часть нефти в Енисей-Ленской мегапровинции (не менее 80 % ресурсов и запасов) будет сосредоточена в подгазовых оторочках разной величины и строения, что существенно затруднит разработку месторождений типа нефтегазоконденсатных/газонефтеконденсатных и добычу как нефти, так и газа. Открытие в будущем чисто нефтяных гигантов (более 300 млн т, геологические) маловероятно, в то же время развитие (и обнаружение) 2-3 сверхгигантских (> 1 трлн м³) и 10-12 крупнейших и гигантских (в диапазоне 100-1000 млрд м³) газосодержащих месторождений типа газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных реально, однако вопрос о их локализации (в каких областях, районах и зонах?) остается открытым.

14. Дальнейшее проведение поисково-разведочных работ в пределах мегапровинции, особенно в периферийных областях и мегапрогибах с глубоким погружением вендских и особенно рифейских толщ, будет характеризоваться высокими и очень высокими природно-экологическими и ресурсно-геологическими рисками и относительно невысокой результативностью и эффективностью поисково-разведочных работ.

Крупные по морфологическим размерам и полезной емкости положительные структуры в южной половине Енисей-Ленской мегапровинции уже разбурены или отсутствуют (во впадинах), а на северо-западе не поддаются картированию. В этой связи необходима срочная разработка современной ресурсно-геологической парадигмы поиска новых крупных и крупнейших по запасам месторождений УВ в древних толщах Сибирской платформы (более 30-100 млн т усл. топлива каждое).

15. Потенциал добычи природного газа в южных областях Сибирской платформы к 2030 г. оценивается минимально в 80-85 млрд м³ (в том числе ПАО «Газпром» — 62-65 млрд м³), жидких УВ — до 36-40 млн т, в сумме не менее 120 млн т усл. топлива/год. Это потребует очень значительных капиталовложений компаниями-операторами в доразведку и развитие промысловой и транспортной инфраструктуры в 2018-2027 гг. В идеале в Восточно-Сибирской мегапровинции необходимо добывать 110-120 млрд м³ природного газа и 55-60 млн т жидких УВ (к 2040 г.).

Для обеспечения этих уровней, по оценкам экспертов ООО «Газпром ВНИИГаз», реальный (минимальный) прирост разведанных запасов свободного газа на территории Восточно-Сибирской мегапровинции в 2016-2050 гг. должен составить не менее 4,0 трлн м³, нефти — до 1,5 млрд т извлекаемых (преимущественно в 2026-2035 гг.).

Времена легкодоступных, дешевых ресурсов (для прироста запасов УВ) на суше России миновали (1971-2010), надо довольствоваться тем, что осталось не открытым в пределах материковых осадочных бассейнов. Главные события в масштабном развитии мине-

рально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи будут происходить на арктическом шельфе (2031-2040).

Вообще, Восточно-Сибирская мегапровинция — классический пример мегарегиона «рискованного земледелия» (термин из сельского хозяйства). Тем не менее Восточно-Сибирская платформа с окружающими впадинами и прогибами еще остается в значительной своей части «терра инкогнита» (земля неизвестная-непознанная) для окончательных выводов о ее перспективности, прежде всего средне- и особенно малоизученных областей в ее пределах.

Литература

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.
2. **Астафьев Д.А.** Направления поисково-разведочных работ для обеспечения запасами углеводородов планируемых нефте- и газопроводов в Восточной Сибири / Д.А.Астафьев, В.А.Скоробогатов, В.А.Игнатова, В.В.Кошевич // Юбилейная конференция, посвященная 75-летию ВНИГРИ «ТЭК России — основа процветания страны». — СПб.: Изд-во ВНИГРИ, 2004.
3. **Баженова Т.К.** Масштабы и время нефтегазообразования в верхнепротерозойских материнских формациях Сибирской платформы / Т.К.Баженова // Успехи органической геохимии. — Новосибирск: Изд-во ИГиГ СО РАН, 2010.
4. **Белонин М.Д.** Нефтегазоносность и перспективы освоения углеводородных ресурсов Востока России / М.Д.Белонин, Л.С. Маргулис // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2005. — № 6.
5. **Богородская Л.И.** Химический состав и катагенетическая превращенность РОВ кембрийских и верхнедокембрийских отложений Сибирской платформы / Л.И.Богородская, А.И.Ларичев // Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири. — Новосибирск: Изд-во СНИИГиМСа, 1991.
6. **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.
7. **Вожов В.И.** Геотермические условия нефтегазоносности Сибирской платформы / В.И.Вожов, Ф.Г.Гурари, А.И.Сурнин // Сов. геология. — 1983. — № 10.
8. **Вожов В.И.** Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / В.И.Вожов. — Новосибирск: Изд-во СНИИГиМСа, 2006.
9. **Восточная Сибирь.** Геология и полезные ископаемые. Т. 2 / Под ред. Н.С.Малич. — СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2002.
10. **Ефимов А.С.** Программа изучения и освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) — итоги и перспективы / А.С.Ефимов, А.А.Герт, А.И.Варламов и др. // Геология нефти и газа. — 2009. — № 6.
11. **Золотов А.Н.** Тектоника и нефтегазоносность древних толщ / А.Н.Золотов. — М.: Недра, 1982.

12. **Иванов Ю.А.** Новые аспекты перспектив нефтегазонасности северных районов Сибирской платформы / Ю.А.Иванов, И.П.Мясникова // Геология нефти и газа. — 2000. — № 4.
13. **Карнаухов С.М.** Развитие минерально-сырьевой базы газовой промышленности / С.М.Карнаухов, В.С.Коваленко, В.С.Парасына и др. // Газовая промышленность. — 2007. — № 3.
14. **Крекнин С.Г.** Современная геолого-геофизическая модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Г.Крекнин, А.В.Погрецкий, Д.Н.Крылов и др. // Геология нефти и газа. — 2016. — № 2.
15. **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.
16. **Мегакомплексы** и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / Под ред. В.С.Суркова. — М.: Недра, 1987.
17. **Мельников Н.В.** Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы / Н.В.Мельников // Стратиграфия, история развития. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009.
18. **Органическая** геохимия палеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазонасности // Под ред. К.К.Макарова, Т.К.Баженовой. — Л.: Недра, 1981.
19. **Прищеп О.** Нефть Восточной Сибири: ресурсный потенциал и возможности наращивания ее добычи / О.Прищеп, Л.Маргулис, Ю. Подольский // Oil and Gas Journal Russia. — Январь-февраль 2012.
20. **Ремизов В.В.** Проблемы освоения ресурсов газа Сибири и Дальнего Востока / В.В.Ремизов, В.И.Резуненко, А.И.Гриценко и др. // Газовая промышленность. — Сентябрь 2000.
21. **Скоробогатов В.А.** Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А.Скоробогатов, Ю.Б.Силантьев. — М.: Изд-во ВНИИГаза, 2013.
22. **Скоробогатов В.А.** Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций / В.А.Скоробогатов, Е.С.Давыдова // Вести газовой науки. — 2014. — № 3(19).
23. **Сурков В.С.** Рифтогенез и нефтегазоносные бассейны Сибири / В.С.Сурков // Геология нефти и газа. — 1998. — № 11.
24. **Филипцов Ю.А.** Оценка катагенеза и нефтегазогенерационных свойств органического вещества рифея и венда Байкитской и Катангской областей / Ю.А.Филипцов, Ю.В.Петришина, Л.И.Богородская и др. // Геология и геофизика. — 1999. — Т. 40. — № 9.
25. **Филипцов Ю.А.** Рифейские прогибы — основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы / Ю.А.Филипцов, В.С.Старосельцев // Геология нефти и газа. — 2009. — № 6.
26. **Фролов С.В.** Нефтегазоносные комплексы севера Лено-Тунгусского бассейна // С.В.Фролов, Е.А.Бакай, Е.Е.Карношина и др. // Геология нефти и газа. — 2013. — № 3.
27. **Шеин В.С.** Тектоническое районирование и перспективы нефтегазонасности бассейнов Сибирской платформы / В.С.Шеин, Н.К.Фортунова, С.В.Ивашко и др. // Геология нефти и газа. — 2013. — Спецвыпуск.

© В.А.Скоробогатов, 2017

Виктор Александрович Скоробогатов,
директор,
доктор геолого-минералогических наук,
v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.

YENISEI-LENA MEGAPROVINCE: FORMATION, PLACEMENT AND FORECASTING OF HYDROCARBON DEPOSITS

Skorobogatov V.A. ("Gas resources" Center of OOO "Natural gas and gas technologies research institute - Gazprom VNIIGAZ")

The main features of the development and modern structure of the sedimentary cover of the Yenisei-Lena megaprovince include: the very complex structural and tectonic development of the Siberian Platform in the Riphean-Vendian and post-Cambrian times. The main reasons of the insufficiently high current and "accumulated" efficiency of geological exploration works in the field of prospecting for deposits and their further exploration, and even often unreasonable re-exploration, are very complex tectonic and dynamic development and the modern geological structure of the Siberian Platform and certain regions, areas, zones, local sites; old age of hydrocarbon deposits origination.

Oil geological potential value of the Siberian Platform's subsoil, together with the Mesozoic depressions and sags within the Yenisei-Lena megaprovince, can't be greater than the gas potential by definition. The real recoverable oil resources are much lower than the resources of non-associated gas.

Key words: East Siberian (Yenisei-Lena) oil and gas bearing megaprovince; prospecting and exploration operations; forecasting; Riphean; Vendian.