

---

**ГЕНЕРАЛЬНАЯ  
СХЕМА РАЗВИТИЯ  
ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ  
НА ПЕРИОД  
ДО 2030 ГОДА**

---

МОСКВА 2008

**ГЕНЕРАЛЬНАЯ  
СХЕМА РАЗВИТИЯ  
ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ  
НА ПЕРИОД  
ДО 2030 ГОДА**

**СОДЕРЖАНИЕ**

1. Введение.....	1-1
2. Оценка потребности в газе.....	2-1
2.1. Оценка потребности в газе внутреннего рынка Российской Федерации.....	2-1
2.2. Оценка потребности в газе для обеспечения экспортных поставок.....	2-11
2.3. Оценка суммарной потребности в газе.....	2-18
2.4. Поступление центральноазиатского газа.....	2-19
2.5. Прогнозный баланс газа и необходимые объёмы добычи газа.....	2-21
3. Развитие мощностей.....	3-1
3.1. Перспективы развития сырьевой базы газовой отрасли.....	3-1
3.2. Прогноз развития добычи газа.....	3-5
3.3. Прогноз развития добычи конденсата.....	3-16
3.4. Ввод мощностей в добыче газа и конденсата.....	3-18
3.5. Транспорт газа.....	3-23
3.6. Подземное хранение газа.....	3-45
3.7. Переработка газа и газового конденсата.....	3-53
3.8. Трубопроводный транспорт газового конденсата.....	3-66
3.9. Направления развития энергосбережения.....	3-70
4. Экология.....	4-1
5. Основные направления научно-технического прогресса в газовой отрасли.....	5-1
6. Развитие газификации регионов Российской Федерации.....	6-1
7. Потребность в капитальных вложениях и условия инвестирования.....	7-1
8. Анализ возможных изменений внешней среды и рисков развития газовой отрасли. Предложения по управленческим решениям.....	8-1
9. Меры по стимулированию развития газовой отрасли.....	9-1
10. Заключение.....	10-1

Определения, обозначения и сокращения

## 1. Введение

Генеральная схема развития газовой отрасли России на период до 2030 года (далее – Генеральная схема) разработана в рамках Комплекса мероприятий по развитию системы трубопроводного транспорта углеводородного сырья в Российской Федерации, утвержденного Минпромэнерго 10.09.2004, подготовленного во исполнение поручения Президента Российской Федерации от 25.02.2004 № Пр-313.

Основной целью разработки Генеральной схемы является определение экономически обоснованных стратегических направлений развития газовой отрасли для обеспечения надежного газоснабжения российских потребителей и выполнения обязательств по межправительственным соглашениям и заключенным контрактам на поставки природного газа в зарубежные страны.

Основными задачами Генеральной схемы являются:

- определение этапов развития газовой промышленности и синхронизация вводов мощностей в геологоразведке, добыче, транспортировке, хранении, переработке и распределении газа, необходимых для обеспечения поставок на внутренний и зарубежный рынки;
- координация действий участников газового рынка;
- создание основы для оценки потребности в продукции смежных отраслей (трубное производство и машиностроение);
- формирование ориентиров для органов государственной власти Российской Федерации и регионов с целью увязки перспектив развития газовой промышленности с планами развития ТЭК в масштабах страны и регионов;
- определение мер по стимулированию развития газовой отрасли.

С целью решения поставленных задач осуществлен комплекс исследований по следующим направлениям:

- оценка потребности в газе Российской Федерации и объемов поставок на зарубежные рынки;
- источники покрытия потребности в газе, включая добычные возможности на территории Российской Федерации, а также объемы импорта центрально-азиатского газа;
- перспективы развития сырьевой базы газовой отрасли и прогноз добычи газа и газового конденсата в Российской Федерации;
- развитие транспорта и подземного хранения газа в зоне Единой системы газоснабжения (ЕСГ), а также в новом развивающемся регионе - в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке;

- совершенствование действующих производств и создание новых мощностей по переработке газа и газового конденсата в зоне ЕСГ и регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока;
- развитие газификации регионов Российской Федерации;
- прогноз объемов реконструкции и развития производственных мощностей, а также определение необходимого объема капитальных вложений;
- проведение анализа достижений научно-технического прогресса в отрасли;
- развитие энергосбережения и сокращение потерь газа на объектах газовой отрасли;
- применение новых инновационных технологий по снижению воздействия на окружающую среду;
- совершенствование системы управления природоохранной деятельностью;
- проведение анализа рисков развития газовой отрасли;
- предложения по соответствующим управленческим решениям;
- государственная поддержка развития газовой отрасли.

С целью минимизации рисков реализации Генеральной схемы предусмотрено синхронное наращивание мощностей, учитывающее не только паритет абсолютных значений мощности, но и имеющийся дисбаланс в уровнях газопотребления и обеспеченности газовыми ресурсами различных регионов страны.

Представленные в работе показатели развития мощностей в добыче, магистральном транспорте и подземном хранении газа, включающие мощности, необходимые для компенсации физического и функционального износа производственных объектов газовой отрасли, создают основу для оценки потребности в продукции смежных отраслей, в первую очередь трубного производства и машиностроения.

В Генеральной схеме учтены показатели отраслевых и региональных программ развития, в том числе:

- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 года;
- Стратегии развития ключевых отраслей промышленности России на период до 2015 года (химической и нефтехимической, легкой, лесной, целлюлозно-бумажной и деревообрабатывающей промышленности, металлургического и машиностроительного комплексов);
- «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с

---

учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР», утвержденная приказом №340 Минпромэнерго России от 03.09.2007.

К основным социально-экономическим результатам исследований по разработке Генеральной схемы развития газовой отрасли можно отнести следующее:

- определены параметры развития газовой отрасли (объемы добычи, транспортировки, хранения, переработки газа и газового конденсата, прогноз потребности в капитальных вложениях на реконструкцию и развитие производственных мощностей);
- выявлены основные проблемы, препятствующие эффективному развитию газовой отрасли;
- выполнены оценки инвестиционных рисков, определены параметры управленческих решений для наиболее эффективного и гибкого реагирования на возможные отклонения реальных условий от расчетных;
- сформированы предложения по механизмам государственной поддержки, меры по стимулированию развития газовой отрасли.

Генеральная схема предназначена для использования в целях координации инвестиционной деятельности субъектов газовой отрасли и смежных отраслей с учетом общегосударственных интересов и задач развития субъектов Российской Федерации.

Основные положения Генеральной схемы могут применяться органами государственной власти РФ и регионов, а также самостоятельными субъектами газовой отрасли в рамках разработки и реализации мер государственного регулирования и стимулирования в сфере топливно-энергетического комплекса, а также при подготовке региональных энергетических программ.

Представленные в Генеральной схеме показатели являются оценочными и должны актуализироваться с учетом следующих факторов:

- принятия государственных документов, определяющих долгосрочные стратегические ориентиры развития экономики и ТЭК страны;
- параметров Энергетической стратегии России на период до 2030 года;
- темпов либерализации газового рынка в России;
- темпов глобального удорожания потребляемых отраслью ресурсов, определяющего инвестиционные возможности недропользователей;
- структурных изменений на международных рынках энергоносителей и других факторов.

## 2. Оценка потребности в газе

Прогнозные уровни газопотребления определены с учётом развития российского рынка топливно-энергетических ресурсов, определяемого изменением ценовой конъюнктуры на основные виды энергоносителей, снижением уровня реализации газа по регулируемым ценам и расширением биржевой торговли всеми видами ТЭР, а также конъюнктуры внешнего рынка энергоносителей.

### 2.1. Оценка потребности в газе внутреннего рынка Российской Федерации

С момента утверждения в 2003 году Энергетической стратегии России на период до 2020 года темпы роста потребления природного газа существенно превысили оптимистические прогнозы Энергетической стратегии (2,4 % в год против 1,5 %, соответственно), что обусловлено более высокими, по сравнению с параметрами Энергетической стратегии России на период до 2020 года, темпами развития экономики страны.

Несмотря на то, что за последние 9 лет энергоёмкость валового внутреннего продукта (ВВП) России снизилась более чем в 1,5 раза, этот показатель всё ещё остаётся высоким – более чем на 60 % превышает среднемировой уровень, вдвое выше, чем в США и Китае, в 2,5 раза выше, чем в странах ЕС. Газоёмкость ВВП России в 5-6 раз выше среднемирового уровня.

Политика искусственного сдерживания цен на газ привела к тому, что доля газа в структуре потребления первичных ТЭР неуклонно увеличивалась – с 49,2 % в 1999 г. до 51,5 % в 2007 г. При этом сохранилась тенденция сокращения в структуре потребления ТЭР доли угля – с 17 % до 13,9 %, соответственно. Такое положение создает угрозу энергетической безопасности страны и противоречит одному из основополагающих принципов Энергостратегии, заключающемуся в оптимизации топливно-энергетического баланса путем снижения доли газа и увеличения доли угля в структуре потребления первичных ТЭР.

Прогноз потребности в природном газе на внутреннем рынке выполнен с использованием комплексного подхода, учитывающего, с одной стороны, выполненные МЭРТ РФ прогнозные оценки социально-экономического развития страны в целом и основных секторов национального хозяйства, с другой – программы развития российских регионов и основных топливно- и энергопотребляющих предприятий и организаций, функционирующих на территории региона.

В основу оценки перспективного уровня потребности в природном газе по Российской Федерации *на базе прогнозов социально-экономического развития страны* заложены следующие макроэкономические параметры перспективного развития экономики России, определяющие потребности в топливно-энергетических ресурсах.

**Таблица 2.1.1.** Макроэкономические показатели для оценки диапазона спроса на природный газ в России

Показатели	2007–2010	2011–2015	2016–2020	До 2030
Среднегодовые темпы прироста ВВП*, %	6,9	6,3	6,5	6,2
Среднегодовые темпы снижения энергоемкости ВВП*, %	4 ÷ 4,5	3,4 ÷ 4,4	3,6 ÷ 4,8	5 ÷ 5,2
Среднегодовые темпы прироста потребления ТЭР*, %	2,3 ÷ 2,9	1,6 ÷ 2,6	1,5 ÷ 2,8	1
Среднегодовые темпы роста регулируемой оптовой цены на газ*, % в среднем за период	23,8 ÷ 25	Равнодоходные цены	Равнодоходные цены	Равнодоходные цены
Доля газа в потреблении первичных ТЭР, % на конец периода	50,3 ÷ 53	47,4 ÷ 51	45,4 ÷ 45,7	45,0 ÷ 45,2

\*) - По материалам Сценарных условий функционирования экономики РФ, основных параметров прогноза социально-экономического развития РФ на 2009 год и плановый период 2010 и 2011 годов (май 2008 г.), Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации, разработанной МЭРТ России (март 2008 г., октябрь 2007 г.).

Выполненная при разработке Генеральной схемы развития газовой отрасли оценка потребности в газе внутреннего рынка Российской Федерации учитывает необходимость ликвидации структурных перекосов в топливно-энергетическом балансе страны.

При формировании прогноза объёмов газопотребления учитывались следующие факторы:

- структурные изменения в экономике, при которых относительно малоэнергоемкие отрасли промышленности имеют более высокие темпы роста по сравнению с энергоемкими;
- повышение регулируемых цен на газ до уровня, обеспечивающего равную доходность поставок газа на внешний и внутренний рынки (с учетом стоимости транспортировки и таможенных пошлин), стимулирующее реализацию потенциала газосбережения. При расчётах потребности в газе был принят среднегодовой темп роста цен на газ, обеспечивающий достижение уровня равной доход-



ности поставок газа на внешний и внутренний рынки к 2011 г. (решение Правительства Российской Федерации от 30 ноября 2006 г. № 42). Дальнейшее изменение цен на газ определено с учетом прогноза мировых цен на нефть и нефтепродукты;

- снижение в структуре ВВП доли секторов рынка с высоким уровнем энергоемкости производства и увеличение удельного веса малоэнергоемких секторов национального хозяйства.

Изменения на газовом рынке, увеличение уровня цен на газ в сочетании с диверсификацией структуры экономики, и переходом на новую технологическую базу производства окажут существенное влияние на рационализацию топливопотребления и, как следствие, позволят преодолеть тенденцию доминирования газа в топливном балансе России. В соответствии с расчетами ИНЭИ РАН по определению объемов внутреннего суммарного энергопотребления и прогнозами газопотребления, выполненными по заданию МЭРТ РФ в рамках разработки новой редакции Энергетической стратегии России на период до 2030 года, доля газа в структуре потребления топливно-энергетических ресурсов снизится с 51,5 % в 2007 году до 45 % к 2030 году.

Прогнозные объемы потребления газа *по регионам* Российской Федерации определены на основе формирования региональных топливно-энергетических балансов и комплексного рассмотрения региональных систем энергоснабжения в увязке с программами социально-экономического развития субъектов Российской Федерации.

При этом учитывались следующие факторы:

- электровооруженность сферы материального производства и жилищно-коммунального сектора;
- демографическая ситуация;
- данные о заявленных объемах поставок газа потребителям в соответствии с информацией региональных газовых компаний (далее РГК);
- информация региональных органов управления о планируемых к вводу объектах газопотребления, проведение в регионах работ по энергосбережению, включающих внедрение ресурсосберегающих технологий и вывод из эксплуатации устаревших малоэффективных электрогенерирующих мощностей, использование альтернативных видов топлива, введение нормирования потребления газа и мер административного регулирования;
- анализ возможности всех звеньев ЕСГ по обеспечению поставок газа в заявленных объемах.

В период до 2012 года объемы потребления газа российскими потребителями определялись на основе региональных оценок спроса на газ, включающих заявки РГК, с учетом имеющихся в этот период технологических ограничений ЕСГ.

Развитие транспортной и добычной инфраструктуры ЕСГ позволит после 2012 года снять технологические ограничения на поставку газа и обеспечивать в полном объеме заявки РГК. С учетом этого фактора проведена оценка верхнего, максимального уровня спроса на газ.

На основе использования различных методических подходов к определению спроса на газ в Российской Федерации с учётом перечисленных факторов, влияющих на прогнозные уровни спроса на газ, сформирован диапазон прогнозных оценок спроса на газ в России на период до 2030 года.

Суммарный объём поставок газа на производственно-эксплуатационные нужды российских потребителей в соответствии с выполненными прогнозами представлен в таблице 2.1.2. Прогнозная оценка поставок газа в регионы, не связанные в настоящее время с Единой системой газоснабжения России, соответствует показателям утвержденной приказом Министерства промышленности и энергетики России от 03.09.2007 года № 340 Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР.

**Таблица 2.1.2. Диапазон прогнозных объёмов потребления газа в Российской Федерации на период до 2030 года**

*млрд. куб. м*

	2007 <i>факт</i>	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Россия</b>	<b>417,9</b>	<b>440,4</b>	<b>451,2</b>	<b>464,8</b>	<b>465-485</b>	<b>480-523</b>	<b>485-548</b>	<b>491-555</b>
в т.ч. районы Восточной Сибири и Дальнего Востока	11,8	12,5	13,2	13,9	21	31	34	36

### **Прогноз отраслевой и территориальной структуры поставок газа потребителям Российской Федерации**

Прогнозируемый рост поставок газа российским потребителям в период до 2030 года обусловлен, главным образом, ростом использования газа в отраслях промышленности вследствие увеличения промышленного производства.

Реализация Программы газификации регионов России будет способствовать увеличению использования газа коммунально-бытовым сектором и населением.

Прогнозная оценка уровней спроса на газ в промышленности и электроэнергетике выполнена на основании показателей разработанных Минпромэнерго России стратегий развития ключевых отраслей промышленности России на период до 2015 года (химической и нефтехимической,

легкой, лесной, целлюлозно-бумажной и деревообрабатывающей отраслей промышленности, металлургического и машиностроительного комплексов) и Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 года, региональных программ развития и крупных инвестиционных проектов, предусматривающих использование газа.

В целом прирост поставок газа промышленным потребителям в 2030 году составит 20-50% к уровню 2007 года.

Согласно прогнозам, увеличение использования газа на объектах электроэнергетики составит порядка 18% к уровню 2007 года, что соответствует показателям базового варианта Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики.

При этом предусматривается, что новые теплоэлектростанции на газе будут сооружаться только с использованием современных энергоэффективных технологий (парогазовый цикл, когенерация и т.д.). Устаревшие генерирующие мощности, имеющие низкий КПД, будут выводиться из эксплуатации. Создание достаточных объемов запасов резервных видов топлива на тепловых электростанциях должно способствовать снижению потребления газа при работе в пиковых режимах.

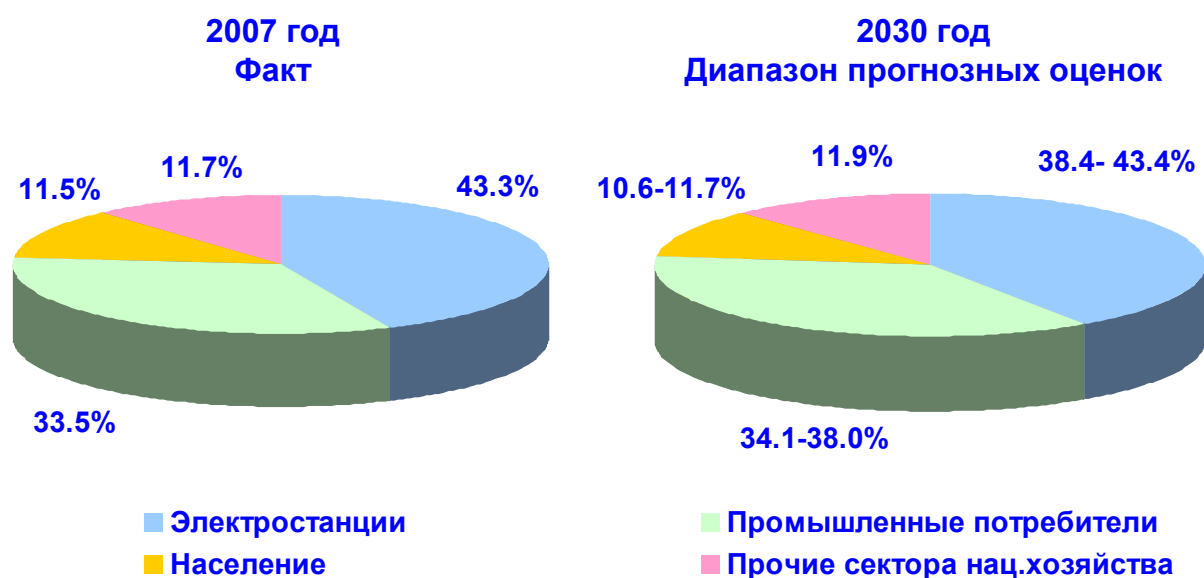
**Таблица 2.1.3. Диапазон прогнозных объёмов потребления газа в Российской Федерации по секторам рынка на период до 2030 года**

*млрд. куб. м*

	<b>2007 факт</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
Промышленность	140,0	148,1	153,0	155,0	155-164	162-190	165-208	167-211
Население	48	49,7	50,0	50,4	50-56	51-60	51-64	52-65
Электростанции *	181	187	192	203	204	210	211	213
Прочие сектора нац. хозяйства	48,9	55,6	56,2	56,4	56-61	57-63	58-65	59-66
<b>Россия, всего:</b>	<b>417,9</b>	<b>440,4</b>	<b>451,2</b>	<b>464,8</b>	<b>465-485</b>	<b>480-523</b>	<b>485-548</b>	<b>491-555</b>

*\*) в соответствии с базовым вариантом Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики*

В перспективе, наряду с ростом суммарных объёмов газопотребления по Российской Федерации, отраслевая структура потребления не претерпит существенных изменений.



**Рисунок 2.1.1**  
Прогноз структуры потребления газа, %

По прогнозам, структурная перестройка российской экономики будет характеризоваться разнонаправленными тенденциями в формировании отраслевой структуры потребления газа. Так, рост производства в негазоёмких отраслях (машиностроение, цветная металлургия, прочие отрасли промышленности), не приведёт к существенному росту газопотребления. Вместе с тем, увеличение выпуска продукции в таких отраслях, как газохимия, производство строительных материалов, химическая и нефтехимическая промышленность, обеспечит заметный прирост спроса на газ промышленными потребителями.

Ниже приведены основные показатели экономического развития и структуры газопотребления в региональном разрезе.

**Центральный федеральный округ** – самый высокоразвитый регион России. По основным показателям социально-экономического развития округ занимает первое место, уступая только по объёму промышленного производства Приволжскому федеральному округу. В промышленности важное место занимают машиностроение и металлообработка, химическая и нефтехимическая промышленность, черная металлургия, промышленность строительных материалов.

В настоящее время округ является вторым по объёму потребления газа в России, незначительно уступая Приволжскому федеральному округу. На его долю приходится порядка 25% всего объёма газопотребления.

В структуре потребления газа основное место занимают электростанции – около 43%. На долю промышленности приходится 26%, коммунально-бытовых потребителей, включая население, более 28%, прочих видов деятельности – около 2% от общего потребления газа в округе.

Основным потребителем газа среди промышленных отраслей региона является химическая и нефтехимическая отрасль (около 26% суммарного газопотребления в промышленности округа). В других отраслях промышленности (машиностроение и металлообработка, строительные материалы и металлургическая промышленность) потребление газа составляет в среднем по 18%.

Уровень газификации жилого фонда Центрального федерального округа природным газом составляет 70,4%, в том числе в городах и поселках городского типа – 78,1%, в сельской местности – 47,7%.

**Северо-Западный федеральный округ** – один из наиболее индустриально развитых регионов Российской Федерации, производящий около 4,5% валового внутреннего продукта страны. Его роль в экономике России определяется, в основном, следующими отраслями: топливодобывающая промышленность и электроэнергетика, химическая промышленность, цветная и черная металлургия.

В настоящее время регион недостаточно газифицирован. В связи со строительством Северо-Европейского газопровода ожидается совершенствование топливоснабжения на основе газификации всех субъектов региона, прежде всего Архангельской, Мурманской, Ленинградской областей и Республики Карелия.

Согласно разработанному прогнозу рост спроса на газ в Северо-Западном федеральном округе предусматривается во всех основных отраслях промышленности и народного хозяйства.

Приоритетными потребителями газа в округе являются промышленность (более 46%) и электростанции (порядка 33%). На долю коммунально-бытового сектора, включая население, приходится 19%, других потребителей - около 2%.

Основными газопотребляющими отраслями промышленности региона являются металлургическая промышленность (около 22% промышленного газопотребления), нефтяная и газовая (21%) и химическая и нефтехимическая промышленность (более 19%).

Уровень газификации жилого фонда Северо-Западного федерального округа природным газом составляет 47,3%, в том числе в городах и поселках городского типа – 57,4%, в сельской местности – 11,2%.

**Южный федеральный округ** – индустриально-аграрный регион. На его долю приходится около 13% общероссийского газопотребления.

В структуре потребления газа доминирующее положение (более 40%) занимает на коммунально-бытовой сектор, включая население. Во многом это обусловлено высокими уровнями газификации региона и норм расхода газа, идущего на бытовые нужды и обогрев жилья. На долю промышленности приходится около 35% суммарного потребления газа в округе.

Уровень газификации жилого фонда Южного федерального округа природным газом составляет 76,3%, в том числе в городах и поселках городского типа – 84,8%, в сельской местности – 61,4%.

**Приволжский федеральный округ** – самый развитый в промышленном отношении регион. В структуре промышленного производства важное место занимают машиностроение, химическая и нефтехимическая промышленность, добыча и переработка первичных энергоресурсов. Обеспечивая свои потребности в электроэнергии и нефтепродуктах, округ является дефицитным по газу и углю.

В настоящее время округ является самым крупным потребителем газа среди федеральных округов. На его долю приходится около 27% от всего объема газопотребления. В топливном балансе округа доля газа составляет 78%.

В структуре потребления газа основное место (около 46%) занимают электростанции. Это самый высокий показатель среди округов Российской Федерации. На долю промышленности приходится порядка 32%, коммунально-бытовых потребителей, включая население, около 21%, прочих потребителей - около 2% от общего потребления газа в округе.

Основными газопотребляющими отраслями промышленности региона являются химическая и нефтехимическая промышленность (около 40% промышленного газопотребления), нефтяная и газовая (около 18%), машиностроение и металлообработка (более 16%).

Уровень газификации жилого фонда Приволжского федерального округа природным газом составляет 75,4%, в том числе в городах и поселках городского типа – 84,1%, в населенных пунктах сельской местности – 56,3%.

**Уральский федеральный округ** является промышленно развитым регионом. Он занимает третье место по объемам промышленного производства и валового регионального продукта среди федеральных округов.

В структуре промышленного производства округа основную роль играют нефтегазодобывающая промышленность и электроэнергетика. На территории Уральского федерального округа сосредоточены основные запасы российской нефти и газа. В округе добывается более 65% нефти и свыше 90% российского природного газа.

Крупнейшими потребителями газа в округе являются промышленность (более 47%) и электростанции (около 42%). На долю коммунально-бытового сектора, включая население, приходится порядка 9%, прочих потребителей - 2%.

Основными газопотребляющими отраслями промышленности региона являются химическая и газовая промышленность (около 50% промышленного газопотребления) и металлургическая промышленность (более 34%).

Уровень газификации жилого фонда Уральского федерального округа природным газом составляет 46,7%, в том числе в городах и поселках городского типа – 54,3%, в сельской местности – 17,2%.

**Сибирский федеральный округ (зона охвата ЕСГ)** по своему промышленному потенциалу занимает одно из ведущих мест в Российской Федерации и специализируется на многих отраслях народного хозяйства: нефтяной и химической промышленности, электроэнергетике, черной и цветной металлургии, машиностроении.

Приоритетными потребителями газа в округе являются промышленность – более 66% и электростанции – 22%. На долю коммунально-бытовых потребителей, включая население, приходится около 10%, прочих потребителей - 2%.

В перспективе основные приросты потребления газа прогнозируются в электроэнергетике, коммунально-бытовом секторе и газоемких отраслях промышленности, в частности, химической и нефтехимической.

Рост потребления газа **в энергетике** в рассматриваемый период 2008-2030 гг. прогнозируется на уровне 18%, что соответствует темпам роста потребления газового топлива электростанциями, определенным базовым вариантом Генеральной схемы развития объектов электроэнергетики на период до 2020 года.

В Центральном федеральном округе наибольший рост потребления газа ожидается на электростанциях Москвы, Рязанской, Тверской и Костромской областей.

В Северо-Западном федеральном округе произойдет значительный рост потребления газа в Калининградской области (завершение строительства Калининградской ТЭЦ-2) и Санкт-Петербурге, начнется перевод на газ ряда электростанций Архангельской и Мурманской областей.

В Южном федеральном округе увеличится подача газа электростанциям Ставропольского и Краснодарского краев, Астраханской (в связи со строительством новой ТЭЦ) и Волгоградской областей.

В Приволжском федеральном округе возрастет подача газа на нужды энергетики в Пермском крае, в Самарской и Оренбургской областях, в Башкортостане и Татарстане.

В Уральском федеральном округе наибольший рост потребления газа ожидается на электростанциях Тюменской и Челябинской областей.

**В коммунально-бытовом секторе** значительный рост потребления газа ожидается в Центральном, Северо-Западном, Приволжском и Южном федеральных округах. Произойдет также рост газопотребления в Сибирском и Дальневосточном округах. Наименьший рост потребления прогнозируется в Уральском округе.

---

Анализ приростов потребления газа показывает, что наибольшими темпами будут газифицироваться районы Сибири, Дальнего Востока и Северо-Запада России.

В Сибирском федеральном округе прогнозируется почти трехкратное увеличение потребления газа, что связано с началом газификации Иркутской области и юга Красноярского края, расширением газификации Алтайского края.

Более чем в четыре раза возрастет потребление газа коммунально-бытовым сектором Дальневосточного округа. Начнется подача сетевого газа в Приморский край и Камчатскую область, планируется значительное увеличение газификации Республики Саха (Якутия), Хабаровского края и Сахалинской области.

В Северо-Западном федеральном округе рост газопотребления составит около 60%. Этому будет способствовать расширение газификации Ленинградской области и Республики Карелия, а также значительное увеличение подачи газа в традиционно газифицированные регионы. Начнут получать газ города Архангельск и Северодвинск, Мурманская область.

В остальных федеральных округах прогнозируется рост потребления газа коммунально-бытовым сектором в пределах 16-21%.

В рассматриваемом периоде *в химической и нефтехимической* отрасли прогнозируется наибольший рост потребления газа в Приволжском, Северо-Западном федеральных округах. Увеличится также газопотребление на нужды химической и нефтехимической промышленности в Уральском, Южном, Центральном и Сибирском федеральных округах.

Дальнейшее развитие энергетической, транспортной, инженерной инфраструктуры, связи и телекоммуникаций, социальной сферы обеспечит устойчивое развитие регионов России. Одним из направлений повышения качества жизни россиян станет реализация программ газификации регионов России, в первую очередь, в негазифицированных на сегодняшний день районах, расположенных вне зоны действия Единой системы газоснабжения (таблица 2.1.4.).



**Таблица 2.1.4. Диапазон прогнозных объёмов потребления газа по федеральным округам Российской Федерации на период до 2030 года**

*млрд. куб. м*

	2007 факт	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Центральный ФО</b>	104,7	108,2	111,9	118,3	118-120	120-140	122-143	124-144
<b>Северо-Западный ФО</b>	38,3	41,0	43,2	45,6	46-48	47-50	47-54	48-55
<b>Южный ФО</b>	53,8	57,6	60,7	62,3	62-66	64-68	64-71	64-72
<b>Приволжский ФО</b>	112,3	122,5	122,8	125,1	125-128	126-130	127-133	127-134
<b>Уральский ФО</b>	84,1	85,3	86,0	86,1	86-89	87-92	88-96	89-97
<b>Сибирский ФО</b>	15,5	16,6	17,2	17,6	18-22	19-24	19-29	20-30
<b>Дальневосточный ФО</b>	9,2	9,2	9,4	9,8	10-12	17-19	18-22	19-23
<b>Россия, всего:</b>	<b>417,9</b>	<b>440,4</b>	<b>451,2</b>	<b>464,8</b>	<b>465-485</b>	<b>480-523</b>	<b>485-548</b>	<b>491-555</b>

## **2.2. Оценка потребности в газе для обеспечения экспортных поставок**

Прогноз экспортных поставок газа учитывает подачу газа как традиционным потребителям – странам дальнего и ближнего зарубежья в рамках заключённых контрактов по существующим и перспективным газотранспортным направлениям, так и поставку трубопроводного и сжиженного газа на действующие и новые рынки сбыта.

### **Поставки газа в дальнее зарубежье**

По оценке международных организаций, несмотря на продолжающийся рост цен на энергоносители, развитие экономики потребует дальнейшего роста мирового потребления энергии. В период до 2030 г. нефть останется доминирующим видом энергоносителя, составляя в структуре энергопотребления около 39%. В то же время наиболее быстрыми темпами будет расти спрос на природный газ, главным образом, за счет электроэнергетики. Атомная энергетика будет развиваться также достаточно динамично. Доля угля в мировом энергопотреблении несколько снизится: с 24 до 23%.

По прогнозу Мирового Энергетического Агентства (МЭА), мировой спрос на природный газ до 2030 г. будет увеличиваться на 2,3% в год. К 2030 году потребление газа будет на 90% выше, чем в настоящее время, и газ станет вместо угля вторым по объёму источником энергии в мире. В результате удельный вес природного газа в структуре мирового потребления первичной энергии повысится с 21% в 2005 г. до 25% к 2030 г. Прогнозные оценки развития спроса на газовых рынках Европы, США и стран АТР

свидетельствуют о наличии потенциала для наращивания продаж российского природного газа в этих регионах.

Спрос на природный газ в Европе растет более высокими темпами по сравнению с другими видами энергоносителей. По оценкам международных организаций ежегодный рост европейского спроса на природный газ ожидается на уровне 2-3%. Сохранение тенденции роста спроса на природный газ в долгосрочной перспективе прогнозируется в значительной степени за счет электроэнергетики, что обусловлено экологическими преимуществами природного газа.

Перспективы развития европейского газового рынка достаточно благоприятны для поставщиков газа. Рост зависимости Европы от импорта газа в долгосрочной перспективе, обусловленный прогнозом растущего спроса на газ и одновременным снижением собственной добычи, стимулирует производителей и импортеров разрабатывать новые инфраструктурные проекты для поставки дополнительных объемов газа на европейский рынок.

В этой связи оценены возможности расширения экспортных поставок российского природного газа для удовлетворения потенциального спроса на европейском газовом рынке с целью сохранения доли, которая в настоящее время составляет 26% в потреблении газа в Европе.

Российский газ экспортируется в 22 государства Европы. Основная доля российского экспорта газа (около 62%) приходится на страны Западной и Центральной Европы, где ведущими покупателями являются Германия, Италия, Франция и Турция. Природный газ поставляется в европейские страны преимущественно по долгосрочным контрактам, заключенным в ряде случаев в рамках межправительственных соглашений.

Для удержания достигнутых рыночных позиций российского газа на европейском рынке в условиях увеличения доли импорта на европейском рынке и роста конкуренции со стороны других стран-экспортеров осуществляется реализация проекта «Северный поток». Реализация этого проекта позволит организовать поставки дополнительных объемов российского газа через акваторию Балтийского моря непосредственно на рынки стран Северной Европы, минуя транзитные государства.

Кроме этого, рассматривается возможность создания нового южного коридора для экспортных потоков российского газа путем реализации проекта «Южный поток» через акваторию Черного моря.

Прогноз экспорта российского природного газа в страны дальнего зарубежья предусматривает:

- поставки в европейские страны по действующим обязательствам с учетом их предполагаемого продления;
- новые продажи на рынках европейских стран в результате реализации новых проектов;

- поставки сжиженного природного газа (СПГ) на рынок США и Европы;
- поставки в страны АТР сетевого газа и СПГ месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока.

*Таблица. 2.2.1. Прогноз поставок российского сетевого газа в европейские страны*

*млрд. куб. м*

	<b>2007</b> <i>факт</i>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
По действующим контрактам с учетом продления	153,7	161,0	165,1	166,6	189	189	189	189
По новым контрактам и перспективным проектам					29-33	30-36	30-38	30-38

Доля сжиженного природного газа в общем объеме международной торговли природным газом составляет в настоящее время порядка 27%. При этом товарооборот СПГ увеличивается опережающими темпами (10-12% в год) по сравнению с поставками сетевого газа. К 2015 г. прогнозируется двукратное увеличение рынка СПГ. По данным одного из ведущих аналитических агентств «Вуд Макензи», потребность мировой экономики в новых объемах СПГ в 2015 году составит 64 млрд.куб.м. Это будет происходить, прежде всего, за счет роста потребности в импорте природного газа в США и Великобритании, странах АТР (Китай, Япония, Южная Корея и Индия).

Перспективы экспорта российского СПГ связаны со строящимися заводами по сжижению газа в рамках проекта освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения, а также проекта «Сахалин-2».

В соответствии с проектом разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения планируется производство и с 2014 года поставки российского СПГ в США и в Европу.

В процессе реализации проекта «Сахалин-2» предусматривается производство и поставки СПГ в Японию, Южную Корею и на западное побережье США.

Рост спроса на газ в странах АТР и удобное географическое положение российских газовых ресурсов по отношению к внешнему рынку создаёт условия для организации поставок российского природного газа с месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока на экспорт.

Основными рынками в восточном направлении для российского трубопроводного газа являются Китай (главным образом, Северо-Восточный Китай, район Бохайского залива и Центральный Китай) и Республика Корея.

Суммарный экспорт природного газа по трубопроводам в КНР и Республику Корея с 2020 г. и далее сможет составить 25-50 млрд. м<sup>3</sup>, а

объёмы поставок российского сжиженного природного газа в страны АТР в 2020 г. составят 20 млрд. м<sup>3</sup>, к 2030 г. – 26,6 млрд. м<sup>3</sup>.

Общая потребность в газе для осуществления экспортных поставок в дальнее зарубежье представлена в таблице 2.2.2.

**Таблица. 2.2.2. Прогноз экспортных поставок в дальнее зарубежье**

*млрд. куб. м*

Варианты	2007 факт	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Всего</b>	<b>153,7</b>	<b>161,0</b>	<b>168,5</b>	<b>175,3</b>	<b>255-280</b>	<b>299-334</b>	<b>317-343</b>	<b>317-343</b>
В страны Европы	153,7	161,0	165,1	166,6	219-222	220-225	220-227	220-227
СПГ для рынка США, Европы и АТР			3,4	8,7	23-52	49-89	66-97	66-97
Сетевой газ в страны АТР («Восточная программа»)					9	25-50	25-50	25-50

Прогнозирование объемов поставок российского газа на экспортные рынки осуществлялось с учетом комплекса мер по предотвращению негативного влияния возможных рисков.

Среди основных неблагоприятных факторов при организации экспортных поставок российского природного газа следует выделить следующие:

- возможность снижения темпов роста спроса на природный газ на внешних рынках вследствие климатических и/или экономических изменений, что может привести к снижению объемов поставок российского газа на экспорт;
- возможность снижения доли российского газа в газопотреблении на европейском рынке вследствие стремления Европейского Союза к диверсификации источников газоснабжения;
- существенные маркетинговые риски в связи с высокой ценовой и емкостной неопределенностью мировых рынков;
- наличие конкуренции трубопроводного газа с СПГ, поставляемым из других регионов (Ближний Восток, Австралия, Индонезия и др.);
- возможная конкуренция российских энергоресурсов между собой;
- высокая стоимость разработки и транспортировки российских энергоресурсов, требующая соответствующего уровня экспортных цен для возврата инвестиций;

- необходимость привлечения значительных инвестиционных ресурсов для одновременной реализации нескольких капиталоемких проектов.

Для снижения отрицательного эффекта от перечисленных рисков реализуется комплекс мер, предусматривающих диверсификацию направлений поставок российского газа и повышение надежности поставок за счет сокращения количества транзитных государств на пути российского природного газа к европейским потребителям за счет реализации проектов «Северный поток» и «Южный поток».

С целью уменьшения риска возможного снижения темпов роста спроса на российский природный газ принимаются меры по развитию торговли СПГ, расширению мощностей ПХГ на территории европейских стран, а также развитию новых форм торговли газом (торговля на спотовой основе, разменные операции, использование производных инструментов), диверсификации рынков сбыта и выход на конечного потребителя.

Объемы поставок и сроки реализации экспортных проектов будут зависеть от готовности внешних рынков обеспечить рыночные условия для организации поставок российского природного газа.

Среди перспективных экспортных проектов перечисленным выше рискам наиболее подвержен западный вариант организации поставок газа в КНР (проект «Алтай») от месторождений Западной Сибири до западного участка российско-китайской границы и далее до северо-восточных районов Китая по маршруту газопровода Запад-Восток. Общая протяженность маршрута составляет 6,7 тыс. км, в том числе по территории Российской Федерации – 2,7 тыс. км и Китая – 4,0 тыс. км.

Организация поставок природного газа по проекту «Алтай» сопряжена с рядом серьезных проблем, связанных с формированием ресурсной базы, отсутствием экономических условий, обеспечивающих конкурентоспособность российского природного газа на целевых рынках Китая, сложными природно-климатическими, инженерно-геологическими условиями строительства газопровода, его большой протяженностью, прохождением газопровода через особо охраняемые природные территории, а также высокими экологическими рисками.

Учитывая, что расстояние до целевых рынков Китая по газопроводу «Алтай» превышает 6 тыс. км, существенно снижается конкурентоспособность поставок трубопроводного газа в сравнении с СПГ. При этом возникнет конкуренция российского сетевого газа на рынке Китая с СПГ и трубопроводным газом, который может поставляться из Туркменистана через территории Узбекистана и Казахстана. Поставки туркменского газа характеризуются более низкой стоимостью в связи с меньшим расстоянием транспортировки и невысокой себестоимостью добычи газа. Кроме того, к настоящему времени КНР достигла определенных договоренностей с Туркменией по вопросу организации поставок природного газа.

Поскольку сырьевой базой газопровода «Алтай» будут месторождения Западной Сибири, необходимым условием реализации данного проекта является обеспечение равнодоходности экспортных поставок газа в Китай и в Европу.

При этом в настоящее время в Китае отсутствует экономическая база для реализации газа на рыночных условиях, обеспечивающих эффективность и конкурентоспособность поставок российского природного газа.

Перечисленные факторы обуславливают целесообразность рассматривать проект «Алтай» за рамками перечня проектов, предусмотренных Генеральной схемой развития газовой отрасли. В этой связи выполненный прогноз потребности в газе для обеспечения экспортных поставок не предусматривает поставок газа по проекту «Алтай».

Вместе с тем, в случае появления соответствующих экономических условий для поставок российского природного газа по проекту «Алтай», достижения коммерческих договоренностей с Китаем и разрешения экологических ограничений, возможность реализации проекта «Алтай» сохраняется.

### **Поставки газа в страны СНГ и Балтии**

Оценка объёмов поставок газа в страны ближнего зарубежья (таблица 2.2.4) основывается на анализе фактической динамики и структуры газопотребления, прогнозируемых экономических изменений (таблица 2.2.3), ожидаемой конъюнктуры на рынках топливно-энергетических ресурсов в странах СНГ и Балтии, а также с учётом ценовой политики России в отношении этих стран.

**Таблица 2.2.3. Прогнозные темпы прироста ВВП, %%**

	<b>2007 – 2010</b>	<b>2011 - 2020</b>
Украина	7,3	6,0
Белоруссия	5,9	4,5
Молдова	6,7	7,0
Казахстан	8,7	7,0
Грузия	9,5	7,4
Армения	9,1	7,0
Латвия	7,5	6,2
Литва	7,2	6,0
Эстония	6,2	6,0

*Источник:* «Мировая экономика: прогноз до 2020 года». Институт мировой экономики и международных отношений РАН. 2007 год

Проводимая в последние годы политика увеличения цен на поставляемый природный газ в странах СНГ и Балтии, нацеленная на постепенное выравнивание их с ценами на газ в странах ЕС, приводит к развитию энергосбережения и увеличению эффективности использования энергии. В целом ожидается, что страны СНГ и Балтии сохранят свою зависимость от поставок газа из России в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

**Таблица 2.2.4. Прогноз экспортных поставок газа в страны ближнего зарубежья на период до 2030 года**

*млрд.куб.м*

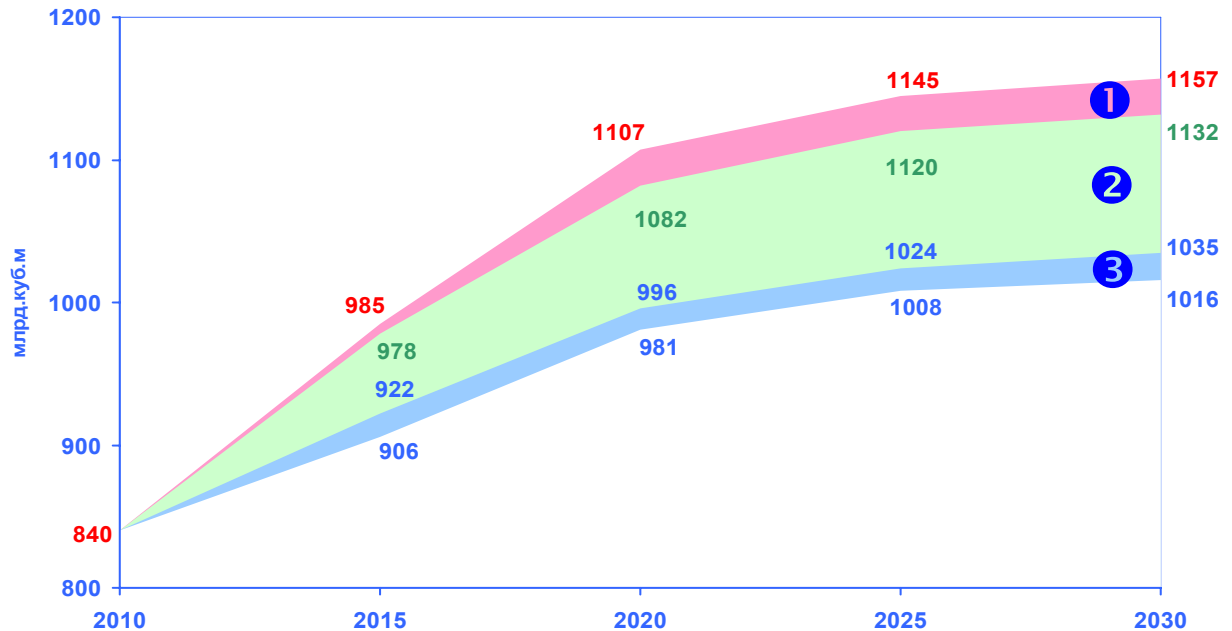
	<b>2007</b> <i>факт</i>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
Украина*	56,7	51,8	55,0	54,2	54-55	55	55	55
Белоруссия	20,6	21,6	22,1	22,1	22	25	25	25
Молдова	2,7	3,3	3,3	3,3	3-4	4	4	4
Казахстан	1,7	1,8	1,8	1,8	2	2	2	2
Грузия	1,2	1,5	1,1	1,0	1	1	1	1
Армения	2,0	2,4	2,5	2,5	3	3	3	3
Латвия	0,8	0,7	1,4	1,5	2	2	2	2
Литва	3,7	4,4	4,5	4,9	5	5	5	5
Эстония	1,0	0,7	1,2	1,2	1	1	1	1
<b>Всего:</b>	<b>90,4</b>	<b>88,2</b>	<b>92,9</b>	<b>92,5</b>	<b>93-95</b>	<b>98</b>	<b>98</b>	<b>98</b>

\* - из ресурсов центральноазиатского газа

Таким образом, суммарные поставки трубопроводного газа и СПГ за пределы России в 2030 году могут составить от 415 до 440 млрд. куб.м.

## 2.3. Оценка суммарной потребности в газе

Границы прогнозного диапазона суммарной потребности в газе (рис. 2.3.1.) определяются минимальными и максимальными объемами поставок на внутренний и экспортный рынки.



**Рисунок 2.3.1.**

*Диапазон прогнозных объёмов суммарной потребности в газе*

Поле «1» соответствует объемам газопотребления включающим реализацию всех перспективных экспортных проектов газа в зоне ЕСГ («Северный поток», «Южный поток») и на Востоке страны («Алтай» и «Восток-50»). Максимальный прогнозный уровень спроса на внутреннем рынке предусматривает сохранение существующего в настоящее время низкого уровня эффективности использования энергоресурсов в национальном хозяйстве при заниженных ценах на газ, не способствующих реализации потенциала газосбережения (особенно в электроэнергетике).

Поле «1» является зоной самых высоких рисков, поскольку возможное ограничение темпов роста внутреннего спроса на газ, вследствие прогнозируемого роста цен при одновременной неблагоприятной конъюнктуре на перспективных экспортных рынках, приведет к созданию избыточных мощностей в добыче и транспорте газа и омертвлению значительных объемов инвестиций.

Поле «2» характеризуется темпами прироста объемов внутреннего потребления, определяющимися реализацией государственной политики, направленной на стимулирование энерго- и газосбережения, повышение энергобезопасности за счет сокращения доли газа в топливно-энергетическом балансе страны, в том числе за счет доведения внутренних цен на газ до уровней, обеспечивающих равную доходность с экспортными поставками.



При этом предполагается организация дополнительных объемов экспорта газа с учетом прогнозируемого потенциала продаж в Южную Европу, США и страны АТР (по варианту «Восток-25»).

Поле «3» графика предполагает объемы поставок на внутренний рынок, соответствующие инновационному энергосберегающему сценарию развития экономики страны, а также ограниченный потенциал наращивания экспортных поставок.

Поля «2» и «3» характеризуются значительно меньшими рисками создания избыточных мощностей, поскольку в зависимости от конъюнктуры прироста ресурсов могут быть направлены либо на внутренний, либо на внешний рынок. Подробно риски развития газовой отрасли страны и возможные меры их минимизации рассмотрены в разделе 8.

Расчеты прогнозных объемов ввода производственных мощностей производились для области поля «2», охватывающей наиболее вероятные перспективы развития внутреннего и внешнего рынков газа.

#### **2.4. Поступление центральноазиатского газа**

В импорте газа из Центральной Азии важнейшую роль будет играть Туркменистан.

В последние годы в Восточной Туркмении открыты новые крупнейшие газовые месторождения – Южная Иолотань-Осман и Большой Яшлар с ожидаемыми запасами не менее 2,5 и 1,5 трлн. куб. м соответственно, а также крупное месторождение Караджаовлаки. Предварительная оценка позволяет говорить о потенциально возможных объемах добычи газа в Туркменистане на уровне 100–120 млрд. куб. м в год.

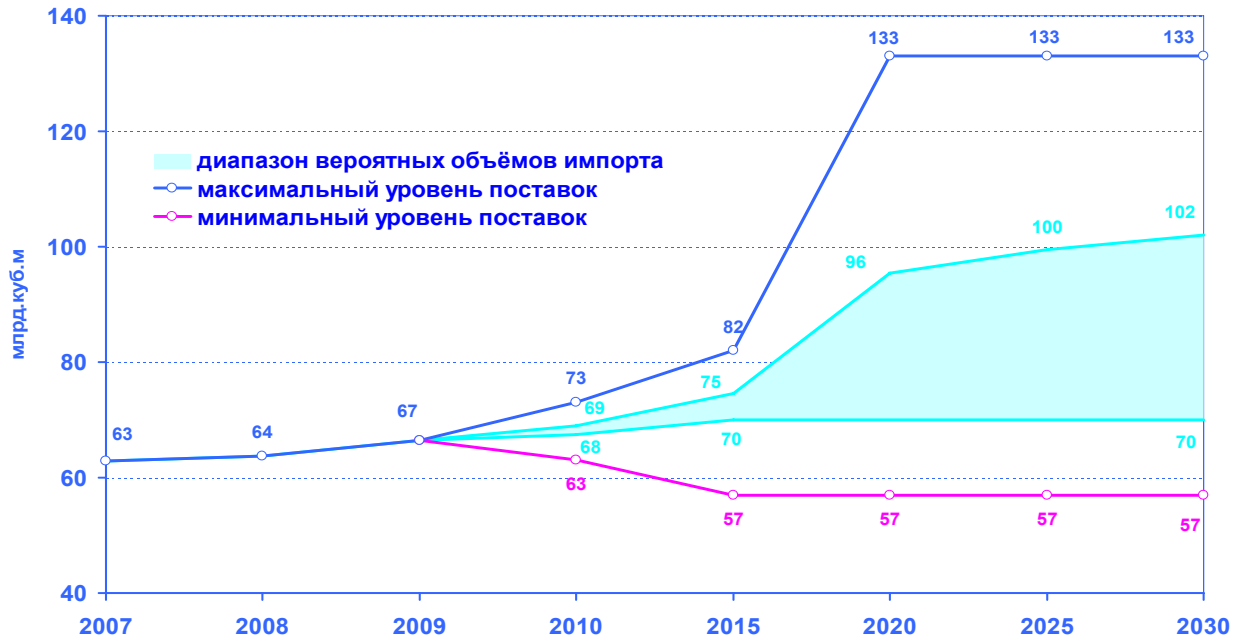
С учетом оценок объемов внутреннего потребления (16–18 млрд. куб. м в год) максимальный экспортный потенциал Туркменистана оценивается в объеме 84 млрд. куб. м в 2015 г. и 102 млрд. куб. м в 2030 г. Важнейшим условием реализации данного потенциала является резкое наращивание объемов разведочного бурения. Для полноценной подготовки месторождений к разработке требуется ускорение геолого-разведочных работ с обеспечением годового прироста разведанных запасов примерно в 200 млрд. куб. м.

Оценка сырьевой базы газовой промышленности Узбекистана позволяет сделать заключение о небольшом потенциале роста объемов добычи газа до 2010-2015 гг. и сохранении экспортных возможностей на уровне 10 млрд. куб. м в год.

Открытие и разведка крупнейших по запасам нефтегазовых месторождений в Казахстане – Тенгиз (на суше) и Кашаган (в акватории Северного Каспия) вкупе с запасами крупнейшего Карачаганакского газоконденсатного месторождения – создает надежную сырьевую базу для роста добычи, в том числе, добычи товарного газа с 16 млрд. куб. м в 2007 г. до 50 млрд. куб. м в 2030 г. Экспортный потенциал Казахстана оценивается в объеме 20 млрд. куб. м в 2015 г. и 26 млрд. куб. м в 2030 г.

При условии подтверждения запасов газа в регионе результатами международного аудита, а также динамичного освоения сырьевой базы центральноазиатских стран, возможные объёмы импорта Россией газа из этого региона оцениваются на уровне 96 и 102 млрд. куб. м в 2015 и 2030 г., соответственно.

Диапазон возможных объёмов поступления газа из Центральной Азии в ЕСГ России представлен на рисунке 2.4.1.



**Рисунок 2.4.1.**

*Диапазон возможных и наиболее вероятных объёмов поступления центральноазиатского газа в ЕСГ России*

Верхняя граница диапазона предполагает поставки 133 млрд. куб. м в год в период 2020–2030 гг. Данная оценка базируется на проводимой работе в развитие совместных Деклараций Президентов Республики Казахстан, Российской Федерации, Туркменистана и Республики Узбекистан о развитии газотранспортных мощностей в регионе Центральной Азии и строительстве Прикаспийского газопровода, подписанных 12 мая 2007.

Нижняя граница диапазона соответствует суммарным поставкам из Центральной Азии на уровне 57 млрд. куб. м в год, начиная с 2015 года, и учитывает риски уменьшения объёмов поставок газа Туркменистаном в связи с возможным отставанием развития сырьевой базы, а также с возможностью переноса части объёмов добываемого газа на другие рынки – в Иран, Турцию, или Китай.

С точки зрения существующей сырьевой базы и с учетом планируемых экспортных поставок из Туркмении в Китай (до 30 млрд. куб. м в год) и Иран (до 14 млрд. куб. м в год), наиболее вероятным и обоснованным представляется вариант поставок газа в Россию из стран Центральной Азии в объёме 70 млрд. куб. м в год на долгосрочную перспективу. Такой уровень является обоснованным также и с точки зрения ограничений производительности системы магистральных газопроводов Средняя Азия – Центр.

## 2.5. Прогнозный баланс газа и необходимые объёмы добычи газа

На базе выполненных оценок потребности в газе для нужд внутреннего рынка и обеспечения поставок газа на экспорт, прогнозных уровней импорта газа из государств Центральной Азии, определены верхние и нижние уровни прогнозных значений основных показателей баланса газа по Российской Федерации, которые представлены в таблице 2.5.1. Диапазон прогнозных показателей добычи газа представлен в таблице 2.5.2.

*Таблица 2.5.1. Прогноз основных показателей баланса газа*

млрд. куб. м

	2007 факт	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
<b>РЕСУРСЫ</b>	<b>762</b>	<b>792</b>	<b>819</b>	<b>840</b>	<b>922-978</b>	<b>996-1082</b>	<b>1024-1120</b>	<b>1035-1132</b>
Добыча газа в России, всего	654	678	700	717	781-845	850-941	871-974	876-981
Поступление газа из Центральной Азии	63	63	66	69	70-82	70-82	70-86	70-87
Отбор из ПХГ и др. источники ресурсов	45	51	53	54	59-63	64-71	67-76	72-81
<b>РАСПРЕДЕЛЕНИЕ</b>	<b>762</b>	<b>792</b>	<b>819</b>	<b>840</b>	<b>922-978</b>	<b>996-1082</b>	<b>1024-1120</b>	<b>1035-1132</b>
Национальное хозяйство России	467	493	503	517	520-542	537-581	543-606	550-613
Закачка в ПХГ и другие направления использования газа	50	50	55	55	54-61	62-69	65-74	70-79
Поставка за пределы России	245	249	261	268	347-375	397-432	415-440	415-440
в дальнее зарубежье	154	161	168	175	255-280	299-334	317-343	317-343
в страны Европы	154	161	165	166	219-222	220-225	220-227	220-227
в страны АТР и США	0	0	3	9	32-61	74-114	91-122	91-122
в государства СНГ и Балтии	91	88	93	93	93-95	98	98	98

*Таблица 2.5.2. Диапазон показателей добычи газа в Российской Федерации*

млрд. куб. м

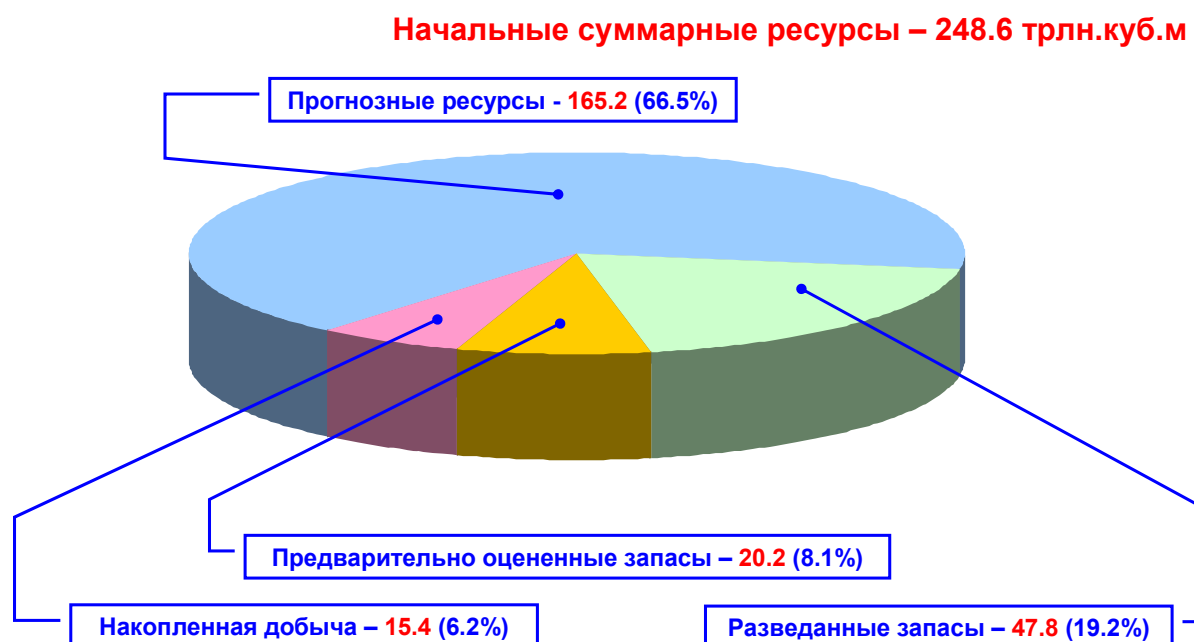
	2007 факт	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Добыча газа в России, всего</b>	<b>654</b>	<b>678</b>	<b>700</b>	<b>717</b>	<b>781-845</b>	<b>850-941</b>	<b>871-974</b>	<b>876-981</b>
в т.ч. в зоне ЕСГ	642	666	683	694	737-801	773-864	784-887	787-892
в районах ВС и ДВ*	12	13	17	23	44	77	87	89

\* - по варианту «Восток-25»

### 3. Развитие мощностей

#### 3.1. Перспективы развития сырьевой базы газовой отрасли

Начальные суммарные ресурсы газа (НСР) России оцениваются по состоянию на 01.01.2007 в 248,6 трлн. м<sup>3</sup>, в том числе суша – 174,8 трлн. м<sup>3</sup>, шельф – 73,8 трлн. м<sup>3</sup>. Наиболее значительные ресурсы газа сосредоточены в недрах Западной Сибири (суша и шельф Карского моря) – 132,2 трлн. м<sup>3</sup>, Восточной Сибири – 37,9 трлн. м<sup>3</sup>, Дальнего Востока – 14,5 трлн. м<sup>3</sup>, а также в Северо-Западном районе России (суша Тимано-Печорской провинции и шельф Баренцева моря) – 26,4 трлн. м<sup>3</sup>. Доля России в мировых НСР составляет 40,6%. Ресурсная база газовой промышленности России представлена на рисунке 3.1.1.



**Рисунок 3.1.1**

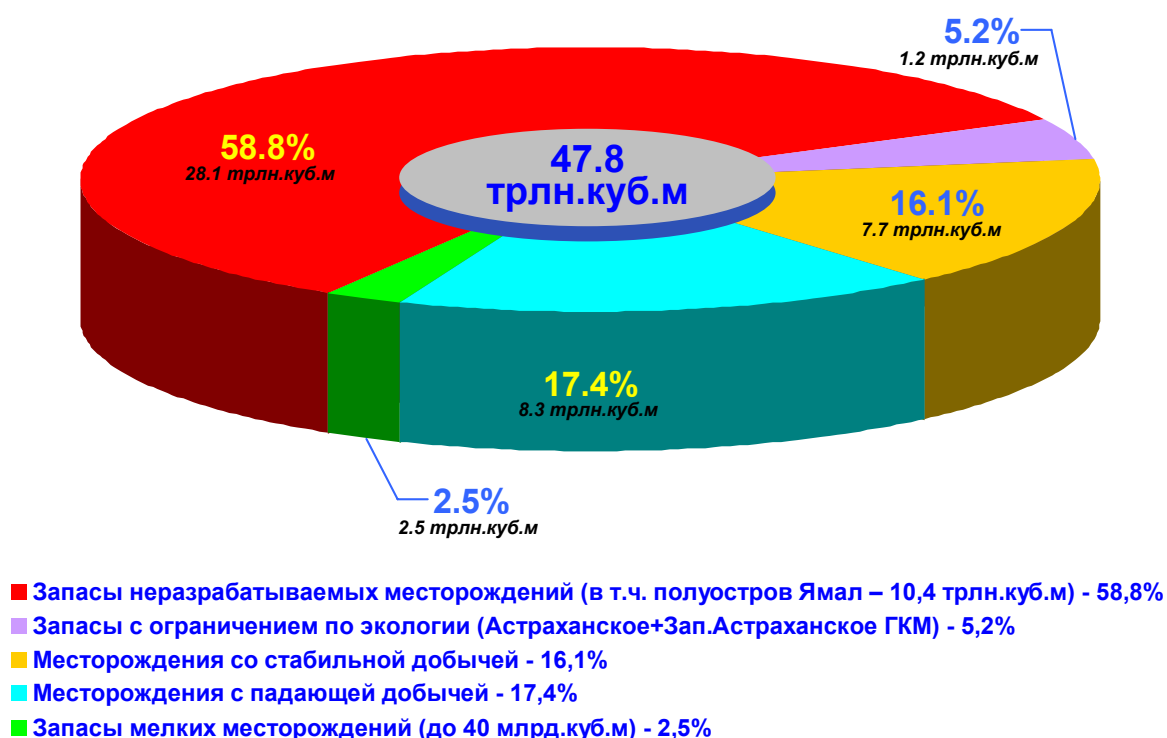
*Ресурсная база газовой промышленности России*

Из 47,8 трлн. м<sup>3</sup> разведанных запасов 21,0 трлн. м<sup>3</sup> приходится на Надым-Пур-Тазовский регион (НПТР), 10,4 трлн. м<sup>3</sup> – полуостров Ямал, 5,9 трлн. м<sup>3</sup> – шельф (в том числе 2,9 трлн. м<sup>3</sup>\* – Штокмановское месторождение Баренцева моря), 4,6 трлн. м<sup>3</sup> – суша Европейской части РФ, 4,0 трлн. м<sup>3</sup> – Восточная Сибирь и Дальний Восток, 1,9 трлн. м<sup>3</sup> – другие регионы.

\* – По результатам геологоразведочных работ за 2007 год разведанные запасы газа по Штокмановскому месторождению увеличились до 3,6 трлн. м<sup>3</sup>.

По состоянию на 01.01.2007 из общего объема 47,8 трлн. м<sup>3</sup> разведанных запасов газа России ОАО «Газпром» контролировало 29,8 трлн. м<sup>3</sup> (62,3%), крупные нефтяные и независимые компании 10,2 трлн. м<sup>3</sup> (21,4%), в нераспределенном фонде находилось 7,8 трлн. м<sup>3</sup> (16,3%).

Разведанные запасы газа характеризуются сложной внутренней структурой (рисунок 3.1.2). Из 47,8 трлн. м<sup>3</sup> суммарных запасов 8,3 составляют запасы месторождений с падающей добычей, 7,7 – запасы месторождений со стабильной добычей, 2,5 трлн. м<sup>3</sup> – запасы Астраханского месторождения (ограничение добычи по экологии), 1,2 трлн. м<sup>3</sup> – запасы мелких месторождений и 28,1 трлн. м<sup>3</sup> – запасы неразрабатываемых месторождений (обеспечение добычи на среднюю и дальнюю перспективу).



**Рисунок 3.1.2**  
Структура запасов газа России

Для обеспечения развития газовой отрасли необходимый общий прирост разведанных запасов газа в период 2008-2030 гг. оценивается в 26,0 трлн. м<sup>3</sup>, в т.ч. по суше Западной Сибири – 7,0 трлн. м<sup>3</sup>, по Европейским районам – 1,7 трлн. м<sup>3</sup>, по регионам Восточной Сибири, Дальнего Востока и Охотскому морю – 3,3 трлн. м<sup>3</sup>, по арктическому шельфу – 14,0 трлн. м<sup>3</sup>

При этом ожидаемый объем разведочного бурения в целом по России составит 13140 тыс. м.

Прогноз основных показателей геологоразведочных работ на период 2008-2030 гг. представлен в таблице 3.1.1. В зависимости от результатов проводимых работ и уточнения геологической и геофизической информации приведенные показатели могут потребовать корректировки.

*Таблица 3.1.1. Прогноз показателей геологоразведочных работ на период 2008-2030 гг. по территории России*

Показатели ГРР	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-	2021-	2026-	2008-
	факт	факт									2020	2025	2030	2030
<b>По России в целом</b>														
Прирост запасов газа, (млрд.м <sup>3</sup> )	682	684	783	686	841	784	1558	1608	1654	1686	7772	4306	4322	26000
Объемы бурения, (тыс. м)	166	172	405	462	551	618	690	690	694	694	3494	2397	2447	13140
Эффективность бурения, (т у.т./м)	4099	3969	1935	1484	1527	1268	2259	2331	2384	2430	2225	1797	1767	1979
<b>Западная Сибирь "Суша" (Уральский ФО)</b>														
Прирост запасов газа, (млрд.м <sup>3</sup> )	194	62	457	151	166	176	398	398	398	398	1992	1231	1235	7000
Объемы бурения, (тыс. м)	91	94	162	164	210	193	354	354	354	354	1771	1146	1146	6207
Эффективность бурения, (т у.т./м)	2127	659	2823	921	792	910	1124	1124	1124	1124	1125	1075	1078	1128
<b>Европейская часть "Суша" (Северо-Западный, Приволжский, Южный ФО)</b>														
Прирост запасов газа, (млрд.м <sup>3</sup> )	2	0,4	23	32	65	52	80	80	80	80	401	402	405	1700
Объемы бурения, (тыс. м)	50	44	73	88	70	90	176	176	176	176	880	659	659	3223
Эффективность бурения, (т у.т./м)	40	8	316	363	923	580	455	455	455	455	456	610	615	528
<b>Восточная Сибирь (Сибирский, Дальневосточный ФО), шельф Охотского моря)</b>														
Прирост запасов газа, (млрд.м <sup>3</sup> )	19		163	168	271	187	195	195	195	195	977	374	380	3300
Объемы бурения, (тыс. м)	16	26	159	184	242	296	117	117	117	117	584	308	308	2548
Эффективность бурения, (т у.т./м)	1212		1028	914	1119	632	1670	1670	1670	1670	1673	1214	1233	1295
<b>Шельфы Баренцева, Печорского, Карского, Каспийского морей, Обская и Газовская губы</b>														
Прирост запасов газа, (млрд.м <sup>3</sup> )	467	621	140	335	339	369	885	935	981	1013	4402	2299	2302	14000
Объемы бурения, (тыс. м)	9	8	11	26	29	39	43	43	47	47	259	284	334	1162
Эффективность бурения, (т у.т./м)	50797	79008	12281	12689	11895	9437	20629	21795	20917	21599	16996	8095	6892	12048

Потребность в новых буровых станках и необходимом для строительства разведочных скважин металле (таблица 3.1.2), оценена предварительно и может меняться в зависимости от внедрения новых технологий, уточнения геолого-геофизической информации в процессе проведения разведочных работ.

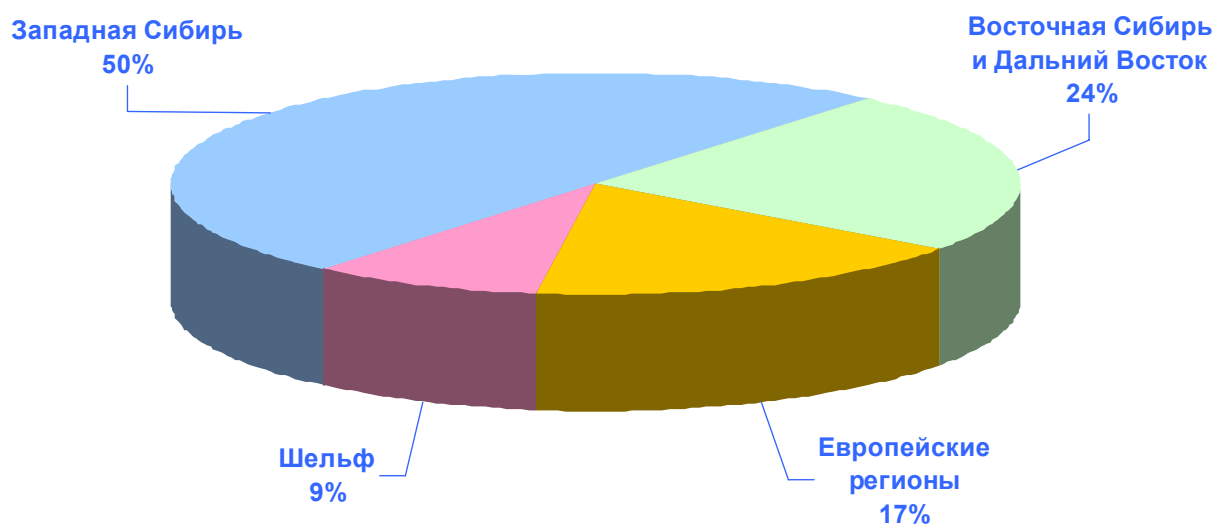
**Таблица 3.1.2. Потребность в материально-технических ресурсах для проведения геологоразведочных работ в России**

Показатели	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2008-2030
Потребность в новых буровых станках, шт. *		14	22	17	18	12	10	8	20	20	20	161
Потребность в металле, тыс. т	40	46	55	62	69	69	69	69	349	240	245	1314

\* - с учетом замены станков, выработавших свой ресурс и морально устаревших

Затраты на геологоразведочные работы (ГРР) в ценах на 01.01.2008 по России за период 2008-2030 гг. представлены на рисунке 3.1.3.

**Затраты на ГРР на период 2008-2030 гг. – 1874 млрд.руб  
(в ценах на 01.01.2008)**



**Рисунок 3.1.3**

*Затраты на ГРР по России за период 2008-2030 гг.*

Данные затраты оценены предварительно и подлежат соответствующему уточнению при корректировке показателей геологоразведочных работ с учетом изменения цен на материально-технические ресурсы и услуги.

По сравнению со структурой разведанных запасов газа структура приращиваемых в перспективе запасов газа будет меняться в сторону значительного увеличения доли запасов с многокомпонентными составами пластовой смеси, сложными горно-геологическими условиями залегания продуктивных пластов, характеризующихся, в том числе низкими фильтрационными свойствами.

Кроме того, более половины объемов прогнозируемого прироста запасов газа ожидается в районах, характеризующихся полным отсутствием какой-либо инфраструктуры.

Анализ текущего состояния и прогноза развития сырьевой базы газовой промышленности России показывает, что при выполнении приведенного выше объема геологоразведочных работ (таблица 3.1.1) и создании соответствующей производственной инфраструктуры в новых газодобывающих регионах отрасли в перспективе обеспечит необходимые объемы добычи газа.

### **3.2. Прогноз развития добычи газа**

В настоящее время и на рассматриваемый период основным регионом добычи газа в России остается Надым-Пур-Тазовский регион (НПТР) Западной Сибири, где сосредоточены основные разрабатываемые и вводимые в ближайшей перспективе месторождения.

Добыча газа по региону в 2006 году составила порядка 86 % от суммарной добычи по России, в 2007 году – 85 %. В перспективе прогнозируется снижение добычи газа по объективным причинам, связанным с высоким уровнем выработанности уникальных месторождений региона (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское), снижением пластового давления на них, подъемом уровня газоводяного контакта (ГВК), длительным сроком работы оборудования. По состоянию на 01.01.2008 выработанность Медвежьего (сеноман) месторождения составляла 82,2 %, Уренгойского (сеноман) – 64,7 %, Ямбургского (сеноман) – 52,1 %.

Характеристика основных действующих месторождений России приведена в таблице 3.2.1.

Для поддержания проектных уровней отборов и обеспечения стабильной добычи газа на действующих месторождениях необходимо обеспечить проведение реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа (прогнозные объемы работ по реконструкции объектов добычи газа по России представлены в разделе 3.4. «Ввод мощностей в добыче газа и конденсата»).

Одновременно, необходимо обеспечить решение проблем извлечения остаточных запасов газа («низконапорный» газ) на завершающей стадии разработки действующих месторождений с достижением высоких коэффициентов газоотдачи. Следует отметить, что существующие технологии не обеспечивают экономически эффективную возможность компримирования газа низкого давления для его дальнейшей транспортировки потребителям. Соответственно, требуется создание новых технологий добычи и использования «низконапорного» газа.

Дальнейшее развитие добычи газа в НПТР связано с разработкой глубокозалегающих нефте- и конденсатосодержащих залежей, характеризующихся сложными горно-геологическими условиями и многокомпонентными составами пластовой смеси. В связи с этим прогнозируется увеличение объемов добычи «жирного» газа и жидких углеводородов, что при отсутствии в регионе свободных мощностей по транспортировке и переработке жидких углеводородов может стать ограничивающим фактором для развития добычи газа на месторождениях.

Доля объемов добычи газа в НПТР прогнозируется в размере 54-57 % в 2020 году и 31-33 % в 2030 году от общей добычи по России.



**Таблица 3.2.1. Характеристика основных действующих месторождений России**

Объект	Год ввода	Максимальный отбор, млрд. м <sup>3</sup> /год	Год выхода на макс. отбор	Отбор в 2007 г., <sup>3</sup> млрд. м
<b>Западная Сибирь</b>				
Медвежье	1972	75,3	1983	19,3
Уренгойское (сеноман)	1978	276,2	1987	84,4
Вынгапуровское	1978	20,4	1980	2,2
Уренгойское (валанжин)	1981	34,0	1989	24,0
Ямбургское (сеноман)	1986	174,2	1994	109,9
Ямбургское (валанжин)	1991	14,1	2006	13,8
Юбилейное	1992	21,3	2004	20,0
Комсомольское	1993	31,2	2002	30,1
Зап.Таркосалинское	1996	15,9	2005	15,6
Ямсовейское	1997	22,3	2007	22,3
Ново-Уренгойское + В.Уренгойское (ач.свита)	1998	3,1	2006	1,6
Губкинское (сеноман)	1999	15,3	2001	15
В.Таркосалинское (сеноман)	1999	12,8	2006	11,6
Заполярье (сеноман)	2001	105,1	2006	98,5
Северо-Уренгойское (валанжин)	2001	5,0	2010	3,4
Вынгайхинское	2003	5,8	2004	5,1
Ен-Яхинское (валанжин)	2003	5,4	2007	5,4
В.Таркосалинское (валанжин)	2003	3,0	2005	3,0
Ханчейское	2003	5,2	2010	4,2
Юрхаровское	2003	9,6	2006	9,6
Северо-Комсомольское	2003	0,4	2004	0,4
Еты-Пуровское	2004	15,1	2006	14,9
Песцовое	2004	27,0	2007	27,0
Вьюжное	2005	0,1	2006	0,1
Находкинское	2005	8,3	2006	7,7
Тарасовское	2006	1,0	2006	0,7
Южно-Русское	2007	25,0	2009	1,3
Береговое	2007	10,5	2010	0,8
<b>Другие районы России</b>				
Вуктыльское	1968	19,2	1976	2,3
Оренбургское	1970	49,4	1985	18,1
Астраханское	1987	12,0	2007	12,0

## **Новые газодобывающие регионы**

Перспективными стратегическими газодобывающими регионами с точки зрения потенциальных ресурсов и запасов газа являются полуостров Ямал, шельф Баренцева моря, акватория и прилегающая суша Обской и Тазовской губ, а также Восточная Сибирь и Дальний Восток.

Месторождения новых регионов (кроме месторождений акватории Обской и Тазовской губ) характеризуются значительной удаленностью от существующей производственной инфраструктуры, включая действующую систему магистральных газопроводов, многокомпонентными составами пластовой смеси, сложными горно-геологическими условиями залегания и низкими фильтрационными свойствами продуктивных пластов. Для их эффективной эксплуатации в трудных природно-климатических условиях необходимо обеспечить решение ряда сложных научно-технических задач в области строительства скважин, газопромысловых объектов и газопроводов в зоне многолетнемерзлых грунтов и морских месторождений, внедрения обеспечивающих сохранение окружающей среды новых технико-технологических решений. Все это потребует привлечения значительных объемов инвестиций.

### **Полуостров Ямал**

Добыча газа на полуострове Ямал начинается с ввода в разработку в 2011 году сеноман-аптских залежей Бованенковского газоконденсатного месторождения.

С целью минимизации экологических и социальных последствий освоения Ямала необходимо осуществить ряд дорогостоящих мероприятий, среди которых можно выделить:

- соблюдение режимов освоения территорий, требующих сезонной регламентации при промышленном освоении;
- использование щадящих технологий и режимов работы в притундровых лесах и редколесье, а также на территориях со сложными геокриологическими условиями;
- применение инженерных решений, направленных на минимизацию и локализацию негативных экологических последствий развития промышленности на Ямале;
- охрана мест традиционного хозяйствования коренного населения;
- охрана мест обитания редких и исчезающих видов растений и животных, занесенных в Красную книгу России и Красную книгу Ямало-Ненецкого автономного округа;
- охрана археологических памятников, культовых мест и памятников культуры.

В этой связи предусматривается оптимизация технических и технологических решений в добыче и транспорте газа, снижающих капиталовложения и

---

эксплуатационные затраты, включая использование безлюдных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, вахтовый метод строительства и эксплуатации.

### ***Обская и Тазовская губы***

Первоочередными объектами разработки в регионе являются открытые месторождения: Северо-Каменномысское, Каменномысское-море, Северо-Парусовое, Парусовое, Семаковское, Адерпаютинское, Антипаютинское. Добычу газа планируется начать с ввода в разработку Северо-Каменномысского месторождения в период 2015-2017 гг.

Освоение ресурсов Обской и Тазовской губ осложняется негативными природно-климатическими условиями (тяжелая ледовая обстановка, короткий межледовый период, слабые, легко переносимые водой грунты, мелководье), отсутствием опыта строительства и эксплуатации объектов обустройства месторождений в аналогичных условиях.

### ***Шельф Баренцева моря***

На шельфе Российской Федерации предусматривается освоение в первую очередь Штокмановского месторождения, ввод которого намечается в 2013 году.

Основные газоносные районы шельфа характеризуются крайне сложными природно-климатическими и инженерно-геологическими условиями, в том числе:

- наличием дрейфующего ледового покрова и его временной изменчивостью;
- возможностью вторжения тяжелых льдов и айсбергов из более северных районов;
- экзарацией дна ледовыми образованиями и другими факторами, требующими проведения специальных инженерных мероприятий при освоении месторождений шельфа.

### ***Восточная Сибирь и Дальний Восток***

Значительные запасы и перспективные ресурсы природного газа Восточной Сибири и Дальнего Востока позволяют сформировать в данном регионе новые центры газодобычи. Добычные возможности этих центров основываются на имеющихся подтверждённых запасах уникальных и крупных месторождений, а также на приросте запасов за счёт активного проведения геологоразведочных работ.

---

В качестве базовых рассматриваются следующие газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения:

- месторождения углеводородов морского шельфа острова Сахалин (проекты «Сахалин -1, «Сахалин -2» и перспективные блоки «Сахалин-3–6»);
- Чаяндинское НГКМ (Республика Саха (Якутия));
- Ковыктинское ГКМ (Иркутская область);
- Собинско-Пайгинское и Юрубчено-Тохомское НГКМ (Красноярский край).

На основе расположения базовых месторождений в восточных регионах России предусматривается создание следующих территориальных промышленных центров газодобычи:

1. Сахалинский центр газодобычи - на базе месторождений шельфовой зоны острова Сахалин (проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2») с дальнейшим развитием центра за счёт реализации проектов «Сахалин-3–6».
2. Якутский центр газодобычи - на базе Чаяндинского месторождения с дальнейшим развитием за счет освоения Среднеботуобинского, Тас-Юряхского, Верхневилучанского и других месторождений.
3. Иркутский центр газодобычи - на основе Ковыктинского месторождения, а также Южно-Ковыктинской лицензионной площади и месторождений севера Иркутской области.
4. Красноярский центр газодобычи - на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений, в дальнейшем для поддержания уровней добычи газа в разработку могут быть вовлечены Оморинское, Куюмбинское, Агалеевское и другие месторождения.

Основная часть месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока являются газоконденсатными или нефтегазоконденсатными с высоким газовым фактором. Газ данного региона отличается наличием в его составе большого количества ценных компонентов, таких как этан, пропан, бутан, тяжёлые углеводороды, гелий. Содержание этих компонентов колеблется от 8 до 32 %. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сосредоточена большая часть разведанных запасов гелия России.

В связи с наличием в составе газа ценных компонентов возникает необходимость одновременно с освоением месторождений создавать газоперерабатывающие и газохимические мощности для выделения из газа ценных компонентов и производства продукции с высокой добавленной стоимостью. Кроме того, в связи с большой удалённостью месторождений от потенциальных потребителей потребуются сформировать в регионе газотранспортную систему большой протяжённости с соответствующей инфраструктурой, включая подземные хранилища газа и гелия.

Таким образом, дальнейшее развитие добычи углеводородов в газовой отрасли сопряжено с необходимостью:

- ввода в разработку и эксплуатации месторождений с многокомпонентными составами пластовой смеси и сложными горно-геологическими условиями залегания продуктивных пластов;
- создания новых мощностей по транспортировке и переработке газа и жидких углеводородов;
- создания производственной инфраструктуры и внедрения современных технологических решений и технологий в новых регионах добычи;
- реконструкции и технического перевооружения действующих объектов добычи газа и конденсата;
- обеспечения решения проблем извлечения остаточных запасов газа («низконапорный газ») на завершающей стадии разработки действующих месторождений с достижением высоких коэффициентов газоотдачи.

Перечисленные задачи требуют значительного увеличения капитальных вложений и эксплуатационных затрат, что приводит к снижению экономических показателей развития отрасли и необходимости оказания государственной поддержки предприятиям газовой промышленности.

Обеспечение прогнозной добычи газа **в период до 2010 года** в зоне ЕСГ будет осуществляться за счет действующих и вновь вводимых месторождений в Надым-Пур-Тазовском регионе, расположенных вблизи действующей инфраструктуры, что предопределяет экономическую эффективность их первоочередной эксплуатации.

Объем добычи газа по действующим месторождениям принят в соответствии с утвержденными проектами разработки и их корректировками.

**После 2010 года** в зоне ЕСГ начинается эксплуатация месторождений в новых газоносных регионах Западной Сибири (полуостров Ямал, район Обской и Тазовской губ) и шельфа Баренцева моря (Штокмановское месторождение). Одновременно будет продолжаться ввод новых месторождений в Надым-Пур-Тазовском регионе.

Технологические показатели разработки новых месторождений приведены в таблице 3.2.2.

Прогноз добычи газа по регионам России на период до 2030 года представлен в таблице 3.2.3 и на рисунках 3.2.1, 3.2.2.

**Таблица 3.2.2. Прогнозные технологические показатели разработки новых месторождений**

Объект	Максимальный отбор, млрд. м <sup>3</sup> /год	Период ввода	скважин, шт.	УКПГ, шт.	ДКС	
					количество ГПА, шт.	мощность, МВт
<b>НПТР</b>						
Уренгойское (ач.свита)	16,2	2008-2015	177	4	19	120
Ныдинская пл.	2,0	2009	17	1	3	6
Песцовое (валанжин)	1,2	2011	15	1	1	4
Западно-Песцовое (сеноман)	2,0	2009	17	-	-	-
Харампурская группа	20,0	2013-2016	145	2	6	72
Кынско-Чассельская группа	7,1	2012-2016	49	1	10	40
Пякяхинское	3,7	2010-2013	34	1	2	20
Группа Парусовых месторождений (Северо-Парусовое)	12,0	2017-2021	49	-	-	-
Пырейное (сеноман)	1,7	2010-2018	16	1	6	24
Самбургское	9,0	2010-2015	99	1	6	96
Олимпийский уч.	3,4	2012-2016	34	1	2	24
Термокарстовое	1,5	2014-2021	10	1	2	8
Северо-Губкинское	2,0	2009-2010	40	1	4	16
Южно-Мессояхское	4,1	2011-2021	29	1	2	20
Ево-Яхинское	1,2	2013-2016	12	1	2	4
Хальмерпаютинское	6,2	2013-2022	62	1	5	31.5
Яро-Яхинское	8,0	2015-2020	99	1	16	64
<b>Район Обской и Тазовской губ</b>						
Северо-Каменномысское	15,3	2015-2018	24	1	3	75
Каменномысское	23,3	2019-2021	39	1	4	100
Семаковское + Адерпаютинское	17,7	2023-2024	35	1	3	75
Антипаютинское (суша+море)	18,0	2025-2027	35	1	3	75
Др.мест-я Обской и Таз.губ (Южно-Обский участок)	9,3 - 11,7	2025-2029	26-31	1	2	50
<b>Шельф Баренцева моря</b>						
Штокмановское	71,9 - 95,6	2013	56-72	3-4	18-28	450-700

Объект	Максимальный отбор, млрд. м <sup>3</sup> /год	Период ввода	скважин, шт.	УКПГ, шт.	ДКС	
					количество ГПА, шт.	мощность, МВт
<b>Ненецкий АО</b>						
Лаявожское	5,0	2012-2015	40	1	8	50,4
<b>Шельф Каспийского моря</b>						
Хвалынское	10,3	2011	40	1	6	96
<b>Полуостров Ямал (суша)</b>						
Бованенковское (сеноман-апт)	115,0	2011	775	3	46	736
Харасавэйское (сеноман-апт)	32,0	2014-2019	204	1	18	288
Крузенштерновское	33,0	2022-2025	142	1	9	144
Бованенковское (неоком-юра)	25,0	2018-2023	284	1	3	48
Харасавэйское (неоком-юра)	12,0	2019-2024	128	1	4	64
Южно-Тамбейское (сеноман +апт)	31,0	2024-2027	168	1	2	32
Северо-Тамбейское (сеноман+апт)	21,0	2029-после 2030	132	1	2	32
Южно-Тамбейское (неоком)	5,7	2029-после 2030	77	1	2	32
<b>Шельф Карского моря</b>						
Крузенштерновское	30,0	2027-2030	150	1	16	256
Ленинградское	35,0	2029-после 2030	48	2	49	784
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>						
- Марковское	0,5	2009	14	1	1	2
- Чиканское	3,0	2009	46	1	1	12
- Юрубчено-Тохомское	4,6	2012-2016	75	1	1	12
- Чаяндинское НГКМ	31,8	2016-2021	392	2	21	336
- Ковыктинское	2,7	2017-2022	25	1	2	4
- проект «Сахалин-1»	11,4	2008	44	2 платформы	2	32
- проект «Сахалин-2»	22,1	2009	33	1 платформа	10	160
- проект «Сахалин-3»	28,6	2017-2022	58	4 ПДК	13	208

---

Конкретные сроки ввода новых месторождений и динамика объемов добычи по ним будут определяться потребностью в ресурсах российского газа, исходя из следующих факторов:

- конъюнктуры внутреннего и внешнего рынка газа;
- инвестиционных возможностей недропользователей с учетом налоговой нагрузки, стоимости потребляемых отраслью ресурсов;
- проводимой государственной политики в области недропользования.

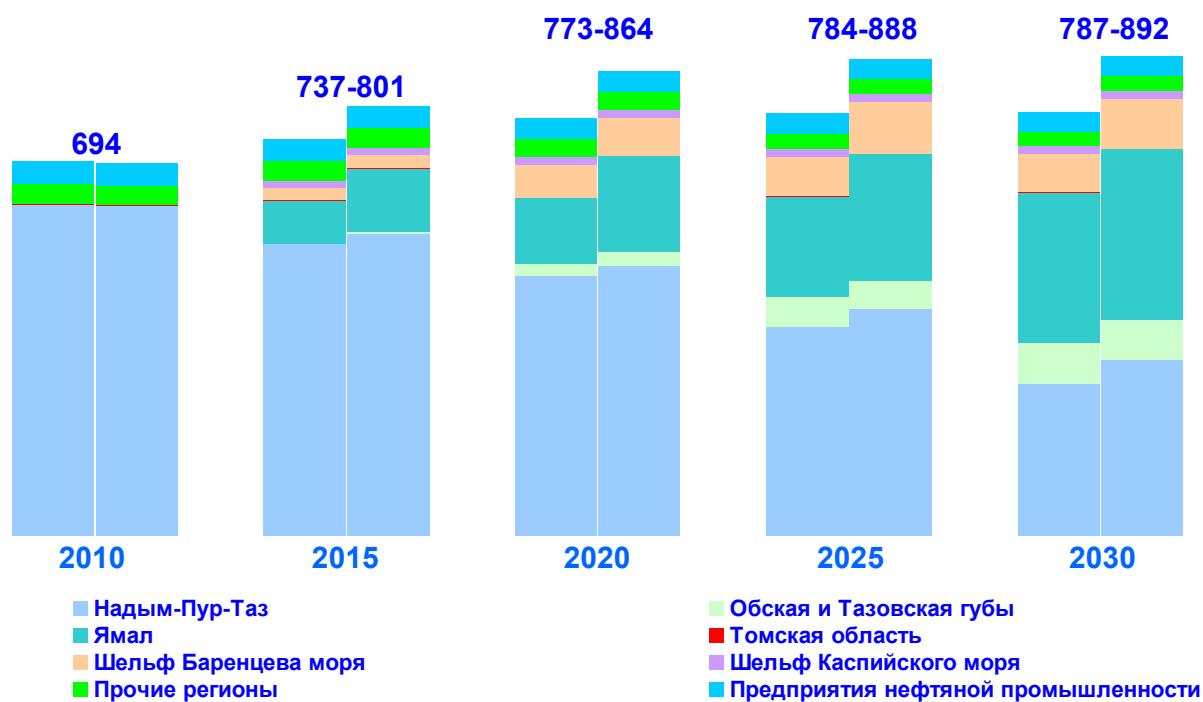
Кроме того, динамика объемов добычи будет уточняться по результатам предоставления доступа к газотранспортной системе ОАО «Газпром» в соответствии с «Порядком подготовки и выдачи разрешений на доступ независимых организаций к газотранспортной системе ОАО «Газпром».

В настоящее время ведутся работы по обустройству Бованенковского и Хвалынского месторождений для обеспечения их ввода в 2011 году и Штокмановского месторождения – в 2013 году.

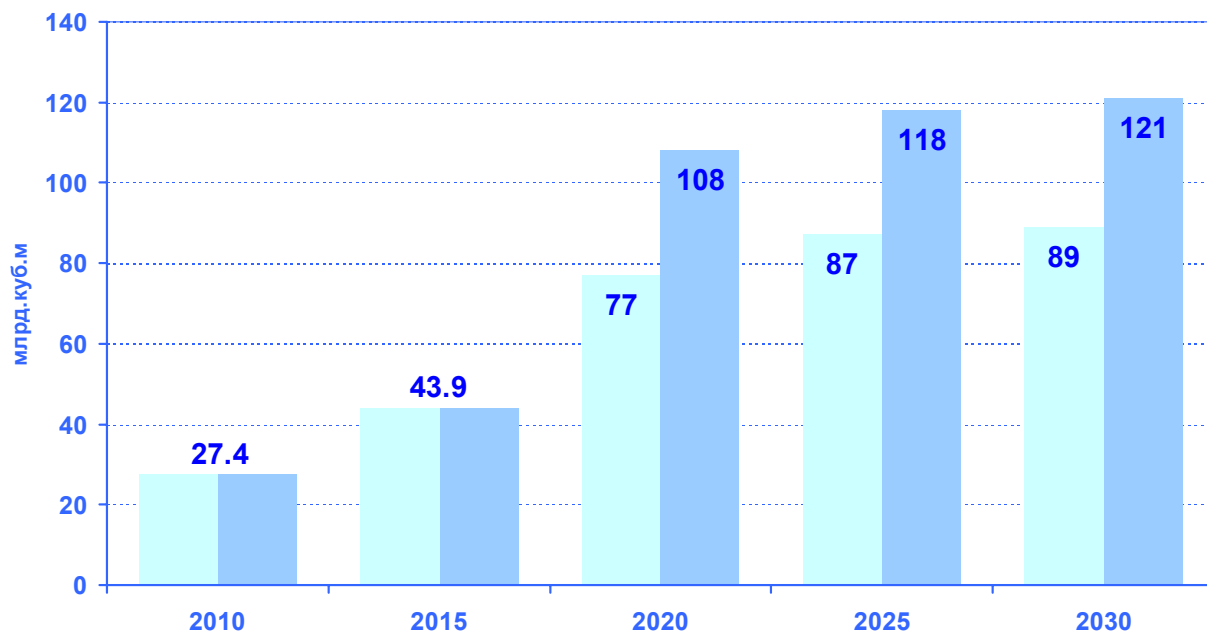


Таблица 3.2.3. Прогноз добычи газа по регионам России, млрд. м<sup>3</sup>

	2006 факт	2007 факт	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Добыча газа	656,2	654,0	678,0	699,6	716,9	738	747-779	763-804	767-827	781-845	850-941	871-974	876-981
Предприятия газовой промышленности	607,1	603,6	629,5	651,8	674,5	696	705-737	722-763	726-787	741-805	813-904	834-938	840-945
ЕСГ (предприятия газовой промышленности)	599,8	591,8	617,0	635,1	651,8	667	669-701	683-724	685-745	697-761	736-827	748-852	751-856
Западная Сибирь	565,1	557	582,0	600,0	617	632	633-665	628-672	615-676	624-688	629-707	631-712	637-719
Надым-Пур-Таз	561,8	553,9	579,0	597,0	614,1	621	600-616	579-601	554-576	543-565	483-504	387-424	282-328
Обская и Тазовская губы										0-4	20-25	51-56	75
Ямал, суша						8	30-46	46-69	58-97	78-116	124-177	187-236	250
шельфовая зона Ямала												0	30-65
Томская область	3,3	3,1	3,0	3,0	2,9	3	3	3	3	3	1	1	1
Европейская часть России	34,7	34,8	35,0	35,1	34,9	36	36	52-56	70	73	108-120	116-140	114-137
Шельф Баренцева моря								12	24	24	59-71	72-95	72-95
Шельф Каспийского моря						1	2	6-9	9	13	15	15	15
Прочие регионы	34,7	34,8	35,0	35,1	34,9	35	35	35	37	37	34	30	27
ЕСГ (предприятия нефтяной промышленности)	49,0	50,4	48,5	47,8	42,4	42	42	41	41	40	37	36	36
В. Сибирь + Д. Восток	7,4	11,8	12,5	16,7	22,7	29	36	39	41	44	77-108	87-118	89-121



**Рисунок 3.2.1**  
*Прогноз добычи газа по зоне ЕСГ России, (млрд.куб.м)*



**Рисунок 3.2.2**  
*Прогноз добычи газа  
 в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке*

### 3.3. Прогноз развития добычи конденсата

В 2007 году добыча конденсата в России составила 15,1 млн. т, в том числе в Надым-Пур-Тазовском регионе – 9,9 млн. т (65,5 %), в европейской части – 4,9 млн. т (32,5 %), в Томской области – 0,3 млн. т (2 %), в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке – 0,1 млн. т (0,7 %).

В перспективе объемы добычи конденсата увеличатся до 26-32 млн. т в 2020 году и до 31-37 млн. т в 2025 году.

Увеличение объемов добычи конденсата связано с вводом в разработку глубокозалегающих конденсатосодержащих залежей новых месторождений.

Таковыми, в частности, являются практически все новые месторождения Надым-Пур-Тазовского региона, где объемы добычи конденсата увеличатся с 10,0 млн. т в 2008 году до 15-18 млн. т в 2020 году и до 18-23 млн. т в 2025 году.

После 2025 года прогнозируется снижение добычи конденсата по России до 30-35 млн. т в 2030 году, в основном, в Надым-Пур-Тазовском регионе по причине наступления периода падающей добычи на газоконденсатных месторождениях.

Значительные объемы добычи конденсата прогнозируются в новых газодобывающих регионах. Предполагается, что на полуострове Ямал объемы добычи конденсата к 2030 году составят 5,3-5,5 млн. т, на шельфе Баренцева моря – 0,7-0,8 млн. т, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке – 4,8-5,4 млн.т.

Прогноз добычи конденсата по регионам России представлен в таблице 3.3.1.

Необходимо отметить, что прогнозируемое увеличение объемов добычи конденсата потребует проведения реконструкции действующих и создания новых мощностей по транспортировке и переработке жидких углеводородов как в Надым-Пур-Тазовском регионе, так и в новых регионах газодобычи.

Таблица 3.3.1. Прогноз добычи конденсата по России, млн. т

	2006 факт	2007 факт	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Добыча конденсата	15,9	15,1	15,4	17,6	21,3	25,0	23,8- 25,8	25,9- 26,7	26,3- 27,3	26,8- 27,4	25,7- 31,7	31,3- 37,4	30,3- 35,3
районы ЕСГ	15,8	15,1	15,1	16,6	19,6	23,2	21,4- 23,1	23,4- 24,2	23,7- 24,8	24,2- 24,7	21,1- 27,1	26,6- 32,6	25,5- 30,5
Западная Сибирь	11,0	10,1	10,3	11,8	14,8	18,5	16,6- 18,3	17,9- 19,0	18,1- 19,1	18,4- 19,0	15,6- 21,5	21,9- 27,8	21,4- 26,2
Надым-Пур-Таз	10,7	9,9	10,0	11,6	14,6	18,3	16,4- 18,0	17,6- 18,7	17,8- 18,8	18,2- 18,7	15,4- 18,1	17,7- 23,0	16,1- 20,7
Ямал, суша								0,1	0,1	0,1	0,1-3,3	4,1-4,7	5,3-5,5
Томская область	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	
<b>Европейская часть России</b>	<b>4,8</b>	<b>4,9</b>	<b>4,8</b>	<b>4,8</b>	<b>4,7</b>	<b>4,7</b>	<b>4,8</b>	<b>5,2- 5,5</b>	<b>5,7</b>	<b>5,7</b>	<b>5,5- 5,6</b>	<b>4,6- 4,8</b>	<b>4,1- 4,3</b>
Оренбургская область	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Астраханская область	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,0	3,0	2,8
Шельф Баренцева моря								0,1	0,2	0,2	0,5- 0,7	0,7- 0,9	0,6- 0,8
Прочие регионы	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,5	0,8-1,1	1,2	1,2	0,8	0,7	0,6
<b>В. Сибирь + Д. Восток</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,4</b>	<b>1,0</b>	<b>1,7</b>	<b>1,8</b>	<b>2,3</b>	<b>2,5</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>4,6- 5,3</b>	<b>4,8- 5,4</b>	<b>4,8- 5,4</b>

### 3.4. Ввод мощностей в добыче газа и конденсата

Для обеспечения добычи прогнозных объемов газа и конденсата предусматривается довод мощностей и проведение реконструкции (модернизации) объектов на действующих месторождениях, ввод в эксплуатацию объектов добычи на новых месторождениях.

Для поддержания проектных уровней отборов на действующих месторождениях в связи с их истощением, падением пластового давления, подъемом уровня ГВК, длительным сроком работы оборудования, необходимостью расширения зоны дренирования запасов углеводородов и другими объективными причинами, требуется ввод дожимных компрессорных станций (ДКС), дополнительное бурение и подключение скважин, а также проведение модернизации и реконструкции систем подготовки газа к транспорту, замены фонтанных арматур на скважинах, внедрение мероприятий по повышению эффективности работы скважин.

В таблице 3.4.1. представлены необходимые объемы работ по реконструкции на основных действующих месторождениях на период до 2015 года. Объемы работ на период 2016-2030 гг. будут определяться по результатам диагностики оборудования и последующим проектам реконструкции, выполняемым в процессе эксплуатации месторождений.

Для ввода и эффективной эксплуатации новых месторождений необходимо внедрение современных высокоэффективных технико-технологических решений с учетом передового мирового опыта.

На месторождениях полуострова Ямал предусматривается:

- освоение глубокозалегающих горизонтов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами с применением горизонтальных и многозабойных скважин;
- применение технологии комбинированной разработки многопластовых сеноман-аптских залежей;
- использование конструкций скважин с теплоизолированными трубами;
- разработка технологий строительства объектов и сооружений, обеспечивающих щадящее воздействие на вечномерзлые грунты и растительность, устойчивость скважин при протаивании многолетнемерзлых грунтов;
- организация комплексной системы мониторинга природно-технических систем на современной информационной базе.

При освоении ресурсов шельфа Российской Федерации планируется:

- строительство морских ледостойких стационарных платформ (МЛСП) различных типов;
- строительство подводных добычных комплексов с дистанционным управлением с берега;
- использование мобильных ледостойких платформ для круглогодичного бурения скважин с подводным обустройством их устьев;
- строительство скважин, обеспечивающих высокие дебиты;
- строительство подводных трубопроводов от МЛСП до береговых сооружений;
- транспорт продукции газовых скважин в многофазном состоянии на большие расстояния;

Необходимо отметить, что в России опыт обустройства морских месторождений ограничен строительством нескольких стационарных платформ, а опыт применения подводных добычных комплексов отсутствует.

В соответствии с прогнозом добычи газа и конденсата по действующим и вновь вводимым месторождениям России определены в динамике объемы ввода производственных мощностей в добыче на период 2008 – 2030 гг. (таблица 3.4.2). В целом по России для обеспечения планируемых уровней добычи газа на период до 2030 года необходимо ввести:

- УКПГ – от 54 до 64 ед. производительностью 659 - 770 млрд. м<sup>3</sup>;
- ДКС – от 379 до 422 ед. мощностью 5243 - 5955 МВт;
- скважин – от 4424 до 5123 ед.;
- платформ – от 8 до 12 ед.

Оценка потребности отрасли в газоперекачивающих агрегатах (ГПА) и металле для производства оборудования УКПГ, строительства морских платформ, строительства и подключения скважин на действующих и новых месторождениях приведена в таблице 3.4.3.

Представленные в таблицах 3.4.2 и 3.4.3 объемы ввода производственных мощностей и потребности отрасли в материально-технических ресурсах могут уточняться в зависимости от темпов освоения новых месторождений, развития новых технологий в газодобыче и т.д.

Таблица 3.4.1 Прогнозные объёмы работ по реконструкции объектов добычи газа по России

Статьи	Единицы измерения	2006 факт	2007 факт	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Замена ФА по результатам диагностики	скв.	14	14	17	17	18	17	22	25	28	27			
Замена НКТ, подземного скважинного оборудования	скв.	75	69	50	78	117	155	140	140	140	140			
Зарезка боковых стволов	скв.			1	2	3	12	15	15	14	13			
Система контроля технологических параметров работы скважин и шлейфов	компл.	93	193	170	220	245	250	250	250	250	250			
Реконструкция трубопроводов-шлейфов	км				28	31	120	160	60	60	60			
Сосуды, аппараты	шт.	36		26	23	19	16	12	12	12	12			
Замена СПЧ	компл.	20	43	49	35	42	20	15	19	12	19			
Объекты электро-, тепло-, водоснабжения и очистные сооружения	УКПГ, УППГ	1	10	15	11	20	21	19	18	20	18			
<b>Южный федеральный округ</b>														
Замена ФА по результатам диагностики	скв.	2	3	8	9	10	20	20	10	10	10			
Замена НКТ, подземного скважинного оборудования	скв.	11	3	8	9	17	12	12	10	10				
Зарезка боковых стволов	скв.		3	6	8	6	6	6	6	4	4			
Реконструкция трубопроводов-шлейфов	км					3	5	5	5	20	20			
Сосуды, аппараты	шт.							4	2	6	11			
Объекты электро-, тепло-, водоснабжения и очистные сооружения	УКПГ, УППГ				1	1		5	3	5	6			
<b>Приволжский федеральный округ</b>														
Замена ФА по результатам диагностики	скв.	23	33	43	40	40	25	30	30	30	30			
Замена НКТ, подземного скважинного оборудования	скв.	9	23	41	44	47	40	40	40	40	40			
Зарезка боковых стволов	скв.	9	9	6	7	5	6	6	6	6	6			
Реконструкция трубопроводов-шлейфов	км							120	120					
Сосуды, аппараты	шт.							2	1	3	1			
Замена СПЧ	компл.						6							
Объекты электро-, тепло-, водоснабжения и очистные сооружения	УКПГ, УППГ				1	2	3	3	3	3	2			

Таблица 3.4.2. Прогноз ввода мощностей по добыче газа и конденсата по России

Единица измерения	2006 факт	2007 факт	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2008-2030	
<b>Россия, всего</b>															
- УКПГ	ед./млрд. м <sup>3</sup> /год	1/20	4/23	2/34	6/20	2/11	5/73	1/1	3/48-4/81	1/30-2/62	1/10-1/16	9/166-13/140	17/142-18/174	7/125-10/159	54/659-64/770
- ДКС	ед. ГПА/МВт	3/48	8/99	22/308	18/282	22/278	7/83	7/102	8/146-12/210	22/306-24/311	102/1618-117/1809	68/879-80/1111	76/981-90/1211	379/5243-422/5955	
- скважины	единиц	296	141	216	261	225	222	188-288	155-204	199-227	619-953	1168-1224	990-1051	4424-5123	
- платформы	единиц			1	1		1	1		0-1	2-3	0-1	0-3	8-12	
<b>зона ЕСГ России</b>															
- УКПГ	ед./млрд. м <sup>3</sup> /год	1/20	4/23	2/34	3/16	1/10	5/73	1/1	3/48-4/81	1/30-2/62	1/10-1/16	7/157-11/131	16/142-17/174	7/125-10/159	47/645-57/756
- ДКС	ед. ГПА/МВт	3/48	8/99	22/308	18/282	22/278	7/83	7/102	8/146-12/210	22/306-24/311	100/1617-115/1808	57/721-69/953	59/723-73/953	349/4827-392/5539	
- скважины	единиц	296	141	213	250	196	211	154-254	146-195	190-218	516-850	1104-1160	937-998	4085-4784	
- платформы	единиц						1			0-1	2-3	0-1	0-3	5-9	
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>															
- УКПГ	ед./млрд. м <sup>3</sup> /год				3/4	1/1					2/9-4/39	1/0,3		7/14-9/44	
- ДКС	ед. ГПА/МВт										2/1-23/337	11/158	17/258	30/416-51/752	
- скважины	единиц			3	11	29	11	34	9	9	103-400	64-118	53-93	339-730	
- платформы	единиц			1	1		1							3	



**Таблица 3.4.3. Потребность в материально-технических ресурсах для обустройства объектов добычи газа и конденсата по России**

	Ед. измерения	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2008-2030
<b>УКПГ</b>													
количество	ед./млрд. м <sup>3</sup> /год	2/34	6/20	2/11	5/73	1/1	3/48- 4/81	1/30- 2/62	1/10- 1/16	9/166- 13/140	17/142- 18/174	7/125- 10/159	54/659- 64/770
потребность в металле	тыс. т	5,1	3,0	1,7	11,0	0,2	7,2- 12,2	4,5-9,3	1,5-2,4	21,0-24,9	21,3-26,1	18,8-23,9	95,1- 119,6
<b>ДЭС</b>													
количество	ед./МВт	22/308	18/282	22/278	7/83	7/102	25/256	8/146- 12/210	22/306- 24/311	102/1618- 117/1809	68/879- 80/1111	76/981- 90/1211	379/5243- 422/5955
потребность в металле	тыс. т	5,5	4,5	5,5	1,8	1,8	6,3	2,0-3,0	5,5-6,0	25,5-29,3	17,0-20,0	19,0-22,5	94,8- 105,5
<b>Скважины</b>													
количество	ед./млрд. м <sup>3</sup> /год	216	261	225	222	188- 288	181- 252	155- 204	199- 227	619- 953	1168- 1224	990- 1051	4424- 5123
потребность в металле	тыс. т	54,0	65,3	56,3	55,5	47,0- 72,0	45,3- 63,0	38,8- 51,0	49,8- 56,8	154,8- 238,3	292,0- 306,0	247,5- 262,8	1106,0- 1280,8
<b>Платформы</b>													
количество	шт.	1	1		1	1	1		0-1	2-3	0-1	0-3	8-12
потребность в металле	тыс. т	22	22	0	22	22	80	0	0-22	160-182	0-80	0-66	328-518
<b>Всего потребность в металле</b>	тыс. т	<b>86,6</b>	<b>94,8</b>	<b>63,40</b>	<b>90,2</b>	<b>70,9- 95,9</b>	<b>138,7- 161,4</b>	<b>45,3- 63,3</b>	<b>57,3- 86,7</b>	<b>365,2- 470,5</b>	<b>330,3- 432,1</b>	<b>285,3- 375,1</b>	<b>1623,9- 2023,8</b>

### 3.5. Транспорт газа

#### **Основные направления развития транспорта газа в зоне ЕСГ**

Газотранспортная система (ГТС) Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России развивается с 40-х годов 20 века и к настоящему времени включает в себя около 158 тыс. км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, 218 КС с установленной мощностью 41,4 тыс. МВт.

Схема газотранспортной системы приведена на рисунке 3.5.1.



**Рисунок 3.5.1**

*Газотранспортная система Единой системы газоснабжения России и основные месторождения газа*

Перечень основных магистральных газопроводов, образующих газотранспортную систему ЕСТ России, представлен в таблице 3.5.1.

**Таблица 3.5.1. Характеристика основных магистральных газопроводов ЕСТ России.**

Газопроводы	Год ввода	Протяженность, км	Диаметр, мм	Рабочее давление, МПа
Уренгой - Центр I	1984	3023	1400	7,4
Уренгой - Центр II	1985	3036	1400	7,4
Уренгой - Ужгород	1983	3324	1400	7,4
Уренгой - Петровск	1982	2733	1400	7,4
Уренгой - Новопсков	1983	3345	1400	7,4
Уренгой - Грязовец	1980	2300	1400	7,4
Челябинск - Петровск	1980	1220	1400	7,4
Петровск - Новопсков	1980	609	1200	5,4
СРТО - Торжок	1997	2200	1400	7,4
СРТО - Урал	1991	1986	1400	7,4
Ямбург - Поволжье	1990	1984	1400	7,4
Ямбург - Тула I	1988	2591	1400	7,4
Ямбург - Тула II	1989	3111	1400	7,4
Ямбург - Госграница ("Прогресс")	1988	3473	1400	7,4
Ямбург - Елец I	1986	3162	1400	7,4
Ямбург - Елец II	1987	3175	1400	7,4
Уренгой - Сургут - Челябинск I,II	1979, 1980	1780	1400	7,4
Комсомольское - Челябинск	1978	1547	1400	7,4
Оренбург - Госграница ("Союз")	1978	1140	1400	7,4
Торжок - Минск - Ивацевичи I	1974	390	1200	5,4
Торжок - Минск - Ивацевичи II	1978	390	1200	5,4
Торжок - Минск - Ивацевичи III	1983	390	1200	5,4
Починки - Изобильное - ССПХГ	1997	994	1400	7,4
Ямал - Европа	2001	402	1400	8,3
"Голубой поток"		756		
- сухопутный участок Россия-Турция	2002	364	1400	7,4/9,8
- по акватории Черного моря	2002	392	2 x 600	25
САЦ I	1967	841	1000	5,4
САЦ II	1970	920	1200	5,4
САЦ III	1972	752	1200	5,4
САЦ IV (1, 2 оч.)	1974, 1975	691	1400/1200	7,4/5,4
Починки - Ярославль	1987	449	1400	7,4
Магат - Северный Кавказ	1987	492	1400	7,4
Ухта - Торжок I	1969	1380	1200	5,4
Ухта - Торжок II	1972	1335	1200/1000	5,4
Ухта - Торжок III	1977	1340	1400	7,4
Грязовец - Торжок	1981	392	1200	5,4
Грязовец - Ленинград I	1979	661	1000	5,4
Грязовец - Ленинград II	1989	742	1200	5,4
Пунга - Вуктыл - Ухта I	1977	589	1200	5,4

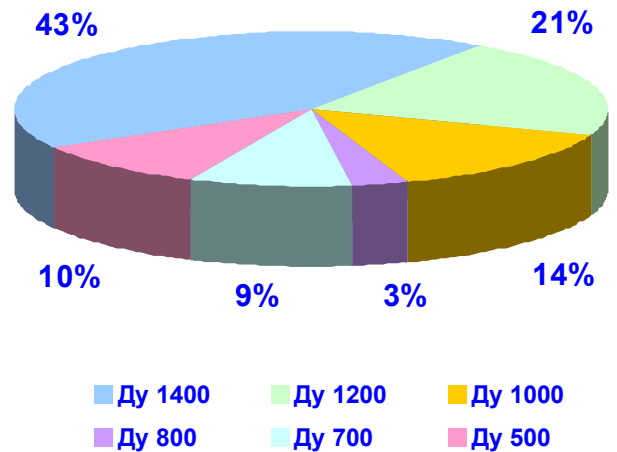
Газопроводы	Год ввода	Протяженность, км	Диаметр, мм	Рабочее давление, МПа
Пунга - Вуктыл - Ухта II	1976	572	1400	7,4
Пунга - Ухта - Грязовец III	1980	1517	1400	7,4
Торжок - Долина	1994	417	1400	7,4
Н.Тура - Пермь I	1967	364	1000	5,4
Н.Тура - Пермь II	1974	286	1000	5,4
Н.Тура - Пермь III	1979	258	1200	5,4
Сохрановка - Октябрьская	2001	310	1400	7,4
Заполярье - Уренгой I, II, III	2001, 2002	189	1400	7,4
СРТО - Омск	1988	821	1400/1200	7,4
Горький-Центр	1974	532	1200/1000	5,4
Грязовец-КГМО	1981	508	1200	5,4
Домбаровка-Оренбург	1977	392	1200	5,4
Елец-Курск-Диканька	1984	298	1200	5,4
Елец-Курск-Киев	1981	297	1200	5,4
Кази-Магомед-Моздок	1982	342	1200	5,4
Касимовская СПХГ-КГМО	1985	202	1200	5,4
Надым-Пунга I	1971	575	1200	5,4
Надым-Пунга II	1973	572	1200	5,4
Надым-Пунга IV	1976	568	1400	7,4
Надым-Пунга-Нижняя Тура III	1974	1181	1400	7,4
Оренбург-Новопсков	1975	760	1200	5,4
Острогжск-Шебелинка	1982	120	1200	5,4
Пермь-Горький I	1974	906	1200/1000	5,4
Пермь-Горький II	1979	927	1200/1000	5,4
Петровск-Елец	1981	598	1200	5,4
СРТО-Урал-II	1974	853	1200	5,4
Тула-Торжок	1995	516	1200	5,4
Тула-Шостка-Киев	1991	373	1200	5,4
Белоусово-Ленинград	1966	803	1000	5,4
Бухара-Урал I, II	1963, 1965	2163	1000	5,4
Валдай-Псков-Рига	1972	365	1000	5,4
Игрим-Серов-Н.Тагил	1966	707	1000	5,4
Ленинград-Выборг-Госграница I,II	1995	162	1000,1200	5,4
Острогжск-Белоусово	1965	532	1000	5,4

Сложившаяся структура газотранспортной системы по типам ГПА и диаметрам газопроводов представлена на рисунках 3.5.2 и 3.5.3.



**Рисунок 3.5.2**

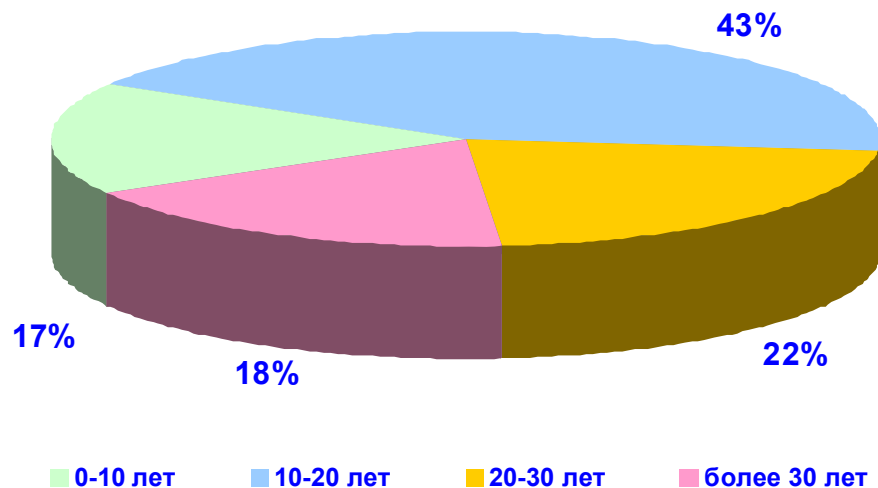
*Распределение парка ГПА по типам, %*



**Рисунок 3.5.3**

*Распределение линейной части по диаметрам трубопроводов, %*

Технический уровень и состояние линейной части газопроводов в значительной степени определяется сроком их эксплуатации (рисунок 3.5.4).



**Рисунок 3.5.4**

*Распределение линейной части по сроку эксплуатации, %*

Газотранспортная система ЕСТ России эксплуатируется свыше 50 лет. За этот период в результате физического износа оборудования ее производственная мощность снизилась ориентировочно на 8-8,5%. Износ основных фондов в транспорте газа и ПХГ в настоящее время составляет 62,5%.

В целях определения технического состояния линейной части газопроводов проводятся значительные работы по внутритрубной диагностике. Объем диагностических работ составляет порядка 18-20 тыс. км в год и намечается увеличить его до 25-30 тыс. км в 2030 году.

Протяженность газопроводов с пониженным разрешенным давлением составляет 11,8 % от общей протяженности газопроводов, в том числе

влияющих на пропускную способность – порядка 5 %. Основные причины снижения разрешенного рабочего давления – неудовлетворительное техническое состояние объектов линейной части, повышение аварийности.

Анализ аварийности на линейной части газопроводов показывает, что уровень отказов по причине коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), остается высоким.

В критическом состоянии по безопасности находятся порядка 50% подводных переходов, 21 % переходов через автомобильные и железные дороги, 10% - пересечений с трубопроводами.

В целом до настоящего времени объекты газотранспортной системы ЕСТ России достаточно стабильно выполняли свои функции. Однако, как уже отмечено выше, в отрасли назрел целый ряд проблем, связанных с моральным и физическим старением газопроводов.

### **Основные проблемы технического состояния объектов линейной части:**

- наличие участков газопроводов с коррозионными дефектами;
- значительная протяженность газопроводов, построенных в 80-е годы прошлого столетия с использованием в качестве изоляционного наружного покрытия полиэтиленовой ленты, имеющей срок службы немногим более 10 лет;
- необходимость повышения надежности и промышленной безопасности газопроводов, включая:
  - восстановление проектного положения газопроводов;
  - обеспечение надежности газопроводов на переходах через водные преграды, автомобильные и железные дороги, в местах сближения с населенными пунктами, промышленными и социально ориентированными объектами.

### **Основные проблемы технического состояния компрессорных станций магистральных газопроводов:**

- порядка 31,8% эксплуатируемых ГПА с газотурбинным приводом имеют наработку более 100 тыс. часов, при ресурсе 60-100 тыс. часов;
- сложная многоцеховая структура КС служит причиной повышения энергоемкости и эксплуатационных издержек;
- большое разнообразие оборудования по возрасту и типоразмерам (эксплуатируется 65 типов привода, 102 модификации газовых компрессоров (нагнетателей) и 153 комбинации «привод-компрессор»), значительно затрудняет организацию и проведение

ремонтно-технического обслуживания для поддержания его технического состояния на требуемом уровне;

- в улучшении нуждаются экологические характеристики КС, прежде всего в отношении выбросов оксидов азота.

**Основной проблемой энергетического оборудования является его моральное и физическое старение:**

- из 1800 электростанций собственных нужд КС 68 % выработали нормативный срок амортизации, составляющий 10-15 лет;
- из 21 тыс. ед. ячеек комплексных распределительных устройств (КРУ) 6-10 кВ - 74 % выработали нормативный срок амортизации, составляющий 10-15 лет;
- из 10000 подстанций 85 % выработали нормативный срок амортизации, составляющий 10-15 лет;
- из 95 тыс. км воздушных и кабельных линий 6-10 кВ - 40 % выработали нормативный срок амортизации, составляющий 20-25 лет;
- из 6000 котельных установок (котлов) - 54 % выработали нормативный срок амортизации, составляющий 10-15 лет;
- из 300 ед. водоочистных сооружений (ВОС) и 400 ед. канализационных очистных сооружений (КОС) около 35 % выработали нормативный срок амортизации, составляющий 20-25 лет.

Таким образом, газотранспортная подотрасль газовой отрасли России в настоящее время характеризуется следующими основными особенностями:

- предельной загрузкой действующей ГТС;
- моральным и физическим старением объектов транспорта газа;
- необходимостью выполнения значительных объемов работ по реконструкции и капитальному ремонту, как накопившихся в предшествующие периоды из-за различных негативных финансово-экономических и организационных факторов, так и связанных с продолжающейся естественной деградацией мощностей ГТС;
- сниженной по отношению к проекту производственной мощностью (производительностью) существующей ГТС;
- необходимостью приведения ГТС в соответствие с требованиями перспективного потокораспределения, надежности, промышленной безопасности и экономической эффективности;
- снижением входного давления на головных участках ГТС вследствие снижения пластового давления на основных месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона.

В период до 2011 г. имеется дефицит производительности газопроводов-отводов и ГРС, с учётом их годовой и пиковой загрузки, что не позволяет полностью удовлетворить потребность в газе. В основном, имеются ограничения по увеличению поставок газа в следующих субъектах федерации: Ивановской, Костромской, Нижегородской, Ярославской, Калининградской, Курганской, Ленинградской, Новгородской, Московской областях, Москве, Санкт-Петербурге, Республике Коми, Краснодарском крае. В настоящее время прорабатываются мероприятия по поэтапному снижению имеющихся ограничений, реализация которых позволит начиная с 2013 года обеспечить поставки газа по распределительным системам в необходимых объемах.

Указанные особенности текущего технического состояния газотранспортной системы, перспективы освоения новых газодобывающих регионов, реализация проектов по созданию новых транспортных маршрутов и необходимость удовлетворения растущего спроса на газ российских и зарубежных потребителей определяют дальнейшее развитие газотранспортной системы Единой системы газоснабжения России.

В период до 2011 года реализуются следующие основные проекты:

<b>Объекты транспорта газа</b>	<b>Протяженность, км</b>	<b>Установленная мощность, МВт</b>	<b>Условный диаметр, мм</b>	<b>Рабочее давление, МПа</b>
Уренгойский газотранспортный узел (расширение)	412	112	1400	7,4
Газопровод Заполярное-Уренгой (расширение)	82		1400	7,4
Газопровод СРТО-Торжок (завершение ввода КС)		455	1400	7,4
КС на газопроводе СРТО-Урал		317	1400	7,4
Газопровод Починки-Грязовец	653	192	1400	7,4
Газопровод Касимовское ПХГ-Воскресенск	205	60	1400	7,4
Грязовец – Выборг (российский сухопутный участок газопровода «Северный поток»)	917	412	1200/1400	9,8



Периоды поэтапного ввода реализуемых проектов следующие:

Проект	Период ввода
Уренгойский газотранспортный узел (расширение)	2008-2009
Газопровод Заполярное-Уренгой (расширение)	2008-2009
Газопровод СРТО-Торжок (завершение ввода КС)	2008-2011
КС на газопроводе СРТО-Урал	2008-2009
Газопровод Починки-Грязовец	2008-2015
Газопровод Касимовское ПХГ-КС Воскресенск	2008
Грязовец – Выборг (российский сухопутный участок газопровода «Северный поток»)	2006-2013

В целях обеспечения перспективных потоков газа, повышения надежности транспортировки газа, промышленной и экологической безопасности газотранспортных объектов, экономической эффективности транспортировки газа предусматривается в период до 2011 года реализация следующих мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению объектов транспорта газа и компрессорных станций ПХГ:

Показатель	Ед. измер.	Значение
Обновление парка ГПА, всего	МВт	6895
в том числе:	(шт.)	(501)
- замена на современное оборудование;		5187
		(379)
- модернизация существующего парка газоперекачивающих агрегатов		1708
		(122)
Строительство лупингов	км	946
Строительство перемычек	шт.	276
	км	245
Реконструкция ГРС	ед.	319
Реконструкция газопроводов-отводов	км	934
Повышение контролируемости подачи газа по системе за счет сооружения:		
- газоизмерительных станций;	ед.	55
- ПЗРГ		215

В период после 2011 года намечена реализация проектов по строительству новых транспортных мощностей, развитие которых определяется с учетом:

- планов по освоению новых газодобывающих регионов;
- формирования новых экспортных направлений поставки газа;

- расширения региональных ГТС для обеспечения поставок газа потребителям всех уровней, в том числе смежных отраслей энергетического сектора страны;
- поддержания технического состояния производственных объектов;
- обеспечения надежности, промышленной и экологической безопасности транспортировки газа, а также энергетической безопасности страны;
- повышения экономической эффективности транспортировки газа, включая энергосбережение и использование инновационных технологий.

### **Газопровод Северный поток**

Реализация проекта «Северный поток» направлена на диверсификацию маршрутов экспорта газа в Европу и снижение транзитных рисков. Проект включает в себя сухопутный участок Грязовец – Выборг на территории России и участок от Выборга до Грайсвальда.

Магистральный газопровод Грязовец – Выборг предназначен для обеспечения поставок газа в газопровод «Северный поток» и потребителям Северо-Западного региона России. Протяженность газопровода – 917 км, диаметр 1420 мм, рабочее давление 9,8 МПа. Проектом предусматривается строительство семи компрессорных станций, включая КС «Портовая» на берегу Финского залива в районе Выборга. Завершение строительства газопровода планируется в 2013 г.

Морской газопровод через Балтийское море соединит побережье России под Выборгом и Германии в районе Грайсвальда. Протяженность газопровода - 1200 км, диаметр труб - 1200 мм, рабочее давление 22 МПа. Строительство первой нитки пропускной способностью 27,5 млрд. м<sup>3</sup> в год намечено завершить в 2011 году, второй – в 2012 г. После ввода в эксплуатацию второй нитки морского газопровода его производительность составит 55 млрд. м<sup>3</sup> в год.

Строительство газопровода осуществляется с применением инновационных технологий: транспортировка газа по морскому газопроводу протяженностью 1200 км будет осуществляться без промежуточных компрессорных станций, газопровод будет разделен на 3 секции с различной толщиной труб и др.

В связи со значительной протяженностью морского газопровода и отсутствием промежуточных компрессорных станций в начальной точке газопровода предъявляются жесткие требования к входному давлению, качеству газа, диспетчерскому управлению компрессорной станцией «Портовая» на побережье России. Трасса газопровода проходит в зоне экономических интересов Финляндии, Швеции и Дании, что требует получения соответствующих правительственных разрешений на строительство газопровода.

## **Газотранспортная система с полуострова Ямал**

Многониточная газотранспортная система с п-ова Ямал позволит обеспечить транспортировку газа из нового газодобывающего региона в ЕСГ России в район КС Ухта и далее по направлению Ухта-Грязовец-Торжок. Протяженность трассы новой газотранспортной системы составит свыше 2400 км. Планируемые к строительству газопроводы будут эксплуатироваться при рабочем давлении –11,8 и 9,8 МПа. В перспективе к 2030 году объем транспортировки газа с п-ова Ямал может достичь 280-315 млрд. м<sup>3</sup> в год.

Ввод первых пусковых комплексов по обустройству сеноман-аптских залежей Бованенковского месторождения производительностью не менее 15 млрд. куб. м. в год и системы магистральных газопроводов Бованенково-Ухта планируется осуществить в 2011 году.

Трасса будущего коридора газопроводов на участке Бованенково-Ухта (1100 км) характеризуется значительной удаленностью от производителей материально-технических ресурсов, неразвитостью транспортной, энергетической, социальной, и рыночной инфраструктуры, большой протяженностью участков газопроводов с суровым климатом, вечной мерзлотой, болотистой и гористой местностью, значительной обводненностью и, как следствие, большим количеством переходов через водные преграды, в т.ч. через Байдарацкую губу протяженностью 76,4 км.

В целях повышения эффективности транспортировки газа газопроводы на участке Бованенково-Ухта будут эксплуатироваться с рабочим давлением 11,8 МПа, что требует применения при их строительстве новых технологий, в т.ч. труб из стали марки X 80 с внутренним гладкостным покрытием, новых технологий и материалов при сварке труб и др.

## **Газопровод Мурманск-Волхов**

Газопровод Мурманск-Волхов позволит обеспечить поставки газа со Штокмановского месторождения для потребителей Северо-Западного региона России и экспортных поставок по газопроводу «Северный поток». Протяженность газопровода составит 1365 км из труб диаметром 1200-1400 мм на рабочее давление 9,8 МПа. Производительность газопровода с учетом поставок газа потребителям Мурманской области и Республики Карелия составит 26-50 млрд.м<sup>3</sup>/год в зависимости от объемов добычи газа и производства СПГ.

Газопровод намечается проложить по территориям Мурманской области, Республики Карелия и Ленинградской области. Трасса газопровода характеризуется значительным количеством переходов через водные преграды и наличием скальных грунтов и заболоченных территорий.

## **Газопроводы-подключения с месторождений Обской и Тазовской губ**

Строительство газопроводов-подключений с месторождений Обской и Тазовской губ позволит обеспечить поставки газа с указанных месторождений в объеме до 75 млрд.м<sup>3</sup>/год в ЕСГ России в район ГКС Ямбургская. Суммарная протяженность газопроводов-подключений Ду 500-1000 составит более 500 км.

Строительство газопроводов-подключений с месторождений Обской и Тазовской губ потребует проведения работ в крайне суровых климатических условиях севера Тюменской области, значительных транспортных расходов по доставке грузов, связанных с удаленностью от производителей материально-технических ресурсов. Строительство будет проводиться в стесненных условиях на территориях с вечномерзлыми грунтами и значительным количеством водных преград.

Поставка газа с месторождений Обской и Тазовской губ позволит дозагрузить высвобождающиеся мощности ГТС, обеспечивающей транспортировку газа из Надым-Пур-Тазовского региона.

## **Газопровод «Южный поток»**

«Южный поток» предназначен для обеспечения поставок российского природного газа в страны Южной Европы через Черное море с учетом использования лучших технических решений и технологий. Реализация проекта позволит диверсифицировать экспортные потоки, обеспечить возможность их маневрирования, повысить энергетическую безопасность европейских стран – потребителей российского природного газа, минимизировать объемы транспортировки российского природного газа по территориям зарубежных государств за счет возможных объемов переноса экспортных поставок газа с «украинского» коридора.

Предполагается, что морской участок газопровода пройдет из России в Болгарию через акваторию Черного моря. Общая протяженность черноморского участка составит около 900 километров, максимальная глубина – более двух километров, проектная производительность – 31 млрд. куб. м. Для строительства сухопутного участка рассматриваются различные маршруты, проходящие по территориям стран восточной и центральной Европы.

Для реализации проекта на территории России потребуются строительство около 2400 км газопроводов диаметром 1420 мм.

Трасса газопровода на территории России проходит в центральных регионах страны с развитой инфраструктурой. Проектирование и строительство газопровода осложняет наличие по трассе газопровода территорий с ограничением хозяйственной деятельности. В связи с этим объемы строительства на территории России будут минимизированы с учетом оптимального использования действующих газотранспортных мощностей.

Очередность ввода новых мощностей в транспорте газа на долгосрочную перспективу определяется с учетом ожидаемых сроков их эффективной загрузки и обеспечения оптимальной производительности действующей газотранспортной системы.

Сроки ввода перспективных объектов будут определяться исходя из конъюнктуры внешних и внутренних рынков, государственной политики в отрасли (включая налогообложение), динамики цен на металл и других факторов.

В соответствии с прогнозами ожидаются следующие периоды поэтапного ввода основных перспективных проектов:

<b>Проект</b>	<b>Период ввода</b>
Газотранспортная система с полуострова Ямал	2011-2030
Газопровод Мурманск-Волхов	2013-2020
Газопроводы-подключения с месторождений Обской и Тазовской губ	2017-2030
Газопровод Южный поток	2015-2024

Вне зависимости от изменения внешних условий сроки поэтапного ввода основных газотранспортных проектов следующие:

- ГТС с п-ва Ямал  
(Ямал-Ухта-Торжок, Ухта-Починки) 2011-2030
- Мурманск-Волхов 2013-2020

Основные направления развития газотранспортной системы в зоне ЕСГ на период до 2030 года представлены на рисунке 3.5.5.



**Рисунок 3.5.5**

*Основные направления развития газотранспортной системы в зоне ЕСГ на период до 2030 года*

В целях поддержания технического состояния производственных объектов, повышения надежности транспортировки газа, обеспечения промышленной и экологической безопасности ГТС в период после 2010 года будут продолжаться работы по ее реконструкции и техническому перевооружению.

Прогноз объемов реконструкции в период после 2010 г. определен с учетом:

- технологических критериев, отражающих предельное техническое состояние объектов, при котором их дальнейшая эксплуатация невозможна или осуществляется с нарушением требований транспортировки газа (прежде всего, по объему транспорта) или правил и норм промышленной и экологической безопасности;
- системных критериев, учитывающих технологическую взаимосвязь объектов добычи газа, ГТС и ПХГ;
- экономических критериев, предусматривающих выполнение сопоставления вариантов реконструкции между собой, а также выбор между реконструкцией в сочетании с капитальным ремонтом и новым строительством.

Прогноз технического состояния линейной части выполнен на основе результатов внутритрубной диагностики и ретроспективных данных о состоянии участков магистральных газопроводов (дефекты трубопроводов, изоляции, запорной арматуры и т.д.), включая аварийные ситуации. При этом учитывалась возможность продления ресурса и сроков службы газопроводов.

Для основного технологического оборудования КС в качестве базового критерия принята «выработка назначенных ресурсов» (для эксплуатируемых ГПА она составляет 40-100 тыс. час., в зависимости от типа ГПА).

Анализ технического состояния ГТС на базе принятых критериев показал, что в период 2008-2030 гг. необходимо будет реконструировать 33,2-35,2 тыс. МВт установленной мощности компрессорных станций и 36,6-38,8 тыс. км линейной части газопроводов. При этом большая часть работ приходится на газопроводы Центрального коридора и головные участки ГТС Надым-Пур-Тазовского региона.

Объемы необходимой реконструкции линейной части и КС с течением времени будут возрастать. К концу рассматриваемого периода объемы работ на линейной части увеличатся более чем в 2 раза по отношению к периоду 2008-2010 гг. Объемы реконструкции компрессорных станций достигают пика в период 2016-2020 гг., а в последующие годы снижаются (на 4,2 %).

Развитие газотранспортных мощностей ЕСГ до 2030 года по пятилеткам рассматриваемого периода представлено в таблице 3.5.2, а показатели реконструкции линейной части и КС приведены в таблице 3.5.3.

**Таблица 3.5.2. Прогноз ввода новых газотранспортных мощностей  
в детализации субъектов РФ в зоне ЕСГ**

Наименование участков, показатели	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	ИТОГО
<b>ВСЕГО по зоне ЕСГ:</b>						
ЛЧ, км	1817	4631-9131	2347-3276	3625-4244	3982-5129	<b>17109-23537</b>
КС, шт.	19	25-50	19-28	17-23	30-34	<b>120-151</b>
ГПА, шт.	82	124-246	79-125	74-102	140-155	<b>541-699</b>
Мощность, МВт	1529	2740-5070	1885-2891	1661-2291	3320-3578	<b>12023-15145</b>
<b>в том числе по субъектам РФ</b>						
<b>Тюменская область</b>						
ЛЧ, км	434	676-1514	244-360	224-472	384-680	<b>1964-3704</b>
КС, шт.	6	5-13	2-3	2-3	5-7	<b>21-32</b>
ГПА, шт.	25	25-64	10-16	10-15	20-25	<b>95-144</b>
Мощность, МВт	445	490-1114	205-301	160-240	365-445	<b>1745-2529</b>
<b>Республика Коми</b>						
ЛЧ, км	0	1472-2143	850-1141	1177-1536	1750-2279	<b>5650-7265</b>
КС, шт.	1	7-14	6-8	6-8	14-15	<b>36-45</b>
ГПА, шт.	5	34-68	29-39	29-39	73-83	<b>180-229</b>
Мощность, МВт	80	850-1700	725-975	725-975	1825-2075	<b>4455-5680</b>
<b>Кировская область</b>						
ЛЧ, км					515-1030	<b>515-1030</b>
КС, шт.					3-6	<b>3-6</b>
ГПА, шт.					12-24	<b>12-24</b>
Мощность, МВт					300-600	<b>300-600</b>
<b>Республика Марий Эл</b>						
ЛЧ, км					205-410	<b>205-410</b>
КС, шт.					1-2	<b>1-2</b>
ГПА, шт.					4-8	<b>4-8</b>
Мощность, МВт					100-200	<b>100-200</b>
<b>Архангельская область</b>						
ЛЧ, км	209	214-374	185-284	253-348	80-198	<b>1094-1199</b>
КС, шт.	2	2-3	1-3	2-3	0-2	<b>10</b>
ГПА, шт.	8	8-12	4-12	8-12	0-8	<b>40</b>
Мощность, МВт	155	200-300	100-300	200-300	0-200	<b>955</b>
<b>Вологодская область</b>						
ЛЧ, км	207	452-792	382-496	674-801	284-383	<b>2082-2453</b>
КС, шт.	4	5-6	3-6	4-6	0-5	<b>22</b>
ГПА, шт.	15	29-33	12-24	16-25	0-21	<b>97</b>
Мощность, МВт	294	608-708	300-600	400-580	0-480	<b>2182</b>
<b>Ярославская область</b>						
ЛЧ, км	144		143-355	154-235	64-207	<b>675-729</b>
КС, шт.			1	0-2	0-2	<b>3</b>
ГПА, шт.			4	0-9	0-6	<b>13</b>
Мощность, МВт			100	0-180	0-180	<b>280</b>
<b>Тверская область</b>						
ЛЧ, км			146-400	27-237	18-22	<b>401-445</b>
КС, шт.			0-2	0-1		<b>1-2</b>
ГПА, шт.			0-8	0-4		<b>4-8</b>
Мощность, МВт			0-200	0-100		<b>100-200</b>



Наименование участков, показатели	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	ИТОГО
<b>Ленинградская область</b>						
ЛЧ, км	483	635				<b>1118</b>
КС, шт.	2	5-6	0-1			<b>8</b>
ГПА, шт.	11	25-28	0-3			<b>39</b>
Мощность, МВт	275	517-592	0-75			<b>867</b>
<b>Мурманская область</b>						
ЛЧ, км		420				<b>420</b>
КС, шт.		1-2	1			<b>2-3</b>
ГПА, шт.		3-6	3			<b>6-9</b>
Мощность, МВт		75-150	75			<b>150-225</b>
<b>Республика Карелия</b>						
ЛЧ, км		715				<b>715</b>
КС, шт.		0-2	0-3			<b>2-3</b>
ГПА, шт.		0-3	3-9			<b>6-9</b>
Мощность, МВт		0-75	75-225			<b>150-225</b>
<b>Московская область</b>						
ЛЧ, км			0-294	60-354		<b>354</b>
КС, шт.			0-2	0-2		<b>2</b>
ГПА, шт.			0-8	0-8		<b>8</b>
Мощность, МВт			0-128	0-128		<b>128</b>
<b>Оренбургская область</b>						
ЛЧ, км	71	46				<b>117</b>
<b>Нижегородская область</b>						
ЛЧ, км	207			27-121	127-199	<b>429-455</b>
КС, шт.	2			0-1		<b>2-3</b>
ГПА, шт.	11			0-4		<b>11-15</b>
Мощность, МВт	176			0-64		<b>176-240</b>
<b>Республика Мордовия</b>						
ЛЧ, км				96-131	0-40	<b>131-136</b>
КС, шт.				1		<b>1</b>
ГПА, шт.				3		<b>3</b>
Мощность, МВт				48		<b>48</b>
<b>Владимирская область</b>						
ЛЧ, км	30			0-65	44-162	<b>139-192</b>
КС, шт.					0-1	<b>0-1</b>
ГПА, шт.					0-4	<b>0-4</b>
Мощность, МВт					0-64	<b>0-64</b>
<b>Ивановская область</b>						
ЛЧ, км				0-84	0-84	<b>84</b>
КС, шт.				0-1	0-1	<b>2</b>
ГПА, шт.				0-4	0-4	<b>10</b>
Мощность, МВт				0-64	0-64	<b>160</b>
<b>Омская область</b>						
КС, шт.	1					<b>1</b>
ГПА, шт.	1					<b>1</b>
Мощность, МВт	8					<b>8</b>
<b>Новосибирская область</b>						
ЛЧ, км		0-176				<b>0-176</b>
КС, шт.		0-1				<b>0-1</b>
ГПА, шт.		106	0-1			<b>0-7</b>
Мощность, МВт		0-96	0-16			<b>0-112</b>

Наименование участков, показатели	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	ИТОГО
<b>Ставропольский край</b>						
ЛЧ, км		0-56	0-56	0-24		<b>56-80</b>
<b>Краснодарский край</b>						
ЛЧ, км		0-172	0-177	0-30		<b>172-207</b>
КС, шт.		0-1	0-1			<b>1</b>
ГПА, шт.		0-5	0-5			<b>5</b>
Мощность, МВт		0-80	0-80			<b>80</b>
<b>Республика Алтай и Алтайский Край</b>						
ЛЧ, км		0-1112				<b>0-1112</b>
КС, шт.		0-3				<b>0-3</b>
ГПА, шт.		0-17	0-3			<b>0-20</b>
Мощность, МВт		0-272	0-48			<b>0-320</b>
<b>Пензенская область</b>						
ЛЧ, км				99-132	0-38	<b>127-137</b>
<b>Саратовская область</b>						
ЛЧ, км				88-141	0-40	<b>88-141</b>
<b>Волгоградская область</b>						
ЛЧ, км		0-123	0-161	0-90		<b>123-251</b>
<b>Ростовская область</b>						
ЛЧ, км			0-24			<b>0-24</b>
<b>Томская область</b>						
ЛЧ, км		0-853				<b>0-853</b>
КС, шт.		0-3				<b>0-3</b>
ГПА, шт.		0-13	0-3			<b>0-16</b>
Мощность, МВт		0-208	0-48			<b>0-256</b>

**Таблица 3.5.3. Прогноз реконструкции КС и ЛЧ в 2008-2030 гг.**

Показатели	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Всего 2008-2030
Реконструкция КС (МВт)	5 126	6374-6 890	7 645-7 897	7 074-7 845	6 942-7 447	<b>33 160-35 206</b>
Головные участки и Центральный коридор	2 637	4 475-4 822	5 532-5 767	5 009-5 788	4 480-5 179	<b>22 132-24 029</b>
Северный коридор	1 398	611-657	590-724	616-724	730,3	<b>3 945-4 233</b>
Южный коридор	1 091	1266-1 411	1 378-1 511	1 334-1 421	1 498-1 732	<b>6 674-6 969</b>
Реконструкция ЛЧ (км)	4 433	6 841-7 466	7 387-7 916	8 439-9 285	9 484-9 711	<b>36 583-38 811</b>
Головные участки и Центральный коридор	2 345	4 324-4 680	4 847-5 117	5 349-6 153	5 494-6 049	<b>22 359-24 163</b>
Северный коридор	195	1 095-1 252	969-1 290	1 286-1 505	1 664	<b>5 209-5 906</b>
Южный коридор	1 893	1 388-1 533	1 436-1 509	1 628-1 738	1 984-2 326	<b>8 520-8 807</b>

## Основные направления развития транспорта газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

В настоящее время в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке отсутствует Единая система газоснабжения. На территории данного региона функционируют отдельные локальные газопроводы, обеспечивающие поставки газа для нужд местных потребителей.

Условия создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке газотранспортной системы характеризуются труднодоступностью районов, удаленностью объектов строительства от производителей материально-технических ресурсов, неразвитостью социальной, транспортной, энергетической и рыночной инфраструктуры, большой протяженностью участков газопроводов с суровым климатом, вечной мерзлотой, болотистой и гористой местностью, сложным рельефом и высоким уровнем сейсмичности.

Формирование газотранспортной системы на востоке страны будет осуществляться в зависимости от спроса на природный газ на внутреннем и внешнем рынках посредством поэтапного объединения четырех центров газодобычи: Сахалинского, Якутского, Иркутского и Красноярского, с возможностью, в случае экономической эффективности, подключения к ЕСГ.

На рисунке 3.5.6 приведены основные направления развития транспорта газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.



**Рисунок 3.5.6**

*Развитие газотранспортных систем в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.*

На Дальнем Востоке планируется строительство новой газотранспортной системы «Сахалин – Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск – гр. Республики Корея». В Восточной Сибири предусматривается развитие системы транспортировки газа от Иркутского и Красноярского центров газодобычи региональным потребителям.

В случае формирования коммерческих условий для увеличения объемов поставок газа на экспорт в Китай и Республику Корея с 25 до 50 млрд. куб. м газа в год, предусмотрено подключение месторождений Якутского или Иркутского центров газодобычи посредством строительства трубопровода до Хабаровска протяженностью около 2,7 тыс. км, диаметром 1420 мм на рабочее давление 9,8 МПа.

Общая протяженность сооружаемых трубопроводов диаметром от 720 до 1420 мм составит свыше 7 тыс. км.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке предусматривается создание следующих газотранспортных систем:

Объекты транспорта газа	Протяженность, тыс. км	Установленная мощность, МВт	Условный диаметр, мм	Рабочее давление, МПа
Магистральные газопроводы с Сахалинского центра газодобычи	2,5 – 2,8	422 – 556	800 – 1400	9,8 – 13,0
Магистральные газопроводы с Якутского центра газодобычи	0 – 2,8	0 – 696	0 - 1400	9,8
Магистральные газопроводы с Иркутского и Красноярского центров газодобычи	1,8	48	700 – 800	5,4 – 7,4

Объемы ввода новых газотранспортных мощностей в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке на период до 2030 года представлены в таблице 3.5.4

**Таблица 3.5.4** Прогноз ввода новых газотранспортных мощностей в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Показатели	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	ИТОГО
ЛЧ, км	2179	1993	0-3110			<b>4172-7282</b>
КС, шт.		3	6-17			<b>9-20</b>
ГПА, шт.		8-12	16-52			<b>28-60</b>
Мощность, МВт		214-248	248-1044			<b>462-1292</b>

## **Потребность в материально-технических ресурсах**

### **Потребность в трубах большого диаметра**

Развитие газовой отрасли неразрывно связано с трубной промышленностью, с ее техническими и производственными возможностями обеспечения потребности предприятий отрасли в трубах диаметром 530-1420 мм с учетом возрастающих требований к надежности и эффективности газотранспортных систем.

Расчетная потребность в трубах диаметром 530-1420 мм для сооружения новых газопроводов и реконструкции действующих на период до 2030 года представлена в таблице 3.5.5.

**Таблица 3.5.5. Потребность в трубах диаметром 530-1420 мм для нового строительства и реконструкции**

тыс. тонн

Показатели	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	ИТОГО
ВСЕГО:	3277,9-5662,9	1847-3078	2066-2625	2778-3555	1549-2094	<b>12099-16835</b>
в том числе:						
1400 (9,8-11,8 МПа)	2522,4-4278,1	1589-2678	1568-2417	2172-3427	1293-2068	<b>10064-14202</b>
1200 (9,8-11,8 МПа)	231,9	143	66	44-88	22-66	<b>508-596</b>

Потребность газовой отрасли в трубах 530-1220 мм планируется полностью обеспечивать за счет предприятий отечественной трубной промышленности.

В настоящее время трубы диаметром 1420 мм поставляют следующие отечественные производители:

- Волжский трубный завод – спиральношовные трубы на давление до 8,3 МПа с наружным изоляционным и внутренним гладкостным покрытиями;
- Выксунский металлургический завод – одношовные прямошовные трубы на давление до 9,8 МПа с наружным изоляционным и внутренним гладкостным покрытиями;
- Ижорский трубный завод – одношовные прямошовные трубы на давление до 9,8 МПа с наружным изоляционным и внутренним гладкостным покрытиями.

Кроме того, Харцызский трубный завод (Украина) по заказам ОАО «Газпром» поставляет двухшовные прямошовные изолированные трубы диаметром 1020-1420 мм на давление до 8,3 МПа.

В целях обеспечения строящихся объектов ОАО «Газпром» необходимой высококачественной трубной продукцией к производителям труб предъявляются следующие требования:

- возможность изготовления труб диаметром до 1420 мм включительно из стали класса прочности X70, X80, а в перспективе и X100, длиной до 18 м на давление 9,8 - 11,8 МПа с наружным трехслойным антикоррозионным полимерным и внутренним гладкостным покрытиями;
- возможность изготовления труб больших диаметров на рабочее давление до 25 МПа с толщиной стенки до 40 мм с покрытиями по специальным техническим требованиям ОАО «Газпром» для укладки газопроводов по морскому дну;
- конкурентоспособность производимых труб по качеству и цене.

Начиная с 2008 года потребность отрасли в трубах большого диаметра (530-1420 мм) для строительства новых магистральных газопроводов и реконструкции действующих предполагается обеспечивать, в основном, поставками с российских заводов: Волжского трубного, Выксунского металлургического, Челябинского трубопрокатного и Ижорского трубного заводов.

### Газоперекачивающие агрегаты

На российских предприятиях: АО «Пермские моторы», ОАО НПО «Искра» (г. Пермь), АББ «Невский завод», Казанское НПО, «Уральский турбомоторный завод» (г. Екатеринбург) и других осваивается ряд новых прогрессивных модификаций газоперекачивающих агрегатов как для нового строительства, так и для замены используемых в настоящее время агрегатов устаревших конструкций производства заводов России и Украины.

Отечественными заводами в настоящее время поставляются газоперекачивающие агрегаты:

- ГПА-10ДКС-10ПХГ – для дожимных компрессорных станций и КС на ПХГ с КПД на валу турбины 34%;
- ГПА-12 «Урал» - для линейных КС. Созданы на базе ГТУ-12П и комплектуются центробежным нагнетателем. КПД на валу турбины 34%;
- ГПА-16 «Урал» - для линейных КС. КПД-36,3%;
- ГПА 16ДКС «Урал» - для нового строительства и реконструкции КС. Созданы на базе ГТУ-16П. КПД на валу турбины-36,6.

Потребность в газоперекачивающих агрегатах для нового строительства и реконструкции представлена в таблица 3.5.6 и 3.5.7

*Таблица 3.5.6. Оценка потребности в газоперекачивающих агрегатах для нового строительства в период до 2030 г.*

Тип ГПА	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	ВСЕГО
<b>Всего</b>	<b>82-86</b>	<b>124-246</b>	<b>79-125</b>	<b>74-102</b>	<b>140-155</b>	<b>541-699</b>
ГПА-25	25	84-126	69-107	53-75	120-122	375-449
ГПА-16(12)	56-60	40-120	10-18	21-31	20-33	165-249

*Таблица 3.5.7. Оценка потребности в газоперекачивающих агрегатах для проведения реконструкции в период до 2030 г.*

Тип ГПА	Ед. мощн. [МВт]	2008	2009	2010	2008-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2016-2030
ГПА-4(6,3-8)	4-6,3-8	34	43	45	122	35	30	30	30	30	155	1100 - 1400 МВт ежегодно
ГПА-10(12)	10-12	22	27	25	74	23	23	24	25	28	123	
ГПА-16(18)	16-18	32	61	64	157	32	33	34	35	40	174	
ГПА-25	25	18	14	11	43	12	14	14	14	14	68	
<b>Итого МВт</b>		<b>1408</b>	<b>1874</b>	<b>1844</b>	<b>5126</b>	<b>1108</b>	<b>1327</b>	<b>1126</b>	<b>1502</b>	<b>1474</b>	<b>6537</b>	

### 3.6. Подземное хранение газа

#### **Основные направления развития подземного хранения газа**

За 50 лет в Российской Федерации создана развитая система подземного хранения газа, являющаяся составной частью ЕСГ и выполняющая следующие функции:

- регулирование сезонной неравномерности газопотребления в РФ;
- хранение резервов газа на случай аномально холодных зим;
- регулирование неравномерности экспортных поставок газа;
- обеспечение подачи газа в случае нештатных (аварийных) ситуаций в ЕСГ;
- хранение долгосрочных резервов газа на случай форс-мажорных обстоятельств в добыче или импорте газа. В настоящее время эксплуатируются 25 объектов ПХГ с объемом товарного газа 63,5 млрд. м<sup>3</sup> и возможностью максимального суточного отбора на начало сезона 608 млн. м<sup>3</sup>, с фондом эксплуатационных скважин 2604 ед. Установленная мощность компрессорных станций ПХГ составляет 762,3 МВт.

В истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях создано 18 объектов ПХГ (объем товарного газа 49,6 млрд. м<sup>3</sup>), в водоносных пластах - 7 объектов (объем товарного газа 13,9 млрд. м<sup>3</sup>). Достигнутые показатели подземного хранения газа приведены в таблице 3.6.1.

Созданные мощности ПХГ в зоне ЕСГ достаточны для регулирования сезонной неравномерности поставок газа потребителям России и на экспорт. Основные мощности по подземному хранению газа расположены в Южном, Приволжском федеральных округах. Дефицит резервных мощностей в период наступления холодных зим наблюдается в Северо-Западном, Центральном и Уральском федеральных округах. В Сибирском округе ПХГ отсутствуют.

В периоды резких понижений температуры воздуха производительность по отбору действующих ПХГ не достаточна для обеспечения повышенного спроса на газ. С целью обеспечения надежного газоснабжения в указанные периоды планируется создание ПХГ в отложениях каменной соли (пиковых хранилищ).

Кроме того, следует отметить, что возраст половины действующих в стране ПХГ превышает 30 лет, а 8 ПХГ находятся в эксплуатации более 40 лет.



Таблица 3.6.1 - Показатели подземного хранения газа на 01.01.2008 г.

Наименования объектов	Активная емкость, млн.куб.м		Максимальный суточный отбор, млн.куб.м		Производительность по отбору			Количество эксплуатационных скважин			Мощность КС, тыс. кВт	
	По проекту обустр.	Факт		По проекту	Возможный на начало сезона	Максимально достигнутый за последние 10 лет млн.куб.м	Среднесут. в декабре-феврале в соотв. с заданием в текущ. сезоне	По проекту	Фактическое		По проекту	Факт
		По обустр.	Товарный газ, на 15.10.2007						Пробурено	Подключено		
		75438	64944									
<b>РОССИЯ</b>	<b>75438</b>	<b>64944</b>	<b>63500</b>	<b>761</b>	<b>608.0</b>	<b>591</b>	<b>492.35</b>	<b>2764</b>	<b>2604</b>	<b>2580</b>	<b>891.9</b>	<b>762.3</b>
<b>I. ПХГ созданные в истощенных месторождениях</b>												
<b>Всего:</b>	<b>58268</b>	<b>49394</b>	<b>49645</b>	<b>552</b>	<b>435.8</b>	<b>432</b>	<b>375.32</b>	<b>2012</b>	<b>1916</b>	<b>1892</b>	<b>641.3</b>	<b>536.2</b>
Песчано-Уметское	2400	2400	2400	28	27.6	24	21.32	125	112	111	37.8	37.8
Елшано-Курдюмское	3010	3010	2850	38	35.5	32	23.71	155	155	153	40.0	55.1
- тульский г-т	300	300	300	8	6.0	7	3.11	26	26	25		4.4
- бобриковский г-т	2710	2710	2550	30	29.5	26	20.60	129	129	128		50.7
Степновское, в т.ч.	7430	4200	4200	80	45.1	47	38.52	239	185	164	165.9	156.0
- г-т Д2IVa+б	1930	650	650	20	7.1	8	5.11	61	43	23		0.0
- г-т Д2V+VI	5500	3550	3550	60	38.0	40	33.41	178	142	141		156.0
Дмитриевское	125	125	108	1	1.2	1	0.78	26	26	26	0.0	4.4
Михайловское	218	218	218	0	1.7	2	1.51	27	27	27	4.4	0.0
Аманакское	55	55	30	0.4	0.4	0.4	0.19	5	5	5	4.4	4.4
Кирюшкинское	425	130	263	0	2.2	2	1.59	31	31	31	0.0	0.0
Северо-Ставропольское, в т.ч.	25000	24056	23415	177	177	185	164.84	828	829	829	75.7	80.5
- зеленая свита	5000	5000	4470	37	35.0	34	31.54	180	180	180	75.7	80.5

Наименования объектов	Активная емкость, млн.куб.м			Максимальный суточный отбор, млн.куб.м		Производительность по отбору			Количество эксплуатационных скважин			Мощность КС, тыс. кВт	
	По проекту обустр.	Факт		По проекту	Возможный на начало сезона	Максимально достигнутый за последние 10 лет	Среднесут. в декабре-феврале в соотв. с заданием в текущ. сезоне	По проекту	Фактическое		По проекту	Факт	
		По проекту обустр.	Товарный газ, на 15.10.2007						Пробурено	Подключено			
													млн.куб.м
- хадум	20000	19056	18945	140	142.0	151	133.30	648	649	649	0.0	0.0	
Краснодарское	1250	1000	1250	15	13.5	13	10.77	92	92	92	19.1	19.1	
Куцевское	5000	4800	4700	42	42.0	41	35.55	155	163	163	40.0	40.0	
<b>Канчуринско-Мусинский комплекс ПХГ</b>													
Канчуринское	4400	3245	3155	44	36.0	30	27.58	142	141	141	90.0	91.9	
Мусинское	455	455	356	12	4.0	3	2.97	27	26	26	0.0	0.0	
Совхозное	5000	3400	4200	70	30.0	33	30.00	110	92	92	100.0	47.0	
Пунгинское	3500	2300	2500	46	19.6	19	15.99	50	32	32	64.0	0.0	
<b>II. ПХГ созданные в водоносных структурах</b>													
<b>Всего:</b>	<b>17170</b>	<b>15550</b>	<b>13855</b>	<b>209</b>	<b>172.2</b>	<b>158</b>	<b>117.03</b>	<b>752</b>	<b>688</b>	<b>688</b>	<b>250.6</b>	<b>226.1</b>	
Щелковское	1300	1300	750	13	10.0	9	6.04	122	122	122	21.5	15.6	
Калужское	410	410	365	15	13.5	14	4.01	38	38	38	7.8	7.8	
Касимовское	9000	9000	9000	100	100.0	95	76.04	331	287	287	125.5	123.0	
Увязовское	2500	2500	1300	23	17.0	14	9.12	95	95	95	20.4	19.8	
Невское	1500	1500	1600	25	21.0	17	15.00	90	74	74	28.4	32.9	
Гагчинское	200	200	200	2	2.0	2	1.33	43	42	42	7.0	7.0	
Карашурское	2260	640	640	31	8.7	7	5.49	33	30	30	40.0	20.0	
- тульский г-т	890	0	0	6	0.0	0	0.00	8	5	5	0.0	0.0	
- бобриковский г-т	1370	640	640	25	8.7	7	5.49	25	25	25	40.0	20.0	

Таблица 3.6.2 - Показатели развития ПХГ РФ до 2030 года (товарный газ)

Газохранилища	2006 факт		2007 факт		2008		2009		2010		2015		2020		2025		2030	
	Возм. объем отбора	Сутки 31.12	Возм. объем отбора	Сутки 31.12	Возм. объем отбора	Сутки 31.12	Возм. объем отбора	Сутки 31.12	Возм. объем отбора	Сутки 31.12	Возм. объем отбора	Сутки 31.12	Возм. объем отбора	Сутки 31.12	Возм. объем отбора	Сутки 31.12	Возм. объем отбора	Сутки 31.12
<b>Северо-Западный ФО</b>	<b>1800</b>	<b>22</b>	<b>1800</b>	<b>22,7</b>	<b>1800</b>	<b>23,2</b>	<b>1800</b>	<b>25,4</b>	<b>2200</b>	<b>27,8</b>	<b>2710</b>	<b>53,5</b>	<b>4460</b>	<b>75</b>	<b>4460</b>	<b>80</b>	<b>4752</b>	<b>80</b>
Гатчинское	200	2,5	200	2,7	200	2,2	200	2,4	200	2,8	200	5	200	5	200	5	200	5
Невское	1600	19,5	1600	20	1600	21	1600	23	2000	25	2000	25	2000	25	2000	25	2000	25
Скалинское (новое)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	3,5	1983	25	2000	30	2292	30
Калининградское (соли)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	260	20	260	20	260	20	260	20
<b>Центральный ФО</b>	<b>11415</b>	<b>141</b>	<b>11415</b>	<b>139,7</b>	<b>11410</b>	<b>143</b>	<b>11410</b>	<b>143</b>	<b>11710</b>	<b>151</b>	<b>14270</b>	<b>202</b>	<b>14990</b>	<b>225</b>	<b>15500</b>	<b>225</b>	<b>16040</b>	<b>240</b>
Касимовское	9000	100	9000	100	9000	100	9000	100	9000	107	11000	120	11000	120	11375	120	12000	126
Калужское	365	1,5	365	1,5	360	1,5	360	1,5	360	1,5	360	20	410	20	410	20	410	20
Щелковское	750	13	750	11,7	750	11,7	750	11,7	750	11,7	750	11,7	750	11,7	750	11,7	750	11,7
Увязовское	1300	13	1300	13	1300	16	1300	16	1600	17	2000	20	2483	23	2485	23	2400	23
Новомосковское (соли)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	160	30	180	30	180	30	180	30
Тульское (соли)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	20	300	300	300	30
<b>Поволжский ФО</b>	<b>18581</b>	<b>179</b>	<b>18421</b>	<b>181,4</b>	<b>18925</b>	<b>196</b>	<b>20355</b>	<b>207</b>	<b>23700</b>	<b>244</b>	<b>25450</b>	<b>312</b>	<b>28884</b>	<b>356</b>	<b>28974</b>	<b>365</b>	<b>29014</b>	<b>365</b>
Песчано-Уметское	2400	27,6	2400	25	2400	25	2400	25	2400	25	2400	25	2400	25	2400	25	2400	25
Степновское	4200	43,1	4040	45,4	4120	54	4700	55	7000	62,1	7000	70	7000	75	7000	80	7000	80
Елланское	3010	35	3010	31,5	3010	31,5	3010	31,5	3010	31,5	3010	31,5	3010	31,5	3010	31,5	3010	31,5
Беднодемьяновское (новое)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170	15	2500	30,5	2500	35	2500	35
Канчуринско-Мушинское	3512	30	3512	35	3855	35	4255	38	4655	40	4855	43	4855	45	4855	45	4855	45
Совхозное	4200	31,4	4200	30	4200	35	4500	37,3	5000	60	5000	65	5000	70	5000	70	5000	70

ГЕНЕРАЛЬНАЯ СХЕМА РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА

Газохранилища	2006 факт		2007 факт		2008		2009		2010		2015		2020		2025		2030	
	Возм. объем отора	Сутки 31.12	Возм. объем отора	Сутки 31.12	Возм. объем отора	Сутки 31.12	Возм. объем отора	Сутки 31.12	Возм. объем отора	Сутки 31.12	Возм. объем отора	Сутки 31.12	Возм. объем отора	Сутки 31.12	Возм. объем отора	Сутки 31.12	Возм. объем отора	Сутки 31.12
Удмуртский резервирующий комплекс	640	6	640	9	650	10	740	15	870	20	1750	35	2583	43,4	2600	43,4	2600	43,4
Самарское	619	5,5	619	5,5	690	5,5	750	5,5	765	5,5	765	5,5	765	5,5	765	5,5	765	5,5
Арбузовское (новое)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	8	430	12,8	520	12,8	560	12,8
Березянки (соли)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	14	324	17	324	17	324	17
<b>Южный ФО</b>	<b>29280</b>	<b>218</b>	<b>29365</b>	<b>226,8</b>	<b>29380</b>	<b>226</b>	<b>29480</b>	<b>226</b>	<b>30974</b>	<b>238</b>	<b>31550</b>	<b>249</b>	<b>31594</b>	<b>259</b>	<b>31590</b>	<b>259</b>	<b>31594</b>	<b>259</b>
Северо-Ставропольское (зеленая свита)	4470	35	4470	33	4470	32	4470	32	4644	33,3	5000	33,3	5000	37	5000	37	5000	37
Северо-Ставропольское (хадум)	18860	130	18945	140	18860	140	18860	140	20000	140	20000	140	20000	140	20000	140	20000	140
Краснодарское	1250	12	1250	12	1250	12	1250	12	1250	13	1250	13	1250	15	1250	15	1250	15
Куцеевское	4700	40,6	4700	41,8	4800	41,8	4900	41,8	5000	42,1	5000	42,1	5000	42,1	5000	42,1	5000	42,1
Волгоградское (соли)	0	0	0	0	0	0	0	0	80	10	300	21	326,7	25	340	25	344	25
<b>Уральский ФО</b>	<b>2500</b>	<b>19</b>	<b>2500</b>	<b>18</b>	<b>2500</b>	<b>20</b>	<b>3000</b>	<b>22</b>	<b>3000</b>	<b>26</b>	<b>4300</b>	<b>48</b>	<b>4500</b>	<b>54</b>	<b>4500</b>	<b>54</b>	<b>4500</b>	<b>54</b>
Шатровское (новое)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	800	8	1000	14	1000	14	1000	14
Пунгинское	2500	19	2500	18	2500	20	3000	22	3000	26	3500	40	3500	40	3500	40	3500	40
<b>Сибирский ФО</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>219</b>	<b>9</b>	<b>1276</b>	<b>32</b>	<b>1276</b>	<b>52</b>
Колмаковское	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	4	1000	12	1000	12
Ангарское (соли)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69	5	276	20	276	40
<b>Итого по России:</b>	<b>63576</b>	<b>578</b>	<b>63501</b>	<b>589</b>	<b>64015</b>	<b>608</b>	<b>66045</b>	<b>623</b>	<b>71584</b>	<b>687</b>	<b>78280</b>	<b>865</b>	<b>84674</b>	<b>978</b>	<b>86300</b>	<b>1016</b>	<b>87176</b>	<b>1051</b>

Прогноз развития ПХГ до 2030 года основывается на следующих принципах:

- поддержание достигнутого уровня мощностей ПХГ за счет проведения реконструкции и замещения морально и физически устаревших мощностей;
- ускоренное наращивание суточной производительности ПХГ при незначительном увеличении объемных показателей за счет:
  - расширения действующих ПХГ;
  - строительства новых ПХГ (в месторождениях и водоносных пластах, в кавернах каменной соли);
- обеспечение мощностями ПХГ дефицитных регионов (строительство новых объектов ПХГ предусматривается в Северо-Западном, Центральном, Уральском, Сибирском и Дальневосточном ФО);
- развитие системы ПХГ в увязке с развитием ЕСГ, оптимизация режимов работы ПХГ и магистрального транспорта газа.

В качестве первоочередной меры по обеспечению надежности газоснабжения потребителей в период до 2010 года предусматривается увеличение товарного объема газа в ПХГ к сезону отбора 2010/2011 года до 71,7 млрд. м<sup>3</sup> (кроме того, 22 млрд. м<sup>3</sup> долгосрочного резерва) и максимальной суточной производительности по отбору в начале сезона до 758 млн. м<sup>3</sup>.

Прогноз потребности в мощностях ПХГ оценивается на основе прогнозных показателей по суточной потребности в газе в наиболее холодные сутки января, потребности в газе, необходимой для компенсации аварийных недопоставок газа и обеспечения надежности экспортных потоков газа, и возможности газотранспортной системы. Для удовлетворения потребности рынка России в мощностях ПХГ к 2030 году предусмотрено увеличить объем товарного газа до 87 млрд. м<sup>3</sup>, (кроме того, долгосрочный резерв до 24 млрд. м<sup>3</sup>), а также довести максимальную суточную производительность до 1050 млн. м<sup>3</sup> за счет расширения действующих и строительства новых ПХГ, в том числе пиковых хранилищ в отложениях каменной соли.

Динамика развития мощностей ПХГ представлена в таблице 3.6.2 на рисунках 3.6.1 и 3.6.2, соответственно.

Прогноз развития системы ПХГ по регионам выполнен на основе анализа потребления газа субъектами Российской Федерации на перспективу с оценкой его сезонной неравномерности и необходимых резервов газа (Таблицы 3.6.3, 3.6.4).

**Таблица 3.6.3 - Прогноз сезонной неравномерности газопотребления по федеральным округам Российской Федерации**

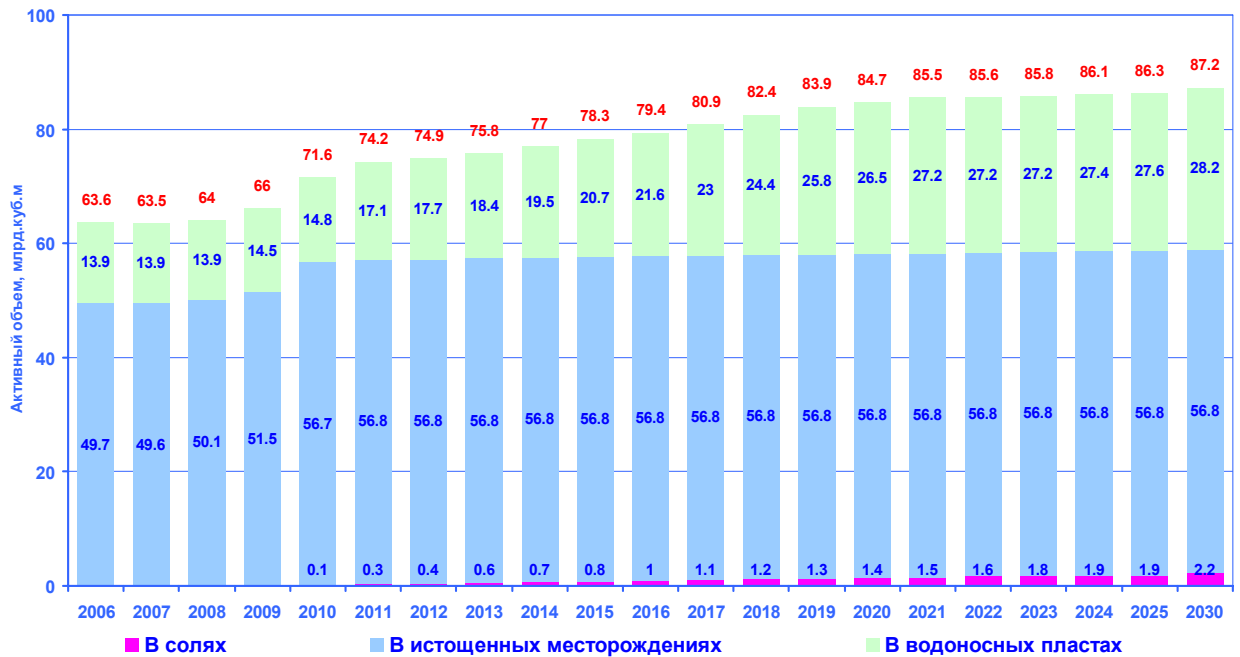
*млрд. куб. м*

Федеральные округа	2006 факт	2007 факт	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Северо-Западный	5,460	5,439	5,308	5,553	5,691	5,9	6,1	6,3	6,5	6,6	7,4	7,5	7,6
Центральный	17,300	17,314	17,317	17,644	17,784	18,1	18,4	18,6	18,8	18,9	20,0	20,2	20,4
Приволжский	15,680	15,760	15,893	16,080	16,247	16,5	16,6	16,9	17,1	17,3	18,0	18,2	18,2
Южный	11,650	11,540	11,583	11,567	11,659	11,7	12,0	12,2	12,3	12,4	13,0	13,2	13,2
Уральский	7,680	7,510	7,533	7,657	7,705	7,8	7,9	7,9	8,0	8,1	8,4	8,5	8,6
Сибирский	1,210	1,910	1,915	1,995	2,047	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,9	2,9	3,0
Дальневосточный	0,601	0,637	0,708	0,767	1,090	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5	1,8	1,8	1,9
Общая по России	59,581	60,110	60,257	61,263	62,223	63,4	64,5	65,5	66,5	67,3	71,5	72,3	72,9
<b>В т.ч. по ЕСГ</b>	<b>58,770</b>	<b>58,830</b>	<b>58,923</b>	<b>60,026</b>	<b>60,663</b>	<b>61,7</b>	<b>62,8</b>	<b>63,7</b>	<b>64,6</b>	<b>65,3</b>	<b>69,2</b>	<b>69,8</b>	<b>70,4</b>

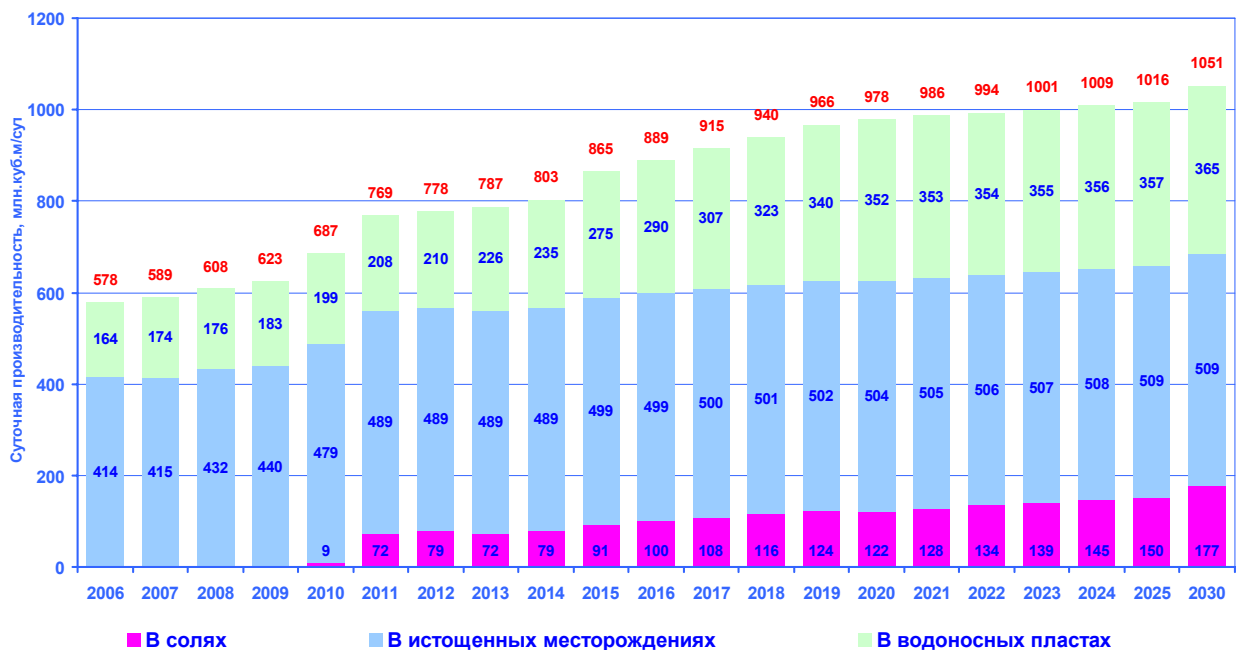
**Таблица 3.6.4 - Прогноз необходимого резерва газа в ПХГ**

*млрд. куб. м*

	2006 факт	2007 факт	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Объем товарного газа	51,46	51,39	51,21	52,96	58,50	60,9	61,5	62,2	63,2	63,8	70,5	71,1	71,9
Объем резерва на аномально холодную зиму (15%)	8,47	8,55	8,84	9,00	9,10	9,3	9,4	9,5	9,7	9,8	10,4	10,5	10,6
Аварийный резерв	3,58	3,67	3,96	4,04	4,07	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,7	4,7	4,7
Необходимый активный объем	63,51	63,61	64,01	66,00	71,6	71,8	71,9	72,1	72,2	78,3	84,7	86,3	87,2



**Рисунок 3.6.1**  
Динамика увеличения объема товарного газа ПХГ



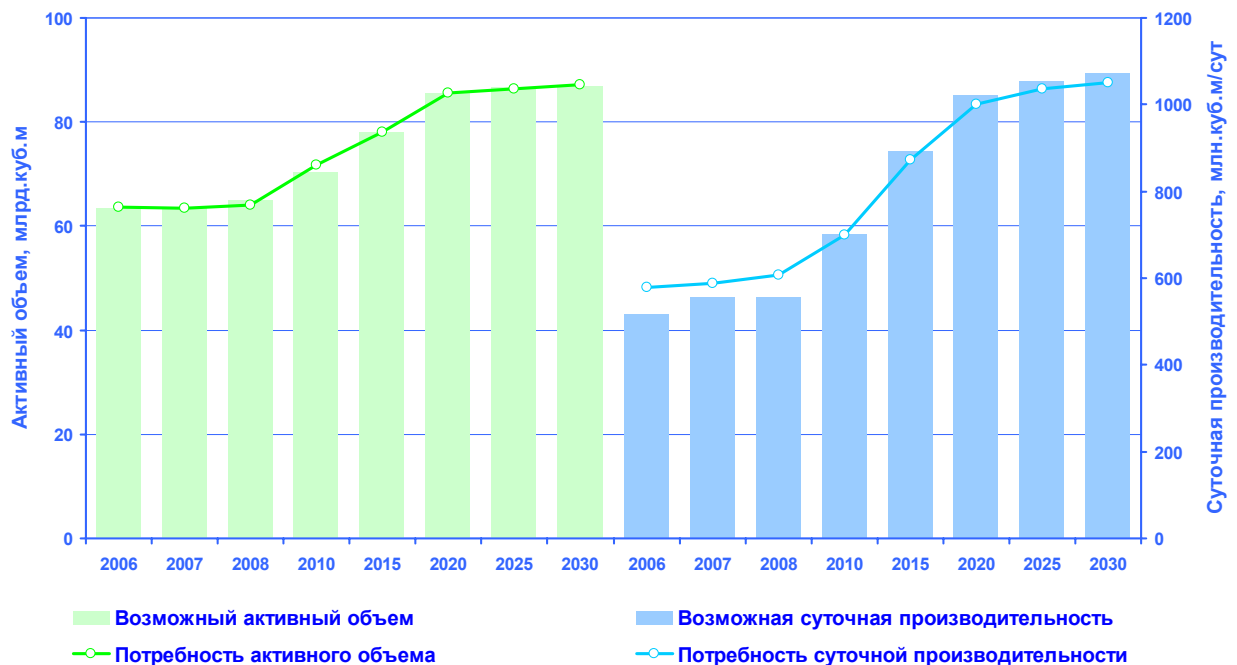
**Рисунок 3.6.2**  
Динамика увеличения максимальной суточной производительности по отбору газа из ПХГ на начало сезона отбора

Прогноз развития ПХГ на период до 2030 г. предусматривает прирост объема товарного газа хранилищ на 37% и производительности по отбору газа на 78%. При этом значимая часть прироста технологических показателей ПХГ (90% по объему и 75% по производительности) прогнозируется на основе развития и реконструкции действующих хранилищ. Увеличение производительности по отбору предусматривается в основном за счет

реконструкции действующих хранилищ и лишь 25% - на основе ввода новых мощностей.

С целью ликвидации дефицита резервных мощностей в период наступления холодных зим в Северо-Западном, Центральном, Уральском и Сибирском федеральных округах рассматривается возможность создания новых объектов ПХГ: в пористых структурах – Беднодемьяновское, Скалинское, Кортунское, Татьяновское; в отложениях каменной соли - Калининградское, Волгоградское, Новомосковское, Ангарское, Березниковское. Развитие системы подземного хранения газа в указанных регионах позволит к 2015 году ликвидировать дефицит активной емкости ПХГ, а дефицит суточной производительности по отбору довести до минимума к 2020 году.

Динамика роста объема товарного газа и суточной производительности ПХГ России и их потребности представлена на рисунке 3.6.3.



**Рисунок 3.6.3**

*Динамика роста объема товарного газа и суточной производительности ПХГ России и их потребности*

### 3.7. Переработка газа и газового конденсата

Переработка природного газа связана с выделением углеводородных фракций (этан, пропан, бутаны и их смеси) и неуглеводородных компонентов (серосодержащие соединения, углекислый газ, азот, гелий), которые являются сырьем для нефтегазохимии и химических производств. Из газоконденсатных месторождений добывается также газовый конденсат, который является ценным сырьем для производства моторных топлив.

Перспективы дальнейшего развития газовой отрасли связаны с вводом в разработку месторождений с многокомпонентным составом пластовой смеси, что приводит к необходимости одновременно с освоением месторож-



дений создавать перерабатывающие мощности для выделения из газа ценных компонентов и его подготовки к транспорту, а также газохимические производства с целью производства продукции с высокой добавленной стоимостью.

Таким образом, газо- и конденсатоперерабатывающие производства входят в общий технологический цикл и являются не только неотъемлемой частью объектов газовой промышленности и важной подотраслью, обеспечивающей работу смежных подотраслей (добычи и транспорта газа), но и стимулируют развитие других отраслей национальной экономики.

Переработка природного газа и конденсата в Российской Федерации осуществляется на 29 газо- и конденсатоперерабатывающих предприятиях, входящих в состав ОАО «Газпром», ОАО «Сибур Холдинг», НК «ЛУКОЙЛ» и др.

К основным перерабатывающим объектам относятся: Астраханский ГПЗ, Оренбургский ГПЗ, Оренбургский гелиевый завод, Сосногорский ГПЗ, Уренгойский завод подготовки конденсата к транспорту, Сургутский завод стабилизации конденсата, Нижневартовский ГПЗ, Белозерный ГПЗ, Южно-Балыкский ГПЗ, Губкинский ГПК, Краснотуркменский ГПЗ, Коробковский ГПЗ, Локосовский ГПК, Пермнефтегазпереработка, Усинский ГПЗ, Пулковский ЗПК.

Основные характеристики действующих газо- и конденсатоперерабатывающих производств представлены в таблице 3.7.1.

**Таблица 3.7.1. Характеристика действующих газо- и конденсатоперерабатывающих производств**

№	Наименование	Год ввода	Проектная мощность по сырью	Фактическая переработка за 2007 г.
<b>Южный федеральный округ</b>				
1	Астраханский ГПЗ	1986	12 млрд.м <sup>3</sup> /год	11,98 млрд.м <sup>3</sup> /год
2	Кубаньгазпром	1996	240 тыс.т/год	56 тыс.т/год
3	Коробковский ГПЗ	1966	450 млн.м <sup>3</sup> /год	445 млн.м <sup>3</sup> /год
4	Ставропольнефтегаз	1964	90 млн.м <sup>3</sup> /год	90 млн.м <sup>3</sup> /год
<b>Северо-Западный федеральный округ</b>				
5	Сосногорский ГПЗ	1964	3 млрд.м <sup>3</sup> /год	2,65 млрд.м <sup>3</sup> /год
6	Усинский ГПЗ	1980	533 млн.м <sup>3</sup> /год	247 млн.м <sup>3</sup> /год
<b>Дальневосточный федеральный округ</b>				
7	Якутский ГПЗ	1999	1,5 млрд. м <sup>3</sup> /год	1,37млрд. м <sup>3</sup> /год
<b>Сибирский федеральный округ</b>				
8	Томскнефтегазпереработка	2003	5 тыс.т/год	5 тыс.т/год
9	Норильскгазпром	1981	50 тыс.т/год	3,8 тыс.т/год

№	Наименование	Год ввода	Проектная мощность по сырью	Фактическая переработка за 2007 г.
<b>Уральский федеральный округ</b>				
10	Сургутский ЗСК	1986	8 млн.т/год	5.94 млн.т/год
11	Уренгойский ЗПКТ	2001	13.4 млн.т/год	7.380 млн.т/год
12	Пуровский ЗПК	2005	2 млн.т/год	2,1 млн.т/год
13	Локосовский ГПК	1983	2,14 млрд.м <sup>3</sup> /год	2,04 млрд.м <sup>3</sup> /год
14	Белозерный ГПК	1980	4 млрд.м <sup>3</sup> /год	3,8 млрд.м <sup>3</sup> /год
15	Губкинский ГПК	1989	2,14 млрд.м <sup>3</sup> /год	2,21 млрд.м <sup>3</sup> /год
16	Нижневартовский ГПК	1975	8,56 млрд.м <sup>3</sup> /год	3,9 млрд.м <sup>3</sup> /год
17	Ноябрьское ГПП	1987	2,14 млрд.м <sup>3</sup> /год	2,21 млрд.м <sup>3</sup> /год
18	Няганьгазпереработка	1987	3,22 млрд.м <sup>3</sup> /год	1,11 млрд.м <sup>3</sup> /год
19	Южнобалыкский ГПК	1978	1 млрд.м <sup>3</sup> /год	1,3 млрд.м <sup>3</sup> /год
20	Сургутское УПГ	1980	4,28 млрд.м <sup>3</sup> /год	5,3 млрд.м <sup>3</sup> /год
<b>Приволжский федеральный округ</b>				
21	Туймазинское ГПП	1956	365 млн.м <sup>3</sup> /год	2,9 млн.м <sup>3</sup> /год
22	Шкаповское ГПП	1959	250 млн.м <sup>3</sup> /год	4 млн.м <sup>3</sup> /год
23	Нефтегорский ГПЗ	1968	0,73 млрд.м <sup>3</sup> /год	0,273 млрд.м <sup>3</sup> /год
24	Отраденский ГПЗ	1962	1,1 млрд.м <sup>3</sup> /год	0,274 млрд.м <sup>3</sup> /год
25	Оренбургский ГПЗ	1974	45 млрд.м <sup>3</sup> /год и 6,2 млн.т/год	26 млрд.м <sup>3</sup> /год и 1,94 млн.т/год
26	Оренбургский ГЗ	1978	18 млрд.м <sup>3</sup> /год	15 млрд.м <sup>3</sup> /год
27	Пермнефтегазпереработка	1969	0,505 млрд.м <sup>3</sup> /год	0,587 млрд.м <sup>3</sup> /год
28	Миннибаевский ГПЗ	1956	0,976 млрд.м <sup>3</sup> /год	0,763 млрд.м <sup>3</sup> /год
29	Зайкинское ГПП	1996	3 млрд.м <sup>3</sup> /год	1,96 млрд.м <sup>3</sup> /год

Перспективное развитие газоперерабатывающих производств связано с:

- увеличением доли добычи этансодержащего газа и жидких углеводородов в традиционных регионах газодобычи, что требует:
  - организации отдельной системы сбора этансодержащих газов и газов с низким содержанием этана и других ценных фракций;
  - модернизации систем подготовки газа;
  - выделения отдельных ниток и создание новых магистральных газопроводов для транспортировки этансодержащего газа до перерабатывающих мощностей;
  - реконструкции действующих и создание новых систем транспортировки газового конденсата.

- освоением новых месторождений, характеризующихся высоким содержанием сернистых соединений в газе, что требует:
  - создания и внедрения новых технологий по переработке серосодержащих газов;
  - разработки, освоения и внедрения технологий добычи и переработки сероводородсодержащих газов без производства серы;
  - освоения и внедрения технологий по использованию серы в производстве дорожно-строительных материалов;
  - освоения альтернативных направлений использования серы.
- эффективным и рациональным использованием ресурсов этана природного газа и других легких углеводородных фракций ( $C_3-C_4$ ) с целью производства газохимической продукции с высокой добавленной стоимостью, что требует:
  - создания новых или модернизации существующих технологий и производств по извлечению из природного газа этана и более тяжелых углеводородов;
  - внедрения высокоэффективных технологий переработки легких углеводородов ( $C_2-C_4$ ) в химическую продукцию;
  - развития систем транспорта сырья для газохимических производств и создания инфраструктуры сбыта готовой газохимической продукции.
- развитием новых центров газопереработки и газохимии, в том числе на базе месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, включая извлечение, хранение и транспорт гелия, что требует:
  - создания новых технологий переработки природного газа с высоким содержанием гелия и азота, а также систем очистки и сжижения гелия;
  - создания новых конкурентоспособных газохимических производств высокой единичной мощности;
  - создания систем транспортировки и хранения гелия, продукции газопереработки и газохимии;
  - расширения существующих систем сбыта готовой продукции, в том числе экспорта в страны АТР.
- разработкой и внедрением эффективных технологий производства синтетических жидких топлив (СЖТ), направленных на решение проблем освоения малых, выработанных и удаленных от газо-

транспортной системы труднодоступных месторождений, оптимизации логистических схем, диверсификации деятельности компании, а также производство высоколиквидной продукции востребованной как на внутреннем, так и внешних рынках, что в свою очередь требует:

- отработки технологий производства новых катализаторов производства СЖТ, а также катализаторов гидроизомеризации продуктов синтеза Фишера-Тропша;
  - оптимизации конструкции реакторных блоков;
  - отработки технологий выделения водорода в ходе производства продуктов синтеза.
- внедрением новых и развитием существующих производств полиолефинов, метанола и сжиженного природного газа (СПГ), что требует:
- модернизации существующих и создания новых наукоемких технологий производства газохимической продукции;
  - освоения перспективных технологий «метан в олефины», дегидрирования пропана, производства АБС-пластиков и т.п.;
  - внедрения новых технологий производства СПГ с целью снижения их капиталоемкости и повышения конкурентоспособности новых мощностей;
  - создания системы сбыта СПГ.

Повышение степени извлечения ценных компонентов, содержащихся в природном газе, повысит эффективность действующих перерабатывающих производств, а также будет способствовать развитию действующих и созданию новых газохимических производств.

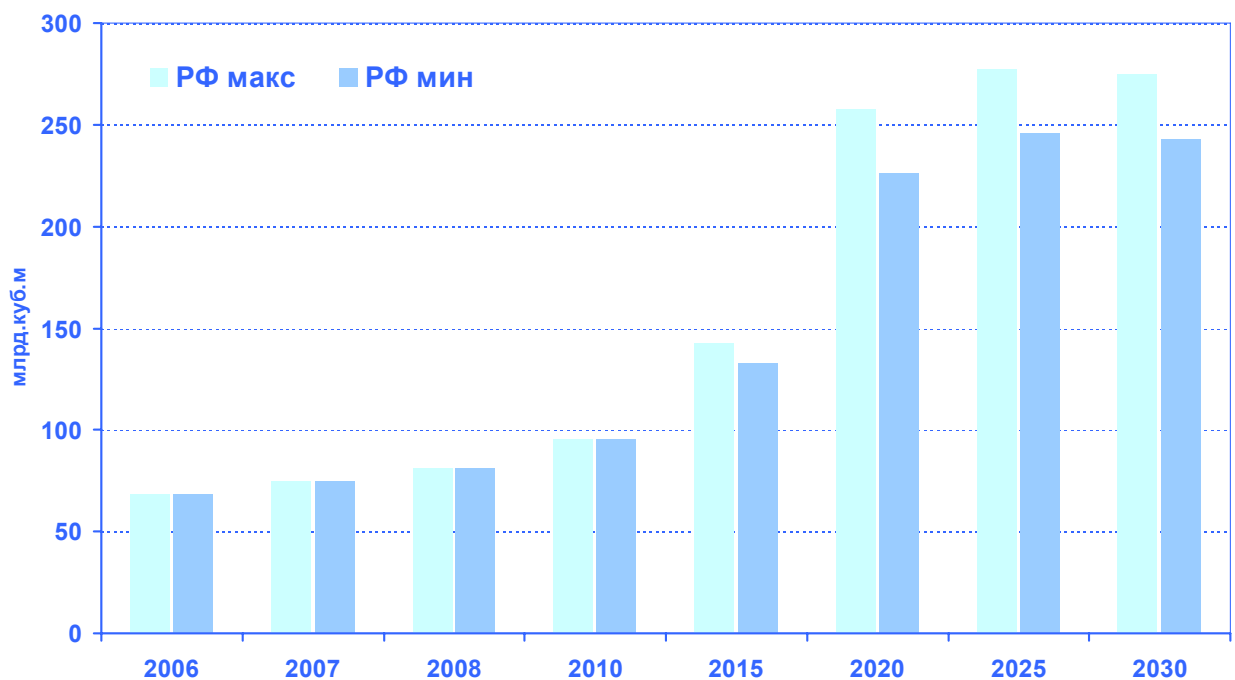
При этом:

- организуется выпуск товарной продукции, востребованной как внутренним, так и внешним рынками;
- создаются и развиваются в России пластикопотребляющие производства продукции с высокими потребительскими свойствами;
- снижается зависимость России от зарубежных поставок полимерной продукции.

В результате переработки углеводородного сырья предусматривается выработка следующей основной товарной продукции: сухой газ, сжиженный природный газ (СПГ), автомобильные бензины, дизельные топлива, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженные углеводородные газы (СУГ).

В таблице 3.7.2 и рисунках 3.7.1-3.7.2 представлены прогнозируемые объемы переработки углеводородного сырья в Российской Федерации до 2030 года. Данные объемы переработки углеводородного сырья определены предварительно и могут в дальнейшем уточняться исходя из достигнутых уровней добычи газа и конденсата.

Для поддержания проектных уровней отборов и обеспечения стабильной переработки газа на действующих предприятиях предусматривается выполнение мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению объектов переработки углеводородного сырья, ориентированных на повышение глубины переработки и с расширением выпуска объемов высоколиквидной товарной продукции, что отображено в таблице 3.7.3.

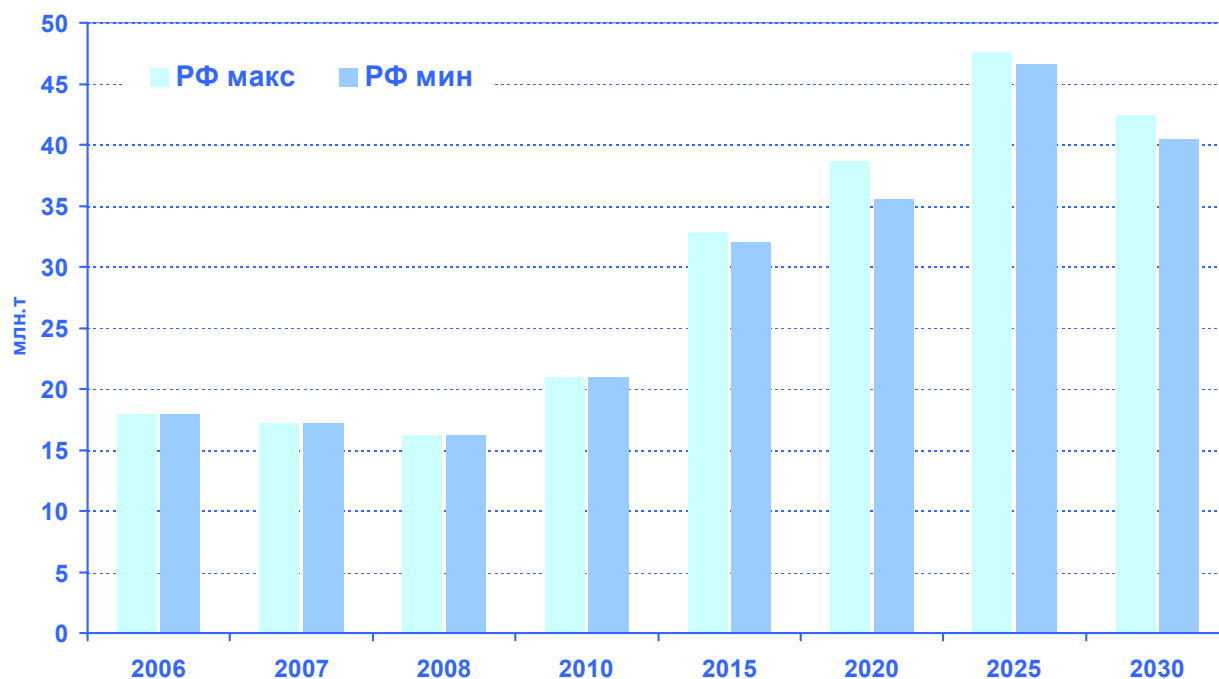


**Рисунок 3.7.1**  
*Прогнозируемые объемы переработки природного газа  
в Российской Федерации до 2030 года*

**Таблица 3.7.2. Фактические и прогнозируемые объемы переработки углеводородного сырья в Российской Федерации на период до 2030 года**

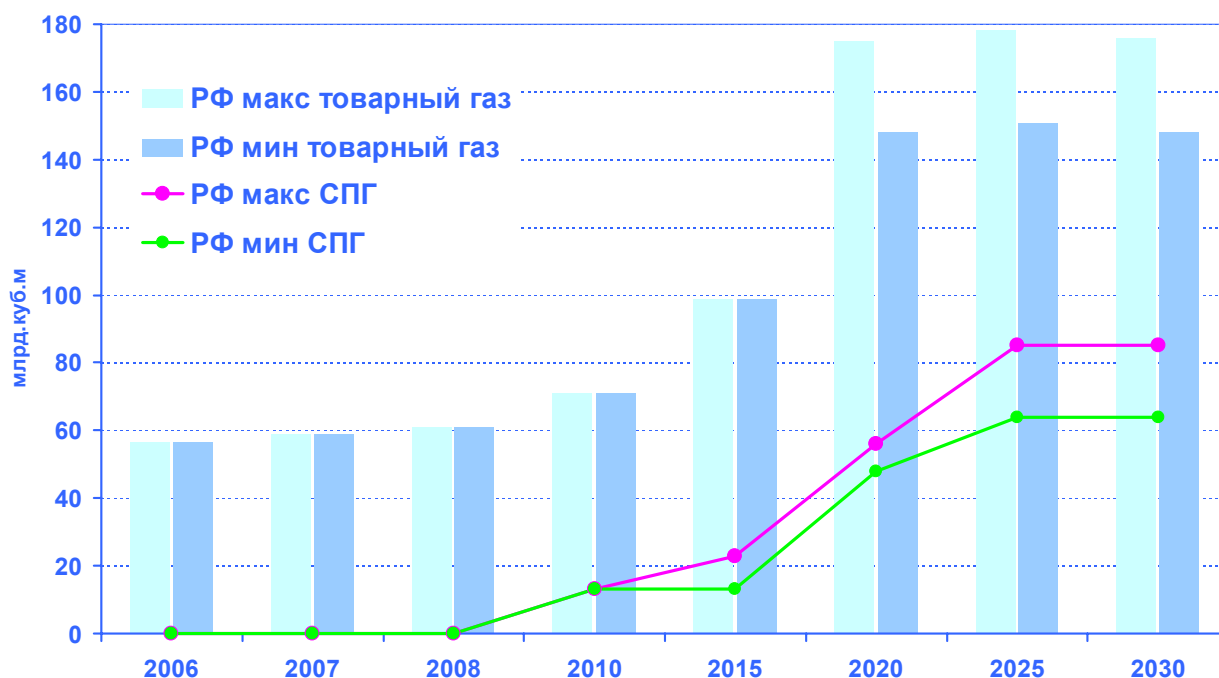
Наименование	2006 факт	2007 факт	2008	2009	2010	2006-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2020	2025	2030
Сырой газ, млрд. м <sup>3</sup> /год	68,3	70,9	73,4	86,2	95,4	394,2	102	108	121-130	127-137	133-143	590-619	226-258	246-278	243-275
НГКС, млн. т/год*	17,9	17,1	16,2	18,7	21	90,9	24	27-28	28,7-28,9	30-31	32-33	142-144	36-39	47-48	41-42

Примечание: \* - Первичная переработка (стабилизация) нефтегазоконденсатной смеси



**Рисунок 3.7.2**  
*Прогнозируемые объемы переработки НГКС  
 в Российской Федерации до 2030 года*

На рисунке 3.7.3 представлен прогноз производства товарного газа и сжиженного природного газа (СПГ) до 2030 года



**Рисунок 3.7.3**  
*Прогноз производства товарного газа и СПГ до 2030 года*

**Таблица 3.7.3. Прогнозные объёмы работ по реконструкции объектов переработки газа**

Округ	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
		Уральский федеральный округ	1	8	18	21	7	10	12	12	Физические объёмы работ 2016-2030 гг. будут определены по результатам диагностики и проектам реконструкции, выполняемым в 2010-2015 гг.	
Южный федеральный округ	1	4	7	8	5	6	6	6				
Приволжский федеральный округ	2	3	2	5	3	2	3	3				
Северо-западный округ	1	1	1	4	4	2	3	3				
Установка, комплекс												

Ниже в таблице 3.7.4 представлен факт и прогноз ввода мощностей по переработке углеводородного сырья в Российской Федерации на период до 2030 года.

**Таблица 3.7.4. Факт и прогноз ввода мощностей по переработке углеводородного сырья в Российской Федерации**

Мощности по переработке:	2006 факт	2007 факт	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2008-2030
	газа, млрд. куб. м/год		2	2	11	7	4	2	22	15	7	106-131	17-31	0
жидких УВ, млн. т. / год	1	0	0	1	1	2	3	1	1	2	4-7	10-13	0	26-32



В таблице 3.7.5 представлен перечень и планируемые сроки реализации строительства новых производств.

**Таблица 3.7.5. Перечень и сроки реализации строительства новых производств**

№ п/п	Наименование объекта	Мощность	Период поэтапного ввода
<b>1</b>	<b>Европейская часть и Западная Сибирь</b>		
1.1	<b>Астраханский ГХК</b> • производство полиолефинов • ГТУ-ТЭЦ	450 тыс. т/год 250 МВт	2014 2014
1.2	<b>Новоуренгойский ГХК</b> • производство полиолефинов	400 тыс. т/год	2012
1.3	<b>ГХК по переработке газов НПТР</b> • ГПЗ • производство полиолефинов	30 млрд.м <sup>3</sup> /год 2,5 млн. т/год	2015-2017 2015-2017
1.4	• <b>Мурманский завод по переработке конденсата</b>	<b>12 млн. т/год</b>	2022
<b>2</b>	<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>		
2.1	<b>ГХК в Иркутской области</b> • ГПЗ • производство полиолефинов	5.5 млрд.м <sup>3</sup> /год 500 тыс. т/год	2014 - 2017
2.2	<b>ГХК в Красноярском крае</b> • ГПЗ • Производство метанола • Производство полиолефинов	12 млрд.м <sup>3</sup> /год 3 млн.т/год 1 млн.т/год	2014 - 2017
2.3	<b>ГХК в Хабаровском крае</b> • ГПЗ • производство полиолефинов	30÷40 млрд.м <sup>3</sup> /год 2,7÷3,3 млн. т/год	2013-2020
2.4	<b>ГХК в Амурской области</b> • ГПЗ • производство полиолефинов	40÷50 млрд.м <sup>3</sup> /год 2,8÷4 млн. т/год	2016-2024
<b>3</b>	<b>Производство СПГ (по продукции)</b>		
3.1	<b>Сахалин-II (2 очереди завода)</b>	<b>4,8 млн. т/год (каждая очередь)</b>	<b>2008-2009</b>
3.2	<b>Новые проекты СПГ на Сахалине</b>	<b>9,6 млн. т/год</b>	<b>2017-2025</b>
3.3	<b>Штокмановское месторождение</b>	<b>27÷42 млн. т/год</b>	<b>2013÷2022</b>
<b>4</b>	<b>Производство СЖТ (по сырью)</b>		
4.1	<b>Площадка ОГЗ</b>	<b>1 млрд. м<sup>3</sup>/год</b>	<b>2015</b>
4.2	<b>Площадка Медвежьего ГКМ</b>	<b>3 млрд. м<sup>3</sup>/год</b>	<b>2018</b>

---

В таблице 3.7.6 представлен прогнозный ввод газоперерабатывающих мощностей, а в таблице 3.7.7 - прогнозируемые объемы производства продукции на крупнейших предприятиях газоперерабатывающего комплекса РФ с учетом принятых темпов освоения месторождений. Данные объемы ввода мощностей и производства товарной продукции определены предварительно и могут в дальнейшем корректироваться с учетом изменения состава углеводородного сырья и соответствующего уточнения конфигурации перерабатывающих производств.

**Таблица 3.7.6. Ввод мощностей газопереработки по Федеральным округам, млрд. м<sup>3</sup>/год**

Наименование	2006 факт	2007 факт	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2008-2030
<b>РФ всего</b>		2	2	11	7	4	2	22	15	7	106-131	17-31		195-234
<i>в том числе:</i>														
Северо-западный федеральный округ								10	10		40-58	10-24		70-102
Дальневосточный федеральный округ				11	7			12			57-64	7		94-101
Сибирский федеральный округ		2	2						5	6	6			21
Уральский федеральный округ							2							2
Приволжский федеральный округ						4				1	3			8

**Таблица 3.7.7. Фактические и прогнозируемые объемы производства продукции на крупнейших предприятиях газоперерабатывающего комплекса РФ, млн. т/год**

№ п/п	Наименование показателя	2006 факт	2007 факт	2008	2009	2010	2006-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2020	2025	2030
1	Товарный газ, млрд. м <sup>3</sup> /год	56,6	58,8	60,7	64,2	71,2	311,5	77,7	87,0	91,2	94,5	98,7	449,1	148-175,4	150,8-178,2	148,4-175,7
2	Сжиженный природный газ	0	0	0	6,3	9,6	15,9	9,6	9,6	9,6-16,3	9,6-16,4	9,6-16,4	48,0-68,3	34,9-40,8	46,4-62,1	46,4-62,1
3	ШФЛУ	7,2	7,2	7,4	8,3	9,2	39,3	10,2	10,9-11,4	11,2-11,5	11,5-11,6	11,6-12,1	55,4-56,8	11,5-13,4	13,1-15	13,3-14,6
4	СУГ	2	2,4	2,6	2,6	2,9	12,5	3,1	3,6	3,8	3,8	4	18,3	5,5-6,6	6,5-7,6	6,4-7,5
5	Стабильный конденсат	7,4	6,6	5,5	6,4	7,4	33,3	9,4	10,5-11,8	12-12,8	13,8-14,1	15,2-16,3	60,9-64,4	15,5-20,7	16,6-18,5	13,1-14,7
6	Моторные топлива и ГСМ	5,1	5,2	5,6	5,7	6,1	27,7	6,1	6,1	6,1	6,2	6,2	30,8	6,2	7,0	6,2
7	Сера	5,8	5,9	5,9	5,9	5,6	29,1	5,8	6,0	6,1	6,1	6,1	30,1	5,9	5,8	5,7
8	Газохимическая продукция	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,5	1	2,3	4,3	7,5-9,2	7,7-9,8	7,7-9,7

### 3.8. Трубопроводный транспорт газового конденсата

Системы транспорта жидких углеводородов технологически связаны с перерабатывающими мощностями предприятий газовой отрасли.

В таблице 3.8.1 приведены основные показатели действующих конденсатопроводов.

*Таблица 3.8.1. Основные показатели действующих конденсатопроводов*

Регион	Конденсатопровод	Год ввода в эксплуатацию	Пропускная способность, млн. т/год	Протяженность, км	Фактическая загрузка за 2007 г., млн. т
Надым-Пур-Таз	Ямбург – Уренгой	1991	7,5 (I и II нитки)	226,7 231,3	2.910
	I нитка				
	II нитка				
	Уренгой – Сургут	1985	9,5 (I и II нитки)	703 442	6.865
I нитка					
II нитка					
Европейская часть	Оренбургская область	1974	17,8	2150	2.247
	Республика Коми	1967	0,32	373	0.290
	Краснодарский край	1961	0,8	92,2	0.228

Сырьевые потоки жидких углеводородов (газового конденсата и нефти) с газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири поставляются на переработку на Уренгойское УПКТ и Сургутский ЗСК по системе конденсатопроводов Ямбург-Уренгой-Сургут.

Конденсатопровод Ямбург-Уренгой проложен в двухниточном исполнении, первая нитка - диаметром 377 мм, вторая – диаметром 530 мм. Длина первой нитки, находящейся в эксплуатации с 1991 года, составляет 226,7 км, проектное давление 7,5 МПа. Длина второй нитки составляет 231,3 км, проектное давление 7,5 МПа.

В настоящее время в конденсатопровод поступает нестабильный конденсат с:

- Ямбургского месторождения (УКПГ-1В);
- Ен-Яхинского месторождения, подключенного на 124 км;
- Юрхаровского месторождения, подключенного на 37 км;
- Северо-Уренгойского, подключенного на 53 км.

Конденсатопровод Уренгой - Сургут, по которому сырье поступает на Сургутский ЗСК, имеет диаметр 720 мм и протяженность 703 км. По проекту

конденсатопровод должен состоять из двух одинаковых ниток производительностью 6,8 млн. т/год каждая или суммарной проектной производительностью 13,6 млн. т/год с одной головной насосной станцией (ГНС) на Уренгое.

Первая нитка конденсатопровода построена и сдана в эксплуатацию в конце 1984 года, вторая нитка проложена и введена в эксплуатацию участками: от 0 км (Уренгойское УПКТ) до 113 км, от 294 км до 516 км и от 597 км до 703 км (Сургутский ЗСК). Участки от 113 км до 294 км и от 516 км до 597 км пока не построены. Общая протяженность двух недостроенных участков составляет 261 км.

По трассе имеется пять лупингов при переходе через реки и восемь камер пуска приема скребка для очистки линейной части. Проектное давление на выкиде ГНС – 5,5 МПа, на входе в Сургутский ЗСК - 0,92 МПа.

В настоящее время в конденсатопровод осуществляется поставка следующего сырья:

- деэтанализованного конденсата (ДК) с Уренгойского УПКТ;
- нефти с ЦПС-2 Уренгойского месторождения;
- нефтеконденсатной смеси с Западно-Таркосалинского месторождения, подключенного на 171 км;
- ШФЛУ с Муравленковского ГПЗ, подключенного на 384 км.

В Оренбургской области функционируют несколько трубопроводных систем для жидкого углеводородного сырья. Система конденсатопроводов Оренбургское НГКМ – Оренбургский ГПЗ обеспечивает транспорт нестабильного газового конденсата и нефти от УКПГ на завод для стабилизации. Система конденсатопроводов Карачаганакское НГКМ – ОГПЗ обеспечивает поставки на переработку нестабильного газового конденсата соответственно Карачаганакского месторождения.

По системе продуктопроводов Оренбург-Салават-Уфа осуществляется транспорт стабильного газового конденсата на переработку на НПЗ г. Салавата. Продуктопровод Оренбург-Салават обеспечивает транспорт углеводородной многокомпонентной фракции (ФУМ) для переработки ОАО «Салаватнефтеоргсинтез».

На севере европейской части России функционирует система конденсатопроводов, обеспечивающих транспорт жидких углеводородов от Вуктыльского, Западно-Соплесского, Печоро-Кожвинского и Югидского газоконденсатных месторождений на Сосногорский ГПЗ для стабилизации, и далее на наливную эстакаду в г. Ухта.

Для обеспечения транспортировки и переработки жидкого углеводородного сырья, добываемого предприятиями газовой отрасли в Европейской части России, достаточно действующих мощностей с учетом проведения мероприятий по их модернизации и реконструкции.

В Оренбургской области и Республике Коми предусматривается реконструкция конденсатопроводов, обусловленная ухудшением их работоспособности вследствие превышения нормативных сроков эксплуатации.

Для обеспечения бесперебойного транспорта конденсата на действующих системах предусматривается выполнение мероприятий по их реконструкции, что отображено в таблице 3.8.2.

**Таблица 3.8.2. Прогнозные объёмы работ по реконструкции объектов транспорта конденсата**

Округ	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Уральский федеральный округ	км			81	290	110		200	200	Физические объёмы работ 2016-2030 гг. будут определены по результатам диагностики и проектам реконструкции, выполняемым в 2010-2015 гг.		
Южный федеральный округ						12	12	8	8			
Приволжский федеральный округ			40	130	60		50					
Северо-Западный федеральный округ			40	210	120							

В перспективе действующая система транспорта и переработки жидких углеводородов в Надым-Пур-Тазовском регионе не сможет полностью принять и переработать прогнозируемые к добыче объёмы жидкого углеводородного сырья.

Для увеличения объёмов транспорта жидких углеводородов по системе конденсатопроводов Ямбург-Уренгой-Сургут требуется завершение строительства второй нитки конденсатопровода Уренгой-Сургут, а также выведение мощности Сургутского ЗСК на проектные объёмы переработки сырья (12 млн. т / год). Реализуемый в настоящее время на Уренгойском ЗПКТ проект реконструкции четырех линий установок деэтанзации конденсата позволит принять около 3,2 млн. т / год ачимовского конденсата.

Для транспорта нефти и избыточных объёмов стабильного ачимовского конденсата северных месторождений Западной Сибири, которые не сможет принять на переработку Сургутский ЗСК (в связи с проектными ограничениями объём «тяжелых жидких углеводородов может составлять не более 30% от общего объёма поставляемого сырья), предусматривается строительство установок стабилизации жидких углеводородов и нефтеконденсатопр-

вода Уренгой – Пур-Пэ с дальнейшей поставкой жидкого углеводородного сырья в систему магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

Для транспортировки возрастающих объемов добычи конденсата Юрхаровского месторождения предусмотрено строительство конденсатопровода до Пуровского ЗПК.

На Северном Кавказе для транспортировки жидких углеводородов с Восточно-Прибрежной УКПГ предусматривается строительство нового конденсатопровода.

В настоящее время начинается промышленное освоение газоконденсатных месторождений полуострова Ямал, имеющих значительные запасы жидкого углеводородного сырья. Транспортировку жидких углеводородов (в деэтанализованном виде) месторождений полуострова Ямал предполагается обеспечить за счет вывоза морским путем (через порт Харасавэй) с организацией их переработки в районе Мурманска и далее в северо-западные районы России и на экспорт. При этом требуется создание системы трубопроводного транспорта жидких углеводородов от месторождений до порта Харасавэй.

Имеющиеся в Восточной Сибири ресурсы углеводородного сырья определяют создание в регионе новых перерабатывающих предприятий, которые требуют в свою очередь обеспечения мощностями по транспорту жидких углеводородов.

Для транспортировки жидких углеводородов Юрубчено-Тохомского НГКМ и Собинского НГКМ предполагается строительство трубопроводов от месторождений до нового газо-конденсатоперерабатывающего завода в Красноярском крае. Ввиду планируемых на начальной стадии незначительных объемов добываемого сырья Ковыктинского месторождения и Южно-Ковыктинской площади предполагается на первом этапе освоения этих месторождений вывоз жидких углеводородов автомобильным транспортом. На следующих этапах освоения месторождений предусматривается строительство конденсатопровода от месторождений до пос. Окунайский с последующим транспортом стабильного конденсата по железной дороге. Конденсат с Чайдинского НГКМ предполагается подавать в Восточный нефтепровод (ВСТО).

Конденсат месторождений острова Сахалин планируется транспортировать по проложенным в настоящее время нефтепроводам через остров Сахалин и Татарский пролив с последующей загрузкой в танкеры на терминалах Де-Кастри и Пригородное.

Проектом разработки Штокмановского месторождения предусматривается реализация конденсата на экспорт морским путем с береговых сооружений завода СПГ в Мурманской области.

Таким образом, строительство новых систем транспортировки жидких углеводородов предусматривается в Надым-Пур-Тазовском регионе, на полуострове Ямал, в Европейской части и на территории Восточной Сибири



и Дальнего Востока. Прогноз пропускной способности новых конденсаторо-проводов и срок их ввода в эксплуатацию приведены в таблице 3.8.3.

**Таблица 3.8.3. Ввод новых мощностей по транспорту конденсата**

Регион	Конденсаторопровод	Год ввода в эксплуатацию*	Пропускная способность, млн. т/год	Протяженность, км
Надым-Пур-Газ	Заполярье – Уренгой	2010	3,5	200
	Уренгой – Пур-Пэ	2011	4	250
	Юрхаровское ГКМ – Пуровский ЗСК	2010	2,0	300
Ямал	Бованенково – Харасавэй	2018	3,5	110
	Тамбей – Харасавэй	2024	2,0	240
Европейская часть	Краснодарский край	2010	0,1	20
	Астраханская область	2010	0,8	30
Восточная Сибирь и Дальний Восток	Иркутская область	2014	0,3	200
	Красноярский Край	2016	0,3	300
	Республика Саха (Якутия)	2016	0,65	200

\* - Сроки ввода конденсаторопроводов определены предварительно и могут в дальнейшем уточняться, исходя из достигнутых уровней добычи газового конденсата, сроков ввода новых перерабатывающих мощностей и загрузки действующих.

### 3.9. Направления развития энергосбережения

Общей целью энергосбережения является повышение энергетической эффективности технологических и вспомогательных производственных процессов на основе реализации экономически обоснованных энергосберегающих мероприятий, снижения энергоемкости производства и сокращения издержек на топливно-энергетическую составляющую в себестоимости продукции.

Газовая отрасль ежегодно потребляет на собственные технологические нужды (СТН) порядка 60 млрд. м<sup>3</sup> природного газа, при этом 80 % потребляемого газа приходится на магистральный транспорт, 12 % на добычу газа, конденсата и нефти и 8 % на остальные виды деятельности.

Актуальность проблемы энергосбережения в газовой отрасли определяется:

- продолжением роста потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при продолжающемся падении добычи газа на основных базовых месторождениях Западной Сибири - Уренгойском, Медвежьем, Ямбургском;
- существенным объемом инвестиций в реконструкцию, техпереворужение, разработку действующих и новых месторождений, строительство объектов транспорта, хранения и переработки газа, определяющим высокую себестоимость производимого газа;
- ростом цен на энергоносители, и, как следствие, повышении доли энергозатрат в себестоимости добычи, транспорта, переработки и хранения газа.

Повышение энергоэффективности объектов добычи и переработки газа, газового конденсата, нефти в предстоящий период планируется достичь за счет масштабной реконструкции действующего производства и внедрения нового оборудования и технологий, осуществляемых на основе отраслевых комплексных программ.

Реализация программ реконструкции предусматривает обеспечение проектных уровней добычи газа в результате применения в технологических процессах следующих энергоэффективных технологий:

- утилизации газа в процессе испытания скважин;
- зарезки боковых стволов скважин;
- методов ремонта скважин с применением колтюбинговой техники;
- предупреждения парафино-гидратообразований путем использования специальных присадок (ингибиторов);
- повышения степени сжатия ГПА путем замены сменной проточной части (СПЧ) нагнетателей;
- применения перспективных ГПА на базе новых более экономичных приводов с эффективным КПД свыше 34 %, унифицированных компрессоров со степенью сжатия от 1,44 до 3,0;
- повышения массообменной эффективности абсорберов и десорберов за счёт использования регулярной пластинчатой насадки.

Важнейшими направлениями энергосбережения при добыче газа на завершающей стадии разработки сеноманских залежей уникальных месторождений севера Западной Сибири следует считать:

- разработку и внедрение эффективных технологий ремонта разрушенного цементного камня в интервале продуктивного пласта;
- усовершенствование и удешевление методов текущих и капитальных ремонтов скважин по предотвращению и ликвидации водоявлений;

- внедрение автоматизированной системы контроля в режиме реального времени за работой каждой скважины. На начальном этапе необходима установка устьевых датчиков температуры с подачей сигнала на диспетчерский пункт.

Основными направлениями энергосбережения на газоперерабатывающих объектах являются:

- применение наименее энергозатратных процессов переработки газа и получения химических продуктов;
- использование энергоэффективного оборудования и реагентов:
  - турбодетандерных агрегатов с КПД не менее 85%;
  - теплообменного оборудования, характеризующегося максимальной рекуперацией тепловых потоков;
  - высокоэффективных изоляционных материалов, позволяющих снизить теплотери в окружающую среду;
  - новых сорбентов процессов очистки и осушки газа;
  - высокоэффективных фильтрующих и массообменных элементов.

Энергосберегающие технологии в транспорте газа реализуются на стадии проектирования, реконструкции и эксплуатации газопроводов.

Основными энергосберегающими технологиями, применяемыми на стадии проектирования в настоящее время и остающимися актуальными в перспективе до 2030 г., являются.

- Использование труб с внутренним гладкостным покрытием и повышение рабочего давления в магистральных газопроводах.

На современном этапе развития технологии магистрального транспорта газа внутреннее гладкостное покрытие является эффективным методом повышения экономичности транспорта газа.

В совокупности с использованием при сооружении газопроводов труб с внутренним гладкостным покрытием повышение рабочего давления позволяет обеспечить дополнительную экономическую эффективность.

Технология транспорта газа при повышенном рабочем давлении с применением внутреннего гладкостного покрытия труб разработана применительно к Северо-Европейскому газопроводу (9,8 МПа) и газопроводу Бованенково-Ухта (11,8 МПа). Ее применение дает интегральный эффект ресурсо- и энергосбережения. Так для системы газопроводов Бованенково-Ухта, по сравнению с традиционной технологией (7,45 МПа), эксплуатационные затраты сокращаются на 11-12 %.

■ Применение высокоэкономичных ГПА нового поколения.

На базе конверсионных предприятий в последние 10 лет создано новое поколение газотурбинных газоперекачивающих агрегатов типоразмерного ряда 2,5 - 4 - 6,3 - 10 (12) - 16 - 25 МВт с двигателями, КПД которых составляет 32-39 %, по сравнению со средним уровнем существующего парка - 29,2 %, что позволит обеспечить сокращение топливных затрат на 20-25 %.

Газовые компрессоры обеспечивают широкий параметрический ряд по давлениям, производительностям и степеням сжатия (в частности, модификации компрессоров линейных КС достигают КПД 85-87 % по сравнению с предшествующим периодом - на уровне 82-83 %).

В стадии опытной эксплуатации находятся современные мощные электроприводы (до 12,5 МВт) для компрессорных установок с устройствами регулирования частоты вращения, что обеспечивает экономию электроэнергии за счет оптимизации совместной работы газопровода и КС.

Должна быть отработана методология оптимального баланса использования теплового (преимущественно газотурбинного) и электрического энергопривода КС.

На стадии реконструкции газотранспортных объектов повышение их энергоэффективности должно быть обеспечено на основе отраслевых комплексных программ реконструкции и технического перевооружения, реализующих следующие основные направления энергосбережения:

- замену и модернизацию устаревших неэкономичных газоперекачивающих агрегатов;
- специальные мероприятия для повышения эффективности низконапорных режимов транспорта газа, которые сложились на разгруженных газопроводах или участках газотранспортных систем;
- реконструкцию объектов для ликвидации «энергетических узких мест» на газопроводах, (т.е. объектов, обуславливающих повышенные энергозатраты на компрессорных станциях);
- оптимальную стратегию по выбытию (ликвидации или консервации) невостребованных мощностей;
- системную реконструкцию газопроводов для повышения маневренности ГТС, режимной управляемости в нештатных ситуациях, а также для создания условий обеспечения своевременного капитального ремонта (сооружение межсистемных и внутрисистемных перемычек, лупингов);
- специальные мероприятия по приведению линейной части магистральных газопроводов к требованиям действующих нормативных документов, по устранению причин снижения рабочих давлений

на участках относительно проектного уровня, для проведения внутритрубной очистки и диагностики газопроводов, направленные на повышение или поддержание на проектном уровне гидравлической эффективности линейных участков.

На стадии эксплуатации действующих газотранспортных систем эффективными являются следующие направления энергосбережения:

■ Оптимизация технологических режимов транспортирования газа.

Наиболее экономически выгодным направлением является оптимизация технологических режимов газопроводов с применением современных комплексов моделирования и оптимизации (КМО) в том числе:

- оптимизация совместной работы комплекса «Газодобывающее предприятие - газотранспортная система»;
- оптимизация распределения газопотоков по подсистемам (газопроводам) региональной ГТС;
- оптимизация распределения нагрузки между КС каждого газопровода;
- оптимизация распределения нагрузки между компрессорными цехами на многоцеховых КС и между ГПА в цехах.

Комплексы моделирования и оптимизации (КМО) являются важным звеном реализации режимно-технологических резервов энергосбережения в транспорте газа. Внедрение КМО для управления режимами эксплуатации газотранспортных систем должно обеспечиваться как в направлении развития и создания современных отечественных КМО, так и в направлении закупки и освоения лучших зарубежных аналогов.

■ Поддержание нормативного уровня энергоэффективности оборудования (прежде всего ГПА) за счет совершенствования системы ремонтно-технического обслуживания (РТО).

■ Создание и внедрение средств и систем автоматизации, метрологического обеспечения и связи:

- нового поколения средств автоматизации и интегрированных систем управления, обеспечивающих согласованное, надежное и высокоэффективное управление производственно-технологическими объектами и процессами на всех уровнях управления;
- новых методов измерения, организации технологического учета газа, повышение достоверности измерения количественных и качественных показателей газа и жидких углеводородов;
- систем технологической связи, обеспечивающих надежную и безопасную транспортную среду для передачи всех видов данных и информации (управленческой, производственной, технологической).

- Сокращение потерь газа при капитальном ремонте магистральных газопроводов.

Все возрастающий объем затрат на капитальный ремонт основных фондов, вызванный старением технологического оборудования, особенно линейной части магистральных газопроводов, вызывает необходимость обоснования выбора первоочередных объектов для ремонта. Важным этапом в этом направлении, имеющим целью предупреждение возможных аварий и предотвращение нерациональных потерь газа, является создание и внедрение системы диагностического обследования газопроводов, эффект от которой ориентировочно оценивается в 6 млрд. руб. в год.

В качестве основных направлений развития и внедрения в применяемых технологических процессах энергосберегающих технологий при выполнении ремонтных работ на линейной части МГ, а также при выполнении работ по подключению вновь построенных газопроводов-отводов и перемычек в действующие газопроводы должны быть использованы:

- технологии врезки под давлением;
- технологии перекачки газа из выводимых в ремонт участков магистральных газопроводов (в проходящий параллельно газопровод или за отключающий запорный кран) с помощью мобильных компрессорных станций (МКС);
- технологии ремонта дефектных участков с помощью усиливающих муфт.

В масштабе газовой отрасли в целом основными механизмами реализации энергосбережения должны быть:

- обоснованное повышение внутренних цен энергоносителей, в первую очередь, газа;
- изменение существующих норм, правил и регламентов, определяющих расходование топлива и энергии, в направлении ужесточения требований к энергосбережению;
- совершенствование правил учета и контроля энергопотребления;
- установление стандартов энергопотребления и предельных энергопотерь;
- обязательная сертификация энергопотребляющих приборов и оборудования;
- проведение регулярного надзора за рациональным и эффективным расходованием энергоресурсов предприятий.

## 4. Экология

Газовая промышленность России осуществляет самые разные виды деятельности: геологоразведочные работы на сушу и шельфе, бурение разведочных и эксплуатационных скважин, добычу газа, конденсата и нефти, переработку газа и конденсата, их транспортировку и подземное хранение.

Значительные объемы производства практически по всей территории России определяют масштабы техногенного воздействия на окружающую природную среду. Отдельные подотрасли газовой промышленности (добыча, транспорт, хранение, переработка) имеют как общие черты с точки зрения негативных воздействий, так и специфические особенности. В связи с этим становится все более актуальным постоянный поиск новых более совершенных решений в природоохранной деятельности.

В числе главных задач в этой сфере – сохранение природной среды в зоне размещения объектов газовой промышленности, рациональное использование природных ресурсов, обеспечение производственной и экологической безопасности строительства и эксплуатации объектов добычи, переработки, транспортировки и хранения углеводородного сырья, а также создание безопасных условий труда и сохранение здоровья работников.

### **Выбросы загрязняющих веществ**

Газовая промышленность, занимая одну из лидирующих позиций в топливно-энергетическом комплексе как по колоссальным объемам добычи, транспорта, переработки и распределения энергоносителей, так и масштабности пространственного охвата территорий размещения мощностей, по сравнению с другими отраслями, не является мощным источником воздействия на природную среду.

На текущий момент доля газовой отрасли в выбросах загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу промышленными предприятиями России невелика и составляет 3,4 %, в сбросе загрязненных сточных вод – 0,2 %.

К основным источникам загрязнения атмосферы при транспортировке газа относятся выбросы КС, ГРС и ЛЧ газопроводов при их опорожнении. Транспортировка природного газа сопровождается значительным потреблением метана на собственные нужды, основной объем которого используется в качестве топливного газа.

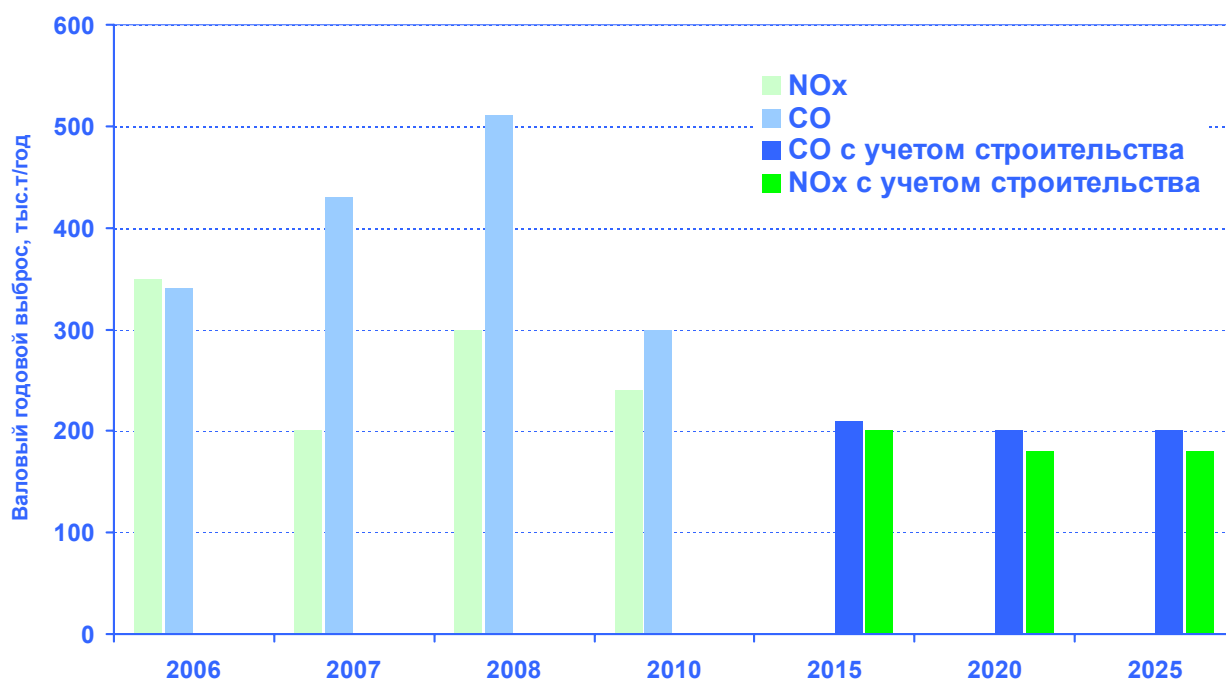
В настоящее время в структуре выбросов загрязняющих веществ большая часть приходится на метан (61,5%), выбросы оксида углерода составляют 26%, на долю оксидов азота и диоксида серы приходится соответственно 7,7 и 2,6%. Прочие загрязняющие вещества, включая твердые аэрозоли и летучие органические соединения, составляют чуть больше 2%.

Значимым источником воздействия на атмосферный воздух являются выбросы продуктов сгорания при работе газоперекачивающих агрегатов КС.

К наиболее токсичным нормируемым компонентам выхлопных газов, выбрасываемых при сжигании углеводородных топлив, относятся оксиды азота (NO<sub>x</sub>) и оксид углерода (CO). Кроме того, при сжигании углеводородных топлив в атмосферу выбрасывается значительное количество CO<sub>2</sub>, который на сегодняшний день не считается ЗВ и не нормируется, но при этом является основным парниковым газом. Согласно структуре выбросов в атмосферу, с учетом CO<sub>2</sub> и пересчета метана в CO<sub>2</sub>-эквивалент, доля CO<sub>2</sub> превышает 70 % валовых выбросов при транспортировке газа.

Объемы углекислого газа, выбрасываемого в атмосферу при работе газотранспортного предприятия, напрямую связаны с объемами сжигаемого топлива, следовательно, снижения выбросов CO<sub>2</sub> в основном можно добиться, уменьшив потребление топлива.

Прогноз динамики валовых выбросов загрязняющих веществ (эксплуатируемого парка ГПА и с учетом нового строительства) приведен на рисунке 4.1.



*Рисунок 4.1*

Таким образом, основными направлениями снижения эмиссии парниковых газов при транспортировке природного газа являются энергосбережение и, в частности, снижение расхода топливного газа на КС, уменьшение объемов выбросов газа при ремонтах линейной части магистральных газопроводов, сокращение потерь и утечек природного газа.

Поскольку транспортировка природного газа является наиболее энергоемкой подотраслью газовой промышленности, проблемы энергосбережения для данной подотрасли весьма актуальны.



Актуальность снижения выбросов метана значительно возросла после ратификации Россией Киотского протокола.

К наиболее эффективным мероприятиям, направленным на снижение эмиссии парниковых газов при транспортировке природного газа, можно отнести следующие:

- Организационно-технологические мероприятия, направленные на оптимизацию работы газотранспортной системы;
- Замена ГПА новыми экономичными агрегатами с повышенной единичной мощностью (повышение КПД);
- Оптимизация эксплуатационных режимов системы газопроводов с применением современных оптимизационных программно вычислительных комплексов;
- Современные методы ремонта и обслуживания газопроводов (врезка газопроводов-отводов под давлением, передвижные КС для утилизации газа из ремонтируемого участка газопровода в соседний, внутритрубная диагностика);
- Выпуск газа в низконапорные сети при проведении ремонтных работ на линейной части и ГРС;
- Применение электростартера для пуска ГПА и продувок азотом технологического оборудования.

### ***Использование водных ресурсов***

Доля газовой промышленности в использовании водных ресурсов и сбросе сточных вод в поверхностные водоемы незначительна. Проводимые мероприятия по рациональному использованию водных ресурсов и устранению потерь воды, используемой на производственные нужды, в частности за счет сокращения использования воды при гидроиспытаниях трубопроводов, резервирования котельных и перехода на подогрев теплоносителя в котлах-утилизаторах, а также вследствие выполнения энергосберегающих мероприятий, закрепили наметившуюся в предыдущие годы тенденцию к стабилизации и уменьшению объемов водопотребления.

Дальнейшее снижение водопотребления и объема сброса загрязненных сточных вод ожидается за счет проведения следующих мероприятий:

- внедрения системы оборотного водоснабжения;
- создания бессточных технологий;
- контроля за соблюдением норм водопотребления и водоотведения;
- контроля качества сбрасываемых в природные водоемы сточных вод;
- совершенствования методов очистки сточных вод.

## ***Нарушение почвенного покрова земель***

Сооружение газовых объектов оказывает негативное воздействие на почвенно-растительный покров. Источники воздействия можно подразделить на техногенные, пирогенные (пожарные) и рекреационные. Для снижения негативного влияния на почвенно-растительный покров предлагается проведение системы противоэрозионных мероприятий, технической и биологической рекультивации.

## ***Промышленные отходы***

Значимой экологической задачей при развитии газовой отрасли является оптимизация хранения и захоронения отходов. В этой связи необходимо решение задач использования отходов в качестве вторичных ресурсов, передачи их специализированным организациям для использования, переработки и утилизации.

## ***Пути снижения воздействия на окружающую среду***

Районы нефтегазодобычи все более смещаются на север. Начинается активное освоение месторождений Крайнего Севера, шельфа арктических морей, прежде всего, Баренцева и Карского, полуострова Ямал. Это ставит новые задачи по освоению нефтегазовых ресурсов в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях и обеспечению экологической безопасности проектов в динамике обустройства и разработки месторождений.

На всех стадиях разработки месторождений углеводородов должен быть предусмотрен мониторинг окружающей среды с регулярным контролем эффективности природоохранных мероприятий и выявлением ранее не предсказанных негативных экологических эффектов.

В решении экологических проблем безусловный приоритет имеют реконструкция и техническое перевооружение действующих газотранспортных систем в целях повышения эффективности их работы, снижения на них вредных выбросов и исключения аварийных ситуаций, а также организация внутритрубной диагностики магистральных газопроводов для своевременного выявления и устранения дефектов. Внутритрубная диагностика позволяет оперативно определять на трубопроводе опасные места — участки потенциальных разрывов, и устранять их методом выборочного ремонта, не допуская возникновения аварийных ситуаций.

Важным инструментом при решении природоохранных задач является производственный экологический мониторинг. Он проводится на объектах отрасли для получения информации о текущей экологической обстановке, используемой при планировании природоохранных мероприятий, управлении природоохранной деятельностью.

## 5. Основные направления научно-технического прогресса в газовой отрасли

Развитие газовой отрасли требует разработки комплекса научно-технических решений, обеспечивающих возможность рентабельного вовлечения в хозяйственный оборот углеводородных ресурсов с необходимым уровнем надежности, экологической и промышленной безопасности. Особенно актуальным это становится при разработке месторождений п-ва Ямал, а также морских месторождений в экстремальных природных условиях арктического шельфа и шельфа замерзающих морей.

Основными направлениями научных исследований являются:

- в области геологии, поисков и разведки месторождений:
  - создание методов, технических средств и технологий, обеспечивающих качественный рост результативности геолого-разведочных работ и эффективное строительство поисково-разведочных скважин;
  - разработка новых и совершенствование существующих методов оценки ресурсов и запасов углеводородного сырья;
- в области разработки месторождений:
  - создание технологий и технических средств для эффективной добычи природного газа, жидких углеводородов и высокомолекулярного сырья;
  - создание новых схем и методов разработки месторождений с помощью наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных «интеллектуальных» скважин с большими отклонениями от вертикали;
  - разработка методов, технических средств и технологий освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов газа в низконапорных коллекторах, газогидратных залежах и метана угольных бассейнов;
  - создание новых экономически эффективных технологий добычи и использования «низконапорного» газа;
- в области транспорта и подземного хранения газа:
  - создание технологий и технических средств для строительства, реконструкции и эксплуатации трубопроводных систем с оптимальными параметрами транспорта газа и устойчивостью к воздействию естественных факторов и технологических нагрузок;
  - разработка и внедрение новых импортозамещающих технологий и материалов, обеспечивающих повышение

---

эксплуатационных характеристик труб и газотранспортного оборудования;

- развитие технологий и совершенствование оборудования для обеспечения надежного функционирования ЕСГ, включая методы и средства диагностики и ремонта;
- создание современных методов и средств диспетчерского управления ГТС ЕСГ;
- развитие технологий и технических средств магистрального транспорта жидких углеводородов и сжиженных углеводородных газов;
- разработка технологий и технических средств разведки, сооружения и эксплуатации подземных хранилищ газа и жидких углеводородов в пористых средах, в многолетне-мерзлых породах и отложениях каменной соли;

■ в области переработки углеводородов:

- разработка энергосберегающих технологий глубокой переработки углеводородного сырья, технических решений по созданию новых и совершенствованию существующих газоперерабатывающих и газохимических производств;
- разработка техники и технологий, направленных на повышение эффективности переработки серосодержащих газов, получение высоколиквидной продукции на базе газовой серы;
- разработка и внедрение новых отечественных технологий производства синтетических жидких топлив из природного газа;
- разработка отечественных технологий производства новых эффективных реагентов (селективные абсорбенты, многофункциональные адсорбенты, катализаторы) для использования при переработке углеводородного сырья в товарную продукцию;

■ в области экологии:

- разработка и внедрение методов и технологий сооружения промышленных объектов, обеспечивающих сохранение природных ландшафтов;
- разработка методов снижения техногенного воздействия предприятий отрасли;
- создание системы геодинамического мониторинга за разработкой месторождений;
- разработка и внедрение технологий и оборудования, обеспечивающих снижение выбросов парниковых газов.

## **6. Развитие газификации регионов Российской Федерации**

### ***Современное состояние газификации и газоснабжения России***

Современное состояние газоснабжения и газификации регионов РФ характеризуется следующими базовыми показателями.

В целом по стране газифицировано около 115 тыс. населенных пунктов, из них природным газом около 38 тыс., газифицировано более 40 млн. квартир и домовладений, из них природным газом газифицировано 30,5 млн., а сжиженным газом - около 9,8 млн. квартир и домовладений. К концу 2007 года уровень газификации в целом по России составил 62 %, в том числе в городах – 67%, в сельской местности – 44%.

Суммарная протяженность распределительных газопроводов составляет 632,9 тыс. км, в том числе 77,5 тыс. км из полиэтиленовых труб. Протяженность распределительных газопроводов в городах составляет более 251,1 тыс. км и 381,8 тыс. км в сельской местности.

Несмотря на определенные достижения в деле газификации регионов существуют проблемы, требующие решения:

- наряду с высоким уровнем газификации (сетевым газом) Центрального, Южного и Приволжского федеральных округов (69-74%), где уровень газификации субъектов РФ достигает до 90 %, в остальных округах уровень газификации значительно ниже, причем лишь некоторые субъекты федерации, входящие в эти округа имеют показатели, соответствующие среднему уровню по стране. В отдельных субъектах Федерации, еще только начинают заниматься газификацией, к ним в основном относятся регионы Сибири и Дальнего Востока;
- существуют значительные различия между обеспечением сетевым газом потребителей города и села. Для многих регионов уровень газификации сел в 2-3, а порой и более раз, ниже, чем в городах;
- из-за отставания подготовки потребителей к приему газа построенные газопроводы отводы и распределительные газопроводы в течение длительного времени остаются малозагруженными. Причиной отставания являются дефицит бюджетных средств, бедность населения, наличие дешевых источников тепла и энергии в регионах;
- несовершенная нормативно-правовая база не обеспечивает необходимую технологическую взаимосвязь с объектами ЕСГ и оперативное внедрение современных материалов, технологий и оборудования, а также упорядоченность взаимоотношений между субъектами газификации;

- установленные тарифы для газораспределительных организаций (ГРО) не позволяют выполнять требуемые объемы работ по реконструкции и техническому перевооружению газораспределительных сетей. Из-за низких тарифов работники газораспределительных организаций получают самую низкую заработную плату в ТЭК, что порождает текучесть кадров и снижение уровня квалификации специалистов ГРО. В связи с этим остро стоит проблема кадрового обеспечения;
- существует проблема поддержания технического состояния существующих распределительных сетей на уровне, обеспечивающем безопасную эксплуатацию пожаро-, взрывоопасных объектов, а также надежную и стабильную поставку газа потребителям.

### **Базовые направления развития газификации регионов РФ**

Развитие газификации регионов зависит от состояния развития газоснабжения и газификации, которое можно дифференцировать в следующие группы.

**1-я группа:** Регион имеет развитую систему магистральных и распределительных газопроводов. Строительство межпоселковых газопроводов требуется в незначительных объемах. Уровень потребления газа близок или уже достиг уровня насыщения. Доля газа в топливно-энергетическом балансе региона очень высока. Для этой группы основные направления развития газификации связаны с:

- повышением эффективности использования газа, проведением мероприятий по энергосбережению, внедрением эффективного газоиспользующего оборудования. При этом высвобожденный газ направляется исключительно на развитие коммунально-бытовой сферы и населению;
- вовлечением в региональный рынок местных энергоресурсов;
- проведением комплексных мероприятий по реконструкции системы газоснабжения в целях повышения надежности поставки газа в регион.

**2-я группа:** В регионе осталось небольшое число районов, не газифицированных сетевым газом. Дальнейшее развитие газоснабжения и газификации таких районов осуществляется, в основном, за счет:

- строительства новых межпоселковых и распределительных газопроводов от уже построенных незагруженных или новых газопроводов-отводов;
- газификации коммунально-бытового сектора и населения;
- газификации промышленных потребителей при обязательном условии экономической эффективности.

При этом обеспечивается:

- расширение спектра использования газа за счет перевода транспорта на газомоторное топливо, внедрения альтернативных технологий газоснабжения (СПГ, КСПГ) и пр.;
- повышение эффективности использования газа за счет проведения мероприятий по энергосбережению;
- проведение комплекса работ по поддержанию технического состояния ранее построенных объектов системы газоснабжения и газификации.

**3-я группа:** В регионе есть значительные территории, не газифицированные сетевым газом. Существующие газопроводы отводы не могут обеспечить их газификацию. Развитие газификации связано с комплексным развитием топливо- и энергоснабжения региона на основе единой региональной энергетической политики за счет:

- строительства новых газопроводов-отводов, по согласованным срокам и объемам со строительством разводящих сетей и вводом мощностей потребителей;
- разработки и реализации программы использования альтернативных методов поставки газа потребителям, удаленным от традиционных источников газоснабжения.

**4-я группа:** Регионы фактически не газифицированы. Объекты ЕСГ отсутствуют или значительно удалены от потенциальных потребителей. Территории слабо заселены. В регионах есть месторождения природного газа. Газоснабжение и газификация регионов связаны:

- с разработкой и освоением новых ресурсов газа; развитием локальных (независимых от ЕСГ) систем газоснабжения, уровень охвата региона газификацией зависит от положения источника газоснабжения и расположения потребителей;
- с тем, что в первую очередь газификации подлежат потребители вдоль трассы МГ, крупные города и промышленные зоны, т.к. эффективность проектов газификации могут обеспечить крупные потребители энергетики и промышленности (нефтехимии и газохимии, металлургии и т.п.) с высоким и стабильным уровнем потребления;
- со строительством новых межпоселковых распределительных газопроводов для газификации коммунально-бытового сектора и населения.

**5-я группа:** Состоит из регионов, территориально отдаленных от ЕСГ, не имеющих на своей территории газовых месторождений. Газоснабжение и газификация регионов связаны с:

- разработкой и освоением новых ресурсов газа в соседних субъектах РФ, строительством от них магистральных газопроводов, проходящих по территории региона;
- обеспечением потребителей, не охваченных сетевым газом, путем поставки сжиженных углеводородных газов.

К группам 4 и 5 относятся многие регионы Восточной Сибири и Дальнего Востока.

При реализации программ развития газификации необходимо предусматривать мероприятия по внедрению современных интегрированных систем учета газа, что позволит обеспечить действенный мониторинг за потреблением газа на внутреннем рынке. Широкомасштабное внедрение приборов учета на внутреннем рынке повысит эффективность использования газа населением.

### ***Прогноз развития газораспределительных систем***

При оценке необходимых объемов строительства газораспределительных систем были учтены особенности современного состояния газоснабжения и газификации регионов, ход его строительства в последние годы, а также требования по обеспечению эффективности строительства сетей газораспределения при соответствующем росте объема потребления газа. Оценка объемов строительства газораспределительных систем по Федеральным округам на рассматриваемый прогнозный период представлена в таблице 6.1.

Более точная потребность в строительстве газораспределительных сетей может быть определена только на основе региональных Генеральных схем газоснабжения и газификации, разработанных на базе оптимизации ТЭБ региона, с учетом особенностей и технического состояния существующей системы газоснабжения. Сроки реализации строительства объектов газификации должны быть согласованы с развитием и реконструкцией объектов ЕСГ (освоением ресурсов углеводородного сырья и строительства магистральных газопроводов от них). Прогнозные объемы строительства газораспределительных систем позволяют оценить потребность в инвестициях. Такая оценка проводилась на основе анализа данных по строительству и объемам капитальных вложений в строительство газораспределительных сетей по регионам РФ за 2000 – 2006 гг. Полученные оценки по Федеральным округам представлены в таблице 6.2.



## **Реконструкция газораспределительных систем**

В газовом хозяйстве Российской Федерации увеличивается доля газопроводов с большим сроком эксплуатации. Присоединение строящихся газопроводов и газификация новых потребителей, требует увеличения пропускной способности газораспределительных систем. В настоящее время из 318,1 тыс. км стальных подземных газопроводов около 53 тыс. км эксплуатируется более 30 лет, из них 19 тыс. км эксплуатируется 40 и более лет. Из 35,8 тыс. ГРП (газорегуляторный пункт) 10,9 тыс. отработали более 20 лет. Из 126,7 тыс. ШРП (шкафной газорегуляторный пункт) более 20 лет отработало 9,1 тыс.

Нуждается в реконструкции система электрохимической защиты стальных подземных газопроводов. Из 67 тыс. станций катодной защиты около 27 тыс. отработало более 15 лет и 7 тыс. требует замены.

Особенно остро вопрос реконструкции существующих систем газораспределения стоит в крупных городах, газификация которых началась 40 и более лет назад. При этом самую большую опасность представляют газопроводы низкого давления, снабжающие газом жилые дома, удельный вес которых в общей протяженности составляет 65-75%, а замене уже сегодня подлежат 8-10 %.

Потребность в реконструкции газораспределительных сетей на период 2008 – 2030 гг. оценивалась на основе нормативных документов, срока эксплуатации и технического состояния трубопроводов. В результате на период до 2030 года потребность в реконструкции газопроводов по РФ оценивается в объемах, представленных в таблице 6.3.

В результате физического и морального износа оборудования газовое хозяйство нуждается в техническом перевооружении путем приобретения современного оборудования, в том числе, в оснащении ГРП средствами учета газа, телемеханизации диспетчерских пунктов и ГРП, обновлении парка автотранспорта и спецтехники.

**Таблица 6.1. Оценка объемов строительства газораспределительных систем по федеральным округам на прогнозируемый период**

КМ

Федеральный округ	Прогнозный период										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Центральный	4949	4851	4686	3486	3125	1609	1528	1457	2574	408	0
Северо-Западный	639	628	621	594	571	549	514	492	1762	932	0
Южный	2709	2619	2528	1939	1825	1259	1063	807	0	0	0
Приволжский	5028	4802	3156	1055	1040	1035	1020	985	3645	1245	0
Уральский	1473	1473	1473	1421	1369	1317	1265	1200	5220	1733	363
Сибирский	830	820	810	820	800	782	777	767	3972	2842	2970
Дальневосточный	282	232	242	245	255	300	330	330	1710	2035	2100
<b>РОССИЯ</b>	<b>15910</b>	<b>15424</b>	<b>13516</b>	<b>9559</b>	<b>8984</b>	<b>6851</b>	<b>6496</b>	<b>6038</b>	<b>18884</b>	<b>9195</b>	<b>5433</b>

**Таблица 6.2. Оценка необходимых инвестиций для строительства новых газораспределительных систем по федеральным округам на прогнозируемый период**

млн. руб. (в ценах 2008 года)

Федеральный округ	Прогнозный период										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Центральный	7970	7812	7547	5614	5033	2591	2460	2346	4145	657	0
Северо-Западный	2573	2528	2501	2392	2299	2211	2070	1981	7094	3752	0
Южный	3054	2952	2850	2185	2058	1418	1198	910	0	0	0
Приволжский	4858	4639	3050	1019	1005	1000	986	951	3522	1203	0
Уральский	3085	3085	3085	2974	2866	2757	2650	2512	10928	3628	761
Сибирский	1738	1717	1696	1717	1675	1638	1626	1605	8316	5951	6217
Дальневосточный	1136	934	975	987	1027	1208	1329	1329	6885	8193	8455
<b>РОССИЯ</b>	<b>24413</b>	<b>23667</b>	<b>21703</b>	<b>16889</b>	<b>15963</b>	<b>12824</b>	<b>12319</b>	<b>11636</b>	<b>40890</b>	<b>23384</b>	<b>15432</b>

**Таблица 6.3. Прогноз реконструкции газораспределительных систем в РФ**

<b>№</b>	<b>Период, гг.</b>	<b>Потребность реконструкции распределительных сетей, км</b>	<b>Общая стоимость работ по реконструкции распределительных сетей, млн. руб. (в ценах 2008 года)</b>
1	2008	1440	3189
2	2009	1440	3189
3	2010	1440	3189
4	2011	1440	3189
5	2012	1440	3189
6	2013	2200	4509
7	2014	2450	4992
8	2015	3020	6667
9	2016-2020	20100	41065
10	2021-2025	28000	57169
11	2026-2030	56000	114338
<b>Итого:</b>		<b>118970</b>	<b>244682</b>

## **7. Потребность в капитальных вложениях и условия инвестирования**

Газовая отрасль является одной из ключевых отраслей экономики России. Так, вклад газовой отрасли в формирование ВВП страны составляет свыше 10%, на ее долю приходится около 20% в поступлениях валютной выручки государства, а также не менее 13% доходов федерального бюджета. Обеспечение устойчивого функционирования и развития отрасли является основой для дальнейшего роста экономики страны.

Вместе с тем, оптовая цена на газ, устанавливаемая Федеральной службой по тарифам, не покрывает в полной мере затрат, связанных с реализацией газа на внутреннем рынке, и не обеспечивает достижения приемлемого уровня рентабельности используемого капитала с учетом возрастающих потребностей отрасли в инвестициях. Тарифы на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам для независимых производителей газа, устанавливаемые ФСТ России, также экономически неоправданны и не учитывают потребность в инвестициях для поддержания и дальнейшего развития ЕСГ.

Действующий уровень регулируемых государством оптовых цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке приводит к сохранению перекрестного субсидирования, а именно:

- субсидирования поставок газа на внутренний рынок за счет экспорта газа;
- субсидирования поставок газа в регионы, расположенные на значительном расстоянии от основных источников добычи, за счет поставок газа потребителям, имеющим короткое транспортное плечо;
- субсидирования поставок газа населению за счет реализации газа промышленным потребителям;
- субсидирования экспортно-ориентированных отраслей промышленности за счет поставок дешевого газа, используемого в качестве сырья или топлива;
- субсидирования развития газотранспортных мощностей за счет других видов деятельности предприятий газовой отрасли.

В последнее время имеют место отдельные положительные изменения на рынке газа, способствующие развитию отрасли, а именно:

- наблюдается позитивная ценовая конъюнктура российского газа на внутреннем рынке и в существенно большей степени на зарубежных экспортных рынках;
- развивается торговля природным газом на внутреннем рынке через электронную торговую площадку;

- на государственном уровне активно обсуждаются возможности поэтапного достижения равнодоходности поставок газа на внутренний рынок по сравнению с поставками газа на экспорт с учетом затрат на транспортировку и таможенных пошлин;
- принято Постановление Правительства, разрешающее поставку газа потребителям по ценам, определяемым по соглашению сторон в рамках предельных максимального и минимального уровней. Этот порядок распространяется на новых потребителей и на объемы газа, поставляемые действующим потребителям, заключаящим договора на поставки дополнительных объемов газа сверх объемов, зафиксированных в договорах на 2007 г.

Несмотря на перечисленные тенденции и меры по развитию внутреннего рынка газа, к настоящему времени не достигнут экономически обоснованный уровень регулируемой цены на газ в России. Реализация газа на регулируемом секторе рынка в 2008 г. ожидается с убытком, и лишь за счет торгов газом на электронной торговой площадке и продажи газа новым потребителям по более высоким ценам в 2009 г. можно ожидать достижения уровня безубыточности продаж газа на внутреннем рынке (при условии неизменности налоговых и других макроэкономических условий функционирования).

Принимая во внимание социальную значимость природного газа, нельзя уверенно предположить, что рост цен на газ на внутреннем рынке в ближайшие годы будет соответствовать ранее декларировавшимся намерениям органов государственной власти. Темпы роста мировых цен на энергоносители превосходят прежние прогнозы и ставят под сомнение реализацию рассматривавшихся планов по переходу на цену равнодоходности в 2011 г.

Вместе с тем, по выполненным при разработке Генеральной схемы оценкам, наиболее интенсивная потребность в инвестициях прогнозируется в период до 2015 г., после чего возможно ожидать ее некоторого снижения.

Развитие газовой отрасли предполагает масштабное строительство новых мощностей во всех основных подотраслях. Это связано, прежде всего, с выходом в новые регионы добычи и потребления газа, созданием новой газовой инфраструктуры, диверсификацией экспортных потоков газа, значительным износом производственных объектов, созданных в предшествующие периоды, и другими факторами. Объемы ввода мощностей сопоставимы по масштабам с созданием новой отрасли.

В целом по России за период 2008-2030 гг. намечается ввести:

- скважин – 4,4 - 5,1 тыс. единиц;
- УКПГ – 54-64 единицы  
производительностью 659-770 млрд. куб. м/год;
- ДКС – 379-422 единицы мощностью 5,2-6,0 тыс. МВт;

- платформ – 8 - 12 ед.;
- линейной части газопроводов – 21,3 - 27,3 тыс. км;
- компрессорных станций – 129- 159 единиц суммарной мощностью 12,5 - 15,5 тыс. МВт;
- мощностей по переработке газа - 195 - 234 млрд. куб. м/год и переработке жидких углеводородов 26 - 32 млн. т/год.

Объем капитальных вложений в период 2008-2030 гг. в развитие газовой отрасли России прогнозируется на уровне 13,9-16,6 трлн. руб. в постоянных ценах на 01.01.2008 (без учета затрат на газификацию).

Представленная оценка инвестиций включает капитальные вложения в строительство и реконструкцию объектов газовой отрасли и определялась по следующим составляющим:

- геологоразведка;
- добыча газа и конденсата;
- транспорт газа и газового конденсата;
- подземное хранение газа;
- переработка газа и газового конденсата;
- прочие капитальные вложения (проектно-изыскательские работы, непромышленное строительство, затраты на ликвидацию объектов и т.д.).

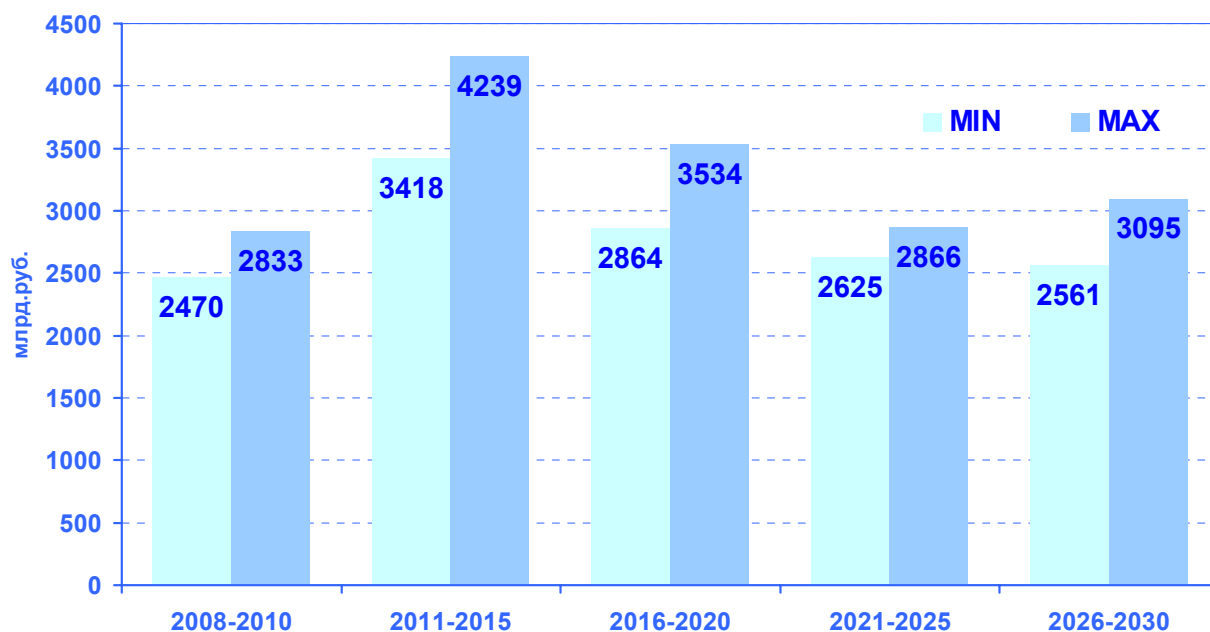
Прогнозные показатели объемов строительства мощностей в добыче, транспорте, переработке газа и конденсата, а также капитальные вложения в развитие газовой отрасли России представлены в таблице 7.1 и на рисунке 7.1.

Таблица 7.1. Прогноз строительства мощностей по России

Наименование показателей	2008	2009	2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2008-2030
<b>Добыча</b>								
УКПГ,								
ед.	2	6	2	11-13	9-13	17-18	7-10	54-64
млрд. куб. м./год	34	20	11	162-233	140-166	142-174	125-159	659-770
Скважины, ед.	216	261	225	945-1193	619-953	1168-1224	990-1051	4424-5123
<b>ДЭС</b>								
ед. ГПА	22	18	22	71-73	102-117	68-80	76-90	379-422
МВт	308	282	278	898-957	1618-1809	879-1111	981-1211	5243-5955
Платформы, ед.	1	1		3-4	2-3	0-1	0-3	8-12
<b>Транспорт</b>								
ЛЧ, км	786	1042	2167	6624-11124	2347-5624	3625-4244	3982-5129	21321-27301
КС,								
шт.	9	4	6	28-53	25-37	17-23	30-34	129-159
МВт	592	342	595	2954-5284	2133-3382	1661-2291	3320-3578	12485-15543
<b>Переработка</b>								
Заводы по переработке								
газа,								
млрд. куб. м/год	2	11	7	50	106-131	17-31		195-234
жидких УВ,								
млн. т. / год		1	1	9	4-7	10-13		26-32
<b>Капитальные вложения*, млрд. руб. (в ценах на 01.01.2008 г.)</b>	<b>853-929</b>	<b>833-940</b>	<b>784-964</b>	<b>3418-4239</b>	<b>2864-3534</b>	<b>2625-2866</b>	<b>2561-3095</b>	<b>13937-16566</b>

\* с учетом затрат на реконструкцию

В случае реализации на Востоке России варианта «Восток - 50» технико-экономические показатели должны быть соответствующим образом откорректированы

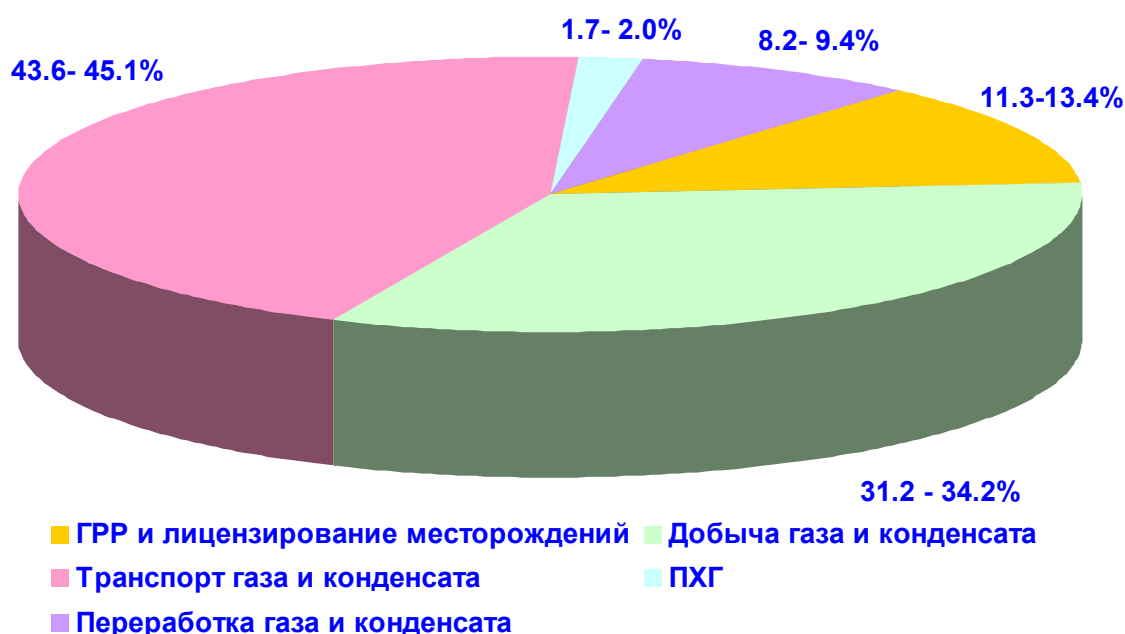


**Рисунок 7.1**

*Прогноз капитальных вложений в развитие газовой отрасли России (в ценах на 01.01.2008 г.), млрд. руб.*

Наибольший удельный вес в общих капитальных вложениях на развитие газовой отрасли России за период 2008-2030 гг. составляют затраты в добычу (31-34%) и транспорт (44-45%) газа и конденсата.

Структура капитальных вложений в развитие газовой отрасли России по направлениям деятельности представлена на рисунке 7.2.



**Рисунок 7.2**

*Структура капитальных вложений в развитие газовой отрасли России, %*



Доля капитальных вложений в реконструкцию объектов газовой отрасли составляет 20,5-23,4% от суммарного объема инвестиций. При этом наибольший удельный вес в капитальных вложениях на реконструкцию приходится на объекты транспорта газа – порядка 80%.

Вероятностный характер и высокая неопределенность прогнозных макроэкономических параметров, долгосрочных прогнозов цен на энергоносители, потенциальная нестабильность налогового режима, создают угрозу эффективности управленческих решений по развитию отрасли в случае, когда они не имеют запаса прочности по показателям экономической эффективности. Высокие риски и недостаточная рентабельность деятельности в перспективе способны снизить инвестиционную привлекательность предприятий отрасли.

С другой стороны, обеспечение стабильного развития экономики страны и безусловное выполнение международных обязательств напрямую зависит от способности газовой отрасли реализовывать крупные инвестиционные проекты по развитию газоснабжения отечественных и зарубежных потребителей. Следовательно, залогом успешной реализации инвестиционных планов отрасли в условиях ценовой неопределенности должны стать гарантии со стороны государства о создании экономически привлекательных условий функционирования газового сектора.

Объективная необходимость подобных мер обусловлена ухудшением условий работы предприятий газовой отрасли. В качестве основных экономических проблем развития на современном этапе и в перспективе следует выделить:

- рост износа основных фондов газовой отрасли и необходимость своевременной реконструкции производственных мощностей в целях обеспечения надежности газоснабжения (в газовой промышленности износ достигает 58%);
- значительное увеличение удельных расходов на оборудование и услуги при проектировании, строительстве, эксплуатации и реконструкции производственных мощностей месторождений газа и газотранспортных систем, которое обусловлено ростом цен на продукцию металлургии и машиностроения, ужесточением экологических требований при реализации проектов и другими факторами;
- рост удельного веса месторождений с падающей добычей, поддержание которой приводит к увеличению эксплуатационных затрат, связанных с переходом на разработку более глубоко залегающих горизонтов, а также к необходимости подготовки к ликвидации объектов добычи и транспорта газа в долгосрочной перспективе;
- усложнение горно-геологических условий залегания, повышенной труднодоступностью районов расположения новых месторожде-

ний газа, выходом на шельфы арктических морей, что приводит к необходимости привлечения дополнительных инвестиций в добычу и транспорт газа;

- существенно более высокую, в 3-5 раз, себестоимость добычи газа (преимущественно ачимовских и валанжинских залежей) на новых месторождениях по сравнению с газом сеноманских отложений основных месторождений, разрабатываемых в настоящее время;
- необходимость создания мощностей по переработке газа и конденсата одновременно с освоением новых месторождений, характеризующихся многокомпонентным составом пластовой смеси;
- снижение степени концентрации ресурсов газа в связи с переходом преимущественно к освоению более мелких месторождений;
- рост потребности в строительстве новых газотранспортных мощностей для развития новых районов газодобычи, обеспечения надежности газоснабжения российских потребителей, минимизации транзитных рисков при экспорте российского газа, а также диверсификации экспортных маршрутов;
- рост затрат на интенсификацию научно-технического прогресса в отрасли, разработку и внедрение передовых достижений науки и техники.

Учитывая изложенное, главной задачей государства должно стать содействие инвестиционным процессам, происходящим в отрасли, создание дополнительных возможностей для ее участников, а также стимулирование устойчивого развития отрасли за счет решения приоритетных задач. В качестве наиболее важных из числа этих задач следует рассматривать:

- стимулирование расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы с участием средств государственного бюджета;
- обеспечение стабильного налогового режима, не ухудшающего экономическое положение и не снижающего инвестиционные возможности отрасли;
- создание благоприятных условий и гарантий для реализации крупных инвестиционных проектов, способных в будущем обеспечить значительный мультипликативный эффект;
- стимулирование развития газовой промышленности в новых регионах;
- разработка и внедрение инновационных технологий, новых продуктов и материалов.

Перечисленные задачи в целом согласуются с положениями Энергетической стратегии России на период до 2020 года, предусматривающей для надежного удовлетворения потребностей экономики страны в газе и повы-

---

шения эффективности функционирования и развития газовой промышленности необходимость осуществления долгосрочной государственной политики, в первую очередь совершенствования системы налогообложения для создания условий и стимулов наращивания добычи и разработки новых газовых месторождений, в том числе малых и средних, эксплуатации месторождений на поздних стадиях разработки.

Решение задачи по обеспечению соответствия между перспективной потребностью в газе и развитием производственных возможностей газовой отрасли требует комплексного подхода в рамках развития российского рынка газа на основе межотраслевой координации согласно концептуальным установкам и стратегическим документам, определяющим развитие отраслей экономики. При этом ключевым условием развития рынка газа должен стать сбалансированный учет интересов субъектов газовой отрасли и потребителей газа при активном участии государства как системного координатора развития энергетики и экономики.

Основное внимание при этом должно быть отведено практической реализации мер по стимулированию развития газовой отрасли, предлагаемых в настоящей Генеральной схеме по результатам анализа важнейших рисков в рассматриваемом периоде.

## 8. Анализ возможных изменений внешней среды и рисков развития газовой отрасли. Предложения по управленческим решениям

Для описанных выше возможностей развития газовой отрасли были проанализированы основные риски, связанные с их реализацией, а также рассмотрены управленческие решения, позволяющие уменьшить эти риски.

С целью сравнительного анализа рассмотрены риски, которые можно разделить на две основные группы – инвестиционные и маркетинговые риски.

### Инвестиционные риски:

- значительное превышение темпов роста цен на основные материалы и ресурсы в газовой отрасли над темпами роста цен на газ;
- низкая эффективность геологоразведочных работ в новых регионах;
- невозможность обеспечения отечественными и зарубежными производителями потребности в новых технологиях и материально-технических ресурсах в необходимые сроки и по приемлемым ценам;
- омертвление инвестиций в создание избыточных мощностей в добыче и транспорте газа в случае незапланированного падения объемов добычи газа на базовых месторождениях.

### Маркетинговые риски:

- отставание роста спроса на газ в России от запланированных темпов;
- снижение темпов роста спроса на российский природный газ за рубежом;
- неблагоприятная ценовая конъюнктура на экспортных рынках;
- замедление процессов либерализации внутреннего газового рынка, продолжение политики искусственного занижения цен на природный газ.

Оценка влияния (по 10-балльной шкале) перечисленных рисков на развитие газовой отрасли для различных прогнозных уровней потребностей внутреннего и внешнего рынков представлена на «тепловой» диаграмме. При разработке диаграммы учитывались как вероятность возникновения того или иного риска, так и масштабы потерь в случае возникновения рисков ситуации (рисунок 8.1).

РИСКИ	ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ СПРОС		
	внутренний рынок - высокий, внешний рынок - средний	внутренний рынок - низкий, внешний рынок - высокий	внутренний рынок - средний, внешний рынок - низкий
■ Значительное превышение темпов роста цен на основные материалы и ресурсы в газовой отрасли над темпами роста цен на газ	4,8	6,2	3,7
■ Низкая эффективность ГРП в новых регионах	0,3	1,5	0,2
■ Невозможность обеспечения новыми технологиями и материально-техническими ресурсами в срок	6,5	7,0	2,0
■ Омертвление инвестиций в создание производственных мощностей в случае незапланированного падения объемов добычи газа	1,5	1,2	0,9
■ Отставание роста спроса на газ в России от запланированных темпов	9,8	2,0	6,0
■ Снижение темпов роста спроса на российский природный газ за рубежом	5,7	8,1	4,8
■ Неблагоприятная ценовая конъюнктура на экспортных рынках	4,2	7,3	3,7
■ Замедление процессов либерализации внутреннего газового рынка, продолжение политики искусственного занижения цен на природный газ	6,9	1,9	3,1

*Уровни риска*



**Рисунок 8.1**

*Тепловая диаграмма рисков*

Риск роста цен на основные материалы и ресурсы имеет больший вес при реализации капиталоемких проектов в сложных природно-климатических и горно-геологических условиях.

Риски, связанные с эффективностью проведения геологоразведочных работ возникают, прежде всего, при развитии добычи в новых регионах, характеризующихся низкой разведанностью ресурсов углеводородного сырья (например, высокий уровень поставок газа из Восточной Сибири в страны АТР).

---

Риск невозможности обеспечения отечественными и зарубежными производителями потребности в новых технологиях и материально-технических ресурсах, прежде всего в трубах большого диаметра и газоперекачивающих агрегатах, в необходимые сроки и по приемлемым ценам, будет иметь наибольшую значимость для сценариев высокого спроса, в которых предполагается приступить к одновременному освоению запасов газа в нескольких новых регионах газодобычи и к реализации целого ряда крупных инвестиционных проектов в добыче и транспорте газа.

Риск омертвления инвестиций в создание производственных мощностей может возникнуть в результате незапланированного падения добычи на месторождениях, следствием чего будет являться недозагрузка газотранспортных мощностей. В связи с выполненной в Генсхеме работой по синхронизации мощностей в добыче и транспорте газа, а также с учетом возможностей использования месторождений-сателлитов, данный риск оценивается как низкий.

Создание избыточных производственных мощностей также может являться результатом неподтвержденного прогноза спроса на газ. Риск отставания спроса на газ от запланированных темпов относится к группе маркетинговых рисков и имеет более высокое значение (может привести к более серьезным последствиям), чем предыдущие риски, в связи со сложностью его прогнозирования и минимизации.

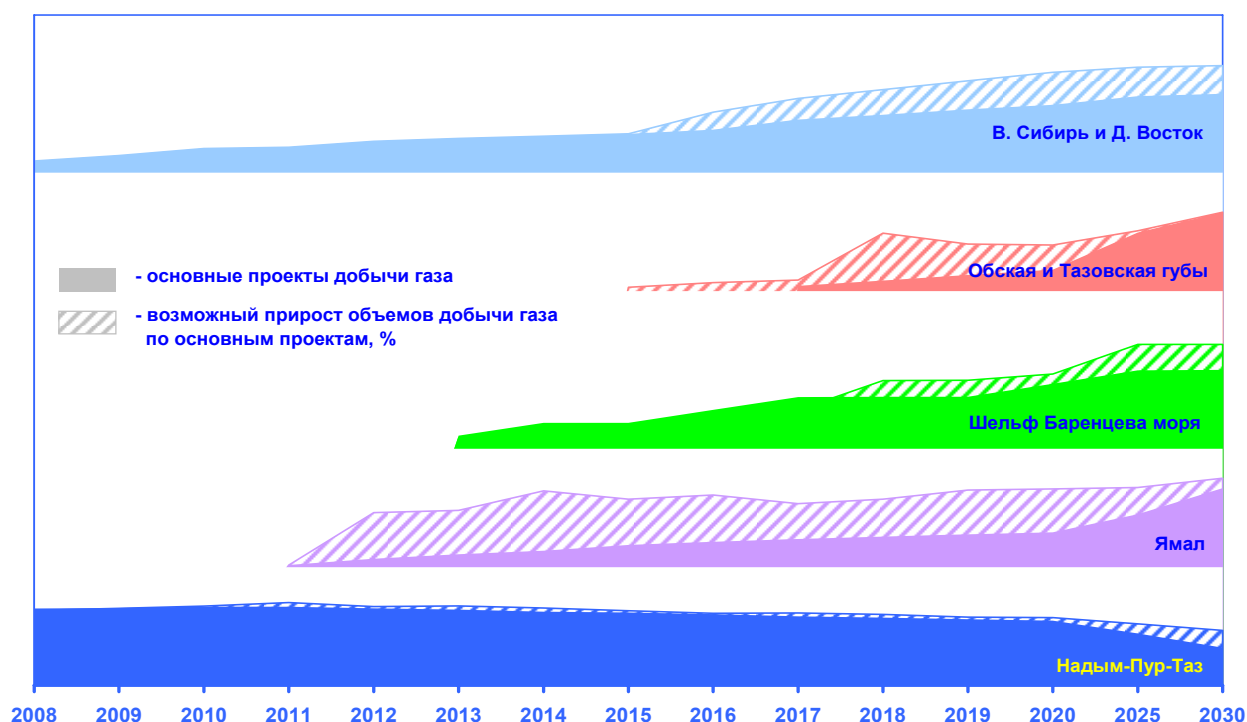
Данный риск оценивается наиболее высоко, в первую очередь, для оптимистических прогнозов развития рынков газа в России и за рубежом. Так, в случае превышения введенных мощностей над реальным спросом значительно снизится эффективность инвестиций в проекты по развитию добычи и транспорта газа, что, в свою очередь, повлечёт существенное снижение показателей эффективности всей отрасли в целом. К таким же последствиям приведут риски снижения экспортных цен и отставания развития рынка газа в России.

Интегральная оценка рисков показывает, что наименее рискованно для отрасли при планировании дальнейшего развития исходить из предположения о среднем уровне прогнозируемого спроса на внутреннем рынке и низком уровне спроса на внешнем рынке. В этом случае отрасль будет наиболее устойчива к наступлению рискового события. Превышение фактического спроса на газ в России и за рубежом над прогнозным уровнем для данной ситуации не критично, поскольку в случае повышения прогнозных оценок потребности в природном газе внутреннего и внешнего рынков возможно интенсифицировать развитие добычи и транспорта в России.

При увеличении спроса на газ в России или за рубежом возможны следующие управленческие решения:

- увеличение темпов развития мощностей по добыче газа;
- в случае роста спроса на газ в Европе – расширение действующих и строящихся экспортных мощностей;
- в случае роста спроса на газ на рынке АТР – сооружение дополнительных газотранспортных мощностей.

График реализации основных инвестиционных проектов в добыче и с учетом возможных управленческих решений по ускорению темпов развития представлен на рисунке 8.2.



**Рисунок 8.2**

*График принятия управленческих решений в добыче при изменении спроса на природный газ в РФ и за рубежом*

В случае роста спроса на газ на внутреннем и внешнем рынках происходит наращивание мощностей для увеличения поставок газа с месторождений Надым-Пур-Тазовского региона, п-ва Ямал, меняются графики поставок с месторождений Обской и Тазовской губ, наращивается добыча на Штокмановском ГКМ. Увеличение добычи будет происходить одновременно с соответствующим наращиванием транспортных мощностей.

Для каждого уровня спроса на природный газ определены и синхронизированы периоды принятия управленческих решений (таблица 8.1), связанных со сроками начала обустройства и добычи на месторождениях Обской и Тазовской губ, с увеличением объемов добычи на месторождениях п-ова Ямал, Штокмановском ГКМ, месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР), а также с увеличением поставок газа в страны АТР.

**Таблица 8.1. Периоды принятия управленческих решений**

		Спрос		
		внутренний рынок - высокий, внешний рынок - средний	внутренний рынок - низкий, внешний рынок - высокий	внутренний рынок - средний, внешний рынок - низкий
месторождения п-ова Ямал	инвестиц. решение	2008-2009	2008-2009	2008-2009
	начало добычи	2011	2011	2011
Штокмановское ГКМ	инвестиц. решение	2008-2010	2008-2010	2008-2010
	начало добычи	2013	2013	2013
Месторождения Обской и Тазовской губ	инвестиц. решение	2008-2011	2008-2013	2008-2013
	начало добычи	2015	2015-2017	2015-2017
Увеличение поставок газа в страны АТР	инвестиц. решение	2008-2009	2008-2009	2008-2009
	ввод в действ.	2011	2011	возможен с 2011

Таким образом, анализ рисков и возможных управленческих решений по их минимизации позволяет сделать следующие выводы:

1. Наиболее высокие риски характерны для высоких уровней прогноза спроса на газ в РФ и за рубежом, с ранней реализацией крупных проектов строительства транспортных мощностей.
2. Наименее рискованно развитие мощностей при среднем уровне прогноза спроса на газ в РФ и низком – за рубежом, менее интенсивной разработке месторождений полуострова Ямал и отсутствии, либо отложенном сроке реализации крупных проектов строительства транспортных мощностей.
3. При увеличении спроса на газ, реализуются управленческие решения по ускорению темпов развития мощностей по добыче и транспортировке газа.



## **9. Меры по стимулированию развития газовой отрасли**

### ***В области лицензирования недропользования***

#### **В сфере организационного обеспечения государственной системы лицензирования недр:**

- формирование эффективной системы государственного контроля за проведением геологоразведочных и добычных работ, выполнением условий лицензий и договоров на право пользования участками недр;
- разработка специальной программы проведения ГРП и лицензирования недр в увязке со сроками и объемными показателями «Генеральной схемы...»;
- разработка положения о среднесрочных и долгосрочных программах лицензирования недр, обеспечивающих прогноз добычи газа;
- создание системы непрерывного мониторинга участков недр федерального значения с целью оптимизации их структуры и восполнения;
- создание и утверждение долгосрочной государственной программы по проведению конкурсов и аукционов на полуострове Ямал, где объекты, выставяемые на конкурс (аукцион), сроки их проведения, а также ввод объектов в разработку, были бы увязаны с перспективами развития ЕСГ с учетом потребности в газе внутреннего и внешнего рынков.

#### **В сфере совершенствования условий лицензирования недр:**

- разработка рекомендаций по оценке бонуса открытия при выдаче лицензии на добычу объектов, открытых за счет предприятия, а в некоторых случаях и частично за счет государственных средств (ВМСБ) по лицензии на геологическое изучение недр;
- разработка порядка поэтапного предоставления прав пользования недрами:
  - на первом этапе - предварительный отбор претендентов, представивших проекты разработки и освоения месторождений на базе современных технологических процессов и наиболее привлекательные инвестиционные программы геологического изучения и освоения недр;
  - на втором этапе - участие претендентов с наиболее привлекательными предложениями в закрытом аукционе с ограничением возможности переоформления лицензии, полученной победителем аукциона, на срок 3- 5 лет;

- разработка Закона «О порядке отнесения месторождений полезных ископаемых к месторождениям федерального значения»;
- утверждение перечней федерального фонда месторождений и фонда резервных месторождений.

**В сфере передачи прав на лицензии:**

- разработка механизма детального регулирования оснований перехода права пользования недрами и переоформления документов, удостоверяющих права пользования участками недр;
- разработка четкого механизма признания открытия месторождения, включающего гарантии бесконкурсной выдачи лицензии на добычу объектов, открытых за счет предприятия, а в некоторых случаях и частично за счет государственных средств (ВМСБ) по лицензии на геологическое изучение недр.
- В сфере изменений размеров лицензионных участков недр в процессе их использования:
- предусмотреть возможность разделения по инициативе недропользователя предоставленного ему в пользование лицензионного участка (месторождения) на несколько самостоятельных участков (блоков) как по площади, так и по глубине с соответствующим оформлением лицензий или договоров отдельно на каждый участок по решению органа государственной власти, выдавшего первоначальную лицензию на право пользования недрами такого лицензионного участка, в случае, когда выработка (отработка) запасов полезных ископаемых на предоставленном участке недр может осуществляться по отдельным техническим проектам без утраты промышленного значения какой-либо части запасов;
- предусмотреть при разработке одного месторождения полезных ископаемых несколькими недропользователями в рамках единого технологического документа право органа государственной власти, выдавшего лицензию, на назначение из числа недропользователей координатора работ;
- предоставление исключительного права владельцу лицензии на разработку месторождения, проводившего поисково-разведочные работы на прилегающем участке недр нераспределенного фонда за счет собственных средств и доказавших распространение месторождения за пределами лицензионного участка, на расширение участка до размеров, включающих месторождение в целом в его новых границах на безвозмездной основе.

---

**В сфере изменений сроков действующих лицензионных соглашений:**

- разработка механизма продления прав пользования недрами для поиска месторождений УВ для завершения поисковых и оценочных работ в условиях сложных горно-геологических и природно-географических условий;
- подготовка законодательной базы, позволяющей длительную консервацию лицензированных месторождений в случае переносов срока ввода в разработку или ее приостановку по объективным причинам;
- детализация оснований и механизма прекращения, приостановления и ограничения прав пользования недрами, установка порядка принятия таких решений, а также порядка восстановления права пользования;
- в новых регионах и на шельфах, не имеющих действующей инфраструктуры, увеличение сроков подготовки месторождений к разработке, с учетом сроков строительства магистральных газопроводов.

**В сфере расчетов за проведенные ГРП на лицензионных участках:**

- разработка механизма определения порядка компенсации расходов на проведение поисковых и оценочных работ недропользователю, проводившему работы по поиску и оценке месторождений за счет собственных средств, в случае его отказа от продолжения разработки месторождения, и выставления участка недр на конкурс или аукцион;
- разработка механизма определения порядка компенсации расходов на проведение региональных работ (параметрического бурения) недропользователю, при проведении их на лицензионном участке;
- разработка законодательной основы для учета предыдущих регулярных отчислений на ВМСБ добывающего предприятия с целью оценки полного возмещения затрат на ранее проведенные геологоразведочные работы за государственный счет;
- определение принципов и порядка предоставления недропользователем количественных и качественных параметров геологической информации государственным органам;
- создание государственной методики геолого-экономической и стоимостной оценки месторождений УВ, как основы расчета платежей за пользование недрами, условий конкурса (аукциона) и дифференциации налога на добычу полезных ископаемых.

***В области налогообложения и таможенной политики:***

- сохранение стабильного и предсказуемого налогового режима, при котором даже в случае увеличения налоговых ставок такое увеличение не превышает темпов инфляции и не носит скачкообразного характера;
- введение дифференциации ставок НДС в зависимости от различных факторов, в том числе степени выработанности запасов, экономико-географических и природно-климатических условий, глубины залегания, физико-химических свойств добываемого сырья;
- введение «нулевой» налоговой ставки при добыче полезных ископаемых из недр, расположенных во внутренних морских водах, территориальном море и континентальном шельфе российской Федерации арктических и дальневосточных морей, а также при закачке газа в пласт, в том числе при использовании сайклинг-процесса;
- установление возможности получения бюджетного кредита для инвестирования средств в объекты газовой промышленности, имеющие общедولة значение, из средств Стабилизационного фонда РФ в случае сохранения благоприятной ценовой конъюнктуры на нефть и продукты ее переработки;
- снижение, вплоть до нуля, таможенных ставок на ввоз необходимого технологического оборудования при реализации приоритетных инвестиционных проектов по освоению природных ресурсов, включенных в перечень, утверждаемый Правительством РФ;
- совершенствование норм Налогового кодекса РФ, регулирующих вопросы учета в целях налогообложения прибыли организаций расходов на освоение природных ресурсов.

***В области энергетической безопасности и повышения эффективности использования газовых ресурсов:***

- разработка Федеральных законов «О возобновляемых источниках энергии», «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон «Об энергосбережении», регламентирующих:
  - основные принципы и подходы формирования рациональной структуры топливно-энергетического баланса;
  - введение системы перспективных технических регламентов, национальных стандартов и норм, стимулирующих энергосбережение, а также создающих предпосылки для формирования механизмов инвестирования в этой сфере;

- процедуру установления лимитов на использование газа, поставляемого по регулируемым ценам, и его реализацию по договорным ценам в случае превышения установленных лимитов;
  - разработку мер, направленных на стимулирование рационального использования газа электростанциями и другими потребителями, использующими его в качестве котельно-печного топлива, до выхода цен на газ на уровень межтопливной конкуренции;
  - разработку и дальнейшее совершенствование системы статистического учета в области энергоэффективности.
- разработка законодательных и нормативных актов по вопросам:
- регламента формирования балансов по видам топливно-энергетических ресурсов в натуральном выражении, исходя из показателей, заложенных в топливно-энергетическом балансе, как на краткосрочный период, так и на длительную перспективу;
  - совершенствования системы доступа к свободным мощностям газотранспортной системы в Российской Федерации, гарантирующей условия для ее надежного и безопасного функционирования;
  - диверсификации экспортных маршрутов, включая создание системы морской транспортировки газа в арктических условиях;
  - использования ценных компонентов, содержащихся в газовых месторождениях, прежде всего гелия;
  - обеспечения притока инвестиций в развитие сырьевой базы и транспортной инфраструктуры, разработку и внедрение инновационных энергосберегающих технологий.

### ***В области ценообразования:***

- реализация планов поэтапного повышения цен на газ на внутреннем рынке до уровня, обеспечивающего достаточную финансовую базу воспроизводственного процесса газовой отрасли, а также межтопливную конкуренцию на рынке энергетических ресурсов.

### ***В области экологии:***

- законодательное установление системы платежей за загрязнение окружающей среды, стимулирующей природоохранную деятельность, включая отмену текущих платежей, если выбросы (сбросы) предприятий находятся в пределах ПДВ (ПДС), и увеличение в

---

несколько раз ставки платы за превышение ПДВ (ПДС) с отнесением ее на прибыль предприятия;

- разработка механизма использования инвестиционных налоговых кредитов при осуществлении капитальных вложений в природоохранные технологии и мероприятия с внесением соответствующих изменений в законодательство о налогах и сборах в части расширения перечня оснований для предоставления инвестиционного налогового кредита;
- разработка механизма применения методов ускоренной амортизации основных производственных фондов и оборудования, вовлеченных в природоохранную деятельность, с внесением соответствующих изменений в законодательство о налогах и сборах в части расширения перечня оснований для предоставления инвестиционного налогового кредита;
- создание технических регламентов в области охраны природной среды в соответствии с законом «О техническом регулировании» и системой управления качеством охраны окружающей среды ИСО 14000;
- выделение важнейших проблем в области природоохранной деятельности, связанных с освоением и эксплуатацией новых месторождений углеводородного сырья, в Федеральные целевые государственные программы («Природа полуострова Ямал», «Экология Баренцева моря», «Охрана Байкала», «Традиционные виды деятельности малых народов севера» и др.).

## 10. Заключение

Генеральная схема сформирована как комплексный проект, в котором взаимосвязаны все составляющие – геологоразведочные работы, бурение, добыча, транспортировка и хранение газа, поставка потребителям углеводородного сырья и продуктов его переработки. Это позволит исключить непроизводительные затраты при реализации заложенных в нее решений, в том числе избежать необоснованного резервирования мощностей в отдельных звеньях технологической цепи «пласт - потребитель».

Одним из важнейших вопросов, решаемых Генеральной схемой, является проблема определения оптимальных объемов добычи газа, обеспечивающих энергобезопасность страны и потребности рынка.

В основу оценки минимального уровня потребности в природном газе по Российской Федерации заложены прогнозы социально-экономического развития страны, макроэкономические параметры перспективного развития экономики России. Объемы потребности в газе российских потребителей, определённые на основе региональных оценок спроса на газ с учётом заявок региональных газовых компаний и выявленных временных технологических ограничений ЕСГ, позволили оценить верхний, максимальный уровень потребности в газе внутреннего рынка.

Общая потребность в газе для осуществления поставок газа за пределы Российской Федерации основана на анализе фактических показателей динамики и структуры газопотребления, ожидаемой конъюнктуры на рынках топливно-энергетических ресурсов в зарубежных странах. Прогнозирование объемов поставок российского газа на зарубежные рынки осуществлялось с учетом минимизации негативного влияния возможных рисков.

Диапазон необходимой добычи газа по Российской Федерации рассчитан исходя из оценки потребности в газе на внутреннем и внешнем рынках и возможных прогнозных объемов поступления газа из центрально-азиатских государств:

	2007 факт	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Потребности национального хозяйства России	467	493	503	517	520-542	537-581	543-606	550-613
Поставка за пределы России	245	249	261	268	347-375	397-432	415-440	415-440
Добыча газа в России, всего	654	678	700	717	781-845	850-941	871-974	876-981

*млрд.м<sup>3</sup>*

Планируемое увеличение уровней добычи газа ставит новые, более высокие требования к развитию минерально-сырьевой базы России. Геолого-

разведочные работы должны обеспечить сырьевую базу для достижения указанных уровней добычи и создать необходимый задел для стабильного развития газовой промышленности за пределами 2030 года.

В период 2008-2030 гг. необходим общий прирост разведанных запасов газа порядка 26 трлн. м<sup>3</sup>, более половины этой величины ожидается получить из районов арктического шельфа – 14 трлн. м<sup>3</sup>, почти четверть - по суше Западной Сибири – 7,0 трлн. м<sup>3</sup>.

Открытия крупных месторождений прогнозируются на шельфах арктических морей. На суше европейской части страны, Западной Сибири (за исключением Гыданской области) и южных областей Восточной Сибири прогнозируется открытие преимущественно средних и малых по запасам месторождений конденсатосодержащего газа, часто с нефтяными оторочками, на больших глубинах.

Более половины объемов прогнозируемого прироста запасов газа ожидается в районах, характеризующихся полным отсутствием какой-либо инфраструктуры.

Таким образом, структура приращиваемых запасов газа будет намного сложнее структуры разведанных в настоящее время запасов.

Прогнозируемая эффективность геологоразведочных работ (тонн условного топлива на метр проходки) за период 2008-2030 гг. по России в целом составит 1979 ту. т./м, в том числе по суше Западной Сибири – 1128 ту. т./м, Европейской части – 528 ту. т./м, Восточной Сибири – 1295 ту. т./м, на шельфе арктических морей – 12048 ту. т./м.

Стратегическое решение проблемы долговременного поддержания необходимых уровней добычи газа заключается в освоении новых перспективных регионов, таких как полуостров Ямал, шельф арктических морей, Восточная Сибирь, Дальний Восток.

Определяющую роль с точки зрения стратегии развития всей газовой инфраструктуры играет очередность ввода в эксплуатацию новых месторождений. Основными критериями при её формировании являются объективно обусловленные оценки стоимости ресурсов, учитывающие полные эффекты, которые служат базой для ранжирования ресурсов по уровню эффективности и определяют очередность их ввода в хозяйственный оборот.

Обеспечение прогнозной добычи газа в период до 2010 года в зоне ЕСГ будет осуществляться за счет действующих и вновь вводимых месторождений в Надым-Пур-Тазовском регионе, расположенных вблизи действующей инфраструктуры, что предопределяет экономическую эффективность их первоочередной эксплуатации.

После 2010 года в зоне ЕСГ начинается эксплуатация месторождений в новых газоносных регионах Западной Сибири (полуостров Ямал, район Обской и Тазовской губ) и шельфа Баренцева моря (Штокмановское место-



рождение). Одновременно будет продолжаться ввод новых месторождений в Надым-Пур-Газовском регионе.

Важным фактором развития отрасли является необходимость синхронного наращивания мощностей в добыче и транспорте газа, учитывающего не только паритет абсолютных значений мощности, но и необходимость обеспечения газовыми ресурсами различных регионов страны с учетом их перспективной потребности.

С целью решения этой задачи в рамках Генеральной схемы представлены этапы развития газотранспортных систем, предусматривающие, в том числе, завершение реализации текущих проектов и реализацию перспективных.

Для обеспечения вывода газа из новых газодобывающих регионов, надежности растущих поставок на внутренний рынок и для выполнения экспортных контрактных обязательств предусматривается реализация следующих проектов по строительству новых газопроводов: газотранспортная система с полуострова Ямал, Северный поток, Мурманск-Волхов, газопроводы-подключения с месторождений Обской и Тазовской губ, Южный поток.

Сроки ввода перспективных объектов будут определяться исходя из конъюнктуры внешних и внутренних рынков, государственной политики в отрасли (включая налогообложение), динамики цен на металл и других факторов.

Для обеспечения надежности газоснабжения потребителей предусматривается увеличение объема хранения товарного газа в ПХГ с 63,5 до 87 млрд. куб. м за счет расширения и строительства новых хранилищ, в том числе в отложениях каменной соли.

Перспективы дальнейшего развития газовой отрасли связаны с вводом в разработку месторождений с многокомпонентным составом пластовой смеси, что приводит к необходимости одновременно с освоением месторождений создавать перерабатывающие мощности для выделения из газа ценных компонентов и его подготовки к транспорту, а также газохимические производства с целью выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью.

Прогнозируется увеличение объемов добычи конденсата с 15,1 млн. т в 2007 г. до 30-35 млн. т в 2030 г.

В результате переработки углеводородного сырья предусматривается выработка следующей основной товарной продукции: сухой газ, сжиженный природный газ, автомобильные бензины, дизельные топлива, широкая фракция легких углеводородов, сжиженные углеводородные газы.

Таким образом, газо- и конденсатоперерабатывающие производства входят в общий технологический цикл и являются не только неотъемлемой частью объектов газовой промышленности и важной подотраслью, обеспечи-

вающей работу смежных подотраслей (добычи и транспорта газа), но и стимулируют развитие других отраслей национальной экономики.

Сумма капитальных вложений на развитие газовой отрасли за период 2008-2030 гг. может составить 14,0 - 16,6 трлн. руб.

Генеральная схема предназначена для координации инвестиционной деятельности субъектов газовой отрасли и смежных отраслей с учетом общегосударственных интересов и задач развития регионов Российской Федерации.

На основе параметров развития газовой отрасли определена потребность в материально-технических ресурсах, включая новые буровые станки, газоперекачивающие агрегаты, необходимый для строительства объектов единой системы газоснабжения металл.

Развитие газовой отрасли неразрывно связано с трубной промышленностью, с ее техническими и производственными возможностями обеспечивать потребность предприятий отрасли в трубах с учетом возрастающих требований к надежности и эффективности газотранспортных систем.

Потребность газовой отрасли в трубах 530-1220 мм полностью обеспечивается за счет предприятий отечественной трубной промышленности.

Вопрос обеспечения строящихся и реконструируемых объектов трубами большого диаметра, и в первую очередь высокопрочными трубами диаметром 1420 мм, является одной из важных задач отрасли.

В рамках Генеральной схемы выполнены оценки инвестиционных рисков, определена возможность эффективного и гибкого реагирования на возможные отклонения реальных условий от расчетных.

Одним из самых проблемных вопросов развития газовой отрасли России является формирование ее инвестиционных ресурсов в условиях регулирования цен на природный газ на внутреннем рынке.

Индексация цен на газ, проведенная в 2002-2008 годах, значительно ниже показателей, предусмотренных в Энергетической стратегии развития России на период до 2020 года. В результате при свободных ценах на альтернативные виды топлива и потребляемую газовой отраслью промышленную продукцию в газовом комплексе страны сформировался дефицит средств, необходимых для поддержания технического состояния объектов и развития газовой отрасли России в долгосрочной перспективе.

Кроме того, при заниженном уровне цен на газ у российских потребителей утрачены стимулы к энергосбережению, что ведёт к нерациональному и неэффективному использованию газа.

Генеральная схема, определяющая конкретные объемы и сроки ввода в эксплуатацию производственных мощностей, а также необходимые для этого финансовые ресурсы, должна выполнять роль ориентира при выработке и реализации последовательной государственной политики в области ценооб-

разования в газовой отрасли, а также в области газо- и энергосбережения, что позволит обеспечить наиболее эффективное использование инвестиционных средств и бережное расходование ценнейшего невозобновимого ископаемого ресурса – природного газа.

Кроме того, в Генеральной схеме предусмотрено совершенствование механизмов государственного регулирования в сфере лицензирования и недропользования, налогообложения и таможенной политики, энергетической безопасности, экологии.

Комплексный подход к вопросам развития газовой отрасли, заложенный в процессе подготовки Генеральной схемы, позволяет обеспечить оптимальное сочетание мощностей в добыче и транспорте газа с учётом сезонного регулирования режимов, исходя из потребностей внутреннего и внешнего рынков при совершенствовании топливно-энергетических балансов регионов и выявлении оптимальных пропорций энергетических ресурсов.

Согласование стратегий деятельности различных субъектов газового рынка позволит значительно снизить риски коммерческой деятельности компаний в условиях рыночной неопределённости и повысить надёжность газообеспечения потребителей, а наличие продуманной очередности ввода производственных мощностей придаст дополнительную уверенность как зарубежным покупателям российского газа, так и потребителям в России.

Разработка долгосрочной программы развития отрасли должна базироваться на сбалансированных, согласованных на государственном уровне прогнозах развития экономики и топливно-энергетического сектора России. Представленные в Генеральной схеме показатели должны постоянно актуализироваться с учетом следующих факторов:

- принятия государственных документов, определяющих долгосрочные стратегические ориентиры развития экономики и ТЭК страны;
- параметров Энергетической стратегии России на период до 2030 года;
- темпов развития нерегулируемого сектора рынка газа в России;
- глобального удорожания потребляемых отраслью ресурсов, определяющего инвестиционные возможности недропользователей;
- структурных изменений на международных рынках энергоносителей и других факторов.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В Генеральной схеме развития газовой отрасли на период до 2030 года применяются следующие основные термины с соответствующими определениями, обозначения и сокращения.

### **Термины**

**Ачимовская залежь** - залежь углеводородного сырья, приуроченная к проницаемым горизонтам в глинистых и глинисто-кремнистых породах верхней юры, нижнего мела, являющихся региональной покрывкой юрского нефтегазового комплекса. Ачимовская толща рассматривается как самостоятельный ачимовский нефтегазовый комплекс.

**Валанжинская залежь** - залежь углеводородного сырья, приуроченная к неоком-аптскому (ниже меловому) нефтегазовому комплексу, залегающему на глубинах от 1,2 до 3,7 км и являющемуся ведущим по запасам и ресурсам нефти и вторым по запасам и ресурсам свободного газа и конденсата в Западной Сибири.

**«Восток-25», «Восток-50»** - рекомендуемые в соответствии с Программой создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР сценарии развития газовой отрасли на востоке России, предусматривающие экспорт в страны АТР 25 и 50 млрд. куб. м природного газа соответственно.

**Газоводяной контакт** - поверхность, разделяющая газ и воду в газовых и газоконденсатных залежах.

**Газификация** - деятельность по реализации научно-технических и проектных решений, осуществлению строительно-монтажных работ и организационных мер, направленных на перевод объектов жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных объектов на использование газа в качестве топливного и энергетического ресурса.

**Газоотдача пласта** - степень извлечения запасов газа.

**Газоперекачивающий агрегат** - установка, включающая в себя газовый компрессор (нагнетатель), привод (газотурбинный, электрический, поршневой или другого типа) и оборудование, необходимое для их функционирования.

**Газопровод** - трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

**Газопровод магистральный** - комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят одноконтурный газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арма-

тура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции охлаждения газа.

**Газопровод - отвод** - газопровод, предназначенный для подачи газа от распределительных или магистральных газопроводов до газораспределительных станций городов, населенных пунктов или отдельных потребителей.

**Газопровод подключения** – газопровод, обеспечивающий подачу подготовленного к дальнему транспорту природного газа от производителя (поставщика) до магистрального газопровода (системы магистральных газопроводов) в соответствии с действующими отраслевыми стандартами или ТУ.

**Газораспределительная станция** - совокупность технологического оборудования для снижения давления, очистки, одоризации и учета количества газа перед подачей его потребителю.

**Газотранспортная система** - совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориально-производственной подсистемы ЕСГ, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газоснабжения.

**Геологоразведочные работы** - совокупность производственных и научно-исследовательских работ по геологическому изучению недр, выявлению перспективных территорий, открытию месторождений, их оценке и подготовке к разработке.

**Единая система газоснабжения** - имущественный производственный комплекс, состоящий из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения, поставок газа и находящийся в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей объекты указанного комплекса в собственность в процессе приватизации либо создавшей или приобретшей их на других основаниях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

**Компрессорная станция** - комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

**Коэффициент восполнения (воспроизводства) минерально-сырьевой базы** - отношение прироста запасов к добыче за оцениваемый временной промежуток.

**Линейная часть магистрального газопровода** – основная составляющая магистрального газопровода, она представляет собой непрерывную нить, сваренную из отдельных труб и уложенную, как правило, ниже поверхности земли. К линейной части относятся лупинги и отводы от основной магистрали, перемычки в многониточных системах, переходы через естественные и искусственные препятствия, отключающая и запорная арма-

тура, узлы запуска и приема очистных устройств, установки электрохимической защиты от коррозии.

**Лупинг** - трубопровод, предназначенный для увеличения производительности газопровода и надежности его работы, проложенный на отдельных участках параллельно основной магистрали.

**Месторождение газа, газоконденсатное месторождение** - отдельная залежь или группа залежей газа, газового конденсата, расположенных на одной территории.

**Начальные суммарные ресурсы** - (локализованные, перспективные, прогнозные) – суммарное количество углеводородов и содержащихся в них полезных компонентов, находящихся в возможно продуктивных пластах выявленных и подготовленных к бурению ловушек, а так же в литолого-стратиграфических комплексах и горизонтах с доказанной или прогнозной промышленной нефтегазонасностью в пределах региональных структур.

**Подземное хранилище газа** - комплекс основных и вспомогательных инженерно-технических сооружений хранения газа, созданных на базе пористых пластов истощенных месторождений и водоносных структур, а также в отложениях каменной соли.

**Сезонная неравномерность газопотребления** - отношение суммарного объема превышения потребления газа над среднесуточным за год (дни, когда потребление выше среднесуточного) к годовому потреблению газа.

**Сеноманская залежь** - залежь углеводородного сырья, приуроченная к альб – сеноманскому нефтегазовому комплексу, залегающему на глубинах от 500 до 2000 метров и являющемуся ведущим по разведанным запасам и начальным суммарным ресурсам свободного газа в Западной Сибири.

**Топливо-энергетические ресурсы** - совокупность природных и производственных энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне развития техники и технологии доступна для использования в хозяйственной деятельности.

**Переработка газа** - переработка природного этансодержащего газа, включая попутный нефтяной газ, содержащего, помимо метана, другие легкие углеводороды и неуглеводородные компоненты (сера, гелий), с целью их отделения от природного газа для дальнейшего производства товарной продукции с высокой добавочной стоимостью.

**Этансодержащий газ** - газ, добываемый на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях, содержащий в своем составе, помимо метана, высокий (более 3) процент этана.

**Сокращения и обозначения**

<b>АТР</b>	-	Азиатско-Тихоокеанский регион
<b>ВВП</b>	-	Валовой внутренний продукт
<b>ВМСБ</b>	-	Восполнение минерально-сырьевой базы
<b>ВОС</b>	-	Водоочистные сооружения
<b>ГВК</b>	-	Газоводяной контакт
<b>ГКМ</b>	-	Газоконденсатное месторождение
<b>ГКС</b>	-	Головная компрессорная станция
<b>ГКХ</b>	-	Газо-химический комплекс
<b>ГПА</b>	-	Газоперекачивающий агрегат
<b>ГПЗ</b>	-	Газоперерабатывающий завод
<b>ГРО</b>	-	Газораспределительная организация
<b>ГРП</b>	-	Газорегуляторный пункт
<b>ГРР</b>	-	Геологоразведочные работы
<b>ГРС</b>	-	Газораспределительная станция
<b>ГТС</b>	-	Газотранспортная система
<b>ДК</b>	-	Деэтанализированный конденсат
<b>ДКС</b>	-	Дожимная компрессорная станция
<b>ЕСГ</b>	-	Единая система газоснабжения
<b>ЗСК</b>	-	Завод стабилизации конденсата
<b>ИНЭИ РАН</b>	-	Институт энергетических исследований Российской академии наук
<b>КПГ</b>	-	Компримированный природный газ
<b>КРУ</b>	-	Комплексное распределительное устройство
<b>КС</b>	-	Компрессорная станция
<b>ЛЧ</b>	-	Линейная часть
<b>МГ</b>	-	Магистральный газопровод
<b>МЛСП</b>	-	Морская ледостойкая стационарная платформа
<b>МСБ</b>	-	Минерально-сырьевая база
<b>МЭА</b>	-	Мировое энергетическое агентство
<b>МЭРТ РФ</b>	-	Министерство экономического развития и торговли Российской Федерации
<b>НГКМ</b>	-	Нефтегазоконденсатное месторождение
<b>НГКС</b>	-	Нефтегазоконденсатная смесь

<b>НПТР</b>	-	Надым-Пур-Тазовский регион
<b>НСР</b>	-	Начальные суммарные ресурсы
<b>ПГУ</b>	-	Парогазовая установка
<b>ПДВ</b>	-	Предельно допустимый выброс
<b>ПДС</b>	-	Предельно допустимый сброс
<b>ПЗРГ</b>	-	Пункт замера расхода газа
<b>ПХГ</b>	-	Подземное хранилище газа
<b>РГК</b>	-	Региональная газовая компания
<b>СЖТ</b>	-	Синтетическое жидкое топливо
<b>СПГ</b>	-	Сжиженный природный газ
<b>СТН</b>	-	Собственные технологические нужды
<b>СУГ</b>	-	Сжиженный углеводородный газ
<b>т у.т.</b>	-	Тонна условного топлива (угольный эквивалент), равна 877 куб.м природного газа
<b>ТЭК</b>	-	Топливо-энергетический комплекс
<b>ТЭР</b>	-	Топливо-энергетические ресурсы
<b>УВ</b>	-	Углеводороды
<b>УКПГ</b>	-	Установка комплексной подготовки газа
<b>ФО</b>	-	Федеральный округ
<b>ФСТ</b>	-	Федеральная служба по тарифам России
<b>ФУМ</b>	-	Фракция углеводородная многокомпонентная
<b>ЦПС</b>	-	Центральный пункт сбора
<b>ШРП</b>	-	Шкафной газорегуляторный пункт
<b>ШФЛУ</b>	-	Широкая фракция легких углеводородов



