

# 1. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС РОССИИ

## 1.1. Современное состояние и перспективы развития ТЭК

Энергия является одним из основных факторов развития человечества, обеспечивающим необходимые условия его существования и жизнедеятельности, уровень материального и экономического благополучия. Уровень развития общества можно оценивать количеством потребляемой энергии. Спрос на топливно-энергетические ресурсы определяется, прежде всего, темпами развития мировой экономики. В начале XIX века уголь заменил в большинстве отраслей промышленного производства традиционную древесину, стал применяться во многих видах транспорта, для отопления жилищ и приготовления пищи. Однако доля древесины и древесного угля была по-прежнему велика.

Начало XX века ознаменовалось принципиальным изменением мирового топливно-энергетического баланса (ТЭБ), т.е. суммарного производства и потребления обществом всех видов энергии. В промышленных странах широко стали применять нефть и в возрастающей степени природный газ. Потребление энергии на планете с 1900 г. по 2013 г. возросло в 18 раз: с 0,7 до 12,7 млрд. тонн нефтяного эквивалента (т н.э.).<sup>1</sup> При росте численности населения Земли с 1,6 до 7 млрд. человек (в 4,4 раза), потребление первичных энергоресурсов на одного человека возросло в 4 раза, достигнув более 1,8 т н.э. на человека в год. Среднегодовой темп потребления энергии в последние сто лет составил 2,5 %.

Несмотря на снижение за последние 40 лет доли в структуре мирового потребления первичных ресурсов, нефть и нефтепродукты по-прежнему занимают наибольший удельный вес среди других энергетических носителей – 32,9% (табл. 1.1). Быстрорастущим сегментом мирового топливно-энергетического баланса является природный газ: его доля в суммарном потреблении энергетических ресурсов выросла с 16,4% в 1970 г. до 23,7% в 2013 г. Более высокими темпами росло газопотребление в странах Европы. Сохраняет свое весомое значение для экономики уголь, доля которого в общем объеме мирового потребления первичных энергоресурсов в 2013 г. составила 30,1 %.

Другие источники энергии пока играют значительно меньшую роль в мировой экономике. Не оправдались долгосрочные прогнозы по росту использования атомной энергии. Авария на АЭС «Фукусима» в Японии, которая произошла в 2011 г., негативно сказалась на национальной энергетической политике многих государств. В связи с этими событиями ряд стран пересмотрели свои программы использования атомной энергии. Так, в Германии и некоторых других странах был взят курс на постепенный отказ

---

<sup>1</sup> Для сравнения разных видов энергии в России используется условное топливо (у.т.), в мировой практике – нефтяной эквивалент (н.э.). 1 т н.э. = 1,43 т у.т.

от нее. В самой Японии остановлено большинство АЭС, для компенсации выпавшей атомной генерации станций был увеличен импорт сжиженного природного газа (СПГ).

По прогнозам, за период 2010-2035 гг. общемировой прирост энергопотребления ожидается на уровне 40-45 %. Наиболее высокими темпами будет расти сектор возобновляемых источников энергии (ВИЭ): к 2035 г. объем потребляемой энергии с использованием ветра, солнца, термальных вод, биоматериалов вырастет в 6,6 раза. Существенно возрастет потребление природного газа (61%), гидроэнергии (59%).

Меньшими темпами будет расти потребление нефти и жидких углеводородов (28%), однако этот источник энергии останется основным для человечества в ближайшие 20 лет (табл. 1.2).

Таблица 1.1

Структура потребления первичных энергоресурсов в мире, %

Вид энергоресурсов	Годы									
	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013
Нефть и нефтепродукты	42,5	44,0	42,3	36,9	38,9	38,3	38,3	36,5	33,8	32,9
Газ	16,4	17,0	17,9	19,2	21,8	22,5	23,2	23,3	24,0	23,7
Уголь, торф	35,0	32,0	31,7	33,3	27,3	26,1	25,1	27,3	29,0	30,1
Гидроэнергия	5,1	5,1	5,4	5,9	6,0	6,6	6,5	6,2	6,5	6,7
Атомная энергия	0,3	1,3	2,2	4,2	5,6	6,1	6,3	5,9	5,2	4,4
ВИЭ	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,6	0,8	1,4	2,2

Рассчитано по «BP Statistical Review of World Energy June 2014»

Таблица 1.2

Прогноз изменения мировой структуры потребления энергоресурсов, %

Вид энергоресурсов	Годы					
	2013	2015	2020	2025	2030	2035
Нефть и нефтепродукты	32,9	31,9	30,4	29,7	29,0	28,3
Газ	23,7	24,6	24,8	25,2	25,7	26,4
Уголь, торф	30,1	29,8	29,9	28,9	27,9	27,0
Гидроэнергия	6,7	6,5	6,6	6,8	6,9	7,1
Атомная энергия	4,4	4,7	4,8	4,9	5,0	4,9
ВИЭ	2,2	2,5	3,5	4,5	5,5	6,3

Рассчитано по «BP Statistical Review of World Energy June 2014»

Наиболее высокие темпы энергопотребления будут характерны для развивающихся стран, в особенности государств азиатско-тихоокеанского региона (АТР). В Китае, например, с 2010 г. по 2035 г. ожидается удвоение спроса на энергоносители. А в Индии потребность в энергоресурсах за это же время вырастет в 2,6 раза. Доля Китая в суммарном энергопотреблении увеличится с 19,6% в 2010 г. до 26,6% в 2035 г. Доля Индии увеличится с 4,3% до 7,4%. При этом в связи с ограниченными собственными возможностями наиболее высокими темпами (в 1,5 раза за 20 лет) будет увеличиваться импорт нефти и газа в эти страны.

## 1.2. Современное состояние нефтяной и газовой промышленности

Нефтегазовая промышленность – это сектор народного хозяйства, представляющий совокупность предприятий и организаций, которые обеспечивают разведку углеводородного сырья, строительство производственных объектов, добычу, транспортировку, переработку, реализацию нефти, газа и продуктов их переработки.

Главные отличительные особенности нефтегазодобывающей отрасли: зависимость от сырьевой базы; большая капиталоемкость и высокая степень риска инвестиций; цикличность производства, связанная с исчерпаемостью месторождений; невозпроизводимый характер добываемых ресурсов; тесная взаимосвязь со всеми отраслями народного хозяйства.

### *Запасы нефти и газа*

Россия располагает значительными запасами нефти и газа. Основные их залежи расположены в Западно-Сибирской, Волго-Уральской, Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях, а также на Северном Кавказе и Дальнем Востоке. Процентное соотношение накопленной добычи нефти к начальным суммарным ресурсам составляет менее 20%. Это говорит о большом ресурсном потенциале недр страны.<sup>2</sup> По данным Минприроды России на начало 2012 г. запасы нефти в стране составляли 17,8 млрд. т по категориям А+В+С1 (разведанные), и 10,9 млрд. т по категории С2 (предварительно оценочные).

Самые крупные нефтяные месторождения в России: Самотлорское с начальными извлекаемыми запасами 2,7 млрд. т, Ромашкинское (2,3 млрд. т), Лянторское (2 млрд. т), Приобское (1,7 млрд. т), Федоровское (1,5 млрд. т), Мамонтовское (1 млрд. т), Арланское (0,5 млрд. т). Ромашкинское месторождение находится в Татарстане, Арланское – в Башкирии, остальные – в Ханты-Мансийском автономном округе. Все месторождения открыты в советский период и разрабатываются уже несколько десятков лет (Ромашкинское с 1952 г.).

Сравнительно недавно, с 2008 г., ведется разработка месторождений Ванкорского (Красноярский край, 490 млн. т), и Русского (Ямало-Ненецкий автономный округ, 410 млн. т). Самые крупные нефтяные месторождения, открытые в постсоветский период, – имени Владимира Филановского (Каспийское море, 220 млн. т) и Великое (Астраханская область, 200 млн. т).

Вместе с тем, начальные запасы нефти разрабатываемых месторождений уже выработаны в среднем более чем на 50 %, в европейской части – на 65 %, в Урало-Поволжье – более чем на 70 %. Степень выработанности запасов крупных, активно осваиваемых месторождений приближается к 60 % (Самотлорского месторождения – 70%, Мамонтовского – 80%, Федоровского – 70%).

---

<sup>2</sup> Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. – [http://www.mnr.gov.ru/news/detail.php?ID=131096&phrase\\_id=365574](http://www.mnr.gov.ru/news/detail.php?ID=131096&phrase_id=365574)

Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется сравнительно небольшим ростом текущих разведанных запасов нефти и газа и относительно небольшими темпами их воспроизводства (табл. 1.5). Степень разведанности ресурсов нефти России составляет менее 40%. Недостаточными остаются темпы геолого-разведочных работ при освоении месторождений топливно-энергетических ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока, полуострова Ямал, континентального шельфа.

Таблица 1.5

Показатели добычи и запасов нефти и газа в России

Показатель	Годы						
	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Добыча нефти, млн. т	307	323	470	505	511	518	523
Прирост запасов нефти, млн. т	182	295	285	750	600	681	700
Кратность восполнения запасов нефти	0,6	0,9	0,6	1,5	1,2	1,6	1,3
Добыча газа, млрд. м <sup>3</sup>	595	584	640	651	671	655	630
Прирост запасов газа, млрд. м <sup>3</sup>	188	450	660	810	805	816	930
Кратность восполнения запасов газа	0,3	0,8	1,0	1,2	1,2	1,2	1,5

Структура минерально-сырьевой базы газовой промышленности изменяется в сторону увеличения в ней доли трудноизвлекаемых (низконапорный газ) и многокомпонентных запасов (жирных газов, отличающихся сложным, комплексным составом с высоким содержанием этана, пропана, бутанов и других углеводородов), а также сероводорода и гелия, что обуславливает необходимость развития газоперерабатывающей и газохимической промышленности в стране.

Доля трудноизвлекаемых запасов нефти уже достигла 60 %, более 70 % запасов нефтяных компаний находится в диапазоне низких дебитов скважин на грани рентабельности. Свыше трети разрабатываемых нефтяными компаниями запасов имеют обводненность более 70 %. Вновь подготавливаемые запасы часто сосредоточены в средних и мелких месторождениях.

Для выработки остаточных запасов нефти на разрабатываемых месторождениях и вводимых в эксплуатацию новых залежах необходимы новые технологии с затратами финансовых и материально-технических ресурсов, которые будут больше, нежели при использовании традиционных систем разработки. В этих условиях для поддержания стабильно-высоких уровней добычи нефти растет значимость трудноизвлекаемых запасов как традиционных видов (обводненные месторождения, низкопроницаемые коллектора, подгазовые зоны, нефть баженовской свиты, сверхвязкая нефть), так и нетрадиционных (сланцевая нефть), и новых восточных и шельфовых районов. Освоение и разработка мелких месторождений становится рентабельной в районах с хорошо развитой инфраструктурой нефтегазовой промышленности.

Прогнозные ресурсы газа оцениваются в 164,2 трлн. м<sup>3</sup>, в том числе на континентальных шельфах – 63,8 трлн. м<sup>3</sup>. Разведанные балансовые запасы газа промышленных категорий составляют 48,8 трлн. м<sup>3</sup>, в том числе на континентальных шельфах – 8 трлн. м<sup>3</sup>. При этом запасы сконцентрированы исключительно в сравнительно небольшом количестве крупнейших месторождений: 3/4 разведанных запасов сосредоточены в 13 уникальных месторождениях.

Наиболее крупные газовые месторождения России – Уренгойское (начальные запасы 10,2 трлн. м<sup>3</sup>), Ямбургское (5,2 трлн. м<sup>3</sup>), Бованенковское (4,4 трлн. м<sup>3</sup>), Заполярное (3,5 трлн. м<sup>3</sup>), Медвежье (2,3 трлн. м<sup>3</sup>), Харасавейское (1,3 трлн. м<sup>3</sup>), Южно-Тамбейское (1,0 трлн. м<sup>3</sup>), Крузенштернское (1,0 трлн. м<sup>3</sup>) находятся на севере Тюменской области в Ямало-Ненецком автономном округе. Штокмановское (2,8 трлн. м<sup>3</sup>) и Арктическое (2,8 трлн. м<sup>3</sup>) находятся на шельфах морей, Астраханское (2,7 трлн. м<sup>3</sup>) и Оренбургское (1,9 трлн. м<sup>3</sup>) – соответственно в Астраханской и Оренбургской областях.

Запасы газа некоторых базовых разрабатываемых месторождений Западной Сибири – основного газодобывающего региона страны, таких как Медвежье и Ямбургское выработаны на 76–79 %, и эти месторождения перешли в стадию падающей добычи. Уренгойское месторождение выработано на 54 %.

На месторождения с падающей добычей газа приходится более 11 трлн. м<sup>3</sup> (23,3 %) общего количества учтенных ресурсов природного газа (47,2 трлн. м<sup>3</sup>). На глубокозалегающие пласты отнесено 5,6 трлн. м<sup>3</sup> (14 %), на запасы низконапорного газа – 8 трлн. м<sup>3</sup> (16,9 %). Запасы газа, удаленные от районов с развитой инфраструктурой более чем на 500 км (месторождения полуострова Ямал), оценены в 16 трлн. м<sup>3</sup> (34,3 %). Запасы сероводородосодержащего газа, добыча которого ограничена по экологическим соображениям, составляют 4,1 трлн. м<sup>3</sup> (8,5 %) (рис. 1.2).

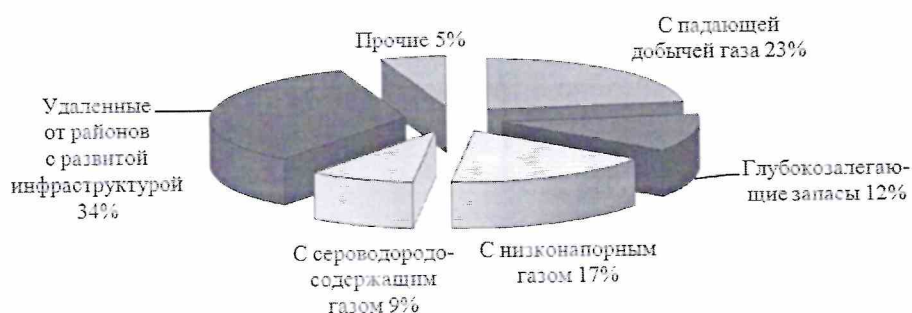


Рис. 1.2. Распределение запасов газа России по месторождениям

В составе разведанных запасов увеличиваются доли жирных, конденсатных и гелийсодержащих газов, требующих для эффективной разработки создания соответствующей газоперерабатывающей инфраструктуры.

В целом для поддержания имеющихся уровней добычи и развития нефтяной и газовой промышленности необходимы активизация геолого-разведочных работ и обеспечение расширенного воспроизводства запасов нефти и газа за счет своевременной подготовки месторождений к эксплуатации как в традиционных, основных районах, так и в новых районах добычи нефти и газа, а также на континентальном шельфе России.

Только при этих условиях к 2035 г. в соответствии с ЭС-2035 за счет геолого-разведочных работ может быть обеспечен совокупный прирост запасов нефти в объеме более 14 млрд. тонн. Прирост запасов газа может быть обеспечен в объеме не менее 20 трлн. м<sup>3</sup>. При этом объемы глубокого бурения на нефть и газ в период до 2035 г. составят более 70 млн. м.

### ***Нефтяная промышленность***

В 1986–1988 гг. в Российской Федерации добывалось почти 570 млн. т или свыше 19 % мировой добычи. С 1991 г. происходит существенное снижение объема добычи. К концу 1990-х гг. добыча нефти в России стабилизировалась на уровне 300–307 млн. т или 8–9 % от общемирового показателя. Основные причины падения добычи: разрыв хозяйственных связей, изменение организационной структуры в отрасли, естественное истощение запасов ряда крупных месторождений, снижение внутреннего спроса, снижение инвестиций.

В 2000-х годах в результате благоприятной международной конъюнктуры нефтяная промышленность России испытывает подъем. Добыча нефти за 2000–2010 гг. возросла на 56,3%. По итогам 2013 г. объем национальной добычи нефтяного сырья составил в абсолютном выражении 523,3 млн т, установив новый максимальный уровень после распада СССР.

Рост добычи в последние годы в значительной мере происходит за счет применения современных методов интенсификации нефтеотдачи пластов и освоения новых месторождений. В 2013 г. на долю новых месторождений пришлось 7,1% от суммарной нефтедобычи по стране. Базовыми экономическими факторами, способствовавшими росту нефтедобычи, стали стабильно высокий уровень цен на нефть и благоприятная конъюнктура спроса. Главным источником инвестиций – более 90 % – выступают собственные средства компаний (амортизационные отчисления и прибыль). Основной рост добычи обеспечивают Вертикально-интегрированные нефтяные компании (ВИНК), обладающие финансовыми ресурсами и технологиями для ввода новых объектов в разработку, интенсификации добычи на разрабатываемых месторождениях. Наибольшие темпы роста добычи нефти обеспечили «Роснефть», «Лукойл», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть» (табл. 1.6).

Отраслевая структура добычи нефтяного сырья в последние годы не претерпела существенных изменений: ВИНК – 87,4%; независимые производители – 9,9%; операторы, действующие на основе соглашений о разделе продукции (СРП) – 2,7%. В группе независимых производителей основными драйверами роста в 2013 г. стали: Русвьетпетро, Иркутская нефтяная компания, Арктикгаз, Геотрансгаз, Бурнефтегаз.

Таблица 1.6

Объем и отраслевая структура добычи нефти в России в 2013 г.

Компания	Млн. т	Уд. вес, %
ВИНК	457,4	87,4
в т.ч. Роснефть	192,6	36,8
ЛУКОЙЛ	86,7	16,6
Сургутнефтегаз	61,5	11,8
Газпром нефть	32,2	6,2
Татнефть	26,4	5,0
Славнефть	16,8	3,2
Газпром	16,3	3,1
Башнефть	16,0	3,1
Русснефть	8,8	1,7
Независимые производители	51,9	9,9
Операторы СРП	14,0	2,7
Россия в целом	523,3	100

Снижение качественной структуры запасов вынуждает нефтяные компании разрабатывать месторождения, более удаленные от рынков сбыта и с низкими технологическими характеристиками извлекаемой продукции. Данные месторождения не обустроены инфраструктурой и не обеспечены мощностями по транспортировке. С 2010 г. началось реальное широко-масштабное освоение месторождений Восточной Сибири и Якутии. Ввод в разработку Ванкорского, Верхнечонского, Талаканского и Северо-Талаканского месторождений обеспечил увеличение добычи в Восточной Сибири в 2012 г. до 62,9 млн. т нефти (12,1% от общей нефтедобычи).

К числу основных проблем развития нефтяного комплекса относятся увеличение издержек добычи и низкий коэффициент извлечения нефти. Значительная часть недропользователей не заинтересована в применении комплексных технологий добычи и экономически эффективной утилизации углеводородов (сжигание попутного нефтяного газа), а также в эффективном использовании широкой гаммы извлекаемых полезных компонентов. Для успешного развития нефтяного комплекса необходимо внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи, вовлечение в эксплуатацию комплексных нефтегазовых месторождений сложнокомпонентного состава, расширение степени использования попутного нефтяного газа и газоконденсатных жидкостей для последующей глубокой переработки.

В перспективе, согласно ЭС-2035, добыча нефти с газовым конденсатом в России до 2030 г. будет расти. Достигнув отметки 535 млн. т. в 2030 г., нефтедобыча начнет снижаться, и в 2035 г. составит 530 млн. т. (табл. 1.7).

В Западной Сибири ожидается снижение добычи нефти до 288 млн. т в 2035 г. При постепенном снижении добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре будет происходить ее рост в Ямало-Ненецком автономном округе. Поддержание добычи нефти в регионе будет достиг-

нута при формировании условий и создании новых технологий для освоения трудноизвлекаемых нефтяных ресурсов. В Поволжье добыча нефти будет снижаться непрерывно и составит 68 млн. т в 2035 г.

Таблица 1.7

Прогноз поэтапного развития добычи нефти на период до 2035 г., млн. т

Нефтедобывающие районы	2020 г.	2025 г.	2035 г.
Сев.-Западный ФО	35	37	40
Поволжский ФО	99	88	68
Южный ФО	18	18	17
Сев.-Кавказский ФО	2	2	1
Уральский ФО	272	280	288
Западная Сибирь	13	13	9
Восточная Сибирь	54	61	69
Дал.-Восточный ФО	33	34	38
Всего	527	532	530

Добыча нефти в европейской части страны будет обеспечиваться за счет освоения новых и открытых трудноизвлекаемых запасов Тимано-Печорской провинции, на континентальном шельфе арктических морей и в российском секторе Каспийского моря.

В Восточной Сибири добыча нефти к 2035 г. вырастет до 69 млн. т, на Дальнем Востоке – до 38 млн. т. Будет продолжаться освоение и промышленная разработка месторождений нефти на северо-западе Красноярского края, в Эвенкии, а также вдоль трассы нефтепровода ВСТО в Иркутской области и Республике Саха (Якутия) (Верхнечонское, Талаканское, Среднеботуобинское, Юрубчено-Тохомское и другие месторождения). На Дальнем Востоке продолжится эксплуатация проектов «Сахалин-1», «Сахалин-2», а также новых месторождений на континентальном шельфе острова Сахалин.

Общая длина нефтепроводов России равна 55 тыс. км, нефтепродуктопроводов – 20 тыс. км. Одна из проблем отрасли – старение инфраструктуры и производственных фондов на промыслах и в трубопроводном транспорте, большая часть которых формировалась в 60–80-е гг. прошлого столетия. По сведениям Госприроднадзора в 2010 г. возраст более 50% нефтепроводов превысил амортизационный срок.

Вторая проблема – рост средней длины нефтепроводов. Для организации крупных поставок нефти и газа российским потребителям и на экспорт в Китай, Японию и другие страны АТР в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке осуществляется формирование системы сверхдальнего трубопроводного транспорта, создание инфраструктуры для отгрузки нефти, нефтепродуктов. В эксплуатацию запущены первая (2009 г.) и вторая (2012 г.) очередь трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Проектная мощность ВСТО – 80 млн. т в год.



В Европейской части страны в промышленную эксплуатацию введена Балтийская трубопроводная система-2 (БТС-2), что обеспечило безтранзитный выход нефти на экспорт. На севере Западной Сибири построен нефтепровод Пурпе – Саянск, начато строительство нефтепровода Заполярье – Пурпе. В Восточной Сибири строится нефтепровод Курумба-Тайшет.

Развитие трубопроводной транспортировки нефти и нефтепродуктов будет осуществляться адекватно росту объемов и диверсификации внешних и внутренних поставок жидких углеводородов. Будет завершено строительство нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» пропускной способностью 80 млн. тонн нефти в год; нефтепроводов «Курумба-Юрубчена-Тайшет» и «Харьяга – Уса». Кроме того, до 2020 г. планируется реализация проектов по строительству новых и развитию существующих магистральных нефтепродуктопроводов, включая строительство нефтепродуктопровода «Юг» и вывод на проектную мощность нефтепродуктопровода «Север».

По мощностям и объему переработки нефти Россия занимает третье место в мире после США и Китая. Объем переработки нефти в 2013 г. в России достиг 275,2 млн. тонн со средневзвешенным уровнем загрузки 92,9% и глубиной переработки – 72%. Переработку жидких углеводородов в России осуществляют 33 крупных нефтеперерабатывающих завода, более 200 – мини-НПЗ. Все крупные НПЗ России (за исключением группы заводов в Башкирии) и большая часть мини – НПЗ входят в состав крупных нефтяных компаний.

Крупнейшие нефтеперерабатывающие заводы России: ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ» (7,4% общей переработки в России), ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез» (7,2%), ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» (6,3%), ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (6,2%), ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез» (5,5%), ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» (4,7%), ОАО «Газпромнефть-Московский НПЗ» (4,0%),

В 2013 г. было экспортировано порядка 70 млн. тонн мазута и вакуумного газойля (примерно 75% от объема производства), 35,5 млн. тонн дизельного топлива (около 50% от объема производства), а также более 10 млн. тонн нефти и автомобильного бензина.

Существенный рост (более чем в 2 раза) в последние годы инвестиций в нефтепереработку и реализация программы реконструкции отрасли являются основой роста глубины и улучшения структуры переработки нефти в перспективе. Более 50% инвестиций в сегмент переработки в последние три года приходится на ОАО «НК «Роснефть» (с учетом ТНК-ВР, входящей в «Роснефть»).

Переработка нефти увеличится до 275 млн. т в 2020 г. По прогнозам к 2035 г. ожидается ее снижение до 270 млн. т. Проводимые реконструкция и модернизация отрасли обеспечат рост глубины переработки нефти с 71% в 2010 г. до 90% в 2035 г. Приоритетом при развитии глубокой переработ-

ки нефти является удовлетворение потребностей внутреннего рынка при одновременном повышении экспорта качественных нефтепродуктов, прежде всего дизельного топлива. Особую роль будет играть производство продуктов высоких переделов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, где сырьевая база углеводородов носит комплексный характер - большинство месторождений содержат нефть, газ и конденсат, а также имеют сложный компонентный состав.

### ***Газовая промышленность***

Газовая промышленность – одна из наиболее стабильно работающих отраслей топливно-энергетического комплекса и всей экономики России. Доля газа в первичном топливно-энергетическом балансе страны составляет около 50 %. Россия занимает ведущее место в мире по добыче газа, разведанным запасам и прогнозным ресурсам газа и обеспечивает около 25 % его мирового производства. Россия – крупнейший в мире экспортер газа, обеспечивающий более 40 % международных поставок.

В 1990–1992 гг. в России добывалось 641–643 млрд. м<sup>3</sup> газа в год, в том числе в Западной Сибири более 580 млрд. м<sup>3</sup>. В 1992–2000 гг. добыча газа в стране имела тенденцию к сокращению, снизившись в 2000 г. до 584 млрд. м<sup>3</sup>. Инвестиции в объекты газовой промышленности в сопоставимых ценах составили в 2000 г. 41,5 % от уровня 1990 г. В 2002–2006 гг. объем инвестиций в основной капитал возрос до 6–8 млрд. долл. в год. В 2006 г. добыча газа в России составила уже 656 млрд. м<sup>3</sup>.

Для того, чтобы компенсировать падение добычи на старых месторождениях, вводятся в эксплуатацию новые крупные месторождения газа. Всего за период 2001–2013 гг. «Газпром» ввел в эксплуатацию новые месторождения, новые площади и участки действующих месторождений с суммарной годовой производительностью этих объектов 350 млрд. м<sup>3</sup> газа. В 2012 г. «Газпром» начал добычу газа на полуострове Ямал — на Бованенковском месторождении, проектная мощность которого 115 млрд. м<sup>3</sup> газа в год, а разведанные запасы газа этого месторождения – 4,9 трлн. м<sup>3</sup>. В 2013 году выведено на полную проектную производительность самое мощное в России Заполярное месторождение с проектной мощностью 130 млрд. м<sup>3</sup> газа.

«Газпром» приступил к добыче газа на шельфовых месторождениях Сахалина. В 2013 г. запущено Кириновское месторождение проекта «Сахалин-3» (проектная мощность 5,5 млрд. м<sup>3</sup>. В Якутии на Чаяндинском месторождении и в Иркутской области на Ковыктинском месторождении ведется строительство разведочных скважин. Начало добычи на этих месторождениях – 2017 г. Запасы газа Ковыктинского месторождения составляют 1,5 трлн. м<sup>3</sup> газа, извлекаемые запасы газового конденсата – 77 млн. т.

Начато освоение глубоко залегающих неокомских пластов и валанджинских залежей Заполярного и ачимовских залежей Ямбургского месторождений. «Газпром» с 2008 г. совместно с немецкой компанией Wintershall Holding ООО «Ачимгаз» разрабатывает труднодоступные, рас-

положенные на глубине около 4000 м, ачимовские залежи Уренгойского месторождения, что позволяет извлекать дополнительные объемы газа.

В Кузбассе началась реализация первого в России метаноугольного проекта. Суммарная добыча метана из угольных пластов на Талдинском месторождении достигает 20 тыс. м<sup>3</sup> в сутки.

Одной из проблем газовой промышленности является то обстоятельство, что на месторождениях новых центров газодобычи на полуострове Ямал, континентальном шельфе арктических морей, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке имеют высокие издержки по добыче и транспортировке природного газа, что ведет к росту его себестоимости. В результате у большинства экспортных проектов высокие издержки, которые ставят Россию в уязвимое положение в условиях ужесточения конкуренции на мировых рынках.

По состоянию на 01.01.2014 г. добычу природного и попутного нефтяного газа (ПНГ) в стране осуществляют 258 добывающих предприятий, в том числе 97 входят в структуру нефтяных ВИНК, 16 предприятий Газпрома, 2 предприятия НОВАТЭК, 140 являются независимыми добывающими компаниями.

За последние 15 лет в структуре добычи газа сокращена доля ОАО «Газпром» при одновременном увеличении доли независимых производителей природного газа и нефтяных компаний. Однако ОАО «Газпром» по-прежнему является главным производителем и поставщиком газа России (табл. 1.8).

Таблица 1.8

Объем и отраслевая структура добычи газа в России в 2013 г.

Компания	Млрд. м <sup>3</sup>	Уд. вес, %
ОАО "ГАЗПРОМ"	476,2	71,3
НОВАТЭК	53,0	7,9
ВИНК	76,2	11,4
в т.ч. Роснефть	30,9	
ЛУКОЙЛ	18,2	
Сургутнефтегаз	12,1	
Газпром нефть	11,4	
Русснефть	1,6	
Татнефть	0,9	
Славнефть	0,8	
Башнефть	0,5	
Независимые производители	35,4	5,3
Операторы СРП	27,4	4,1
Россия в целом	668,2	100

В структуре производителей 71,3% добычи обеспечил ОАО «Газпром», добыча ВИНК составила 11,4%, независимых компаний – 5,3%, НОВАТЭК – 7,9% и операторов СРП – 4,1%.

Основные перспективы развития газовой промышленности связаны как традиционными газодобывающими районами, основным из которых является Западная Сибирь, так и новыми нефтегазовыми провинциями Восточной Сибири и Дальнего Востока. В соответствии с Энергетической стратегией добыча природного газа в России в 2035 г. составит 936 млрд. м<sup>3</sup> (табл. 1.9).

Таблица 1.9

Прогноз добычи газа на период до 2035 г., млрд. м<sup>3</sup>

Район газодобычи	2020 г.	2025 г.	2035 г.
Добыча газа - всего	770	842	936
в т. ч.: Тюменская область	624	633	639
в т. ч. по районам:			
- Надым - Пуртазовский	471	431	333
- Обско-Тазовская губа и Большехетская впадина	41	41	88
- Ямал	112	161	218
Томская область	4	4	4
Европейские районы	56	58	103
Восточная Сибирь	24	70	89
Дальний Восток	58	70	94

В 2035 г. планируется добывать: на Ямале 220 млрд. м<sup>3</sup>, в Восточной Сибири 90 млрд. м<sup>3</sup> и на Дальнем Востоке до 94 млрд. м<sup>3</sup>. При освоении газовых месторождений Восточной Сибири, характеризующихся высоким содержанием гелия, потребуется развитие гелиевой промышленности, в том числе строительство ряда крупных газоперерабатывающих заводов и подземных хранилищ гелиевого концентрата.

Планируется формирование Иркутского (на базе Ковыктинского месторождения) и Красноярского центров газодобычи (на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений).

На Дальнем Востоке возрастает значение Якутского центра газодобычи на базе Чаяндинского месторождения при стабилизации добычи на Сахалине (реализующиеся проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2» и перспективные «Сахалин-3» – «Сахалин-6») на уровне около 40 млрд. м<sup>3</sup> и начале освоения Западно-Камчатского сектора Тихого океана.

Протяжённость магистральных газопроводов в России в 2013 г. (по данным Росстата) составила 175 тыс. км. В эксплуатации находятся 256 линейных компрессорных станций с четырьмя тысячами газоперекачивающих агрегатов. Действует 3,7 тысяч эксплуатируемых газораспределительных станций. За 2013 г. загрузка газотранспортной системы составила 659,4 млрд. м<sup>3</sup>.

Единая система газоснабжения эксплуатируется уже более 45 лет, что не могло не привести к ее моральному и физическому старению. К настоящему времени 17,6 % газопроводов отработали более 40 лет и уже выработали свой срок амортизации, 24,7 % эксплуатируются от 31 до 40 лет,

33,5% – от 21 до 30 лет, остальные 12,8 % – до 10 лет. Выработали свой технический ресурс более 23 % газоперекачивающих агрегатов. Важнейшими направлениями развития газовой промышленности являются восстановление и поддержание технического состояния газотранспортной системы, повышение технически возможной производительности газопроводов, надежности, промышленной и экологической безопасности объектов транспорта газа.

Вместе с освоением новых месторождений осуществляется строительство газопроводных систем. В 2012 г. пущена первая очередь газотранспортной системы нового поколения «Бованенково–Ухта», обеспечивающей вывод в единую газопроводную систему газовых ресурсов полуострова Ямал. Началось формирование газотранспортных систем на Дальнем Востоке: завершено строительство первого пускового комплекса газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», принято решение о строительстве газопровода «Якутия – Хабаровск – Владивосток» («Сила Сибири»).

Принципиально новым маршрутом экспорта российского газа в Европу стал газопровод «Северный поток» (NordStream). В конце 2012 г. Россия приступила к реализации еще одного проекта, направленного на повышение надежности экспортных поставок газа – «Южного потока». Проводятся активные работы по газификации регионов России и строительству региональной газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры.

Важную роль в стабилизации поставок газа потребителям играет система подземного хранения газа (ПХГ). На территории РФ в эксплуатации находится 25 объектов ПХГ с объемом товарного газа 65,2 млрд. м<sup>3</sup> и максимальной потенциальной суточной производительностью на начало сезона отбора до 620 млн. м<sup>3</sup>.

Дальнейшее развитие получит Единая система газоснабжения путем подключения к ней новых объектов любой формы собственности (в том числе на основе долевого участия). При соответствующих внешних условиях будет проводиться поэтапное формирование системы газопроводов в в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке для поставок газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, в первую очередь, в Республику Корея и Китай.

Протяженность магистральных газопроводов возрастет на 20-22 тыс. км к 2025 г. и еще на 30–35 тыс. км к 2035 г. Будут реконструированы и модернизированы действующие магистральные газопроводы общей протяженностью 20 тыс. км к 2025 г. и еще 65 тыс. км – к 2035 г. ОАО «Газпром» до 2030 года будет наращивать суточную производительность ПХГ до 1 млрд. куб.м за счет расширения действующих и строительства новых ПХГ.

В области новых экспортных маршрутов приоритетная роль отводится проекту «Южный поток». Российский газ по этому газопроводу будет поступать на рынок стран Центральной и Южной Европы, минуя территории третьих стран.

Продолжится газификация городских и сельских населенных пунктов, а также расширение использования природного газа в качестве моторного топлива.

Начата реализация проекта «Ямал-СПГ» мощностью до 16,5 млн. т. Принято инвестиционное решение по строительству завода «Владивосток-СПГ» мощностью 10 млн. т СПГ в год с возможностью дальнейшего расширения до 15 млн. т. Первая линия завода будет введена в эксплуатацию в 2018 г.

Переработка природного газа в настоящее время в России является частью процесса функционирования добычи и транспортировки газа, обеспечивая, в частности, возможность подачи «сухого» газа в газопроводы и осуществляется в основном с целью извлечения вредных примесей. В результате безвозвратно теряется огромное количество содержащихся в газе полезных компонентов (таких как этан, пропан и бутан). Поэтому стратегической задачей развития газовой отрасли является практически полная переработка добываемого в стране природного и попутного газа.

Для этого будут создаваться принципиально новые нефтегазохимические технологии, ориентированные на комплексную переработку природных и попутных газов непосредственно в районах газо- и нефтедобычи. В настоящее время в передовых технически развитых странах на нефтегазохимию приходится 8-10% внутреннего потребления нефти и свыше 5% газа, в России, соответственно, 1,3% нефти и 4,3% газа. Технологии производства синтетического жидкого топлива и нефтехимического сырья особенно нужны при разработке отдаленных от рынков сбыта месторождений, либо месторождений на поздних стадиях эксплуатации. Это, прежде всего, такие регионы, как север Западной Сибири (для утилизации низконапорного газа Надым-Пур-Тазовского района, газа ачимовских отложений и Ямала), Восток России и Прикаспий.

### **1.3. Рынок нефти, газа и нефтепродуктов**

Россия играет одну из ведущих ролей в обеспечении мирового оборота энергоресурсов, активно участвуя в мировой торговле и в международном сотрудничестве в этой сфере, осуществляя огромные инвестиции в топливно-энергетический комплекс. Экспорт энергоносителей играет для экономики России исключительно важную роль (экспорт ТЭР составляет до 70% общего экспорта).

Если Китай и США производят больше первичных энергоресурсов для собственного потребления (18,4% и 13,5% мирового выпуска соответственно), то Россия производит порядка 10% первичной энергии и экспортирует почти половину этого объема. В условиях сложности доступа к месторождениям топлива в мире, политической нестабильности и больших издержек добычи во многих районах мира стабильность российских поставок энергии является одной из основ устойчивости мирового энергетического баланса.

В 2013 г. из 4133 млн. т нефти и газового конденсата, произведенных в мире, Россия добыла 531,4 млн. т, оставаясь в числе лидеров и обеспечивая почти 13 % мировой нефтедобычи. Россия экспортирует порядка 72–74% своей добычи жидкого топлива (27% в форме нефтепродуктов и 46% в форме сырой нефти). За прошедшие годы несколько изменилась географическая структура экспорта сырой нефти: порядка 68% сырой нефти идет в ЕС, 12% – в СНГ и уже 20% было поставлено в АТР. Основным направлением экспорта российских нефтепродуктов также является европейский рынок. Доля рынка Европы для России остается весьма важной, а для ЕС доля российской нефти и нефтепродуктов составляет 33% потребления.

В 2013 г. из России было экспортировано 237 млн. т нефти. В страны дальнего зарубежья было направлено 88 % физического объема экспорта, в страны СНГ – 12 %. В 2013 г. из России было экспортировано 152 млн. т нефтепродуктов. В страны Дальнего зарубежья было направлено 93 % физического объема экспорта, в страны СНГ – 7 %.

Экспорт сырой нефти до 2035 года будет расти и увеличится до 254 млн. т в 2035 г.. Доля европейского направления будет сокращаться (до 60% в 2035 г.) за счет роста поставок в восточном направлении, доля которых к концу рассматриваемого периода достигнет 32 %. Экспорт мазута снизится до 20 млн. т, а экспорт моторного топлива возрастет до 58 млн. т.

Россия в 2013 г. занимала второе место в мире (после Ирана) по запасам природного газа (16,8% мировых запасов) и второе место (после США) по объемам его ежегодной добычи (12,3% мировой добычи). Основной объем природного газа поставляется на внутренний рынок (около 60% товарной продукции ОАО «Газпром»). В мировом экспорте российский газ составляет почти 20% (без учета транзита среднеазиатского газа). В общем объеме потребления газа в странах Европы (включая Турцию, но без стран Содружества Независимых Государств) на российский газ приходится около 25%. В 2013 г. из России было экспортировано 196 млрд. м<sup>3</sup> трубопроводного природного газа. В страны дальнего зарубежья было направлено 70 % физического объема экспорта, в страны СНГ – 30 %.

Экспорт СПГ из России в 2013 г. составил 26,3 млн. м<sup>3</sup> на базе завода по его производству на Сахалине, к 2025 г. он составит 30 млн. т. Весь объем экспорта был направлен в Дальнее зарубежье.

Европа – основной рынок сбыта российских нефти и газа. Около 70 % сырой нефти и 80 % нефтепродуктов реализуется в европейских странах. Основное количество экспортируемой нефти транспортируется танкерным флотом через черноморские и балтийские морские терминалы и по нефтепроводу «Дружба». Часть поставок осуществляется по железной дороге.

Основными конкурентами России на рынке Северо-Западной Европы являются Норвегия, Великобритания и Дания, контролирующие более 67 % поставок. В то же время на Россию приходится около 20 % всего импорта этого макрорегиона. На рынке нефти Южной Европы имеет место высокая

конкуренция поставок из Северной Африки (Алжир, Египет), Западной Африки (Нигерия), Персидского залива (Саудовская Аравия, Кувейт и др.), стран Каспия (Казахстан, Азербайджан). На российские поставки нефти и нефтепродуктов в Южной Европе приходится около 18 %. Россия является главным поставщиком сырья на рынок Восточной Европы.

Основным рынком сбыта российского природного газа также является Западная Европа. Меньшие объемы углеводородного сырья реализуются на рынке Восточной Европы, где российский газ занимает доминирующее положение. Природный газ экспортируется в европейские страны преимущественно в рамках долгосрочных контрактов сроком до 25 лет (рис.1.3).

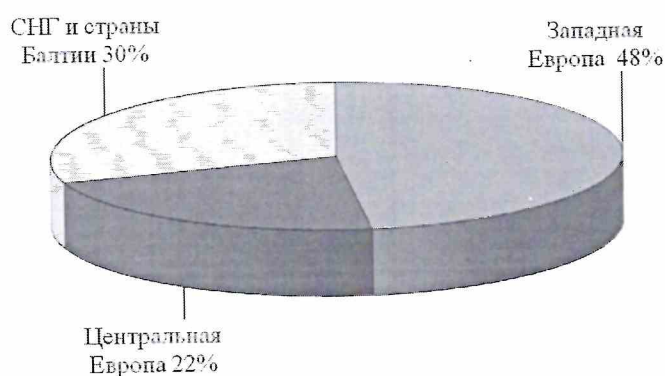


Рис. 1.3. Структура экспорта газа

В перспективе экспорт газа будет осуществляться как на основе долгосрочных контрактов, так и в рамках спотовой торговли, что позволит нарастить необходимый объем поставок из России на европейский рынок при кратном увеличении поставок в восточном направлении (Китай, Япония, Республика Корея, Индия и др.). Общий экспорт природного газа возрастет до 360 млрд. куб. м в 2035 г. В целом, доля восточного направления в экспорте природного газа растет до 32,5%, а доля экспорта СПГ – до 30%. Вместе с тем, европейский рынок сетевого газа продолжит формировать около 50% российского экспорта в 2035 году.

Российский рынок газа не имеет развитой рыночной инфраструктуры и конкурентной среды. Его характерной особенностью является весьма высокая степень государственного регулирования.

Основная доля поставляемого на российский рынок газа реализуется по оптовым ценам, директивно устанавливаемым уполномоченным регулирующим органом. Помимо оптовых цен и тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным сетям трубопроводов, оказываемые независимым организациям, этим органом регулируются тарифы на услуги по транспортировке газа по распределительным сетям трубопроводов, а также размер платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям.



В сфере сбыта газа функционируют специализированные организации по продаже газа со смешанным участием в их капитале ООО «Межрегионгаз», дочерних обществ ОАО «Газпром», администраций регионов и других хозяйствующих субъектов. Доля независимых сбытовых организаций по продаже газа невелика.

Для функционирования полноценного газового рынка пока не созданы основные структурные элементы и рыночные институты, которые должны способствовать его становлению. Процедура реализации газа на торговых площадках, которая позволяет выбирать продавца (покупателя); условия, сроки поставки и другие аспекты рыночной купли-продажи продукции пока недостаточно проработаны. Не развита система страховых предприятий, обеспечивающих гарантиями сделки купли-продажи, и других структур, которые могут с помощью рыночных инструментов управлять рисками, связанными с непредвиденными ситуациями на рынке газа. Отсутствует налаженный механизм привлечения российских инвесторов в газовый бизнес. Не разработаны правила поведения участников нерегулируемого сегмента рынка газа.

Инвесторы, которые могли бы вкладывать средства в потенциально конкурентную сферу деятельности (прежде всего в разработку и обустройство новых газовых месторождений) и тем самым создавать конкурентную среду в основополагающей производственной сфере, испытывают значительные финансовые риски и отсутствие достаточных гарантий эффективного возврата вложенных средств. Главным образом, эти риски обусловлены тем, что общий уровень цен (тарифов) на газовом рынке определяется заниженными ценами (тарифами), директивно устанавливаемыми для регулируемого сектора рынка газа.

На рынке сжиженного газа России существуют два сегмента:

- нерегулируемый – на котором газ продается по розничным ценам для экспорта, дальнейшей переработки или в качестве моторного топлива;
- регулируемый – по его каналам идет поставка газа населению.

Сжиженными углеводородными газами для бытовых нужд в России пользуются более 55 млн. чел., что делает этот вид топлива социально важным. В 2013 г. общее производство СУГ в РФ составило 12 млн. т при потребности внутреннего рынка в 8-9 млн. т. С 1 июля 2014 г. оптовая цена на сжиженный газ для бытовых нужд определена в размере 10480 руб. за тонну.

Рынок сжиженного природного газа является сравнительно небольшим, но динамично развивающимся мировым рынком углеводородных топлив для автотранспорта. Среднегодовые темпы роста количества газозаправочных станций на российских автодорогах достигают 30% в год.

Лидерами на рынке сжиженного газа в России являются ОАО «Газпром» и ОАО «СИБУР», на долю которых приходится около 60% общего объема российского производства сжиженного газа. Остальная доля рынка приходится на нефтеперерабатывающие предприятия, которые входят в

состав крупных нефтяных компаний («Сургутнефтегаз», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и др.). Сжиженный газ на данных предприятиях производится в процессе переработки нефти.

Основными оптовыми покупателями производимого в России сжиженного газа являются предприятия нефтехимической промышленности (прежде всего, ОАО «СИБУР»), региональные газораспределительные организации.

Оптовую покупку и последующую розничную продажу сжиженного газа потребителям коммунально-бытового сектора в основном осуществляют региональные и местные газораспределительные организации. Наибольший объем потребления сжиженного газа в коммунально-бытовом секторе приходится на сельскую местность и населенные пункты городского типа с населением не выше 80 тыс. человек.

#### **1.4. Управление нефтегазовыми ресурсами страны**

Нефтяная и газовая промышленность представляет собой сложный сектор народного хозяйства. Для обеспечения добычи нефти и газа, производства продуктов и доставки их потребителям требуется участие большого количества организаций и предприятий, осуществляющих различные технологические процессы, тесно связанные между собой.

В соответствии с принятой технологической специализацией можно выделить следующие сферы деятельности:

- 1) поиск и разведка месторождений;
- 2) строительство скважин;
- 3) добычи нефти, газа, газоконденсата;
- 4) переработка нефти и газа, нефте- и газохимия;
- 5) транспорт, хранение, сбыт нефти, газа, продуктов их переработки;
- 6) строительство трубопроводов, газохранилищ и нефтебаз.

Базой для развития нефтяной и газовой промышленности служит подготовка запасов углеводородов, осуществляемая в процессе проведения геологоразведочных работ. Процесс представляет собой совокупность взаимосвязанных, осуществляемых в определенной последовательности действий. Стадии геологоразведочных работ различаются между собой объектами, видами и методами исследований, методикой, объемами материальных, финансовых и трудовых ресурсов.

Важным видом деятельности в нефтяной и газовой промышленности является сооружение глубоких разведочных скважин. Им завершается комплекс геолого-поисковых и разведочных работ, устанавливается наличие нефтегазоносности, определяются необходимые параметры залежи. С помощью скважин определяют объемы запасов углеводородов, получают необходимую информацию для проектирования систем разработки.

Территории проведения буровых работ различаются особенностями геологического строения, климатом, рельефом местности, развитием про-

изводственной и социальной инфраструктуры, что сказывается на результативности строительства скважин.

Переработка нефти и газа с целью производства различных нефтепродуктов, нефте- и газохимия – это звенья, связывающие добывающую сферу с потребителями, секторами народного хозяйства, использующих произведенную продукцию.

Транспортировка нефти, нефтепродуктов и, особенно, природного газа связана с использованием трубопроводов, которые невозможно использовать для других видов продукции, и потому имеет свою специфику. Хранение нефти, нефтепродуктов и газа также требует специального оборудования или сооружений. Для газа эта проблема решается с помощью подземных хранилищ различных типов, которые позволяют регулировать газопотребление в зависимости от сезонных и суточных колебаний.

Государственное управление нефтегазовой отраслью осуществляется федеральными и региональными органами власти в соответствии с действующими законодательными актами. Государственное управление включает:

- управление недропользованием;
- управление федеральной собственностью;
- геологический контроль за безопасным ведением работ и рациональным использованием углеводородных ресурсов;
- экологический контроль за состоянием окружающей среды;
- лицензирование видов деятельности;
- проведение налоговой, кредитной и ценовой политики;
- регулирование деятельности естественных монополий.

Для осуществления функций государственного управления ТЭК созданы Министерство энергетики РФ, Министерство природных ресурсов и Федеральная служба по тарифам.

Министерство энергетики РФ осуществляет функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, а также в области освоения месторождений полезных ископаемых на основе соглашений о разделе продукции.

Для решения поставленных задач министерство формирует прогнозы социально-экономического развития ТЭК, осуществляет полномочия по лицензированию видов деятельности организаций ТЭК, участвует в совершенствовании хозяйственного механизма регулирования организаций ТЭК, разрабатывает предложения по законодательным и нормативным актам, регулирующих ТЭК и др.

Министерство природных ресурсов располагает полномочиями в области лицензирования недр, подготовке и совершенствовании нормативно-правовой базы в сфере недропользования.

Федеральная служба по тарифам является федеральным органом исполнительной власти по регулированию деятельности естественных монополий и уполномочена осуществлять правовое регулирование цен (тари-

фов) в электроэнергетике, нефтегазовом комплексе, на железнодорожном и ином транспорте.

В настоящее время добычу нефти и конденсата в стране осуществляют девять вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), включая «Газпром» и «Газпромнефть», и более 180 сравнительно небольших компаний, которые представлены организациями с российским, иностранным и смешанным капиталом.

Вертикально-интегрированные нефтяные компании – это крупные акционерные компании, контроль за которыми может находиться как в руках государства (компания «Роснефть» и др.), так и в руках частных акционеров («ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» и др.). В нефтяной промышленности в вертикально-интегрированную компанию входят предприятия, относящиеся к последовательным стадиям технологического процесса: разведка и добыча нефти – транспортировка – переработка – нефтехимия – сбыт нефтепродуктов и нефтехимических продуктов.

Всего, по состоянию на 01.01.2014 г., добычу нефти и газового конденсата на территории Российской Федерации осуществляли 294 организации, имеющие лицензии на право пользования недрами. В том числе 111 организаций, входящих в структуру вертикально интегрированных компаний, включая Газпром; 180 независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК; 3 компании, работающие на условиях соглашений о разделе продукции («операторы СРП»).

В рамках СРП в России разрабатываются 3 проекта: Харьягинское нефтяное месторождение (оператор – Total), «Сахалин-1» (оператор – ExxonMobil), «Сахалин-2» (оператор – Sakhalin Energy).

ОАО «Газпром» – вертикально-интегрированная газовая компания, контролируемая государством. В отличие от ВИНК, «Газпром» включает кроме добывающих, перерабатывающих и сбытовых подразделений еще и транспортные. ОАО «Газпром» является ядром газовой отрасли. В состав группы компаний ОАО «Газпром» входят 78 организаций с 100 % долевым участием ОАО «Газпром», в том числе 10 газодобывающих и 18 газотранспортных обществ с ограниченной ответственностью, осуществляющих выполнение работ по добыче, подготовке и дальнейшему транспорту газа.

Основными среди добывающих предприятий системы ОАО «Газпром» по объемам разведанных запасов и объемам добычи природного газа являются его дочерние предприятия ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

Помимо ОАО «Газпром» на рынке газа действуют независимые производители газа. Крупнейший после ОАО «Газпром» производитель газа – НОВАТЭК (около 7,9 % добычи в стране). Месторождения и лицензионные участки ОАО «НОВАТЭК» расположены в Ямало-Ненецком автономном округе.

Другие небольшие компании по добыче нефти и газа представлены организациями с российским, иностранным и смешанным капиталом.

ООО «Русвьетпетро» – нефтяная совместная российско-вьетнамская компания. Участники ОАО «Зарубежнефть» (51 %) и КНГ «Петровьетнам» (49 %).

ООО «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) является дочерним обществом ЗАО «ИНК-Капитал», в котором пакет акций принадлежит юридическим лицам, зарегистрированным за пределами Российской Федерации.

ОАО «Арктикгаз» – контролируется «Газпром нефтью». Эксплуатируемые месторождения находятся в ЯНАО. 100% принадлежит компании СеверЭнергия, в которой доли распределяются следующим образом: Газпром – 51%, итальянские партнеры – 49%. К 2015 г. добыча газа составит 21 млрд. куб. м, к 2020г. – 36,4 млрд куб. м.

ЗАО «Геотрансгаз» (контролируется ОАО АК «АЛРОСА») является держателем лицензий на разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Берегового и Усть-Ямсовейского лицензионных участков, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе.

ООО «Бурнефтегаз» 100% контролируется ОАО АНК «Башнефть». Владеет правами на разведку и разработку Соровского и Тортасинского месторождений с запасами нефти 53,4 млн. тонн.

Законодательная база недропользования регулирует отношения всех участников пользования недр, в том числе предприятий нефтяной и газовой промышленности. Закон «О недрах» регулирует отношения, возникающие в связи с геологическим изучением, использованием и охраной недр территории Российской Федерации, содержит правовые и экономические основы комплексного рационального использования и охраны недр, обеспечивает защиту интересов государства и граждан Российской Федерации, а также прав пользователей недр. Государственное управление отношениями недропользования осуществляется Президентом Российской Федерации, Правительством Российской Федерации, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также федеральным органом управления государственным фондом недр и органами государственного горного надзора.

Федеральный орган управления государственным фондом недр и его территориальные органы не могут выполнять функции управления хозяйственной деятельностью предприятий, осуществляющих разведку и разработку месторождений полезных ископаемых либо строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, и заниматься коммерческой деятельностью.

Законом определено, что недра в границах территории Российской Федерации являются государственной собственностью. Вопросы владения, пользования и распоряжения недрами находятся в совместном ведении Российской Федерации и субъектов Российской Федерации.

Добытые из недр полезные ископаемые и иные ресурсы по условиям лицензии могут находиться в федеральной государственной собственности, собственности субъектов Российской Федерации, муниципальной, частной и в иных формах собственности.

Лицензия является документом, удостоверяющим право ее владельца на пользование участком недр в определенных границах в соответствии с указанной в ней целью в течение установленного срока при соблюдении владельцем заранее оговоренных условий.

Лицензия удостоверяет право проведения работ по геологическому изучению недр, разработке месторождений полезных ископаемых, использованию недр в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых.

Лицензия должна содержать данные о пользователе недр; о целевом назначении работ; указание границ участка недр, предоставляемого в пользование; сроки действия лицензии и сроки начала работ; условия, связанные с платежами, взимаемыми при пользовании недрами; согласованный уровень добычи минерального сырья, право собственности на добытое минеральное сырье; соглашение о праве собственности на геологическую информацию, получаемую в процессе пользования недрами; условия выполнения установленных законодательством требований по охране недр и окружающей природной среды; порядок и сроки подготовки проектов ликвидации или консервации горных выработок и рекультивации земель.

Принятие решений о проведении конкурсов или аукционов на право пользования участками недр осуществляется федеральным органом управления государственным фондом недр или его территориальными органами.