



УДК (553.98.041:550.8):347.77.043(571.5)

СОСТОЯНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ НАРАЩИВАНИЯ ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ В РАМКАХ «ПРОГРАММЫ ВСТО»

А. И. Варламов¹, А. А. Герт², П. Н. Мельников¹, А. С. Ефимов³,
М. Ю. Смирнов⁴, Е. В. Смирнов⁴

¹Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва, Россия; ²Новосибирский филиал ВНИГНИ, Новосибирск, Россия; ³Сибирская геологическая ассоциация, Новосибирск, Россия; ⁴Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Начало строительства трубопроводной системы ВСТО и утверждение в 2005 г. «Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» дали старт активному освоению восточносибирских недр. В статье рассмотрены состояние ресурсной базы углеводородного сырья, геолого-разведочных работ и лицензирования недр указанных территорий, а также перспективы и направления дальнейшего прироста минерально-сырьевой базы.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, геолого-разведочные работы, лицензирование, минерально-сырьевая база, нефтегазоперспективные зоны, углеводородное сырье.

STATE OF THE MINERAL RESOURCE BASE AND PROSPECTS FOR INCREASING PRODUCTION VOLUMES UNDER THE ESPO PROGRAMME

A. I. Varlamov¹, A. A. Gert², P. N. Melnikov¹, A. S. Efimov³, M. Yu. Smirnov⁴, E. V. Smirnov⁴

¹All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; ²Novosibirsk Branch of VNIGNI, Novosibirsk, Russia; ³Siberian Geological Association, Novosibirsk, Russia; ⁴Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

The construction of ESPO pipeline system and the approval of the Programme of Geological Study and the Assignment for Use of Hydrocarbon Fields in East Siberia and the Sakha Republic in 2005 launched the active development of the East-Siberian subsoil. The paper discusses the current state of the hydrocarbon resource base, geological exploration and licensing of the territory of interest, as well as prospects and trends of further increment of mineral resource base.

Keywords: East Siberia, geological exploration, licensing, mineral resource base, oil and gas promising zones, raw hydrocarbons.

DOI 10.20403/2078-0575-2017-6с-48-67

В работе над статьей принимал участие коллектив сотрудников Новосибирского филиала ФГБУ «ВНИГНИ» (В. Г. Акимов, М. В. Бражникова, К. Н. Кузьмина, М. Ю. Соболев, В. А. Эрнст) и АО «СНИИГГиМС» (А. А. Вымятнин, О. Н. Лыбина, П. И. Новиков, И. И. Черепанова).

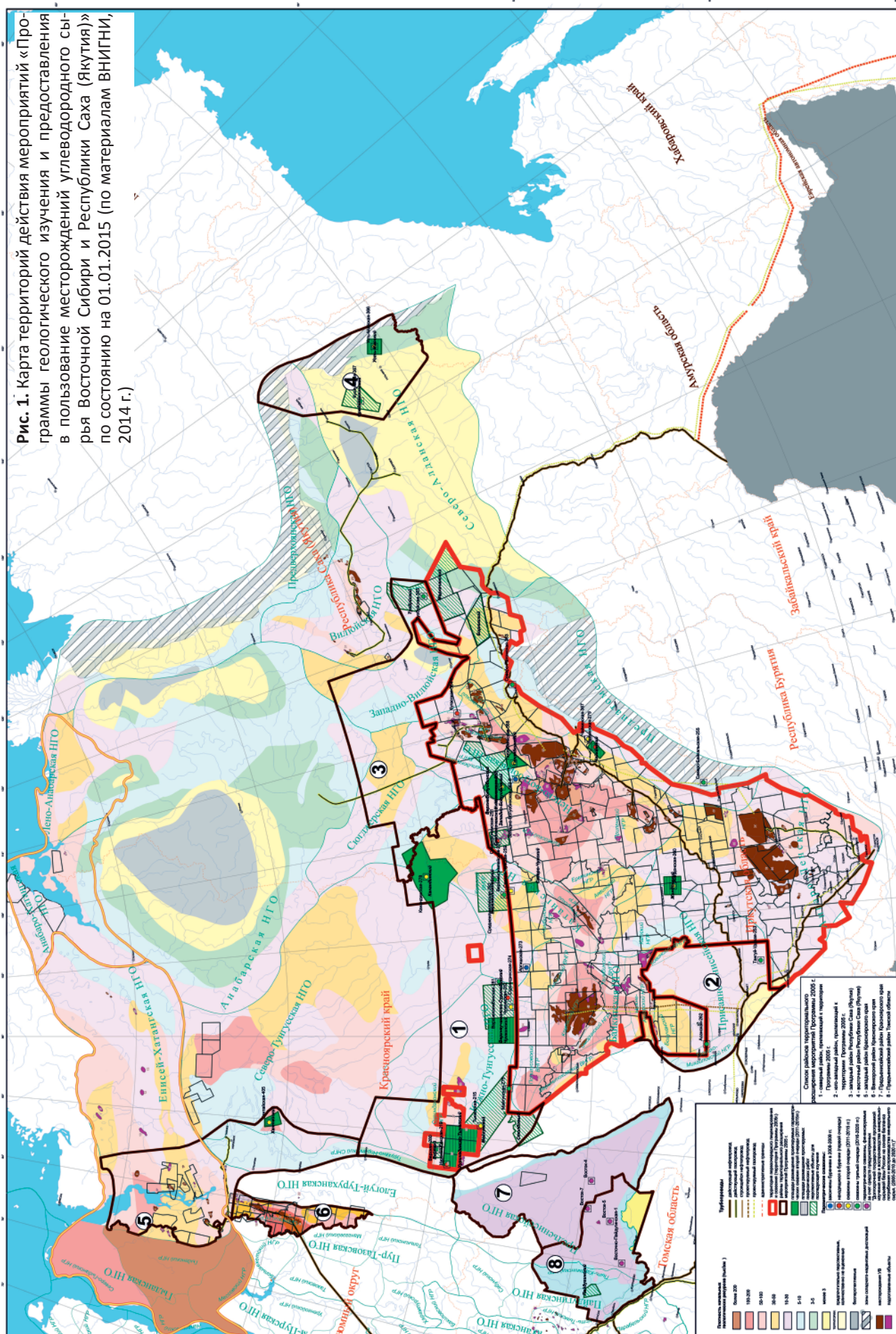
Ресурсная база углеводородного сырья

Основой геологического изучения и освоения запасов нефти и газа Восточной Сибири является «Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» (далее – Программа), разработанная в соответствии с Распоряжением Правительства Российской Федерации № 1737-р от 31.12.2004. Программа утверждена приказом МПР России № 219 от 29.07.2005. Первоначально территория действия программы охватывала южные районы Красноярского края, Иркутскую область и юго-западную часть Республики Саха (Якутия). В нефтегазогеологическом отношении Программа включала Южно-Тунгусскую, Байкитскую, Катангскую, Непско-Ботуобинскую, Ангара-Ленскую, Предпатомскую и Западно-Вилуйскую НГО. В 2009–2012 гг., в соответствии с Протоколом Минприроды № 02–16/67-пр от 21.04.2009 зона действия Программы была

расширена за счет включения в нее территорий северо-запада и юго-запада Красноярского края (северная часть Северо-Тунгусской и западная часть Енисей-Хатангской НГО, Присяно-Енисейская НГО), Предъенисейской ПНГО (запад Красноярского края и восточная часть Томской области), а также западных и восточных районов Республики Саха (Якутия) в пределах Сюджерской, Западно-Вилуйской, Вилуйской НГО, Северо-Алданской и Предверхоянской НГО [6, 9, 11].

В 2014 г. согласно поручению Роснедра (письмо Роснедр от 13.10.2014 № 03–30/11492) во ВНИГНИ было разработано дополнение к Программе 2005 г.: в нее были включены территории северного окончания Сибирской платформы (Гыдано-Хатангская нефтегазоперспективная зона, Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская НГО). Таким образом, по состоянию на 01.01.2015 территория действия «Программы геологического изучения и предоставление в пользование месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» фактически покрывала всю восточную часть Западно-Сибирской НПП (Предъенисейскую нефтегазоперспективную область) и практически всю Восточно-Сибирскую мегапровинцию. В административном отношении это Красноярский край, Иркутская область, Республика Саха (Якутия), восточные районы Томской области

Рис. 1. Карта территорий действия мероприятий «Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» по состоянию на 01.01.2015 (по материалам ВНИГНИ, 2014 г.)



в пределах части Пайдугинской и Предъенисейской НГО (рис. 1). В последние годы именно эти регионы и являются приоритетными для размещения основного объема геолого-разведочных работ и объектов лицензирования. Это обусловлено необходимостью формирования достаточной сырьевой базы нефти и газа для обеспечения загрузки новых нефтегазотранспортных магистралей на востоке России – нефтегазопроводов «Восточная Сибирь – Тихий океан», «Сила Сибири», «Куюмба – Тайшет» (как часть системы ВСТО). На севере рассматриваемой территории в связи с развитием современного танкерного флота России повышается роль, в том числе и для транспорта нефти и сжиженного газа, уникальной транспортной схемы – Северного морского пути.

В настоящее время в Восточной Сибири условно можно выделить три центра (кластера) нефтегазового освоения:

1) Центральнo-Сибирский (южные и юго-западные районы Красноярского края и восток Томской области – зона влияния ВСТО);

2) Восточно-Сибирский (Иркутская область, западные и восточные районы Республики Саха (Якутия) – зона влияния транспортных коридоров ВСТО и «Сила Сибири»);

3) Северо-Сибирский центр (практически все северное обрамление Сибирской платформы в пределах северных районов Красноярского края и Республики Саха (Якутия) – зона обеспечения Северного морского пути).

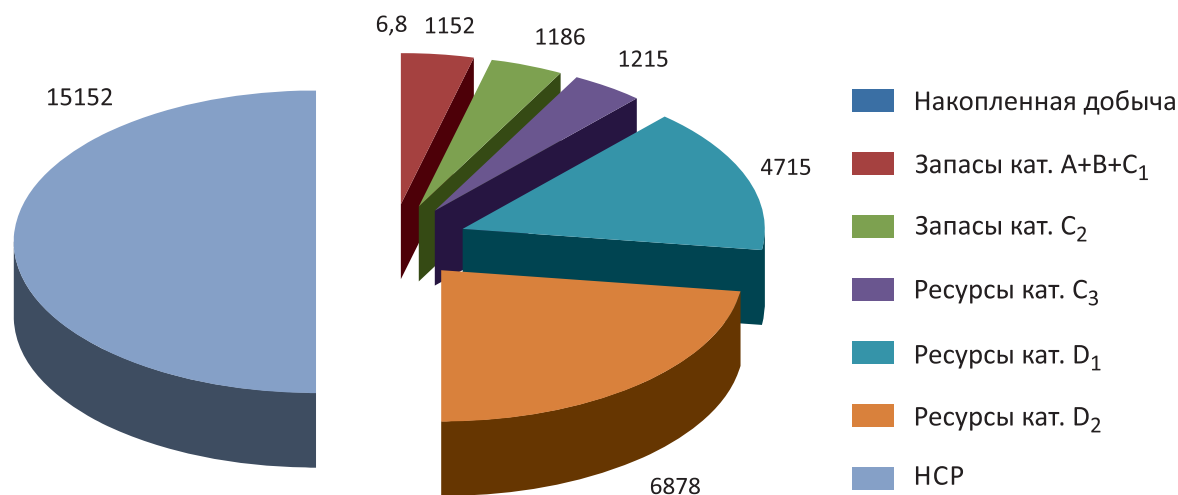
Последняя официальная количественная оценка ресурсной базы УВ в России выполнена

в 2009–2012 гг. по состоянию запасов и ресурсов на 01.01.2009. В соответствии с данной оценкой на рис. 2 приведена характеристика структуры ресурсной базы нефти для территории действия расширенной Программы (2014 г.) как в целом по анализируемому региону, так и в по субъектам РФ, при этом для Томской области даны значения запасов и ресурсов нефти по части Пайдугинской НГО и Предъенисейской НГО в границах Томской области.

Структура запасов и ресурсов свободного газа в соответствии с оценкой на 01.01.2009 представлена на рис. 3.

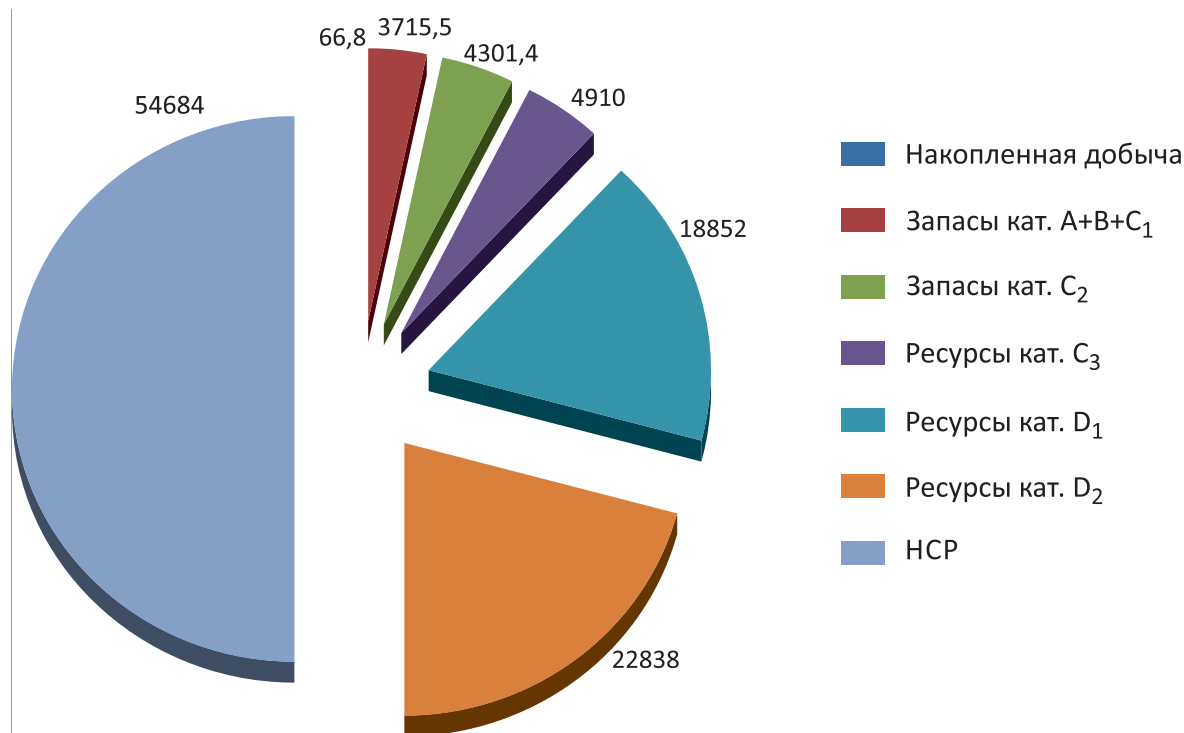
Суммарные начальные извлекаемые ресурсы нефти и свободного газа территории действия Программы по состоянию на 01.01.2009 оценивались в 69,8 млрд т УУВ.

За время, прошедшее после последней официальной оценки ресурсов нефти и газа, на рассматриваемой территории были выполнены значительные объемы геолого-разведочных работ (геофизические, буровые, геохимические). В результате фактическая сырьевая база претерпела существенные изменения за счет вовлечения в освоение новых площадей, открытия новых месторождений и залежей, интенсификации объемов добычи нефти и газа, списания не подтвердившихся ресурсов и запасов УВ. Финансирование геолого-разведочных работ осуществлялось на принципе частно-государственного софинансирования. За счет федерального госбюджета проводились региональные геолого-геофизические исследования и параметрическое бурение. Конечным результатом этих работ на завершающей



Регион	Накопленная добыча	Запасы по категориям		Ресурсы по категориям			Начальные суммарные ресурсы
		A+B+C ₁	C ₂	C ₃	D ₁	D ₂	
Всего	6,8	1152	1186	1215	4715	6878	15152
Красноярский край	0,8	706,8	923,4	826	1804	4519	8780,0
Иркутская область	1,5	197,7	74,4	207	1924	274	2678,6
Томская область (восток)	–	–	–	–	372	202	574
Республика Саха (Якутия)	4,5	247,3	188,1	182	615	1883	3119,9

Рис. 2. Структура извлекаемой ресурсной базы нефти зоны действия расширенной Программы по состоянию на 01.01.2009, млн т



Регион	Накоплен- ная добыча	Запасы по категориям		Ресурсы по категориям			Начальные суммарные ресурсы
		A+B+C ₁	C ₂	C ₃	D ₁	D ₂	
Всего	66,8	3715,5	4301,4	4910	18852	22838	54684
Красноярский край	18,1	819,3	1000,6	3407	8805	14465	28515,0
Иркутская область	2,1	1581,7	2084,7	1322	4933	2124	12047,5
Томская область (восток)	0	0	0	0	94	137	231
Республика Саха (Якутия)	46,6	1314,5	1216,1	181	5020	6112	13890,2

Рис. 3. Структура ресурсной базы свободного газа зоны действия расширенной Программы по состоянию на 01.01.2009, млрд м³

их стадии являлась подготовка для лицензирования нефтегазоперспективных площадей и локализация прогнозных ресурсов нефти и газа. Поисково-оценочные, разведочные работы и освоение выявленных месторождений осуществлялись за счет собственных либо привлеченных средств пользователей недр. Основным модулятором формирования и изменения сырьевой базы нефти и газа были результаты геолого-разведочных работ.

Всего за 2009–2016 гг. на геолого-разведочные работы в Восточной Сибири в рамках Программы 2014 г. было потрачено 366,1 млрд руб., в том числе 43,8 млрд руб. за счет средств государства, 322,3 млрд руб. за счет инвестиций недропользователей (рис. 4). При этом доля федерального финансирования не превышала 11–12% от общего объема затрат. Среднегодовой уровень затрат федерального бюджета в зоне ВСТО в рассматриваемый период составил 5,48 млрд руб., а инвестиционных средств – 40,3 млрд руб.

В 2009–2016 гг. за счет госбюджета в зоне влияния расширенной программы ВСТО было отработано около 71 тыс. пог. км сейсморазведки 2Д

МОГТ, параметрическим бурением пройдено около 25 тыс. пог. м. Выявлены и локализованы ресурсы нефти категории D_{1лок} в объеме более 5,1 млрд т (извл.), газа – около 25 трлн м³.

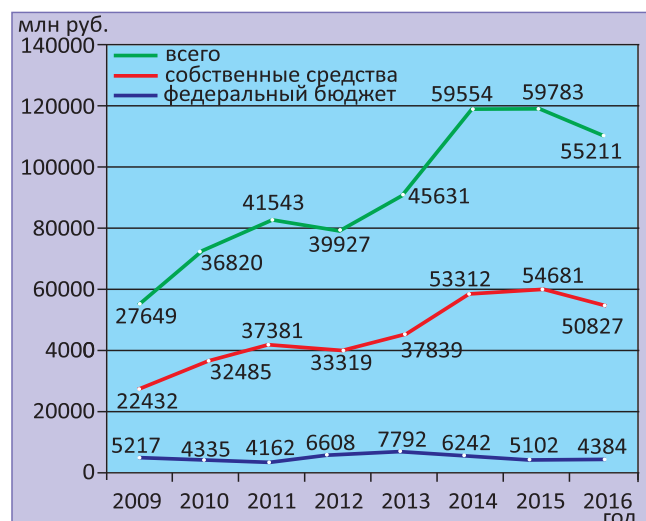
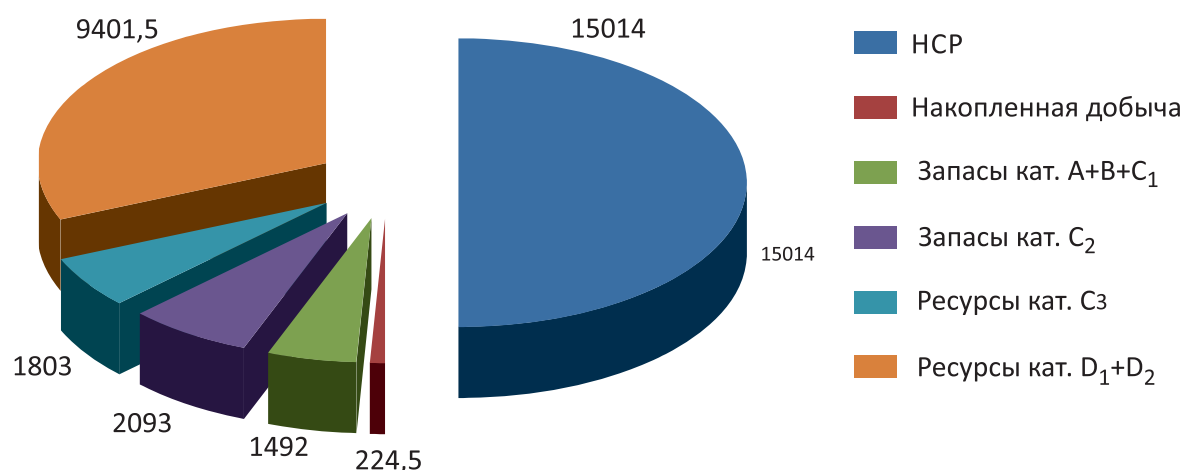
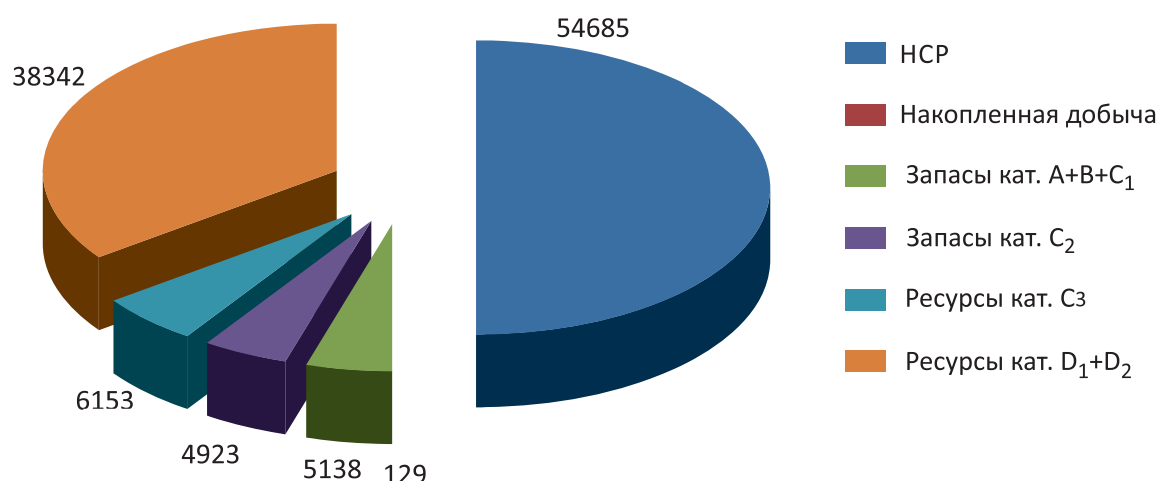


Рис. 4. Динамика финансирования ГРП в Восточной Сибири по годам и источникам затрат



Регион	Начальные суммарные ресурсы	Накопленная добыча	Запасы по категориям		Ресурсы по категориям	
			A+B+C ₁	C ₂	C ₃	D ₁ +D ₂
Всего	15014	224,5	1492	2093	1803	9401,5
Красноярский край	8780,0	114,6	871,5	1005	1286	5502,9
Иркутская область	2678,6	61,8	262	764	237	1354,2
Томская область (восток)	435					435
Республика Саха (Якутия)	3119,9	48,1	359	324	280	2109,4

Рис. 5. Состояние и структура запасов и ресурсов нефти в зоне ВСТО на 01.01.2016 (млн т)



Регион	Начальные суммарные ресурсы	Накопленная добыча	Запасы по категориям		Ресурсы по категориям	
			A+B+C ₁	C ₂	C ₃	D ₁ +D ₂
Всего	54685	129	5138	4923	6153	38342
Красноярский край	28515	56	1108	1039	3115	23197
Иркутская область	12048	11	1892	2907	2704	4534
Томская область (восток)	232	0	0	0	0	232
Республика Саха (Якутия)	13890	62	2138	977	334	10379

Рис. 6. Состояние и структура запасов и ресурсов газа в зоне ВСТО на 01.01.2016 (млрд м³)

За счет собственных средств недропользователей в 2009–2016 гг. отработано 93 тыс. пог. км сейсморазведки 2Д МОГТ, более 51 тыс. км² сейсморазведки 3Д, поисково-разведочным бурением пройдено 1,17 млн пог. м.

Выполненные объемы работ на распределенном фонде недр позволили существенно нарастить

разведенную часть ресурсной базы УВ. Так, запасы нефти категорий A+B+C₁ за рассматриваемый период удалось прирастить на 340 млн т, категории C₂ – на 907 млн т и, это несмотря на значительно выросшие объемы добычи нефти: накопленная добыча нефти в Восточной Сибири на начало 2009 г. составляла 6,8 млн т а на начало 2016 г. – 224,5 млн т.



Таблица 1

Запасы углеводородов базовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.2015

Месторождение	Нефть (извл.), млн т		Газ, млрд м ³	
	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂
Среднеботуобинское	98,4	107,9	168,0	72,9
Чаяндинское	52,5	15,1	708,2	738,5
Ковыктинское	0,0	0,0	1562,7	988,0
Талаканское + Верхнечонское + Северо-Талаканское + Алинское + Восточно-Алинское + Южно-Талаканское	304,3	100,8	80,0	129,5
Юрубчено-Тохомское+Куюмбинское+Оморинское	289,3	587,6	170,5	400,6
Собинское+Пайгинское	11,6	5,3	148,6	14,7
Ванкорское	372,5	5,7	102,1	4,3
ВСЕГО	1128,6	822,4	2940,1	2348,5

Существенно вырос и объем подготовленных перспективных ресурсов нефти категории C₃ (D₀) – с 1215 млн т в 2009 г. до 1810 млн т на начало 2016 г.

Аналогичная ситуация отмечается и для газа (без учета растворенного). Объем запасов газа категорий A+B+C₁ вырос на 1421 млрд м³ (с 3716 на 01.01.2009 до 5138 млрд м³ на начало 2016 г.), газа категории C₂ – на 621 млрд м³, подготовленных перспективных ресурсов категории C₃ (D₀) – на 1243 млрд м³. Накопленная добыча газа на 01.01.2016 составила 129 млрд м³, увеличившись на 62 млрд м³ (рис. 5, 6).

На Сибирской платформе на 01.01.2015 на Государственный баланс поставлено 106 месторождений нефти, газа и конденсата, из них в Республике Саха (Якутия) 35, в Иркутской области 33, в Красноярском крае 35 месторождений; три месторождения находятся на балансе в двух субъектах – в Иркутской области и Республике Саха.

В Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) преобладают нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения. Ряд нефтегазоносных областей и районов отличается преимущественной газоносностью, в них выявлены газовые и газоконденсатные месторождения (Енисей-Хатангская НГО и Нижнеангарский самостоятельный НГР) в Красноярском крае, Вилуйская НГО в Республике Саха (Якутия), Ангаро-Ленская НГО в Иркутской области) (табл. 1).

Основной целью работ недропользователей в 2005–2015 гг. являлось выявление промышленных залежей углеводородного сырья, т. е. получение прироста запасов категории C₁ (рис. 7).

Наибольший прирост был в 2007 г – более 280 млн т. В 2008 г. произошел резкий спад, основной причиной которого был экономический кризис, но в последующие годы приросты увеличились и ситуация стабилизировалась. Суммарный прирост запасов нефти категории C₁ за 2005–2015 гг. составил 1060,6 млн т, а по прогнозам на 2016–2020 гг. он будет 450 млн т.

В табл. 2 представлены новые месторождения нефти и газа и прирост запасов на существующих месторождениях в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) за 2005–2015 гг. Из открытых за этот период месторождений самое большое по разведанным запасам нефти категорий A+B+C₁ – Северо-Талаканское (21,2 млн т), газа – Чиканское (39,3 млрд м³), по суммарным запасам нефти категорий A+B+C₁+C₂ – месторождение им. Савостьянова (200,1 млн т), газа – Ангаро-Ленское (1221,6 млрд м³).

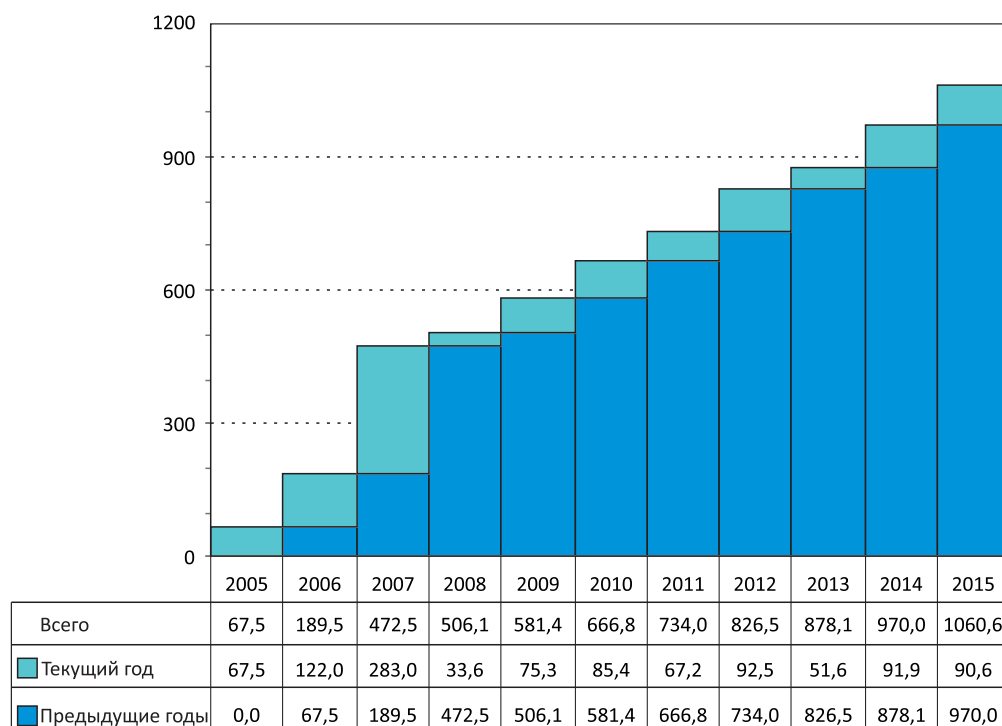
Геолого-разведочные работы

Для расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти и газа необходим значительный объем геолого-разведочных работ. Вклад государства в воспроизводство ресурсной базы предусмотрен на региональной стадии изучения новых нефтегазоносных провинций (научные исследования, бурение параметрических скважин, сейсморазведочные и другие геофизические работы регионального масштаба). Работы поискового и разведочного этапов финансируются недропользователями.

За 2005–2015 гг. суммарные затраты федерального бюджета и недропользователей в геолого-разведочные работы в Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) составили 373,8 млрд руб. ГРР за счет средств федерального бюджета выполнены на сумму 54,1 млрд руб. (14,5 % от общих затрат). Недропользователи за почти 11 лет инвестировали в геологическое изучение углеводородного потенциала недр Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) 319,6 млрд руб. (85,5 % от общих затрат) (табл. 3).

Лицензирование недр

При формировании Программы в 2005 г. нефтеперспективные территории юга Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) были разделены более чем на 200 перспективных лицензионных



Состояние запасов на 01.01.2005 $A+B+C_1 = 684$ млн т, $C_2 = 732$ млн т
на 01.01.2015 $A+B+C_1 = 1445$ млн т, $C_2 = 2029$ млн т

Рис. 7. Состояние и прирост извлекаемых запасов нефти категории C_1 в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) за 2005–2015 гг.

Таблица 2

Прирост запасов УВ на месторождениях, открытых до 2005 г., и запасы УВ на месторождениях, открытых после 2005 г.

Месторождение	Год открытия	C ₁		C ₂	
		Нефть	Газ	Нефть	Газ
Красноярский край (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция)					
Байкаловское	2010	2,7	31,3	37,0	52,8
Ванкорское	1991	430,4	91,0	–221,6	–37,4
Горчинское	2013	–	22,3	–	–
Ичемминское	2013	1,4	–	5,2	–
Лодочное	1985	1,1	–	12,7	–
Пайяхское	1990	18,9	–	74,1	–
Пелятинское	1969	–	–32,1	–	7,6
Северо-Соленинское	1983	–	–1,7	–	1,0
Сузунское	1984	20,1	6,1	8,1	–
Тагульское	1988	71,1	51,1	92,6	30,1
ВСЕГО		545,7	168,0	8,1	54,1
Красноярский край (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция)					
Абаканское	2011	–	25,7	–	16,8
Борщевское	2010	–	–	13,0	–
Восточно-Имбинское	2015	–	5,2	–	9
Ильбокичское	2013	–	12,8	–	46,3
Исчухское	2011	–	1,5	–	21,8
Камовское	2009	0,8	–	20,5	–
Куюмбинское	2000	58,3	10,8	76,2	–45,0
Новоюдоконское	2013	–	0,9	–	3,8
Оморинское	1984	0,2	0,4	–	4,8
Пайгинское	1987	6,7	–0,5	1,1	0,0
Собинское	1982	0,2	1,6	–4,7	–5,0
Шушукское	2009	0,3	–	14,5	15,1
Юрубчено-Тохомское	1984	113,4	30,9	32,9	–317,1
ВСЕГО		179,9	89,3	153,5	–249,5



Окончание табл. 2

Иркутская область					
Абайское	2011	–	1,3	–	7,8
Ангари-Илимское	2010	–	2,1	–	30,3
Ангари-Ленское	2007	–	1,5	–	1220,1
Атовское	1977	–	6,2	–	2,6
Аянское	1975	0,5	–0,7	0,9	8,5
Большеутирское	2013	0,5	–	0,9	–
Вакунайское	1991	4,6	2,7	36,0	66,0
Верхнечонское	1978	17,1	7,0	7,7	–1,7
Даниловское	1977	7,3	1,7	5,9	–15,1
Дулиньминское	1983	3,5	13,6	36,5	16,6
Ербогаченское	2012	0,1	–	7,4	–
Западно-Аянское	2009	0,7	2,4	6,5	27,8
Заславское	2010	–	1,8	–	22,1
Знаменское	2011	–	0,2	–	1,2
Игнялинское	2012	6,6	3,0	55,9	39,3
им. Н. Лисовского	2011	1,5	2,5	88,1	16,5
им. Савостьянова	2010	15,6	25,5	181,9	80,6
им. Б. Синявского	2011	0,1	0,2	14,3	0,2
им. В. Б. Мазура	2013	4,0	–	35,7	–
Ичединское	2013	4,8	1,2	8,4	1,7
Ковыктинское	1987	–	156,1	–	416,0
Криволукское	2012	0,4	–	1,0	–
Левобережное	2004	–	–	–	–1701,9
Марковское	1962	–	6,5	–1,0	–0,8
Нарьягинское	2011	–	1,6	–	24,6
Пилюдинское	1984	0,2	–	–	–
Санарское	2011	1,8	–	80,0	–
Саянское	2015	–	0,7	–	14,0
Северо-Вакунайское	2011	0,3	–	6,1	–
Северо-Даниловское	2012	11,2	0,8	–0,3	1,2
Северо-Марковское	2011	0,2	–	2,0	–
Токминское	2013	0,4	0,4	1,8	0,7
Тутурское	2011	–	1,2	–	5,7
Тымпучиканское	1989	0,5	2,6	7,8	2,7
Чиканское	2007	–	39,3	–	66,3
Южно-Даниловское	2012	–	1,4	–	13,8
Ярактинское	1971	19,4	3,2	1,3	1,8
ВСЕГО		101,3	286,0	584,8	368,6
Республика Саха (Якутия)					
Алинское	1991	11,3	0,1	–3,4	–1,7
Вакунайское	1991	–	–	4,0	9,8
Верхнепеледуйское	2006	1,1	5,0	–	9,3
Восточно-Алинское	2008	5,6	7,4	11,2	11,8
Игнялинское	2012	–	–	–	–
Пеледуйское	2010	–	0,8	–	2,7
Северо-Талаканское	2008	32,5	3,5	37,3	8,3
Среднеботубинское	1970	46,4	20,1	96,0	54,3
Отрадинское	1993	–	2,4	–	23,1
Талаканское	1984	37,0	9,1	4,2	–9,7
Тымпучиканское	1989	1,2	12,2	38,1	75,4
Чаяндинское	1986	10,0	328,5	7,6	–122,7
Южно-Талаканское	2010	0,8	0,5	8,3	4,9
ВСЕГО	1991	145,9	389,6	211,0	65,6
Запасы нефти (млн т) и газа (млрд м³) на новых месторождениях, открытых после 2005 г.					
Прирост запасов нефти (млн т) и газа (млрд м³) на месторождениях, открытых до 2005 г.					



Таблица 3

Финансирование ГРП на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) за 2005–2015 гг. и их результаты

Показатель	Год			
	2005	2005–2015 (среднегодовое)	2015	2005–2015
Сейсморазведочные работы 2D, пог. км				
– бюджет	5811	9090,7	9836	100742,8
– недропользователи	5984,2	11239,1	8948	121338,8
Сейсморазведочные работы 3D, км ²				
– недропользователи	847,7	3777,1	10650	48421,4
Параметрическое бурение, м				
– бюджет	9	5160	0	51603
Глубокое бурение, тыс. пог. м				
– недропользователи	46,4	120,1	168	1369
Объем финансирования, млн руб.				
– бюджет	1595,5	4902,6	5101,8	54128
– недропользователи	4195,5	26495,3	54680,9	319634,3
Локализация прогнозных ресурсов				
– нефть, млн т	31,0	627,4	1220,9	6867,9
– природный газ, млрд м ³	66	2873,9	6492,6	32357,5
Прирост запасов				
– нефть, млн т	67,5	97,6	90,6	1060,6
– природный газ, млрд м ³	57,5	90,4	355,1	1282,9

участков, распределение которых намечалось на 2005–2015 гг. К началу действия Программы на рассматриваемой территории в распределенном фонде недр было 58 лицензионных участков (в Иркутской области 23, в южной части Красноярского края 25 и в Республике Саха (Якутия) 10).

Всего в Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.2016. в ведении 79 недропользователей находятся 224 лицензионных участка, в том числе в южной части Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) – 185 участков (рис. 8).

За 2005–2015 гг. государство получило бонусы на аукционах за пользование недрами и плату за право пользования недрами участков федерального значения, распределенных на внеконкурсной основе, в размере 96,8 млрд руб., затраты госбюджета на ГРП составили 54,1 млрд руб. За 2008–2015 гг. распределено 98 лицензионных участков, в то время как в течение трех первых лет с начала действия Программы (2005–2007 гг.) было распределено 76 участков (рис. 9).

На севере Красноярского края и Республики Саха (Якутия) с 2005 г. были распределены еще 33 участка недр.

Снижение интереса недропользователей к новым участкам вызвано тем, что наиболее инвестиционно привлекательные участки уже распределены, а изученность оставшихся крайне низка. В связи с этим авторами было предложено продлить программу лицензирования до 2020 г. и в первую очередь предлагать к распределению участки, на которых проводились региональные работы за

счет средств федерального бюджета (рис. 10). На остальных участках рекомендовано провести геолого-разведочные работы за счет бюджетных средств, в том числе и поисковой стадии, для повышения геологической изученности и инвестиционной привлекательности.

Кроме того, предлагается выделить новые перспективные территории, расширяющие зону Программы на север Красноярского края, восток Томской области, восток Республики Саха (Якутия).

Актуальные задачи недропользования Восточной Сибири

Результаты анализа хода реализации Программы позволяют выделить следующие актуальные задачи недропользования в Восточной Сибири и варианты их решения.

1. Разработка единой федеральной государственной Программы изучения и освоения запасов и ресурсов нефти и газа Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), создание органа управления Программой.

2. Обязательное осуществление мониторинга экономической эффективности мероприятий «Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» и ее последствий для народного хозяйства Сибири и Российской Федерации в целом.

3. Усиление ГРП по государственным программам, в том числе в части параметрического бурения. Консолидация усилий всех недропользователей по единым программам ГРП, определяющим объемы

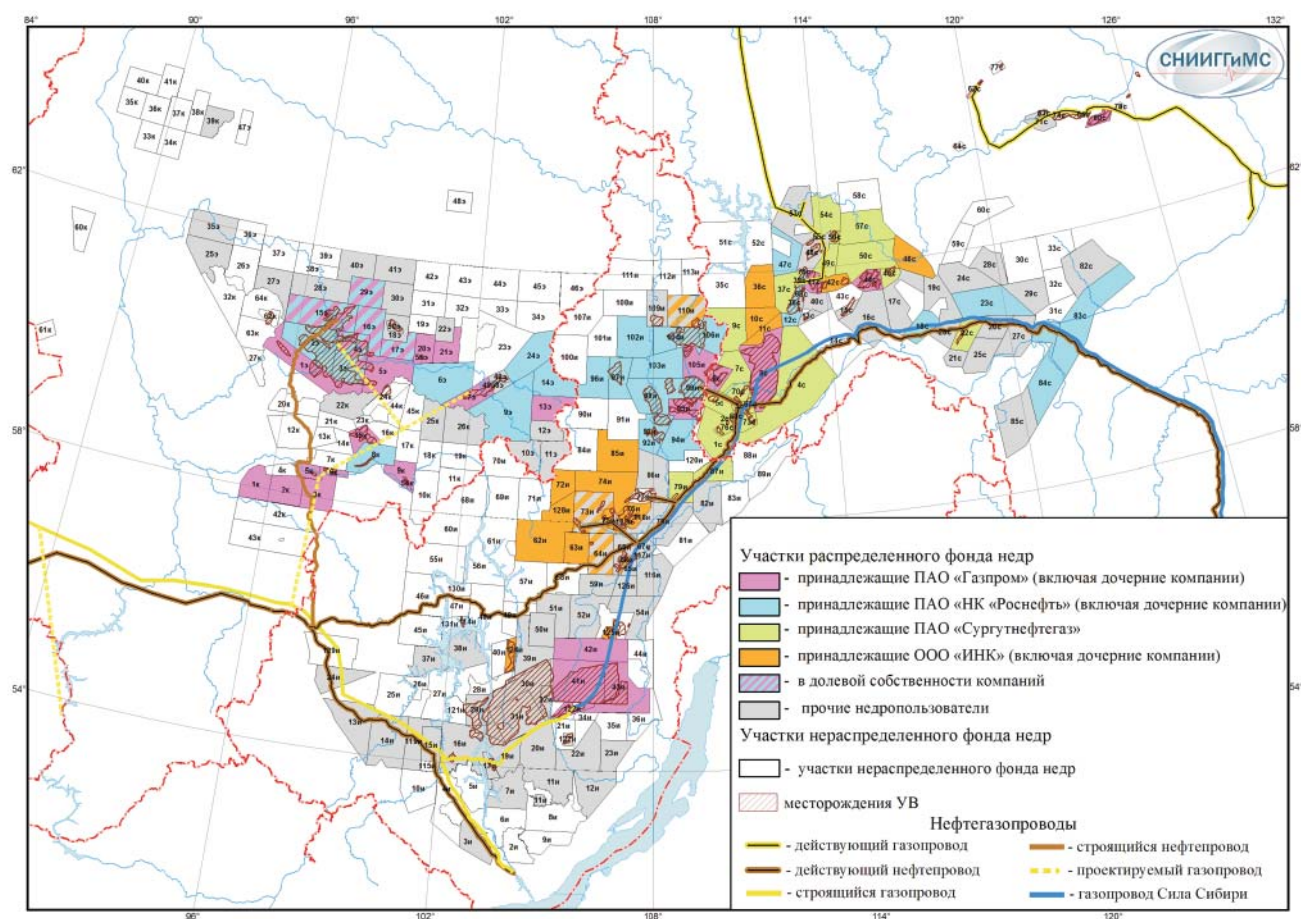


Рис. 8. Схема распределения лицензионных участков по основным недропользователям в южной части Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) (по состоянию на 01.01.2016)

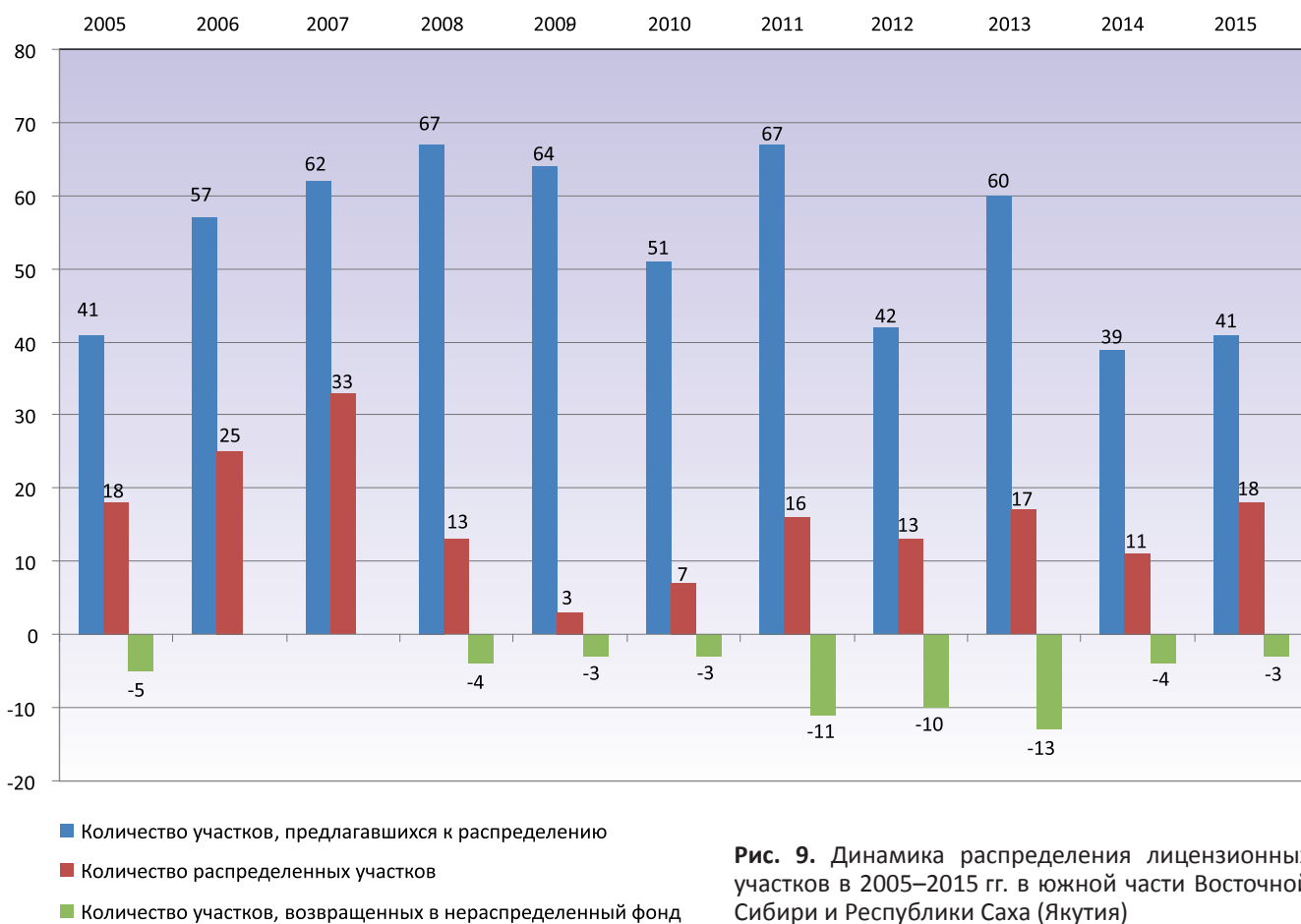


Рис. 9. Динамика распределения лицензионных участков в 2005–2015 гг. в южной части Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)

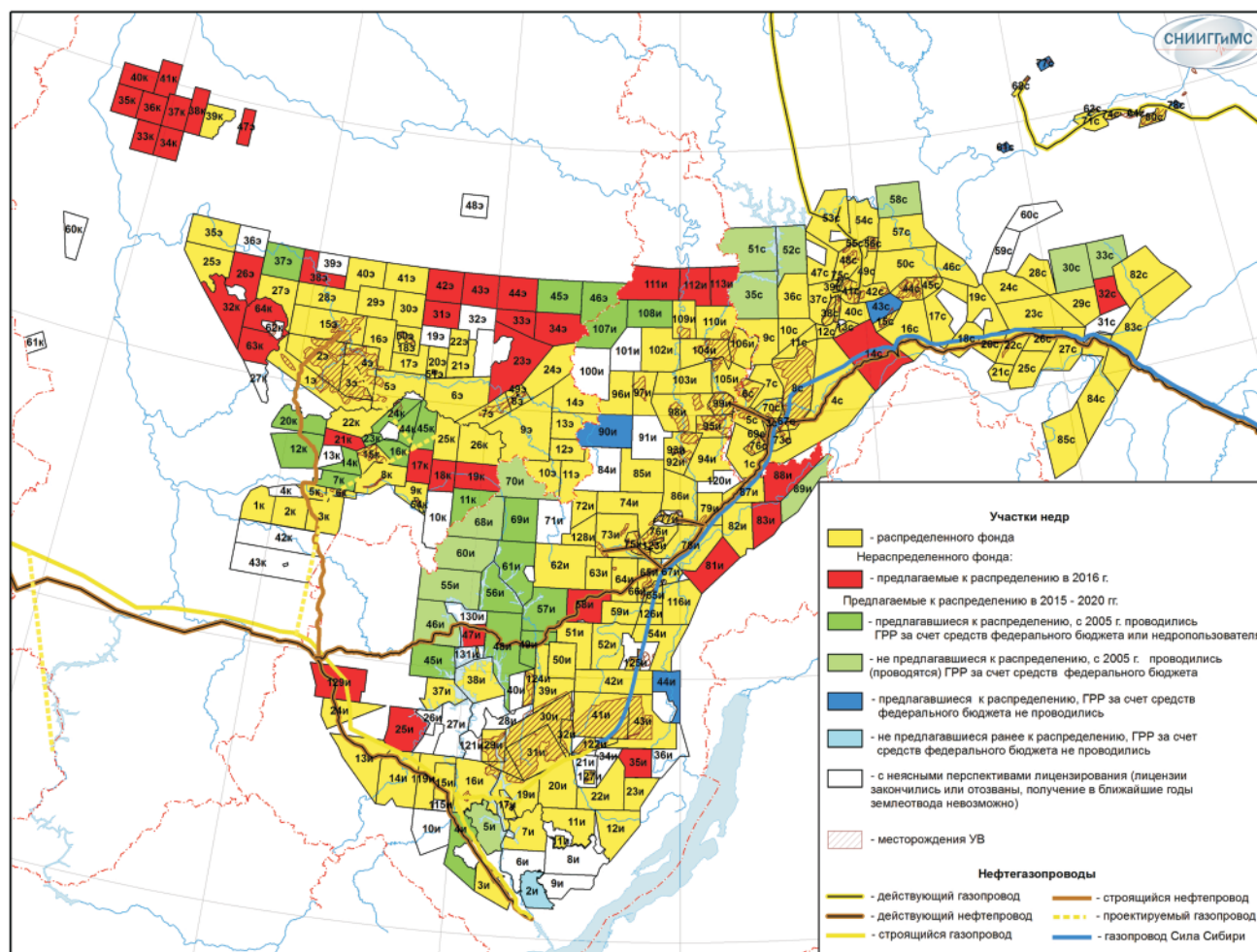


Рис. 10. Схема прогнозного лицензирования нефтегазоносных недр южных территорий Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) на период до 2020 г. (по состоянию на 01.01.2016)

геофизических, буровых, научно-исследовательских и иных работ для ускоренной подготовки запасов в пределах перспективных центров нефтедобычи. Концентрация ГРП в районах с максимальной количественной и геолого-экономической оценкой.

4. Проведение геолого-разведочных работ поисковой стадии за счет средств федерального бюджета в пределах наиболее перспективных слабоизученных зон нефтегазонакопления.

5. Создание трубопроводной инфраструктуры для подключения удаленных месторождений к магистральному нефтепроводу.

6. Разработка реальных форм государственно-частного партнерства, соответствующих российскому законодательству, способствующих успешному решению поставленных задач.

7. Разработка единого информационного проекта «Нефть и газ ВСТО» по всем источникам информации.

Перспективы и направления дальнейшего прироста минерально-сырьевой базы

Восточносибирское направление является важнейшим для развития нефтегазового комплекса страны. Несмотря на значительный прирост запасов

и интенсивное их освоение и добычу нефти и газа в Восточной Сибири, существует большой потенциал новых открытий и соответствующий резерв площадей для постановки геолого-разведочных работ регионального и поискового этапов.

Сопоставление диаграмм с распределением количества пробуренных скважин и открытых месторождений по годам (рис. 11) наглядно демонстрирует связь объемов бурения и открытий. Причем в последние годы развитие технологий геолого-разведочных работ позволяет проводить бурение с гораздо большей эффективностью. Большое количество месторождений, в том числе крупных, открытых с возобновлением бурения на Сибирской платформе, говорит о том, что поисковый потенциал даже в пределах относительно изученных нефтегазоносных областей далеко не исчерпан.

Финансирование геолого-разведочных работ за счет средств федерального бюджета до 2020 г. основано на действующей «Программе геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)», которая является составной частью и полностью интегрирована в структуру «Долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства мине-

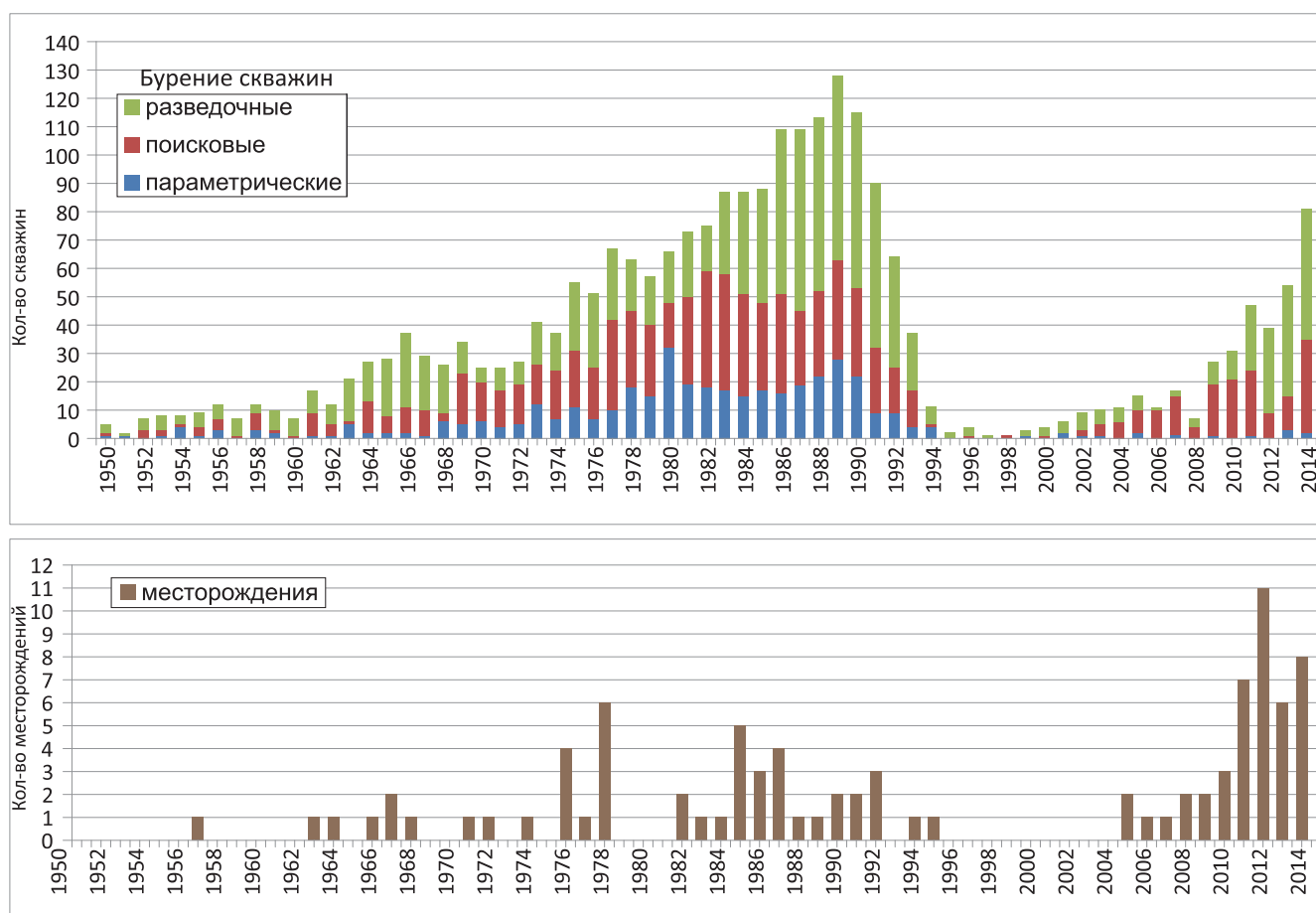


Рис. 11. Динамика открытий новых месторождений нефти и газа в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)

рально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья».

Прогноз финансирования геолого-разведочных работ за счет средств недропользователей основан на том, что основной целью их деятельности является восполнение запасов углеводородного сырья промышленных категорий (рис. 12).

В качестве объектов региональных ГРП выступают нефтеперспективные зоны – выделенные по геологическим критериям слабоизученные территории нераспределенного фонда недр, наиболее перспективные для проведения ГРП работ на нефть и газ за счет средств государственного бюджета.

Нефтеперспективные зоны Восточной Сибири сосредоточены в пределах Лено-Тунгусской НГП, осадочный чехол которой составлен отложениями рифея, венда, палеозоя и мезозоя, и Западно-Сибирской НГП с мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Литологический состав пород чехла Лено-Тунгусской НГП весьма разнообразен (терригенные, карбонатные, эвапоритовые и вулканогенные толщи). Большинство толщ имеет региональное распространение. Одни из них содержат заполненные флюидами резервуары, в других резервуары редки и их относят к флюидоупорам. Резервуары находятся в основном в нижних и средних частях комплексов. Их верхние части представлены региональными покровными. Только у рифейского НГК нет региональ-

ной покровы, так как во время предвендского перерыва была размыта различная, нередко значительная часть рифейских образований [2].

В 2012 г. в Восточной Сибири и Томской области были выделены 12 нефтеперспективных зон (рис. 13).

1. Аргишско-Чунская нефтегазоперспективная зона выделена в центральной части Сибирской платформы и охватывает территории четырех крупных тектонических структур – северо-восточный склон Байкитской антеклизы, южный борт Курейской синеклизы, северную часть Катангской седловины и северо-западный склон Непско-Ботуобинской антеклизы.

В пределах зоны открытых месторождений нефти нет. Перспективны рифейский, вендский и верхневендско-нижнекембрийский НГК, менее перспективны кембрийский и ордовикско-девонский НГК. Генерация нефти и газа рифейскими нефтематеринскими отложениями Чунского венд-рифейского осадочного бассейна [7] и последующая миграция УВ из центральных частей бассейна на восток по разуплотненным зонам вдоль поверхности несогласия между рифеем и вендом способствовали формированию на его бортах зон нефтегазонакопления. В вендском НГК перспективы связаны с песчаниками ванаварской и оскобинской свит, которые перекрываются соленосными отложениями нижнего кембрия. Восточная часть Аргишско-Чун-

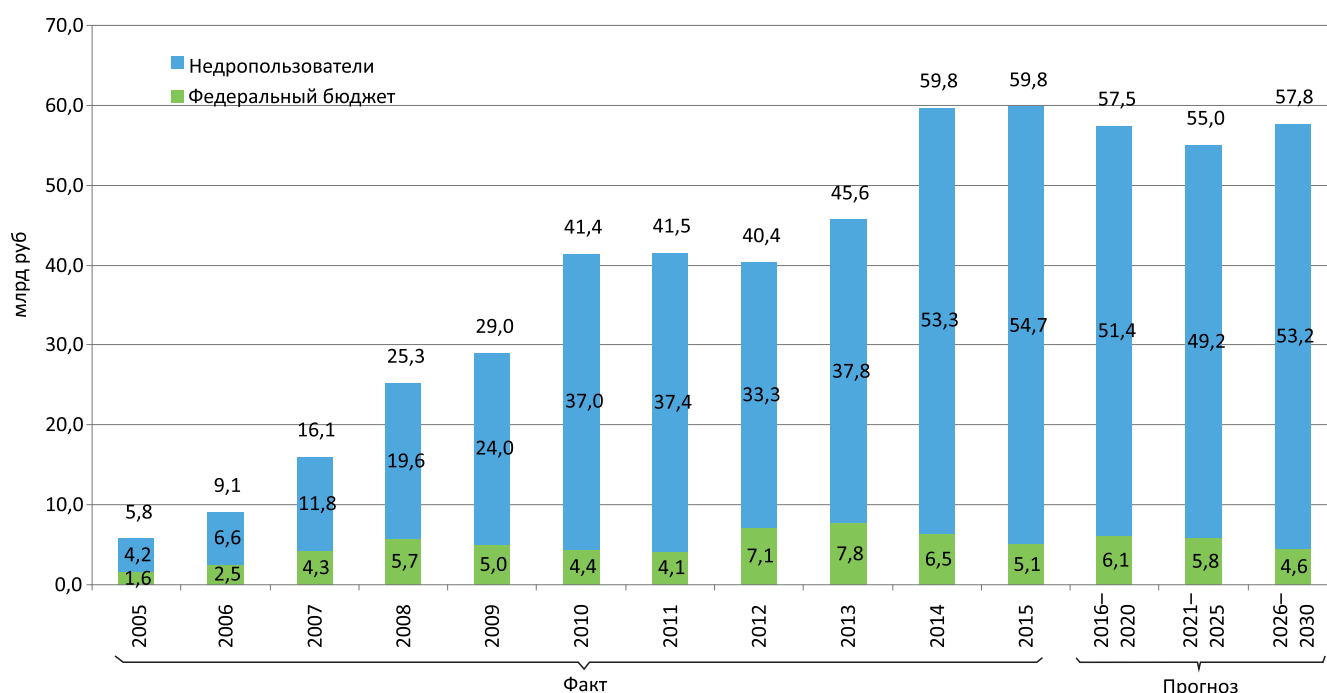


Рис. 12. Динамика финансирования геолого-разведочных работ на углеводородное сырье в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)

ской зоны характеризуется отсутствием отложений рифея, малыми мощностями (вплоть до полного выклинивания) пород нижнего венда. Отсутствие верхненепской покрывки могло привести к формированию коллекторов ербогаченского и преобразованного горизонтов за счет выщелачивания элизионными водами. Таким образом, основные перспективы востока зоны связываются с верхней частью вендского, верхневендско-нижнекембрийским и кембрийским НГК [12]. Эта зона – одна из пяти первоочередных нефтеперспективных в Российской Федерации. В ней сосредоточены значительные объемы геолого-разведочных работ. Выполняются сейсморазведочные работы на Аргишско-Чунской площади. На востоке зоны завершено бурение Нижнечонской параметрической скважины, она находится в испытании. В скважине вскрыты перспективные нефтегазоносные горизонты.

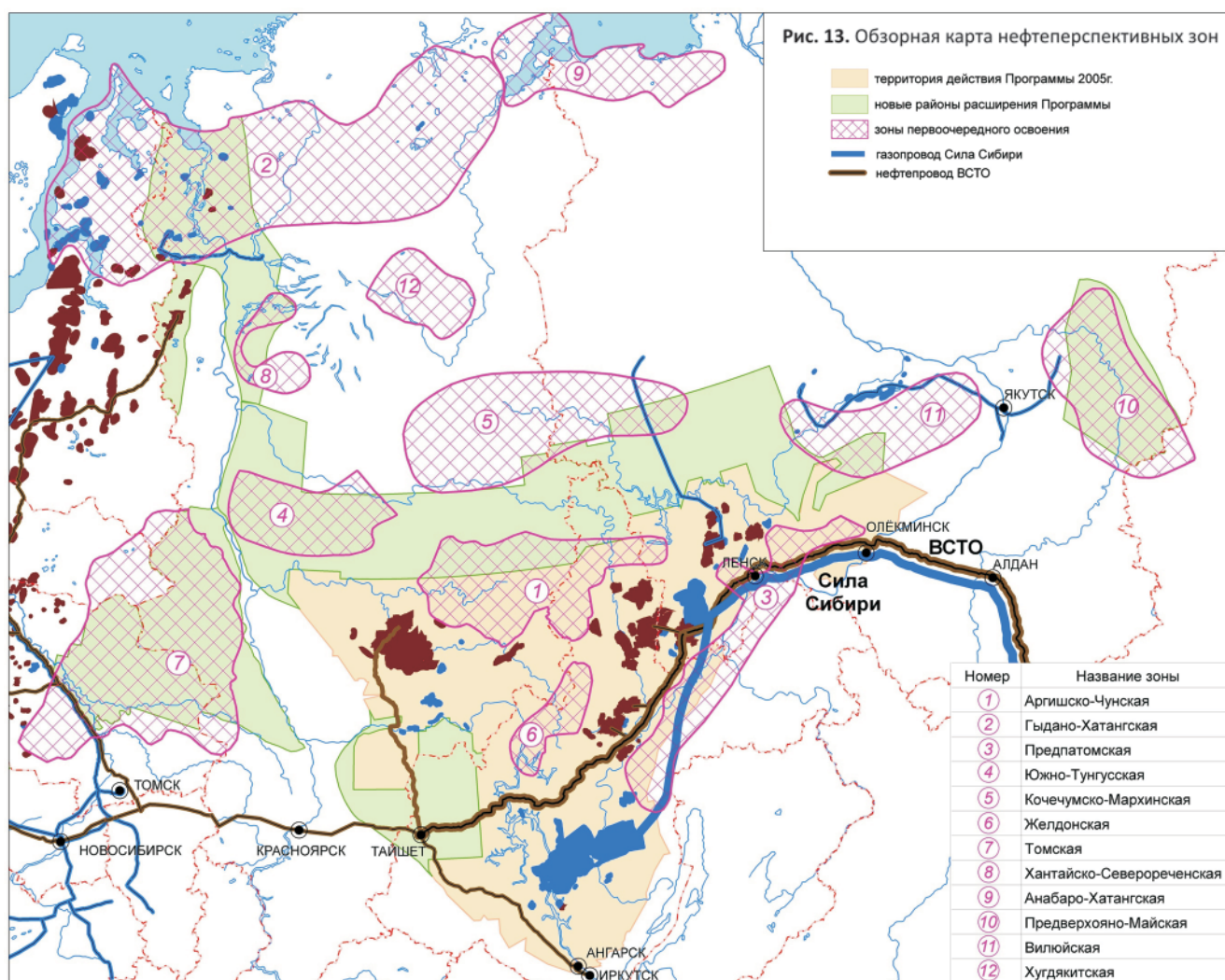
2. Гыдано-Хатангская нефтегазоперспективная зона охватывает Енисей-Хатангскую и частично Гыданскую нефтегазоносные области.

Основные перспективы открытия новых залежей УВ здесь связаны с нижнемеловыми НГК, в том числе с клиноформным комплексом неокома, в котором есть и газовые, и конденсатные, и нефтяные месторождения. Центральная часть зоны по кровле юрских отложений находится на глубинах свыше 3–4 км. Именно здесь недавно открыты месторождения нефти в пластах ачимовского типа. Нефтяные залежи обнаружены на Пайяхском нефтяном и Байкаловском нефтегазоконденсатном месторождениях. Данные сейсморазведочных работ последних лет показывают, что ачимовские отложения и, соответственно, перспективы нефтеносности распространяются на восток от выявленных залежей –

ближе к центральной части Енисей-Хатангской НГО. Гыдано-Хатангская зона, как и Аргишско-Чунская, входит в число пяти первоочередных нефтеперспективных в Российской Федерации. В зоне сосредоточены значительные объемы ГРП, выполняется и проектируется ряд объектов сейсморазведочных работ. В бурении находится сверхглубокая Гыданская параметрическая скв. 130 с проектным забоем 7150 м. В 2016 г. планируется начало строительства Новоякимовской параметрической скважины глубиной 5000 м с целью изучения ачимовских и нижнеюрских отложений.

3. Предпатомская нефтеперспективная зона полукольцом огибает Байкало-Патомское нагорье, занимает основную часть Предпатомского регионального прогиба и узкие приграничные участки Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботубобинской антеклизы.

Основой для выделения зоны является ее расположение на борту рифейского бассейна на пути миграции углеводородов. Характерная особенность строения осадочного чехла – осложненность складчато-надвиговыми дислокациями, что позволяет разделить его на авто- и аллохтонную части. Поверхность раздела (детachment) на основной территории зоны приурочена к солям тирской (бюкской) свиты венда [5]. Основные перспективы нефтегазоносности Предпатомской зоны связаны с терригенными отложениями венда, карбонатными – нижнего кембрия и, возможно, с породами рифея. Залежи УВ в карбонатных образованиях верхневендско-нижнекембрийского и кембрийского НГК связаны с нарушенной аллохтонной частью разреза, которая характеризуется развитием контрастных складчато-надвиговых валов. В автохтоне, имеющем блоковое строение, возможно развитие коллекторов,



связанных со шлейфами обломочных пород на склонах дотирских палеоподнятий. Промышленные притоки газа были получены на Отраднинском месторождении. В северо-восточной части зоны потенциально продуктивны карбонатные отложения рифея, промышленные притоки газа из которых были получены на Бысахтахском месторождении. В рассматриваемой зоне можно ожидать обнаружение блоковых, литологических и тектонических экранированных ловушек.

4. Южно-Тунгусская нефтеперспективная зона занимает центральную часть одноименной НГО и охватывает западные части систем кембрийских рифов Сибирской платформы.

Наиболее древняя система рифов включает моктаконские краевые рифы в осинском горизонте (низы нижнего кембрия). В Моктаконской скв. 1 получена нефть ($93 \text{ м}^3/\text{сут}$) из рифа и газ ($2 \text{ млн м}^3/\text{сут}$) из структуры его облекания. Покрышкой продуктивных пластов является вышележащая бурусская соленосно-ангидрито-доломитовая свита. Средний уровень кембрийских краевых рифов установлен в тойонском ярусе и низах амгинского (нижний и средний кембрий). Высота этих (таначи-дельтулинских) рифовых построек достигает 500 м, их газоносность установлена на Таначинской площади; глубины их

залегания 2200–2600 м. Покрышкой рифов является глинисто-доломитовая летнинская свита. Краевые рифы окаймляют субширотный Тынепский прогиб, выполненный образованиями среднего кембрия. В основании прогиба залегает глинисто-карбонатная нефтематеринская толща, в отдельных пластах которой содержание $C_{\text{орг}}$ достигает 3–10%. Выше находится толща верхнеамгинских известняков, в которой на глубинах 2300–2500 м фиксируются одиночные рифы высотой 150–200 м. Известняки перекрыты толщей солей и доломитов майского яруса среднего кембрия. По данным сейсморазведки на западе Тынепского прогиба намечены одиночные рифы, ожидается их распространение по всему прогибу. Это верхний целевой горизонт ГРП в Южно-Тунгусской зоне.

5. Кочечумо-Мархинская нефтеперспективная зона располагается на северо-восточной окраине Северо-Тунгусской НГО, на сочленении Курейской синеклизы и Анабарской антеклизы. Территория исследована крайне слабо, даже на региональном уровне. Месторождений и залежей УВ пока не выявлено.

Зона характеризуется наличием на оптимальных глубинах (от 1,5 до 4,0 км) нескольких уровней потенциально перспективных карбонатных отложений

нижнего палеозоя, которые чередуются с регионально распространенными карбонатно-глинистыми толщами, в том числе черносланцевыми (доманикоидными). В кембрийское время здесь простирался гигантский Хантайско-Оленекский бассейн с развитой в нем нефтематеринской куонамской формацией. С юга он обрамлялся мощным (до 700 м) рифовым поясом, который ограничивал с севера соленосную внутришельфовую область. Этот комплекс представлен кавернозными органогенно-обломочными доломитизированными известняками и перекрывается 300–350-метровой толщей отмельно-баровых пористо-кавернозных доломитов с пористостью до 25–30%. Рифовый пояс сопряжен с черносланцевым нефтематеринским бассейном и перекрыт мощной толщей карбонатно-глинистых сульфатонесных отложений среднего – верхнего кембрия. Это исключительно перспективный объект для поисков залежей УВ. В ордовике наиболее перспективен средний отдел (чередование терригенных песчаных и глинисто-алевритовых отложений, перекрытых комплексом глинисто-известняковых отложений среднего ордовика). На силурийском уровне потенциальным коллектором являются преимущественно кораллово-строматопоратовые известняки, охватывающие верхнюю часть нижнего силура и перекрытые комплексом сульфато-доломитовых отложений верхнего силура.

6. Желдонская нефтегазоперспективная зона выделена в зоне сочленения Ангара-Ленской НГО с Присяжно-Енисейской, Катангской и Непско-Ботубинской НГО.

Перспективы нефтегазоносности связываются с рифейскими и терригенными вендскими горизонтами непской свиты. Здесь, на борту рифейского бассейна, ожидается наличие проницаемых зон, по которым УВ из рифейских нефтематеринских толщ Присяжно-Енисейской синеклизы и Катангской седловины могут проникать в вендские терригенные продуктивные горизонты Ангара-Ленской ступени и Непско-Ботубинской антеклизы. Глинистые карбонаты венда и соли усольской свиты нижнего кембрия являются региональными покрывками предполагаемых скоплений нефти и газа. Эта особенность геологического строения была основой для прогноза нефтеперспективной зоны со структурно-литологическими и тектонически ограниченными залежами. Бурение Желдонской параметрической скважины показало, что вендские терригенные горизонты обладают хорошими коллекторскими свойствами, но в структурном плане зона представляет собой моноклиналь, поэтому пласты водонасыщенны. Таким образом, перспективы дальнейшего изучения Желдонской зоны, отодвигаются на неопределенный срок.

7. Томская нефтегазоперспективная зона относится к Предъенисейской (большая часть), Пайдугинской и Васюганской НГО Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции.

Месторождений в пределах зоны не выявлено. Наиболее перспективными для поисков зале-

жей нефти и газа считаются нижнеюрский НГК, палеозойский НГГЗК и палеозойский НГК (внутренние горизонты). В пределах Райгинско-Ажарминской гряды выделен ряд нефтегазоперспективных объектов в отложениях венда. Перспективы обнаружения залежей нефти и газа нижнеюрского НГК и зоны контакта с породами доюрского основания связаны с западным склоном Пудинского мегавала с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Ожидается наличие палеоврезов и зон выклинивания нижнеюрских отложений на выступах фундамента. К перспективной в плане обнаружения залежей углеводородов относится Западно-Кольчумская антиклиналь с массивным органогенно-строматолитовым коллектором порово-каверно-трещинного типа в венд-нижнекембрийских и рифейских отложениях.

8. Хантайско-Северореченская нефтеперспективная зона расположена в области сочленения Северо-Тунгусской НГО и Туруханно-Норильского самостоятельного нефтегазонасыщенного района (СНГР).

На территории Хантайской подзоны основными нефтегазоперспективными являются девонско-ордовикские и частично верхнекембрийские комплексы. Коллекторы связаны с трещинно-кавернозными органогенными известняками девона, верхнего силура и частично кембрия и с хорошо отсортированными среднезернистыми песчаниками среднего ордовика. Наличие надежных флюидопоров (соляные пласты девона), а также существование на западе структурного мыса (долеритового барьера, который экранирует миграционный поток УВ из глубоко прогнутого Ламско-Хантайского мегапрогиба) позволяет рассчитывать на формирование в Хантайской подзоне крупного многозалежного скопления углеводородов. Перспективные на нефть и газ комплексы Сухарихинско-Мундусской и Северореченской подзон существенно отличаются от хантайских: в первой основные продуктивные горизонты можно ожидать в трещинно-кавернозных карбонатах рифея, во второй – в трещинно-каверновых карбонатах венда – нижнего кембрия, перекрытых глинистыми карбонатами тех же возрастов. Здесь, вероятнее всего, ожидаются ловушки антиклинальные, тектонически экранированные, а также, возможно, рифогенные постройки силурийского возраста [10].

9. Анабаро-Хатангская нефтегазоперспективная зона охватывает большую часть территории Анабаро-Хатанской и практически всю территорию Лено-Анабарской нефтегазонасыщенных областей (НГО).

Доказанная нефтегазоносность Анабаро-Хатанской зоны связана с верхнепалеозойским и нижнемезозойским (триасовым) осадочными комплексами. Здесь открыты небольшие нефтяные месторождения на четырех поисковых площадях, значительные дебиты газа получены из нефтенасыщенных интервалов на Чайдахском локальном поднятии. Залежи УВ связаны с пермскими и триасовыми от-

ложениями. Надежные структурные построения отсутствуют, тем не менее в результате геофизических и геолого-съемочных работ в палеозойских отложениях закартированы многочисленные блоковые и антиклинальные структуры, осложненные соляными куполами и штоками. Основные перспективы нефтегазоносности здесь связываются с глубоко залегающими подсолевыми отложениями, где по данным сейсморазведки прогнозируются крупные ловушки нефти и газа, вероятнее всего рифогенной природы [1].

10. Предверхояно-Майская нефтегазоперспективная зона занимает практически всю Алдано-Майскую НГО, север зоны относится к Предверхоянской НГО.

Изначально наибольший интерес представляла восточная часть Алдано-Майской впадины, где в едином вертикальном разрезе наблюдается переслаивание терригенных и карбонатных мощных толщ, являющихся потенциальными коллекторами и флюидоупорами. Песчаники верхнего рифея здесь перекрываются карбонатами, глинисто-карбонатными породами юдомской серии венда, а базальные терригенные слои верхнеюдомской серии – вышележащими карбонатными, глинисто-карбонатными породами сарданинской и пестроцветной свит. При благоприятных фациально-тектонических условиях здесь могли формироваться залежи нефти и газа. Бурение Усть-Майской параметрической скважины показало, что перспективных коллекторов в разрезе нет. Таким образом, изучение этой части может быть продолжено только после получения новых геолого-геофизических данных, а дальнейшие перспективы могут связываться с северными районами зоны.

11. Южно-Вилуйская нефтегазоперспективная зона охватывает южную и юго-западную части одноименной нефтегазоносной области и частично Западно-Вилуйскую и Северо-Алданскую НГО.

Перспективы связаны с последовательным сокращением мощности пермских, триасовых и юрских отложений в южном направлении, вплоть до выклинивания нижнепермских и триасовых отложений. Это создает предпосылки для формирования стратиграфических и литолого-стратиграфических ловушек, находящихся на путях миграционных потоков УВ [8]. Кроме того, перспективно сочетание в составе кембрийских отложений пород куонамского комплекса отложений (одни из лучших нефтематеринских пород в осадочном чехле Сибирской платформы, которые практически на всей территории зоны претерпели интенсивные катагенетические преобразования) и синхронных рифогенно-обломочных образований, замещающих куонамские в направлении с востока на запад. Рифогенно-обломочные отложения среднекембрийского возраста перекрывают куонамские и являются наиболее перспективными. Сами породы куонамской свиты могут быть источниками сланцевой нефти. В Южно-

Вилуйской нефтеперспективной зоне планируется проведение значительных объемов сейсморазведочных работ.

12. Худякитская нефтеперспективная зона располагается в восточной половине северной части Северо-Тунгусской НГО и крайней западной части Анабарской НГО, в пределах Путоранского выступа и западного склона Анабарской антеклизы.

Перспективы основаны на пространственном сочетании наиболее глубоких (более 10 км) крупных отрицательных структур платформенного чехла и смежных поднятий – потенциальных зон нефтегазонакопления. Продуктивные горизонты могут быть связаны с трещиновато-каверновыми коллекторами в органогенных карбонатах девона, силура, нижнего кембрия и венда, поровыми коллекторами – в песчаниках ордовика, венда и, возможно, верхнего палеозоя. В качестве региональных флюидоупоров помимо туфогенно-эффузивной толщи пермо-триаса могут быть выделены девонские соленосные пачки и венд-силурийские глинистые карбонатные. Наиболее вероятные ловушка – это антиклинали, экранированные трапповыми интрузиями, или благоприятные сочетания силлов с подводящими их дайками на моноклиналях. О потенциале нефтегазоносности можно судить и по аномалиям в поверхностных водотоках и водоемах, уникальным по набору тяжелых углеводородов [10].

Региональные геолого-разведочные работы в среднесрочной перспективе планируются как в зонах с достаточной изученностью (для обеспечения прироста ресурсной базы в ближайшие годы), так и в слабоизученных (для обеспечения непрерывности воспроизводства ресурсной базы в будущем).

Первоочередными нефтеперспективными зонами, на которых в ближайшие годы будут сконцентрированы геолого-разведочные работы являются Гыдано-Хатангская и Аргишко-Чунская. Здесь выполняются и проектируются региональные сейсморазведочные работы 2D. Проектируется также бурение параметрических скважин.

В 2016 г. продолжалось изучение Южно-Вилуйской зоны сейсморазведочными работами 2D и бурением параметрической скважины в Кочечу-Мо-Мархинской зоне.

В среднесрочной перспективе намечено изучение сейсморазведочными работами и параметрическим бурением Предпатомской, Южно-Тунгусской Хантайско-Северореченской и Худякитской перспективных зон.

Анабаро-Хатангская зона является высокоперспективной, и значительные перспективные участки на западе зоны перешли в распределенный фонд недр. Таким образом, работы регионального этапа на этой территории будут завершаться недропользователями.

Перспективы нефтегазоносности и границы Желдонской и Предверхояно-Майской зон будут

уточнены по результатам анализа бурения Желдонской и Усть-Майской параметрических скважин.

Геолого-экономическая оценка нефтеперспективных зон

Методика проведения геолого-экономической оценки ресурсов перспективных нефтегазоносных зон подробно описана в работе [3], основанной на результатах государственных контрактов на выполнение количественной (2010–2012 гг.) и геолого-экономической (2013–2014 гг.) оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации. Работы осуществлены по заказу Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) специалистами ведущих региональных научно-исследовательских институтов нефтяного профиля в системе Роснедра.

Для каждой из рассмотренных нефтегазоносных зон геолого-экономическая оценка ресурсов УВ проведена с учетом ограничений по объемам, темпам и срокам ГРП. Как следствие, на любом ограниченном отрезке времени в запасы может быть переведена лишь часть ресурсов, что на практике обычно учитывается применением так называемых переводных коэффициентов.

В качестве единичного объекта геолого-экономической оценки рассматривается типовая (для НГК, типов флюидов, типов ловушек и классов крупности) прогнозируемая по результатам количественной оценки залежь с запасами УВ промышленных категорий, которая потенциально может быть открыта в результате проведения комплекса ГРП и в дальнейшем стать самостоятельным объектом разработки.

Геолого-экономическая оценка проводится по результатам определения оценки единичных объ-

ектов различной крупности, их распределения по НГО и НГК, доли рентабельных объектов в каждой группе, а также прогноза динамики открытий единичных объектов по каждой перспективной зоне на период 2015–2030 гг. Исходя из этих данных прогнозируются прирост запасов нефти и газа на рентабельных объектах и затраты на их подготовку за счет недропользователей и госбюджета, технико-экономические показатели разработки рентабельных залежей и показатели эффективности освоения этих залежей в динамике.

Полученные результаты позволяют выделить территории, наиболее привлекательные с точки зрения прогнозируемого дохода недропользователя, – Аргишско-Чунская, Гыдано-Хатангская и Предпатомская зоны. Максимальная прогнозируемая годовая добыча с учетом сроков ввода прогнозируемых к открытию месторождений в эксплуатацию в данных зонах суммарно может составить до 30 млн т нефти и 50 млрд м³ газа. Здесь сосредоточен основной ресурсный потенциал, далее следуют Южно-Тунгусская, Кочечумо-Мархинская, Желдонская, Томская, Хугдякитская, Хантайско-Северореченская, Анабаро-Хатангская, Предверхожно-Майская и Южно-Виллюйская зоны.

Для каждой зоны определены такие показатели, как объемы геолого-разведочных работ, прогноз открытий залежей и затраты на освоение. В качестве примера приведены некоторые значения показателей по наиболее перспективной Аргишско-Чунской зоне. Как уже говорилось, потенциальный прирост рентабельных запасов может составить 590 млн т нефти и 847 млрд м³ газа, можно ожидать открытия четырех крупных месторождений.

На основании результатов количественной оценки ресурсов УВ по НГО для каждой зоны опре-

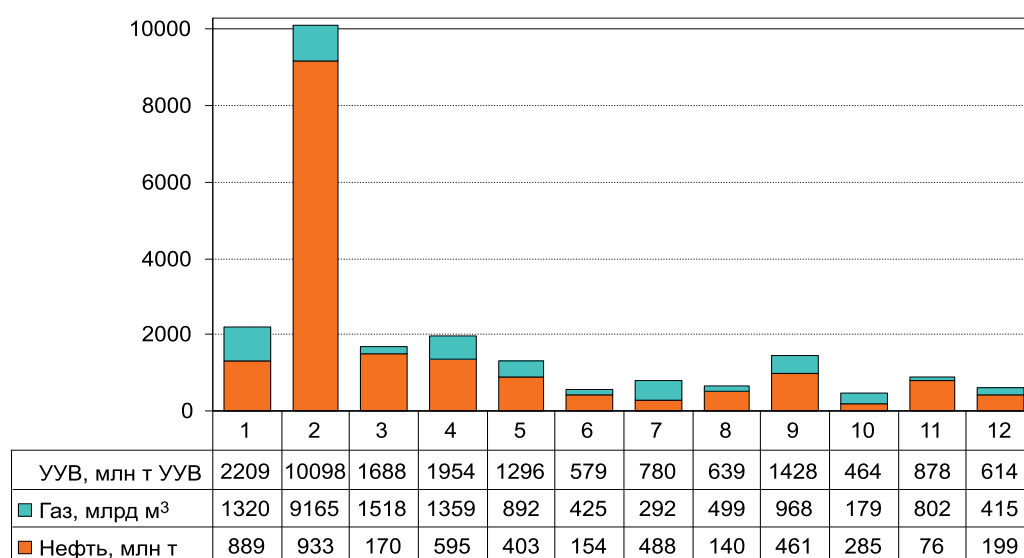


Рис. 14. Прогнозные и перспективные ресурсы (количественная оценка 2009 г.)

Нефтегазоперспективные зоны: 1 – Аргишско-Чунская, 2 – Гыдано-Хатангская, 3 – Предпатомская, 4 – Южно-Тунгусская, 5 – Кочечумо-Мархинская, 6 – Желдонская, 7 – Томская, 8 – Хантайско-Северореченская, 9 – Анабаро-Хатангская, 10 – Предверхожно-Майская, 11 – Южно-Виллюйская, 12 – Хугдякитская

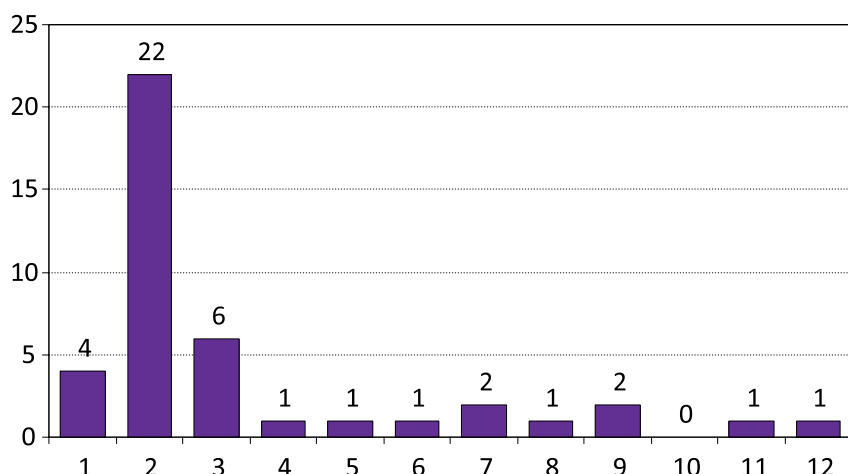


Рис. 15. Прогноз открытий крупных залежей в пределах перспективных зон (более 30 млн т УУВ)

Нефтегазоперспективные зоны: 1 – Аргишско-Чунская, 2 – Гыдано-Хатангская, 3 – Предпатомская, 4 – Южно-Тунгусская, 5 – Кочечумо-Мархинская, 6 – Желдонская, 7 – Томская, 8 – Хантайско-Северореченская, 9 – Анабаро-Хатангская, 10 – Предверхояно-Майская, 11 – Южно-Вилюйская, 12 – Хугдякитская

делены объемы прогнозных и перспективных ресурсов (рис. 14).

Для определения количества и масштаба единичных объектов выполняется прогноз распределения залежей по классам крупности с использованием распределения Парето [4], согласно которому в значительном по объему ресурсов районе число открытых залежей обратно пропорционально их размеру. На рис. 15 представлен прогноз открытия залежей крупностью больше 30 млн т (млрд м³) нефти (природного газа).

Анализ возможного прироста рентабельных запасов и затрат на ГРП, необходимых для его достижения, показал, что наиболее привлекательными с точки зрения отношения вложений в геологоразведку к получаемому приросту запасов являются Аргишско-Чунская, Гыдано-Хатангская, Предпатомская и Южно-Тунгусская зоны.

Добыча углеводородного сырья

В связи с пуском нефтепровода ВСТО началась интенсивная эксплуатация ряда нефтяных место-

рождений в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия). Добыча нефти возрастает с каждым годом: с 0,5 млн т в 2005 г. до 45,9 млн т в 2015 г., накопленная добыча 219,9 млн т (рис. 16).

Долгосрочное поддержание годовых поставок нефти на необходимом для функционирования трубопровода ВСТО уровне возможно за счет вовлечения в изучение и последующее освоение перспективных и прогнозных ресурсов нефти Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Согласно прогнозам в соответствии с действующей редакцией Программы выйти на уровень годовых поставок нефти 80 млн т планируется к 2025 г. (рис. 17).

В 2017 г. введен в эксплуатацию участок магистрального нефтепровода «Куюмба – Тайшет» пропускной способностью до 8,6 млн т нефти в год. Это первый этап, второй этап предусматривает завершение строительства нефтепровода мощностью до 15 млн т в год в конце 2023 г.

Первый стык уникальной газотранспортной системы «Сила Сибири» сварен 1 сентября 2014 г.

млн т

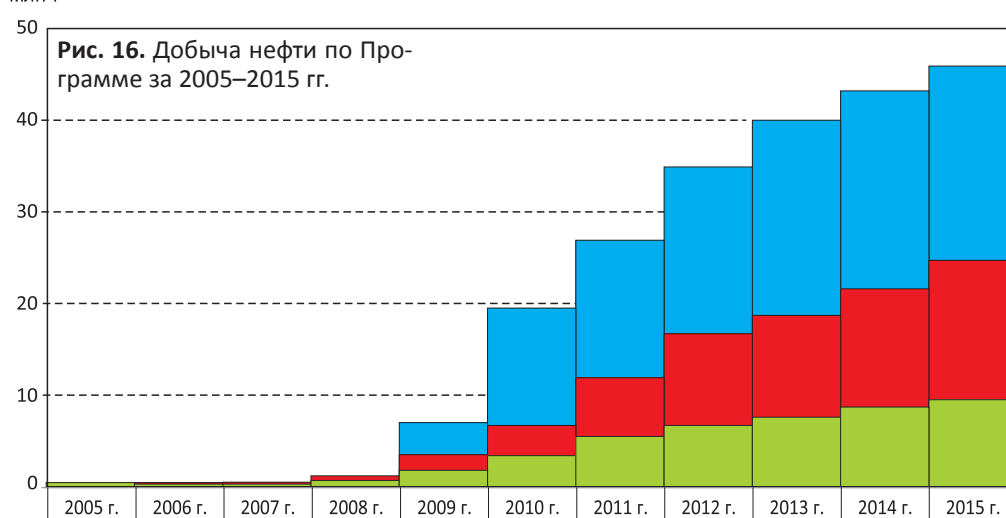


Рис. 16. Добыча нефти по Программе за 2005–2015 гг.

	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
ВСЕГО	0,5	0,4	0,5	1,2	7,0	19,5	26,9	34,9	39,9	43,2	45,9
Красноярский край	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	12,8	15,0	18,2	21,2	21,7	21,2
Иркутская область	0,1	0,1	0,2	0,5	1,6	3,3	6,4	10,0	11,1	12,8	15,2
Республика Саха (Якутия)	0,4	0,3	0,3	0,7	1,8	3,4	5,5	6,7	7,6	8,7	9,5

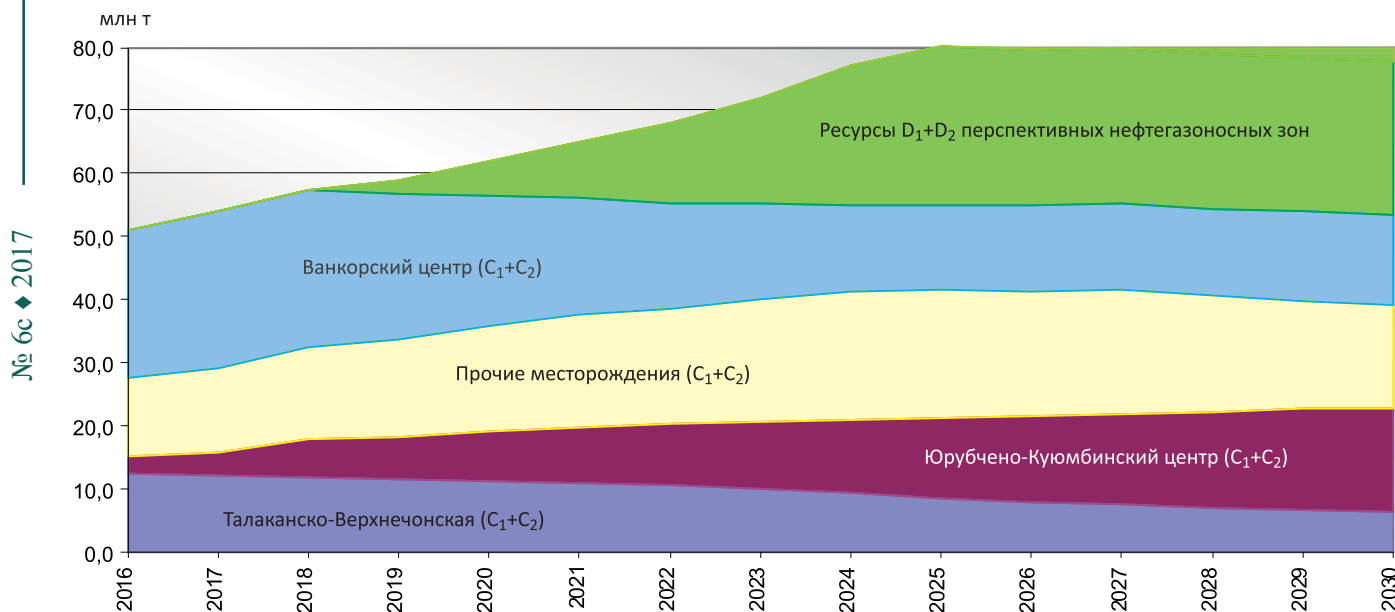


Рис. 17. Прогноз нефтедобычи по перспективным центрам, зонам и территории Программы в целом

Газопровод пройдет по территории пяти субъектов РФ – по Иркутской области, Республике Саха (Якутия), Амурской области, Еврейской автономной области и Хабаровскому краю. Общая протяженность составит около 4000 км, проектная производительность – 38 млрд м³ газа в год. К концу 2018 г. будет построен участок от Чаяндинского месторождения в Якутии до Благовещенска протяженностью более 2200 км. В дальнейшем запланировано строительство участка от Ковыктинского месторождения в Иркутской области до Чаяндинского (около 800 км), а в перспективе – от г. Свободного в Амурской области до Хабаровска (около 1000 км). Таким образом, «Сила Сибири» соединится с ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток».

Строительство газопровода кардинально меняет ситуацию в газовой отрасли Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), повышает интерес к геолого-разведочным работам, приросту запасов и делает востребованными новые лицензионные участки. Подтверждением этому стала развернувшаяся борьба за право владения недрами на аукционах, прошедших в 2014 г. в Республике Саха (Якутия) по Нижнеджербинскому, Среднебирюкскому, Кэдэргинскому и Мурбайскому участкам. Сумма предложенных бонусов составила 1085,75 млн руб. против первоначальной цены 54,27 млн руб., т. е. выросла в 20 раз. На аукционах в Иркутской области по Верхнетирскому и Верхненепскому участкам разница между заявленной и фактически выплаченной ценой увеличилась более чем на порядок (454,9 против 17,68 млн руб.).

Выводы

Таким образом, за время реализации Программы на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) появился новый крупный нефтедобывающий район России. В связи с началом

строительства газопровода «Сила Сибири» создается газовая отрасль с перспективой добычи газа не менее 60 млрд м³ в год. За последние годы осуществлен прирост запасов углеводородного сырья, который может обеспечить рост добычи до 2020 г. В то же время Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия) обладают существенным потенциалом для дальнейшего наращивания сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности, которое может быть обеспечено при интенсификации геолого-разведочных работ и выходе в новые перспективные районы.

Для дальнейшего развития сырьевой базы нефти, поддержания ее добычи в объемах 50 млн т в год и подготовки ресурсной базы для строительства III очереди нефтепровода ВСТО мощностью 80 млн т в год необходимо организовать системные поисковые работы в перечисленных зонах. Нет сомнений, что опосредованное открытие этих зон позволит открыть новые месторождения нефти, разведка и эксплуатация которых позволит обеспечить наполнение трубопроводной системы ВСТО на несколько десятилетий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Девятов В. П., Савченко В. И. Новые данные к переоценке ресурсов углеводородов Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 55–61.
2. Мельников Н. В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37, № 8. – С. 196–205.
3. Методика геолого-экономической оценки ресурсов и ее применение для углеводородного сырья Восточной Сибири / А. А. Герт, Д. В. Миляев, К. Н. Кузьмина и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 2. – С. 31–41.



4. **Методическое** руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

5. **Мигурский А. В., Ефимов А. С., Старосельцев В. С.** Новые направления нефтегазопроисловых работ в Предпатомском региональном прогибе (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 19–27.

6. **Оценка** величины и достоверность потенциальных ресурсов углеводородов Сибирской платформы и выбор наиболее эффективных направлений развития поисково-разведочных работ на газ и нефть / А. И. Варламов, А. С. Ефимов, П. Н. Мельников, В. С. Старосельцев // Матер. XV Координационного геол. совещ. ОАО «Газпром». – М., 2010. – С. 114–134.

7. **Перспективы** нефтегазоносности Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна на западе Сибирской платформы / Н. В. Мельников, Ю. А. Филиппов, В. И. Вальчак и др. // Геология и геофизика. – 2008. – № 3. – С. 235–243.

8. **Погодаев А. В., Ситников В. С., Буйдылло И. В.** Перспективы нефтегазоносности и приоритетные направления дальнейших поисковых работ

в Вилуйской нефтегазоносной области (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. – 2015. – № 2. – С. 6–16.

9. **Состояние** и перспективы развития минерально-сырьевой базы нефти и газа Восточной Сибири и Республики Саха / А. И. Варламов, А. А. Герт, А. С. Ефимов и др. // Разведка и охрана недр. – 2007. – № 8. – С. 3–8.

10. **Старосельцев В. С., Дивина Т. А.** Перспективы обнаружения крупных скоплений углеводородов на северо-западе Сибирской платформы // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. – М.: Геоинформмарк, 2004. – С. 118–125].

11. **Сырьевая** обеспеченность нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» / А. А. Герт, П. Н. Мельников, К. Н. Волкова и др. // Регион: экономика и социология. – 2006. – № 4. – С. 198–208.

12. **Филиппов Ю. А., Мельников Н. В., Ефимов А. С.** Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы – объект первоочередных нефтегазопроисловых работ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2(18). – С. 25–34.

© А. И. Варламов, А. А. Герт, П. Н. Мельников, А. С. Ефимов, М. Ю. Смирнов, Е. В. Смирнов, 2017