



Природный горючий газ

Состояние МСБ природного газа Российской Федерации на 1.01.2013 г.

Ресурсы	перспективные (C ₃)	прогнозные (D ₁ +D ₂)
СВОБОДНЫЙ ГАЗ		
количество, млрд куб.м	33028,6	165726,7
изменение по отношению к ресурсам на 1.01.2012 г., млрд куб.м	-1429,6	302,5
доля распределенного фонда, %	28,2	17
Запасы	разведанные (A+B+C ₁)	предварительно оцененные (C ₂)
СВОБОДНЫЙ ГАЗ		
количество, млрд куб.м	49056,6	19876,3
изменение по отношению к запасам на 1.01.2012 г., млрд куб.м	234,8	262,7
доля распределенного фонда, %	94,75	79,91
РАСТВОРЕННЫЙ ГАЗ		
Количество, млрд куб.м	1423,1	1380,3
изменение по отношению к запасам на 1.01.2012 г., млрд куб.м	6,5	10,3

Использование МСБ природного горючего газа Российской Федерации в 2012 г.

Число действующих эксплуатационных лицензий	579
Число действующих лицензий на условиях предпринимательского риска	147
Добыча свободного газа, млрд куб.м	624,95
Добыча растворенного газа, млрд куб.м	36,84
Закачка в российские подземные хранилища газа, млрд куб.м	44,1
Отбор из российских подземных хранилищ газа, млрд куб.м	44,3
Экспорт природного газа, млрд куб.м	193,3
Переработка природного газа, млрд куб.м	64,6
Средняя цена российского природного газа на границе Германии в 2013 г., долл./1000 куб.м	402,7
Ставка налога на добычу, руб. за 1000 куб.м	147



Запасы природного горючего газа Российской Федерации складываются из запасов свободного газа и газа, растворенного в нефти. Под свободным понимается газ самостоятельных залежей и газ газовых шапок над нефтяными залежами. Доля свободного газа в российских запасах – 96%, из них на газовые шапки приходится около 12%.

Запасы месторождений, учитываемых Государственным балансом запасов Российской Федерации, составляют около 23% мировых. Россия возглавляет список стран – держателей запасов природного газа; вторую позицию занимает Иран, сырьевая база которого примерно вдвое меньше российской. Однако в добыче газа Россия уступает первенство США (как по валовой, так в последние годы – и по товарной добыче).

Ресурсы газа России огромны – они составляют примерно 40% мировых.

Газ, растворенный в нефти, учитывается в месторождениях с запасами нефти. Российские запасы растворенного в нефти газа превышают 2,8 трлн куб.м.

Более двух третей запасов свободного газа России сосредоточено в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне, главным образом в его северной части. Здесь располагается центр отечественной газодобычи – Надым–Пур-Тазовский район (НПТР), месторождения которого заключают более трети запасов газа страны; большая его часть расположена на тер-

ритории Ямало-Ненецкого АО. Еще около 20% запасов бассейна разведано в Ямальской нефтегазоносной области (НГО) на полуострове Ямал и около 6% – в Гыданской НГО на одноименном полуострове; их освоение только начинается.

Газоносны в Западно-Сибирском бассейне в основном терригенные толщи мелового возраста. Небольшие запасы газа выявлены в юрских и палеозойских отложениях.

Самый молодой нефтегазоносный комплекс относится к туронскому ярусу верхнего мела. Он распространен в северных и северо-восточных частях бассейна на глубинах около 800 м, сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин, неоднороден и изменчив по литологическому составу и характеризуется низкой проницаемостью коллекторов, аномально высоким пластовым давлением, низкими пластовыми температурами. На этот продуктивный комплекс приходится всего чуть более 3% запасов газа Западно-Сибирского НГБ. Залежи свободного газа в отложениях туронского возраста выявлены на Харампурском, Южно-Русском и Заполярном месторождениях.

Наиболее газопродуктивными в настоящее время являются отложения сеноманского яруса верхнего мела; они содержат около 35% запасов свободного газа Западно-Сибирского НГБ, или почти четверть российских запасов. Сеноманский продуктивный комплекс залегает на глубинах до 1700 м и сложен выдержанными пачками песчаников и алевролитов с разделяющими их глинистыми прослоями. Залежи так называемого «сеноманского» газа крупные, со сравнительно простым строением, удобные для разработки. Значительная часть запасов месторождений Надым–Пур-Тазовского района (НПТР) заключена в залежах в отложениях этого возраста, хотя за время разработки доля «сеноманского» газа в НПТР сократилась с более чем 70% до 55%.

В отложениях нижнего мела выделяются аптальбский, неокомский и ачимовский продуктивные комплексы, которые в совокупности содержат около 55% запасов свободного газа Западно-Сибирского НГБ.

Апт-нижнеальбский продуктивный комплекс распространен главным образом в северных и северо-западных частях бассейна и в акватории Карского моря, залегает на глубинах 1000-





2000 м и сложен песчаниками с прослоями алевролитов, глин, угля. Коллекторские свойства этого горизонта невысоки.

Ниже, в интервале глубин 1700-3000 м, располагается неокомский нефтегазовый комплекс, распространенный на большей части бассейна. Отложения представлены переслаивающимися песчаниками, алевролитами и глинами со средними коллекторскими свойствами. Залежи пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные. На севере бассейна с отложениями неокома связаны газовые залежи многих месторождений (Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское и др.) – это так называемый «валанжинский» газ.

В нижней части толщи неокомского возраста на глубинах 3-4 тыс.м выделяется ачимовская свита, представленная сложным клиноформным переслаиванием песчаников и глин. Для ачимовской продуктивной толщи характерно аномально высокое пластовое давление (более 600 атмосфер), а также литологическая неоднородность и низкая проницаемость пород. Комплекс изучен слабо, в основном в пределах НПТР. В отложениях комплекса разведано лишь чуть более 8% запасов свободного газа бассейна, хотя ресурсный потенциал ачимовской толщи оценивается высоко.

Газопродуктивные песчаники и алевролиты юрского возраста, залегающие на глубинах более 4000 м, разведаны в основном на севере, а также на юго-востоке бассейна, в пределах ХМАО и Томской области. В них заключено менее 7% запасов свободного газа бассейна.

Газоносность в отложениях палеозойского возраста подтверждена лишь на территории Томской области.

Более 55% запасов свободного газа Западно-Сибирского НГБ представлено так называемым «сухим» газом, состоящим преимущественно из метана. Он распространен преимущественно в верхних нефтегазоносных комплексах – туронском и сеноманском. Остальное – это этансодержащий газ, в состав которого, кроме метана, входят его гомологи (углеводороды C_{2-4}) – этан, пропан, бутаны, а зачастую – углеводороды $C_{5+высш}$. Доля этансодержащего газа в запасах НГБ постепенно нарастает по причине выборочной эксплуатации залежей преимущественно «сухого» газа.

Степень выработанности разведанных запасов свободного газа Западно-Сибирского НГБ в среднем составляет 32,4%, хотя в Надым–Пур-Тазовском районе этот показатель достигает 44%; запасы «сеноманского» газа НПТР выработаны почти на 58%.

Западно-Сибирский бассейн имеет значительный потенциал для наращивания запасов – здесь сосредоточено более двух третей перспективных и почти половина прогнозных ресурсов природного газа страны. Прирост запасов природного газа ожидается за счет доразведки флангов и глубоких горизонтов известных месторождений. Возможно также открытие новых, в том числе крупных объектов в малоизученных регионах Ямало-Ненецкого АО и в акватории Карского моря.

Разведанность начальных суммарных ресурсов Западно-Сибирского бассейна – чуть более 30%, хотя для Надым–Пур-Тазовского района этот показатель приближается к 60%.

В Западно-Сибирском НГБ имеется около 250 месторождений с запасами свободного газа, в их числе 21 уникальное по масштабу, с текущими запасами более 500 млрд куб.м; 11 уникальных месторождений расположены в НПТР.

Большая часть российских запасов растворенного газа также сосредоточена в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне, в том числе более 60% – на территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов.



Степень выработанности разведанных запасов природного газа в нефтегазоносных бассейнах и в Северо-Донецкой НГО Российской Федерации, %



Нефтегазоносные бассейны, расположенные в Восточной Сибири, по масштабам газоносно-



сти значительно уступают Западно-Сибирскому. В Лено-Тунгусском НГБ заключено лишь чуть более 10% российских запасов природного газа, в Лено-Вилуйском – менее 1%. Практически весь газ Восточной Сибири – этансодержащий; значительная его часть содержит гелий. В регионе сосредоточено более 90% запасов гелия России.

В Лено-Тунгусском НГБ месторождения сконцентрированы в его южной части. Продуктивность связана с рифейскими и венд-нижнекембрийскими карбонатными и терригенными отложениями, залегающими на глубинах 1500-3500 м. Залежи приурочены, как правило, к антиклинальным складкам, разбитым многочисленными разломами. Здесь выявлено 58 месторождений, среди них три: Ковыктинское, Ангара-Ленское и Чаяндинское – уникальные по масштабам; ряд месторождений относится к крупным. Разведанные запасы свободного газа Лено-Тунгусского НГБ выработаны всего на 1%. Перспективы увеличения запасов газа бассейна значительны – по объему локализованных в его пределах ресурсов Лено-Тунгусский НГБ усту-



Прогнозные ресурсы свободного газа в нефтегазоносных бассейнах Российской Федерации, трлн куб.м



пает только Западной Сибири, причем начальные суммарные ресурсы свободного газа в нем разведаны лишь на 9,1%.

В Лено-Вилуйском НГБ известно 13 мелких и средних по масштабу газовых и газоконденсатных месторождений. Газоносны верхнепалеозойские и мезозойские отложения. Ресурсы свободного газа, локализованные в бассейне, незначительны.

Около 7% запасов свободного газа страны содержится в российской части Прикаспийского нефтегазоносного бассейна, главным образом в уникальных по масштабу Астраханском и Центрально-Астраханском газоконденсатных месторождениях. Газ бассейна этансодержащий; кроме этана, он содержит сероводород; в Астраханском месторождении имеются запасы гелия. Продуктивны девонские и каменноугольные известняки, залегающие под мощной толщей нижнепермских (кунгурских) соленосных отложений. Бассейн изучено слабо; перспективы открытия новых крупных запасов газа в Прикаспийском НГБ связаны с комплексом подсолевых отложений.

Волго-Уральский, Тимано-Печорский, Северо-Кавказско-Мангышлакский бассейны и Северо-Донецкая нефтегазоносная область (восточная часть Днепровско-Припятского НГБ) не играют существенной роли в сырьевой базе природного газа страны. Выделяется своими масштабами лишь уникальное Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение в Волго-Уральском НГБ. Этансодержащий газ этого месторождения характеризуется высокими концентрациями сероводорода и гелия.

Месторождения с запасами природного газа известны также в Западно-Баренцевском, Восточно-Баренцевском, Япономорском и Охотском НГБ, которые полностью или почти полностью располагаются в морских акваториях. На шельфах этих бассейнов разведано около 10% российского газа, в том числе почти 6% сухого газа – в уникальном Штокмановском газоконденсатном месторождении, расположенном на шельфе Баренцева моря (Восточно-Баренцевский НГБ).

В Охотском НГБ большая часть запасов газа заключена в уникальном газоконденсатном



Перспективные ресурсы свободного газа в нефтегазоносных бассейнах Российской Федерации, трлн куб.м



месторождении Южно-Кириновское и крупных нефтегазоконденсатных Чайво и Лунское. Газопродуктивны терригенные породы миоценового и плиоценового возраста. Газ этансодержащий. Перспективы наращивания запасов газа в бассейне оцениваются как значительные.

В российских частях Западно-Баренцевского и Яноморского бассейнов известно по одному мелкому газовому месторождению. В этих бассейнах, так же как и в бассейнах Восточной Арктики, имеются ресурсы преимущественно низкой достоверности (категорий D_1+D_2); наибольшее их количество приходится на Западно-Баренцевский НГБ.

Таким образом, основная часть сырьевой базы газовой отрасли страны сосредоточена в Ямало-Ненецком АО.

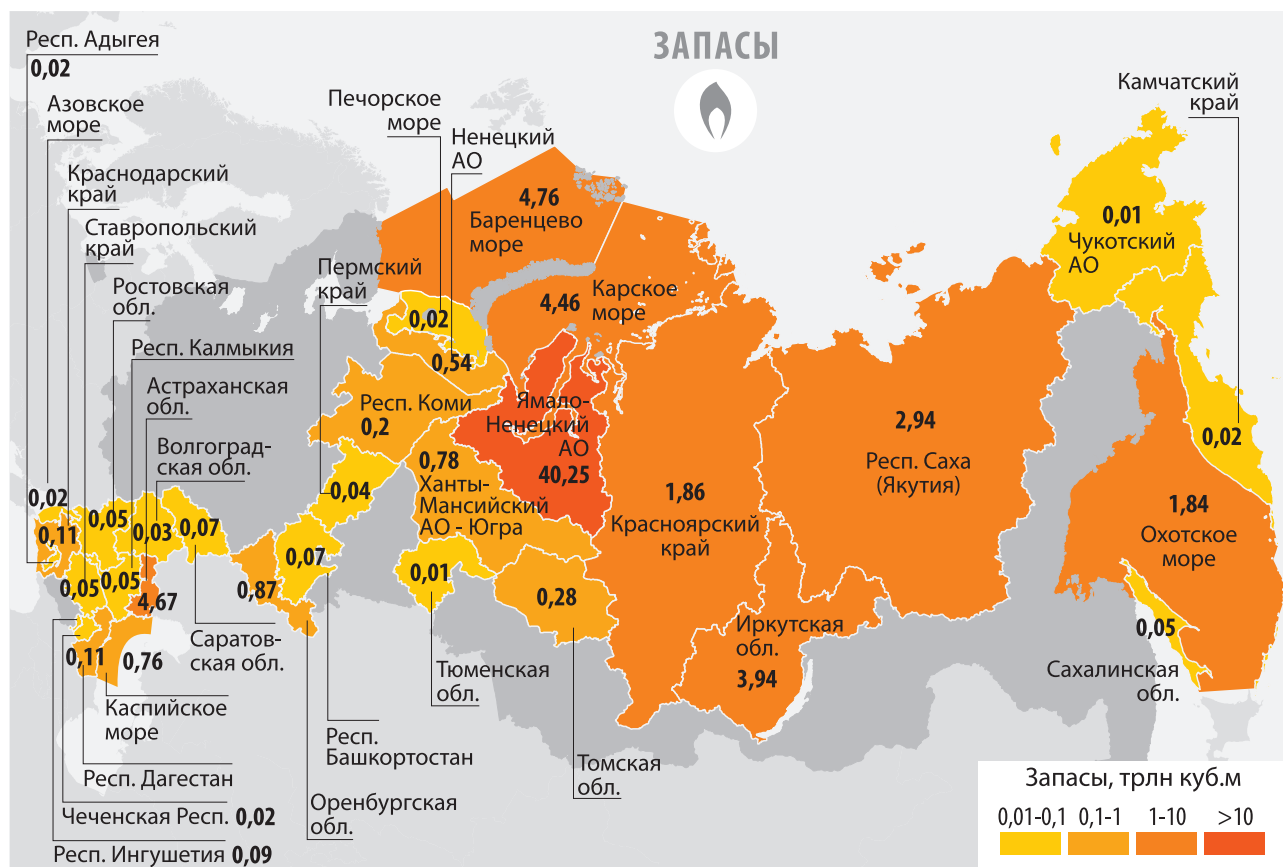
В целом чуть более половины запасов свободного газа Российской Федерации представлено сухим газом, газ остальных запасов – этансодержащий.

Примерно две трети запасов свободного газа страны содержат в том или ином количестве тя-

желые углеводороды $C_{5+высш}$. В недрах они находятся в природном газе в газообразном (парообразном) состоянии, а в процессе добычи, при снижении давления конденсируются, переходя в жидкое состояние – в так называемый нестабильный конденсат.

Запасы свободного газа России учтены в 923 месторождениях, из которых 29 отвечают рангу уникальных, то есть имеют текущие запасы более 500 млрд куб.м, а 81 – рангу крупных (от 75 до 500 млрд куб.м). В разведанных запасах свободного газа страны доля уникальных месторождений составляет 71%, на крупные приходится еще почти 22% запасов. В 2012 г. число уникальных месторождений в России увеличилось – по результатам геологоразведочных работ из разряда крупных в ранг уникальных перешли Тасийское газоконденсатное и Береговое нефтегазоконденсатное месторождения в Ямало-Ненецком АО.

В распределенном фонде недр по состоянию на 1.01.2013 г. числились 667 месторождений с запасами свободного газа, в том числе 27 уникальных и большинство крупных. Нелицензи-



Распределение запасов свободного газа по субъектам и шельфам Российской Федерации, трлн куб.м



рованными остаются Ленинградское и Русановское уникальные месторождения на шельфе

Карского моря. Остальные объекты нераспределенного фонда недр невелики по запасам.

Уникальные месторождения природного газа

Недропользователь, месторождение	Тип место- рождения*	Запасы на 1.01.2013 г., млрд куб.м		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2012 г., млрд куб.м
		A+B+C ₁	C ₂		
ООО «Газпром добыча Ямбург»					
Ямбургское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	НГК	3245,9	946,7	6,08	83,59
Заполярное, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)		2568,6	41,3	3,79	112,65
ООО «Газпром добыча Надым»					
Бованенковское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	НГК	4369,3	548,9	7,13	4,93
Медвежье, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)		571,1	16,8	0,85	12,19
ООО «Газпром добыча Уренгой»					
Песцовое, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	НГК	148	724,4	1,27	0
ООО «Газпром добыча Надым», ОАО «Газпром»					
Харасавэйское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО, Карское море)	ГК	1423,2	608,6	2,95	0,01
ООО «Газпром нефть шельф»					
Штокмановское, Восточно-Баренцевский НГБ (Баренцево море)	ГК	3939,4	0	5,71	0
ОАО «Газпром»					
Ковыктинское, Лено-Тунгусский НГБ (Иркутская область)	ГК	1406,3	572	2,87	0,01
Крузенштернское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)		964,7	710	2,43	0
Северо-Тамбейское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)		862,4	261,9	1,63	0
Малыгинское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)		439,5	305,6	1,08	0
Тасийское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	ГК	503,6	62,1	0,82	0
Каменномысское-море, Западно-Сибирский НГБ (Карское море)	Г	555	0	0,81	0
Чаяндинское, Лено-Тунгусский НГБ (Республика Саха (Якутия))	НГК	705,9	726,2	2,08	0
Южно-Киринское, Охотский НГБ (Охотское море)	ГК	160,9	403,1	0,82	0
ООО «Газпром добыча Астрахань», ОАО «Астраханская нефтегазовая компания»					
Астраханское, Прикаспийский НГБ (Астраханская область)	ГК	2494,5	1062,4	5,16	12,81
ООО «Газпром добыча Оренбург», ЗАО «Газпром нефть Оренбург»					
Оренбургское, Волго-Уральский НГБ (Оренбургская область)	НГК	697,5	61,9	1,1	16,46
ОАО «Ямал СПГ»					
Южно-Тамбейское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО, Карское море)	ГК	997,2	298,9	1,88	0,05
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»					
Юрхаровское, Западно-Сибирский НГБ (Карское море, ЯНАО)	НГК	523,5	145,3	0,97	23,9
Салмановское (Утреннее), Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)		482,8	284,3	1,11	0



Недропользователь, месторождение	Тип место- рождения*	Запасы на 1.01.2013 г., млрд куб.м		Доля в запасах РФ, %	Добыча в 2012 г., млрд куб.м
		A+B+C ₁	C ₂		
ООО «ЛУКОЙЛ-Приморьнефтегаз»					
Центрально-Астраханское, Прикаспийский НГБ (Астраханская область)	ГК	57,2	890	1,37	0
ОАО «НК "Роснефть"»					
Харампурское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	НГК	803,9	161,1	1,4	0
ООО «Газпром добыча Уренгой», ЗАО «Роспан интернешнл», ОАО «Арктикгаз», ООО «Уренгойская газовая компания», ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз» и др.					
Уренгойское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	НГК	5173,4	1294,4	9,38	95,11
ЗАО «Нортгаз», ООО «Газпром добыча Уренгой», ЗАО «ГеоОликумин»					
Северо-Уренгойское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	НГК	530	46,5	0,84	9,98
ОАО «Севернефтегазпром»					
Южно-Русское, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	НГК	912,5	162,7	1,56	25,28
ОАО «Сибирская нефтегазовая компания», ЗАО «Геотрансгаз»					
Береговое, Западно-Сибирский НГБ (ЯНАО)	НГК	341,1	176,9	0,75	9,54
ООО «Петромир», ООО «ПромГазЭнерго»					
Ангаро-Ленское, Лено-Тунгусский НГБ (Иркутская область)	ГК	1,5	1220,1	1,77	0
Нераспределенный фонд					
Ленинградское, Западно-Сибирский НГБ (Карское море)	ГК	71	980,6	1,53	
Русановское, Западно-Сибирский НГБ (Карское море)		240,4	538,6	1,13	

* НГК – нефтегазоконденсатное, ГК – газоконденсатное, Г – газовое

В 2012 г. компании продолжали освоение объектов с запасами газа, в том числе в новых газоносных районах, важнейшими из которых являются Ямальская и Гыданская нефтегазоносные области на севере Западно-Сибирского НГБ. Значительные объемы работ выполнены дочерними предприятиями ОАО «Газпром».

В октябре 2012 г. компания ООО «Газпром добыча Надым» начала промышленную добычу газа на Бованенковском месторождении на полуострове Ямал. Построена также первая нитка газопровода Бованенково–Ухта. Планируется, что к 2017 г. на месторождении будет достигнут годовой уровень добычи 115 млрд куб.м.

Компания ООО «Газпром добыча Ямбург» существенно увеличила добывающие мощности Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения в Надым–Пур-Тазовском районе ЯНАО. Подключены 42 дополнительные эксплуатационные скважины для добычи газа из сеноманской залежи месторождения, в результате чего проектная мощность по добыче «сено-

манского» газа увеличилась на 15 млрд куб.м, до 115 млрд куб.м газа в год. Кроме того, введены в эксплуатацию 79 скважин, предназначенных для добычи газа из неокомских (валанжинских) залежей, и дополнительная установка комплексной подготовки газа, в результате чего мощности по добыче «валанжинского» газа на месторождении увеличились с 6 до 15 млрд куб.м в год. Таким образом, с начала 2013 г. на Заполярном месторождении можно добывать до 130 млрд куб.м газа в год, это самая высокая производительность по добыче газа в России.

На шельфе Сахалина ОАО «Газпром» в октябре 2013 г. получило первый газ на Кирином месторождении, освоение которого велось в рамках проекта «Сахалин-3». Смонтирован первый в России подводный добычный комплекс, который позволяет добывать газ без использования морских платформ и других надводных конструкций. Промышленную добычу газа на месторождении планируется начать в 2014 г. Газ с Кириного и других месторождений проекта



«Сахалин-3» планируется направлять для газоснабжения населения и промышленных предприятий дальневосточных регионов России, а также использовать как сырье для проектируемого в Приморском крае завода по производству сжиженного природного газа — «Владивосток-СПГ».

ОАО «Газпром» ведет геологоразведочные работы и обустройство Чаяндинского месторождения в Республике Саха (Якутия). Запланировано, что добыча нефти из нефтяной оторочки газовых залежей начнется в 2014 г., отработка газовых залежей — в 2016 г.

ОАО «Севернефтегазпром» — совместное предприятие ОАО «Газпром» (50%) и германских *BASF AG* и *E.ON AG* — работает на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении в НПТР, осваивая трудноизвлекаемые запасы газа туронского продуктивного комплекса. Такие работы ведутся в России впервые. В апреле 2012 г. была пущена в эксплуатацию первая скважина.

Совместное предприятие ОАО «Газпром нефть», ОАО «НОВАТЭК», итальянских *Enel* и *ENI* — компания ООО «СеверЭнергия» в апреле 2012 г. начала промышленную добычу природного газа и конденсата из отложений валанжинского возраста на Самбургском месторождении в ЯНАО. В течение года в эксплуатацию были введены две очереди установки подготовки газа суммарной мощностью 4,6 млрд куб.м в год и 46-километровый газопровод, соединяющий месторождение с Единой системой газоснабжения. Самбургское месторождение стало первым из принадлежащих ООО «СеверЭнергия», на котором начата промышленная добыча углеводородного сырья.

В октябре 2013 г. ЗАО «Нортгаз» — совместное предприятие, участниками которого на паритетной основе являются ОАО «НОВАТЭК» и ОАО «Газпром», ввело в эксплуатацию Восточный купол Северо-Уренгойского месторождения. На нем пробурено 18 эксплуатационных скважин, завершено сооружение установки комплексной подготовки газа мощностью 6 млрд куб.м газа в год. Инфраструктура купола также включает газосборные сети, газопровод и конденсатопровод до Западного купола месторождения. Промышленная эксплуатация Запад-

ного купола идет с 2001 г. Начало добычи на Восточном куполе позволит уже в 2014 г. увеличить добычные мощности ЗАО «Нортгаз» до проектного уровня, превышающего 10 млрд куб.м газа и 1,4 млн т конденсата в год.

ОАО «НОВАТЭК» собственными силами осваивает Юрхаровское месторождение, расположенное на побережье и в акватории Карского моря (Обская губа). В октябре 2012 г. введен в строй очередной пусковой комплекс мощностью 7 млрд куб.м газа в год. Текущая годовая мощность по добыче газа на месторождении достигла 36,5 млрд куб.м.

В 2012 г. на государственный учет впервые поставлены семь месторождений с суммарными запасами свободного газа категории C_1 , равными 18,8 млрд куб.м, категории C_2 — 52,8 млрд куб.м. Все они — мелкие по масштабу, за исключением Ильбокичского газоконденсатного месторождения, открытого в Лено-Тунгусском НГБ, которое соответствует среднему по масштабу объекту (59,1 млрд куб.м категорий $A+B+C_1+C_2$). Еще два месторождения обнаружено в Лено-Тунгусском НГБ и по одному — в Красноярском крае на территории Западно-Сибирского НГБ, в Прикаспийском НГБ, Северо-Донецкой НГО и на шельфе Охотского моря (Охотский НГБ).

По результатам геологоразведочных работ на ранее известных месторождениях прирост запасов газа категорий $A+B+C_1$ составил 1035 млрд куб.м, категории C_2 — 225,5 млрд куб.м. Основной прирост получен в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне, на четырех уникальных месторождениях, три из которых: Южно-Тамбейское (располагается на суше и на шельфе), Северо-Тамбейское и Тасийское — находятся в Ямальской НГО. Суммарный прирост разведанных запасов этих месторождений составил 478,5 млрд куб.м, предварительно оцененных — 113,6 млрд куб.м. На нефтегазоконденсатном Геофизическом месторождении, которое расположено в Гыданской НГО и частично на шельфе Обской губы, разведанные запасы в результате ГРП увеличились на 12,2 млрд куб.м, предварительно оцененные — на 104,5 млрд куб.м.

Большая часть прироста запасов на известных месторождениях Западно-Сибирского НГБ явилась результатом работ, направленных на разведку залежей, относящихся к нижнемеловым



продуктивным горизонтам. В то же время заметно росли и запасы «сеноманского» газа, в том числе в НПТР – на Западно-Таркосалинском и Уренгойском месторождениях, в Ямальской НГО – на Харасавэйском, Парусовом, Северо-Парусовом и Тасийском месторождениях и в Гыданской НГО – на Геофизическом месторождении.

В Лено-Тунгусском бассейне результативными оказались геологоразведочные работы на Чаяндинском месторождении в Республике Саха (Якутия), чьи запасы категорий $A+B+C_1+C_2$ выросли на 106,8 млрд куб.м; разведанные запасы Чиканского газоконденсатного месторождения в Иркутской области увеличились на 22,7 млрд куб.м.



Прирост разведанных запасов свободного газа в результате ГРП в нефтегазоносных бассейнах и областях (НГО) в 2012 г., млрд куб.м



Динамика добычи свободного газа и прироста его разведанных запасов в результате ГРП в 2003-2012 гг., млрд куб.м

На Средневилуйском месторождении в Лено-Вилуйском бассейне запасы категории C_1 выросли на 32,3 млрд куб.м.

Прирост разведанных запасов Киринского газоконденсатного месторождения в Охотском НГБ в 2012 г. составил 25,4 млрд куб.м.

Общий прирост запасов категорий $A+B+C_1$ в результате геологоразведочных работ в 2012 г. достиг 1053,8 млрд куб.м, что почти на 70% превысило объем добытого свободного газа.

В то же время по результатам переоценки ряда объектов произошло уменьшение запасов свободного газа. В наибольшей степени это коснулось Южно-Тамбейского и Заполярного месторождений – их разведанные запасы сократились соответственно на 211,2 млрд куб.м и 186,1 млрд куб.м. В то же время на Береговом месторождении разведанные запасы выросли на 72,9 млрд куб.м, предварительно оцененные – на 64,8 млрд куб.м. Все эти объекты находятся в ЯНАО. Общее сокращение российских разведанных запасов свободного газа в результате переоценки составило 199,6 млрд куб.м.

В итоге, с учетом убыли запасов при добыче и в результате потерь при добыче, разведанные запасы свободного газа России в 2012 г. увеличились на 234,8 млрд куб.м, предварительно оцененные – на 262,7 млрд куб.м.

Прирост запасов растворенного газа в результате геологоразведочных работ на месторождениях с запасами нефти составил 47,2 млрд куб.м, что позволило полностью компенсировать убыль их при добыче (с учетом потерь при добыче). За счет переоценки они выросли еще на 6,11 млрд куб.м, объем закачанного в пласт растворенного газа составил 0,05 млрд куб.м. В целом разведанные запасы растворенного газа страны за 2012 г. увеличились на 6,54 млрд куб.м, или на 0,5%.

В 2012 г. в Российской Федерации добыто 624,95 млрд куб.м свободного газа, на 17,5 млрд куб.м меньше, чем годом ранее. Более 10% добытого (86,31 млрд куб.м) извлечено из газовых шапок над нефтяными залежами.

Потери свободного газа при добыче составили 3,8 млрд куб.м, доля потерь осталась на уровне предыдущего года – 0,6%. Значительная часть потерь свободного газа приходится на газ газовых шапок, разрабатываемых попутно с добычей нефти.



Добыто также 36,8 млрд куб.м газа, растворенного в нефти; это на 4,3 млрд куб.м больше, чем в 2011 г. Более половины этого количества (18,8 млрд куб.м) извлечено из недр в ходе добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе. Потери растворенного газа составили 9,99 млрд куб.м, или 21,3% объема извлеченного сырья, в том числе 3 млрд куб.м потеряно на месторождениях ХМАО.

Для поддержания пластового давления в 2012 г. было закачано в продуктивные пласты нефтяных месторождений и в газовые шапки 9,4 млрд куб.м свободного газа и 0,05 млрд куб.м растворенного газа. Количество закачиваемого в пласт газа в России растет, однако пока еще оно в десять раз меньше, чем в США, где ежегодно повторно закачивается в пласт 100 млрд куб.м газа.

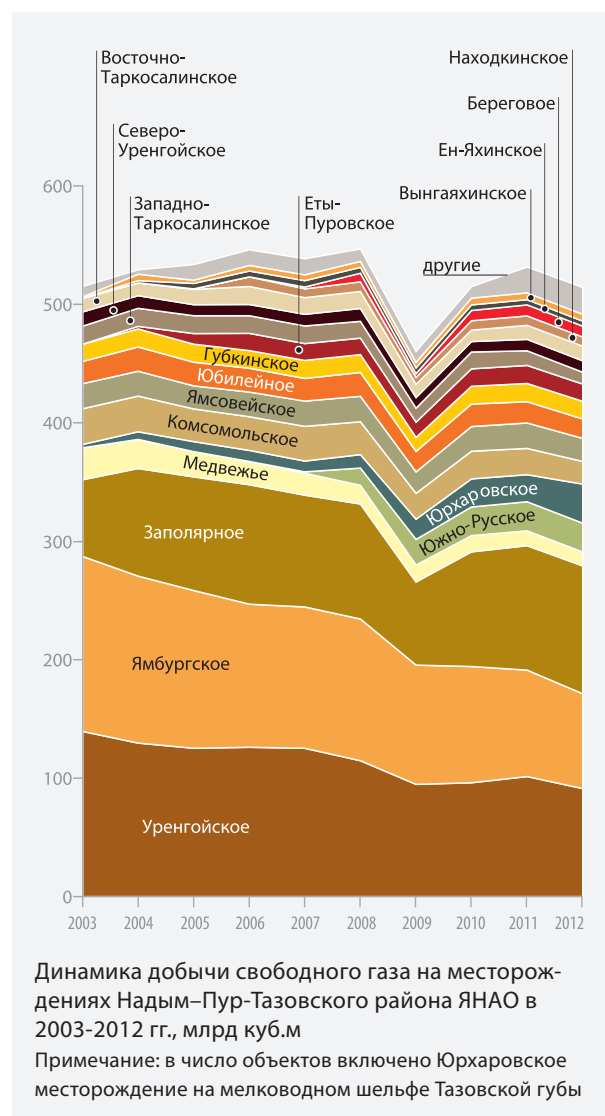
В состав горючего газа более 150 разрабатываемых месторождений России входит гелий. В ходе добычи он попутно извлекается из недр, однако большая часть его теряется. В 2012 г. только 4,9 млн куб.м гелия поступило на переработку; весь он добыт на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Потери гелия в целом по России составили 12,2 млн куб.м.

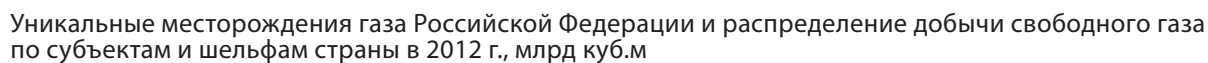
Подавляющая часть свободного газа России (89%, или 557,6 млрд куб.м) в 2012 г., как и ранее, была добыта в Западно-Сибирском НГБ. Практически всю добычу обеспечили месторождения Надым-Пур-Тазовского района; здесь извлечено из недр 541,9 млрд куб.м, и более трех четвертей этого количества (418,7 млрд куб.м) составил «сеноманский» газ.

Почти половина свободного газа страны добыта всего на трех уникальных месторождениях НТПР – Заполярном, Уренгойском и Ямбургском. Добыча на Ямбургском и Уренгойском месторождениях в последнее десятилетие снижается, в 2012 г. она сократилась против уровня 2011 г. суммарно на 24 млрд куб.м, составив 178,7 млрд куб.м. При этом на сравнительно недавно эксплуатируемом Заполярном месторождении добыча за год увеличилась лишь на 3 млрд куб.м, до 112,6 млрд куб.м. Доля этих трех объектов в добыче страны постепенно сокращается: если в 2004 г. она составляла 62%, то в 2012 г. – лишь 47%.

В европейской части России в 2012 г. добыто 39,4 млрд куб.м свободного газа, это лишь

6% российской газодобычи. Основной объем – 29,3 млрд куб.м (почти на 1 млрд куб.м меньше, чем годом ранее) – получен на двух уникальных по масштабу газовых месторождениях – Оренбургском и Астраханском.







На месторождениях Лунское и Чайво в Охотском нефтегазоносном бассейне в 2012 г. добыто 23,9 млрд куб.м свободного газа.

В Лено-Вилуйском бассейне основную добычу обеспечивает Средневилуйское газоконденсатное месторождение в Республике Саха (Якутия); в 2012 г. на нем получено 1,6 млрд куб.м свободного газа.

В Лено-Тунгусском НГБ попутно, при освоении нефтяных залежей, извлечено 0,8 млрд куб.м газа газовых шапок.

В добыче природного газа России доминирует холдинг Группа «Газпром». В его распоряжении находится более 70% разведанных запасов свободного газа страны, включая значительную часть запасов Ямало-Ненецкого АО, уникальные по масштабу Штокмановское газоконденсатное месторождение на шельфе Баренцева моря, Чаяндинское нефтегазоконденсатное в Республике Саха (Якутия), Ковыктинское газоконденсатное в Иркутской области.

В 2012 г. предприятия холдинга (без учета ОАО «Газпром нефть») добыли 478,5 млрд куб.м природного газа; суммарный показатель Группы «Газпром» снизился относительно предыдущего года на 6,2%. Уровень добычи оказался лишь немногим выше, чем в крайне неудачном для холдинга 2009 г. Соответственно и доля его в суммарной добыче природного газа страны в 2012 г. вновь сократилась, составив 72% против почти 76% годом ранее.

Предприятия Группы «Газпром» добывают в основном свободный газ. Доля газа, добываемого попутно с нефтью, минимальна, в 2012 г. она не превысила 2,8 млрд куб.м. Более 90% добычи обеспечили месторождения Надым-Пуртазовского района в Ямало-Ненецком АО.

На фоне уменьшения доли «Газпрома» в общей добыче природного газа страны растет значимость компаний, не связанных с Группой «Газпром»; за 2012 г. их суммарная газодобыча вновь увеличилась – со 164,8 до 183,3 млрд куб.м.

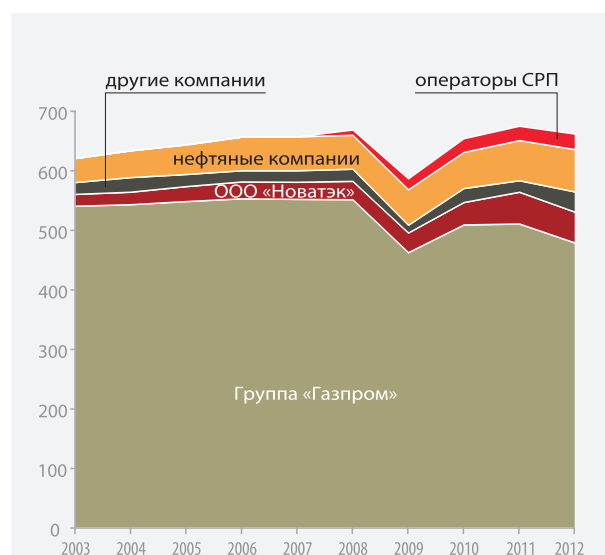
Главную роль среди них играют независимые газодобывающие компании, крупнейшей из которых является ОАО «НОВАТЭК». Их суммарная добыча в 2012 г. выросла более чем на 17%, до 85,6 млрд куб.м, несмотря на то, что производственные показатели ОАО «НОВАТЭК» снизились до 51,6 млрд куб.м против 53,8 млрд куб.м в

2011 г. Независимые газовые компании добывают в основном свободный газ; доля попутного газа в их добыче незначительна – около 6%.

Нефтяные компании в 2012 г. также увеличили добычу природного газа; она составила 71,5 млрд куб.м, что почти на 6% больше показателя 2011 г. Без малого 80% в газодобыче нефтяных компаний приходится на попутный нефтяной газ, в который входит и газ, растворенный в нефти, и газ газовых шапок, добываемый из нефтяных скважин попутно с нефтью.

Среди нефтяных компаний по объемам добычи газа лидируют ОАО «НК "Роснефть"» и ОАО «ЛУКОЙЛ». Производство ОАО «НК "Роснефть"» растет благодаря активному развитию Ванкорского проекта.

Далеко не весь добытый нефтяными компаниями газ попадает в транспортные системы и доставляется потребителям – большие объемы его сжигаются в факелах непосредственно на скважинах. В 2012 г. сожжено более четверти добытого попутного нефтяного газа (ПНГ) – 17,1 млрд куб.м из добытых 62,8 млрд. Наиболее эффективно использует добытый газ компания ОАО «Сургутнефтегаз», в 2012 г. на ее предприятиях сожжено только 0,1 млрд куб.м ПНГ. Ниже всех уровень утилизации ПНГ у ОАО «НК "Роснефть"» – в 2012 г. в целом по компании сожжено в факелах около 7,6 млрд куб.м нефтяного газа.



Динамика добычи природного газа (свободного и попутного) ОАО «Газпром» и другими компаниями в 2003-2012 гг., млрд куб.м

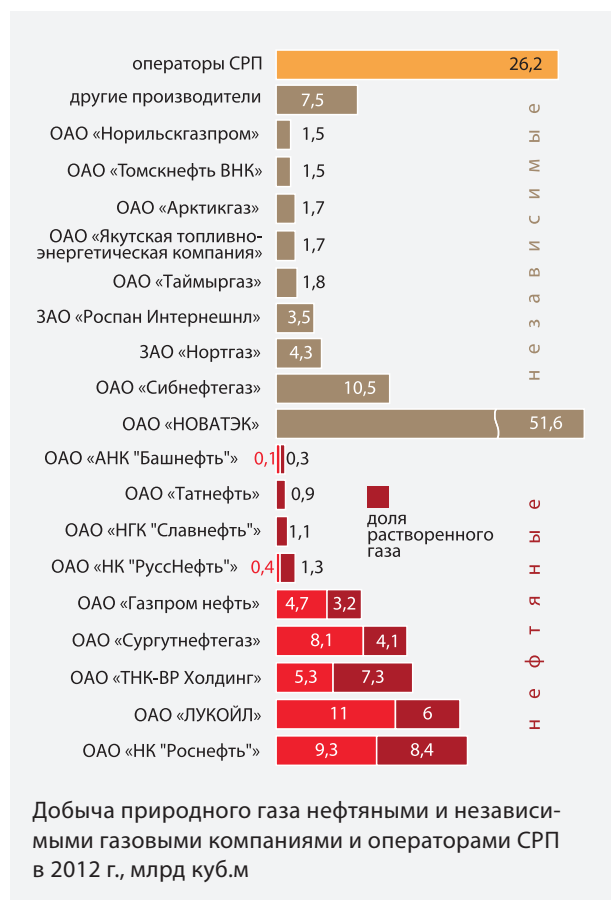


Операторы СРП в 2012 г. нарастили добычу природного газа на 7% – с 24,4 до 26,2 млрд куб.м. Суммарная доля консорциумов «Эксон Нефтегаз Лтд.» и «Сахалин Энерджи Инвестмент компании Лтд.» в российской газодобыче приближается к 4%.

Консорциум «Эксон Нефтегаз Лтд.» является лидером по закачке газа в пласт: в 2012 г. в газовые шапки месторождения Чайво на шельфе Охотского моря (проект «Сахалин-1») закачано 6,5 млрд куб.м добытого попутного газа.

Закачку попутного газа на отдельных месторождениях ведут некоторые другие компании. В их ряду выделяется компания ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть», закачавшая 0,8 млрд куб.м попутного газа в газовую шапку месторождения Им. Корчагина на шельфе Каспийского моря.

Основная часть добываемого в России газа используется внутри страны и поступает на экспорт без предварительной переработки; проводится, как правило, только подготовка газа к транспортировке, которая заключается в удалении компонентов, затрудняющих его прокачку по газопроводу.



В 2012 г. на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) поступило лишь около 10% добытого в России природного газа (64,6 млрд куб.м), хотя относительно 2011 г. объем переработки вырос на 1,2%. На перерабатывающие заводы подается как свободный, так и попутный нефтяной газ. Практически весь свободный газ (в 2012 г. – 32,7 млрд куб.м) поступает на газоперерабатывающие заводы ОАО «Газпром»: Сосногорский в Республике Коми, Астраханский и Оренбургский. Переработка заключается в основном в очистке газа от вредных и коррозионно-активных примесей и извлечении тяжелых углеводородов, прежде всего пропана и бутанов. Этан извлекается в незначительных количествах, главным образом в процессе получения гелия из гелийсодержащего газа на Оренбургском заводе. В 2012 г. здесь извлечено 0,39 млн т этановой фракции, столько же, сколько годом ранее. Основная часть добываемых в составе свободного газа тяжелых углеводородов не извлекается и сжигается.

Объем переработки попутного нефтяного газа в 2012 г. составил 32 млрд куб.м, он вырос по сравнению с 2011 г. на 4,8%. Росту объема переработки ПНГ способствует принятое Правительством Российской Федерации в начале 2009 г. постановление, в котором заложено требование по доведению уровня утилизации попутного газа до 95% извлеченного из недр. В 2012 г. в России утилизировано 73% добытого ПНГ. В это количество, помимо газа, поступившего на переработку, входит и газ, израсходованный на собственные нужды компаний и использованный в промышленной энергетике.

Попутный нефтяной газ в процессе переработки на ГПЗ разделяется на сухой отбензиненный газ, который поставляется в магистральные газопроводы, этан и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ), состоящую из пропана, бутанов и пентанов с примесями метана, этана, гексанов и более тяжелых компонентов.

Крупнейшим переработчиком ПНГ является ОАО «СибурТюменьГаз». Его производственные мощности находятся в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. К трем ГПЗ компании (Южно-Балыкскому, Губкинскому и Муравленковскому) в сентябре 2012 г. добавился еще один, Вынгапуровский ГПЗ, построенный на базе одноименной компрессорной



станции. Завод может принимать ежегодно более 2,4 млрд куб.м ПНГ, мощности по выработке ШФЛУ увеличены более чем вдвое, до 640 тыс.т год.

ОАО «СИБУР Холдинг» вместе с ОАО «ТНК-ВР Холдинг» участвует также в совместном предприятии ООО «Юграгазпереработка», которое владеет в ХМАО Нижневартовским, Белозерным ГПЗ и заводом «Няганьгазпереработка». В 2012 г. на Нижневартовском ГПЗ завершено строительство третьей компрессорной станции, что позволило увеличить прием ПНГ до 6,2 млрд куб.м в год.

В 2012 г. предприятиями ОАО «СИБУР Холдинг» (включая ООО «Юграгазпереработка») переработано 17,5 млрд куб.м попутного нефтяного газа. ОАО «СибурТюменьГаз» является базовым поставщиком продуктов газопереработки для российских нефтехимических предприятий, таких как «Тобольск-Нефтехим», «Сибур-Химпром» (г. Пермь) и «Уралоргсинтез» (г. Чайковский).

Переработку попутного нефтяного газа в ХМАО ведут также Сургутский (ОАО «Сургут-нефтегаз») и Локосовский (ОАО «Лукойл-Западная Сибирь») заводы, перерабатывавшие в 2012 г. соответственно 7,5 млрд куб.м. и 2,1 млрд куб.м.

В феврале 2012 г. на Приразломном месторождении в ХМАО введен в строй мини-ГПЗ мощностью 200 млн куб.м перерабатываемого газа в год. Это совместный проект «ОАО «НК "Роснефть"» и ООО «Монолит». В мае того же года началась эксплуатация еще одного мини-ГПЗ годовой мощностью 360 млн куб.м на Салымской группе месторождений (ХМАО). Владельцами его являются ОАО «НК РуссНефть», ООО «Монолит» и «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.».

Сжижение природного газа в России производится только на одном заводе, принадлежащем компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.», на юге о. Сахалин. В 2012 г. на нем произведено 10,9 млн т сжиженного природного газа (СПГ), на 2,8% больше, чем годом ранее.

Существует ряд проектов строительства заводов СПГ, находящихся на разных стадиях реализации. Два из них реализуются компанией ОАО «НОВАТЭК». Проект строительства завода «Ямал СПГ» мощностью 16,5 млн т СПГ в год на

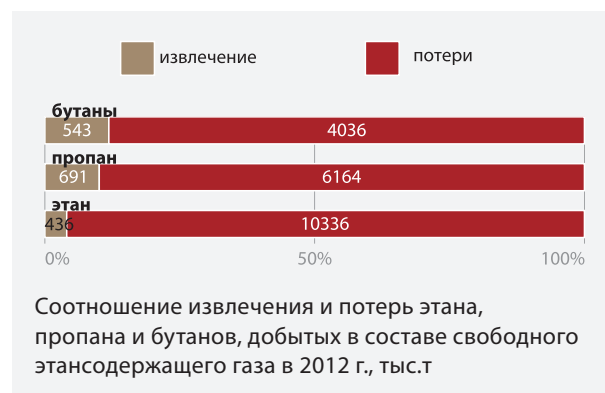
полуострове Ямал на базе Южно-Тамбейского и других месторождений предусматривает также сооружение за счет государственных средств аэропорта и арктического морского порта в пос. Сабетта. В настоящее время ведется сооружение портовых конструкций, отсыпана взлетно-посадочная полоса аэропорта. Первая линия по производству СПГ мощностью 5,5 млн т в год должна войти в строй в 2017 г. Для его перевозки потребуются строительство танкерного флота ледового класса; сооружение первого из трех ледоколов начато. Акционерами проекта являются французская *Total* и, с января 2014 г., китайская *CNPC*, каждой из них принадлежит доля в 20%.

Второй завод СПГ запроектирован ОАО «НОВАТЭК» на Гыданском полуострове, на восточном берегу Обской губы, он будет перерабатывать газ Салмановского (Утреннего) и Геофизического нефтегазоконденсатных месторождений. Строительство завода, в соответствии с распоряжением правительства, начнется в 2018 г. В рамках проекта предусмотрено также сооружение трассы трубопроводов, в том числе через Обскую губу.

Реализация компанией ОАО «Газпром» проекта строительства завода СПГ на Штокмановском месторождении отложена. Вместо него компания в феврале 2013 г. приняла решение о строительстве завода «Владивосток-СПГ» на базе газа проектов «Сахалин-2» и «Сахалин-3», а также якутских и иркутских центров газодобычи.

ОАО «Газпром» разрабатывает также проект завода СПГ в Ленинградской области.

Завод по производству сжиженного природного газа планируют построить компании «ОАО «НК "Роснефть"» и американская *Exxon-Mobil*. В качестве ресурсной базы рассматрива-





ются месторождения ОАО «НК "Роснефть"» на Дальнем Востоке.

Транспортировка добытого в России газа внутри страны и на экспорт осуществляется в основном по трубопроводам. Доля танкерных перевозок сжиженного газа постепенно растет, но в настоящее время она пока не велика.

В стране создана крупнейшая в мире система магистральных газопроводов высокого давления, объединенных в Единую систему газоснабжения России (ЕСГ). Суммарная протяженность магистральных газопроводов превышает 160 тыс.км. ЕСГ находится в ведении Группы «Газпром» и включает также все подземные хранилища газа. Активная емкость 26 подземных хранилищ газа (ПХГ) на территории России, с учетом введенного в строй в сентябре 2013 г. Калининградского ПХГ – 65,4 млрд куб.м.

Важнейшими магистральными экспортными газопроводами в России являются газопровод «Братство» (Уренгой–Помары–Ужгород), газопровод Ямал–Европа и газотранспортный коридор через Румынию; все они предназначены для транспортировки газа в европейские страны и проходят через Украину или Белоруссию. Газопровод «Северный поток» является принципиально новым маршрутом экспорта российского газа в Европу, он позволяет осуществлять прямые поставки в Германию через акваторию Балтийского моря. Газопровод «Голубой поток» предназначен для прямых поставок российского газа в Турцию, минуя страны-транзитеры.

Развитие газотранспортной системы России предусматривает как диверсификацию маршрутов экспортных поставок природного газа в Европу, так и сооружение газотранспортных коридоров в восточном направлении. ОАО «Газпром» планирует строительство газотранспортной системы «Сила Сибири», которая будет транспортировать газ Иркутского и Якутского центров газодобычи через Хабаровск до Владивостока. Часть трассы пройдет в коридоре действующего магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь–Тихий океан». Ввод в эксплуатацию первой очереди газопровода намечен на конец 2017 г., планируемый объем ежегодной подачи газа – 48 млрд куб.м.

В октябре 2012 г. введена в эксплуатацию вторая нитка газопровода «Северный поток».

После выхода на проектную мощность обеих ниток производительность «Северного потока» составит 55 млрд куб.м газа в год. В октябре 2012 г. введена в эксплуатацию первая нитка магистрального газопровода Бованенково–Ухта, предназначенная для поставок газа Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения в газопровод «Северный поток».

В декабре 2012 г. началось строительство газопровода «Южный поток», маршрут которого начинается в районе Анапы и проходит по дну Черного моря в Болгарию и далее в Южную Европу. Проектная мощность газопровода – 63 млрд куб.м/год, ввод в эксплуатацию намечен в декабре 2015 г. В 2013 г. началось также сооружение «Южного коридора» – газотранспортной системы, предназначенной, в том числе, для подачи газа в «Южный поток».

Россия – крупнейший в мире экспортер природного газа. Монопольное право на экспорт природного газа из России принадлежит Группе «Газпром».

За 2012 г. экспорт российского газа сократился и составил 193,3 млрд куб.м, или менее 95% от уровня 2011 г. Наиболее заметно – на 9% – сократились поставки в страны СНГ. Продажи трубопроводного газа в европейские страны также снизились – на 3,8%. Особый интерес для России представляет газовый рынок стран АТР, куда поступает российский сжиженный природный газ; экспорт в восточном направлении в 2012 г. несколько вырос. Главным партнером среди стран АТР является Япония, закупаящая более двух третей СПГ российского производства.

Средняя экспортная цена на российский природный газ в 2012 г. увеличилась по сравнению с предыдущим годом менее чем на 3%, до 348,3 долл. за 1000 куб.м.

Внутренний спрос на газ в России почти полностью удовлетворяется сырьем отечественного производства. Импорт газа из Азербайджана и стран Центральной Азии для использования внутри страны в 2012 г. составил около 33 млрд куб.м, или около 7% потребляемого в РФ.

В структуре внутреннего потребления топливно-энергетических ресурсов России доля природного газа превышает 50%. Потребление газа в стране в 2012 г. сократилось по сравнению с предыдущим годом на 2,8%, составив 459,8 млрд куб.м.



Основной потребитель газа внутри страны – электро- и теплоэнергетика, в этих отраслях в 2012 г. затрачено около половины всего использованного газа. Высоким остается газопотребление коммунально-бытового сектора и населения – оно составляет немногим менее 20%. Средний уровень газификации в России к началу 2013 г. составил 64,4%, в том числе в городах — 70%, в сельской местности — 53%.

Минерально-сырьевая база газовой промышленности Российской Федерации очень велика. Однако основная отечественная газодобыча концентрируется в ограниченном регионе Ямало-Ненецкого автономного округа; запасы газа, разведанные на остальной территории страны, вовлечены в эксплуатацию в несравнимо меньшей степени. Их освоение требует создания мощной газотранспортной инфраструктуры.

Структура сырьевой базы природного газа постепенно меняется за счет нарастания доли трудноизвлекаемых запасов, разработка которых невозможна без внедрения новых технологий добычи. Растет и доля конденсатсодержащего газа, утилизация которого также требует сооружения отдельных трубопроводов и перерабатывающих производств.

Насущной потребностью является развитие в стране производства сжиженного природного газа, что позволит диверсифицировать направления поставок отечественного сырья.

