

Нефтяная стратегия России

© Авторы, 2010
© Союз нефтегазопромышленников России, 2010
© Институт энергетической стратегии, 2010
© ИАЦ Энергия, 2010

Министерство энергетики РФ
Союз нефтегазопромышленников России
Институт энергетической стратегии

НЕФТЯНАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ

Под редакцией д.э.н. Ю.К. Шафраника

Москва
2010

ББК 31
УДК (622.323+665.5)

Нефтяная стратегия России. Проект//Коллектив авторов.
Под редакцией д.э.н. Ю.К. Шафраника. М.: ИАЦ Энергия. 2010. 160 с.

ISBN 978-5-98420-072-1

Авторский коллектив:

В.В. Бушуев, В.А. Крюков, В.В. Саенко, В.Ю. Силкин, А.Н. Токарев,
Ю.К. Шафраник, В.В. Шмат

Рассмотрено современное состояние нефтяной промышленности России, сделан прогноз развития отрасли до 2030 года. Определены параметры развития нефтяной отрасли (объемы добычи, переработки нефти и попутного газа, транспортировки нефти и нефтепродуктов, прогноз потребности в капитальных вложениях на реконструкцию и развитие производственных мощностей). Выявлены основные проблемы, препятствующие эффективному развитию нефтяной отрасли. Представлены предложения по механизмам государственного регулирования, меры по стимулированию развития нефтяной отрасли.

Нефтяная стратегия России, скоординированная с утвержденной Правительством РФ Энергетической стратегией (ЭС-2030), может служить базой для формирования Генеральной схемы развития нефтяной отрасли.

В свою очередь, основные положения Генеральной схемы могут использоваться органами государственной власти РФ и регионов в рамках разработки и реализации мер государственного регулирования и стимулирования в сфере топливно-энергетического комплекса, а также при подготовке региональных энергетических программ. Ориентиры Нефтяной стратегии и Генеральной схемы могут использоваться нефтегазовыми компаниями при разработке своих стратегических планов развития.

© Авторы, 2010

© Союз нефтегазопромышленников России, 2010

© Институт энергетической стратегии, 2010

© ИАЦ Энергия, 2010

Оглавление

Список принятых сокращений	7
Пояснительная записка	8
Введение	11

Глава 1

Современные проблемы развития нефтяного сектора в России

1.1. Роль нефтяного комплекса в экономике и геополитике России	
1.1.1. Роль нефтяного сектора в экономике России	15
1.1.2. Инновационно-инвестиционные процессы в нефтяном секторе	16
1.1.3. Нефтяной сектор и геополитические интересы России	18
1.2. Современное состояние нефтяной промышленности и пути ее развития	19
1.3. Институциональные преобразования в нефтяном секторе	22
1.3.1. Новые условия развития нефтяного сектора требуют институциональных преобразований	22
1.3.2. Развитие организационной структуры нефтяного комплекса	23

Глава 2

Оценка потребностей внутреннего и внешнего рынков нефти и нефтепродуктов

2.1. Анализ состояния внутреннего и мирового нефтяного рынков	26
2.2. Прогноз развития внутреннего и внешнего рынков нефти и нефтепродуктов	30
2.3. Прогнозные балансы спроса и предложения сырой нефти и основных нефтепродуктов	35

Глава 3

Развитие минерально-сырьевой базы нефтяной отрасли

3.1. Анализ ресурсной базы нефтяной промышленности России	40
3.2. Прогноз развития ресурсной базы нефтяной отрасли с учетом вовлечения в хозяйственный оборот участков нераспределенного фонда недр	44
3.3. Прогнозные показатели геологоразведочных работ	46
3.4. Прогноз затрат на выполнение геологоразведочных работ, необходимых для воспроизводства запасов нефти	50

Глава 4

Развитие добычи нефти, газового конденсата и попутного нефтяного газа

4.1.	Текущее состояние нефтедобывающего комплекса, основные регионы добычи нефти, газового конденсата и попутного газа	52
4.1.1.	Добыча нефти и конденсата в регионах России	53
4.1.2.	Добыча нефти по основным нефтяным компаниям России	56
4.1.3.	Добыча и утилизация нефтяного (попутного) газа	57
4.2.	Прогноз добычи нефти, газового конденсата и попутного газа с учетом вовлечения в хозяйственный оборот участков нераспределенного фонда недр	59
4.2.1.	Новые нефтедобывающие регионы и провинции	60
	Шельф Каспийского моря	60
	Тимано-Печорская НТП (Ненецкий АО)	61
	Шельфы арктических морей	62
	Восточная Сибирь и Дальний Восток	62
4.2.2.	Повышение коэффициента извлечения нефти	64
4.2.3.	Прогнозируемые уровни добычи нефти и газового конденсата	66
	Прогноз добычи нефти	66
	Прогноз добычи газового конденсата	68
	Прогноз добычи и утилизации нефтяного газа	71
4.3.	Прогноз ввода мощностей, необходимых для выполнения производственной программы отрасли	73
4.4.	Прогнозные показатели инвестиций в добычу нефти	74
4.5.	Оценка возможностей по обустройству месторождений и добыче углеводородного сырья на шельфе РФ	76
4.6.	Участие российских нефтяных компаний в международных нефтяных проектах	80

Глава 5

Развитие переработки нефти, газового конденсата и попутного нефтяного газа

5.1.	Оценка состояния нефтепереработки на современном этапе	82
5.2.	Прогноз развития нефтеперерабатывающей промышленности России	92
5.3.	Прогноз выпуска основных видов продукции и их качественные характеристики	97
5.4.	Развитие производственных мощностей нефтепереработки в России	99
5.5.	Прогноз затрат, связанных с модернизацией и строительством НПЗ, НКК и ГПЗ	102

Глава 6

Развитие системы транспортировки нефти и нефтепродуктов

6.1.	Анализ состояния системы транспортировки нефти и нефтепродуктов	104
6.2.	Прогноз мощностей и степени загруженности магистральных нефтепроводов по направлениям поставки нефти на НПЗ России и внешние рынки и их соответствие потребностям отрасли	106
6.2.1.	Прогнозный баланс нефтяного сырья для транспортировки нефти по системе магистральных нефтепроводов	106
6.2.2.	Загрузка нефтепроводов АК «Транснефть»	107
6.3.	Прогноз мощностей магистральных нефтепродуктопроводов по направлениям поставок на внутренний и внешний рынки	110
6.4.	Основные экспортно ориентированные нефтегазотранспортные проекты	112
6.4.1.	Развитие трубопроводного транспорта нефти	113
6.4.2.	Развитие трубопроводного транспорта нефтепродуктов	114
6.5.	Прогнозные объемы производственных затрат на формирование трубопроводной инфраструктуры нефтяной отрасли	116

Глава 7

Основные направления инновационного развития в нефтяном комплексе

7.1.	Перспективы внедрения современных методов оценки и разведки нефтяных месторождений в целях повышения эффективности геологоразведочных работ	118
7.2.	Оценка методов разработки месторождений, направленных на повышение коэффициента извлечения нефти из недр	119
7.3.	Направления развития новых технологий в добыче и транспорте нефти	120
7.4.	Анализ технологий переработки нефти, газового конденсата и попутного газа, направленных на оптимизацию схем глубокой переработки УВС	123
7.5.	Направления повышения энергоэффективности и снижения потерь в нефтяной отрасли	126

Глава 8

Охрана окружающей среды и экологическая безопасность в нефтяной отрасли

8.1.	Воздействие нефтяной отрасли на окружающую среду.....	128
8.2.	Государственная экологическая политика в нефтяной отрасли.....	131
8.3.	Мероприятия по снижению выбросов вредных веществ в атмосферу.....	132
8.4.	Мероприятия по охране подземных и поверхностных водных источников.....	134
8.5.	Мероприятия по снижению выбросов вредных веществ в почву.....	136
8.6.	Прогноз воздействия нефтяной отрасли на окружающую среду.....	138

Глава 9

Основные технико-экономические показатели реализации Нефтяной стратегии

9.1.	Основные технико-экономические показатели нефтяной отрасли.....	141
9.2.	Прогноз потребностей нефтяной отрасли в инвестиционных и материально-технических ресурсах.....	142
9.2.1.	Оценка потребностей в инвестиционных ресурсах.....	143
9.2.2.	Объемы производства промышленной продукции для нужд нефтяной отрасли.....	144
9.2.3.	Прогноз потребностей в ресурсах для геологоразведки.....	144
9.3.	Социально-экономические последствия реализации мероприятий Нефтяной стратегии и Генеральной схемы.....	146

Глава 10

Рекомендации по совершенствованию системы государственного регулирования нефтяной отрасли

10.1.	Совершенствование системы государственного регулирования в вопросах лицензирования и недропользования.....	148
10.2.	Рекомендации по реформированию системы налогообложения.....	150
10.3.	Совершенствование государственной политики в области технического регулирования.....	152

Глава 11

Система реализации и мониторинга Нефтяной стратегии и Генеральной схемы.....

155

Список принятых сокращений

АТР	– Азиатско-Тихоокеанский регион
ВИНК	– вертикально интегрированная нефтяная компания
ВВП	– валовой внутренний продукт
ВМСБ	– воспроизводство минерально-сырьевой базы
ВСТО	– нефтепроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан
ГКМ	– газоконденсатное месторождение
ГПЗ	– газоперерабатывающий завод
ГРР	– геологоразведочные работы
ГХК	– газохимический комплекс
КИН	– коэффициент извлечения нефти
МЛСП	– морская ледостойкая стационарная платформа
МНПП	– магистральный нефтепродуктопровод
МУН	– методы увеличения нефтеотдачи
НГКМ	– нефтегазоконденсатное месторождение
НГП	– нефтегазоносная провинция
НДД	– налог на доход от добычи нефти
НДПИ	– налог на добычу полезных ископаемых
НПГ	– нефтяной попутный газ
НПЗ	– нефтеперерабатывающий завод
НСР	– начальные суммарные ресурсы (нефти)
НХК	– нефтехимический комбинат (комплекс, компания)
ОПЕК	– Организация стран — экспортеров нефти
СУГ	– сжиженный углеводородный газ (продукт ГПЗ)
ТЭК	– топливно-энергетический комплекс
УВС	– углеводородное сырье
ХМАО	– Ханты-Мансийский автономный округ
ШФЛУ	– широкая фракция легких углеводородов
ЭС-2030	– Энергетическая стратегия России на период до 2030 года
ЭЧДТ	– экологически чистое дизельное топливо
ЯНАО	– Ямало-Ненецкий автономный округ

Пояснительная записка

Данный проект подготовлен Институтом энергетической стратегии в рамках мониторинга Энергетической стратегии России (ЭС-2030), утвержденной Правительством РФ 13.11.2009 г. (№ 1715-р) и подготовки отраслевых стратегий и генеральных схем развития отраслей. Нефтяная стратегия России является базой для разработки Генеральной схемы развития нефтяной отрасли России на период до 2020 года, реализуемой во исполнение поручения Председателя Правительства РФ В.В. Путина (протокол № ВП-П9-4пр от 12.02.2009 г.), с учетом дальнейшей конкретизации и уточнения, в том числе на основе актуальных материалов государственной статистики и данных компаний нефтегазового сектора.

Для анализа современного состояния и тенденций развития нефтяной отрасли использовались следующие исходные данные:

- материалы и информационные ресурсы федеральных и региональных органов власти (Госдума ФС РФ, Совет Федерации ФС РФ);
- материалы нефтегазовых компаний (НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром нефть», ОАО «ТНК-ВР Холдинг», ОАО «Татнефть», АК «Транснефть», АК «Транснефтепродукт»);
- материалы статистики и прогнозов Росстата России, Минэкономразвития России, Минэнерго России, Минпромторга России, Минприроды России;
- данные энергетической и экономической статистики и прогнозов международных энергетических агентств и организаций (Международного энергетического агентства, ОПЕК), а также Министерства энергетики США;
- материалы ведущих специализированных журналов по нефтяной проблематике («Минеральные ресурсы России. Экономика и управление», «Геология нефти и газа», «Нефть и капитал», «Нефтегазовая вертикаль», «Нефть России», «Нефтегазовая геология. Теория и практика»).

При подготовке проекта использовались материалы научно-исследовательских институтов РАН, отраслевых и независимых институтов, исследовательских центров:

- ГП «ЦДУ ТЭК», г. Москва;
- ОАО «ВНИПИнефть», г. Москва;

- Института нефтегазовой геологии и геофизики им. ак. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск;
- Института энергетической стратегии, г. Москва;
- Института экономики и организации промышленного производства СО РАН, г. Новосибирск;
- ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геолого-разведочный институт (ВНИГРИ)», г. Санкт-Петербург;
- ФГУП СНИИГТиМС, г. Новосибирск;
- Исследовательской группы «Петромаркет», г. Москва.

При подготовке представленного проекта были также использованы:

- Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р // Прил. к общ.-дел. ж. «Энергетическая политика». М.: ГУ ИЭС, 2010. 184 с.;
- Генеральная схема развития газовой отрасли до 2030 года (проект);
- Топливо-энергетический комплекс России: 2000–2009 гг. (справочно-аналитический обзор) / Под общ. ред. проф., д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастепанова, к.г.н. А.И. Громова. Институт энергетической стратегии (ГУ ИЭС). М.: ИАЦ Энергия, 2010. 333 с.;
- Топливо-энергетический комплекс России: 2000–2008 гг. (справочно-аналитический обзор) / Под общ. ред. проф., д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастепанова, к.г.н. А.И. Громова. Институт энергетической стратегии (ГУ ИЭС). М.: ИАЦ Энергия, 2009. 408 с.;
- Определение долгосрочных стратегических приоритетов и важнейших программных мероприятий по развитию нефтяного комплекса России на период до 2030 г. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. ак. А.А. Трофимука СО РАН. Новосибирск, 2009. 169 с.;
- Концепция государственного управления рациональным использованием запасов нефти. Проект. ГП РВО «Зарубежнефть», 2005.;
- Основные направления налоговой политики Российской Федерации на 2010 год и на плановый период 2011 и 2012 годов. Одобрены Правительством Российской Федерации 25 мая 2009 г. Министерство финансов РФ, 2009.;
- Стратегия развития геологической отрасли до 2020 года. Проект. М., 2009. 53 с.;
- Стратегия развития нефтегазового комплекса России на период до 2010–2015 гг. Проект. Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации, 2004. 67 с.

Для оценки прогнозных показателей развития нефтяной отрасли (объемов добычи, геологоразведочных работ, инвестиций и др.) была разработана специальная методика, основанная на применении имитационных экономико-математических моделей. В рамках комплекса построенных моделей алгоритм расчета целевых показателей увязывается с основными макроэкономическими, финансовыми, технико-экономическими, технологическими и горно-геологическими параметрами развития нефтяной отрасли.

Необходимые для прогнозных расчетов данные по финансовым, технико-экономическим, технологическим и горно-геологическим параметрам сформированы на основе:

- официальной статистической информации (государственной, ведомственной, международных организаций);
- отчетов компаний нефтегазового сектора;
- научно-аналитических публикаций.

Макроэкономические параметры заданы исходя из сценарных условий для формирования вариантов Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2020 года. Указанные параметры являются наиболее значимыми для построения агрегированных отраслевых прогнозов добычи, потребления и экспорта нефти (верхний уровень имитационных моделей). Агрегированные прогнозы детализируются на нижних уровнях модельного комплекса с разбивкой показателей по федеральным округам и субъектам Федерации, видам продукции и работ, различным составляющим производственных затрат (включая инвестиции, расходы на ГРП).

Представленные в данных материалах прогнозные результаты в дальнейшем будут уточнены по мере наполнения разработанной схемы расчетов более актуальной и современной информацией. Это касается прежде всего детальной технико-экономической, технологической и горно-геологической информации по районам добычи нефти.

Введение

Основной целью разработки Нефтяной стратегии России и Генеральной схемы развития нефтяной отрасли России на период до 2020 года (далее — Генеральная схема) является определение экономически обоснованных стратегических направлений развития нефтяной отрасли для обеспечения надежного снабжения российских потребителей нефтью и нефтепродуктами, выполнения обязательств по межправительственным соглашениям на экспортные поставки нефти и нефтепродуктов в зарубежные страны, решения социально-экономических задач развития России.

Реализация Нефтяной стратегии и Генеральной схемы должна обеспечить:

- удовлетворение экономически обоснованного внутреннего спроса на нефть и нефтепродукты;
- эффективную реализацию экспортного потенциала нефтяной отрасли;
- формирование сбалансированного производственного потенциала нефтяной отрасли (включая инфраструктуру добычи, транспорта и нефтепереработки);
- достижение максимальной бюджетной эффективности отрасли и стабильный долгосрочный рост ВВП.

Основные задачи, которые решались при разработке данного проекта:

- сценарный анализ основных тенденций в развитии нефтяной отрасли, включая перспективную оценку внутреннего и внешнего спроса на нефть и нефтепродукты с учетом ожидаемой динамики мировых цен на нефть и показателей макроэкономического развития России;
- обоснование ключевых показателей развития отрасли;
- оценка перспектив ВМСБ нефтяной отрасли с учетом ресурсной обеспеченности потребностей внутреннего и внешнего рынков в нефтяном сырье;
- оценка прогнозных уровней добычи нефти, газового конденсата, нефтяного (попутного) газа, развития мощностей и новых проектов в нефтедобыче;

- прогноз объемов переработки нефти и развития мощностей НПЗ с учетом углубления переработки и основных направлений повышения качества отечественных нефтепродуктов;
- формирование схемы нефтепроводного и нефтепродуктопроводного транспорта, обеспечивающей развитие добычи и переработки нефтяного сырья;
- оценка инвестиционных потребностей нефтяной отрасли;
- формирование пакета основных инвестиционных проектов отрасли;
- оценка соответствия возможностей смежных отраслей потребностям развития нефтяной отрасли и разработка предложений по их развитию; создание основы для оценки потребностей в продукции смежных отраслей (прежде всего трубное производство и машиностроение);
- формирование системы реализации и мониторинга Генеральной схемы;
- формирование ориентиров для органов государственной власти Российской Федерации и регионов с целью увязки перспектив развития нефтяной промышленности с планами развития ТЭК в масштабах страны и регионов;
- определение мер по стимулированию развития нефтяной отрасли.

В данном проекте учтены показатели отраслевых и региональных программ развития, концептуальные документы развития российской экономики и нефтяной промышленности, в том числе:

- Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р;
- Энергетическая стратегия России на период до 2020 г., утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. № 1234-р;
- Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р;
- Генеральная схема развития газовой отрасли до 2030 года (проект);
- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р;
- Стратегии развития ключевых отраслей промышленности России на период до 2015 года (химической и нефтехимической, металлургической и других отраслей промышленности);

- 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 Минпромэнерго России от 3 сентября 2007 г. № 340;
- Концепция государственного управления рациональным использованием запасов нефти. Проект. ГП РВО «Зарубежнефть», 2005.

Расчет прогнозных производственных и экономических показателей нефтяной отрасли выполнен в привязке к сценарным условиям, включающим прогноз основных параметров развития российской экономики (темпы роста ВВП и промышленного производства, численность населения, темпы роста реальных располагаемых доходов населения, валютный курс, инфляция, индексы-дефляторы стоимостных показателей и др.) и конъюнктуры мирового рынка нефти и газа (темпы роста мировой экономики, цены на нефть марки Urals, среднеконтрактные внешнеторговые цены на природный газ)¹. В соответствии с указанными условиями сформированы три типа сценариев:

- 1) низкий сценарий;
- 2) базовый сценарий;
- 3) высокий сценарий.

С целью минимизации рисков реализации Нефтяной стратегии и Генеральной схемы предусмотрено синхронное наращивание мощностей в добыче, переработке и транспортировке нефти, конденсата, нефтяного попутного газа и нефтепродуктов.

Представленные в проекте показатели развития мощностей в добыче, магистральном транспорте нефти, включающие мощности, необходимые для компенсации износа производственных объектов нефтяной отрасли, создают основу для оценки потребности в продукции смежных отраслей, в первую очередь трубного производства и машиностроения.

К основным результатам данных исследований по развитию нефтяной отрасли следует отнести:

- определение параметров развития нефтяной отрасли (объемы добычи, транспортировки, переработки нефти и попутного газа, прогноз потребности в капитальных вложениях на реконструкцию и развитие производственных мощностей);
- выявление основных проблем, препятствующих эффективному развитию нефтяной отрасли;
- разработка предложений по механизмам государственного регулирования, меры по стимулированию развития нефтяной отрасли.

¹ Сценарные условия для формирования вариантов Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2020 года. — Утверждены Заместителем Министра энергетики Российской Федерации С.И. Кудряшовым.

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

Основные положения Нефтяной стратегии и Генеральной схемы могут использоваться органами государственной власти РФ и регионов в рамках разработки и реализации мер государственного регулирования и стимулирования в сфере топливно-энергетического комплекса, а также при подготовке региональных энергетических программ. Ориентиры стратегии могут использоваться нефтегазовыми компаниями при разработке своих стратегических планов развития.

Представленные в проекте показатели являются оценочными и должны уточняться с учетом следующих обстоятельств:

- принятия государственных документов, определяющих долгосрочные стратегические ориентиры развития экономики и ТЭК страны;
- темпов удорожания потребляемых отраслью ресурсов, определяющих инвестиционные возможности недропользователей;
- структурных изменений на международных рынках энергоносителей и других факторов.

1. Современные проблемы развития нефтяного сектора в России

1.1. Роль нефтяного комплекса в экономике и геополитике России

1.1.1. Роль нефтяного сектора в экономике России

Обладая мощным ресурсным потенциалом, нефтяной комплекс обеспечивает около 40% производства первичных энергоресурсов, во многом определяет специализацию страны в международном разделении труда. Согласно оценке Института энергетической стратегии, основанной на данных Росстата и Минэнерго России, доля нефтяного комплекса (по итогам 2009 г.) в добавленной стоимости ВВП составляет более 15%, в экспорте — более 50%, в налоговых поступлениях в бюджетную систему РФ — свыше 30%².

Не менее значимо и косвенное влияние нефтяного комплекса на экономику страны, проявляющееся через стимулирование развития сопряженных с ним отраслей. Косвенные эффекты для страны от развития нефтяного комплекса проявляются через обеспечение платежеспособного спроса на продукцию сопряженных отраслей с последующими налоговыми и социальными эффектами от этих отраслей. Данные эффекты существенно (по ряду нефтегазовых проектов двукратно и более) превышают прямые (в виде добытой нефти и налогов с нее) эффекты развития нефтяного комплекса.

При этом значительные эффекты от развития нефтяного комплекса государство получает не только в добывающих регионах, но и в субъектах Федерации, которые обеспечивают потребности нефтяных компаний, в том числе в материалах и продукции машиностроения.

Нефтяной комплекс является одной из движущих сил экономического развития страны в силу создания им значительных косвенных и мультипликативных эффектов от капитальных и эксплуатационных затрат в результате реализации нефтегазовых проектов. Каждый рубль дополнительного производства продукции нефтяного комплекса увеличивает ВВП страны на 1,5–1,6 рубля. Каждый рубль дополнительных капиталовложений в нефтяной сектор обеспечивает 1–2 рубля (в зависимости от типа нефтегазовых проектов —

² Топливо-энергетический комплекс России: 2000–2009 гг. (справочно-аналитический обзор) // Под общ. ред. проф. д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастеланова, к.г.н. А.И. Громова, Институт энергетической стратегии (ГУ ИЭС). — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 478 с.

геологоразведка, освоение месторождений, строительство трубопроводов) прироста национальной экономики.

В современной российской экономической политике освоение и использование ресурсов углеводородного сырья рассматривается как важнейший фактор социально-экономического развития России и субъектов Федерации. Социальная стабильность в обществе зависит в существенной мере от устойчивой работы ТЭК в целом и его нефтяной отрасли, от того, насколько бесперебойно и эффективно будут обеспечиваться снабжение потребителей нефтепродуктами и электроэнергией (значительная часть выработки электроэнергии и тепла обеспечивается за счет сжигания жидкого топлива).

Кроме создания новых рабочих мест непосредственно в нефтегазовых проектах, их реализация обеспечивает прирост занятости в связи с появлением новых потребностей в других отраслях промышленности и потребительском секторе, превышающих прирост прямой занятости по нефтегазовым проектам.

1.1.2. Инновационно-инвестиционные процессы в нефтяном секторе

Инвестиции в нефтяной комплекс обеспечивают заказами такие отрасли промышленности, как строительство, металлургия, трубная промышленность, машиностроение, транспорт, электроэнергетика, сервисный сектор. По данным Минпромторга России, он обеспечивает около 8% всего инвестиционного спроса в экономике России.

Нефтяной комплекс является генератором спроса на высокотехнологичное и наукоемкое оборудование и материалы. По мере роста конкуренции в отрасли и усложнения условий добычи УВС данный спрос будет существенно возрастать.

В современных условиях нефтяной комплекс является очень сложным в технологическом отношении. Добыча сырьевых ресурсов осуществляется с использованием постоянно усложняющихся технологий, в создание которых вкладываются огромные инвестиции и над которыми работают лучшие интеллектуальные силы. Нефть становится во все большей степени наукоемким продуктом. Ускорение технологического прогресса в нефтяном секторе во многом обуславливается освоением морских месторождений, для которых традиционные технологии добычи и транспортировки углеводородов оказываются неприменимыми.

В настоящее время нефтегазовая промышленность является высокотехнологичной отраслью, предъявляющей спрос не только на разнообразное и сложное оборудование, прогрессивные виды материалов, но и на высококвалифицированную рабочую силу.

Для решения проблем кардинального технологического обновления в нефтяном комплексе России необходима государственная научно-техническая (инновационная) политика. При этом важнейшей задачей является построение эффективных механизмов регулирования, которые направят бы спрос предприятий и компаний нефтяного сектора на наукоемкую продукцию в сторону внутреннего рынка инновационных ресурсов.

Динамика инновационно-инвестиционных процессов в нефтяном комплексе во многом зависит от возможностей отечественной промышленности выпускать конкурентоспособное оборудование. Меры государственной поддержки должны быть направлены не просто на расширение производства или стабилизацию финансового положения машиностроительных предприятий, а на обеспечение качественного рынка. Государственную поддержку должны получить такие технологические разработки, внедрение которых позволиткратно повысить эффективность работы нефтяного комплекса. Перспективы инновационного развития связаны с применением информационных, наукоемких и энергосберегающих технологий, направленных на значительное снижение издержек в разведке, добыче и переработке углеводородов. Потенциальные выгоды применения достижений научно-технического прогресса в нефтедобывающей отрасли оцениваются в 20–30% сокращения капитальных затрат (при фиксированном уровне добычи нефти).

В связи с прогнозируемым ростом добычи нефти на шельфе важнейшими направлениями инновационно-инвестиционных процессов являются совершенствование существующих и создание новых технологий морской добычи, формирование на базе судостроительных и смежных с ними отраслей российского ВПК новой отрасли российской экономики — промышленности по производству оборудования для морской добычи нефти и газа. Необходима государственная поддержка создания такой отрасли. Следует иметь в виду, что большая часть снижения издержек в мировой добыче углеводородов в конце XX — начале XXI века была достигнута именно за счет применения новых, революционных технологий добычи на глубоководных и расположенных в сложных климатических условиях морских акваториях.

Повышение конкурентоспособности российских поставщиков и подрядчиков, перевозчиков и других производителей товаров и услуг является важнейшей государственной задачей, решение которой обеспечит возможность снижения издержек и повышения эффективности функционирования нефтяной отрасли. При этом конкурентоспособные машиностроительные предприятия получают эффект от инвестиций в нефтяную отрасль раньше, чем нефтяная отрасль, получит налоговые доходы в бюджеты всех уровней в большем объеме и в более ранние сроки именно через машиностроительные регионы по сравнению с налоговыми поступлениями из нефтедобывающих регионов.

Чем выше будет конкурентоспособность отечественного машиностроения, тем большие косвенные эффекты будут генерировать инвестиции в нефтяную отрасль, тем более эффективно нефтяная отрасль сможет сыграть роль локомотива инновационного экономического роста России.

1.1.3. Нефтяной сектор и геополитические интересы России

Освоение и использование ресурсов углеводородного сырья является важнейшим фактором усиления геополитических позиций страны. Россия обладает огромными запасами УВС, занимает ведущие позиции по добыче нефти. Она занимает 7-е место в мире по запасам нефти (5,6% мировых запасов), 1-е место по объемам ежегодной добычи (12,9% мировой добычи в 2009 г.) и обеспечивает более 12% мировой торговли нефтью³. Такой потенциал должен максимально эффективно использоваться для реализации геополитических интересов России.

Необходимо формирование условий для максимально эффективного использования нефтяного потенциала России, для полноценной интеграции в мировой энергетический рынок, укрепления позиций на нем и получения наибольшей выгоды для национальной экономики. К основным мерам и механизмам реализации геополитических интересов России применительно к нефтяному сектору следует отнести:

- активное участие в международном переговорном процессе по энергетическим вопросам, обеспечение баланса интересов импортеров, экспортеров и транзитеров нефти в международных договорах и деятельности международных организаций;
- развитие сотрудничества в нефтяном секторе со странами Содружества независимых государств, Евразийского экономического сообщества, Северо-Восточной Азии, Шанхайской организации сотрудничества, Европейского союза, с другими международными организациями и государствами;
- координация деятельности на мировых рынках нефти со странами ОПЕК;
- содействие формированию единого европейско-азиатского энергетического пространства;
- содействие обеспечению благоприятного и недискриминационного режима деятельности отечественных нефтяных и сервисных компаний на мировых рынках, включая их доступ к зарубежным рынкам нефтегазовых ресурсов и рынкам их конечного потребления;
- содействие привлечению на взаимовыгодных условиях зарубежных инвестиций, в первую очередь в технически сложные и высокорискованные проекты,

³ BP Statistical Review of World Energy June 2010 — London: BP p.l.c., 2010. — 58 p. — [Электронная версия]. — Режим доступа: <http://bp.com/statisticalreview>.

- обеспечение доступа российских нефтегазовых компаний к использованию ресурсов мировых финансовых рынков, передовых технологий;
- стимулирование развития и экспорта российских технологий, а также услуг российских компаний в нефтяном комплексе;
- стимулирование строительства транспортной инфраструктуры для диверсификации рынков сбыта и направленной экспорта российских нефти и нефтепродуктов;
- стимулирование роста доли нефтяных ресурсов высокой степени переработки в общей структуре экспорта;
- рациональное развитие транзитных потоков нефти через территорию России;
- развитие новых форм международного (в том числе — технологического) сотрудничества в нефтяном комплексе;
- обеспечение прозрачности политики Российской Федерации в нефтяном комплексе и координации его генеральной схемы развития с перспективными планами и энергетическими стратегиями других участников рынка.

Важнейшим направлением внешнеэкономической активности нефтяного комплекса станет расширение присутствия российских компаний в зарубежных технологических цепочках: от добычи до переработки и реализации жидких углеводородов, увеличение транзита нефти сопредельных стран через российскую территорию, формирование новых маркерных сортов российской нефти.

1.2. Современное состояние нефтяной промышленности и пути ее развития

В настоящее время намечился ряд как позитивных, так и негативных тенденций развития нефтяного комплекса. Среди позитивных тенденций необходимо отметить создание предпосылок для стабилизации и роста добычи нефти в России, которые связаны с вводом в разработку (в ближайшей и среднесрочной перспективе) Ванкорского, Верхнечонского, Талаканского, Юрубчено-Тохомского месторождений, объектов в Архангельской области и в российском секторе Каспийского моря. В настоящее время в России происходит формирование новых центров нефтяной промышленности в Восточной Сибири, на шельфе⁴.

К основным проблемам современного развития нефтяного комплекса необходимо отнести следующие.

⁴ Определение долгосрочных стратегических приоритетов и важнейших программных мероприятий по развитию нефтяного комплекса России на период до 2030 г. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. акад. А. А. Трофимука СО РАН. Новосибирск, 2009. — 169 с.

1. В России с 2000 по 2009 гг. «проедание» запасов нефти (без учета списаний) составило 406,2 млн т. Наибольшие объемы «проедания» запасов были зафиксированы в 2003–2005 гг. вследствие существенного увеличения добычи при сравнительно стабильном объеме ГРП. Только в последние 4 года (с 2006 по 2009 гг.) обеспечивается прямое воспроизводство запасов нефти. Самое критическое положение с приростом запасов складывается в Западно-Сибирской НПП, где весь прирост запасов нефти, несмотря на открытие более 200 новых месторождений, смог компенсировать лишь текущее списание запасов. Наилучший результат по восполнению текущих запасов нефти демонстрирует Волго-Уральская НПП.

В целом по России основной прирост запасов нефти достигался на уже открытых месторождениях за счет «переоценки» запасов и их доразведки путем перевода запасов C_2 в категорию C_1 и пересчета запасов (с увеличением КИН при условии внедрения новых технологий разработки)³.

2. Одной из острых проблем нефтяной отрасли России является утилизация и использование нефтяного попутного газа (НПГ). В настоящее время на факелах сжигается от 10 до 15 млрд м³ газа, извлекаемого вместе с нефтью. По данным ГП «ЦДУ ТЭК», в 2009 г. количество извлеченного из недр НПГ составило 47,9 млрд м³, сожжено в факелах 13,5 млрд м³, а уровень утилизации НПГ составил 78,0%. Сжигание НПГ приводит к значительным потерям ценного сырья, к ухудшению экологической обстановки в районах добычи. Попутный газ является энергетическим ресурсом и содержит ценнейшие компоненты, являющиеся сырьем для нефтехимической промышленности.

Принципиальная особенность современной ситуации, связанной с решением проблем утилизации НПГ, состоит в том, что ее решение настоятельно требует реализации целого ряда новых инвестиционных проектов — строительства новых ГПЗ, новых систем сбора и подготовки НПГ на промыслах.

3. Высокая степень износа основных фондов нефтеперерабатывающей промышленности и низкое качество нефтепродуктов. Большинство российских НПЗ характеризуются:

- высокой степенью износа основных фондов (до 80%); за последние 20 лет в России не было построено ни одного нового крупного современного НПЗ (за исключением реконструкции ОАО «ТАИФ-НК»);
- использованием устаревших, энергоемких и экологически несовершенных технологий;
- низкой долей углубляющих процессов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование) в технологической схеме переработки нефти;
- низким уровнем конверсии нефтяного сырья в более ценные продукты переработки.

³ Топливо-энергетический комплекс России: 2000–2009 гг. (справочно-аналитический обзор) / Под общ. ред. проф., д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастепанова, к.т.н. А.И. Громова. Институт энергетической стратегии (ГУ ИЭС). — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 478 с.

4. Низкие темпы применения новых технологий и инноваций. Необходимость их использования определяется увеличением доли трудноизвлекаемых запасов (сверхвязкие нефти, природные битумы) в структуре минерально-сырьевой базы нефтяного комплекса, необходимостью освоения шельфовых месторождений и глубокозалегающих горизонтов в зрелых нефтегазовых провинциях (НПП). Успешное развитие отечественной нефтяной промышленности во многом обусловлено реализацией в широких масштабах новых технологий разработки и добычи нефти. Дальнейшее развитие инноваций в области разработки нефтяных месторождений связано с повышением научно-технического уровня обоснованности экономически эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи, привлечением к планированию и проектированию современных более совершенных методик расчета, менее затратных и более эффективных технологий.

Мировой финансово-экономический кризис оказал заметное влияние на условия функционирования нефтяного комплекса России. Снизились темпы роста спроса на нефть и продукцию нефтепереработки; произошло падение цен на продукцию, потребляемую нефтяным комплексом — металлы, трубы, оборудование; изменились условия привлечения финансовых ресурсов. Влияние мирового экономического кризиса на отрасль проявилось в следующих аспектах: в замедлении темпов развития; сокращении инвестиций в ГРП и в НИОКР; задержке сроков реализации проектов по освоению новых провинций и ряда крупных месторождений.

В этих условиях основные направления развития нефтяного комплекса связаны:

- с усилением деятельности в сфере ВМСБ;
- усилением инновационной направленности развития нефтяного комплекса для снижения совокупных издержек и рисков;
- углублением переработки нефти на основе модернизации и строительства новых объектов;
- созданием условий для диверсификации рынков сбыта продукции нефтяного комплекса;
- увеличением степени использования попутного газа.

Внешними условиями для развития российского нефтяного сектора в ближайшей перспективе будут последствия глобального экономического кризиса, а затем развитие мировой экономики с нестабильной динамикой мировых финансовых, фондовых и энергетических рынков. В этих условиях возрастает роль государственного участия в развитии нефтяного сектора. Государство будет выступать не только в качестве регулятора экономических отношений, но и в качестве участника нефтяного бизнеса. Сфера ответственности государства — участие в обеспечении необходимыми ресурсами, а также

в строительстве и модернизации инфраструктуры; предоставление бизнесу государственных гарантий под реализацию долгосрочных инвестиционных проектов; поддержка финансово-экономической устойчивости системообразующих компаний нефтяного сектора.

При этом для достижения стабильного и поступательного развития нефтяного комплекса, баланса интересов производителей, потребителей нефти требуется координация (со стороны государства) действий широкого круга заинтересованных лиц.

Для достижения стратегических целей развития нефтяного комплекса необходимо решение следующих основных задач:

- обеспечение расширенного воспроизводства запасов нефти за счет ГРП и своевременной подготовки месторождений к эксплуатации как в зрелых, так и в новых районах нефтедобычи;
- формирование новых крупных нефтяных комплексов, предусматривающих добычу нефти, утилизацию НПП и развитие нефте- и газохимии на базе комплексных нефтегазовых месторождений сложного компонентного состава, главным образом в восточных районах России и на шельфе арктических и дальневосточных морей;
- совершенствование технологий добычи нефти, включая внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи для увеличения коэффициента извлечения нефти;
- развитие транспортной инфраструктуры, в том числе трубопроводной для повышения эффективности, диверсификации структуры и направлений транспортировки нефти и нефтепродуктов;
- развитие нефтепереработки, направленное на увеличение глубины переработки нефти и повышение качества выпускаемых нефтепродуктов;
- ресурсосбережение, сокращение потерь на всех стадиях технологического процесса при подготовке запасов, добыче, транспортировке и переработке нефти.

1.3. Институциональные преобразования в нефтяном секторе

1.3.1. Новые условия развития нефтяного сектора требуют институциональных преобразований

В настоящее время (как в мире, так и в России) происходит качественное усложнение условий поиска, разведки, освоения нефтегазовых ресурсов и добычи УВС, что определяет повышенные издержки и риски для всех участников данных процессов:

- освоение ресурсов УВС в новых регионах и провинциях (на суше) требует формирования капиталоемких и протяженных транспортных мощностей, выхода с производимой продукцией на новые рынки, включая страны АТР;
- разработка месторождений УВС на шельфе требует привлечения российских и зарубежных инвесторов, использования новых технологий;
- освоение ресурсов недр и в уже зрелых, и в новых провинциях требует применения новых высокотехнологичных технологий в добыче (методы повышения нефтеотдачи пластов, разработка более глубоких горизонтов в старых провинциях), переработке и транспортировке УВС.

Данные обстоятельства определяют необходимость институциональных преобразований в нефтяном комплексе:

- изменений в системе регулирования недропользования (в лицензионной, налоговой, таможенной и научно-технической сферах, в регулировании монопольных видов деятельности);
- формирования новых систем управления ресурсами недр с участием структур федерального уровня и одновременно нескольких (а не одного, как было ранее) субъектов Федерации (например, для эффективного освоения и использования ресурсов УВС Восточной Сибири);
- изменения в подходах к формированию организационных структур (с участием государства и бизнеса, определением и разделением сфер их ответственности и компетенции) по управлению развитием сырьевых территорий, в том числе по формированию и развитию механизмов государственно-частного партнерства в недропользовании;
- формирования и развития механизмов взаимодействия всех заинтересованных сторон (общества, государства, регионов, компаний-недропользователей), направленных на создание предпосылок для устойчивого развития регионов, где ведется добыча УВС;
- формирования недропользователями новых форм взаимодействия (консорциумов, операторов проектов) для объединения усилий, сокращения издержек и рисков, реализации совместных проектов с гибким распределением ответственности, рисков и выгод;
- совершенствования организационной структуры нефтяного комплекса.

1.3.2. Развитие организационной структуры нефтяного комплекса

Обеспечить реализацию стоящих перед отраслью задач может только такой нефтяной комплекс, движущей силой которого являются эффективные, конкурентоспособные нефтегазовые компании, а структура управления комплексом со стороны государства является гибкой, оставляющей этим

компаниям необходимый простор для маневра в зависимости от меняющейся общеэкономической конъюнктуры и состояния мировых товарных и инвестиционных рынков. Продукция нефтяного комплекса (нефть, конденсат, попутный газ и продукты их переработки) должна быть конкурентоспособной на внутреннем и внешнем товарных рынках, а сам нефтяной комплекс и его хозяйствующие субъекты — конкурентоспособными на внутреннем и внешнем рынках.

С точки зрения формирования и регулирования организационной структуры к важнейшим современным особенностям России следует отнести:

- определяющую роль ВИНК;
- процессы формирования рынка сервисных услуг;
- слабое развитие малых и средних, в том числе специализированных геологоразведочных компаний.

Данные особенности определяют специфику институциональных преобразований в нефтяном комплексе. В современных условиях регулирование организационной структуры отрасли должно быть связано со следующим:

- использованием преимуществ ВИНК для освоения крупных месторождений, что позволит адекватно использовать эффекты от масштаба (характерные для деятельности данных компаний), привлечь инвестиции в освоение новых НПГ;
- стимулированием развития малых и средних, в том числе геологоразведочных, предприятий (инновационного и венчурного характера), в том числе с прямым участием государства;
- стимулированием развития компаний сервисного сектора и созданием конкурентной среды в его рамках (что должно способствовать снижению совокупных издержек нефтегазовых компаний).

При освоении ресурсов УВС особую роль играют крупные ВИНК. Их значение определяется следующими обстоятельствами:

- на начальных этапах освоения НПГ обычно выявляются крупные месторождения, разработка которых под силу только крупным компаниям, имеющим соответствующие финансовые и технические возможности;
- при разработке крупных объектов ВИНК могут реализовывать свои преимущества, получая эффекты от масштаба деятельности;
- для создания необходимой инфраструктуры (например, нефтепроводов, отводов, мощностей по первичной подготовке и переработке добываемого сырья) также необходимы значительные ресурсы, которые легче сгенерировать и привлечь крупным компаниям.

При этом в рамках организационной структуры нефтегазового сектора должно быть место не только крупным, но и малым и средним компаниям, охватывающим одну или несколько стадий использования углеводородов

(преимущественно разведки и добычи данных ресурсов). С точки зрения формирования рациональной организационной структуры при освоении новых районов необходимо развитие специализированных геологических предприятий. В современных условиях в России фактически отсутствует товарная продукция по завершении поисково-оценочного этапа в виде полученной информации и возможности переуступки своего права на получение лицензии на разведку и добычу. Данные обстоятельства исключают развитие собственно геологического бизнеса и формирование компаний, специализирующихся исключительно на поисках и оценке новых участков и месторождений за счет собственных и привлеченных средств. Необходимо создание условий для развития таких геологических компаний.

Необходимо развитие сервисного сектора, оказывающего услуги нефтегазовым компаниям. Данный сектор играет важную роль по целому ряду причин и обстоятельств:

- повышает экономическую эффективность процессов поиска, разведки, освоения и разработки месторождений углеводородов;
- обеспечивает создание дополнительных рабочих мест;
- увеличивает в структуре занятых удельный вес представителей современных профессий (что положительно влияет на динамику доходов населения);
- способствует реализации мультипликативных эффектов, связанных с функционированием нефтегазового сектора непосредственно на той территории, где ведутся нефтегазовые операции.

Принципиально важное значение имеет государственная политика по формированию конкурентной среды в сервисном секторе, по стимулированию развития данного сектора экономики. При этом спектр возможностей государства при регулировании развития сервисного сектора включает:

- формирование адекватных поставленным задачам принципов налогообложения;
- ясное и непротиворечивое разделение функций и полномочий органов государственного управления;
- выделение приоритетов научно-технической политики, особенно в сфере наукоемких производств для нефтегазового сектора;
- воссоздание на новом качественном уровне связи «наука — машиностроение — нефтяная промышленность».

2. Оценка потребностей внутреннего и внешнего рынков нефти и нефтепродуктов

2.1. Анализ состояния внутреннего и мирового нефтяного рынков

На сегодняшний день нефть является первостепенным источником энергии в мире. На ее долю приходится более 34% мирового потребления первичных энергоресурсов. В последние годы спрос на нефть увеличился с 3562,1 млн т в 2000 г. до 3882,1 млн т в 2009 году⁶. Среди ключевых тенденций, влияющих на развитие мирового нефтяного рынка, необходимо выделить следующие:

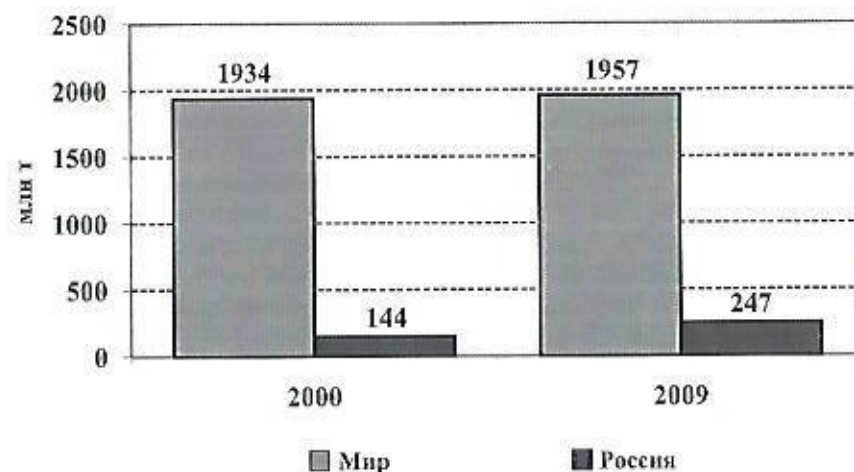
- Стремительно растет спрос со стороны развивающихся стран. Впечатляющие темпы экономического роста Китая и Индии в последние несколько лет намного превосходили показатели большинства развитых стран. Растущие энергетические потребности быстро развивающихся азиатских стран обеспечиваются в основном за счет импорта углеводородов.
- Сохраняется тенденция к расширению мировой торговли нефтью и постепенному увеличению доли развивающихся стран АТР в ее структуре.
- Происходит интенсивная глобализация мирового нефтяного рынка, возрастает взаимозависимость рынка нефти и глобальных финансовых рынков. Встраивание нефтяного рынка в мировую финансовую систему привело к ослаблению воздействия регулирующих механизмов спроса и предложения на ценообразование и усилению спекулятивных факторов. Цены на нефть стали во многом определяться экономической привлекательностью связанных с ними финансовых инструментов, что значительно повысило их волатильность.
- Мировой экономический кризис ввел новый уровень неопределенности на нефтяном рынке, как в области цен, так и в вопросах расширения инвестиций в освоение и разработку новых месторождений и развитие инфраструктуры для обеспечения растущих потребностей в углеводородах⁷.

⁶ BP Statistical Review of World Energy June 2010 – London: BP p.l.c., 2010 – 12 p. — [Электронная версия]. — <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>

⁷ World Energy Outlook 2008. International Energy Agency. — Paris: IEA Publications, 2008. — 578 p.

Россия является одним из ведущих участников мирового нефтяного рынка. С 2000 по 2009 гг. Россия продемонстрировала стремительный рост нефтедобычи, объем которой увеличился более чем в 1,5 раза, тогда как рост мировой нефтедобычи за рассматриваемый период составил только 5,7%. В результате вклад России в мировой прирост нефтедобычи с 2000 по 2009 гг. превысил 80%⁸.

В настоящее время на долю России приходится 3,2% мирового потребления нефти. Рост внутреннего потребления нефти и нефтепродуктов в стране с 2000 по 2009 гг. составил более 1%, а объемы увеличились с 122,6 до 124,6 млн т (в 2009 г. потребление нефти упало на 6,5 млн т из-за наступления мирового финансово-экономического кризиса). Быстрый рост нефтедобычи при незначительно возросшем внутреннем потреблении позволили России существенно расширить свою долю на мировом рынке жидкого топлива. С 2000 по 2009 гг. экспорт российской нефти возрос в 1,7 раза (в мире аналогичный показатель составил всего 1,2%), а доля страны в мировом экспорте нефти увеличилась с 7,2 до 12,7%.



Источник: Росстат, ОПЕК.

Рис. 2.1. Доля России в мировом экспорте нефти и нефтепродуктов

В структуре экспортных поставок российской нефти на долю стран дальнего зарубежья (включая страны Балтии) приходится 84–86% (табл. 2.1).

⁸ Топливо-энергетический комплекс России: 2000–2009 гг. (справочно-аналитический обзор) // Под общ. ред. проф. д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастеланова, к.т.н. А.И. Громова. Институт энергетической стратегии (ГУ ИЭС). — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 478 с.

Таблица 2.1
Динамика экспорта нефти из России в 2000–2009 гг., млн т

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Экспорт нефти, всего	144	165	188	224	258	253	249	259	243	247
• в страны СНГ	17	24	33	37	40	38	37	37	38	36
• в страны дальнего зарубежья	127	141	155	187	218	215	211	221	205	211

Источник: Росстат.

Основным направлением российских экспортных поставок являются страны Европы, на долю которых приходится около 90% экспорта российской нефти в страны дальнего зарубежья. В последние годы интенсивно развивается экспорт российской нефти в Китай. Всего за 9 лет экспорт российской нефти в эту страну вырос более чем в десять раз с 1,3 млн т в 2000 г. до 14 млн т в 2009 г. (7% от общего объема российского экспорта нефти в страны дальнего зарубежья). Развернувшееся в 2006–2009 гг. строительство нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан проектной мощностью 80 млн т в год позволит в перспективе сделать восточное направление одним из ключевых в региональной структуре российского нефтяного экспорта. Экспорт российской нефти в страны СНГ с 2000 по 2009 гг. вырос в 2,2 раза. Основными направлениями экспорта в страны СНГ являются Белоруссия, Казахстан и Украина.

Экспорт нефтепродуктов за 2000–2009 гг. вырос, по данным Росстата и ФТС, в 2 раза с 62,7 до 123,4 млн т. Основное направление экспорта российских нефтепродуктов — европейский рынок. Экспортируются в основном низкооктановый и прямогонный бензины, высокосернистое дизельное топливо (с содержанием серы 0,2% масс.) и топочный мазут. В дальнейшем эти нефтепродукты, как правило, перерабатываются на европейских НПЗ в высококачественные моторные топлива (табл. 2.2).

Таблица 2.2
Поставки основных нефтепродуктов на экспорт в 2000–2009 гг., млн т

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Бензин автомобильный	4,5	3,2	3,3	3,9	4,2	5,5	6,0	5,7	4,7	4,6
Дизельное топливо	21,1	24,5	29	30	29,7	32,8	35,6	36,4	37	38,6
Топочный мазут	21,5	18,6	25,8	36,2	39,5	36,2	34,6	42,9	46,4	49,7

Источник: ГП «ЦДУ ТЭК».

Наибольший рост объемов экспорта в 2000–2009 гг. был характерен для топочного мазута (в 2,3 раза, или на 28,2 млн т) и дизельного топлива (в 1,8 раза, или на 17,5 млн т). Наименьшие темпы увеличения экспорта были характерны для автомобильных бензинов российского производства (на 2,2%, или на 0,1 млн т), направлявшихся главным образом в страны СНГ

и Балтии, причем после достижения максимума в 2006 г. происходит плавное сокращение объема экспортных поставок.

Рост объемов переработки нефти и увеличение выпуска нефтепродуктов российскими НПЗ позволили полностью обеспечить потребности внутреннего рынка в нефтепродуктах. За 2000–2009 гг. рост поставок на внутренний рынок был характерен только для автобензинов. В целом за рассматриваемый период суммарный спрос на автобензин в России вырос на 47% и достиг 31,1 млн т (табл. 2.3). Основными факторами увеличения спроса на автобензин стали рост располагаемых доходов населения и стремительное увеличение парка легковых автомобилей. По данным аналитического агентства «Автостат», на 1 января 2010 г. численность легковых автомобилей, зарегистрированных в РФ, превысила 33 млн шт., увеличившись с 2000 г. на 63%⁹.

Таблица 2.3
Производство и потребление автомобильного бензина в России в 2000–2009 гг., млн т

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Производство	27,2	27,6	29	29,3	30,5	32	34,4	35,1	35,7	35,7
Видимое внутреннее потребление*	21,1	23,4	25,8	24,4	25,8	27	28,2	29,2	31,5	31,1

Примечание. Без учета суррогатного топлива.
Источник: Росстат, ГП «ЦДУ ТЭК».

Потребление дизельного топлива в РФ в 2000–2009 гг. увеличилось на 5,5% с 27,1 до 28,6 млн т (табл. 2.4). Сокращению потребления дизельного топлива в 2009 г. в сравнении с 2008 г., которое составило 3,3 млн т (9,8%), способствовали спад в экономике России под влиянием мирового финансово-экономического кризиса, снижение платежеспособности населения и, как следствие, уменьшение объемов грузовых и пассажирских перевозок. Основным фактором увеличения спроса на дизельное топливо в предыдущие годы являлся рост количества автотранспортных средств и различных видов техники с дизельными двигателями. По данным ИГ «Петромаркет», на сегодняшний день 92% потребляемого дизельного топлива используется в качестве моторного топлива.

Таблица 2.4
Производство и потребление дизельного топлива в России в 2000–2009 гг., млн т

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Производство	49,2	50,2	52,7	53,9	55,4	60,0	64,2	66,3	69,0	67,4
Внутреннее потребление	27,1	27,4	26,8	26,8	27,6	30,3	28,5	29,8	31,7	28,6

Источник: Росстат, ГП «ЦДУ ТЭК».

⁹ Аналитическое агентство ООО «Автостат». Официальный сайт <http://www.autostat.ru>. — Режим доступа: свободный.

Спрос на топочный мазут внутри страны в 2000–2009 гг. имел выраженную тенденцию к снижению. Эта тенденция была обусловлена сокращением потребности предприятий тепло- и электроэнергетики в жидком котельном топливе, вызванным постепенным замещением мазута альтернативными видами топлива (газ, уголь), а применительно к 2007 и 2009 г. еще и аномально теплыми погодными условиями зимне-весеннего периода. В целом за период с 2000 по 2009 г. поставки топочного мазута на внутренний рынок сократились на 50% (табл. 2.5).

Таблица 2.5
Производство и потребление топочного мазута в России
в 2000–2009 гг., млн т

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Производство	48,2	50,3	54,2	54,6	53,6	56,7	59,3	62,4	63,9	64,1
Внутреннее потребление	28,3	28,4	24,7	24,3	21,6	21,6	21,4	16,9	14,9	14,1

Источник: Росстат. ГП «ЦДУ ТЭК».

2.2. Прогноз развития внутреннего и внешнего рынков нефти и нефтепродуктов

Прогноз потребностей внутреннего рынка в нефти и нефтепродуктах выполнен с учетом целевых долгосрочных ориентиров Концепции долгосрочного социально-экономического развития России на период до 2020 года¹⁹, а также сценарных условий, задающих прогнозное поле вариантов реализации базового инновационного сценария долгосрочного развития страны. Рассматриваемые в Генеральной схеме варианты развития нефтяной отрасли России определяются степенью реализации следующих основных факторов и условий (табл. 2.6):

- прогнозной динамикой экономического развития России;
- динамикой изменения реальных располагаемых доходов населения;
- динамикой цен на нефть и газ на мировых рынках;
- темпами роста мировой экономики.

В зависимости от реализации этих факторов выделены три варианта прогноза.

- **Вариант 1 (низкий)** основан на предположении о том, что развитие ситуации на мировом нефтяном рынке будет происходить по негативному сценарию. Падение мировых цен на нефть приведет к сохранению негативных тенденций в экономическом развитии России, в результате темпы экономического роста в РФ на протяжении большей части прогнозного

¹⁹ Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года. – М., 2008. – 93 с.

периода будут ниже, чем в условиях базового варианта, что, в свою очередь, отрицательно скажется на динамике изменения доходов населения.

- **Вариант 2 (базовый)** характеризуется стабильными темпами развития мировой и российской экономики, а также сохранением тенденции умеренного роста цен на энергоресурсы, что позволит в среднесрочной перспективе за счет реализации конкурентного потенциала России в нефтегазовом секторе снять ограничения инерционного развития и сформировать возможности для выхода на инновационный путь развития и достижения поставленных в инновационном сценарии Концепции долгосрочного социально-экономического развития России целей и ориентиров.
- **Вариант 3 (высокий)** отличается от базового варианта более благоприятными внешнеэкономическими условиями, которые не только создают предпосылки для использования внутренних факторов экономического роста, но и способствуют трансформации растущих доходов от экспорта углеводородов в дополнительные импульсы экономического развития.

Таблица 2.6
Основные макроэкономические параметры прогноза

Показатель	2010-2015 гг.	2016-2020 гг.	2021-2025 гг.	2026-2030 гг.
Вариант 1 (низкий)				
Средние за период темпы прироста ВВП России, %	2,87	4,60	3,66	2,98
Средние за период темпы прироста реальных располагаемых доходов населения, %	2,75	4,10	3,02	2,72
Средняя цена на нефть Urals за период, дол./баррель	32,17	34,98	37,78	37,20
Средние за период темпы роста мировой экономики, %	2,80	3,28	3,04	2,92
Вариант 2 (базовый)				
Средние за период темпы прироста ВВП России, %	3,62	4,68	3,88	3,00
Средние за период темпы прироста реальных располагаемых доходов населения, %	3,50	4,18	3,22	2,72
Средняя цена на нефть Urals за период, дол./баррель	57,70	65,50	72,03	75,46
Средние за период темпы роста мировой экономики, %	2,80	3,28	3,04	2,92
Вариант 3 (высокий)				
Средние за период темпы прироста ВВП России, %	5,30	3,78	3,40	2,80
Средние за период темпы прироста реальных располагаемых доходов населения, %	5,15	3,32	2,74	2,48
Средняя цена на нефть Urals за период, дол./баррель	116,28	114,66	97,26	91,48
Средние за период темпы роста мировой экономики, %	4,05	4,28	4,04	3,92

Источник: Сценарные условия для формирования вариантов Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2020 года. — Утверждены Заместителем Министра энергетики Российской Федерации С.И. Кудряшовым.

Формирование прогноза объемов потребления нефти и нефтепродуктов выполнялось с учетом приоритетности удовлетворения внутреннего спроса в качественном топливе по приемлемым для российских потребителей ценам, а также необходимости расшивки существующих ограничений (ценовых, технологических и пр.) и повышения эффективности использования нефтяных топлив до уровня развитых стран.

Прогнозные оценки спроса на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке приведены в табл. 2.7.

Таблица 2.7

Прогноз объемов потребления нефти и нефтепродуктов
на внутреннем рынке в 2010–2030 гг., млн т

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Потребление нефти и нефтепродуктов	130,6	126,3	123,6	125,4	128,2	131,1	135,0	139,5	164,7	190,5	216,5
• нефть	13,6	14,6	14,3	14,1	13,7	13,4	13,1	13,0	12,5	11,8	11,3
• нефтепродукты	117,0	111,7	109,3	111,3	114,5	117,8	121,8	126,5	152,2	178,7	205,2
– автобензин	31,5	31,1	30,9	31,8	33,1	34,1	35,4	36,6	43,0	47,6	52,7
– дизтопливо	31,7	28,6	27,7	29,1	30,3	31,9	33,3	35,1	44,1	52,9	62,2
– мазут	19,9	18,0	17,8	18,0	18,2	18,8	19,4	20,0	23,0	25,7	26,9
Вариант 2 (базовый)											
Потребление нефти и нефтепродуктов	130,6	126,3	126,5	128,4	131,6	135,1	139,3	144,2	171,4	200,6	229,1
• нефть	13,6	14,6	14,4	14,3	14,1	14,0	13,9	13,7	13,2	12,9	12,5
• нефтепродукты	117,0	111,7	112,1	114,2	117,5	121,1	125,5	130,5	158,1	187,7	216,6
– автобензин	31,5	31,1	31,5	32,1	33,3	34,5	35,8	37,1	44,0	49,8	54,9
– дизтопливо	31,7	28,6	28,7	29,6	30,8	32,2	33,7	35,5	45,2	55,3	64,8
– мазут	19,9	18,0	18,0	19,1	18,5	19,0	19,6	20,2	23,5	26,3	28,3
Вариант 3 (высокий)											
Потребление нефти и нефтепродуктов	130,6	126,3	129,2	132,1	134,9	137,8	143,1	148,4	174,8	207,4	239,9
• нефть	13,6	14,6	14,5	14,4	14,4	14,3	14,3	14,2	13,8	13,4	12,8
• нефтепродукты	117,0	111,7	114,7	117,6	120,5	123,5	128,8	134,2	161,0	193,9	227,1
– автобензин	31,5	31,1	32,0	33,0	34,3	35,3	37,0	38,5	45,0	51,8	58,5
– дизтопливо	31,7	28,8	29,2	30,8	32,0	33,2	35,0	37,0	46,4	57,4	66,8
– мазут	19,9	18,0	18,0	18,2	18,6	19,3	19,7	20,6	23,7	27,0	29,4

Суммарный объем потребления нефти и нефтепродуктов к 2020 г. достигнет 26–34%, к 2030 г. прирост потребления составит 66–84%. Основными факторами такого роста будут: повышение уровня и качества жизни населения, рост обеспеченности легковыми автомобилями до уровня западно-европейских стран, увеличение подвижности населения; расширение по-

требностей экономики в топливе за счет развития транспортного комплекса, увеличения количества грузового транспорта и автобусов при росте объемов пассажиро- и грузоперевозок; развитие добывающей и перерабатывающей промышленности, включая отрасли горно-металлургического и топливно-энергетического комплексов, химической, лесной и деревообрабатывающей промышленности, оборонно-промышленного комплекса; интенсификация сельского хозяйства, геологоразведки и других отраслей экономики; полное обеспечение потребностей Вооруженных сил Российской Федерации

Наибольшими темпами в прогнозном периоде будет расти потребление дизельного топлива — к 2030 г. поставки на внутренний рынок увеличатся на 95–109%. Прогнозируемый рост внутреннего спроса на автобензин к 2030 г. составит 67–79%. Потребление мазута к концу прогнозного периода составит 26,9–29,4 млн т. Основной прирост спроса на мазут будет обеспечен за счет кратного увеличения объемов морских перевозок и увеличения использования мазута в качестве бункеровочного топлива в российских портах.

В региональном разрезе наиболее быстро спрос на нефтепродукты будет возрастать в восточных районах страны — в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, где будет происходить резкое увеличение транспортных перевозок в результате расширения геологоразведочных работ, формирования новых центров нефтегазодобычи, развития отраслей горно-металлургического комплекса, расширения систем и увеличения количества транспортных средств.

Прогноз объемов экспорта нефти и нефтепродуктов выполнен с учетом следующих целевых ориентиров:

- обеспечения стабильности и расширения поставок углеводородов на внешние рынки с учетом сохранения и усиления внешнеэкономических позиций российского нефтяного сектора в условиях усиления конкуренции на мировых энергетических рынках;
- необходимости углубления переработки нефти и перехода от экспорта сырой нефти к продажам готовой продукции с высокой добавленной стоимостью;
- развития продаж нефтепродуктов, выпускаемых на зарубежных НПЗ, принадлежащих российским нефтяным компаниям;
- диверсификации направлений экспорта российской нефти и нефтепродуктов в восточном направлении.

По оценкам Международного энергетического агентства, в период до 2030 г. нефть останется доминирующим видом энергоносителя, составляя в структуре мирового энергопотребления 34%. Мировой спрос на нефть (исключая биотопливо) будет ежегодно увеличиваться в среднем на 1% с 85,6 млн баррелей в сутки в 2008 г. до 105 млн баррелей в сутки в 2030 году¹¹.

¹¹ World Energy Outlook 2009. International Energy Agency. — Paris: IEA Publications, 2009. — 696 p.

Рост спроса обеспечит еще больший рост торговли нефтью и нефтепродуктами. Так, спрос будет концентрироваться прежде всего в развивающихся странах, не имеющих собственных нефтяных запасов.

В этой связи одной из ключевых задач нефтяной отрасли в области внешнеэкономической деятельности является приведение структуры экспорта нефтепродуктов в соответствие со структурой мирового спроса (табл. 2.8).

Таблица 2.8

Прогноз динамики мирового спроса на нефтепродукты до 2030 г.

	2008 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2008 г.	2030 г.
	млн баррелей в сутки					%	
ВСЕГО	85,6	90,2	95,4	100,4	105,6	100	100
Легкие продукты							
Этан/СУГ	8,7	9,0	9,3	9,7	10,2	10,1	9,7
Нафта	5,6	6,2	6,8	7,7	8,7	6,6	8,2
Автобензин	21,4	22,3	23,1	24,1	25,1	25,1	23,8
Средние дистилляты							
Авиатопливо/керосин	6,5	6,8	7,3	7,6	8,1	7,6	7,7
Газойль/дизтопливо	24,5	27,2	29,7	32,1	34,2	28,7	32,4
Тяжелые продукты							
Остаточные топлива ¹	9,7	9,5	9,4	9,4	9,4	11,3	8,9
Прочие ²	9,1	9,3	9,7	9,8	9,8	10,7	9,3

Примечания: 1. Включая нефтезаводское топливо.

2. Включая битумы, масла и другие смазочные материалы, сухой газ, кокс, серу и непосредственное использование нефти.

Источник: OPEC's World Oil Outlook 2009.

В настоящее время более половины российского экспорта нефтепродуктов приходится на мазут, в то время как в структуре мирового потребления нефтепродуктов доля мазута составляет 11,3%, реактивного и дизельного топлива — 36,3%, бензина — 25,1%.

Прогноз экспорта нефти и нефтепродуктов приведен в табл. 2.9.

Значительное сокращение объемов экспорта нефти в низком варианте по сравнению с базовым вариантом прогноза обусловлено снижением объемов добычи нефти вследствие неблагоприятной ценовой конъюнктуры.

Вследствие значительного расширения потребностей внутреннего рынка уменьшится суммарный объем нетто-экспорта нефтепродуктов с текущих 116,7 до 67,7–80,8 млн т в зависимости от вариантов прогноза. Вместе с тем существенные изменения претерпит структура экспорта за счет кратного снижения объемов экспортных поставок мазута с текущих 61,2, до 4,8–7,7 млн т. В результате в структуре экспорта увеличится доля светлых нефтепродуктов (дизельного топлива и автобензина) с текущих 35,5 до 57–76% в 2030 году.

Рынки стран Европы и Содружества независимых государств останутся основными экспортными направлениями сбыта продукции российской нефтяной отрасли на всем прогнозном периоде. Вместе с тем доля европейского направления в общем объеме экспорта российской нефти и нефтепродуктов будет неуклонно сокращаться за счет диверсификации экспортных рынков в восточном направлении (Китай, Япония, Республика Корея, страны АТР). При этом к 2030 г. удельный вес восточного направления в экспорте жидких углеводородов возрастет с 6% в настоящее время до 22–25%.

Таблица 2.9

Прогноз объемов экспорта нефти и нефтепродуктов в 2010–2030 гг., млн т

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Нетто-экспорт нефти	243,1	247,4	246,9	245,7	241,1	234,6	231,7	231,4	234,9	211,0	195,1
Нетто-экспорт нефтепродуктов	116,7	120,6	124,1	122,5	119,8	117,0	114,7	111,8	95,0	81,4	67,7
• автобензин	4,7	4,6	6,6	7,0	7,0	7,4	6,7	6,2	3,2	3,6	3,5
• дизельное топливо	37,1	38,6	42,7	44,7	46,9	48,7	48,6	48,2	46,0	47,3	47,9
• мазут	46,7	49,4	58,2	53,2	48,2	42,8	39,7	36,6	20,7	12,9	6,6
Вариант 2 (базовый)											
Нетто-экспорт нефти	243,1	247,4	251,4	260,0	267,9	272,8	276,1	276,1	281,6	262,4	225,3
Нетто-экспорт нефтепродуктов	116,7	120,6	119,1	117,1	115,2	113,2	110,8	108,4	96,4	88,8	80,8
• автобензин	4,7	4,6	5,8	6,6	7,0	7,7	6,6	5,6	2,0	0,5	1,0
• дизельное топливо	37,1	38,6	41,8	44,2	47,0	49,8	49,2	48,4	45,1	44,3	45,1
• мазут	46,7	49,4	56,9	50,8	44,6	38,0	35,2	31,9	16,6	10,2	4,8
Вариант 3 (высокий)											
Нетто-экспорт нефти	243,1	247,4	250,4	253,7	256,9	260,1	260,4	260,6	261,7	246,1	224,7
Нетто-экспорт нефтепродуктов	116,7	120,6	121,5	120,2	117,6	114,8	112,7	110,0	94,0	86,8	80,4
• автобензин	4,7	4,6	6,3	7,4	7,9	8,4	7,6	6,8	2,5	1,9	2,0
• дизельное топливо	37,1	38,6	42,2	45,3	47,9	50,5	50,1	49,4	45,2	45,3	46,1
• мазут	46,7	49,4	57,1	51,4	45,4	39,3	36,6	33,8	19,7	13,3	7,7

2.3. Прогнозные балансы спроса и предложения сырой нефти и основных нефтепродуктов

Полученные оценки спроса на нефть и нефтепродукты для удовлетворения потребностей внутреннего рынка и обеспечения экспортных поставок позволяют сформировать ориентиры объемов ввода производственных мощностей по добыче и переработке нефти. Прогноз производства и переработки нефти в России приведен в табл. 2.10.

Таблица 2.10

Прогнозный баланс спроса и предложения нефти до 2030 г., млн т

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Добыча нефти	488,0	493,9	494,6	493,6	489,1	482,8	481,4	482,7	494,6	482,8	479,3
Расход и потери нефти в добыче и транспор-ке	11,3	12,4	12,1	11,9	11,5	11,2	10,9	10,8	10,2	9,3	8,7
Переработка нефти	236,3	235,6	235,5	236,0	236,5	237,0	238,8	240,6	249,5	262,5	275,5
Нетто-экспорт нефти	240,1	245,9	246,9	245,7	241,1	234,6	231,7	231,4	234,9	211,0	195,1
Вариант 2 (базовый)											
Добыча нефти	488,0	493,9	498,5	502,3	506,2	510,0	512,4	514,9	527,0	533,5	534,1
Расход и потери нефти в добыче и транспор-ке	11,3	12,4	12,2	12,1	11,9	11,8	11,6	11,5	10,9	10,3	9,7
Переработка нефти	236,3	235,6	235,8	236,6	237,3	238,1	240,4	242,8	254,5	277,1	299,7
Нетто-экспорт нефти	240,1	245,9	250,4	253,7	256,9	260,1	260,4	260,6	261,7	246,1	224,7
Вариант 3 (высокий)											
Добыча нефти	488,0	493,9	499,7	509,2	518,0	523,8	530,0	532,9	552,8	558,5	546,0
Расход и потери нефти в добыче и транспор-ке	11,3	12,4	12,3	12,2	12,2	12,1	12,0	11,9	11,4	10,8	9,9
Переработка нефти	236,3	235,6	236,0	237,0	237,9	238,9	241,9	244,9	259,8	285,3	310,8
Нетто-экспорт нефти	240,1	245,9	251,4	260,0	267,9	272,8	276,1	276,1	281,6	262,4	225,3

Расширение мощностей и углубление переработки нефти (см. главу 5) позволят в полной мере обеспечить поставки основных нефтепродуктов на внутренний рынок и экспорт. Прогнозные балансы спроса и предложения основных нефтепродуктов приведены в табл. 2.11–2.13.

Таблица 2.11

Прогнозный баланс спроса и предложения автомобильного бензина до 2030 г., млн т

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Производство	35,7	35,7	37,5	38,8	40,1	41,5	42,1	42,8	46,2	51,2	56,2
Внутреннее потребление	31,0	31,1	30,9	31,8	33,1	34,1	35,4	36,6	43,0	47,6	52,7
Нетто-экспорт	4,7	4,6	6,6	7,0	7,0	7,4	6,7	6,2	3,2	3,6	3,5
Вариант 2 (базовый)											
Производство	35,7	35,7	37,8	39,5	41,2	42,8	43,4	43,9	46,6	51,8	56,9
Внутреннее потребление	31,0	31,1	31,5	32,1	33,3	34,5	35,8	37,1	44,0	49,8	54,9
Нетто-экспорт	4,7	4,6	6,3	7,4	7,9	8,4	7,6	6,8	2,5	1,9	2,0
Вариант 3 (высокий)											
Производство	35,7	35,7	37,8	39,6	41,3	43,0	43,6	44,1	47,0	52,2	57,5
Внутреннее потребление	31,0	31,1	32,0	33,0	34,3	35,3	37,0	38,5	45,0	51,8	56,5
Нетто-экспорт	4,7	4,6	5,8	6,6	7,0	7,7	6,6	5,6	2,0	0,5	1,0

Таблица 2.12

Прогнозный баланс спроса и предложения дизельного топлива до 2030 г., млн т

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Производство	69,0	67,4	70,4	73,8	77,2	80,6	81,9	83,3	90,1	100,1	110,2
Внутреннее потребление	31,7	28,6	27,7	29,1	30,3	31,9	33,3	35,1	44,1	52,9	62,2
Нетто-экспорт	37,1	38,8	42,7	44,7	46,9	48,7	48,6	48,2	46,0	47,3	47,9
Вариант 2 (базовый)											
Производство	69,0	67,4	70,9	74,8	78,8	82,7	83,8	84,9	90,3	100,6	110,9
Внутреннее потребление	31,7	28,6	28,7	29,6	30,8	32,2	33,7	35,5	45,2	55,3	64,8
Нетто-экспорт	37,1	38,8	42,2	45,3	47,9	50,5	50,1	49,4	45,2	45,3	46,1
Вариант 3 (высокий)											
Производство	69,0	67,4	71,0	75,0	79,0	83,0	84,2	85,4	91,5	101,7	111,9
Внутреннее потребление	31,7	28,6	29,2	30,8	32,0	33,2	35,0	37,0	46,4	57,4	66,8
Нетто-экспорт	37,1	38,8	41,8	44,2	47,0	49,8	49,2	48,4	45,1	44,3	45,1

Рост внутреннего спроса на автобензин потребует существенного увеличения объемов его производства. При этом одной из важнейших задач будет ликвидация поставок на внутренний рынок суррогатного топлива, доля которого на сегодняшний день, по разным оценкам, составляет до 25–30%.

Рост производства дизельного топлива на протяжении всего прогнозного периода будет опережать потребности в нем внутреннего рынка. Экспорт дизельного топлива достигнет максимума в 2013–2015 гг., когда его объем составит 48–51 млн т в зависимости от вариантов прогноза. В дальнейшем, начиная с 2020 г., объем внутреннего потребления будет превышать объемы экспортных поставок.

Таблица 2.13

Прогнозный баланс спроса и предложения топочного мазута до 2030 г., млн т

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Производство	63,9	64,1	60,4	56,6	52,7	48,9	46,9	44,9	34,7	30,7	26,6
Внутреннее потребление	14,9	14,1	14,0	14,2	14,3	14,8	15,3	15,8	18,2	20,3	21,3
Нетто-экспорт	49	50	46,4	42,4	38,4	34,1	31,6	29,1	16,5	10,4	5,3
Вариант 2 (базовый)											
Производство	63,9	64,1	59,7	55,2	50,8	46,3	44,6	42,9	34,4	31,5	28,6
Внутреннее потребление	14,9	14,1	14,1	14,2	14,6	15,0	15,5	15,8	18,4	20,7	22,3
Нетто-экспорт	49	50	45,6	41,0	36,2	31,3	29,2	27,1	16,0	10,8	5,9
Вариант 3 (высокий)											
Производство	63,9	64,1	59,5	54,8	50,2	45,5	43,6	41,7	32,0	29,5	27,2
Внутреннее потребление	14,9	14,1	14,1	14,3	14,6	15,1	15,4	16,2	18,7	21,3	23,2
Нетто-экспорт	49	50	45,4	40,5	35,6	30,4	28,2	25,5	13,3	8,2	4,0

Повышение глубины переработки нефти позволит к концу прогнозного периода значительно снизить объемы выпуска топочного мазута с текущих 64,1 до 26–29 млн т, т.е. фактически достигнув уровня потребностей внутреннего рынка. Таким образом, во всех вариантах прогноза в 2030 г. экспорт топочного мазута будет сведен к минимальным уровням (4,0–5,9 млн т).

Итоговый баланс спроса и предложения нефтяного сырья приведен в табл. 2.14.

Таблица 2.14

Прогнозный баланс производства и потребления нефти
и нефтепродуктов, млн т

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Добыча нефти	488,0	493,9	494,6	493,6	489,1	482,8	481,4	482,7	494,6	482,8	479,3
Расход и потери нефти в добыче и транспортировке	11,3	12,4	12,1	11,9	11,5	11,2	10,9	10,8	10,2	9,3	8,7
Переработка нефти	236,3	235,6	235,5	236,0	236,5	237,0	238,8	240,6	249,5	262,5	275,5
Производство нефтепродуктов	233,8	232,9	233,4	233,8	234,3	234,8	236,6	238,3	247,2	260,1	272,9
Потери нефти при переработке	2,5	2,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,4	2,6
Нетто-экспорт	361,0	368,3	371,0	368,3	360,9	351,7	346,4	343,2	329,9	292,4	262,8
• нефть	240,6	247,2	246,9	245,7	241,1	234,6	231,7	231,4	234,9	211,0	195,1
• нефтепродукты	116,7	121,2	124,1	122,5	119,8	117,0	114,7	111,8	95,0	81,4	67,7
Внутреннее потребл.	130,6	126,3	123,6	125,4	128,2	131,1	135,0	139,5	164,7	190,5	216,5
• нефть	13,6	14,6	14,3	14,1	13,7	13,4	13,1	13,0	12,5	11,8	11,3
• нефтепродукты	117,0	111,7	109,3	111,3	114,5	117,8	121,8	126,5	152,2	178,7	205,2
Вариант 2 (базовый)											
Добыча нефти	488,0	493,9	498,5	502,3	506,2	510,0	512,4	514,9	527,0	533,5	534,1
Расход и потери нефти в добыче и транспортировке	11,3	12,4	12,2	12,1	11,9	11,8	11,6	11,5	10,9	10,3	9,7
Переработка нефти	236,3	235,6	235,8	236,6	237,3	238,1	240,4	242,8	254,5	277,1	299,7
Производство нефтепродуктов	233,8	232,9	233,6	234,4	235,1	235,9	238,2	240,5	252,1	274,5	296,9
Потери нефти при переработке	2,5	2,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,4	2,6	2,8
Нетто-экспорт	361,0	368,3	372,0	373,9	374,6	374,9	373,1	370,6	355,6	332,9	305,0
• нефть	240,6	247,2	250,4	253,7	256,9	260,1	260,4	260,6	261,7	246,1	224,7
• нефтепродукты	116,7	121,2	121,5	120,2	117,6	114,8	112,7	110,0	94,0	86,8	80,4
Внутреннее потребл.	130,6	126,3	126,5	128,4	131,6	135,1	139,3	144,2	171,4	200,6	229,1
• нефть	13,6	14,6	14,4	14,3	14,1	14,0	13,9	13,7	13,2	12,9	12,5
• нефтепродукты	117,0	111,7	112,1	114,2	117,5	121,1	125,5	130,5	158,1	187,7	216,6

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 3 (высокий)											
Добыча нефти	488,0	493,9	499,7	509,2	518,0	523,8	530,0	532,9	552,8	558,5	546,0
Расход и потери нефти в добыче и транспортировке	11,3	12,4	12,3	12,2	12,2	12,1	12,0	11,9	11,4	10,8	9,9
Переработка нефти	236,3	235,6	236,0	237,0	237,9	238,9	241,9	244,9	259,8	265,3	310,8
Производство нефтепродуктов	233,8	232,9	233,8	234,8	235,7	236,7	239,6	242,6	257,4	282,7	308,0
Потери нефти при переработке	2,5	2,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,4	2,7	2,9
Нетто-экспорт	361,0	368,3	370,5	377,1	383,1	386,0	386,9	384,5	378,0	351,1	306,1
• нефть	240,6	247,2	251,4	260,0	267,9	272,8	276,1	276,1	281,6	262,4	225,3
• нефтепродукты	116,7	121,2	119,1	117,1	115,2	113,2	110,8	108,4	96,4	88,8	80,8
Внутреннее потребл.	130,6	126,3	129,2	132,1	134,9	137,8	143,1	148,4	174,8	207,4	239,9
• нефть	13,6	14,6	14,5	14,4	14,4	14,3	14,3	14,2	13,8	13,4	12,8
• нефтепродукты	117,0	111,7	114,7	117,6	120,5	123,5	128,8	134,2	161,0	193,9	227,1

В целом необходимо отметить, что темпы роста внутреннего потребления основных нефтепродуктов на протяжении всего прогнозного периода будут опережать рост экспортных поставок. В этой связи основной задачей для развития нефтяной отрасли должны стать в первую очередь удовлетворение растущих потребностей в качественных моторных топливах внутри страны и приведение структуры производства в соответствие с динамикой развития спроса на внутреннем и внешнем рынках.

3. Развитие минерально-сырьевой базы нефтяной отрасли

3.1. Анализ ресурсной базы нефтяной промышленности России

В Государственном балансе России промышленные запасы нефти учтены по 2600 месторождениям. Более 79% текущих запасов нефти (1470 месторождений) введены в разработку, остальные подготовлены к разработке (177), находятся в разведке (688) и законсервированы (265). Свыше 92% текущих запасов нефти (1965 месторождений) находится в распределенном фонде недр. Разрабатывается более 1450 месторождений. Основные объемы нефти (92%) добываются на месторождениях со сроками ввода в разработку более 5 лет¹². Распределение НСР нефти по категориям приведено на рисунке 3.1.



Источник: ИЭС по данным Минприроды России.

Рис. 3.1. Распределение НСР нефти по категориям

Запасами нефти располагают 40 субъектов Российской Федерации в 6 федеральных округах (табл. 3.1 и 3.2). Основная часть запасов категорий А+В+С₁

¹² Топливо-энергетический комплекс России: 2000–2009 гг. (справочно-аналитический обзор) / Под общ. ред. проф. д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастепанова, к.т.н. А.И. Громова. Институт энергетической стратегии (ГУ ИЭС). — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 478 с.

сосредоточена в Уральском, Приволжском, Сибирском и Северо-Западном федеральных округах. Основная часть запасов категории С₂ сосредоточена в Уральском, Сибирском и Северо-Западном федеральных округах. Основная часть ресурсов категории С₃ сосредоточена в Уральском, Сибирском федеральных округах и на шельфе.

Таблица 3.1

Распределение запасов и ресурсов нефти по федеральным округам, %

Федеральный округ	Добыча накопленная	Запасы категорий А+В+С ₁	Запасы категории С ₂	Ресурсы категории С ₃
Северо-Западный	2,9	5,2	5,9	3,1
Южный	5,9	8,0	0,7	1,9
Приволжский	36,4	11,0	4,3	3,8
Уральский	52,8	69,9	73,1	76,3
Сибирский	1,4	3,3	9,5	8,5
Дальневосточный	0,6	1,0	1,2	0,8
Шельфы	0,1	1,5	5,4	5,6
Всего по России	100,0	100,0	100,0	100,0

Источник: по данным ВНИГРИ.

Таблица 3.2

Распределение ресурсов нефти по степени разведанности по России и федеральным округам, %

Федеральный округ	Добыча накопленная	Запасы категорий А+В+С ₁	Запасы категории С ₂	Ресурсы категории С ₃
Северо-Западный	16,9	40,5	20,2	22,4
Южный	30,4	55,1	2,2	12,4
Приволжский	62,4	25,1	4,4	8,1
Уральский	18,5	32,7	15,2	33,7
Сибирский	6,1	19,9	25,5	48,5
Дальневосточный	17,1	36,5	18,7	27,8
Шельфы	0,6	16,4	25,7	57,4
Всего по России	15,9	21,1	9,4	19,9

Источник: по данным ВНИГРИ.

Существенная часть месторождений, ожидающих своего освоения, содержит трудноизвлекаемую нефть, либо относится к мелким, либо расположена в удаленных регионах с суровыми климатическими условиями (в т.ч. на шельфе), с неразвитой социальной, промышленной и транспортной инфраструктурой. В табл. 3.3 представлена структура месторождений нефти нераспределенного фонда недр. Большинство месторождений нераспределенного фонда по категориям запасов А+В+С₁+С₂ относятся к мелким и мельчайшим. Эффективная разработка таких месторождений требует новых технологий, крупных инвестиций, гибкой системы налогообложения.

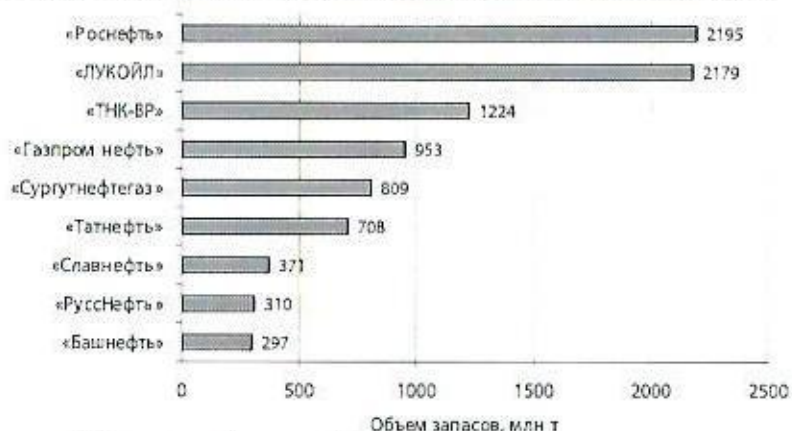
Таблица 3.3

Количество и структура месторождений нефти в нераспределенном фонде недр (категории запасов A+B+C₁+C₂)

Федеральные округа	Месторождения						
	Кол-во	до 1 млн т	1-3	3-10	10-30	30-100	> 100 млн т
Россия, всего	620	399	87	80	39	13	2
Северо-Западный	63	19	12	20	8	4	0
Поволжский	305	270	24	8	3	0	0
Южный	56	46	7	1	2	0	0
Уральский	159	48	35	43	25	6	2
Сибирский	12	3	5	3	0	1	0
Дальневосточный	22	13	3	4	0	2	0
Акватории	3	0	1	1	1	0	0

Источник: ИЭС по данным Минприроды России.

Среди российских ВИНК наибольшими разведанными запасами нефти располагают компании «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и «ТНК-ВР» (рис. 3.2).



Источник: ИЭС по данным Минприроды России.

Рис. 3.2. Разведанные запасы нефти крупнейших нефтегазовых компаний России

Состояние сырьевой базы определяется не только объемом запасов и ресурсов, но и их качеством, от которых зависит рентабельность освоения месторождений нефти. Поскольку действующая система учета запасов не принимает во внимание экономические характеристики, на практике используются только категории активных (благоприятных для извлечения) и трудноизвлекаемых запасов.

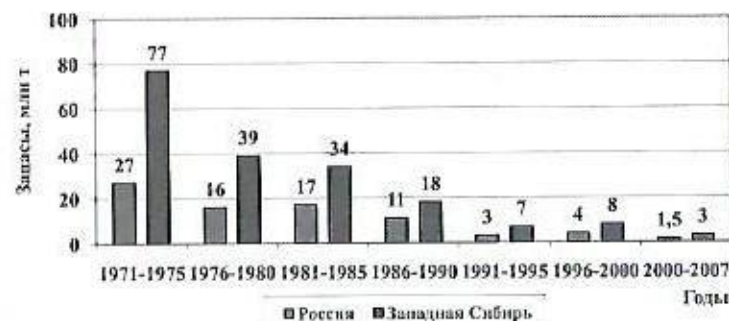
К трудноизвлекаемым запасам нефти относятся запасы с низкими темпами отбора при применении стандартных методов разработки. Основными критериями

выделения трудноизвлекаемых запасов являются повышенная плотность и вязкость нефти (более 30 мПа·с), низкая проницаемость коллектора, малая мощность нефтяного пласта, наличие газовой шапки, выработанность запасов более 80%. На долю трудноизвлекаемых запасов приходится не менее 40–50% разведанных запасов России, три четверти которых сосредоточено в Западной Сибири. На запасы в низкопроницаемых коллекторах приходится 41%, на долю тяжелых и высоковязких нефтей — 7–10%. 7% запасов приурочено к подгазовым залежам¹³.

Доля активных запасов составляет более половины (50–60%) российских разведанных запасов нефти. Активные запасы нефти России характеризуются высокой степенью выработанности, которая для эксплуатируемых месторождений в среднем достигает 50%, и обводненностью продуктивных пластов (в среднем 70%). Ежегодно качество запасов нефти ухудшается из-за преимущественного отбора высококачественной легкоизвлекаемой нефти.

Ближайшим резервом наращивания разведанных запасов являются перспективные и прогнозные ресурсы категорий C₃+D₁+D₂. Более 65% рентабельно извлекаемых перспективных и прогнозных ресурсов данных категорий сосредоточено в Западной Сибири. Однако большая их часть связана с залежами сложного геологического строения, что затрудняет и удорожает их выявление, разведку и дальнейшую разработку.

Эффективность работ по переводу перспективных и прогнозных ресурсов в запасы напрямую связана со степенью разведанности НСР. По мере роста разведанности средняя величина открываемых месторождений становится все меньше (рис. 3.3), поэтому открытия новых уникальных и крупных месторождений прогнозируются только в регионах с низкой степенью разведанности ресурсов: на континентальном шельфе, в Восточной Сибири, на глубоких горизонтах в Западно-Сибирской НГП.



Источник: ИЭС по данным Минприроды России.

Рис. 3.3. Средние запасы нефтяных месторождений, открытых в России в 1971–2007 гг.

¹³ Топливо-энергетический комплекс России: 2000–2007 гг. (справочно-аналитический обзор) / под общ. ред. д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастепанова, к.т.н. А.И. Громова. — Институт энергетической стратегии (ГУ ИЭС). — М.: ИАЦ Энергия, 2008. — 359 с.

3.2. Прогноз развития ресурсной базы нефтяной отрасли с учетом вовлечения в хозяйственный оборот участков нераспределенного фонда недр

Россия обладает значительными ресурсами нефти, а разведанные запасы могут обеспечить добычу на современном уровне на протяжении не менее 20–25 лет. Вместе с тем начальные запасы нефти уже выработаны более чем на 50%, в европейской части — на 65%, в том числе в Урало-Поволжье — более чем на 70%. Степень выработанности запасов крупных активно осваиваемых месторождений приближается к 60%.

Структура остаточных запасов нефти как в целом по стране, так и по основным нефтедобывающим компаниям характеризуется тем, что текущая добыча нефти на 77% обеспечивается отбором из крупных месторождений, кратность запасов по которым составляет 8–10 лет. Доля трудноизвлекаемых запасов, вовлекаемых в разработку, постоянно увеличивается: по основным нефтедобывающим компаниям она колеблется от 30 до 65%. При этом вновь подготавливаемые запасы часто сосредоточены в средних и мелких месторождениях и являются в значительной части трудноизвлекаемыми.

Учитывая текущее состояние разведанных запасов нефти, существующие программы и условия лицензирования недр в Российской Федерации на период до 2030 г., исходя из намечаемых уровней добычи, должно быть обеспечено воспроизводство минерально-сырьевой базы: прирост разведанных запасов нефти в количестве более 13 млрд т (по базовому варианту) и более 14 млрд т (по высокому варианту) в период до 2030 г. (табл. 3.4–3.6). При этом наибольший прирост ресурсов (в базовом варианте) будет достигнут в Уральском (более 7,2 млрд т), Сибирском (более 2,3 млрд т) и Приволжском (около 1,4 млрд т) федеральных округах.

При этом текущие предварительно оцененные запасы и ресурсы распределенного фонда недр в основных районах добычи нефти могут обеспечить ВМСБ в ближайшие 10–15 лет не более чем на 50%, а остальные запасы будут приращены на новых объектах, в т.ч. на новых территориях и морских акваториях России. В частности, прирост запасов нефти для достижения требуемых уровней добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (включая шельфы дальневосточных морей) составит 1,4–1,6 млрд т к 2020 г. и свыше 3,0 млрд т — к 2030 г., что потребует существенного прироста запасов за пределами зоны ВСТО.

В течение периода до 2030 г. главными районами прироста запасов нефти будут Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская, Волго-Уральская и Тимано-Печорская НГП. Перспективными направлениями развития сырьевой базы нефтяной промышленности России станут поиск, разведка и освоение нефтяных месторождений на шельфе арктических, дальневосточных и южных морей.

Таблица 3.4
Прогноз прироста разведанных извлекаемых запасов нефти по варианту 1 (низкому), млн т

Федеральные округа	Вариант	2010–2015 гг.	2016–2020 гг.	2021–2025 гг.	2026–2030 гг.	2009–2030 гг.
Северо-Западный	Н	97	126	72	76	371
	Б	181	125	105	72	484
	В	251	151	113	69	584
Южный	Н	150	169	73	134	526
	Б	224	134	106	87	550
	В	296	153	95	39	584
Приволжский	Н	436	381	220	167	1204
	Б	637	398	313	194	1542
	В	783	451	327	176	1737
Уральский	Н	2017	1169	1052	912	5151
	Б	2255	1943	1622	1215	7035
	В	2832	2211	1373	945	7362
Сибирский	Н	487	446	412	564	1909
	Б	610	505	542	663	2319
	В	686	585	607	672	2550
Дальневосточный	Н	29	39	41	58	167
	Б	49	49	59	65	222
	В	64	66	77	74	281
Шельфы	Н	233	242	236	263	974
	Б	273	273	304	322	1171
	В	300	293	319	324	1237
Россия, всего	Н	3451	2572	2106	2174	10303
	Б	4228	3427	3051	2618	13324
	В	5213	3911	2912	2299	14335

Начальные суммарные извлекаемые ресурсы нефти и конденсата континентального шельфа России составляют свыше 16,5 млрд т. Они распределены по 16 крупным морским НГП и бассейнам. Основная часть этих ресурсов (около 70%) приходится на шельфы северных (Баренцево, Печорское и Карское) морей. Разведанность НСР углеводородов российского шельфа незначительна и в большинстве районов не превышает 10% (лишь ресурсы нефти Балтийского моря разведаны на 14%, а ресурсы газа шельфа Каспийского моря — на 15%). Учитывая географическое распределение прогнозных ресурсов нефти и газа и достигнутый уровень геолого-геофизической изученности, предполагается ускоренный рост подготовки запасов углеводородов

в российском секторе Каспийского моря, на шельфах Баренцева, Карского и Охотского морей¹⁴. Всего за период до 2030 г. ожидается прирост запасов нефти на шельфе России в объеме 980–1240 млн т.

3.3. Прогнозные показатели геологоразведочных работ

Основные показатели ГРП на нефть и газ, выполненные в 2000–2008 гг., представлены в табл. 3.7. При этом только объемы глубокого бурения на нефть в 2006–2008 гг. находились на уровне 1–1,2 млн м.

Таблица 3.7

Основные показатели ГРП на нефть и газ, выполненные в 2000–2008 гг. за счет всех источников финансирования на территории России

Год	Затраты на ГРП по источникам финансирования, млн р.				Объемы ГРП		
	всего	Из них за счет средств			глубокое бурение, тыс. м	сейсмо-разведка 2D, км	сейсмо-разведка 3D, км ²
		федерального бюджета	бюджетов субъектов РФ	недропользователей			
2000	6820,6	1502,9	Нет данных	5 317,7	1573,1	84,345	5786
2001	16 919,2	1460,5	"	15 458,7	1946,6	102,787	9615
2002	34 632,3	2614,4	"	32 017,9	1158,7	92,367	9592
2003	42 921,7	2378,9	"	40 542,8	1090,1	110,492	18 772
2004	50 113,5	2303,9	"	47 809,6	1033,5	116,348	13 946
2005	69 428,8	4473,5	739,3	64 216,0	1122,7	150,522	19 664
2006	103 673,5	6842,7	472,1	96 358,7	1352,7	147,891	23 631
2007	130 751,2	9267,5	681,8	120 801,9	1493,6	162,346	28 170
2008	169260,4	10121,0	846,30	159139,4	1432,0	Нет данных	Нет данных

Источник: Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра).

В 2000–2001 гг. наблюдался рост объемов ГРП. В 2002–2005 гг. имел место спад объемов ГРП, вызванный ликвидацией бюджетного фонда ВМСБ, завершением действовавшей федеральной целевой программы развития минерально-сырьевой базы. К 2003–2004 гг. объемы бурения снизились по сравнению с 2000–2001 гг. в 1,8 раза и достигли самого низкого уровня (1033 тыс. м), прирост запасов сократился в 2,1 раза, открытия новых месторождений — в 2 раза, эффективность бурения — в 1,6 раза.

Негативные тенденции были частично преодолены в 2005–2007 гг. после утверждения в 2004 г. «Долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства МСБ России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья» и принятия Правительством РФ ряда стимулирующих мер. К 2008 г. суммарные инвестиции увеличились

¹⁴ Стратегия изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации на период до 2020 года (Проект). 2009 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.derrick.ru/?f=n&id=11805>

в 2,5 раза, объемы бурения — в 1,4 раза. Ежегодные приросты запасов углеводородов и эффективность бурения восстановлены до среднего уровня 2001–2002 гг., хотя число новых открываемых месторождений остается на низком уровне.

Следует отметить ряд позитивных изменений качественного характера, связанных с инновационным обновлением геологоразведочного и добычного процессов, которые будут оказывать непосредственное влияние на темпы и результативность ГРП в рассматриваемый перспективный период. С середины 1990-х годов проявляется тенденция к повышению успешности поискового бурения и эффективности разведочного бурения (табл. 3.8). Это связано с повышением качества геофизических работ, массовым внедрением трехмерной сейсморазведки, новых методов интерпретации материалов и гидродинамического моделирования.

Внедрение инновационных технологий и передового в техническом отношении оборудования позволило вернуться к переоценке старых запасов эксплуатируемых и доразведываемых месторождений путем пересчета известных ранее балансовых и забалансовых запасов.

Динамика прироста запасов нефти в период 2000–2007 гг. представлена в табл. 3.8.

Таблица 3.8

Прирост запасов нефти и конденсата, млн т

Год	За счет ГРП	За счет переоценки	Эффективность бурения, т у.т./м
2000	331,5	-44,6	709
2001	374,5	-50,7	642
2002	253,7	-2,8	998
2003	267	15,3	711
2004	127,2	75,1	593
2005	394,3	89,2	1025
2006	635,8	47	914
2007	520,6	220,2	698

Примечание. Эффективность бурения рассчитана с учетом прироста запасов свободного газа и газа газовых шалок.

Источник: Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра).

Для достижения прогнозируемых уровней прироста запасов в целом по стране необходимо провести большой объем ГРП. При этом объемы глубокого поискового и разведочного бурения на нефть в период до 2030 г. составят по базовому варианту более 47 млн м (табл. 3.9), а по высокому — более 51 млн м.

Основные объемы поискового и разведочного бурения на нефть будут сосредоточены в Уральском (более 22 млн м по базовому варианту)

и Приволжском (более 9 млн м) федеральных округах. Средний объем бурения возрастет в период 2010–2015 гг. до уровня 1800 тыс. м в год, а в 2015–2030 гг. — до 2300–2400 тыс. м в год.

Прогнозные показатели объемов геофизических работ представлены в табл. 3.10–3.11.

Таблица 3.9

Прогнозные объемы глубокого поискового и разведочного бурения на нефть по вариантам, тыс. м

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010- 2015 гг.	2016- 2020 гг.	2021- 2025 гг.	2026- 2030 гг.	2009- 2030 гг.
Вариант 1 (низкий)							
Северо-Западный	24	25	159	255	185	234	833
Южный	225	227	1206	1739	897	2139	5981
Приволжский	314	317	1960	2106	1570	1426	7062
Уральский	529	535	4171	2793	3546	3399	13909
Сибирский	66	67	518	561	701	1098	2880
Дальневосточный	23	23	182	285	410	663	1541
Шельфы	14	14	126	152	202	256	737
Россия, всего	1196	1209	8323	7892	7510	9217	34150
Вариант 2 (базовый)							
Северо-Западный	24	25	318	304	308	255	1185
Южный	225	227	1908	1660	1587	1633	6768
Приволжский	314	317	2963	2654	2512	1838	10018
Уральский	529	535	4569	5612	5618	5218	21016
Сибирский	66	67	652	767	989	1540	3948
Дальневосточный	23	23	315	436	629	877	2258
Шельфы	14	14	147	208	277	370	1002
Россия, всего	1196	1209	10872	11641	11921	11782	47424
Вариант 3 (высокий)							
Северо-Западный	24	25	464	385	341	256	1446
Южный	225	227	2682	1995	1443	746	6866
Приволжский	314	317	3848	3157	2690	1808	11502
Уральский	529	535	6167	6676	4919	4285	22047
Сибирский	66	67	773	932	1145	1625	4475
Дальневосточный	23	23	442	617	853	1030	2942
Шельфы	14	14	170	234	302	389	1094
Россия, всего	1196	1209	14545	13997	11692	10138	51581

Таблица 3.10

Прогнозные объемы сейсморазведки 2D на нефть по вариантам, км

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010- 2015 гг.	2016- 2020 гг.	2021- 2025 гг.	2026- 2030 гг.	2009- 2030 гг.
Вариант 1 (низкий)							
Северо-Западный	6	5	33	30	24	26	112
Южный	7	6	41	38	30	32	141
Приволжский	11	10	66	60	47	51	225
Уральский	46	40	262	242	189	206	900
Сибирский	34	30	197	181	142	154	675
Дальневосточный	3	3	16	15	12	13	56
Шельфы	36	32	205	189	148	161	703
Россия, всего	144	126	820	756	592	643	2811
Вариант 2 (базовый)							
Северо-Западный	6	5	42	40	36	31	149
Южный	7	6	53	50	45	39	187
Приволжский	11	10	85	80	72	62	299
Уральский	46	40	339	322	288	247	1195
Сибирский	34	30	254	241	216	185	897
Дальневосточный	3	3	21	20	18	15	75
Шельфы	36	32	265	251	225	193	934
Россия, всего	144	126	1059	1006	900	770	3736
Вариант 3 (высокий)							
Северо-Западный	6	5	54	46	34	26	159
Южный	7	6	68	57	42	32	199
Приволжский	11	10	108	91	67	52	319
Уральский	46	40	432	366	270	208	1275
Сибирский	34	30	324	274	202	156	957
Дальневосточный	3	3	27	23	17	13	80
Шельфы	36	32	338	286	211	162	996
Россия, всего	144	126	1351	1143	843	650	3986

Таблица 3.11

Прогнозные объемы сейсморазведки 3D на нефть по вариантам, тыс. км²

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010- 2015 гг.	2016- 2020 гг.	2021- 2025 гг.	2026- 2030 гг.	2009- 2030 гг.
Вариант 1 (низкий)							
Северо-Западный	1	1	6	6	5	6	23
Южный	1	1	8	8	6	7	29
Приволжский	2	2	13	12	10	11	46
Уральский	8	7	50	49	40	45	184
Сибирский	6	5	33	37	30	34	138

Окончание табл. 3.11 см. на стр. 50.

Окончание табл. 3.11.

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010- 2015 гг.	2016- 2020 гг.	2021- 2025 гг.	2026- 2030 гг.	2009- 2030 гг.
Дальневосточный	0,5	0,5	3	3	3	3	12
Шельфы	6	6	39	38	31	35	144
Россия, всего	25	23	157	154	125	141	576
Вариант 2 (базовый)							
Северо-Западный	1	1	8	8	8	7	31
Южный	1	1	10	10	10	8	38
Приволжский	2	2	16	16	15	13	61
Уральский	8	7	65	65	61	54	245
Сибирский	6	5	49	49	46	40	184
Дальневосточный	0,5	0,5	4	4	4	3	15
Шельфы	6	6	51	51	48	42	191
Россия, всего	25	23	202	204	191	168	765
Вариант 3 (высокий)							
Северо-Западный	1	1	10	9	7	6	32
Южный	1	1	13	12	9	7	40
Приволжский	2	2	21	19	14	11	65
Уральский	8	7	82	74	57	45	259
Сибирский	6	5	62	56	43	34	194
Дальневосточный	0,5	0,5	5	5	4	3	16
Шельфы	6	6	64	58	45	35	202
Россия, всего	25	23	258	232	178	142	810

Основные объемы геофизических работ будут сосредоточены в Уральском и Сибирском федеральных округах, а также на континентальном шельфе России. Средний объем сейсморазведки 2D возрастет в период 2010–2020 гг. до 200–240 км в год (в базовом и высоком вариантах). В данных прогнозных вариантах также предполагается существенное увеличение объемов сейсмичности 3D с текущих 25 до 40–48 тыс. км² в год.

3.4. Прогноз затрат на выполнение геологоразведочных работ, необходимых для воспроизводства запасов нефти

Увеличение объемов поисково-разведочного бурения и сейсморазведки потребует соответствующего роста производственных затрат. Прогнозные показатели затрат на выполнение ГРП приведены в табл. 3.12. Данные оценки носят предварительный характер и подлежат соответствующему уточнению при корректировке показателей геологоразведочных работ с учетом изменения цен на материально-технические ресурсы и услуги.

Таблица 3.12

Прогнозные показатели затрат на ГРП на нефть по вариантам, млрд руб. в ценах 2008 г.

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010- 2015 гг.	2016- 2020 гг.	2021- 2025 гг.	2026- 2030 гг.	2009- 2030 гг.
Вариант 1 (низкий)							
Поисково-разведочное бурение	52	39	343	365	395	528	1631
Сейсморазведка	22	16	118	126	108	127	479
Всего затраты на ГРП	75	55	461	491	504	655	2110
В том числе по ФО:							
Северо-Западный	2	2	14	21	17	22	75
Южный	10	7	54	84	48	108	294
Приволжский	14	10	71	77	53	56	257
Уральский	36	27	242	205	252	274	972
Сибирский	7	5	47	61	88	131	326
Дальневосточный	3	2	18	21	18	27	84
Шельфы	2	1	15	21	29	38	102
Вариант 2 (базовый)							
Поисково-разведочное бурение	52	39	496	625	709	758	2587
Сейсморазведка	22	16	169	186	183	168	707
Всего затраты на ГРП	75	55	666	811	892	926	3294
В том числе по ФО:							
Северо-Западный	2	2	26	32	33	26	117
Южный	10	7	99	123	126	125	473
Приволжский	14	10	111	115	111	84	420
Уральский	36	27	323	392	422	420	1557
Сибирский	7	5	61	88	125	179	453
Дальневосточный	3	2	27	31	33	35	127
Шельфы	2	1	19	30	43	56	147
Вариант 3 (высокий)							
Поисково-разведочное бурение	52	39	740	827	771	720	3057
Сейсморазведка	22	16	235	230	186	155	807
Всего затраты на ГРП	75	55	975	1057	957	874	3864
В том числе по ФО:							
Северо-Западный	2	2	43	45	39	28	154
Южный	10	7	160	162	123	89	533
Приволжский	14	10	167	160	134	94	555
Уральский	36	27	463	504	428	365	1760
Сибирский	7	5	79	110	147	201	537
Дальневосточный	3	2	39	40	37	33	149
Шельфы	2	1	23	37	50	64	175

В целом анализ текущего состояния и прогноза развития сырьевой базы нефтяной отрасли России показывает, что обеспечение необходимых объемов воспроизводства минерально-сырьевой базы нефтяной промышленности потребует активизации ГРП и создания соответствующей производственной инфраструктуры в новых нефтедобывающих регионах.

4. Развитие добычи нефти, газового конденсата и попутного нефтяного газа

4.1. Текущее состояние нефтедобывающего комплекса, основные регионы добычи нефти, газового конденсата и попутного газа

В 2000–2009 гг. добыча нефти в России росла и за рассматриваемый период увеличилась более чем в 1,5 раза. В 2007 г. общий объем добычи нефти и газового конденсата составил 491 млн т. Необходимо отметить, что с 2005 г. темпы прироста годовой добычи нефти резко упали с 6–11% (в период 2000–2004 гг.) до 2–2,5% в 2005–2007 гг. (табл. 4.1).

К основным причинам замедления темпов роста добычи следует отнести:

- истощение уникальных и крупных месторождений нефти, открытых и введенных в эксплуатацию в период плановой экономики;
- недостаточная инвестиционная активность в нефтедобывающей промышленности, связанная в том числе с неблагоприятными институциональными факторами.

В 2008 г. в условиях начала финансового и экономического кризиса добыча нефти сократилась на 0,5%. Влияние кризиса на нефтяную отрасль проявилось прежде всего в сокращении темпов роста и снижении спроса на нефть и нефтепродукты, а также в снижении цен на продукцию, потребляемую нефтяной отраслью (металл, трубы, оборудование, продукция машиностроения).

Таблица 4.1

Добыча нефти, газового конденсата и попутного газа

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Добыча нефти и газового конденсата, млн т	324	348	380	421	459	470	481	491	488	494
• нефть, млн т	313	337	367	408	443	453	462	473	471	479
• газовый конденсат, млн т	10	11	13	14	16	17	18	17	17	15
Добыча нефтяного попутного газа, млрд м ³	29	30	32	39	42	43	44	49	52	48
Уровень утилизации ресурсов нефтяного газа, %	80	80	75	78	76	76	77	73	76	78
Темп роста добычи нефти и конденсата, %	6,0	7,6	9,0	11,0	9,0	2,4	2,2	2,2	-0,5	1,2

Источник. Федеральная служба государственной статистики (Росстат).

Рост добычи нефти в 2000-х гг. в России позволил значительно нарастить объемы экспорта, чему способствовала благоприятная рыночная конъюнктура.

4.1.1. Добыча нефти и конденсата в регионах России

Добыча нефти ведется в 6 федеральных округах (т.е. во всех федеральных округах страны, кроме Центрального) и в 35 субъектах Российской Федерации. Динамика добычи нефти, включая газовый конденсат, по субъектам Федерации представлена в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Добыча нефти, включая газовый конденсат, в разрезе федеральных округов и субъектов Российской Федерации, млн т

	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Российская Федерация	323,5	348,1	379,6	421,3	459,3	470,2	480,5	491,1	488,0	494,6
Северо-Западный федеральный округ	13,5	14,5	15,4	18,0	21,6	24,5	26,0	27,4	29,1	33,7
Республика Коми	8,2	9,2	9,6	9,9	10,3	11,2	11,6	12,3	12,3	13,7
Ненецкий автономный округ	4,5	4,6	5,1	7,4	10,5	12,1	13,0	13,6	15,3	18,7
Калининградская область	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	1,2	1,4	1,5	1,4	1,3
Южный федеральный округ	10,6	11,6	12,3	12,8	13,3	13,5	13,6	13,6	12,4	11,0
Республика Дагестан	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Республика Ингушетия	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Республика Калмыкия	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Чеченская Республика	0,1	0,7	1,5	1,8	2,0	2,2	2,1	2,2	1,9	1,6
Краснодарский край	1,7	1,8	1,8	1,9	1,8	1,7	1,8	1,8	1,4	1,3
Ставропольский край	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0
Астраханская область	3,4	3,7	3,8	4,0	4,1	4,2	4,2	4,2	4,1	3,2
Волгоградская область	3,6	3,5	3,4	3,4	3,7	3,7	3,6	3,6	3,5	3,4
Приволжский федеральный округ	75,2	78,7	83,0	89,3	92,9	93,2	95,5	97,4	98,6	101,6
Республика Башкортостан	11,7	11,4	11,4	11,2	11,1	11,1	11,0	11,0	10,9	11,3
Республика Татарстан	27,3	28,3	28,7	29,2	29,9	30,7	31,3	31,9	32,2	32,6
Удмуртская Республика	7,7	7,9	7,8	8,6	9,4	10,2	10,2	10,4	10,4	10,4
Пермский край	9,4	9,6	9,9	10,1	10,1	10,4	11,0	11,3	11,6	12,0
Оренбургская область	9,1	9,7	11,5	14,5	16,8	17,5	18,6	19,0	19,4	20,4
Пензенская область	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Самарская область	8,1	9,7	11,4	13,0	13,4	10,8	10,9	11,3	11,7	12,8
Саратовская область	1,5	1,6	1,7	2,0	1,4	1,6	1,6	1,7	1,7	1,4
Ульяновская область	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6
Уральский федеральный округ	213,5	231,3	254,2	283,2	310,0	320,2	325,5	323,8	319,3	311,7
Тюменская область, в том числе:	213,5	231,3	254,2	283,2	310,0	320,2	325,5	323,8	319,3	311,7
Ханты-Мансийский автономный округ — Югра	180,9	194,2	209,9	233,2	255,8	268,0	275,6	278,0	277,6	272,2

Окончание табл. 4.2 см. на стр. 54

Окончание табл. 4.2

	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Ямало-Ненецкий автономный округ	32,0	36,3	43,4	49,1	53,0	50,8	48,4	44,5	40,4	36,1
Тюменская область	0,6	0,7	0,8	0,9	1,2	1,5	1,5	1,4	1,3	3,4
Сибирский федеральный округ	7,0	7,9	11,0	14,6	17,6	14,3	13,3	13,8	15,0	19,3
Красноярский край	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	4,0
Иркутская область	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,5	1,2
Новосибирская область	0,0	0,1	0,2	0,5	0,9	1,4	1,8	2,0	2,2	2,2
Омская область	0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	1,0	1,1	1,1	1,1	1,0
Томская область	6,9	7,8	10,6	13,7	15,9	11,7	10,1	10,3	11,0	10,9
Дальневосточный федеральный округ	3,8	4,2	3,7	3,6	3,9	4,4	6,6	15,2	13,7	17,4
Республика Саха (Якутия)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,8	2,0
Сахалинская область	3,4	3,8	3,3	3,2	3,5	4,0	6,2	14,8	12,9	15,4
• суша	2,2	2,2	2,1	1,8	2,0	1,9	2,1	2,0	1,9	1,9
• шельф	1,2	1,6	1,2	1,4	1,5	2,1	4,1	12,9	11,0	13,5

Источник: Федеральная служба государственной статистики (Росстат).

В настоящее время и на рассматриваемую перспективу основным регионом добычи нефти в России останется Западная Сибирь (прежде всего ХМАО), где сосредоточены основные разрабатываемые и многие вводимые в ближайшей перспективе месторождения.

Добыча нефти в Западной Сибири в 2008 г. составила 332,3 млн т, или 68% от суммарной добычи по России (в том числе в ХМАО — 277,6 млн т, или около 56,8% от добычи в России). В перспективе будет происходить дальнейшее снижение добычи нефти на уникальных и крупнейших месторождениях региона (Самотлорском, Федоровском, Мамонтовском, Лянторском и др.), которые вплоть до настоящего времени обеспечивают основной вклад в добычу нефти как в Западной Сибири, так и в России в целом. Вклад крупнейших месторождений в накопленном объеме добычи нефти по ХМАО представлен на рис. 4.1.

По состоянию на начало 2008 г. выработанность основных крупнейших месторождений России превышает 70%: Самотлорского месторождения — около 73%, Мамонтовского — 85%, Федоровского — 70%, Романкинского месторождения (Татарстан) — около 85%.

Для поддержания проектных уровней отборов и обеспечения стабильной добычи нефти на действующих месторождениях необходимо обеспечить проведение реконструкции и технического перевооружения объектов добычи нефти. Необходимо обеспечить решение проблем извлечения остаточных запасов нефти на завершающих стадиях разработки действующих месторождений с достижением высоких коэффициентов нефтеотдачи. Требуется создание и широкое внедрение новых технологий добычи трудноизвлекаемых запасов.

Дальнейшее развитие добычи нефти в Западной Сибири связано с разработкой относительно небольших новых месторождений, а также глубокозалегающих нефтегазоконденсатных залежей, характеризующихся сложными горно-геологическими условиями и многокомпонентными составами пластовой смеси.

В 2008 г. было введено в эксплуатацию 25 новых месторождений. В 2008 г. на новых месторождениях, введенных в эксплуатацию за последние 6 лет, в России было добыто 22,2 млн т нефти, или около 4,5% от всего объема добычи. Среди новых месторождений преобладают мелкие объекты. Десять новых месторождений (табл. 4.3) с наибольшей добычей дали в 2008 г. 15,3 млн т, остальные 165 месторождений, введенных в эксплуатацию в 2003–2008 гг., — 6,9 млн т (в среднем по 42 тыс. т).



Источник: Нефтегазовая вертикаль, 2009, № 6, С. 20.

Рис. 4.1. Доля крупнейших месторождений в накопленном объеме добычи по ХМАО

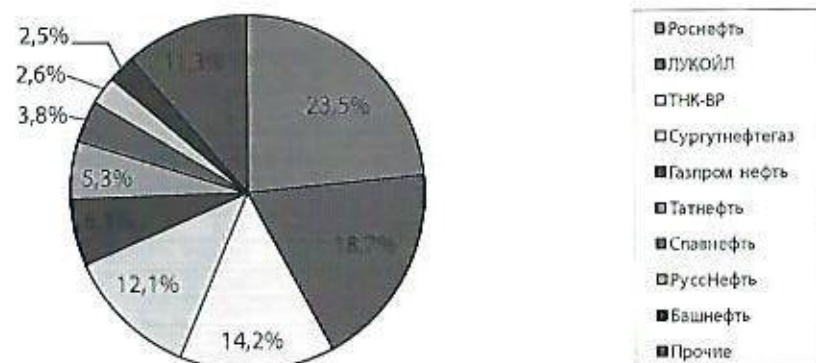


Рис. 4.2. Доля ВИНК в общероссийской добыче, 2009 г., %

Таблица 4.3
Новые месторождения с наибольшей добычей в 2008 г.

Месторождение	Компания	Год ввода	Добыча, млн т
Юкьяунское	«Сургутнефтегаз»	2004	4,73
Северо-Лабатьюганское	«Сургутнефтегаз»	2004	2,31
Южно-Хыльчююское	«ЛУКОЙЛ»	2005	1,53
Еты-Пуровское	«Газпром нефть»	2003	1,43
Ачимовское	«Славнефть»	2004	1,15
Надеюское	«Роснефть»	2003	0,90
Чатылькинское	«Газпром нефть»	2006	0,85
Кравцовское	«ЛУКОЙЛ»	2004	0,84
Рогожниковское	«Сургутнефтегаз»	2005	0,78
Северо-Янгинское	«Газпром нефть»	2003	0,75

Источник: Заторможенная смена поколений // Нефтегазовая вертикаль. 2009. № 8. С. 29–31.

4.1.2. Добыча нефти по основным нефтяным компаниям России

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности России работает около 150 компаний разной формы собственности, в том числе три оператора соглашений о разделе продукции (СРП). Ключевое значение для экономики России и развития отрасли имеют девять ВИНК: ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ТНК-ВР Холдинг», ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашинна, ОАО «АНК «Башнефть» и ОАО «НК «РуссНефть».

В текущей структуре российской нефтедобычи на долю этих доминирующих 9 ВИНК приходится около 90% добычи (рис. 4.2).

Таблица 4.4
Добыча нефти с газовым конденсатом по компаниям, млн т

Компания	2009 г.	2009 / 2008, %
«Роснефть»	116,3	102,2
«ЛУКОЙЛ»	92,2	102,2
«ТНК-ВР»	70,2	102,0
«Сургутнефтегаз»	59,6	96,6
«Газпром нефть»	29,9	97,4
«Татнефть»	26,1	100,0
«Славнефть»	18,9	96,4
«РуссНефть»	12,7	89,4
«Башнефть»	12,2	104,3
«Газпром»	12,0	94,5
Прочие производители	29,3	108,5
Операторы СРП	14,8	123,3
Всего по России	494,2	101,2

Источник: Данные ГП «ЦДУ ТЭК».

В 2009 г. максимальный прирост добычи нефти к предыдущему году (табл. 4.4) показали компании «Башнефть» (прирост 4,3%), «Роснефть» (2,2%), «ЛУКОЙЛ» (2,2%) и «ТНК-ВР Холдинг» (2,0%). Увеличение объемов добычи было достигнуто в основном за счет начала промышленного освоения новых месторождений (так, «Роснефть» начала добычу на Ванкорском месторождении, компания «ЛУКОЙЛ» успешно реализует Южно-Хыльчююский проект и пр.). Наибольшее снижение объемов добычи произошло в компаниях «Газпром нефть» (-2,6%), «Сургутнефтегаз» (-3,3%), «Славнефть» (-3,6%) и «РуссНефть» (-10,6%), что связано с естественным истощением ресурсной базы на старых объектах, прежде всего в Западной Сибири, отставанием с вводом в эксплуатацию новых месторождений.

4.1.3. Добыча и утилизация нефтяного (попутного) газа

Одной из наиболее острых и актуальных проблем нефтяной отрасли России является утилизация и использование нефтяного попутного газа (НПГ), объемы добычи которого производны от объемов добычи нефти. В настоящее время на факелах сжигается от 10 до 15 млрд м³ газа, извлекаемого вместе с нефтью. По данным ГП «ЦДУ ТЭК», в 2009 г. количество извлеченного из недр НПГ составило 47,9 млрд м³, сожжено в факелах 13,5 млрд м³, а уровень утилизации НПГ составил 78,0%. Сжигание НПГ приводит к значительным потерям ценного сырья, к ухудшению экологической обстановки в районах добычи. Попутный газ является энергетическим ресурсом и содержит ценнейшие компоненты, являющиеся сырьем для нефтехимической промышленности.

Основные показатели, характеризующие состояние добычи и утилизации НПГ в России, приведены в табл. 4.5. В настоящее время значительно выросли объемы добычи НПГ, и имеет место тенденция к снижению степени использования попутного газа. При этом в целом по России объем добываемого НПГ на 1 т нефти (газовый фактор) увеличился за период 2001–2007 гг. с 102 до 130 м³/т, или на 27%. Одной из основных причин роста газового фактора является увеличение добычи нефти из нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

Таблица 4.5
Основные показатели использования НПГ в России в 2001–2009 гг.*

Показатель	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Добыча НПГ, млрд м ³	29,9	32,8	38,9	41,5	42,6	43,8	44,4	45,9	47,9
Сожжено на факелах, млрд м ³	7,1	11,1	11,1	14,7	15,0	14,1	16,7	14,6	13,5
Поставки и переработка на ГПЗ, млрд м ³	23,7	26,0	31,6	34,0	34,9	35,5	34,8	н.д.	н.д.
Используй-мо на собств. нужды, млрд м ³	5,1	5,5	5,8	6,2	7,7	8,3	9,7	н.д.	н.д.
Уровень утилизации, %	80,1	73,8	77,2	73,2	74,0	75,6	72,6	75,9	78,0

Примечание: Без учета показателей ОАО «Газпром».

Источник: Росстат (данные по добыче НПГ и уровню утилизации за 2001–2007 гг.), ГП «ЦДУ ТЭК» (все остальные данные).

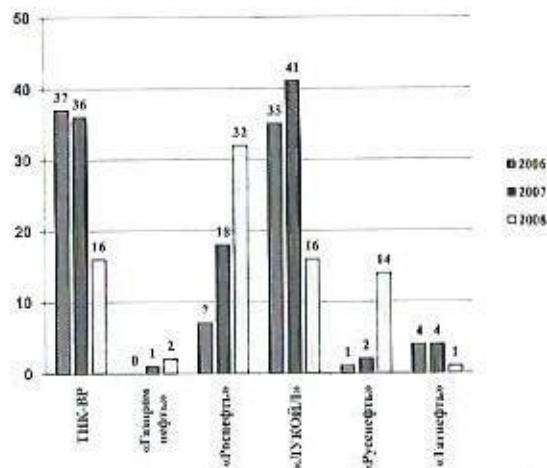
Основная добыча НПГ в 2009 г. в объеме 40,4 млрд м³ (более 84% от общего объема добычи) приходилась на пять нефтяных компаний: «Сургутнефтегаз» — 13,6 млрд м³ (28,4%), «ТНК-ВР Холдинг» — 10,6 (22,1%), «Роснефть» — 8,3 (17,4%), «ЛУКОЙЛ» — 5,9 (12,2%) и «Газпром нефть» — 2,1 млрд м³ (4,3%). Лучших результатов по утилизации НПГ достигли три компании: «Татнефть» (сжигается 1,5 м³ на 1 т добываемой нефти), «Башнефть» (7,7 м³/т) и «Сургутнефтегаз» (13,3 м³/т).

В территориальном разрезе наибольший объем добычи НПГ приходится на Уральский федеральный округ (около 80% российской добычи). Из других регионов выделяется Приволжский федеральный округ — 9% добычи НПГ.

Несмотря на значительное число разрабатываемых месторождений, основные объемы сжигания НПГ сосредоточены в границах нескольких месторождений. К числу таких объектов относятся:

- Приобское месторождение — «Юганскнефтегаз» («Роснефть») — объем сжигаемого газа превышает 1,5 млрд м³ в год;
- Бахилевская группа месторождений — «Варьеганнефтегаз» (нефтяная компания ТНК-ВР) — объем сжигаемого газа около 1 млрд м³ в год;
- Харампурская группа месторождений — «Пурнефтегаз» («Роснефть») — объем сжигаемого газа превышает 1 млрд м³ в год.

Остается значительным количество лицензионных участков ВИНК, где не решен вопрос по использованию попутного нефтяного газа (рис. 4.3).



Источник: Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации» 2009 г. [Электронный ресурс]. http://www.mnr.gov.ru/files/part7928_gosdoklad.rar.

Рис. 4.3. Количество лицензионных участков ВИНК, где не решен вопрос по использованию попутного нефтяного газа

4.2. Прогноз добычи нефти, газового конденсата и попутного газа с учетом вовлечения в хозяйственный оборот участков нераспределенного фонда недр

Прогноз развития нефтедобычи формируется под влиянием нескольких групп взаимосвязанных факторов:

- природно-геологических и экологических;
- технико-технологических;
- внутриэкономических;
- внешнеэкономических;
- политических.

Природно-геологические, экологические и технико-технологические факторы в своей совокупности определяют максимально возможные прогнозные уровни добычи исходя из состояния сырьевой базы отрасли, возможностей развития техники и технологии добычи, природоохранных ограничений.

Остальные группы факторов определяют требуемые уровни добычи по условиям потребления. К внутриэкономическим факторам относятся:

- потребность экономики (платежеспособный спрос) на нефтепродукты, которая определяет нижнюю допустимую границу прогноза добычи нефти;
- макроэкономическая эффективность развития нефтяной отрасли, т.е. целесообразность ее развития с учетом мультипликативного эффекта — инвестиционного и текущего спроса на продукцию и услуги других отраслей экономики, занятости населения.

Действие внешнеэкономических факторов связано с определением эффективных по народнохозяйственным критериям масштабов экспорта нефти и нефтепродуктов.

Действие политических (геополитических) факторов связано, во-первых, с той ролью, которую играет Россия в решении глобальных энергетических проблем, а во-вторых, с тем, какое значение имеет освоение нефтяных ресурсов для укрепления политического положения страны на международной арене.

Для достижения стратегических целей развития нефтяной отрасли необходимо решение следующих основных задач:

- формирование новых крупных центров добычи нефти, в первую очередь в восточных районах России, в Тимано-Печорской провинции и на шельфе арктических и дальневосточных морей;
- совершенствование и широкое применение технологий добычи (в том числе методов увеличения нефтеотдачи пластов) для повышения коэффициента извлечения нефти, что будет важнейшей предпосылкой поддержания и роста добычи нефти, прежде всего в Урало-Поволжье и в Западной Сибири;
- использование потенциала новых открытий на более глубоких горизонтах «старых» провинций — Урало-Поволжья и Западной Сибири, ранее не разрабатываемых;

- развитие транспортной инфраструктуры, в том числе трубопроводной для повышения эффективности, диверсификации структуры и направленной транспортировки нефти¹⁵.

4.2.1. Новые нефтедобывающие регионы и провинции

Перспективными новыми нефтедобывающими регионами с точки зрения потенциальных ресурсов и запасов нефти являются Восточная Сибирь, Дальний Восток, Тимано-Печорская провинция, шельфы Каспийского моря, арктических и дальневосточных морей. Повышенные риски и издержки недропользователей при освоении новых районов вызывают необходимость государственного стимулирования инвестиций в освоение новых провинций.

Месторождения новых регионов характеризуются:

- значительной удаленностью от существующей производственной инфраструктуры, включая действующую систему магистральных нефтепроводов (расположены в удаленных районах с суровыми климатическими условиями и неразвитой социальной, промышленной и транспортной инфраструктурой);
- 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 технических задач в области строительства скважин, промысловых объектов и трубопроводов, внедрения новых технологических решений, обеспечивающих сохранение окружающей среды.

Шельф Каспийского моря

В настоящее время основным недропользователем в этом регионе является компания «ЛУКОЙЛ», которой подготовлена «Концепция обустройства месторождений и структур Северного и Центрального Каспия». По данным компании, до 2027 г. она поставит на Каспийском море 50–60 плавучих и стационарных платформ на глубинах моря от 5 до 500 м общей массой свыше 500 тыс. т.

Для освоения месторождений Каспийского моря необходимо построить насосные и компрессорные станции, береговые сооружения, проложить наземные и подводные трубопроводы. Это потребует создания на судостроительных и других предприятиях региона около 4 тыс. дополнительных рабочих мест. Для эксплуатации объектов обустройства как в море, так и на берегу потребуется более 3 тыс. квалифицированных специалистов.

¹⁵ Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Прил. к обществ.-дел. журн. «Энергетическая политика». — М.: ГУ ИЭС, 2010. — 184 с.

Первым в эксплуатацию в 2009 г. введено месторождение Им. Ю. Корчагина. В 2012 г. планируется начать добычу на месторождении Им. В. Филановского (извлекаемые запасы более 200 млн т). Оно станет центральным в системе обустройства Северного Каспия: к нему будут подключены Сарматское и Ракушечное месторождения. По прогнозу «ЛУКОЙЛа», к 2015 г. на месторождениях Им. Ю. Корчагина и Им. В. Филановского будет добываться 12 млн т нефти в год. К 2022 г. добыча нефти в регионе превысит 20 млн т и будет оставаться на этом уровне в течение последующих 10 лет.

Тимано-Печорская НГП (Ненецкий АО)

В ресурсах углеводородного сырья Тимано-Печорской провинции преобладают жидкие углеводороды, более половины которых составляет трудноизвлекаемая нефть, требующая специальных технологий добычи. Новые районы сосредоточены преимущественно на территории Ненецкого АО. В рамках данной провинции возможен рост добычи нефти на основе уже созданной сырьевой базы. Серьезным ограничением роста добычи является неразвитость транспортной и промышленной инфраструктуры.

На территории Ненецкого АО Государственным балансом запасов учтены 77 месторождений углеводородного сырья. Основной объем добычи с начала разработки в округе обеспечили два месторождения — Харьягинское и Ардалинское.

Крупнейшие месторождения нефти Ненецкого АО (с начальными извлекаемыми запасами категорий А+В+С₁ более 30 млн т) представлены в табл. 4.6. На данных месторождениях сосредоточено более половины извлекаемых запасов нефти округа. В промышленной разработке в округе по состоянию на начало 2007 г. находилось 16 месторождений, подготовлено к разработке — 21, в разведке — 38.

Таблица 4.6

Крупнейшие месторождения нефти Ненецкого АО

Месторождение	Начальные запасы, млн т	Добыча с начала разработки*, млн т
Харьягинское	152,6	38,0
Тобойско-Мядсейское	84,3	0,4
Южно-Хильчужское	65,2	0,04
Им. А.Титова	51,1	0,02
Наульское	38,9	0,004
Им. Р.Требса	38,7	—
Торавейское	31,2	1,6
Итого	461,9	40,1

Примечание. Добыча с начала разработки и до 2006 г. включительно. Источник: ВНИГРИ.

Новыми центрами нефтедобычи в Ненецком АО станут:

- группа месторождений Центрально-Хорейверской зоны (Северо-Хоседаюское, Западно-Хоседаюское, Висовое, Сюрхаратинское);
- месторождения северо-восточной части Хорейверской впадины (Им. Р. Требеа, Им. А. Титова);
- группа месторождений вала Сорокина (Наульское, Лабаганское, Южно-Торавейское);
- месторождения северной части Колвинского мегавала (Южно-Хыльчужское, Ярейское, Изнырейское, Им. Ю. Россихина).

Шельфы арктических морей

На шельфе Российской Федерации предусматривается освоение в первую очередь Приразломного месторождения в Печорском море, ввод которого намечается в 2011 году. В последующем будут происходить доразведка и разработка ряда других месторождений (включая Долгинское, Медын-море, Варандей-море). Инфраструктура, созданная по стартовому проекту, станет основой для последующего освоения углеводородных ресурсов Баренцева, Карского и Печорского морей.

Основные нефтеносные 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;
- факторами, требующими проведения специальных инженерных мероприятий при освоении месторождений шельфа.

Для освоения нефтяных месторождений арктического шельфа необходимо:

- строительство многофункциональных комплексов на основе МЛСП;
- создание специализированной транспортной системы вывоза нефти и снабжения;
- создание специализированной береговой инфраструктуры;
- бурение наклонно-направленных скважин.

Восточная Сибирь и Дальний Восток

Значительные запасы и перспективные ресурсы нефти и газового конденсата Восточной Сибири и Дальнего Востока позволяют сформировать в данном регионе новые центры нефтедобычи. Добычные возможности этих центров основываются на имеющихся подтвержденных запасах крупных месторождений, а также на приросте запасов за счет проведения ГРП.

В качестве базовых рассматриваются следующие нефтяные и нефтегазо-конденсатные месторождения:

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

На основе базовых месторождений в восточных регионах России предусматривается создание следующих территориальных центров нефтедобычи:

- Сахалинский центр нефтедобычи — на базе месторождений шельфовой зоны острова Сахалин (проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2») с дальнейшим развитием центра за счет реализации проектов «Сахалин-3–6»;
- Якутский центр добычи — на базе Талаканского месторождения с дальнейшим развитием добычи нефти и конденсата за счет освоения в том числе газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений — Чаяндинского, Среднеботуобинского, Средневиллюйского и др.;
- Иркутский центр добычи — на основе Верхнечонского месторождения, а также других месторождений севера Иркутской области;
- Красноярский центр нефтедобычи — на базе Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского месторождений, в дальнейшем для поддержания уровней добычи нефти в разработку будут вовлечены и другие месторождения.

Основная часть месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока — нефтегазоконденсатные с высоким газовым фактором. Нефтяной газ данного региона отличается наличием в его составе большого количества ценных компонентов, таких как этан, пропан, бутан, тяжелые углеводороды, гелий.

В связи с наличием в составе НПГ ценных компонентов возникает необходимость одновременно с освоением месторождений создавать газоперерабатывающие и газохимические мощности для выделения из попутного газа ценных компонентов и производства продукции с высокой добавленной стоимостью¹⁶. В связи со значительной удаленностью месторождений от потенциальных потребителей в регионе формируется транспортная система большой протяженности с соответствующей инфраструктурой (ВСТО).

Основные характеристики новых нефтяных месторождений России приведены в табл. 4.7.

¹⁶ 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 Азиатско-Тихоокеанского региона. — М., 2007. — 258 с.

Таблица 4.7

Крупнейшие новые нефтяные месторождения

Объект	Максимум добычи, млн т	Период ввода, год	Компания-недропользователь
Восточная Сибирь			
Юрубчено-Тохомское	10...12	2012	«Роснефть»
Варнечонское	6...9	2008-2009	«ТНК-ВР», «Роснефть»
Талаканское	4,5...5,8	2008-2009	«Сургутнефтегаз»
Ванкорское	22,5	2009	«Роснефть»
Тимано-Печора			
Южно-Хыльчунское	7,5	2005	«ЛУКОЙЛ»
Западная Сибирь			
Салымская группа	7,0	2006	Салым Петролеум Девелопмент Н.В.
Уватская группа	1,7	2009-2010	«ТНК-ВР»
Шельф Каспия			
Им. Ю. Корчагина	2,3	2009-2010	«ЛУКОЙЛ»
Им. В. Филановского	3-5	2012	«ЛУКОЙЛ»
Шельф Сахалина			
Сахалин-1	12	2005	Эхон, SODECO, ONGC, «Роснефть»
Сахалин-2	1,5 в 2008 г.	1999	«Газпром», Shell, Mitsui, Mitsubishi
Шельф Арктики			
Приразломное	6,6	2011	«Севморнефтегаз», «Газпром»

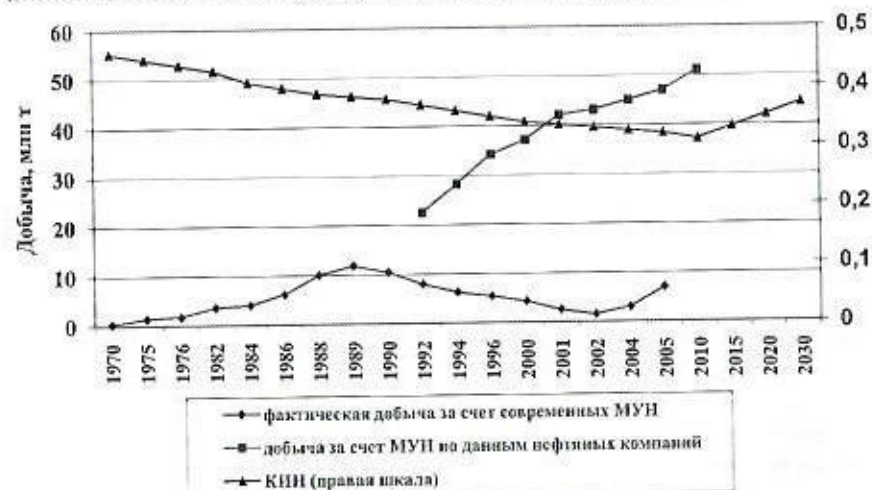
Источник: Данные нефтегазовых компаний.

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

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

4.2.2. Повышение коэффициента извлечения нефти

Одним из ключевых направлений поддержания и роста добычи нефти в России в рассматриваемый период будет использование потенциала новых технологий, методов повышения нефтеотдачи пластов. В России уже длительное время наблюдается снижение уровня нефтеотдачи (рис. 4.4). В настоящее время начинает проявляться тенденция к росту данного показателя, которая получит свое развитие в период до 2030 года.



Источники: Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Прил. к обществ.-дел. журн. «Энергетическая политика». — М.: ГУ ИЭС, 2010. — 184 с. Концепция государственного управления рациональным использованием запасов нефти. Проект. ГП РВО «Зарубежнефть», 2005.

Рис. 4.4. Динамика нефтеотдачи и добычи нефти за счет МУН в России

Падение нефтеотдачи в России объясняется ухудшением структуры запасов, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, отсутствием действенной стимулирующей государственной политики, направленной на широкое применение современных методов увеличения нефтеотдачи.

Главными направлениями научно-технической и инновационной политики в нефтяном комплексе на период до 2030 г. будут повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) и развитие новых технологий добычи, в том числе тяжелой и обводненной нефти.

В современных условиях наиболее эффективно применение третичных методов увеличения нефтеотдачи. В рассматриваемой перспективе будут применяться в промышленных масштабах следующие группы данных методов:

- тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрискластовых экзотермических окислительных реакций);
- газовые методы (закачка углеводородных газов, углекислого газа, азота, дымовых или других газов, закачиваемых в пласт как самостоятельно, так и в смеси с жидкостями);
- химические методы (заводнение с применением ПАВ, полимерное заводнение, закачка жидких растворителей и других химических веществ);
- микробиологические методы.

В связи с внедрением инновационных технологий разработки месторождений обеспечивается повышение КИН, что позволит достичь дополнительного отбора нефти из недр в объеме не менее 4 млрд т при повышении нефтеотдачи на уже открытых месторождениях на 5% к 2030 году.

При этом КИН является одним из основных показателей рациональности использования ресурсов углеводородного сырья. С точки зрения обеспечения рационального недропользования необходимо:

- преодоление тенденции снижения нефтеотдачи;
- формирование действенного механизма повышения нефтеотдачи на основе учета интересов государства, недропользователей и инвесторов;
- создание условий востребованности и стимулирования применения отечественных достижений научно-технического прогресса в области повышения нефтеотдачи;
- формирование комплекса экономических стимулов, побуждающих недропользователей применять технологии и технические средства для повышения нефтеотдачи;
- формирование механизмов государственного регулирования, не допускающих выборочную выработку запасов, ведущую к существенному снижению нефтеотдачи;
- формирование структуры государственного управления и контроля рационального использования запасов нефти, способной реализовать механизм стимулирования и применения достижений научно-технического прогресса в целях увеличения нефтеотдачи.

4.2.3. Прогнозируемые уровни добычи нефти и газового конденсата

Прогноз добычи нефти

При условии реализации поставленных задач и при благоприятной экономической конъюнктуре (высокий сценарий) добыча нефти возрастет с 479 млн т в 2009 г. до 521 млн т к 2020 г., затем будет находиться на уровне 508–520 млн т (табл. 4.8). В рамках базового сценария добыча нефти в России будет находиться на уровне 472–485 млн т в период до 2015 г., а затем вырастет и стабилизируется на уровне 495–497 млн т.

Добыча нефти в европейской части страны будет увеличиваться главным образом за счет освоения запасов в Тимано-Печорской провинции, на шельфе арктических морей, в российском секторе Каспийского моря при снижении добычи в Поволжье и на Урале и составит суммарно 117–127 млн т в год в 2020 г. и 100–105 млн т в год в 2030 году.

В Западной Сибири при стабилизации и постепенном снижении добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе будет происходить ее рост в Ямало-Ненецком автономном округе, при этом объемы добычи нефти в Уральском ФО составят в 2020 г. 253–279 млн т, а к 2030 г. — 234–268 млн т.

В Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) предусматривается освоение и промышленная разработка Ванкорского, Талаканского, Юрубчено-Тохомского, Куюмбинского и Верхнечонского месторождений. На шельфе острова Сахалин будет осуществляться эксплуатация производственных объектов проектов «Сахалин-1», «Сахалин-2» и перспективных проектов «Сахалин-3–6».

Добыча нефти в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах (без учета шельфа) возрастет в сумме до 43–63 млн т в 2020 г. и до 75–87 млн т в 2030 г. при условии эффективной доразведки геологических запасов нефти в регионе.

Таблица 4.8

Прогнозные показатели добычи нефти по вариантам по России и федеральным округам, млн т

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Северо-Западный	28,0	32,7	32,7	33,2	33,6	33,9	34,1	34,3	34,5	33,5	31,6
Южный	7,8	7,3	7,3	7,1	7,0	6,9	6,7	6,6	5,9	5,2	4,5
Приволжский	98,1	101,1	99,5	99,6	99,5	99,1	98,6	97,8	91,0	78,9	61,0
Уральский	309,9	302,5	295,0	285,7	275,0	262,5	257,7	254,8	252,7	239,7	233,8
Сибирский	14,0	18,3	22,5	24,6	26,0	27,1	28,0	29,3	37,2	43,0	63,6
Дальневосточный	2,3	3,6	3,7	3,8	3,9	4,1	4,3	4,5	6,3	9,1	11,1
Шельфы	11,6	13,7	15,3	16,9	18,8	21,0	23,2	26,2	35,5	35,6	36,4
Россия, всего	471,7	479,2	454,6	452,6	453,5	463,2	445,0	442,1	470,9	463,7	454,6
Вариант 2 (базовый)											
Северо-Западный	28,0	32,7	32,7	33,2	33,6	33,9	34,2	34,4	34,8	34,2	32,8
Южный	7,8	7,3	7,3	7,2	7,0	6,9	6,8	6,7	6,1	5,5	4,9
Приволжский	98,1	101,1	99,6	99,7	99,7	99,4	98,9	98,3	92,1	81,1	65,0
Уральский	309,9	302,5	296,9	290,2	285,9	282,0	279,5	276,7	271,1	265,6	266,1
Сибирский	14,0	18,3	24,1	27,8	30,5	32,6	34,2	35,7	40,3	53,5	70,3
Дальневосточный	2,3	3,6	3,8	4,1	4,4	4,8	5,3	5,8	8,5	10,9	11,8
Шельфы	11,6	13,7	15,5	17,4	19,6	22,1	24,7	28,0	42,6	44,8	46,0
Россия, всего	471,7	479,2	479,8	479,6	480,8	481,8	483,6	485,6	495,6	495,7	496,9
Вариант 3 (высокий)											
Северо-Западный	28,0	32,7	32,7	33,2	33,6	34,0	34,3	34,6	35,1	34,8	33,8
Южный	7,8	7,3	7,3	7,2	7,1	7,0	6,9	6,7	6,2	5,7	5,2
Приволжский	98,1	101,1	99,6	99,8	99,7	99,4	99,0	98,3	92,3	81,6	65,8
Уральский	309,9	302,5	299,6	297,2	296,8	293,7	293,8	287,5	279,3	274,2	268,1
Сибирский	14,0	18,3	22,2	27,0	30,4	33,0	35,1	38,7	51,3	61,5	73,3
Дальневосточный	2,3	3,6	3,9	4,4	5,0	5,7	6,7	7,8	12,1	14,9	13,7
Шельфы	11,6	13,7	15,6	17,7	20,1	22,7	25,5	30,0	45,0	48,0	49,0
Россия, всего	471,7	479,2	481,0	486,4	492,6	495,6	501,2	503,7	521,4	520,6	508,8

Прогноз добычи газового конденсата

В 2007 г. 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 %)¹⁷.

В перспективе объемы добычи конденсата увеличатся до 26–32 млн т в 2020 г. и до 31–37 млн т в 2025 году. Увеличение объемов добычи конденсата связано с вводом в разработку глубоководных конденсатосодержащих залежей новых месторождений. К таким, в частности, относятся практически все новые нефтегазоконденсатные месторождения Надым-Пур-Тазовского региона, где объемы добычи конденсата увеличатся с 10 млн т в 2008 г. до 15–18 млн т в 2020 г. и до 18–23 млн т в 2025 году. Высоким содержанием конденсата характеризуются и ресурсы УВС в Восточной Сибири.

После 2025 г. прогнозируется снижение добычи конденсата по России до 30–37 млн т в 2030 г., 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 г. 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 табл. 4.9. Прогнозируемое увеличение объемов добычи конденсата потребует проведения реконструкции действующих и создания новых мощностей по транспортировке и переработке жидких углеводородов.

Таблица 4.9

Прогнозные показатели добычи газового конденсата по России и федеральным округам, млн т

	2008 г.	2009 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Северо-Западный	0,4	0,3	1,3	0,8	0,7	0,6
Южный	4,4	3,7	4,4	3,9	3,0	2,9
Приволжский	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Уральский	10,6	10,3	20,1	20,7	27,6	27,2
Сибирский	0,5	0,6	2,0	1,5	1,7	1,7
Дальневосточный	0,2	0,5	1,0	3,7	3,8	3,9
Шельфы	0,0	0,0	0,2	0,7	0,9	0,8
Россия, всего	16,5	15,5	29,2	31,4	37,8	37,2

Суммарные прогнозные показатели добычи нефти и газового конденсата по вариантам представлены в табл. 4.10 и 4.11

Таблица 4.10

Прогнозные показатели добычи нефти и газового конденсата по вариантам по России и федеральным округам, млн т

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Северо-Западный	29,5	33,5	33,0	33,4	33,8	34,1	34,4	34,6	34,8	33,8	31,9
Южный	12,6	11,0	11,0	10,9	11,1	11,2	11,0	11,0	9,8	8,2	7,5
Приволжский	98,8	102,2	99,7	99,8	99,7	99,3	98,8	98,1	91,2	79,0	61,1
Уральский	319,0	311,3	307,8	302,4	293,0	282,2	277,6	274,9	273,4	267,3	260,9
Сибирский	14,4	18,7	23,4	25,6	27,5	28,9	29,9	31,3	38,8	44,7	65,3
Дальневосточный	2,6	3,9	4,0	4,1	4,3	4,4	4,6	4,8	7,0	9,8	11,8
Шельфы	11,0	13,3	15,7	17,3	19,7	22,7	25,1	28,1	39,7	40,0	40,8
Россия, всего	488,0	493,9	494,5	493,5	489,1	482,8	481,4	482,7	494,6	482,8	479,3
Вариант 2 (базовый)											
Северо-Западный	29,5	33,5	33,0	33,5	33,9	34,2	34,5	34,7	35,1	34,5	33,1
Южный	12,6	11,0	11,0	10,9	11,2	11,2	11,1	11,1	9,9	8,5	7,8
Приволжский	98,8	102,2	99,8	99,9	99,9	99,6	99,1	98,5	92,3	81,2	65,1
Уральский	319,0	311,3	309,7	306,9	304,0	301,7	299,4	296,8	291,8	293,3	293,3
Сибирский	14,4	18,7	25,0	28,9	32,0	34,3	36,1	37,8	41,8	55,2	72,0
Дальневосточный	2,6	3,9	4,2	4,4	4,8	5,1	5,6	6,1	9,2	11,6	12,4
Шельфы	11,0	13,3	15,9	17,8	20,5	23,8	26,6	29,9	46,8	49,2	50,4
Россия, всего	488,0	493,9	498,5	502,3	506,2	510,0	512,4	514,9	527,0	533,5	534,1
Вариант 3 (высокий)											
Северо-Западный	29,5	33,5	33,5	33,9	34,3	34,6	34,8	35,4	35,1	34,1	34,4
Южный	12,6	11,0	10,9	11,2	11,2	11,2	11,1	10,1	8,7	8,1	8,1
Приволжский	98,8	102,2	99,9	99,9	99,6	99,2	98,6	92,5	81,7	65,9	65,9
Уральский	319,0	311,3	314,0	314,8	313,4	313,7	307,6	300,0	301,9	295,2	295,2
Сибирский	14,4	18,7	23,1	31,9	34,7	37,0	40,8	52,8	63,2	75,0	75,0
Дальневосточный	2,6	3,9	4,8	5,3	6,1	7,0	8,1	12,8	15,6	14,4	17,6
Шельфы	11,0	13,3	18,1	21,0	24,4	27,4	31,9	49,2	52,4	53,4	49,8
Россия, всего	488,0	493,9	499,7	509,2	518,0	523,8	530,0	532,9	552,8	558,5	546,0

¹⁷ Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года (Проект). — М., 2008. — 144 с.

Таблица 4.13

Прогнозные показатели утилизации нефтяного попутного газа по России и федеральным округам, млрд м³*

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Северо-Западный	1,7	2,0	2,4	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,3	3,3
Южный	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,1	0,8	0,6
Приволжский	5,6	5,7	5,6	5,6	5,5	5,4	5,4	5,4	4,9	4,2	3,2
Уральский	35,5	38,0	39,7	41,3	39,9	38,5	37,6	37,0	37,6	36,6	36,6
Сибирский	1,6	2,1	2,5	2,9	3,4	3,9	4,1	4,4	5,1	5,4	7,3
Дальневосточный	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,9	1,4	1,7
Шельфы	1,4	1,9	2,4	2,9	3,5	4,1	4,4	4,8	5,8	5,3	4,8
Россия, всего	48,4	52,1	54,9	57,6	57,0	56,2	56,0	56,2	58,8	57,6	58,8
Вариант 2 (базовый)											
Северо-Западный	1,7	2,0	2,3	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,4	3,4
Южный	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,1	0,9	0,7
Приволжский	5,6	5,7	5,6	5,6	5,5	5,5	5,5	5,4	5,0	4,3	3,4
Уральский	35,5	38,0	40,1	42,2	41,7	41,1	40,6	40,2	40,4	40,6	41,7
Сибирский	1,6	2,1	2,6	3,2	3,8	4,5	5,0	5,4	5,5	6,7	8,0
Дальневосточный	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,3	1,6	1,8
Шельфы	1,9	2,3	2,7	3,1	3,5	3,9	4,3	4,7	7,1	7,4	7,6
Россия, всего	48,4	52,1	55,5	58,9	59,5	60,1	60,5	60,9	63,6	65,0	66,7
Вариант 3 (высокий)											
Северо-Западный	1,7	2,0	2,3	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5	3,5
Южный	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,1	0,9	0,7
Приволжский	5,6	5,7	5,6	5,6	5,6	5,5	5,5	5,4	5,0	4,3	3,4
Уральский	35,5	38,0	40,2	42,8	42,7	42,4	42,2	41,7	41,6	41,9	42,0
Сибирский	1,6	2,1	2,6	3,3	4,0	4,8	5,4	5,8	7,0	7,7	8,4
Дальневосточный	0,2	0,3	0,5	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,8	2,2	2,1
Шельфы	1,9	2,3	2,7	3,2	3,6	4,1	4,5	5,0	7,5	8,0	8,1
Россия, всего	48,4	52,1	55,7	59,9	61,1	62,1	63,0	63,6	67,3	68,5	68,3

Примечание. С учетом показателей ОАО «Газпром».

Таким образом, дальнейшее развитие нефтяной 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 нефти, НПГ и жидких углеводородов;
- создания производственной инфраструктуры и внедрения современных технологий в новых регионах добычи;

- реконструкции и технического перевооружения действующих объектов добычи нефти и конденсата;
- обеспечения решения проблем извлечения остаточных запасов нефти на завершающей стадии разработки действующих месторождений с достижением высоких уровней нефтеотдачи.

Решение перечисленных задач требует значительного увеличения капитальных вложений и эксплуатационных затрат, что приводит к снижению экономических показателей развития отрасли и необходимости государственного регулирования и стимулирования компаний нефтяной промышленности.

4.3. Прогноз ввода мощностей, необходимых для выполнения производственной программы отрасли

Для обеспечения прогнозных объемов добычи нефти и конденсата предусматриваются ввод мощностей и проведение реконструкции (модернизации) объектов на действующих месторождениях, ввод в эксплуатацию производственных объектов на новых месторождениях.

Для поддержания проектных уровней добычи нефти на действующих месторождениях в связи с их истощением, падением пластового давления, длительным сроком работы оборудования требуются ввод дожимных насосных станций, дополнительное бурение и подключение скважин к системам внутрипромысловых трубопроводов, а также проведение модернизации и реконструкции систем подготовки нефти, внедрение мероприятий по повышению эффективности работы скважин.

Основные объемы производственной программы отрасли будут связаны с освоением новых месторождений. Для ввода и эффективной эксплуатации новых месторождений необходимо внедрение современных высокоэффективных технико-технологических решений с учетом мирового опыта.

Основные вызовы с точки зрения технико-технологических решений будут связаны с освоением шельфа Российской Федерации. При освоении ресурсов шельфа необходимо:

- строительство морских (в том числе ледостойких) стационарных платформ различных типов;
- строительство подводных добычных комплексов с дистанционным управлением с берега;
- использование мобильных платформ для круглогодичного бурения скважин с подводным обустройством их устьев;
- строительство наклонно-направленных, горизонтальных скважин, обеспечивающих высокие дебиты;

- строительство подводных трубопроводов от морских платформ до береговых сооружений;
- обеспечение транспорта добываемой продукции в многофазном состоянии на большие расстояния.

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

В соответствии с прогнозом добычи нефти и конденсата по действующим и вновь вводимым месторождениям России определена требуемая динамика ввода добывающих скважин и объемов эксплуатационного бурения на период 2009–2030 гг. (табл. 4.14 и 4.15).

Таблица 4.14

Ввод добывающих скважин, тыс. шт.

	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016–2020 гг.	2021–2025 гг.	2026–2030 гг.	2009–2030 гг.
Вариант 1	4,0	4,5	2,9	3,2	1,9	3,4	3,0	3,7	18,6	16,4	18,9	80,1
Вариант 2	4,0	4,5	3,4	4,4	3,1	4,6	3,4	4,5	21,7	23,6	25,7	103,4
Вариант 3	4,0	4,5	3,5	4,6	3,4	4,8	4,3	4,6	25,7	28,0	30,2	118,6

Таблица 4.15

Объемы эксплуатационного бурения, млн м

	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016–2020 гг.	2021–2025 гг.	2026–2030 гг.	2009–2030 гг.
Вариант 1	14,6	17,2	11,3	12,7	7,6	14,1	12,4	15,7	83,4	79,6	99,2	369,2
Вариант 2	14,6	17,2	13,3	17,5	12,4	19,0	14,2	19,2	99,0	118,1	139,7	490,8
Вариант 3	14,6	17,2	13,6	18,2	13,7	20,0	18,4	20,0	120,1	144,3	170,2	580,9

Представленные в табл. 4.14 и 4.15 объемы ввода производственных мощностей будут уточняться в зависимости от темпов освоения новых месторождений, развития новых технологий.

4.4. Прогнозные показатели инвестиций в добычу нефти

В 2000–2009 гг. общий объем инвестиций нефтяных компаний в добычу нефти вырос более чем в 4 раза (в текущих ценах), при этом наибольший рост капиталовложений был отмечен в эксплуатационном бурении (5,3 раза к уровню 2000 г.). Объем капиталовложений в разведочное бурение вырос незначительно (1,8 раза к уровню 2000 г.). В 2007 г. общий объем капиталовложений в добычу нефти увеличился в 1,3 раза по сравнению с 2006 г., главным образом за счет расширенного притока средств в промышленное строительство и эксплуатационное бурение. В 2007 г. основной объ-

ем капиталовложений нефтяных компаний был направлен на промышленное строительство и эксплуатационное бурение при сохранении относительно низкой доли вложений в разведочное бурение. За период с 2000 по 2007 г. в общей структуре инвестиций нефтяных компаний в развитие нефтедобычи произошло существенное увеличение доли эксплуатационного бурения (с 20% в 2000 г. до 35% в 2007 г.) и промышленного строительства (с 35 до 42%). При этом доля затрат на разведочное бурение в общем объеме инвестиций сократилась с 9 до 5%¹⁸.

Прогноз инвестиций нефтяной отрасли в период до 2030 г. представлен в табл. 4.16–4.19. Общий объем инвестиций за период составит от 15,3 до 25,1 трлн руб. в ценах 2008 г. При этом по базовому варианту объем инвестиций в нефтяную отрасль достигнет уровня 2008 г. только к 2013 г., после чего продолжится их рост. Среднегодовой объем инвестиций в 2016–2020 гг. достигнет уровня 875 млрд руб., в 2021–2025 гг. — 1008 млрд руб., а в 2026–2030 гг. — более 1148 млрд рублей.

Таблица 4.16

Общий объем инвестиций, млрд руб. в ценах 2008 г.

	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016–2020 гг.	2021–2025 гг.	2026–2030 гг.	2009–2030 гг.
Вариант 1	723,0	788,3	521,4	587,0	350,2	646,6	568,0	714,1	3722,2	3416,8	4052,0	15366,7
Вариант 2	723,0	788,3	611,2	803,5	567,1	864,1	642,3	664,1	4376,3	5037,4	5742,2	20296,3
Вариант 3	723,0	788,3	622,9	829,8	625,8	906,5	833,1	902,1	5388,7	6476,9	7761,5	25135,6

Таблица 4.17

Инвестиции в бурение, млрд руб. в ценах 2008 г.

	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016–2020 гг.	2021–2025 гг.	2026–2030 гг.	2009–2030 гг.
Вариант 1	168,2	199,4	133,5	152,7	92,7	174,2	155,9	199,9	1114,7	1157,9	1611,2	4992,2
Вариант 2	168,2	199,4	157,2	210,4	151,3	235,0	178,2	244,8	1331,7	1745,5	2316,4	6770,0
Вариант 3	168,2	199,4	161,1	218,5	167,9	247,8	232,1	256,1	1627,0	2164,9	2893,7	8168,5

Таблица 4.18

Инвестиции в обустройство месторождений, млрд руб. в ценах 2008 г.

	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016–2020 гг.	2021–2025 гг.	2026–2030 гг.	2009–2030 гг.
Вариант 1	316,2	328,7	215,9	240,6	142,0	259,0	224,6	278,5	1379,2	1131,3	1103,6	5303,5
Вариант 2	316,2	328,7	237,0	291,1	191,8	307,0	239,5	308,6	1489,2	1354,0	1243,5	5990,5
Вариант 3	316,2	328,7	239,0	296,2	204,6	315,4	281,0	316,3	1700,1	1654,4	1675,9	7011,7

¹⁸ Топливо-энергетический комплекс России: 2000–2007 гг. (справочно-аналитический обзор) / под общ. ред. проф., д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Масленникова, к.г.н. А.И. Громова. Институт энергетической стратегии (ГУ ИЭС). — М.: ИАЦ Энергия, 2008. — 359 с.

Таблица 4.19
Инвестиции в объекты внешней инфраструктуры, млрд руб. в ценах 2008 г.

	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016-2020 гг.	2021-2025 гг.	2026-2030 гг.	2009-2030 гг.
Вариант 1	238,6	260,1	172,1	193,7	115,6	213,4	187,4	235,7	1228,3	1127,5	1337,2	5071,0
Вариант 2	238,6	260,1	217,0	301,9	224,0	322,1	224,6	310,6	1555,4	1937,8	2182,2	7535,8
Вариант 3	238,6	260,1	222,8	315,1	253,4	343,3	320,0	329,6	2061,6	2657,6	3191,9	9355,4

В связи с освоением новых нефтегазовых месторождений и провинций основной объем инвестиций будет направлен в объекты внешней инфраструктуры (их доля составит в варианте 2 около 37%). Инвестиции в данные объекты в период до 2030 г. достигнут от 5,4 до 10,2 трлн рублей.

4.5. Оценка возможностей по обустройству месторождений и добыче углеводородного сырья на шельфе РФ

В условиях нарастающего истощения традиционных районов добычи углеводородного сырья особое значение приобретает задача освоения новых НГП. Освоение ресурсов континентального шельфа Российской Федерации представляет собой одну из приоритетных задач развития нефтяной отрасли.

Россия обладает самым крупным в мире континентальным шельфом, нефтегазовый потенциал которого составляет почти треть суммарных ресурсов недр шельфа Мирового океана. Территория континентального шельфа Российской Федерации превышает 6,2 млн км² (21% площади шельфа Мирового океана). Из них 4 млн км² перспективны на нефть и газ.

Ресурсы углеводородов российского шельфа распределены более чем в 20 крупнейших морских и континентально-морских НГП и бассейнах, где выявлено более 1100 перспективных ловушек. Начальные извлекаемые запасы нефти месторождений российского шельфа оцениваются в 100 млрд т условного топлива (в том числе 15,5 млрд т нефти и конденсата). Тенденции смещения нефтедобычи на шельф требуют разработки новых специальных технологий и оборудования, способных круглогодично работать в суровых природно-климатических условиях, агрессивной морской среде, имеющих высокую степень автоматизации. В Баренцевом, Печорском и Карском морях сосредоточены 85% нефтяных запасов шельфовой зоны.

Одними из причин медленного по сравнению с первоначально намеченными планами освоения шельфовых месторождений являются отсутствие готовых технологий и необходимость проектирования и производства беспрецедентных по сложности инженерных сооружений. Среди множества тех-

нологий, необходимых для освоения углеводородов континентального шельфа, необходимо выделить следующие:

- строительство стационарных добывающих платформ;
- строительство плавучих добывающих комплексов;
- строительство самоподъемных буровых платформ, способных работать на глубине шельфа более 120 м;
- строительство полупогружных буровых платформ для разработки глубоководных (свыше 1000 м) шельфовых месторождений;
- строительство специальных буровых платформ арктического класса для работы в суровых условиях северных морей;
- технологии эксплуатации морских месторождений на базе специальных скважинных технических средств для добычи и транспортировки добытой продукции без промышленной подготовки;
- разработка оборудования для сооружения морских магистральных и промысловых трубопроводов.

Одним из ключевых элементов инфраструктуры освоения месторождений на шельфе арктических морей является наличие МЛСП, в функции которых входят: бурение скважин; добыча нефти и газа; хранение нефти; прямая отгрузка нефти на танкеры. Основные требования к МЛСП включают:

- устойчивость к повышенным ледовым нагрузкам;
- круглогодичная эксплуатация, в т.ч. отгрузка нефти на танкеры;
- автономная работа в течение определенных промежутков времени;
- возможность использования в последующих проектах.

Стоимость этих объектов во многом определяет затраты по освоению шельфовых месторождений. Поэтому одними из главных инженерных задач являются сокращение количества объектов, оптимизация их массы и габаритов, в частности за счет применения технологий строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большими горизонтальными отходами, за счет создания новой техники и технологии проводки таких скважин с использованием систем контроля и управления процессом бурения по забойным параметрам, а также высокопроизводительного внутрискважинного оборудования для добычи.

Существует ряд факторов, препятствующих масштабному освоению недр континентального шельфа, среди которых необходимо выделить следующие:

- низкая геологическая изученность территорий;
- неблагоприятные природно-климатические и экономические условия местоположения большинства перспективных районов;

- отсутствие инфраструктуры, необходимой для добычи и транспортировки ресурсов недр континентального шельфа;
- сложнейшие технические решения, обеспечивающие эффективное и безопасное, в том числе с точки зрения воздействия на окружающую среду, извлечение минеральных ресурсов;
- нормативно-правовая база не в полной мере учитывает специфику проведения работ на континентальном шельфе;
- неурегулированность на межгосударственном уровне вопросов о спорных территориях шельфа.

Основными задачами на ближайшую перспективу являются:

- оптимизация структуры и расширение источников инвестиций для целей использования, потребления и воспроизводства ресурсов шельфа Российской Федерации;
- совершенствование экономических механизмов недропользования, системы налогообложения и платы за пользование природными ресурсами, а также увеличение средств, направляемых на воспроизводство МСБ, увеличение темпов прироста запасов;
- внедрение передовых технологий в производственный процесс освоения шельфовых месторождений.

Большинство открытых нефтяных шельфовых месторождений сосредоточены в Баренцевом, Печорском, Карском и Охотском морях, а также на шельфе Сахалина. Вслед за сахалинским шельфом, на котором уже работают проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2», первоочередными объектами освоения должны стать объекты шельфа Каспийского моря, Приразломное нефтяное месторождение и перспективные структуры Печороморского шельфа.

Освоение «Севморнефтегазом» («Газпром») Приразломного нефтяного месторождения – первый проект по добыче углеводородов на арктическом шельфе России. Максимальный уровень добычи составит 6,6 млн т. Период рентабельной разработки — 22 года, за этот период накопленная добыча нефти достигнет 75 млн т. Это месторождение положит начало освоению углеводородных запасов, сконцентрированных в российских акваториях Баренцева, Печорского и Карского морей.

Особые природно-географические условия в районе Приразломного месторождения требуют применения принципиально новых уникальных технологий. Для обеспечения круглогодичной эксплуатации платформы и транспорта нефти в условиях повышенных ледовых нагрузок и небольших глубин впервые в мировой практике создаются специализированные челночные танкеры ледового класса дедевитом 80 тыс. т, а также уникальная система перегрузки сырья с платформы на танкер.

Среди российских предприятий (смежных по отношению к нефтяной отрасли) наибольшим потенциалом с точки зрения освоения ресурсов арктического шельфа обладают:

- Северодвинский порт;
- ЦКБ «Рубин» (техническое проектирование);
- ПО «Севмашпредприятие»;
- Судоремонтный завод «Нерпа»;
- Машиностроительное предприятие «Звездочка»;
- Амурский судостроительный завод (строительство и модернизация морских платформ);
- «Стройтрансгаз» (г. Москва);
- ЗАО «Уралмаш — буровое оборудование» (г. Екатеринбург).

При оценке морских ресурсов углеводородов особое значение имеет фактор технической доступности для освоения. В настоящее время для поисков и разведки месторождений нефти на российском шельфе принципиальных технических ограничений не существует. Для разработки месторождений при современном уровне развития техники и технологий имеются ограничения эксплуатации морских объектов в зависимости от ледовых условий и глубины моря (табл. 4.20).

Таблица 4.20

Критерии технической доступности разработки морских ресурсов УВС в зависимости от ледовых условий и глубины моря

Ледовые условия	Шельфы морских акваторий	Технически доступные ресурсы УВС по глубине моря	Условно технически доступные ресурсы УВС по глубине моря
Мягкие (МТЛ менее 1 м)	Азовское, Каспийское, Черное, Балтийское, Берингово (восточно-камчатский шельф), Японское (южно-сахалинский шельф)	Ограничения отсутствуют	—
Средние (1 < МТЛ < 1,5 м)	Печорское, Берингово (северная часть), Охотское (центральная часть), Японское (северная часть)	Глубина моря до 50–60 м	Глубина моря от 50 до 150–200 м
Суровые (1,5 < МТЛ < 2 м)	Баренцево, Охотское (западно-камчатский и сахалинский шельфы)	—	—
	Карское, Охотское (магаданский шельф)	—	Глубина моря от 50 до 100–150 м
Экстремальные (МТЛ более 2 м)	Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское	—	Глубина моря до 50–60 м

Примечание. МТЛ — максимальная толщина льда.

Исходя из этих ограничений следует выделить:

- технически доступную для освоения зону, для которой имеются реальные технические средства и технологии;
- условно технически доступную для освоения зону, для которой технологии уже разрабатываются, но еще не прошли пробной эксплуатации и не имеют подтверждения надежности их применения;
- технически недоступную зону, ресурсная база которой может быть освоена лишь в отдаленной перспективе путем применения принципиально новых технологий.

По оценкам ВНИГРИ, объем технически доступных и условно технически доступных для освоения запасов и локализованных ресурсов нефти акваторий морей России составляет около 8 млрд т, при этом реально технически доступные ресурсы нефти составляют 5,7 млрд.

Граница технической доступности не является постоянной: она будет расширяться с развитием научно-технического прогресса по мере использования новых технологий.

4.6. Участие российских нефтяных компаний в международных нефтяных проектах

Наиболее длительный и удачный опыт участия в зарубежных нефтяных проектах российские компании имеют во Вьетнаме. Широкомасштабное сотрудничество с Вьетнамом в области разведки и освоения нефтяных месторождений на шельфе юга Вьетнама началось в 1981 г. после подписания между двумя странами Межправительственного соглашения о создании Совместного предприятия «Вьетсовпетро». Участниками совместного предприятия являются «Зарубежнефть» и Генеральная компания нефти и газа «Петровьетнам» (Petro-Vietnam). Доли участия российской и вьетнамской сторон равны. Совместное предприятие добывает свыше 60% нефти и практически весь газ Вьетнама. В настоящее время совместное предприятие ежегодно добывает 8–9 млн т нефти.

Для обустройства месторождений «Белый Тигр» и «Дракон» в море построено:

- 12 платформ и 10 блок-кондукторов;
- две центральных технологических платформы с общей максимальной производительностью: по подготовке нефти — 38 тыс. т в сутки; по газожидкостной смеси — 46 тыс. т в сутки;
- четыре установки для закачки воды в пласты с целью поддержания пластового давления общей мощностью 80 тыс. м³ в сутки;
- две компрессорные станции общей мощностью 9,8 млн м³ в сутки;
- три установки беспримесного налива нефти.

Данный опыт российского участника («Зарубежнефть») принципиально важен с точки зрения освоения ресурсов нефти на российском шельфе.

Большинство других зарубежных проектов в нефтяной отрасли пока связаны с проведением ГРП. Лидером среди российских компаний по объемам добычи является компания «ЛУКОЙЛ», добыча которой за рубежом в 2008 г. составила 5,3 млн т нефти (около 5,6% от общей добычи компании). Основные международные проекты российских компаний представлены в табл. 4.21.

Таблица 4.21
Основные международные проекты российских компаний

Страна / проект	Российский участник	Доля компании, %	Современное состояние проекта (2007 г.)
Вьетнам			
Проекты на шельфе	«Зарубежнефть»	50	Добыча 8–9 млн т нефти в год
Азербайджан			
Шах-Дениз	«ЛУКОЙЛ»	10	Доля компании в запасах — 11 млн баррелей конденсата и 476 млрд фут ³ газа, общая добыча 895 тыс. т конденсата
D-222 (Ялам)		80	Лицензия на ГРП продлена до конца 2011 г.
Алжир			
Блок 245-юг, Восточный и Западный Такуазет	«Роснефть»		ГРП, подготовка к разработке
Казахстан			
Карачаганак		15	Общая добыча 11,6 млн т нефти и 14,2 млрд м ³ газа
Кумколь		50	Запасы месторождения — 165,7 млн баррелей, добыча общая — 3,5 млн т
Казахойл Актоба	«ЛУКОЙЛ»	25	Запасы — 138,7 млн баррелей нефти, общая добыча — 869 тыс. т
Северные Бузачи		25	Запасы — 165 млн баррелей нефти, общая добыча — 1,6 млн т
Курмангазы			Сейсморазведка, подготовка к бурению 2-й поисковой скважины
Адайский блок	«Роснефть»		Сейсморазведка, подготовка проекта на бурение поисковой скважины
Египет			
Мелейя	«ЛУКОЙЛ»	24	Запасы — 12,4 млн баррелей нефти, общая добыча — 837 тыс. т нефти
Блок WEEM		100	Запасы — 4,8 млн баррелей, общая добыча — 498 тыс. т
Колумбия			
Блок Кондор	«ЛУКОЙЛ»	70	Готовится пробная эксплуатация поисково-разведочной скважины
Ирак			
Западная Курна-2	«ЛУКОЙЛ»	68,5	Реализация проекта приостановлена
Саудовская Аравия			
Блок А	«ЛУКОЙЛ»	80	Ведется анализ геологической информации
Венесуэла			
Хуни-3	«ЛУКОЙЛ»		Началось бурение стратиграфических скважин

Источник: Данные нефтяных компаний // Нефть России. 2009. № 1. С. 26–28.

5. Развитие переработки нефти, газового конденсата и попутного нефтяного газа

5.1. Оценка состояния нефтепереработки на современном этапе¹⁹

Нефтеперерабатывающая промышленность является ключевым звеном нефтяной отрасли в целом, поскольку нефть, в отличие от других первичных энергоресурсов (природного газа, угля) в сфере конечного потребления практически не используется в сыром виде. Нефть поступает в сферу конечного потребления лишь после переработки в виде разнообразных нефтепродуктов — моторных топлив, смазочных масел, нефтебитумов, кокса, сырья для нефтехимических производств, топочного мазута.

Основные показатели развития нефтеперерабатывающей промышленности в 2000–2008 гг. представлены в табл. 5.1.

Российская нефтепереработка в 2000-х годах развивалась в целом весьма умеренными темпами. За 8 лет (в 2008 г. по отношению к 2000 г.) объемы переработки нефти и производства моторных топлив выросли в 1,37 раза (среднегодовой темп прироста составил 4%). Имело место отставание в темпах роста нефтепереработки и по сравнению с экономическим ростом (ВВП вырос в 1,66 раза), и в сравнении с увеличением объемов нефтедобычи (рост по данному показателю составил 1,5 раза). Более быстрыми темпами по сравнению с общими отраслевыми показателями возросло производство вакуумного газойля (в 6,5 раза), прямогонного бензина (в 3,5 раза), бензинов в целом (в 1,56 раза), светлых нефтепродуктов в целом (1,46 раза), авиакеросина (1,43 раза). Наиболее низкие приростные показатели характерны для таких продуктов, как флотский мазут (рост на 4% за 8 лет), смазочные масла (5%), кокс (7%), нефтебитум (17%). Особо следует отметить низкие темпы роста выпуска автобензина (1,31 раза), которые на 6 процентных пунктов ниже показателей роста объемов переработки нефти.

¹⁹ Данный раздел подготовлен на основе материалов ОАО «ВНИПНефть».

Таблица 5.1
Основные показатели нефтеперерабатывающей промышленности
в 2000–2009 гг., млн т

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Объемы переработки сырья										
Первичная переработка нефти	173,0	178,9	185,1	190,1	195,3	207,7	220,2	228,9	236,8	235,1
Базовые потери сырья и нефтепродуктов	2,2	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3	2,2	2,2	2,2
Термическое и каталитическое крекирование сырья	20,4	20,5	20,8	22,2	22,1	23,7	24,5	26,1	26,8	н.д.
Коксование тяжелых нефтяных остатков	3,7	3,7	3,8	3,5	3,9	3,9	3,8	3,8	4,4	н.д.
Гидроочистка керосина и дизельного топлива	36,9	39,8	42,5	42,9	43,6	46,2	49,7	50,8	51,4	н.д.
Гидрокрекинг	0,6	0,7	0,7	0,8	1,0	0,0	1,2	1,1	1,3	н.д.
Каталитическое риформирование сырья, всего	17,8	18,4	18,9	19,8	20,0	20,9	22,8	23,9	23,0	н.д.
В т.ч.: для получения ароматических углеводородов	2,9	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	2,9	3,4	3,3	н.д.
для повышения октановой характеристики автобензинов	15,0	15,4	15,9	16,7	16,9	17,7	19,9	20,4	19,7	н.д.
Производство продукции										
Светлые нефтепродукты, всего	92,7	97,0	102,7	106,8	110,2	118,6	125,9	131,8	135,4	132,5
Моторные топлива, всего	83,0	84,8	88,4	90,3	93,6	100,1	107,6	110,4	113,8	111,4
В т.ч.: автобензин	27,2	27,6	29,0	29,3	30,5	32,0	34,4	35,1	35,6	36,1
Из него: Аи-92 и выше, %	41,5	47,1	49,4	53,1	56,3	59,7	68,6	74,4	77,4	н.д.
авиакеросин	6,5	7,0	6,7	7,1	7,7	8,1	9,1	9,0	9,3	8,3
дизельное топливо	49,2	50,2	52,7	53,9	55,4	60,0	64,2	66,3	68,9	67,0
Из него: малосернистое (с содержанием серы 0,1% и ниже), %	7,5	5,7	10,9	12,3	11,6	15,6	16,2	16,9	17,4	н.д.
Прямогонный бензин и бензин для химической промышленности	3,8	4,3	5,6	7,3	7,9	11,2	11,2	12,9	13,0	н.д.
Мазут (валовой выпуск), всего	57,0	58,1	63,3	63,9	63,3	67,8	72,4	78,2	81,1	80,7
В т.ч.: мазут флотский	1,0	0,8	1,0	0,9	0,6	0,8	1,1	0,9	1,0	н.д.
вакуумный газойль	1,3	1,5	2,1	2,4	3,2	4,9	6,1	6,9	8,6	н.д.
мазут топочный	49,2	50,3	54,2	54,6	53,6	56,7	59,3	62,7	63,9	62,8
Гудрон для производства нефтебитума	0,6	0,7	0,5	0,6	0,5	0,8	0,9	0,8	0,9	н.д.
Нефтебитум, всего	4,9	4,9	4,3	4,5	4,6	4,3	4,7	5,4	5,7	н.д.
Кокс нефтяной и сланцевый, всего	1,1	1,1	1,1	1,1	0,9	1,2	1,3	1,0	1,2	н.д.
Масла смазочные	2,6	2,8	2,7	2,9	2,9	2,8	3,0	2,8	2,8	н.д.
Парафины	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	н.д.
Показатели глубины переработки нефтяного сырья										
Глубина переработки статист., %	70,8	70,7	69,6	70,2	71,5	71,6	72,0	71,6	72,1	72,4
Глубина переработки расчетная, %	65,8	66,3	64,7	65,2	66,5	66,3	66,1	64,9	64,8	64,7
Выход светлых нефтепродуктов, %	53,6	54,2	55,5	56,2	56,4	57,1	57,2	57,6	57,2	56,4

Источник: Росстат, ГП «ЦДУ ТЭК».

Отмеченные особенности в динамике объемов переработки нефти и производства нефтепродуктов объясняются, с одной стороны, сложившимися тенденциями в формировании рыночного спроса, а с другой стороны, серьезными внутренними проблемами отрасли:

- высокой степенью износа основных фондов (до 80 %);
- использованием устаревших, энергоемких и экологически несовершенных технологий;
- низкой долей углубляющих процессов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование) в технологической схеме переработки нефти. В последние годы в Российской Федерации этот показатель не превышает 13% от объема первичной переработки нефти (в странах Западной Европы от 30 до 50% и выше);
- низким уровнем конверсии нефтяного сырья в более ценные продукты переработки.

Факторы организационно-экономического характера обуславливают мотивацию в политике крупных нефтяных компаний, играющих ведущую роль в отечественной нефтепереработке. Общая тенденция такова, что российские ВИНК в большей степени заинтересованы в экспорте сырой нефти и относительно простых нефтепродуктов, чем в развитии глубокой переработки сырья и повышении качества выпускаемой продукции. Данное обстоятельство отражается на динамике объемов первичной переработки сырья и по вторичным процессам. В частности, из углубляющих процессов нефтепереработки более высокие (по сравнению с первичной переработкой) темпы роста в 2001–2008 гг. характерны только для гидрокрекинга (рост в 2,2 раза), тогда как объемы каталитического и термического крекирования выросли в 1,31 раза, каталитического риформинга — в 1,29 раза, коксования — в 1,19 раза.

Как следствие, медленно повышаются глубина переработки нефти и выход светлых нефтепродуктов в расчете на перерабатываемое сырье. Так, за период 2001–2008 гг. показатель выхода светлых нефтепродуктов вырос всего на 3,6 процентных пункта (с 53,6% в 2000 г. до 57,2% в 2008 г.), а статистический показатель глубины переработки — всего на 1,2 пункта (с 70,8 до 72,1%). При этом расчетная глубина переработки, исчисленная исходя из объемов выпуска продукции за вычетом потерь и производства всех видов мазута (топчного, флотского, вакуумного газойля и проч.), снизилась на 1 пункт (с 65,8 до 64,8%).

Положительной тенденцией в развитии российской нефтепереработки следует считать постепенное повышение качества выпускаемых моторных топлив. За рассматриваемый период объемы производства высокооктанового автобензина (АИ-92 и выше) выросли в 2,4 раза, а малосернистого дизель-

ного топлива (с содержанием серы менее 0,1%) — в 3,3 раза. Соответственно, доля высокооктанового бензина в общем объеме производства карбюраторного топлива составила в 2008 г. 77,4%, а малосернистого дизельного топлива в общем объеме выпуска средних дистиллятов — 17,4%. Несмотря на увеличение выпуска товарных нефтепродуктов и дистиллятных топлив с улучшенными качественными характеристиками, наращивание производства топлив, соответствующих требованиям регламента по классам 3, 4, 5, отстает от намеченных сроков полного перехода на их выпуск.

Предприятия нефтеперерабатывающей промышленности России следует разделить на две группы: основные и неосновные. Основные предприятия производят широкую номенклатуру нефтепродуктов и продуктов нефтехимии. К основным предприятиям относятся 27 крупных нефтеперерабатывающих заводов суммарной установленной мощностью по первичной переработке (по установкам ЭЛОУ-АВТ) 255,2 млн т и фактической переработкой около 224,8 млн т сырой нефти в год (по результатам 2008 г.). Доля этих НПЗ в общероссийском объеме переработки нефти достигает 95%. Всего на нефтеперерабатывающих предприятиях России за 2008 г. переработано около 240 млн т нефтяного сырья.

Из 27 крупных НПЗ, расположенных в России 12 были пущены в эксплуатацию до 1950 г., 8 — введены в строй до 1960 г. Таким образом, 20 из 27 НПЗ работают по 50–60 лет. В состав 27 основных нефтеперерабатывающих предприятий входят 15 НПЗ топливного профиля, 4 — топливно-масляного профиля, 2 — топливно-нефтехимического профиля и 6 — топливно-масляно-нефтехимического.

К неосновным предприятиям по переработке нефтяного сырья, вносящим также существенный вклад в объем переработки, следует отнести небольшие предприятия по переработке нефти и газового конденсата мощностью свыше 1 млн т в год (ОАО «ТНК-ВР-Нижневартовское НПО», ООО «Марийский нефтеперегонный завод»).

Переработка нефтяного сырья, в основном газового конденсата, осуществляется также на заводах ОАО «Газпром» общей мощностью по сырью около 8,0 млн т в год (без учета ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»). К ним относятся Сургутский завод по переработке газового конденсата, Астраханский ГПЗ, Уренгойский завод по переработке газоконденсата, Сосногорский ГПЗ.

Размещение НПЗ по территории России крайне неравномерно. Основное количество крупных заводов сосредоточено в центральной европейской части России (4 НПЗ), в Южном федеральном округе (5 НПЗ) и в Поволжье (13 НПЗ). На Западную и Восточную Сибирь приходится 3 крупных НПЗ, на Дальний Восток — 2 НПЗ. Распределение НПЗ по федеральным округам представлено в табл. 5.2.

Таблица 5.2
Распределение крупных НПЗ по федеральным округам

Федеральный округ	НПЗ	Индекс сложности Нельсона
Центральный (4 НПЗ)	ОАО «ТНК-ВР-Рязанская НПЗ»	6,00
	ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»	6,84
	ОАО «Славнефть-Ярославский НПЗ им. Д.И. Менделеева»	2,00
	ОАО «Московский НПЗ»	4,47
Северо-Западный (2 НПЗ)	ОАО «ЛУКОЙЛ — Ухтанефтепереработка»	2,81
	ООО «Сургутнефтегаз — ПО Киришинефтеоргсинтез»	3,28
Южный (5 НПЗ)	ООО «Роснефть-Туапсинский НПЗ»	1,55
	ООО «ЛУКОЙЛ Волгограднефтепереработка»	5,91
	ЗАО «РуссНефть-Краснодарский НПЗ-КраснодарЭкоНефть»	1,93
	ООО «Объединенная нефтяная группа — Афильский НПЗ»	1,00
	ОАО «Газпром добыча Астрахань»	н.д.
Приволжский (13 НПЗ)	ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	4,70
	ОАО «Куйбышевский НПЗ»	4,82
	ОАО «Сызранский НПЗ»	4,66
	ООО «ЛУКОЙЛ-Парминефтеоргсинтез»	8,16
	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	4,41
	ОАО «ТНК-ВР-Саратовский НПЗ»	4,03
	ОАО «ТАИФ-НК»	2,85
	ОАО «Орскнефтеоргсинтез»	5,22
	ОАО «Уфимский НПЗ»	6,73
	ОАО «Уфанефтехим»	7,46
	ОАО «Ново-Уфимский НПЗ»	5,75
	ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	6,79
	ООО «Марийский нефтеперерабатывающий завод»	н.д.
Уральский (2 НПЗ)	ОАО «Сургутский завод стабилизации конденсата»	н.д.
	ОАО «ТНК-ВР- Нижнеуртовское НПО»	н.д.
Сибирский (3 НПЗ)	ОАО «Газпром нефть — Омский НПЗ»	5,91
	ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	5,42
	ОАО «Ачинский НПЗ ВНК»	2,94
Дальневосточный (2 НПЗ)	ООО «Комсомольский НПЗ»	3,78
	ОАО «НК Альянс — Хабаровский НПЗ»	2,01

Источник: ВНИПИнефть, справочник «Нефть и газ России 2008» (ОАО «ЛУКОЙЛ»).

Лидерами по объему переработки нефтяного сырья в России являются нефтяные компании ОАО «Роснефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ». От 20 до 30 млн т в год нефтяного сырья перерабатывают ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Газпром нефть», ООО «Сургутнефтегаз», ОАО «Система-Инвест».

Около 2,5% всего перерабатываемого нефтяного сырья приходится на малотоннажные установки (мини-НПЗ), общей мощностью по сырью около 6 млн т в год. В настоящее время на территории России зарегистрировано 180 мини-НПЗ различной мощностью, крупнейшие из которых: Клявлинский, Ильский, Антипинский, Стрежевской.

Максимальное количество мини-НПЗ представлено заводами мощностью до 50 тыс. т в год, причем сосредоточены они в основном в Южном, Приволжском и Сибирском федеральных округах. Заводы большей мощности (от 100 тыс. т и выше) составляют всего около 20% от всех мини-НПЗ, их максимальное количество сосредоточено в Уральском федеральном округе (табл. 5.3).

Таблица 5.3
Распределение мини-НПЗ по федеральным округам РФ

Федеральный округ	Количество мини-НПЗ						всего	%
	мощность мини-НПЗ, тыс. т /год							
	до 10	от 10 до 20	от 20 до 50	от 50 до 100	от 100 до 300	от 300		
Южный	13	20	19	2	4	2	60	54,1
Приволжский	4	3	3	1	3	2	16	14,4
Уральский	-	2	3	-	5	4	14	12,6
Сибирский	3	3	5	3	-	-	14	12,6
Сев.-Западный	-	1	1	-	-	-	2	1,8
Дальневосточный	-	-	-	-	1	1	2	1,8
Центральный	-	1	-	1	1	-	3	2,7
Итого:	20	30	31	7	14	9	111	100
%	18,0	27,1	27,9	6,3	12,6	8,1	100	

Источник: ВНИПИнефть.

Большинство мини-НПЗ включают в себя преимущественно установки АТ, зачастую не очень эффективные, которые могут рентабельно работать только с узкой линейкой продуктов (в основном это низкооктановый бензин, дизтопливо и мазут), но, тем не менее, они занимают определенную нишу в региональном обеспечении потребителей нефтепродуктами. Главным продуктом мини-НПЗ является дизельное топливо, а его основным потребителем — грузовая техника, сельскохозяйственная техника и различные промышленные установки. Товарный автобензин на мини-НПЗ может быть получен только путем компаундирования присадками.

Общая мощность предприятий по переработке нефти, включая ГПЗ и мини-НПЗ, составляет около 270 млн т в год. Фактический объем переработки нефтяного сырья по федеральным округам и НПЗ представлен в табл. 5.4.

Таблица 5.4

Фактический объем переработки нефти
по федеральным округам и НПЗ в 2005–2009 гг., тыс. т

НПЗ	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
I. Центральный ФО	35939	37025	37199	38560	37989
ОАО «ТНК — ВР — Рязанская НПК»	14038	15004	14969	15273	14373
ОАО «Славнефть—Ярославнефтеоргсинтез»	12526	12577	12611	13506	13628
ОАО «Славнефть — Ярославский НПЗ им. Д.М. Менделеева»	243	264	76	0	0
ОАО «Московский НПЗ»	9353	9619	9994	9781	9388
II. Северо-Западный ФО	21692	23671	23859	24281	24594
ОАО «ЛУКОЙЛ — Ухтанефтепереработка»	3408	3562	4147	3800	4243
ООО «Сургутнефтегаз — ПО Киришинефтеоргсинтез»	18285	20109	19712	20481	20351
III. Южный ФО	19024	21052	22302	23369	нд.
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	4072	4294	5225	5233	5221
ООО «ЛУКОЙЛ Волгограднефтепереработка»	9203	9589	9575	10708	11248
ЗАО «РуссНефть — Краснодарский НПЗ — КраснодарЗКОНефть»	2067	2354	2422	2585	2461
ООО «Объединенная нефтяная группа — Афицкий НПЗ»	1403	2511	2681	2472	2602
ООО «Газпром добыча Астрахань»	2279	2304	2398	2371	нд.
IV. Приволжский ФО	85891	90510	94737	98810	95546
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	7367	7150	7400	7355	7362
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	5851	6268	6394	6429	6679
ОАО «Сызранский НПЗ»	5511	6251	6581	6477	6386
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»	10932	11849	11928	12463	12666
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	13446	14256	16670	16969	16097
ОАО «ТНК-ВР-Саратовский НПЗ»	5704	5913	5879	6615	5751
ОАО «ТАИФ-НК»	6605	7369	7549	7669	8050
ОАО «Орскнефтеоргсинтез»	3590	4726	4930	4943	5090
ОАО «Уфимский НПЗ»	7219	7038	6545	6148	6515
ОАО «Уфанефтехим»	5907	6078	6250	7479	7590
ОАО «Ново-Уфимский НПЗ»	6018	5975	6434	6735	6641
ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	7120	6817	6796	6392	5639
ООС «Марийский нефтеперерабатывающий завод»	621	821	1381	1137	1080
V. Уральский ФО	5107	4367	4637	4622	нд.
ОАО «ТНК-ВР-Нижевартовское НПО»	1367	1360	1360	1385	нд.
ОАО «Сургутский завод стабилизации конденсата»	3740	3007	3277	3237	нд.
VI. Сибирский ФО	27908	30596	32149	34664	35057
ОАО «Газпром нефть — Омский НПЗ»	14498	16276	16498	18370	18432
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	8274	8687	9253	9526	9534
ОАО «Ачинский НПЗ ВНК»	5137	5634	6398	6768	7091
VII. Дальневосточный ФО	9471	9608	10241	10616	
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	6414	6502	7017	7293	7300
ОАО «НК Альянс-Хабаровский НПЗ»	3057	3106	3224	3323	2974
Итого по округам (крупные НПЗ)	205032	216828	225124	232921	нд.
Мини-НПЗ	2357	2901	4276	4545	6546
Прочие предприятия газовой промышленности	151	197	173	140	нд.
Всего	207540	219926	229572	237605	235559

Источник: ВНИПИнефть.

Максимальное количество переработки нефти (95,5 млн т) осуществляется на заводах, расположенных в Приволжском федеральном округе, что составляет около 40% от всего объема перерабатываемой в России нефти. Среди НПЗ самые большие объемы переработки в 2008 г. были достигнуты на ООО «Сургутнефтегаз — ПО Киришинефтеоргсинтез» (20,5 млн т), ОАО «Газпром нефть — Омский НПЗ» (18,4 млн т), ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (17,0 млн т), ОАО «ТНК-ВР — Рязанская НПК» (15,3 млн т).

Большинство НПЗ, НХК и ГПЗ России входят в состав интегрированных нефтегазовых компаний: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», ТНК-ВР, «Газпром нефть», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Газпром». Доля ВИНК в общем объеме нефтепереработки России составляет около 80%. Лидерами по объему переработки нефтяного сырья в России на сегодняшний день являются нефтяные компании ОАО «Роснефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ». От 20 до 30 млн т в год нефтяного сырья перерабатывают ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Система-Инвест». В последние годы произошло существенное перераспределение перерабатывающих мощностей между компаниями. Наиболее серьезно это отразилось на объемах переработки таких компаний как «Роснефть», «Газпром нефть», «ТНК-ВР», «РуссНефть», «Славнефть».

Характеризуя технический уровень российской нефтепереработки, следует оценить только предприятия основной группы НПЗ, так как предприятия средней мощности и мини-НПЗ отличаются от крупных производств по технологическим параметрам, по структуре технологических и поточных схем, а также по номенклатуре продукции, что не позволяет их оценивать в сопоставимых условиях. К показателям, отражающим технический уровень предприятия по нефтепереработке относятся, как правило, такие показатели, как установленная мощность предприятия, фактическая переработка нефтяного сырья, загрузка производственных процессов, доля вторичных и деструктивных процессов, глубина переработки нефти и сложность НПЗ.

Динамика изменения загрузки производственных мощностей и доли вторичных и деструктивных процессов за период 2005–2008 гг. представлена в табл. 5.5.

За период 2005–2008 гг. установленная мощность крупных российских НПЗ снизилась на 2%, но загрузка НПЗ в целом по России увеличилась до 91,2%, особенно значительное увеличение произошло в 2008 году. Загрузка по отдельным российским НПЗ изменялась в пределах от 54,5% на ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» до 123% на ООО «Роснефть-Туапсинский НПЗ» (от проектной мощности). Доля вторичных процессов на российских НПЗ увеличивается, но их фактическая загрузка имеет тенденцию к снижению. Соответственно, фактически не возрастает и глубина переработки нефти.

Таблица 5.5

Динамика изменения загрузки производственных мощностей и доли вторичных и деструктивных процессов за период 2005–2008 гг.

Показатель	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Установленная мощность, основных НПЗ России, млн т	261,15	265,36	265,44	255,2
Фактическая загрузка основных НПЗ России, млн т	205,00	216,8	225,1	232,9
Доля загрузки мощностей, %	78,5	81,7	84,8	91,26
Доля деструктивных процессов от установленной мощности НПЗ, %	18,09	18,13	18,43	20,11
Доля фактической загрузки деструктивных процессов от объема фактической переработки нефти, %	23,04	22,19	21,73	22,03
Доля вторичных процессов от установленной мощности НПЗ, %	49,82	49,7	51,16	54,15
Доля фактической загрузки вторичных процессов от объема фактической переработки нефти, %	63,42	60,84	60,33	59,34

Источник: ВНИПнефть.

Коэффициент сложности (индекс Нельсона) служит для количественной оценки относительной стоимости отдельных составляющих НПЗ. Это в большей степени стоимостной показатель, который показывает отношение стоимости различных процессов к стоимости первичной переработки нефти, а коэффициент сложности завода в целом представляет собой средневзвешенный итог коэффициентов всех установок, входящих в состав данного завода. Чем больше значение коэффициента сложности, тем выше доля вторичных процессов и больше ценных нефтепродуктов выпускается на НПЗ. В среднем по России в 2006–2007 гг. сложность НПЗ составила 4,21–4,25, а в 2008 г. — 4,45. Для сравнения: в Северной Америке — 10,2; в Европе — 7,8; в Азии — 4,9; на Среднем Востоке — 4,3; в Латинской Америке — 5,1; в Африке — 4,4; в среднем в мире — 6,7²⁹.

За последние семь лет на российских НПЗ было введено в действие 12 новых установок, позволяющих улучшить качество получаемых продуктов, и лишь 8 процессов, углубляющих переработку нефти. Перечень введенных мощностей представлен в табл. 5.6. Требования по выполнению регламента по топливам стимулируют прежде всего развитие процессов, улучшающих экологические характеристики компонентов топлив и несколько отодвигают на второй план ввод в действие процессов, углубляющих переработку нефти, т.е. процессов переработки тяжелых остатков, без которых невозможно дальнейшее развитие отрасли и увеличение глубины переработки нефти выше 80–85%.

Таблица 5.6

Ввод новых мощностей по переработке нефти на НПЗ РФ в 2003–2009 гг.

Предприятие	Установка	Мощность, млн т/год	Год пуска
ОАО «ТНК-ВР-Рязанская НПК»	Мягкий гидрокрекинг	2,9	2005
	Алкилирование серноокислотное	0,36	2006
ОАО «ТНК-ВР-Саратовский НПЗ»	Висбрекинг	0,8	2004
ОАО «Славнефть-Ярославский НПЗ им. Д.И. Менделеева»	Гидрокрекинг	2,1	2005
	Висбрекинг	1,5	2004
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»	Гидрокрекинг	3,5	2004
	Изомеризация	0,45	2007
ОАО «ЛУКОЙЛ — Ухтанефтепереработка»	Висбрекинг	0,8	2007
	Изомеризация	0,12	2009
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	Каталитический риформинг	1,0	2004
	Висбрекинг	2,4	2008
	Изомеризация	0,44	2006
ООО «ЛУКОЙЛ Волгограднефтепереработка»	Каталитический риформинг	1,0	2006
	Изомеризация	0,37	2007
	Увеличение мощности установки замедленного коксования	1,0	2008
ОАО «ТАИФ-НК»	Висбрекинг	1,8	2003
	Каталитический крекинг	0,85	2006
ОАО «Ачинский НПЗ ВНК»	Изомеризация	0,3	2007
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	Изомеризация	0,25	2004
ОАО «Уфимский НПЗ»	Изомеризация	0,25	2006
ОАО «Ново-Уфимский НПЗ»	Алкилирование	0,2	2008
ОАО «НК Альянс — Хабаровский НПЗ»	Изомеризация	0,1	2004

Источник: ВНИПнефть.

Таким образом, несмотря на определенные положительные тенденции в нефтеперерабатывающей промышленности России в 2001–2009 гг., общий уровень переработки остается ниже среднемирового. По объему переработки нефти российская нефтеперерабатывающая промышленность переместилась за последние годы на третье место, уступив Китаю. Отечественная нефтепереработка в настоящее время характеризуется недооснащенностью НПЗ современными процессами глубокой переработки нефти и высокой изношенностью основных фондов, что обуславливает низкую рентабельность производства. За последние 20 лет в России не было построено ни одного нового крупного современного НПЗ (за исключением реконструкции ОАО «ТАИФ-НК»). По качественной характеристике уровня развития вторичных процессов Россия занимает лишь 67-е место в мире. Россия остается страной, производящей максимальное количество котельных топлив и нефтепродуктов низкого качества. Доля мазута в балансе переработки нефти в России состав-

²⁹ По данным ОАО «ВНИПнефть».

ляет порядка 26% от объема перерабатываемой нефти, 64% произведенного в России мазута поставляется на экспорт, в том числе для дальнейшей переработки.

На сегодняшний день состояние технического уровня российских НПЗ не позволяет в срок выполнить требования введенного с 1 января 2009 г. технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», предусматривающего поэтапный выпуск моторных топлив, соответствующих экологическому классу автомобильной техники ЕВРО-3, 4 и 5 без технического перевооружения нефтеперерабатывающих производств.

5.2. Прогноз развития нефтеперерабатывающей промышленности России

Согласно ориентирам Энергетической стратегии России на период до 2030 года нефтеперерабатывающая промышленность в России будет развиваться опережающими темпами. При этом главным образом будет обеспечено увеличение глубины переработки нефти с текущих 72 до 83% к 2020–2022 гг. и до 89–90% к 2030 году.

Нефтеперерабатывающие заводы России имеют в своем составе практически все освоенные мировой промышленностью процессы. Однако соотношение процессов, углубляющих переработку нефти и повышающих качество топлив, к первичной перегонке значительно отстает от мировых показателей. Учитывая это, реконструкция и модернизация НПЗ будут ориентированы на опережающее развитие технологических комплексов по углублению переработки нефти и снижению удельного потребления нефти на единицу целевых продуктов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование остатков, висбрекинг, производство битумов и др.), а также на внедрение современных технологий по каталитическому риформингу бензинов, гидроочистке дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей, изомеризации и алкилированию.

Бесспорным приоритетом при развитии глубокой переработки нефти является удовлетворение потребностей внутреннего рынка. Однако при этом должна иметь место оптимизация объемов переработки нефти внутри страны, позволяющая обеспечить поставку части нефтепродуктов на экспорт.

Прогнозные показатели объемов и глубины переработки нефтяного сырья по вариантам приведены в табл. 5.7. По прогнозу практически весь прирост объемов переработки будет приходиться на нефть, поскольку в долгосрочных планах ОАО «Газпром» не предусматривается наращивание мощностей по переработке стабильного газового конденсата (с получением моторных топлив и других нефтепродуктов). Различия в объемах переработки сырья по вариантам обусловлены различиями в предстоящей динамике добычи нефти и в сценарных условиях развития отрасли.

Темпы роста объемов первичной переработки будут относительно умеренными: к концу прогнозного периода по сравнению с 2008 г. рост составит 1,16–1,31 раза (по вариантам). Но при этом будет иметь место опережающий рост выпуска целевой продукции — в 1,44–1,64 раза при более чем двукратном сокращении объемов производства топочного мазута (до 27,8–29,8 млн т против 63,8 млн т в 2008 г.). Таким образом, главный эффект в развитии отрасли с точки зрения наращивания объемов выпуска моторных топлив и других видов ценной продукции будет достигнут за счет повышения глубины переработки нефтяного сырья в соответствии с ориентирами ЭС-2030.

Таблица 5.7

Прогнозные показатели объемов и глубины переработки нефтяного сырья по вариантам

	Факт		Прогноз			
	2008 г.	2009 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)						
Объем переработки нефтяного сырья, млн т	236,8	235,1	240,6	249,5	262,5	275,5
В т.ч. стабильного газового конденсата	6,0	5,4	8,0	8,0	8,0	8,0
Статистическая глубина переработки, %	72,1	72,4	77,4	83,5	86,4	89,0
Расчетная глубина переработки, %	64,8	64,7	75,6	81,6	84,4	86,9
Вариант 2 (базовый)						
Объем переработки нефтяного сырья, млн т	236,8	235,1	242,8	254,5	277,1	299,7
В т.ч. стабильного газового конденсата	6,0	5,4	8,0	8,0	8,0	8,0
Статистическая глубина переработки, %	72,1	72,4	78,6	84,0	86,8	89,1
Расчетная глубина переработки, %	64,8	64,7	76,8	82,1	84,8	87,1
Вариант 3 (высокий)						
Объем переработки нефтяного сырья, млн т	236,8	235,1	244,9	259,8	285,3	310,8
В т.ч. стабильного газового конденсата	6,0	5,4	8,0	8,0	8,0	8,0
Статистическая глубина переработки, %	72,1	72,4	79,5	85,5	88,0	90,1
Расчетная глубина переработки, %	64,8	64,7	77,6	83,6	86,0	88,1

Одними из главных задач в развитии нефтепереработки в предстоящий период станут рационализация в размещении мощностей НПЗ и устранение существующих диспропорций, которые характеризуются данными, приведенными в табл. 5.8.

Плотность размещения НПЗ на территории России примерно в 2 раза ниже, чем, например, в США. Соответственно, возрастает и средняя дальность транспортировки — в США она составляет около 500 км, в России достигает 1500 км и более. Особенно сильно действие указанного фактора в восточных регионах страны, имеющих обширную территорию и где расположено всего лишь 7 крупных НПЗ.

Таблица 5.8
Распределение мощностей нефтепереработки по федеральным округам

	Количество НПЗ	Мощность НПЗ, млн т/год	Мощность НПЗ в расчете на душу населения, т/чел.	Мощность НПЗ в расчете на 1 млн руб. ВРП, т
Российская Федерация	31	263,7	1,86	9,48
Центральный ФО	4	46,4	1,25	4,50
Северо-Западный ФО	2	23,0	1,71	8,25
Южный ФО	5	24,7	1,08	11,36
Приволжский ФО	13	113,8	3,77	25,92
Уральский ФО	2	5,0	0,41	1,17
Сибирский ФО	3	39,4	2,02	15,18
Дальневосточный ФО	2	11,4	1,76	8,82

Примечание. Без учета мини-НПЗ.

Источник: оценки на основе данных Росстата, ГП «ЦДУ ТЭК».

Среди всех федеральных округов России наиболее перспективным для развития нефтепереработки является **Уральский федеральный округ**, для которого характерны, с одной стороны, высокий потенциал спроса на нефтепродукты (вытекающий из общего сравнительно благоприятного социально-экономического положения и возможностей для развития нефтехимии), а с другой стороны, явный недостаток собственных мощностей нефтепереработки. Последнее обстоятельство вызывает, в частности, значительные иррациональные встречные потоки по поставкам сырой нефти и нефтепродуктов, что не может не отражаться негативным образом на цене последних.

По целесообразности развития нефтепереработки следом за Уральским округом можно поставить **Северо-Западный и Сибирский округа**, несмотря на то что номинальные показатели последнего выше среднероссийских (см. табл. 5.8). В данном случае нужно учитывать фактор крайней неравномерности размещения мощностей нефтепереработки, в результате которой обширные территории Сибири и Европейского Севера оказываются вне зон рационального покрытия действующих НПЗ. Помимо этого нужно принять во внимание еще два фактора: во-первых, фактор межрегионального взаимодействия в рамках Уральского и Сибирского федеральных округов и, во-вторых, экспортный фактор, играющий очень важную роль в развитии нефтепереработки на Северо-Западе страны.

Развитие нефтепереработки на Дальнем Востоке может быть направлено на ликвидацию существующих территориальных диспропорций в размещении отрасли (Амурская область, Якутия, Сахалин, Приморский край, регионы Крайнего Севера — в основном на базе малых НПЗ) и для использования экспортных возможностей (Сахалин, Приморский и Хабаровский края — на базе крупных мощностей).

Целесообразность развития нефтепереработки в **Центральном федеральном округе**, номинально имеющем одни из самых худших показателей, в значительной степени является кажущейся. Дефицитность округа целиком и полностью определяется высоким уровнем спроса в Московском регионе, тогда как все остальные регионы, экономика которых находится в близком к депрессивному состоянию, сами по себе не представляют интереса для развития нефтепереработки. Кроме того, макрорегион, объединяющий Приволжский, Центральный и Южный федеральный округа, в целом является сбалансированным по объемам производства и потребления нефтепродуктов (включая экспорт). Указанная сбалансированность имеет надежную материальную основу в виде развитой системы продуктопроводного транспорта, связующего заводы Поволжья (от Уфы до Саратова и Нижнего Новгорода) практически со всеми потребляющими регионами, включая Москву и Московскую область.

Южный федеральный округ представляет интерес для развития нефтепереработки только с позиций экспорта продукции. Неблагоприятное социально-экономическое положение практически всех регионов юга страны сдерживает рост потребления нефтепродуктов. Кроме того, сразу в нескольких регионах юга в стадии реализации находится целый ряд проектов строительства малых НПЗ, что позволит ликвидировать существующие в настоящее время локальные дефициты мощностей.

В разрезе отдельных субъектов Федерации в качестве наиболее перспективных для развития нефтепереработки можно назвать регионы, указанные в табл. 5.9.

Целесообразность развития нефтепереработки (строительства новых НПЗ большой или средней мощности) в названных выше регионах определяется сложившейся социально-экономической ситуацией, географическим положением, существующими пространственными диспропорциями в размещении отрасли. Издержки на доставку нефтепродуктов в названные регионы с действующих заводов превышает рациональный уровень. Поэтому организация переработки нефти «на месте» с минимизацией транспортных расходов будет способствовать повышению эффективности нефтяной отрасли в целом. Ввод новых мощностей в перспективных регионах должен сопровождаться сокращением мощностей (за счет вывода из эксплуатации изношенных и устаревших технологических установок по первичной переработке нефти) наиболее крупных заводов в Приволжском ФО при одновременном повышении глубины переработки сырья на этих предприятиях и усилении нефтехимического «крыла».

Таблица 5.9

Регионы (субъекты Федерации), наиболее перспективные для развития нефтепереработки

Регион	Район	Цели
Свердловская область	Северная часть, на пересечении нефтепроводов ОАО «Сибнефтепровод» и ж.д. Екатеринбург — Серов	Самообеспечение региона. Поставка в соседние регионы
Тюменская область	г. Тобольск, п. Антипино	Самообеспечение региона. Поставка в соседние регионы. Нефтехимия
Новосибирская область	г. Барабинск	Самообеспечение региона. Поставка в соседние регионы
Калининградская область	Приморская зона	Самообеспечение региона. Экспорт
Амурская область	Тында — Сквородино, на пересечении БАМа (Транссиба) и нефтепровода ВСТО	Самообеспечение региона. Поставка в соседние регионы. Экспорт
Мурманская область	Приморская зона	Самообеспечение региона. Поставка в соседние регионы. Экспорт
Архангельская область	Приморская зона	Самообеспечение региона. Поставка в соседние регионы. Экспорт
Вологодская область	Южная или восточная часть, вблизи трассы нефтепровода Ухта — Ярославль	Самообеспечение региона. Поставка в соседние регионы
Томская область	На пересечении нефтепроводов и транспортных путей общего пользования	Самообеспечение региона. Поставка в соседние регионы. Нефтехимия (при размещении в Томске)
Кировская область	Южная часть, вблизи трассы нефтепровода	Самообеспечение региона и отчасти — соседних регионов
Псковская область	Южная часть, вблизи трассы нефтепровода	Самообеспечение региона и отчасти — соседних регионов
Республика Саха (Якутия)	На трассе строящегося нефтепровода ВСТО	Самообеспечение региона и отчасти — соседних регионов
Сахалинская область	Южная часть острова	Самообеспечение региона. Экспорт
Приморский край	На трассе строящегося нефтепровода ВСТО	Самообеспечение региона. Экспорт

Стратегическими задачами нефтяного комплекса являются максимально полная утилизация и сбережение ресурсов нефтяного попутного газа. Предусматривается, что уже к 2013–2015 гг. 95% извлекаемого НПГ будет эффективно использоваться, в т.ч. путем переработки на газоперерабатывающих заводах с разделением газа на этан, ЦФЛУ и стабильный газовый бензин. Особенно актуальным данный вопрос является для районов нового освоения Восточной Сибири, где сырьевая база углеводородов носит комплексный характер — большинство месторождений содержат нефть и газ, имеют сложный компонентный состав. Особенностью развития газопереработки в этом регионе станет использование в качестве сырья смешанного газа — НПГ и природного, что связано с комплексным характером месторождений УВС и требованиями по формированию рациональной схемы по утилизации и транспорту газа.

Широкое развитие получит нефтехимическая и газохимическая промышленность. В новых регионах добычи будут созданы крупные нефтяные комплексы, сочетающие предприятия по добыче и переработке нефти и НПГ, а также нефте- и газохимические производства.

5.3. Прогноз выпуска основных видов продукции и их качественные характеристики

Прогнозные объемы производства нефтепродуктов (табл. 5.10) определяются под влиянием следующих факторов:

- динамика объемов и структуры внутреннего спроса;
- целесообразные возможности для экспорта продукции;
- динамика объемов и глубины переработки нефтяного сырья.

К концу прогнозного периода выпуск моторных топлив возрастет в 1,6 раза по сравнению с 2008 г. (с примерно одинаковым темпом по автобензину и дизельному топливу), а производство мазута всех видов (включая товарный вакуумный газойль) сократится в 2,3–2,4 раза. Выход моторных топлив в расчете на перерабатываемую нефть возрастет с 48,2 в 2008 г. до 60,8–67,4% в 2030 г., в том числе автобензина — с 15,1 до 18,5–20,4% и дизельного топлива — с 29,1 до 36–40%. Выход мазута снизится с 34,2 до 11–12,2%.

Одновременно с увеличением объемов производства моторных топлив будет повышаться и качество выпускаемой продукции (табл. 5.11 и 5.12), что обусловливается возрастанием доли высокооктановых бензинов и низкосернистого дизельного топлива в структуре перспективного спроса.

Таблица 5.10
Прогнозные показатели объемов производства основных нефтепродуктов по вариантам, млн т

Показатель	2008 г.	2009 г.	Прогноз			
			2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)						
Производство нефтепродуктов, всего	234,5	232,9	238,3	247,2	260,1	272,9
в т.ч.: * моторные топлива	114,0	111,9	137,3	148,3	153,2	185,7
Из них: автобензин	35,7	36,1	42,8	46,2	51,2	56,2
дизельное топливо	69,0	67,0	83,3	90,1	100,1	110,2
* мазут (валовой выпуск)	81,1	80,7	56,5	43,7	38,6	33,5
Вариант 2 (базовый)						
Производство нефтепродуктов, всего	234,5	232,9	240,5	252,1	274,5	296,9
в т.ч.: * моторные топлива	114,0	111,9	140,2	149,1	154,3	187,3
Из них: автобензин	35,7	36,1	43,9	46,6	51,8	56,9
дизельное топливо	69,0	67,0	84,9	90,3	100,6	110,9
* мазут (валовой выпуск)	81,1	80,7	54,0	43,3	39,6	36,0
Вариант 3 (высокий)						
Производство нефтепродуктов, всего	234,5	232,9	242,6	257,4	282,7	308,0
в т.ч.: * моторные топлива	114,0	111,9	141,0	150,7	155,9	189,1
из них: автобензин	35,7	36,1	44,1	47,0	52,2	57,5
дизельное топливо	69,0	67,0	85,4	91,5	101,7	111,9
* мазут (валовой выпуск)	81,1	80,7	52,5	40,3	37,2	34,2

Таблица 5.11
Удельный вес автобензинов с различными октановыми характеристиками в общем объеме производства, %

Показатель	2008 г.	2009 г.	Прогноз			
			2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)						
Автобензин, всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
ОЧИ=80	22,6	16,9	4,9	4,7	4,5	4,5
ОЧИ=92	59,9	64,5	45,0	46,2	46,8	47,2
ОЧИ=95+	17,4	18,6	50,2	49,1	48,7	48,3
Вариант 2 (базовый)						
Автобензин, всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
ОЧИ=80	22,6	16,8	4,6	3,3	3,3	2,4
ОЧИ=92	59,9	64,6	45,6	44,6	45,9	44,8
ОЧИ=95+	17,4	18,6	49,8	52,1	50,8	52,8
Вариант 3 (высокий)						
Автобензин, всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
ОЧИ=80	22,6	16,9	4,4	2,4	2,3	1,8
ОЧИ=92	59,9	64,4	43,1	39,8	42,2	42,0
ОЧИ=95+	17,4	18,7	52,5	57,8	55,5	56,2

Таблица 5.12
Удельный вес дизельного топлива различного класса в общем объеме производства, %

Показатель	2008 г.	2009 г.	Прогноз			
			2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)						
Дизельное топливо, всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
>350 ppm (Ниже класса 3)	82,2	80,0	17,2	18,5	21,6	23,0
<350 ppm (Класс 3)	3,4	4,1	—	—	—	—
<50 ppm (Класс 4)	6,1	5,6	—	—	—	—
<10 ppm (Класс 5)	8,3	10,3	82,8	81,5	78,4	77,0
Вариант 2 (базовый)						
Дизельное топливо, всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
>350 ppm (Ниже класса 3)	82,2	79,9	21,1	19,0	21,6	22,9
<350 ppm (Класс 3)	3,4	4,2	—	—	—	—
<50 ppm (Класс 4)	6,1	5,6	—	—	—	—
<10 ppm (Класс 5)	8,3	10,4	78,9	81,0	78,4	77,1
Вариант 3 (высокий)						
Дизельное топливо, всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
>350 ppm (Ниже класса 3)	82,2	79,9	20,2	18,1	18,9	19,6
<350 ppm (Класс 3)	3,4	4,2	—	—	—	—
<50 ppm (Класс 4)	6,1	5,6	—	—	—	—
<10 ppm (Класс 5)	8,3	10,3	79,8	81,9	81,1	80,4

5.4. Развитие производственных мощностей нефтепереработки в России

При максимально возможной загрузке существующих мощностей объем переработки нефти на всех заводах России составляет около 263 млн т нефти в год (предельным уровнем загрузки НПЗ является 97%). Рост объемов переработки нефти и вывод части старых мощностей определяют необходимость модернизации существующих заводов и строительства новых НПЗ.

Увеличение глубины переработки нефти и выхода светлых нефтепродуктов — необходимое условие развития отрасли и нефтяных компаний. Данный факт отражен в планах развития ведущих нефтяных компаний и Правительства РФ. На основе планируемого изменения структур предприятий нефтяной промышленности и с учетом заявленных темпов реконструкции и модернизации производств представлены прогнозы увеличения данных показателей.

В соответствии с ближайшими планами нефтяных компаний будут реализованы следующие проекты, связанные с модернизацией и расширением существующих мощностей:

- ввод установки мощностью 12 млн т/год на Туапсинском НПЗ (на замену действующей установки мощностью 5,2 млн т/год);
- ввод установки мощностью 6 млн т/год на заводе «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (на замену действующей установки с доведением мощности завода до 14,1 млн т/год);
- ввод установки мощностью 4 млн т/год на заводе «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»;
- строительство установки мощностью 2 млн т/год для переработки тяжелой ярегской нефти на заводе «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка»;
- увеличение мощности Ачинского НПЗ по сырью до 8 млн т/год;
- ввод установки мощностью 5,4 млн т/год на заводе Рязанской НПК;
- увеличение мощности завода «Ярославнефтеоргсинтез» по сырью на 2 млн т/год;
- ввод второй очереди Антипинского НПЗ мощностью по сырью 2,5 млн т/год;
- ввод второй очереди Марийского НПЗ с доведением мощности завода по сырью до 3,5 млн т/год.

Планируемые к вводу на период до 2020 г. мощности комплексов по глубокой переработке нефти представлены в табл. 5.13.

Кроме установок и комплексов, которые предполагается ввести в строй на крупных НПЗ, планируется строительство и реконструкция НПЗ, не входящих в крупные ВИНК: ЗАО «Пензенский НПЗ» — 6 млн т/год (ведется проектирование); ЗАО «НафтаТранс», г. Кропоткин, — 6 млн т/год (ведется проектирование); ООО «Новошахтинский НПЗ» — 2,5 млн т/год (ведется строительство); ЗАО «Антипинский НПЗ», Тюменская обл., — 2,5 млн т/год (ведется реконструкция со строительством установок вторичной переработки нефти); ОАО «Яйский НПЗ», Кемеровская обл., — 3 млн т/год (ведется строительство); ООО «Тихорецкий НПЗ» — 1,5 млн т/год (ведется проектирование, поставка оборудования)²¹.

²¹ По данным ИГ «Петромаркет».

Таблица 5.13

Планируемые комплексы глубокой переработки нефти в России в 2009–2020 гг., тыс.т

Компания/НПЗ	Первичная переработка	Висб-хрекинг	Кат. крекинг	Гидроочистка	Коксование	Гидрохрекинг	Изомеризация	Кат. риформинг
ОАО НК «Роснефть»	28000	1800	3650+230*	25600	3200	12300	2430	3110
Комсомольский НПЗ				1700	1000	2000	30	110
Туапсинский НПЗ	8000			7200	1600	4300	600	1500
Сызранский НПЗ		1500					300	
Куйбышевский НПЗ		300	1150	1200			150	
Ачинский НПЗ ВНК					600			
Ангарская НХК			230*	3000		1000	350	
Приморский НПЗ	20000		6750+1300*	12500	4300	5000	400	1500
«СалаватНОС»		1500	1200	1300				
Омский НПЗ				2000		2500	600	
ОАО «Система-Инвест»				850	1200	1200		
Ново-Уфимский НПЗ								
ОАО «Уфанефтехим»				850	1200			
ОАО «Уфимский НПЗ»						1200		
«ЯрославНОС»				750		1500	250	
ОАО «ЛУКОЙЛ»	17000		6300	12900	1100			660
Волгоградский НПЗ	6000		2500+250*	6000	1000			
Пермский НПЗ			1800		100			
Ухтинский НПЗ	3000							
Нижегородский НПЗ	8000		2000+360*	6900				660
ОАО «Сургутнефтегаз»	17000		4600	9500		10800	475	1350
Кирришский НПЗ»	5000		1600	2000		7700		
Кирришский НПЗ-2	12000		3000	7500		3100	475	1350
ТНК-ВР			1200	3500	3000			
Саратовский НПЗ			1200	3500				
Рязанская НПК					3000			
ТАНЕКО	7000		1100	3600	1800	3200		800
Нижнекамский НПЗ				500		2000		
Нижнекамский НПЗ-2	7000		1100	3100	1800	1200		800
Московский НПЗ	5000		1000+260*	5200		3000	850	1000
«Орсинтефтеоргсинтез»		1000	1300	800			300	
Хабаровский НПЗ				1200		500		150
Афипский НПЗ	1500			1400	600	1300		

Примечание. Алкилирование.

Источник: ВНИПИнефть.

С учетом других возможных проектов, включая строительство новых НПЗ в целях рационализации размещения мощностей нефтепереработки на территории России, общий ввод новых перерабатывающих мощностей в период до 2030 г. может составить 120–180 млн т/год по сырой нефти (табл. 5.14), а мощностей вторичных процессов — 217–305 млн т/год (из них углубляющих — 106–162 млн т/год).

Таблица 5.14
Прогнозируемый ввод мощностей по переработке нефти
в 2010–2030 гг., млн т

Процесс	2010-2015 гг.	2016-2020 гг.	2021-2025 гг.	2026-2030 гг.	2010-2030 гг.
Вариант 1 (низкий)					
Первичная переработка	31,5	31,0	36,0	21,0	119,5
Вторичные процессы, всего	63,0	58,4	69,2	26,3	216,9
Каталитический крекинг	8,7	7,3	10,5	4,0	30,4
Гидрокрекинг	13,6	14,6	14,3	10,6	53,1
Термические процессы	6,3	5,2	7,8	2,8	22,1
Каталитический риформинг	3,6	3,3	4,6	2,3	13,8
Алкилирование и изомеризация	2,0	2,1	2,2	1,2	7,4
Гидроочистка	28,8	25,9	29,9	5,4	90,0
Вариант 2 (базовый)					
Первичная переработка	42,0	55,0	36,0	39,0	172,0
Вторичные процессы, всего	84,4	103,7	57,3	48,4	293,8
Каталитический крекинг	11,4	13,2	11,7	9,4	45,8
Гидрокрекинг	19,8	22,5	17,6	19,9	79,9
Термические процессы	8,4	10,1	7,4	7,7	33,6
Каталитический риформинг	4,7	6,8	3,6	5,1	20,1
Алкилирование и изомеризация	2,7	3,5	2,5	1,6	10,4
Гидроочистка	37,4	47,6	14,5	4,7	104,2
Вариант 3 (высокий)					
Первичная переработка	47,0	58,0	42,0	33,0	180,0
Вторичные процессы, всего	92,4	120,6	52,1	39,6	304,7
Каталитический крекинг	12,6	16,1	10,7	7,2	46,7
Гидрокрекинг	20,3	26,9	18,9	14,5	80,6
Термические процессы	8,7	12,0	6,1	7,5	34,3
Каталитический риформинг	5,3	6,9	4,7	4,2	21,2
Алкилирование и изомеризация	2,8	4,1	2,8	1,5	11,2
Гидроочистка	42,7	54,6	9,0	4,6	110,8

5.5. Прогноз затрат, связанных с модернизацией и строительством НПЗ, НКХ и ГПЗ

Несмотря на кризис, многие нефтяные компании обладают достаточными финансовыми ресурсами, накопленными в период нефтяного бума, для реализации планируемых инвестиционных программ. Кроме того, инвестиции в увеличение перерабатывающих мощностей и использование современных установок и технологий необходимы для выполнения принятых в стратегиях планов по увеличению глубины переработки и перехода на про-

изводство высококачественных моторных топлив, конкурентных не только в России, но и в других странах. Таким образом, можно предположить, что планируемые объемы ввода новых мощностей могут быть снижены, но незначительно.

Показатели прогнозируемых объемов инвестиций, необходимых для развития нефтеперерабатывающей промышленности, приведены в табл. 5.15.

Таблица 5.15
Прогнозируемые объемы потребных инвестиций в развитие
нефтепереработки, млрд руб. в ценах 2008 г.

Процесс	2010-2015 гг.	2016-2020 гг.	2021-2025 гг.	2026-2030 гг.	2010-2030 гг.
Вариант 1 (низкий)					
Инвестиции, всего	340,8	325,1	371,2	163,1	1200,2
• Первичная переработка	33,4	32,9	38,2	22,3	126,6
• Вторичные процессы, всего	307,4	292,2	333,1	140,9	1073,5
Каталитический крекинг	39,0	32,7	47,0	17,9	136,6
Гидрокрекинг	102,6	110,4	107,9	79,8	400,7
Термические процессы	18,3	15,2	22,8	8,2	64,6
Каталитический риформинг	8,9	8,1	11,2	5,7	33,9
Алкилирование и изомеризация	8,3	8,7	9,1	4,9	30,9
Гидроочистка	130,2	117,1	135,1	24,4	406,9
Вариант 2 (базовый)					
Инвестиции, всего	400,5	489,3	286,7	257,9	1434,3
• Первичная переработка	38,7	50,6	33,1	35,9	158,3
• Вторичные процессы, всего	361,9	438,7	253,5	222,0	1276,0
Каталитический крекинг	44,6	51,6	45,5	36,8	178,5
Гидрокрекинг	129,5	147,7	115,5	130,6	523,3
Термические процессы	21,2	25,7	18,6	19,5	85,1
Каталитический риформинг	10,0	14,5	7,7	10,9	43,0
Алкилирование и изомеризация	9,9	12,6	9,2	5,9	37,6
Гидроочистка	146,7	186,6	57,0	18,4	408,7
Вариант 3 (высокий)					
Инвестиции, всего	449,8	583,7	283,4	211,1	1528,0
• Первичная переработка	44,6	55,0	39,8	31,3	170,7
• Вторичные процессы, всего	405,2	528,7	243,6	179,9	1357,3
Каталитический крекинг	50,7	64,8	43,0	28,9	187,4
Гидрокрекинг	137,0	181,3	127,9	97,7	543,9
Термические процессы	22,7	31,2	16,0	19,7	89,6
Каталитический риформинг	11,7	15,3	10,3	9,3	46,7
Алкилирование и изомеризация	10,6	15,3	10,3	5,6	41,8
Гидроочистка	172,5	220,7	36,2	18,5	447,9

6. Развитие системы транспортировки нефти и нефтепродуктов²²

6.1. Анализ состояния системы транспортировки нефти и нефтепродуктов

Наиболее активное развитие систем магистральных нефтепроводов РФ происходило в 1960–1980 годы. В результате в настоящее время только 7% магистральных нефтепроводов находится в эксплуатации менее 10 лет, 25% нефтепроводов работают 10–20 лет, 34% — 20–30 лет и еще 34% — свыше 30 лет. При этом наиболее старые нефтепроводы (построенные до 1970 г.) вводились в эксплуатацию без активной защиты от коррозии. Сегодня около 30% нефтепроводов имеют 100-процентную амортизацию изоляционного покрытия, 17% — относятся к нефтепроводам повышенного риска.

Около 70% резервуаров, обеспечивающих технологические процессы по транспортировке и хранению нефти, также имеют возраст более 20 лет. Аналогичная ситуация сложилась в системе магистральных нефтепродуктопроводов, износ основных фондов которых достигает 80%.

В настоящее время система трубопроводного транспорта России включает:

- около 50 тыс. км магистральных трубопроводов, принадлежащих АК «Транснефть», диаметром от 420 до 1220 мм;
- около 2,5 тыс. км магистральных трубопроводов, принадлежащих нефтяным компаниям, в т.ч. иностранным (трубопроводы Уса — Ухта, Сахалин — Де-Кастри, КТК);
- около 350 тыс. км трубопроводов технологического назначения (нефте-сборные, по доставке воды для поддержания пластового давления, для транспортировки подготовленной нефти).

АК «Транснефть» обеспечивает нефтеснабжение основных НПЗ страны, экспортные поставки нефти и доступ к трубопроводным мощностям, регулируемый государством. В системе функционируют 400 станций по перекачке нефти, 1066 резервуаров для хранения нефти общей емкостью около 16 млн м³.

Система нефтепроводов «АК «Транснефть» обеспечивает более 90% поставок нефти как на внутренний, так и на внешний рынок (в том числе около 40% с перевалкой через российские морские терминалы). Основные показатели приема и сдачи нефти в АК «Транснефть» представлены в табл. 6.1.

²² Данная глава подготовлена на основе материалов АК «Транснефть» и АК «Транснефтепродукт»

Таблица 6.1

Показатели приема и сдачи нефти в АК «Транснефть»

Показатель	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Прием нефти в систему	459,3	462,6	459,6
• нефть России	436,6	440,4	436,9
• нефть Казахстана	19,1	20,1	21,3
• нефть Азербайджана	4,6	2,1	1,4
Сдача нефти	458,5	463,8	457,0
НПЗ России	202,9	209,7	217,4
Перевалка в систему КТК-Р	4,0	3,6	2,5
В ближнем зарубежье	34,8	34,2	31,6
В дальнем зарубежье	216,9	216,3	205,5
• нефть России	193,6	193,8	183,1
• нефть Казахстана	18,8	20,3	21,1
• нефть Азербайджана	4,5	2,2	1,4

Источник: АК «Транснефть».

В системе «АК «Транснефтепродукт» (с 2008 г. входит в структуры АК «Транснефть») эксплуатируются магистральные и распределительные нефтепродуктопроводы протяженностью 19,2 тыс. км (в том числе 15,2 тыс. км магистральных и 3,9 тыс. км отводов), 105 перекачивающих станций, 43 пункта налива на железнодорожный и автомобильный транспорт.

По трубопроводной системе транспортируются светлые нефтепродукты (моторные топлива) с 15 российских НПЗ. К системе МНПП подключены также два НПЗ Белоруссии (Мозырский и Новополоцкий). При этом основной объем транспортировки нефтепродуктов обеспечивается железнодорожным и автомобильным транспортом.

В 2003–2008 гг. объем автомобильных бензинов, принятых от НПЗ России в систему «АК «Транснефтепродукт», снижался, в то время как объем дизельного топлива оставался стабильным на протяжении всего рассматриваемого периода (табл. 6.2). На выходе из системы нефтепродуктопроводов «АК «Транснефтепродукт» росла доля поставок бензинов на внутренний рынок, при этом объемы поставок дизтоплива практически не менялись.

В 2008 г. с НПЗ России в систему «АК «Транснефтепродукт» принято для транспортировки 29,6 млн т светлых нефтепродуктов, из них 11,3 млн т для поставки на внутренний рынок и 18,3 млн т для поставки на экспорт. Для транспортировки на внутренний рынок было принято 2,8 млн т автомобильного бензина, 7,1 млн т дизельного топлива. Для поставки на экспорт было принято 0,4 млн т автомобильного бензина и 17,9 млн т дизельного топлива.

Таблица 6.2
Основные показатели работы АК «Транснефтепродукт»

Показатели	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Автомобильные бензины						
Прием от НПЗ России, млн т	4,4	4,3	4,3	3,2	2,6	3,1
• доля от производства*, %	20,6	20,4	19,8	13,6	9,9	22,9
Сдача российским потребителям, млн т	3,2	2,9	3,0	2,7	2,2	2,4
• доля от приема, %	76,3	68,7	69,1	83,6	84,6	88,7
Сдача на экспорт, млн т	0,8	1,0	1,3	0,3	0,2	0,4
• доля от приема, %	19,7	24,4	29,2	9,8	7,7	22,9
Дизельное топливо						
Прием от НПЗ России, млн т	21,8	21,6	21,8	22,5	22,8	25,0
• доля от производства*, %	62,1	60,0	55,3	54,0	49,6	63,8
Сдача российским потребителям, млн т	4,9	4,9	4,9	5,7	6,4	7,7
• доля от приема, %	22,6	22,7	22,5	25,7	28,0	41,9
Сдача на экспорт, млн т	16,5	16,3	17,0	16,9	17,0	17,4
• доля от приема, %	75,9	75,4	77,7	74,4	74,5	76,5

Примечание. На НПЗ, подключенных к системе МНП.
Источник: ГП «ЦДУ ТЭК».

6.2. Прогноз мощностей и степени загруженности магистральных нефтепроводов по направлениям поставки нефти на НПЗ России и внешние рынки и их соответствие потребностям отрасли

6.2.1. Прогнозный баланс нефтяного сырья для транспортировки нефти по системе магистральных нефтепроводов

Общий объем поставок нефти в систему МН и распределение на НПЗ России и экспорт представлены в табл. 6.3. Поставки нефти на НПЗ России предусмотрены с равномерным увеличением поставок нефти на переработку на НПЗ России: с 219 млн т в 2010 г. до 278 млн т в 2030 г. в базовом варианте. При этом поставки на экспорт имеют тенденцию к стабилизации в период 2015–2020 гг. и сокращению после 2020 года.

Базовый вариант (полученный на основе данных АК «Транснефть») развития мощностей магистральных нефтепроводов характеризуется следующим:

- объем транспортировки нефти на экспорт достигнет максимального уровня 271 млн т в 2020 г., а затем произойдет его снижение; в 2030 г. экспорт нефти оставит 257 млн т;
- в 2010 г. вводится ТС ВСТО-1 на участке Тайшет — Сковородино с объемом транспортировки 30 млн т в год на период 2010–2012 гг. с увеличением объема транспортировки в 2012–2020 гг. до 63 млн т;

- в 2015 г. вводится ТС ВСТО-2 на участке Сковородино — Козьмино с объемом транспортировки 35 млн т с последующим увеличением объема транспортировки к 2020 г. до 48 млн т в год для поставки нефти на экспорт через порт Козьмино и на восточные НПЗ;
- с 2010 г. начинаются поставки нефти в Китай по трубопроводу-отводу от ТС ВСТО до границы Российской Федерации;
- в 2012 г. вводится Балтийская трубопроводная система БТС-2 для транспортировки российской нефти на экспорт через порт Усть-Луга на побережье Балтийского моря в объеме 30 млн т в год. Начиная с 2015 г. годовой объем транспортировки на экспорт составит 38 млн т, и дополнительно будет поставаться 12 млн т нефти в год на ООО «КИНЕФ» по нефтепроводу-отводу от БТС-2;
- с 2011 г. начинаются поставки нефти в объеме 7 млн т на новый Нижнекамский НПЗ (ОАО «ТАНЕКО»).

Таблица 6.3

Объем поставок нефти в систему МН и распределение на НПЗ России и экспорт, млн т в год

Показатель	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Прием в систему МН	460,1	468,4	468,3	467,5	463,4	461,7	463,4	467,6	478,3	478,2	485,6
Поставки на НПЗ России*	219,7	218,7	219,1	219,5	219,9	220,3	221,9	223,5	231,6	243,4	255,2
Экспорт через МН	240,4	249,6	249,2	248,0	243,5	241,4	241,5	244,1	246,7	234,9	230,4
Вариант 2 (базовый)											
Прием в систему МН	460,1	468,4	471,8	475,3	478,7	486,2	491,3	496,6	507,5	523,9	534,9
Поставки на НПЗ России*	219,7	218,7	219,4	220,1	220,7	221,4	223,5	225,6	236,3	257,0	277,7
Экспорт через МН	240,4	249,6	252,4	255,2	258,0	264,8	267,8	270,9	271,2	266,9	257,2
Вариант 3 (высокий)											
Прием в систему МН	460,1	468,4	472,9	481,5	489,4	498,6	507,1	512,8	530,7	546,3	545,6
Поставки на НПЗ России*	219,7	218,7	219,6	220,5	221,3	222,2	224,9	227,7	241,3	264,7	288,0
Экспорт через МН	240,4	249,6	253,3	261,0	268,1	276,4	282,2	285,2	289,4	281,7	257,7

Примечание. Поставки на НПЗ включают потери при транспортировке.

6.2.2. Загрузка нефтепроводов АК «Транснефть»

На основе схем потоков нефти на переработку и на экспорт, а также загрузки магистральных нефтепроводов «АК «Транснефть» выявлены участки нефтепроводов, имеющие резерв/дефицит пропускной способности. Анализ загрузки нефтепроводов представлен в табл. 6.4.

Таблица 6.4
Анализ загрузки магистральных нефтепроводов АК «Транснефть»
в 2020 г.

№	Нефтепровод и его участки	Перекачка нефти, млн т/год	Загрузка нефтепровода, %
1. ОАО «Сибнефтепровод»			
1.	Холмогоры — З. Сургут	7,4	41
2.	Уренгой — Холмогоры, Пур-Па — Холмогоры	46,1	144
3.	Холмогоры — Клин, Холмогоры — Апрельская	80,8	113
4.	Холмогоры — Клин, Апрельская — Кучиминская (Сургут)	85	153
5.	Холмогоры — Клин, Кучиминская — Конда	30,6	63
6.	Холмогоры — Клин, Конда — Платина	50,5	90
7.	Самотлор — Нижневартовск	24	27
8.	НKK, УБИВ, Нижневартовск — Урьевские	32,5	39
9.	НKK, Урьевские — Ю. Балык, Урьевские — Ю. Балык	59,5	56
10.	С-Г-П (с резервной ниткой), Сургут — Каркатеевы	112,4	72
11.	С-Г-П, УБКУА, УБО, Каркатеевы — Ю. Балык	149,5	68
12.	С-Г-П, Ю. Балык — Конда	90	100
13.	С-Г-П, Конда — Платина	90	100
14.	УБО, Ю. Балык — Омск	25	84
15.	НKK, УБКУА, Ю. Балык — Тюмень (Торгили)	143,5	82
16.	Красноленинск — Шаим — Конда, Красноленинск — Шаим	15,3	97
17.	Красноленинск — Шаим — Конда, Шаим — Конда, Шаим — Тюмень Шаим — Конда	20,5	74
18.	Шаим — Тюмень, Конда — Тюмень (Торгили)	0,6	11
19.	Тюмень — Юргамыш, НKK, УБКУА, Тюмень (Торгили) — Юргамыш	143,5	83
2. ОАО «Центрсибнефтепровод»			
20.	Самотлор — Александровское	3	4
21.	Александровское — Анжеро-Судженск, Александровское — Раскино	9,9	23
22.	Александровское — Анжеро-Судженск, Раскино — Парабель	12,7	27
23.	Александровское — Анжеро-Судженск, Парабель Анжеро-Судженск	15,8	32
3. ОАО «Транссибнефть»			
24.	Омск — Павлодар	4,5	17
25.	Омск — Иркутск, Анжеро-Судженск — Красноярск Анжеро-Судженск — Ачинск	27,7	46
26.	Омск — Иркутск, Анжеро-Судженск — Красноярск, Красноярск — Иркутск, Ачинск — Тайшет	22,5	41
27.	Омск — Иркутск, Барабинск — Анжеро-Судженск	12	96
28.	Омск — Иркутск, Омск — Барабинск	11	99
4. ОАО «Востокнефтепровод»			
29.	Омск — Иркутск, Анжеро-Судженск — Красноярск, Красноярск — Иркутск, Тайшет — Ангарск	9,3	31
30.	ВСТО, Тайшет — Сковородино	62,4	99

Продолжение табл. 6.4

№	Нефтепровод и его участки	Перекачка нефти, млн т/год	Загрузка нефтепровода, %
5. ОАО «Уралсибнефтепровод»			
31.	ТОН-2, Омск — Юргамыш	4,5	80
32.	ТОН-2, УБКУА, НKK, Юргамыш — Ленинск	139	78
33.	ТОН-2, УБКУА, НKK, Ленинск — Уфа (Черкаassy, Нурлино)	139	77
34.	Калтасы — Языково — Салават, Калтасы — Уфа-2 Калтасы — Чекмагуш	11,9	51
35.	Калтасы — Языково — Салават, Калтасы — Уфа-2, Чекмагуш — Уфа	11,8	83
36.	Салават — Орск	3,2	67
37.	УБКУА, Уфа (Нурлино) — Альметьевск	67,9	100
38.	НKK, Уфа (Нурлино) — Самара	59	66
6. ОАО «Северо-Западные МН»			
39.	С-Г-П, Платина — Пермь	90	97
40.	Холмогоры — Клин, Платина — Пермь	50,5	96
41.	С-Г-П, Холмогоры — Клин, Пермь — Лазарева	98,9	95
42.	Холмогоры — Клин, Лазарева — Клин	38,4	100
43.	Пермь — Альметьевск	37,5	97
44.	Чекмагуш — Азнакаево	1,8	47
45.	Калтасы — Куйбышев, Азнакаево — Альметьевск-2, Альметьевск — Азнакаево — Субханкулово, Азнакаево — Альметьевск	6,2	60
46.	Альметьевск — Куйбышев-1, Калтасы — Куйбышев Альметьевск — Куйбышев	2,6	8
47.	Альметьевск — Куйбышев-2 (малая сера)	37,6	100
7. ОАО «Верхневолжскнефтепровод»			
48.	С-Г-П, Лазарева — Горький	60,5	98
49.	Альметьевск — Горький-2, 3	77,8	103
50.	Горький — Рязань-1, 2	22,8	90
51.	Рязань — Москва	5,8	105
52.	С-Г-П, Горький — Ярославль-1, 2, Горький — Ярославль	95	99
53.	Ярославль — Москва	4,5	50
8. ОАО «Северные МН»			
54.	Уса — Ухта	22	91
55.	Ухта — Ярославль (Приводино-Ярославль)	21,9	108
9. ОАО «Балтнефтепровод»			
56.	С-Г-П, Коромыслово — Палкино	64,3	99
57.	Ярославль — Кириши-1, 2, Палкино — Приморск, Ярославль (Палкино) — Кириши	94	99
58.	Кириши-Приморск, Палкино — Приморск, Кириши — Приморск	70	95
59.	С-Г-П, Палкино — Полоцк	2,4	8
10. ОАО «МН «Дружба»			
60.	Дружба-1, 2, Самара (Лопатино) — Клин	65	72
61.	Дружба-1, 2, Клин — Никольское	104,2	85

Окончание табл. 6.4 см. на стр. 110

Окончание табл. 6.4

№	Нефтепровод и его участки	Перекачка нефти, млн т/год	Загрузка нефтепровода, %
62.	Никольское — Кременчуг	0	0
63.	Дружба-1,2, Никольское — Унеча	104,3	94
64.	Дружба-1,2, Унеча — Мозырь	50,7	62
65.	Дружба-1,2, Унеча — Полоцк	5,6	72
11. ОАО «Приволжскнефтепровод»			
66.	Куйбышев — Тихорецк (малая сара), Самара — Волгоград	29,6	100
67.	Куйбышев — Лисичанск, Самара — Красноармейск	36,9	51
68.	Куйбышев — Лисичанск, Красноармейск — Суходольная	29,4	49
12. ОАО «Черномортранснефть»			
69.	Куйбышев — Тихорецк (малая сара), Волгоград — Тихорецк	20,5	74
70.	Суходольная — Родионовская	25,2	65
71.	Лисичанск — Тихорецк-1, 2, Родионовская — Тихорецк	25,2	65
72.	Баку — Тихорецк	18,3	218
73.	Тихорецк — Новороссийск-1, 2, Тихорецк — Крымская	43,4	95
74.	Тихорецк — Новороссийск-1, 2, Крымская — Новороссийск	43,3	90
75.	Тихорецк — Туалсе, Тихорецк — Хадзыженская	19,6	175
76.	Тихорецк — Туалсе, Хадзыженская — Туалсе	16,4	146
77.	Крымская — Краснодар	0,9	47
78.	Хадзыженская — Краснодар	3,2	97

Примечание. С-Г-П — трубопровод Сургут — Горький — Полоцк; УБКУА — трубопровод Усть-Балык — Курган — Уфа — Альметьевск; УБО — трубопровод Усть-Балык — Омск; НКК — трубопровод Нижневартовск — Курган — Куйбышев; ТОН — трубопровод Тюменская область — Омск — Новосибирск.

Источник: АК «Транснефть».

6.3. Прогноз мощностей магистральных нефтепродуктопроводов по направлениям поставок на внутренний и внешний рынки

Поступление нефтепродуктов с НПЗ РФ в систему МНПП в рамках базового варианта составит в 2010 г. 32,1 млн т, в 2015 г. — 45,7 млн т, в 2020 г. — 49,3 млн т, в 2030 г. — 62,1 млн т. Распределение нефтепродуктов с НПЗ производится в регионы России, Украины, Белоруссии, а также в страны дальнего зарубежья. Транспортировка нефтепродуктов на экспорт будет осуществляться через балтийские и черноморские порты, сухопутные западные границы России (табл. 6.5). Таким образом, транспортировка нефтепродуктов через систему МНПП увеличивается с 29,2 млн т в 2008 г. до 49,3 млн т в 2020 г. и 62,1 млн т в 2030 году.

Таблица 6.5

Объемы транспортировки нефтепродуктов на экспорт и внутренний рынок по нефтепродуктопроводам, млн т

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Транспорт через систему МНПП	29,2	28,9	31,8	37,2	38,7	40,3	40,9	44,8	49,0	56,0	61,6
• экспорт	17,9	18,6	20,6	24,9	26,7	28,6	29,5	33,0	37,8	43,2	47,5
• внутренний рынок	11,2	10,2	11,2	12,3	12,0	11,7	11,5	11,8	11,2	12,8	14,1
В т.ч. автобензин	2,7	2,5	2,7	3,0	2,9	2,9	2,8	2,9	2,7	3,1	3,4
диз. топливо	7,2	6,6	7,2	8,0	7,9	7,7	7,5	7,7	7,2	8,3	9,1
Вариант 2 (базовый)											
Транспорт через систему МНПП	29,2	28,9	32,1	37,7	39,6	41,4	42,0	45,7	49,3	56,4	62,1
• экспорт	17,9	18,6	20,8	25,3	27,3	29,4	30,2	33,7	38,0	43,5	47,9
• внутренний рынок	11,2	10,2	11,3	12,4	12,3	12,0	11,7	12,0	11,3	12,9	14,2
В т.ч. автобензин	2,7	2,5	2,7	3,0	2,9	2,9	2,8	2,9	2,7	3,1	3,4
диз. топливо	7,2	6,6	7,2	8,0	7,9	7,7	7,5	7,7	7,2	8,3	9,1
Вариант 3 (высокий)											
Транспорт через систему МНПП	29,2	28,9	32,1	37,8	39,7	41,6	42,2	46,0	49,8	56,9	62,7
• экспорт	17,9	18,6	20,8	25,3	27,4	29,5	30,3	33,9	38,4	43,9	48,3
• внутренний рынок	11,2	10,2	11,3	12,5	12,3	12,1	11,8	12,1	11,4	13,0	14,4
В т.ч. автобензин	2,7	2,5	2,7	3,0	2,9	2,9	2,8	2,9	2,7	3,1	3,4
диз. топливо	7,2	6,6	7,2	8,0	7,9	7,7	7,5	7,7	7,2	8,3	9,1

Объем транспортировки светлых нефтепродуктов через систему МНПП в базовом варианте на экспорт составит: в 2010 г. — 20,8 млн т, в 2015 г. — 33,7 млн т, в 2020 г. — 38,0 млн т, в 2030 г. — около 48 млн т. Такой рост будет обеспечен как за счет подключения к системе нефтепродуктопроводного транспорта нового Нижнекамского НПЗ, Волгоградского, Саратовского и Ачинского НПЗ, так и за счет прогнозируемого роста сдачи в систему нефтепродуктопроводного транспорта с уже подключенных НПЗ (в основном Ярославского, Омского, Киришского, Пермского НПЗ, НОРСИ).

Транспортировка нефтепродуктов за пределы РФ предусмотрена в страны дальнего зарубежья и СНГ. В страны дальнего зарубежья транспортировка будет осуществляться через порты Балтии (Санкт-Петербург, Приморск, Усть-Луга), порт Новороссийск, сухопутные границы.

Объем экспорта через Приморск достигнет: в 2010 г. — 6,8 млн т/год; в 2015 г. — 14,0 млн т/год, в 2020 г. — 21,0 млн т/год, чему будет способствовать реализация проекта «Север». Объем экспорта в южном направлении

(Новороссийск, проект «Юг») составит 8,1 млн т/год. В связи с вводом в эксплуатацию МНПП по проекту «Север» и реализацией проекта «Юг» произойдет уменьшение объемов сдачи экспортных нефтепродуктов на остальных экспортных направлениях.

В морской порт Санкт-Петербурга будет направлено в 2010–2020 гг. до 2,6 млрд т, на Усть-Лугу после строительства терминала — 8,7 млн т. Направление на Вентспилс при этом будет не востребовано. Наиболее востребованными экспортными направлениями транспортировки светлых нефтепродуктов будут Приморск, Усть-Луга (после строительства терминала) и Новороссийск.

Объем транспортировки светлых нефтепродуктов по нефтепродуктопроводам на внутренний рынок в базовом варианте составит в 2010 г. около 11,3 млн т, в 2015–2025 гг. — стабилизация на уровне 12 млн т. В 2030 г. объем поставок превысит 14 млн т.

6.4. Основные экспортно ориентированные нефтегазотранспортные проекты

Развитие трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов будет осуществляться адекватно росту объемов и диверсификации внешних и внутренних поставок жидких углеводородов. При этом будут решаться следующие задачи:

- дальнейшее увеличение доли трубопроводного транспорта жидких углеводородов в общем объеме транспортировки нефти и особенно нефтепродуктов;
- обеспечение условий для формирования новых нефтедобывающих регионов страны;
- обеспечение баланса между необходимыми объемами транспорта нефти и пропускной способностью транспортной системы, при котором для оперативного учета спроса на рынке транспортная система должна иметь резерв пропускной способности в каждый отрезок времени;
- уменьшение зависимости России от транзита нефти и нефтепродуктов по территориям сопредельных государств.

Основными проектами в сфере развития трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов являются:

- завершение строительства нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО) пропускной способностью 80 млн т нефти в год;
- строительство нефтепровода Унеча — Усть-Луга (БТС-2);
- развитие экспортных терминалов в городах Приморск, Усть-Луга, Находка;

- развитие системы нефтепродуктопроводов страны (вывод на проектную мощность нефтепродуктопровода «Север»; строительство нефтепродуктопровода Андреевка — Уфа — Субханкулово — Альметьевск — Кстово; строительство нефтепродуктопровода «Юг»).

Помимо трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов будет развиваться морской транспорт жидких углеводородов, в том числе из прибрежных районов российской части Арктики.

6.4.1. Развитие трубопроводного транспорта нефти

В период 2000–2009 гг. основное развитие трубопроводной инфраструктуры в сфере транспортировки нефти было обеспечено за счет реализации (по решениям Правительства РФ) ряда крупных проектов, позволяющих уменьшить зависимость от транзита по территории сопредельных государств, а также создания новых экспортных направлений.

Была построена Балтийская трубопроводная система (БТС) с нефтяным терминалом в Приморске, вышедшая к 2007 г. на производительность в 75 млн т нефти в год. Ввод в строй БТС позволил почти на 50% увеличить пропускную способность нефтепроводной сети России. Осуществлено строительство нефтепровода Суходольная — Родионовская мощностью 33 млн т, который обеспечивает транспортировку нефти в район Новороссийска, минуя территорию Украины.

В 2008 г. началась отгрузка нефти, добываемой в Тимано-Печорской НГП, через Варандейский нефтеналивной терминал, расположенный вблизи побережья Ненецкого автономного округа. Пропускная способность терминала составляет 12 млн т/год, транспортировка нефти осуществляется арктическими танкерами на европейский и североамериканский рынки.

В 2008 г. завершилось наполнение нефтью Транссахалинского трубопровода протяженностью 800 км, по которому будет осуществляться транспортировка нефти, добываемой в рамках проекта «Сахалин-2», на отгрузочный терминал Пригородное на юге острова.

Благодаря принятым мерам к настоящему времени дефицита в нефтеперекачивающих мощностях нет. Вместе с тем текущий уровень загрузки магистральных нефтепроводов в 92% не позволяет обеспечить достаточный резерв мощности системы в 20%.

В 2006–2009 гг. была построена первая очередь экспортного нефтепровода на востоке страны — Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО), без которого невозможны освоение месторождений нефти региона и выход на новые внешние рынки сбыта. Вторая очередь проекта предполагает строительство нефтепровода по маршруту Сковородино — спецморнефтепорт Козьмино. Общая протяженность нефтепровода превышает 4770 км. Строительство

второй очереди ВСТО будет завершено в 2013–2014 годах. Общая пропускная способность ВСТО составит 80 млн т нефти в год.

В 2008 г. Россией и Китаем было подписано соглашение о строительстве ответвления от ВСТО в районе Сквородино до границы с Китаем мощностью 15 млн т нефти в год.

Будет осуществлено строительство второй очереди БТС (БТС-2) от Унечи (Брянская область) до Усть-Луги (Ленинградская область) мощностью до 50 млн т в год, со строительством ответвления на НПЗ в Кириши, ориентированного на дальнейшее снижение зависимости России от стран-транзитеров.

Будет осуществлено строительство трубопровода Харьяга — Индига для развития северного направления экспортных поставок российской нефти. Протяженность линейной части нефтепровода составит около 430 км, производительность — 12 млн т нефти в год с возможностью дальнейшего увеличения.

Реализация этих проектов позволит не только обеспечить условия для разработки месторождений углеводородов в Восточной Сибири и Тимано-Печоре, но и существенно увеличит мощности АК «Транснефть» для поставки нефти в страны дальнего зарубежья, создаст новые экспортные направления и условия для диверсификации экспорта, минуя порты сопредельных государств. В частности, реализация проекта ВСТО позволит увеличить транспортировку нефти трубопроводным транспортом в восточном направлении до 12–26% и, с учетом реализации проекта Харьяга — Индига, довести удельный вес экспортных поставок нефти, минуя порты сопредельных государств, до 95%.

6.4.2. Развитие трубопроводного транспорта нефтепродуктов

В сфере развития трубопроводного транспорта нефтепродуктов будут осуществлены строительство новых и реконструкция действующих нефтепродуктопроводов. В частности, будет достроен нефтепродуктопровод Андреевка — Альметьевск, осуществлено строительство отвода от Приморска в направлении порта Высоцк, реализованы проекты «Север» и «Юг».

Наиболее масштабным проектом в сфере строительства нефтепродуктопроводной инфраструктуры является проект «Север» (нефтепродуктопровод Кстово — Ярославль — Кириши — Приморск и морской терминал в Приморске с резервуарным парком емкостью 720 тыс. м³). Его мощность составит 17 млн т в год.

В мае 2008 г. завершилось строительство первого пускового комплекса первой очереди проекта, включающего в себя нефтепродуктопровод Кстово — Ярославль — Кириши — Приморск протяженностью 1056 км и морского терминала по перегрузке светлых нефтепродуктов в порту Приморск. Мощность первой очереди проекта составляет 8,4 млн т.

Будет осуществлено строительство магистрального нефтепродуктопровода «Юг» (Сызрань — Саратов — Волгоград — Новороссийск) протяженностью 1532 км и объемом транспортировки около 11 млн т в год (табл. 6.6). Целью проекта «Юг» является создание трубопроводной системы для экспорта светлых нефтепродуктов в Западную и Южную Европу. Реализация проекта позволит значительно увеличить экспорт светлых нефтепродуктов и способствует укреплению энергетической безопасности России. В состав объектов магистрального нефтепродуктопровода входят три головные перекачивающие станции (ГПС «Журавлинская», ГПС «Саратов» и ГПС «Волгоград»), семь промежуточных перекачивающих станций (ППС), соединительные трубопроводы общей протяженностью 89 км от существующей ЛПДС «Сызрань», от Саратовского НПЗ и от Волгоградского НПЗ. Конечный пункт нефтепродуктопровода — ПНБ «Грушовая». Перевалка дизельного топлива будет осуществляться на существующих причалах ПНБ «Шехарис». Суммарная емкость резервуарных парков на объектах магистрального нефтепродуктопровода составляет 370 тыс. м³.

Таблица 6.6

Технико-экономические показатели проекта «Юг»

Показатель	Значение
Мощность нефтепродуктопровода по участкам, млн т	
Сызрань — Саратов	5,2
Саратов — Волгоград	6,2
Волгоград — Березанская	8,7
Березанская — Новороссийск	8,1
Объем транспортировки продукции от НПЗ, млн т	8,7
Омский НПЗ	2,5
Салазатнефтеоргсинтез	0,6
Самарский НПЗ	2,1
Саратовский НПЗ	1,0
Волгоградский НПЗ	2,5
Общая протяженность трассы нового нефтепродуктопровода, км	1450
Количество перекачивающих станций, ед.	10
Общий объем резервуарного парка МНПП, тыс. м ³	370,0
Объем резервуарного парка на морском терминале, тыс. м ³	160,0
Объем инвестиций, млрд руб.	54,5
Период окупаемости проекта, лет	11

В результате реализации указанных проектов мощность трубопроводной системы «АК «Транснефтепродукт» расширится с 50 до 74 млн т в год.

6.5. Прогнозные объемы производственных затрат на формирование трубопроводной инфраструктуры нефтяной отрасли

Инвестиционные затраты на реализацию мероприятий по расширению системы магистральных нефтепроводов для транспортировки нефти на НПЗ России в период 2010–2015 гг. составят 318 млрд руб. (табл. 6.7). Суммарные инвестиционные затраты на развитие системы МН «АК «Транснефть» (с учетом расширения экспортных поставок) в период 2010–2015 гг. составят 686 млрд рублей.

Таблица 6.7

Основные мероприятия по расширению системы магистральных нефтепроводов АК «Транснефть» для транспортировки нефти на НПЗ России в 2010–2015 гг.

НПЗ	Прирост объема поставки нефти*, млн т/год	Мероприятия	Стоимость, млн руб.
ОАО «ЛУКОЙЛ-Волгоградский НПЗ»	1,2	Строительство 4 км линейной части, реконструкция 2 НПС	490
Московский НПЗ	1,7	Замена труб протяженностью 22 км	964
ООО «ТАНЕКО»	7,0	Строительство 117,3 км линейной части, 1 НПО, 1 ПСП, 50 тыс. м ³ резервуарных емкостей	9344
ООО «КИНЕФ»	4,3	Строительство 107 км линейной части, 25 тыс. м ³ резерв. емкостей, реконструкция 2 НПС, замена рабочих колес на 5 НПО	6538
	12,0	Строительство 182 км линейной части, 1 НПС, 80 тыс. м ³ резервуарных емкостей	18 576
Туапсинский НПЗ	6,8	Строительство 272 км линейной части, 3 НПС, 30 тыс. м ³ резерв. емкостей, реконструкция 1 НПС, замена 14,7 км линейной части, замена рабочих колес на 5 НПС	17 325
ОАО «Рязанский НПЗ»	1,7	Строительство 235 км линейной части, 70 тыс. м ³ резервуарных емкостей	20 377
ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»	3,3	реконструкция 2 НПС, замена 13,3 км линейной части, замена рабочих колес на 9 НПС	
Восточный НПЗ (через ВСТО)	20,0	Строительство 1029,5 км линейной части ВСТО-2, 8 НПС первой очереди ТО ВСТО и 15 НПС второй очереди ТО ВСТО, 300 тыс. м ³ резервуарной емкости	244 027
Всего увеличение поставки за период 2010–2015 гг.	58,0	Строительство 1946,8 км линейной части, 20 НПС, 1 ПСП, 555 тыс. м ³ резервуарных емкостей Реконструкция 7 НПС, замена 50 км линейной части	318 241

Примечание. Прирост объема поставки нефти после осуществления мероприятий.
Источник: АК «Транснефть».

По данным АК «Транснефть», для увеличения объемов транспортировки за период 2017–2020 гг. инвестиционные затраты на расширение пропускной способности и строительство новых магистральных нефтепроводов составят 58,6 млрд рублей. Суммарные инвестиционные затраты на развитие системы МН «АК «Транснефть» в период 2017–2020 гг. составят 66,9 млрд рублей. В этот период будут проведены мероприятия по строительству и расширению магистральных нефтепроводов для транспортировки нефти:

- расширение участка Ухта — Приводино — прирост пропускной способности на 3,1 млн т нефти (стоимость — 835 млн руб.);
- расширение участка Приводино — Ярославль — прирост на 5,3 млн т (стоимость — 835 млн руб.);
- строительство нового трубопровода Артезиан — 233-й км — прирост на 10 млн т (стоимость — 1156 млн руб.);
- расширение участка 233-й км Баку — Тихорецк — прирост на 10,5 млн т (стоимость — 2437 млн руб.);
- расширение ВСТО-1 — прирост на 5,9 млн т (стоимость — 34 211 млн руб.);
- расширение участка Холмогоры — Клин на трассе Холмогоры — Апрельская — прирост на 9,8 млн т (стоимость — 881 млн руб.);
- расширение участка Унеча — Усть-Луга — прирост на 8 млн т (стоимость — 2056 млн руб.).

7. Основные направления инновационного развития в нефтяном комплексе

Развитие нефтяной отрасли России в ближайшие десятилетия будет основываться на расширении географии добычи, создании новых добывающих районов в Восточной Сибири, на шельфах арктических, дальневосточных и южных морей, повышении сложности горно-геологических и природно-климатических условий освоения и разработки месторождений. В этих условиях решение задач рентабельного вовлечения в хозяйственный оборот углеводородов с необходимым уровнем надежности, экологической и промышленной безопасности требует глубокой реконструкции и перевооружения технологической базы нефтяной отрасли на основе передовых научно-технических решений, обеспечивающих создание и внедрение высокоэффективных технологий на всех стадиях функционирования отрасли.

7.1. Перспективы внедрения современных методов оценки и разведки нефтяных месторождений в целях повышения эффективности геологоразведочных работ

Исходя из стратегических ориентиров по воспроизводству сырьевой базы нефтегазового комплекса на период до 2030 г. и учитывая современное состояние техники и технологии геологоразведки необходимо выделить следующие основные направления инновационного развития в сфере ГРП.

1. Значительное повышение роли дистанционных (аэрокосмических) методов при региональных и поисковых работах, в первую очередь в труднодоступных районах суши и акватории окраинных морей, также при экологическом мониторинге территорий разведки и добычи нефти. Для этого необходимо существенное расширение отечественной космической группировки, в том числе запуск специализированных аппаратов для изучения Земли, имеющих на борту радиолокационную и гиперспектральную аппаратуру.

2. Разработка и выпуск отечественной промышленностью при максимальном использовании научного и производственного потенциала оборонно-промышленного комплекса, нового поколения оборудования и измерительной аппаратуры для практической реализации на различных стадиях ГРП высокоточных и информативных технологий геофизических исследований

(многоволновой наземной и скважинной сейсмике, высокоточной гравиметрии, высокочастотного электромагнитного зондирования, импульсных скважинных генераторов нейтронов со спектрометрическими детекторами гамма-излучения высокого разрешения), в том числе для работы на шельфе и акваториях морей.

3. Разработка и широкое внедрение отечественного программного обеспечения для обработки геолого-геофизической информации и построения цифровых моделей геологических объектов различного иерархического уровня, в том числе с использованием суперкомпьютеров.

4. Совершенствование управления недрами на основе создания единой государственной базы информации, получаемой геологоразведочными предприятиями и недропользователями на всех этапах ГРП и разработки месторождений, разработки и введения в действие взаимосвязанной (по стадиям геологоразведочного процесса) системы технического регулирования в недропользовании.

7.2. Оценка методов разработки месторождений, направленных на повышение коэффициента извлечения нефти из недр

Основным направлением поддержания и роста добычи нефти в России в рассматриваемый период будет использование современных методов повышения нефтеотдачи пластов. На основе имеющегося опыта разработки месторождений нефти можно выделить две крупные группы методов увеличения нефтеотдачи (табл. 7.1).

Таблица 7.1
Классификация методов, направленных на повышение КИН

I. Третичные методы	
1.1. Тепловые методы	
<ul style="list-style-type: none"> • Паротепловое воздействие на пласт • Вытеснение нефти горячей водой • Внутрислоевого горение • Пароциклические обработки скважин 	
1.2. Газовые методы воздействия на пласт	
<ul style="list-style-type: none"> • Углеводородным газом • Двуокисью углерода • Азотом • Дымовыми газами 	
1.3. Химические методы вытеснения нефти	
<ul style="list-style-type: none"> • Растворами ПАВ • Растворами полимеров и другими загущающими агентами • Пенными системами • Щелочными растворами • Кислотами • Композициями химических реагентов 	
1.4. Микробиологические методы	
II. Гидродинамические методы воздействия на пласт	
<ul style="list-style-type: none"> • Гидроразрыв пласта в системе скважин • Горизонтальные скважины • Циклическое воздействие • Барьерное заводнение на газонефтяных залежах • Системное воздействие ОПЗ на пласт 	

В последние годы в России возросли объемы применения гидродинамических методов, которые относят к разряду вторичных. Активизация работ

по гидродинамическим методам положительно повлияла на динамику изменения среднего коэффициента нефтеотдачи в стране. Величина этого показателя после 2000 г. начала расти, и сейчас в соответствии с балансом запасов составляет около 0,32. Годовая добыча нефти за счет применения вторичных методов повышения нефтеотдачи составляет в последние годы 50–60 млн т.

Объемы применения третичных методов в России остаются незначительными, а дополнительная добыча нефти за счет их применения на сегодняшний день не превышает 1,5 млн т в год. В этой связи необходимо интенсифицировать использование следующих основных групп третичных методов увеличения нефтеотдачи:

- тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрискважинных экзотермических окислительных реакций);
- газовые методы (закачка углеводородных газов, углекислого газа, азота, дымовых или других газов, закачиваемых в пласт как самостоятельно, так и в смеси с жидкостями);
- химические методы (заводнение с применением ПАВ, полимерное заводнение, закачка жидких растворителей и других химических веществ);
- микробиологические методы.

Применение инновационных технологий разработки месторождений позволит обеспечить дополнительный отбор нефти из недр в объеме не менее 4 млрд т при повышении КИН на уже открытых месторождениях на 5% к 2030 году.

7.3. Направления развития новых технологий в добыче и транспорте нефти

Научно-технический прогресс является одним из ключевых факторов обеспечения намечаемых уровней нефтедобычи и повышения ее эффективности. В качестве приоритетных направлений развития новых технологий в добыче нефти следует выделить:

- разработка и повсеместное внедрение технологий и оборудования, обеспечивающих высокоэффективную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти и, в первую очередь, для условий низкопроницаемых коллекторов, резервуаров нефти с аномально низкими температурами и пластовыми давлениями, остаточных запасов нефти обводненных зон, высоковязких нефтей, запасов нефти в подгазовых зонах;
- разработка и освоение технологических комплексов по бурению и добыче на шельфе морей и континентального склона;

- совершенствование технологий сооружения и эксплуатации геологоразведочных и нефтепромысловых объектов в сложных природно-климатических условиях;
- совершенствование и широкое освоение существующих и создание новых методов воздействия на пласты и увеличения нефтеотдачи.

Развитие и широкое применение комплекса инновационных технологий, обеспечивающих эффективное освоение месторождений в мало- и низкопроницаемых коллекторах будут способствовать увеличению их относительной доли в общем объеме добычи нефти. К 2020 г. треть российской нефти будет добываться из месторождений в мало- и низкопроницаемых коллекторах.

Основными перспективными технологиями по данному направлению являются:

- комплекс технологий гидроразрыва пласта в системе скважин, ориентированный на улучшение условий фильтрации в низкопроницаемых коллекторах (селективный ГРП, ориентированный ГРП, ГРП с ограничением водопритока, поинтервальный ГРП, кислотный ГРП в карбонатных коллекторах), создание искусственной трещиноватости пород методом георыхления;
- закачка в пласт углеводородных газов (вытеснение нефти сухим газом или обогащенным газом, использование углеводородного газа, оторочки из смеси легких углеводородов);
- водогазовое воздействие путем последовательной закачки в пласт воды и углеводородного, в том числе попутного нефтяного газа;
- вытеснение нефти пенными системами, низкоконцентрированными полимерными растворами, биополимерами;
- закачка в пласт неуглеводородных газов, в первую очередь CO_2 .

Применение комплекса инновационных технологий, обеспечивающих эффективное освоение месторождений нетрадиционных видов углеводородного сырья — тяжелой (высоковязкой) нефти, природных битумов, горючих сланцев является первоочередным направлением для поддержания уровня нефтедобычи в Приволжском федеральном округе. К 2020 г. добыча нетрадиционных видов углеводородного сырья в Татарстане²¹ достигнет примерно 3,5 млн т, а к 2030 г. в России ожидается рост добычи высоковязкой нефти на уровне 15–20 млн т в год за счет вовлечения в разработку наиболее крупных залежей. В процессе разработки таких месторождений будут использованы следующие технологии:

- закачка в пласт теплоносителей (пара, парагаза, легких углеводородов — в жидкой и паровой фазах) в стационарном и циклическом режимах;

²¹ Программа освоения месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов Республики Татарстан на период до 2020 года (проект). — 2006 г.

- комплексное тепловое и физико-химическое воздействие на пласт на основе сочетания закачки пара и различных химических реагентов (термотропных неорганических и полимерных гелей, композиций на основе ПАВ);
- закачка в пласт двуокиси углерода в различных режимах (постоянная, циклическая, в оторочках);
- воздействие физическими (акустическим, сейсмоакустическим, электромагнитным и др.), в том числе в сочетании с закачкой теплоносителей, химических реагентов, газов;
- метод «холодной» добычи путем совместного извлечения из пласта песка и насыщающего его углеводородного флюида, в том числе с применением гидроразрушения породы напорной струей воды;
- метод беспламенного генерирования пара в пласте путем влажного окисления топливных суспензий, закачиваемых совместно с водой в каверны, создаваемые под продуктивными пластами;
- бесшахтный метод добычи горючих сланцев из приповерхностных месторождений;
- методы, обеспечивающие эффективную экстракцию керогена из глубоководных пластов горючих сланцев (баженовская свита);
- эффективные системы разработки залежей нетрадиционных нефтей на основе: параллельно расположенных по напластованию пар горизонтальных скважин со сквозными стволами для реализации гравитационно-термического метода добычи; сети горизонтальных скважин, пробуренных с одного вертикального ствола, кустового бурения с проходкой горизонтальных скважин в радиальном направлении; оптимального сочетания вертикальных и горизонтальных скважин различной конструкции.

Освоение остаточных запасов нефти потребует использования более сложных инновационных технологий, таких как:

- регулирование фильтрационных потоков с применением физико-химического воздействия на пласт (обработка нагнетательных скважин полимерно-гелевыми системами, комплексными полимерными суспензиями, пенами и др.);
- газовое и водогазовое воздействие, в том числе с закачкой в пласт попутного нефтяного и неуглеводородных газов;
- комплексное микробиологическое воздействие, в том числе биотехнология на основе сухого активного ила с циклической закачкой для существенного снижения обводненности продукции при добыче из карбонатных коллекторов;
- комплексные технологии на основе воздействия на пласт физическими полями (волновыми различной природы, электромагнитными);

Необходимым условием для успешного инновационного развития нефтяного комплекса РФ является создание и повсеместное применение программно-аппаратных комплексов, оборудования и приборов для управления процессом разработки месторождений, в т.ч. внедрение в практику «интеллектуальных» скважин и «умных» месторождений.

С целью повышения эффективности бурения и добычи углеводородов на шельфе арктических морей необходима реализация следующих технических и технологических решений:

- создание системы и комплексов приборной техники обеспечения разведки месторождений углеводородного сырья на акваториях морского шельфа;
- разработка технологии освоения и эксплуатации месторождений углеводородов арктических морских шельфов на основе подводных автономных технических комплексов.

В области **транспорта нефти** основными направлениями инновационного развития являются:

- создание технологий и технических средств для строительства, реконструкции и эксплуатации трубопроводных систем с оптимальными параметрами транспорта нефти и устойчивостью к воздействию естественных факторов и технологических нагрузок;
- разработка и внедрение новых импортозамещающих технологий и материалов, обеспечивающих повышение эксплуатационных характеристик труб и транспортного оборудования;
- развитие технологий и совершенствование оборудования для обеспечения надежного функционирования нефтепроводных систем, включая методы и средства диагностики и ремонта;
- создание современных методов и средств диспетчерского управления нефтепроводных систем;
- разработка технологий и технических средств сооружения и эксплуатации нефтехранилищ в районах Крайнего Севера и шельфа.

7.4. Анализ технологий переработки нефти, газового конденсата и попутного газа, направленных на оптимизацию схем глубокой переработки УВС

Основными направлениями развития нефтепереработки являются модернизация и реконструкция действующих НПЗ с опережающим развитием мощностей по углублению переработки нефти и повышению качества нефтепродуктов, а также строительство новых современных заводов для преодоления территориальных диспропорций в размещении нефтеперерабатывающих мощностей.

Повышение технического и технологического уровня отечественной нефтеперерабатывающей промышленности должно осуществляться за счет опережающего развития технологических комплексов по углублению переработки нефти и повышению качества продукции с максимальным использованием отечественных технологий переработки нефти, таких как каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование остатков, висбрекинг, а также внедрение современных технологий по каталитическому риформингу бензинов, гидроочистке дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей, изомеризации, алкилированию, гидродепарафинизации и деароматизации, получению кислородосодержащих высокоактивных добавок.

Имеющиеся разработки по приоритетным направлениям развития нефтеперерабатывающих производств, которыми владеют российские научно-исследовательские и проектные институты, ведомства и компании, должны быть доведены до практического применения, что позволит существенно снизить зависимость отрасли от зарубежных технологий и оборудования²⁴.

Повышение эффективности и конкурентоспособности российской нефтепереработки связано с развитием следующих перспективных технологий и реализацией новых технических решений:

- технологии этерификации спиртами бензолов каталитического и термического крекинга, что позволяет увеличить октановое число бензина на 7–8 пунктов при одновременном уменьшении содержания олефиновых углеводородов;
- алкилирование бензолсодержащих фракций каталитического риформинга легкими олефинами для увеличения октанового числа бензина на 1–7 пунктов при одновременном превращении бензола в алкилароматические углеводороды;
- гидрирование бензолсодержащих фракций каталитического риформинга с образованием циклогексана и метилциклопентана, что позволяет снизить содержание бензола до 0,1 % мас. без потери октанового числа;
- селективный гидрокрекинг бензиновых фракций, что позволяет повысить октановое число головных фракций прямогонного бензина на 10–15 пунктов;
- селективная гидроочистка бензинов каталитического крекинга для снижения содержания серы от 0,1–0,3 до 0,03–0,08 % мас. при сохранении высокого октанового числа;
- глубокая гидроочистка — деароматизация прямогонных дизельных дистиллятов при 5 МПа, что позволяет получать дизельное топливо, содержащее менее 0,03 серы и менее 20% мас. ароматических углеводородов;

²⁴ Прогноз научно-технологического развития Российской Федерации на долгосрочную перспективу. [Электронный ресурс]. http://mon.gov.ru/files/materials/5053/prog_ntr.pdf.

- глубокая гидроочистка — деароматизация смесей прямогонных и вторичных дизельных дистиллятов при 7–10 МПа для получения дизельного топлива «ЭЧДТ»;
- глубокое деструктивное гидрирование и гидроочистка тяжелых и вторичных дизельных дистиллятов при 15–30 МПа, что позволяет получать дизельное топливо «ЭЧДТ»;
- разработка катализаторов нефтепереработки нового поколения на основе мезопористых оксидов (материал, обладающий на порядок большей внутренней поверхностью по сравнению с существующими видами носителей при строго контролируемом размере пор);
- разработка и создание катализаторов для гидрогенизационных процессов с высокой гидрообессеривающей активностью и гидрокрекирующей способностью, высокоэффективных реагентов, адсорбентов и абсорбентов, новых видов высокооктановых кислородсодержащих добавок к бензинам, а также разработка технологий их производства;
- повышение качества дизельных топлив и авиационных керосинов на основе глубокой гидроочистки и гидродеароматизации;
- получение малосернистого котельного топлива и малосернистого сырья для деструктивной переработки;
- разработка технологии и модульного оборудования для переработки тяжелых нефтяных остатков за счет термического воздействия до 430 °С без водорода;
- разработка гидрогенизационных технологий для производства базовых компонентов масел, освоение процессов изокрекинга и изодепарафинизации;
- разработка современных пакетов присадок к топливам и смазочным маслам, на основе новейших достижений науки, в том числе с использованием нанотехнологий;
- внедрение в промышленных масштабах GTL-технологии (gas to liquid — технология конверсии природного или попутного нефтяного газа в жидкие углеводороды), что позволит сократить выбросы попутного нефтяного газа за счет производства ценных продуктов (синтетическая нефть, дизельное топливо);
- разработка и внедрение каталитической изодепарафинизации масел — новая технология производства высококачественных индустриальных масел, позволяющая увеличить выход масел на 10–15% за счет конверсии парафинов в изомеры;

- разработка и внедрение новой отечественной технологии производства оксипродуктов (высших спиртов, пластификаторов, детергентов) из олефинов (пропилена, бутенов, высших олефинов) на основе родиевых катализаторов;
- разработка и внедрение новой отечественной технологии «триолефин» производства пропилена по реакции метатезиса олефинов из этилена и 2-бутена или только этилена;
- разработка и внедрение технологии PolyDCPD производства полимера нового поколения — полидициклопентадиена из дициклопентадиена (продукт пиролиза, фракция C₂);
- разработка и внедрение технологии производства, очистки и хранения водорода из углеводородного сырья для нужд водородной энергетики;
- разработка и внедрение технологии производства продуктов из углерода с высокой добавленной стоимостью (кокса с низким содержанием серы, игольчатого кокса, углеродных наноматериалов).

7.5. Направления повышения энергоэффективности и снижения потерь в нефтяной отрасли

Технологическое развитие нефтяной отрасли будет способствовать реализации потенциала энергосбережения, позволит обеспечить снижение техногенного воздействия предприятий отрасли, а также существенно ограничить выбросы парниковых газов.

Научно-технические решения в области ресурсо- и энергосбережения будут способствовать значительному сокращению потерь на всех стадиях технологического процесса при подготовке запасов, добыче, транспортировке и переработке нефти.

Энергосбережение в нефтяном комплексе будет осуществляться по следующим основным направлениям:

в добыче нефти:

- снижение расхода нефти на технологические нужды и потери;
- повышение нефтеотдачи, оптимизация режима работы скважин, совершенствование контроля и учета нефти;

в транспорте нефти:

- реконструкция объектов нефтепроводов и системная организация технологических режимов их работы;
- сокращение потерь нефти, внедрение автоматизированных систем управления и телемеханики, улучшение технического состояния нефтеперекачивающих агрегатов, широкое внедрение резервуаров с плавающей крышей;

в переработке нефти:

- повышение глубины переработки, более полное использование газов нефтепереработки;
- автоматизация оптимального ведения режимов технологических цепочек.

Намечаемые уровни развития и технического перевооружения нефтяного сектора требуют совершенствования действующего и создания нового конкурентоспособного оборудования и материалов. При этом основной задачей государственной научно-технической политики в нефтяном секторе должно стать направление перспективного спроса российских нефтяных компаний на наукоемкую продукцию в сторону внутреннего рынка инновационных ресурсов. Решение данной задачи потребует существенного повышения технического уровня отечественного машиностроения, трубно-металлургического комплекса, химической и строительной отраслей, развития сегмента инновационно ориентированных сервисных компаний, которым предстоит значительно повысить качество производимой продукции и услуг, улучшить функциональную и энергетическую эффективность выпускаемого оборудования, обеспечить рост показателей надежности, промышленной и экологической безопасности производимой техники, материалов и работ.

Разработка, производство и внедрение передовой техники и технологий позволят продвинуться в решении проблемы импортозамещения: к концу прогнозного периода доля импорта в объеме закупаемого нефтяной отраслью оборудования должна снизиться до 3–5%²⁵.

²⁵ Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Прил. к обществ.-дел. журн. «Энергетическая политика». — М.: ГУ ИЭС. 2010. — 184 с.

8. Охрана окружающей среды и экологическая безопасность в нефтяной отрасли

Нефтяная отрасль, которая является организационно сложной эколого-экономической и производственно-технологической системой, активно и многопланово влияет на окружающую среду, что приводит к изменению условий геологической среды, водного режима, деградации биологических ресурсов, созданию парникового эффекта. Негативные последствия проявляются в локальном и региональном масштабах.

Основная задача природоохранной деятельности в нефтяной отрасли — сохранение природной среды в зоне размещения объектов отрасли, 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.

8.1. Воздействие нефтяной отрасли на окружающую среду

Негативное воздействие отрасли на окружающую среду связано в первую очередь со сжиганием попутного газа, загрязнением нефтью и нефтесодержащими жидкостями, пожарами на скважинах и трубопроводах. Значительный ущерб наносят выбросы загрязнителей в воздушный бассейн нефтеперерабатывающими заводами, источниками которых являются установки каталитического крекинга, серонзвлекающие установки, нагреватели и печи, выпускные и вентиляционные системы, факелы, хранилища сырья и готовой продукции. В результате производственной деятельности в окружающую среду поступают:

- углеводороды, сероводород, оксиды азота, сажа, оксид углерода, сернистый ангидрид — при выбросах в атмосферу;
- нефть, нефтепродукты, пластовые минеральные воды, синтетические поверхностно-активные вещества, ингибиторы коррозии и парафиноотложения, деэмульгаторы, химреагенты, буровые сточные воды, буровой шлам и другие отходы производства — при непосредственном сбросе в водные источники и размещении на поверхности почвы и закачке в подземные горизонты.

Нефтяная отрасль является одним из основных источников загрязнения окружающей природной среды. Тем не менее нельзя утверждать, что ухудшение состояния окружающей среды в Российской Федерации в последние годы происходит за счет увеличения объемов выбросов загрязняющих веществ именно предприятиями нефтяной отрасли (табл. 8.1 и 8.2).

Таблица 8.1

Объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников по видам экономической деятельности, тыс. т

Вид экономической деятельности	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Всего по Российской Федерации	20425,4	20568,4	20636,9	20103,3
<i>Добыча полезных ископаемых</i>	5629,3	5509,3	5737,9	5092,9
В т. ч. добыча нефти и НПГ; извлечение фракций из НПГ	4155,3	3673,4	3705,5	3108,8
<i>Обрабатывающие производства</i>	7249,8	7167,9	7205,1	6829,4
В т. ч. производство нефтепродуктов	803,8	727,5	794,5	781,7
<i>Транспорт и связь</i>	2085,3	2150,2	2211,1	2475,2
Из них транспортирование по трубопроводам нефти и нефтепродуктов	127,1	108,1	110,1	123,3

Источник: По материалам Федеральной службы государственной статистики «Основные показатели охраны окружающей среды» (2009 г.) и Государственных докладов «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации» (2007 г., 2008 г.).

Таблица 8.2

Объемы сброса загрязненных сточных вод в поверхностные водоемы по видам экономической деятельности, млн м³

Вид экономической деятельности	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Всего по Российской Федерации	17227,5	17488,8	17176,3	17119,5
<i>Добыча топливно-энергетических полезных ископаемых</i>	483,7	454,8	489,0	504,9
Добыча нефти и НПГ; извлечение фракций из НПГ	40,7	54,7	42,8	42,2
<i>Обрабатывающие производства</i>	3771,2	3573,0	3295,3	3269,9
В т. ч. производство кокса и нефтепродуктов	217,3	213,6	183,8	175,6
<i>Транспорт и связь</i>	137,8	107,1	103,9	83,8

Источник: По материалам Федеральной службы государственной статистики «Основные показатели охраны окружающей среды» (2009 г.) и Государственных докладов «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации» (2007 г., 2008 г.).

Приведенные данные показывают, что в 2005–2008 гг. имело место существенное снижение объемов выбросов в нефтяной отрасли (особенно в нефтедобыче). Доля добычи нефти и нефтяного газа в объеме выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от всех стационарных источников по РФ снизилась с 20,3% в 2005 г. до 15,5% в 2008 году.

Проведение хозяйствующими субъектами организационно-технических мероприятий по рациональному использованию водных ресурсов (прежде

всего техническое перевооружение и модернизация блоков оборотного водоснабжения, объем которого в 2008 г. увеличился более чем на 3%) приводит к снижению использования воды на производственные нужды в нефтеперерабатывающей промышленности (так, в 2008 г. — более чем на 20%).

В то же время в целом по нефтяной отрасли объемы использования воды на производственные нужды в 2008 г. возросли на 4,9% и составили 430 110 тыс. м³. Рост водопотребления связан с вводом в действие новых объектов и с увеличением объема воды, используемой для поддержания пластового давления. Вместе с тем по ряду компаний наблюдается устойчивое снижение значения данного показателя (так, в «Сургутнефтегазе» — на 7,5%, в «РуссНефти» — на 7%).

Объем сброса загрязненных сточных вод в водные объекты в нефтедобыче в 2008 г. снизился на 11,2% по сравнению с предыдущим годом и составил 1267 млн м³. Снижение обусловлено реализацией компаниями комплекса мер по охране водных ресурсов, в частности строительством водоочистных сооружений, объектов водоохранного значения (установок предварительного сброса воды, сточных и канализационных очистных сооружений, ливневых стоков, насосных станций очищенных стоков, сети канализации), а также использованием компаниями сточных вод с целью поддержания пластового давления. Компании «Сургутнефтегаз», «Славнефть» и «Татнефть» не производят сброс в водные объекты сточных вод, образующихся в ходе технологических процессов добычи и подготовки нефти.

В 2008 г. на предприятиях нефтедобычи образовалось токсичных отходов на 2,8% меньше по сравнению с предыдущим годом, что связано со снижением объемов добываемой нефти и с проведением работ, направленных на безопасное хранение и утилизацию накопленных и образующихся отходов в рамках выполнения компаниями своих экологических программ. На начало 2008 г. на предприятиях нефтедобычи было размещено более 5 млн т отходов, в течение года количество отходов на предприятиях сократилось на 2,4%.

В 2008 г. произошло около 23,5 тыс. порывов на внутрипромысловых трубопроводах (на 7,3% больше, чем в 2007 г.), из них около 85% — по причине коррозии. Рост числа порывов трубопроводов объясняется изношенностью основных фондов и высокой капиталоемкостью работ по реконструкции трубопроводов. Наряду с увеличением числа порывов трубопроводов наблюдалось уменьшение площади загрязненных в результате аварий земель (на 39%), что свидетельствует о более эффективном мониторинге, а также оперативном реагировании хозяйствующих субъектов на утечки нефти.

При аварийных разливах нефти возникают сильные, а порой необратимые нарушения естественного состояния природных объектов. При этом по отдельным оценкам теряется от 1,5 до 2,0% от объема добываемой нефти. Около 50% аварий происходит на магистральных газопроводах, 45% — на

нефтепроводах, 5% — на продуктопроводах. Анализ причин, вызывающих чрезвычайные ситуации, показывает, что больше всего аварий случается из-за скрытых дефектов строительно-монтажных работ (около 60%), 30% — от внешних повреждений, 10% — из-за коррозии металлов.

8.2. Государственная экологическая политика в нефтяной отрасли

Основной целью государственной экологической политики является улучшение качества окружающей среды, экологических условий жизни человека. Для достижения этой цели должна быть сформирована сбалансированная экологически ориентированная модель развития экономики в целом, включая такую важную отрасль, как нефтяная. Это подразумевает постепенную ликвидацию накопленного вреда и восстановление природной среды и ее отдельных компонентов, а также снижение негативного воздействия в сфере природопользования, создание экологически конкурентных производств.

Конкретные цели и задачи в области охраны окружающей среды определены в основополагающих стратегических документах: «Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года» и «План действий Правительства Российской Федерации до 2012 года». Так, в соответствии с положениями данных документов к 2012 г. должны быть сокращены объемы загрязнения воздуха и водоемов, а также образование отходов — на 20% (по сравнению с уровнем 2008 г.).

Соответственно, должны быть найдены и задействованы экономические механизмы регулирования и охраны окружающей среды, разработаны мероприятия по достижению сформулированных целей — организационные, технологические и научно-технические, а также мониторинг состояния окружающей среды. Поскольку объекты нефтяной промышленности в своей хозяйственной деятельности оказывают техногенное воздействие на все компоненты природной среды, то и мероприятия должны быть направлены:

- на снижение уровня загрязнения почв и земельных ресурсов;
- снижение уровня загрязнения поверхностных вод;
- обеспечение охраны морской среды и выполнение международных обязательств Российской Федерации на море;
- обеспечение сохранения редких и находящихся под угрозой исчезновения объектов животного мира;
- снижение уровня загрязнения атмосферного воздуха.

Важное значение в природоохранной сфере имеют организация работ и общие мероприятия. Среди них на уровне предприятий и компаний значимы:

- экологический мониторинг (контроль источников выбросов, сбросов, полигонов отходов, качества компонентов природной среды в соответствии с графиками, согласованными с контролирующими органами);
- формирование банка данных о техническом состоянии предприятий и магистральных нефтепроводов и классификация выявленных дефектов;
- комплексный анализ выполнения природоохранных мероприятий;
- подготовка высококвалифицированных специалистов;
- разработка и оснащение современным аналитическим оборудованием подразделений, занимающихся экологической деятельностью.

Возможность успешной реализации природоохранных мероприятий взаимосвязана с широким кругом вопросов законодательно-нормативной сферы, системой управления и состоянием экономики, общим техническим прогрессом и энергоэффективностью.

Особая роль должна принадлежать системе природопользования на федеральном и региональном уровнях. Обеспечение экологической безопасности при развитии и функционировании объектов нефтяной отрасли в значительной степени зависит от совершенствования техники и технологии производственных процессов, научного обеспечения управленческой деятельности, рациональной организации труда на основе стимулирования и использования научного и информационно-аналитического потенциала.

В 2008 г. продолжалась работа по созданию в отрасли систем менеджмента экологической безопасности в соответствии с международными стандартами.

Инвестиции в охрану окружающей среды в отрасли в 2008 г. увеличились на 40,1% по сравнению с предыдущим годом и составили 8,2 млрд рублей. Текущие природоохранные затраты возросли на 1,7%. Экологические платежи за выбросы в атмосферу, сбросы в водные объекты, хранение отходов хозяйствующими субъектами нефтеперерабатывающей отрасли в 2008 г. уменьшились на 8,9%²⁶.

8.3. Мероприятия по снижению выбросов вредных веществ в атмосферу

Для предотвращения загрязнения воздушной среды на предприятиях отрасли постоянно реализуется комплекс мероприятий, проводится контроль состояния атмосферного воздуха. Наряду с экологическим и геоэкологическим мониторингом, инвентаризацией источников загрязнения на

²⁶ Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации» 2008 г. [Электронная версия]. http://www.mnr.gov.ru/files/part/7928_gosdoklad.rar.

объектах нефтяной отрасли уделяется большое внимание замене и модернизации оборудования с целью повышения его экологической безопасности, в том числе:

- режимно-наладочным работам на котельном оборудовании, печах;
- герметизации технологического оборудования, установок;
- ремонту печей, дымовых труб, систем вентиляции;
- монтажу понтонов на резервуарах;
- оснащению эстакад налива ароматических углеводородов в железнодорожные цистерны устройствами герметичного налива с блоком регенерации паров углеводородов;
- применению установок улавливания легких фракций;
- строительству и вводу в эксплуатацию объектов для утилизации попутного нефтяного газа.

В целях сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на нефтеперерабатывающих предприятиях выполняются: монтаж понтонов на резервуарах; модернизация и замена технологических печей; внедрение системы снижения выбросов NOx в дымовых газах технологических печей; проектирование блоков рекуперации паров углеводородов; оборудование резервуарных парков плавающими крышами-понтами; замена стальных понтонов на алюминиевые; замена горелок на технологических печах установок; организация производства экологически безопасных видов топлива.

Экологическая эффективность при добыче топливно-энергетических ресурсов связана с комплексным освоением месторождений путем вовлечения в хозяйственный оборот всех сырьевых компонентов, среди которых наибольшее значение имеет нефтяной попутный газ. Его сжигание на факелах оказывает заметное влияние на качество атмосферного воздуха, являясь одновременно элементом выброса парниковых газов. Продукты его сгорания представляют собой потенциальную угрозу нормальному функционированию человеческого организма на физиологическом уровне. Реализуется план мероприятий по организации контроля за рациональным использованием НПП, разработанный и утвержденный Росприроднадзором в 2007 году.

В качестве одного из значимых мероприятий предлагается внедрить технологию преобразования НПП в диметиловый эфир, который рассматривается как идеальное экологически чистое дизельное топливо на перспективу. При этом процесс по преобразованию не требует энергии от внешних источников, исключает сжигание НПП и улучшает экологию в местах добычи, обеспечивает получение прибыли от продажи диметилового эфира. Технологическое решение этой проблемы предусматривает прежде всего рециркуляцию си-

стем нефтесбора с использованием мультифазных насосов для перекачки газов совместно с нефтяными фракциями.

С целью снижения уровня образования парниковых газов предлагается модернизация камер сгорания и замена устаревших газоперекачивающих агрегатов.

К перспективным методам использования НПГ, особенно на месторождениях с небольшими запасами нефти, следует отнести внедрение малогабаритных установок подготовки и переработки углеводородного сырья с использованием газопоршневых электро- и теплоагрегатов, а также расширение применения на нефтепромысловых резервуарных парках высокоэффективных систем компрессорного типа для улавливания легких фракций углеводородов.

Успешное решение проблемы использования НПГ может быть достигнуто путем разработки действенных экономических регуляторов, направленных на гармонизацию интересов экономики и экологии.

8.4. Мероприятия по охране подземных и поверхностных водных источников

Существенное воздействие на гидросферу оказывают предприятия по производству нефтепродуктов. Это определяет необходимость масштабных водоохраных и водосберегающих мероприятий в данном виде деятельности.

Предотвращение утечек жидкостей с помощью новейшего проектирования, контроля технологических процессов и производственной дисциплины являются основными направлениями современного подхода к управлению сбросами сточных вод на НПЗ.

Снижение объемов сбрасываемых в природные водоемы загрязненных сточных вод в 2005–2008 гг. предприятиями нефтепереработки достигнуто за счет использования локальных сооружений очистки сточных вод. Сепарация для разделения воды и нефти и частичная очистка сточных сбросов являются важнейшим этапом полной утилизации воды для промышленных целей, охлаждения и пожаротушения, а также запитки котлов. Новые способы очистки путем использования мембранной технологии и метода обогащения кислородом, внедрение независимых и замкнутых дренажных систем, использование избыточного тепла для испарения стоков и выделения конденсатов ведут к управлению водопользованием на «нулевом уровне стоков».

В нефтедобывающей отрасли ежегодно выполняется комплекс мероприятий по снижению объемов сброса загрязненных стоков, поддержанию стабильной работы и совершенствованию очистных сооружений. Целесообразно:

- расширять на месторождениях применение систем замкнутой циркуляции промышленных вод;

- обеспечить нормативную очистку стоков с использованием вибросит, центрифуг и других высокоэффективных методов;
- внедрять безамбарные способы и подземное захоронение высокоминерализованных отходов бурения.

В перспективе компании должны уделять еще большее внимание: созданию и поддержанию в работоспособном состоянии стационарных нефтеулавливающих сооружений, боновых заграждений, биопрудов с целью предотвращения загрязнения водных объектов нефтью; внедрению комплекса мероприятий по снижению числа порывов на внутрипромысловых трубопроводах.

Для предотвращения аварийных ситуаций на объектах нефтедобычи проводится: антикоррозионное покрытие внутренних поверхностей трубопроводов; закачка ингибиторов коррозии в трубопроводы; антикоррозионный мониторинг трубопроводов; дефектоскопия оборудования и трубопроводов; замена стальных труб на коррозионно-стойкие трубы; создание специализированных подразделений для ликвидации аварий и их последствий; систематическое проведение учений, ремонта и обновления средств сбора и локализации разливов нефти.

Вовлечение в хозяйственный оборот углеводородных запасов шельфовых месторождений России, являющихся уникальным национальным резервом обеспечения энергетической безопасности страны, ставит задачи по решению новых сложных проблем рационального природопользования, обусловленных экстремальными природно-климатическими условиями, высокими рисками и уровнями природоохранных затрат, недостаточной изученностью и ограниченностью исходной информации для принятия решений.

Так, обеспечение природоохранных нормативов (в т.ч. международных правил) при разработке шельфовых месторождений углеводородов потребует создания мобильной системы производственного экологического мониторинга, оснащенной комплексом метеорологического наблюдения за природно-климатическими параметрами, а также специальными постами наблюдения за состоянием биоты и уровнями загрязнения в зоне добычи и транспортировки нефти и нефтепродуктов.

Особого внимания требуют мероприятия по обеспечению экологической безопасности при строительстве и эксплуатации трубопроводов, располагающихся в морских акваториях, где ликвидация аварий представляет сложный технологический процесс, а последствия воздействия выбросов нефти могут привести к масштабным поражениям морских организмов и прибрежной биоты, нанесению значительного экономического ущерба рекреационным зонам.

Развитие портовых комплексов по перевалке углеводородов и продуктов их переработки и соответствующего водного транспорта вызывает необхо-

димность создания новой системы оценки и поддержания экологической безопасности в этой сфере.

При строительстве портов обычно используется бассейновый принцип оценки современного состояния фауны и флоры. Еще до начала строительства это позволяет выявить антропогенную нагрузку, определить потенциальные резервы развития рекреации и сельского хозяйства. С помощью модели можно оценить источники и стоки поллютантов применительно к состоянию лесных экосистем и акваторий, оценить природный экологический фон и антропогенные нагрузки, связанные с развитием сельского хозяйства и промышленности.

В случае исчерпанности нейтрализующих способностей природы или нахождения их на пределе толерантности компонентов биоты потребуются проведение системы мероприятий, связанных со значительным объемом капитальных вложений и эксплуатационных расходов. В ряде случаев эти инвестиции становятся сравнимы с традиционно принимаемым в рассмотрение уровнем при составлении планов строительства портовых мощностей.

8.5. Мероприятия по снижению выбросов вредных веществ в почву

Серьезный ущерб окружающей среде наносится разливами нефти и пластовой воды вследствие порывов трубопроводов. Темпы утилизации отходов остаются низкими, планы крупномасштабного использования отходов не реализуются.

Для снижения техногенного воздействия на почву проводятся научно-исследовательские работы, разрабатывается регламентирующая документация, осуществляются специальные мероприятия:

- работа по сокращению образования отходов нефтедобычи и увеличению объемов их утилизации;
- выполнение работ, направленных на утилизацию накопленных и безопасное хранение вновь образующихся отходов;
- разработка и реализация программ строительства сети полигонов по утилизации нефтешламов на основных узлах подготовки нефти;
- монтаж и поддержание работы установок по отмывке нефтезагрязненных грунтов и нефтешламов и систем очистки бурового раствора и шлама.

Весомое сокращение вредного воздействия на окружающую среду возможно путем внедрения комплексной переработки нефтесодержащих шламов, накапливающихся в технологическом оборудовании (сепараторах, бул-литах, отстойниках, электрогидраторах, резервуарах).

В сфере транспортирования по трубопроводам нефти и нефтепродуктов в целях создания надежной информационной базы природоохранных (водоохраных) мероприятий в компании «Транснефть» сформирован банк данных о техническом состоянии магистральных нефтепроводов и разработана классификация выявленных дефектов. Это позволяет концентрировать и с максимальной эффективностью использовать финансовые ресурсы и технические средства для устранения указанных дефектов.

В дочерних обществах компании «Транснефть» разработана, внедрена и сертифицирована Система экологического менеджмента с получением обществами в 2004 г. международных сертификатов DQS и IQNet соответствия стандарту ИСО 14001. В соответствии с планом аудитов 2007 г. в «Транснефти» подтверждено полное соответствие Системы экологического менеджмента компании требованиям международного экологического стандарта.

На арктических территориях со сложными геолого-географическими условиями, где необходимо устанавливать особый режим природопользования, к радикальным мерам по снижению уровня негативных природоохранных факторов следует отнести технически допустимое снижение земельных отводов во временное и постоянное пользование, сопровождаемое внедрением прогрессивных методов бурения и расположения скважин, технологий блочно-модульного строительства промышленных сооружений, опережающей прокладкой автомобильных дорог и подготовкой строительных площадок, преимущественное производство строительно-монтажных работ на вечной мерзлоте только в зимний период.

Для восстановления нарушенных территорий в зонах вечной мерзлоты перспективны технологии технической рекультивации, а также методы инженерно-биологической стабилизации трубопроводных систем.

Практика строительства объектов трубопроводного транспорта показала, что существенную роль в повышении экологической надежности играют организация строительно-монтажных работ с применением новой высокопроизводительной техники, проведение буровзрывных работ кустовым методом на горно-лесистых участках, применение новых сварочных технологий и методов прокладки подводных переходов, являющихся наиболее уязвимыми участками.

Важным этапом предотвращения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций является организация постоянного высокоточного технического и экологического мониторинга с выявлением дефектов и повреждений, оценкой и прогнозированием возможного предаварийного состояния трубопровода по результатам диагностики с использованием наземных и аэрокосмических методов наблюдения, применения внутритрубных магнитных и ультразвуковых дефектоскопов нового поколения.

Развитие трубопроводного транспорта потребует создания и усиления действующей на основе зонального плана интегрированной системы по предотвращению и ликвидации последствий разливов нефти, оборудованной эффективными техническими средствами, высокопроходным транспортом, не нарушающим хрупкие почвы севера, необходимыми материалами и средствами локализации нефтяных пятен.

Внедрение способов уничтожения и утилизации нефтешламов, оседающих на дне резервуаров, лагун и флотационных установок, является важнейшей технологической проблемой для НПЗ, где их образование в среднем составляет до 0,5% от пропускной способности по сырой нефти, что в 15–20 раз выше аналогичных показателей западноевропейских заводов. Это указывает на значительный технологический резерв по экологически безопасному обращению с отходами.

В качестве превентивных мер возможны использование замкнутых дренажных систем, контроль утечек, рациональная эксплуатация отходообразующих производственных процессов, внедрение технологий частичного или полного извлечения из нефтешлама углеводородных фракций, а также ванадия, никеля, железа и других ценных компонентов.

Изменение структуры и качества выпускаемых нефтепродуктов может весьма положительно сказаться на экологических показателях потребителей, основным итогом чего станет снижение негативного воздействия выбросов в атмосферный воздух городов с выхлопными газами автомобилей и других видов транспорта, потребляющих низкокачественное топливо. Рост производства высокооктанового неэтилированного бензина, малосернистого дизтоплива, стойких экологических сортов масел и других присадок, соответствующих мировым стандартам качества (ISO 9000), позволит снизить на 40–50% выброс высокотоксичных веществ и парниковых газов от автотранспортных средств.

8.6. Прогноз воздействия нефтяной отрасли на окружающую среду

Показатели, характеризующие воздействие нефтяной отрасли на окружающую среду в рассматриваемой перспективе, для каждого из прогнозных вариантов приведены в табл. 8.3–8.5.

Прогнозные оценки объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и сброса загрязненных сточных вод в водоемы выполнены из предположения, что средние удельные показатели в отрасли к концу периода должны приблизиться к значению показателей, которые имеют в настоящее время нефтяные компании с лучшими достижениями в этой сфере.

Таблица 8.3
Прогноз выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников, тыс. т

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Нефтедобывающая промышленность	3109	3075	3004	2928	2834	2733	2662	2607	2376	2063	1821
Нефтеперерабатывающая промышленность	782	748	721	694	669	645	625	605	516	447	366
Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов	123	118	117	115	112	109	107	106	94	80	70
Итого по отрасли	4014	3941	3841	3738	3616	3487	3394	3318	2987	2590	2277
Вариант 2 (базовый)											
Нефтедобывающая промышленность	3109	3075	3027	2980	2933	2887	2833	2781	2532	2279	2030
Нефтеперерабатывающая промышленность	782	748	721	696	671	648	629	611	527	472	420
Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов	123	118	118	117	116	115	114	113	100	89	78
Итого по отрасли	4014	3941	3867	3793	3721	3650	3577	3505	3159	2840	2528
Вариант 3 (высокий)											
Нефтедобывающая промышленность	3109	3075	3035	3021	3002	2965	2930	2878	2656	2386	2075
Нефтеперерабатывающая промышленность	782	748	722	697	673	650	633	616	538	486	435
Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов	123	118	118	119	119	118	118	117	105	93	80
Итого по отрасли	4014	3941	3875	3836	3793	3733	3681	3611	3298	2964	2590

Объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в низком варианте прогноза к 2020 г. снизятся в 1,34 раза, к 2030 г. — в 1,76 раза. Более высокие уровни выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в базовом и высоком вариантах прогноза обусловлены ростом производственных показателей отрасли по всей технологической цепочке.

В настоящее время основная доля сброса загрязненных сточных вод в поверхностные водоемы приходится на нефтепереработку. Вместе с тем в отрасли существует колоссальный резерв снижения данного рода воздействия на окружающую среду за счет реконструкции и модернизации очистных сооружений. В прогнозном периоде предполагается кратное снижение объемов загрязнений в нефтеперерабатывающей промышленности: в низком варианте — более чем в 9 раз, в базисном и высоком — соответственно в 8,4 и 8 раз. В целом по нефтяной отрасли снижение сброса загрязненных сточных вод в поверхностные водоемы к 2030 г. составит 67–70%.

Таблица 8.4

Прогноз сброса загрязненных сточных вод в поверхностные водоемы, млн м³

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)											
Нефтедобывающая промышленность	5,0	5,0	4,9	4,8	4,7	4,5	4,4	4,4	4,1	3,7	3,4
Нефтеперерабатывающая промышленность	175,6	153,4	135,1	118,9	104,7	92,1	81,5	72,2	25,0	22,0	19,3
Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов	83,8	85,5	85,0	83,6	81,8	79,7	78,6	78,0	70,3	60,8	54,0
Итого по отрасли	264	244	225	207	191	176	165	155	99	86	77
Вариант 2 (базовый)											
Нефтедобывающая промышленность	5,0	5,0	4,9	4,9	4,8	4,8	4,7	4,7	4,4	4,1	3,7
Нефтеперерабатывающая промышленность	175,6	153,4	135,2	119,2	105,0	92,6	82,1	72,8	25,4	23,2	21,0
Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов	83,8	85,6	85,7	85,2	84,7	84,2	83,8	83,3	75,0	67,2	60,3
Итого по отрасли	264	244	226	209	195	182	171	161	105	94	85
Вариант 3 (высокий)											
Нефтедобывающая промышленность	5,0	5,0	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,8	4,6	4,3	3,8
Нефтеперерабатывающая промышленность	175,6	153,4	135,3	119,4	105,3	92,9	82,6	73,5	26,0	23,9	21,8
Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов	83,8	85,6	85,9	86,3	86,6	86,4	86,5	86,1	78,4	70,2	61,7
Итого по отрасли	264	244	226	211	197	184	174	164	109	98	87

Таблица 8.5

Прогноз выбросов парниковых газов от сжигания попутного газа, млн т

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Вариант 1 (низкий)	38	30,3	22,5	14,3	9,6	8,7	8,7	8,8	9,2	9,0	9,0
Вариант 2 (базовый)	38	30,3	22,6	14,4	9,8	9,1	9,2	9,2	9,8	10,1	10,2
Вариант 3 (высокий)	38	30,3	22,7	14,6	10,0	9,3	9,5	9,6	10,4	10,6	10,6

Основным направлением сокращения выбросов парниковых газов будет снижение объемов сжигания попутного нефтяного газа. Доведение уровня утилизации НПГ к 2012 г. до 95% позволиткратно сократить выбросы парниковых газов по сравнению с текущими значениями.

9. Основные технико-экономические показатели реализации Нефтяной стратегии

9.1. Основные технико-экономические показатели нефтяной отрасли

Основные технико-экономические показатели работы нефтяной отрасли РФ представлены в табл. 9.1. Имеет место тенденция роста добычи насосным способом и снижения добычи фонтанным способом. Начиная с 2004 г. повысился уровень дебитов скважин и стабилизировался на уровне 10,1–10,3 т/сут. С 2004 г. растут объемы эксплуатационного бурения на нефть. Уровень использования НПГ остается нестабильным: в 2008 г. этот показатель составил 75,9%.

Таблица 9.1

Основные технико-экономические показатели работы нефтяной отрасли РФ

Показатель	1970 г.	1980 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Добыча нефти по способам эксплуатации скважин, в процентах от общего объема добычи:													
• насосный, %	47,6	44,6	81	87,2	89,6	90,1	90,6	91,3	92,6	93	93,4	92,2	н.д.
• компрессорный, %	0,5	2,3	7	3,6	1,5	1,3	1,3	1	0,9	0,8	0,8	0,7	н.д.
• фонтанный, %	51,9	53,1	12	9	8,5	8,4	8	7,6	6,5	6,2	5,6	7,1	н.д.
Среднесуточный дебит одной скважины, т	27,9	27,6	11,6	7,5	7,5	7,7	8,3	9,4	10,1	10,3	10,3	10,2	10,1
Объем бурения на нефть, млн м													
• эксплуатационного	4,3	14,3	32,7	10,2	9,3	8,8	8,6	9,1	8,3	9,7	11,4	13,6	14,6
• разведочного	3	3,6	5,2	1,4	1,5	1,8	1	1	0,8	0,9	1	1,2	1,1
Уровень использования НПГ, в процентах от общих ресурсов НПГ, %	68	64	80	81	80	80	75	78	76	76	77	73	76

Источник: Росстат.

Основные показатели инвестиционной деятельности в нефтегазовом секторе представлены в табл. 9.2. Инвестиции в основной капитал в добыче и переработке нефти и газа растут в течение всего рассматриваемого периода. Объем инвестиций в 2008 г. по сравнению с 2000 г. вырос более чем в 5 раз. Наблюдается рост количества вводимых нефтяных скважин с 2,8 тыс. в 2000 г. до более 4 тыс. в 2008 году.

Таблица 9.2
Основные показатели инвестиционной деятельности
в нефтегазовом секторе

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Инвестиции в основной капитал в добыче и переработке нефти и газа									
• млрд руб. в ценах соответствующих лет	202	271	282	315	405	444	629	854	1158
• в % к предыдущему году в сопоставимых ценах	—	120	95	106	113	97	124	116	115
Объемы работ и ввод объектов производственного назначения									
Эксплуатационное бурение на нефть, млн м	9,3	8,8	8,6	9,1	8,3	9,7	11,4	13,6	14,6
Глубокое разведочное бурение, тыс. м	1719	1847	1105	1080	925	1079	1211	1480	850
Мощности по добыче:									
• нефти, млн т	0,3	6,5	3,1	6,0	0,4	0,0	2,4	1,9	н.д.
• газа, млрд м ³	1,5	2,7	1,0	1,9	1,8	0,8	3,0	—	н.д.
Скважины нефтяные, шт.	2833	3813	3145	3004	3123	3072	3464	3711	4039
Первичная переработка нефти, тыс. т	345	6500	3193	6017	373	40	2425	1884	101
Вторичные процессы переработки нефти, тыс. т *	1700	1676	3275	3009	3660	2800	2848	388	н.д.
Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, км	760	1051	1232	1417	1379	579	772	627	1541

Примечание. Включая каталитический и гидрокрекинг, каталитический риформинг, гидроочистку дизельного топлива.

Источник: по данным Росстата.

9.2. Прогноз потребностей нефтяной отрасли в инвестиционных и материально-технических ресурсах

Нефтяной комплекс является одной из движущих сил экономического развития страны, реальным локомотивом ее экономического роста в силу создания им значительных косвенных и мультипликативных эффектов от капитальных и эксплуатационных затрат в результате реализации нефтегазовых проектов. Каждый рубль дополнительного производства продукции нефтяного комплекса увеличивает ВВП страны на 1,5–1,6 рубля. Каждый рубль дополнительных капиталовложений в нефтяной сектор обеспечивает 1–2 рубля (в зависимости от типа нефтегазовых проектов — геологоразведка, освоение месторождений, строительство трубопроводов) прироста национальной экономики.

Инвестиции в нефтяной комплекс обеспечивают заказами такие отрасли промышленности, как строительство, металлургия, трубная промышленность, машиностроение, транспорт, электроэнергетика, сервисный сектор. Нефтяной комплекс обеспечивает около 8% всего инвестиционного спроса в экономике России.

Нефтяной комплекс является генератором спроса на высокотехнологичное и наукоемкое оборудование и материалы. По мере роста конкуренции в отрасли и усложнения условий добычи УВС данный спрос будет существенно возрастать.

9.2.1. Оценка потребностей в инвестиционных ресурсах

Прогнозные показатели затрат на ГРП на нефть представлены в табл. 9.3. Ожидается существенный рост инвестиций в ГРП. В 2011–2015 гг. по сравнению с 2009 г. уровень среднегодовых инвестиций вырастет в 2 раза. В дальнейшем сохранится тенденция к росту среднегодовых объемом затрат на проведение ГРП на нефть.

Таблица 9.3

Прогнозные показатели затрат на ГРП на нефть по вариантам,
млрд руб. в ценах 2008 г.

	2008 г. факт	2009 г. факт	2010- 2015 гг.	2016- 2020 гг.	2021- 2025 гг.	2026- 2030 гг.	2009- 2030 гг.
Вариант 1 (низкий)	75	55	461	491	504	655	2110
Вариант 2 (базовый)*	75	55	666	811	892	926	3294
Вариант 3 (высокий)	75	55	975	1057	957	874	3864

Общий объем инвестиций в добычу нефти представлен в табл. 9.4. В целом за рассматриваемый период будет иметь место тенденция к росту инвестиций в добычу нефти. В целом за период 2009–2030 гг. общий объем инвестиций превысит 20 трлн руб. в базовом варианте.

Таблица 9.4

Общий объем инвестиций в добычу нефти, млрд руб. в ценах 2008 г.

	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016- 2020 гг.	2021- 2025 гг.	2026- 2030 гг.	2009- 2030 гг.
Вариант 1	723,0	788,3	521,4	587,0	350,2	646,6	568,0	714,1	3722,2	3416,8	4052,0	15366,7
Вариант 2	723,0	788,3	611,2	803,5	567,1	864,1	642,3	864,1	4376,3	5037,4	5742,2	20296,3
Вариант 3	723,0	788,3	622,9	829,8	625,8	906,5	833,1	902,1	5388,7	6476,9	7761,5	25135,6

Прогнозируемые объемы требуемых инвестиций в развитие нефтепереработки представлены в табл. 9.5. В период 2010–2015 гг. объем требуемых инвестиций составит 400 млрд рублей. В целом за период 2010–2030 гг. объем инвестиций в переработку достигнет 1,2–1,5 трлн рублей.

Таблица 9.5
Прогнозируемые объемы требуемых инвестиций в развитие нефтепереработки, млрд руб. в ценах 2008 г.

	2010-2015 гг.	2016-2020 гг.	2021-2025 гг.	2026-2030 гг.	2010-2030 гг.
Вариант 1 (низкий)	340,8	325,1	371,2	163,1	1200,2
Вариант 2 (базовый)	400,5	489,3	286,7	257,9	1434,3
Вариант 3 (высокий)	449,8	583,7	283,4	211,1	1528,0

По данным АК «Транснефть», инвестиционные затраты на реализацию мероприятий по расширению системы магистральных нефтепроводов для транспортировки нефти на НПЗ России в период 2010–2015 гг. составят 318 млрд руб. Суммарные инвестиционные затраты на развитие системы нефтепроводов АК «Транснефть» (с учетом расширения экспортных поставок) в период 2010–2015 гг. составят 686 млрд рублей.

Для увеличения объемов транспортировки за период 2017–2020 гг. инвестиционные затраты на расширение пропускной способности и строительство новых магистральных нефтепроводов составят 58,6 млрд рублей. Суммарные инвестиционные затраты на развитие системы трубопроводов АК «Транснефть» в период 2017–2020 гг. составят 66,9 млрд рублей. В этот период будут проведены мероприятия по строительству и расширению магистральных нефтепроводов для транспортировки нефти.

9.2.2. Объемы производства промышленной продукции для нужд нефтяной отрасли

Показатели объемов производства промышленной продукции для нужд нефтяной отрасли представлены в табл. 9.6. Производство буровых установок для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения стабилизировалось на уровне 90–94 комплектов, что представляется недостаточным в ближайшей перспективе, учитывая необходимость освоения новых НГП.

9.2.3. Прогноз потребностей в ресурсах для геологоразведки

Прогнозная потребность в материально-технических ресурсах для проведения геологоразведочных работ на нефть представлена в табл. 9.7. Будет увеличиваться потребность в буровых установках для глубокого разведочного бурения: в базовом варианте потребность вырастет с 40 шт. в 2010 г. до 59–60 шт. в 2015 году. В целом за прогнозируемый период потребность в буровых установках составит более 1200 комплектов, что определяет потребность в металле на уровне 4,1–4,2 млн т.

Таблица 9.6
Объемы производства промышленной продукции для нужд нефтяной отрасли

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Установки буровые для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения, компл.	46	74	98	35	56	44	69	94	90
Из общего количества установок, буровые установки повышенной монтажной способности, компл.	35	49	6	7	1	16	11	—	—
Установки буровые для геофизического и структурно-поискового бурения, компл.	—	—	—	—	—	122	162	205	250
Аппаратура фонтанная, компл.	3853	3816	2947	2980	4271	6329	6708	7191	6073
Арматура устьева для обвязки нефтяных скважин, шт.	2115	2494	2202	1341	984	1117	1357	1232	—
Долота шарошечные, тыс. шт.	122,3	126,5	101,2	94,8	110,6	96,4	109,9	131,5	116,7
Насосы скважинные штанговые, шт.	25945	31051	24059	23351	22455	21053	21653	20105	17998
Насосы нефтяные, шт.	1290	1690	1391	1204	3698	4700	5299	4158	—
Насосы буровые, шт.	289	359	287	187	193	201	118	318	—
Штанги глубоко-насосные, шт.	1545816	1486214	877949	1061549	947221	892878	895110	1090401	—
Установки насосные для гидроразрыва пластов, шт.	75	88	53	51	21	21	86	118	—
Оборудование противобросовое, компл.	48	95	244	38	92	41	70	89	—
Станки-качалки, шт.	2599	2999	1157	1004	513	561	581	362	408
Нефтеаппаратура (без аппаратов воздушного охлаждения), т	34512	44557	42922	38953	42137	41996	42906	47142	—
Аппараты воздушного охлаждения, т	4511	4516	5714	5786	5881	5395	5393	7435	6829
Установки погружных центробежных электронасосов для добычи нефти, шт.	20671	14398	12819	12861	16502	19866	20844	17367	18137
Установки для депарафинизации скважин, шт.	32	154	69	77	45	29	69	26	—
Агрегаты для исследования скважин, шт.	390	484	496	714	854	82	92	45	—
Агрегаты и подъемники для ремонта и освоения скважин, шт.	3501	5021	1979	1311	1588	2551	2531	2487	158
Детали гидравлические и винтовые забойные, секц.	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Трубы стальные по видам:									
нефтепроводные бесшовные, т	611104	613109	646897	716192	702496	694637	603534	652139	—
нефтепроводные электросварные (диаметром 114–480 мм), т	559198	538575	463552	526109	507426	557603	776390	828056	—
Трубы нефтепроводные электросварные (диаметром 114–480 мм), с полимерными покрытиями, т	40574	36994	29646	35075	41657	40437	48346	124824	—
Трубы обсадные, т	580855	660920	581047	647142	725319	798429	982503	947374	—
Трубы буровые, т	31747	35369	24489	27377	28226	28826	34218	42790	42610
Трубы складские и коррозионностойкие для обустройства нефтяных и газовых месторождений, т	2267	10386	7915	5214	54191	57430	62359	62236	—

Источник: Росстат.

Таблица 9.7

Прогнозная потребность в материально-технических ресурсах для проведения геологоразведочных работ на нефть

Показатели	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016-2020 гг.	2021-2025 гг.	2026-2030 гг.	2009-2030 гг.
Вариант 1											
Объемы поисково-разведочного бурения, тыс. м	1122	1067	1247	1385	1484	1551	1589	7892	7510	10744	34063
Установки буровые для глубокого разведочного бурения, компл.	33	31	36	39	42	43	43	205	183	244	863
Потребность в металле, тыс. т	107	101	117	129	137	142	144	700	643	894	2987
Вариант 2											
Объемы поисково-разведочного бурения, тыс. м	1122	1386	1582	1751	1906	2037	2151	11733	11970	14093	47376
Установки буровые для глубокого разведочного бурения, компл.	33	40	46	50	54	56	59	307	292	322	1203
Потребность в металле, тыс. т	107	132	149	163	176	187	195	1041	1026	1174	4150
Вариант 3											
Объемы поисково-разведочного бурения, тыс. м	1122	1890	2166	2394	2576	2712	2806	14046	11803	12286	51682
Установки буровые для глубокого разведочного бурения, компл.	33	55	63	68	73	75	77	369	288	280	1331
Потребность в металле, тыс. т	107	179	204	223	238	248	255	1247	1012	1024	4558

9.3. Социально-экономические последствия реализации мероприятий Нефтяной стратегии и Генеральной схемы

Реализация нефтегазовых проектов будет способствовать росту других производств и секторов экономики. Мультипликативные социально-экономические эффекты от реализации нефтегазовых проектов связаны с формированием дополнительного дохода и производственных накоплений в других отраслях экономики под влиянием производственно-инвестиционного и потребительского спроса, инициируемого проектами и распространяющегося по всей цепи межотраслевых технологических связей в экономике. Этот процесс способствует:

- повышению качества жизни населения;
- созданию дополнительных рабочих мест;
- развитию обслуживающих отраслей;

- развитию сферы подготовки специалистов на базе учебных заведений регионов, поскольку экономический рост неизбежно требует новых квалифицированных кадров.

Реализация крупных инвестиционных проектов способствует созданию новых рабочих мест и росту доходов населения, следовательно, и росту покупательной способности населения, являющемуся условием для развития производства потребительских товаров (особенно в сфере АПК), жилищного строительства (а с ним и промышленности строительных материалов), сферы услуг. Рост загруженности инфраструктуры, прежде всего транспортной, способствует формированию дополнительных налогов, развитию дорожного строительства. Кроме того, активизация экономической деятельности неизбежно приводит к развитию рыночной инфраструктуры.

Основные прямые эффекты, связанные с освоением ресурсов нефти в новых НГП, будут преимущественно иметь место непосредственно в районах добычи нефти. Рост добычи нефти и газа в новых провинциях на начальных этапах освоения ресурсной базы не приведет к значительному увеличению налоговых доходов бюджетной системы вследствие высокочувствительности освоения и введения налоговых льгот (льгот по экспортной пошлине, каникул по налогу на добычу — единственному налогу, который имеет устойчивую базу с самого начала добычи). Поэтому развитие нефтяного комплекса с точки зрения прямых эффектов следует прежде всего рассматривать в качестве одного из наиболее значимых факторов ослабления нынешней пространственной дифференциации в социально-экономическом развитии регионов России.

С точки зрения регионального развития в процессе освоения восточных НГП стоит по меньшей мере двудеятная задача. Во-первых, разработка месторождений потребует огромной работы по созданию инженерной, прежде всего транспортной, а также социальной инфраструктур, которые сегодня в этих районах практически отсутствуют. Вполне понятно, что будет привлекаться большое число трудовых ресурсов из других регионов страны. Соответственно, необходимо создание условий для их жизни и труда — это жилье, предприятия социальной сферы и так далее.

Во-вторых, освоение месторождений в новых районах должно стать отправной точкой и мощным толчком к развитию экономики, а соответственно — социальной сферы, к улучшению демографической составляющей всей восточной части страны. Это особенно важно с учетом стратегической роли этих территорий для экономической и оборонной безопасности России, развития связи со странами самой быстро развивающейся части мира — Азиатско-Тихоокеанского региона.

10. Рекомендации по совершенствованию системы государственного регулирования нефтяной отрасли

Усложнение условий добычи углеводородного сырья требует совершенствования государственной политики в нефтяной отрасли. Освоение новых провинций, разработка трудноизвлекаемых запасов определяют необходимость развития системы государственного регулирования в вопросах лицензирования, недропользования, налогообложения и технического регулирования.

10.1. Совершенствование системы государственного регулирования в вопросах лицензирования и недропользования²⁷

Предложения по совершенствованию государственной политики в нефтяной отрасли в вопросах *организационного обеспечения государственной системы лицензирования недр* включают:

- формирование эффективной системы государственного контроля за проведением геологоразведочных и добычных работ, выполнением условий лицензий и договоров на право пользования участками недр;
- разработку среднесрочных и долгосрочных программ проведения ГРП и лицензирования недр в увязке со сроками и объемными показателями Генеральной схемы;
- создание системы непрерывного мониторинга участков недр федерального значения с целью оптимизации их структуры и восполнения.

В вопросах *передачи прав на лицензии*:

- разработка механизмов детального регулирования оснований перехода права пользования недрами и переоформления документов, удостоверяющих права пользования участками недр;

²⁷ Глава подготовлена с использованием материалов проекта Генеральной схемы развития газовой отрасли до 2030 года.

- разработка четкого механизма признания открытия месторождения, включающего гарантии бесконкурсной выдачи лицензии на добычу из объектов, открытых за счет недропользователя по лицензии на геологическое изучение недр.

В вопросах *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 запасов полезных ископаемых на предоставленном участке недр может осуществляться по отдельным техническим проектам без утраты промышленного значения части запасов;
- предусмотреть при разработке одного месторождения углеводородного сырья несколькими недропользователями в рамках единого технологического документа право органа государственной власти, выдавшего лицензию, на назначение из числа недропользователей координатора (оператора) работ;
- предоставление исключительного права на разработку месторождения владельцу лицензии, проводившему поисково-разведочные работы на прилегающем участке недр нераспределенного фонда за счет собственных средств и доказавшему распространение месторождения за пределами лицензионного участка, на расширение участка до размеров, включающих месторождение в целом в его новых границах.

В вопросах *изменений сроков действующих лицензионных соглашений*:

- разработка механизма продления прав пользования недрами для поиска месторождений углеводородов для завершения поисковых и оценочных работ в условиях сложных горно-геологических и природно-географических условий;
- детализация оснований и механизмов прекращения, приостановления и ограничения прав пользования недрами, установка порядка принятия таких решений, а также порядка восстановления прав пользования;
- в новых регионах и на шельфах, не имеющих действующей инфраструктуры, увеличение сроков подготовки месторождений к разработке.

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

- разработка 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;
- определение 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 перехода к системе налогообложения, основанной на добавочном доходе (налоге на дополнительный доход — НДД).

10.2. Рекомендации по реформированию системы налогообложения

Для стимулирования ГРП, освоения и добычи ресурсов нефти в новых районах, проведение работ в которых связано с повышенными рисками и затратами недропользователей, необходимы следующие меры:

- отмена регулярных платежей за пользование недрами в целях поиска и оценки месторождений полезных ископаемых;
- ускоренное погашение затрат на региональные и поисковые работы;
- совершенствование норм Налогового кодекса РФ, регулирующих вопросы учета в целях налогообложения прибыли расходов на освоение природных ресурсов;
- учет номинального уровня налога на добычу при определении облагаемой базы налога на прибыль, а не реального (фактически уплачиваемого) НДС;
- использование инвестиционной льготы по налогу на прибыль при освоении новых НП.

В рамках совершенствования системы налогообложения добычи углеводородного сырья необходимы следующие меры налоговой политики.

- В дополнение к уже принятым мерам по стимулированию освоения новых районов необходимо введение «налоговых каникул» при добыче нефти на новых месторождениях, расположенных в Черном и Охотском морях. Указанная льгота в виде нулевой ставки должна быть предоставлена на сроки 10 или 15 лет (в зависимости от вида лицензии) до до-

стижения накопленного объема добычи на участке недр 20 млн т для Черного моря и 30 млн т — для Охотского моря²⁸.

- В целях создания стимулов для разработки малых месторождений необходимо ввести понижающие коэффициенты к налогу на добычу при освоении запасов нефти на таких месторождениях.
- Необходимо разработать и закрепить в законодательстве о налогах и сборах механизмы, позволяющие создавать налоговые стимулы для добычи нефти из комплексных месторождений. Одной из мер по стимулированию дополнительной добычи нефти и вовлечения в разработку не разрабатываемых сегодня запасов нефти в нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях является установление пониженной ставки налога на добычу на нефть, добываемую из месторождений, в которых нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 30%.

В долгосрочной перспективе необходимо перейти на налогообложение добавочного дохода, возникающего при добыче нефтяных ресурсов, в форме налога на дополнительный доход (НДД). Налоговая база НДД определяется как стоимость добытых и реализованных углеводородов, уменьшенная на величину затрат по производству и реализации продукции (за вычетом амортизации), производственных капитальных вложений и невозмещенных затрат предыдущего налогового периода. Ставка налога определяется значением Р-фактора, рассчитываемого как отношение накопленного дохода от добычи и реализации углеводородов к накопленным капитальным и эксплуатационным затратам на их добычу, и изменяется в диапазоне от 15 до 60%. Применение НДД стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений, поскольку налог не взимается вплоть до полной окупаемости капитальных затрат.

При введении НДД на новых месторождениях целесообразно сохранение НДС в качестве налога, взимаемого при добыче нефти на старых месторождениях, а также в качестве минимального уровня налоговых изъятий на новых месторождениях, который бы гарантировал государству определенный уровень налоговых поступлений от реализации проекта на ранних стадиях добычи и в периоды низких цен. По налогу на добычу полезных ископаемых, взимаемому одновременно с НДС, должна быть установлена пониженная ставка (с коэффициентом 0,3–0,5 к основной или адвалорная ставка 6–10%).

По сравнению с НДС налогообложение чистого дохода является существенно более сложным с точки зрения налогового администрирования. Эффективная реализация этого подхода на практике требует решения ряда административных, методических и технических проблем, включая пробле-

²⁸ Основные направления налоговой политики Российской Федерации на 2010 год и на плановый период 2011 и 2012 годов. — Одобрено Правительством Российской Федерации 25 мая 2009 года.

мы определения и применения для целей исчисления налогов рыночных цен на нефть и организации учета и контроля доходов и затрат при добыче нефти в разрезе месторождений (лицензионных участков). Необходимой предпосылкой для применения НДС является эффективно функционирующая система контроля за трансфертным ценообразованием. С точки зрения интересов долгосрочного развития отрасли такое усложнение налоговой системы (прежде всего в части администрирования) представляется оправданным.

Процесс совершенствования налогообложения должен рассматриваться как важнейшая часть системы государственного регулирования нефтяной отрасли. Этот процесс должен происходить поэтапно, а каждый его шаг — синхронизироваться с мероприятиями по реформированию других элементов системы регулирования. В стратегии перехода к гибкой системе налогообложения новых месторождений нефти следует выделить несколько последовательных этапов (табл. 10.1).

Таблица 10.1
Этапы реформирования системы налогообложения новых месторождений нефти

Налог	Этап 1	Этап 2	Этап 3
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	Льготы для новых провинций (Охотское, Черное море)	«Усиление» льгот по НДПИ для арктического шельфа (увеличение сроков и объемов льготной добычи)	Введение вместе с НДС единой пониженной ставки НДПИ для новых месторождений
Экспортная пошлина	Льготы для новых месторождений Восточной Сибири	Льготы для новых месторождений арктического шельфа	Льготы для новых месторождений в новых провинциях
Налог на прибыль	Учет в себестоимости всего номинального НДПИ, а не только фактического льготного уровня		Нет, льгота действует до введения НДС
НДС	нет		Введение НДС для новых месторождений

10.3. Совершенствование государственной политики в области технического регулирования

Одним из важнейших направлений государственной политики в нефтяной отрасли являются меры и механизмы технического регулирования. Система технических регламентов и стандартов призвана создать нормативную базу для рационального освоения и охраны недр, безопасного ведения работ по освоению и использованию недр.

Технические регламенты принимаются в целях охраны окружающей среды, защиты жизни и здоровья граждан, имущества физических и юридических лиц, государственного имущества. Поскольку одной из целей технического регулирования является защита (безопасность) государственного

имущества, к которым относятся и участки недр, технические регламенты и стандарты в нефтяной промышленности должны обеспечить эффективную с позиций общества разработку месторождений минерального сырья. Это обуславливает необходимость включения в технические регламенты требований, призванных обеспечить рациональное недропользование в процессе эксплуатации месторождений.

Для разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, освоения ресурсов в новых районах и провинциях необходимо применять сложные технологии ГРП, бурения скважин, освоения месторождений, строительства трубопроводов. Технические регламенты и стандарты создают условия для повышения технического и технологического уровня, безопасности проводимых работ в нефтяной отрасли.

Необходима разработка и принятие следующих специальных технических регламентов (применительно к сфере нефтедобычи и ГРП):

- на морские ГРП;
- процессы бурения, эксплуатации, ремонта и ликвидации скважин при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений;
- процессы добычи, транспортировки и хранения нефти и газа;
- процессы эксплуатации морских платформ по добыче нефти и газа;
- процессы эксплуатации магистрального трубопроводного транспорта, внутрипромысловых и местных распределительных трубопроводов;
- процессы газопереработки.

Применительно к нефтяной отрасли необходима разработка и принятие целого ряда стандартов, направленных на безопасное и рациональное освоение и охрану недр:

- Геологическое изучение недр. Термины и определения;
- Геологическая информация о недрах. Термины и определения;
- Геологическая информация о недрах. Основные положения и общие требования;
- Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения;
- Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила мониторинга разведки и разработки пользователями недр;
- Месторождения нефтяные и газонефтяные. Информационное обеспечение и сопровождение поисков, разведки и разработки месторождений;
- Безопасность информационных геологических ресурсов недр. Основные положения.
- Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки;

- Нефтяные и газовые поисково-разведочные скважины. Правила проведения испытаний;
- Система стандартов по определению фильтрационно-емкостных и физических свойств горных пород;
- Система стандартов по определению физических свойств и компонентного состава нефти, газового конденсата, природного газа;
- Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования;
- Поиск, разведка и разработка месторождений нефти и газа. Правила гидродинамических исследований скважин и пластов;
- Нефтяные и газонефтяные месторождения. Правила индикаторных исследований залежей;
- Система стандартов по отбору, исследованию и хранению образцов горных пород месторождений углеводородного сырья;
- Система стандартов по отбору, исследованию и хранению проб пластовых флюидов (нефти, газа, конденсата);
- Месторождения нефтяные, газонефтяные, нефтегазовые. Правила проектирования разработки;
- Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила мониторинга разработки месторождений пользователями недр;
- Нефтяные и газовые поисково-разведочные и эксплуатационные скважины. Правила строительства, эксплуатации и ликвидации;
- Морская геологоразведка. Требования к охране морской среды при разведке и освоении нефтегазовых месторождений континентального шельфа, территориального моря и прибрежной зоны.

11. Система реализации и мониторинга Нефтяной стратегии и Генеральной схемы

Система реализации Нефтяной стратегии исходит из следующих принципов:

- взаимосвязанное осуществление двух процессов — воплощения в жизнь основных положений государственной политики в нефтяном комплексе и конкретизации параметров важнейших мероприятий по развитию нефтяного комплекса;
- выделение на каждом этапе реализации схемы важнейших целевых ориентиров и концентрация основных имеющихся ресурсов на их достижение;
- организация систематического мониторинга Стратегии и Генеральной схемы для сопоставления фактических результатов осуществления государственной политики с прогнозными показателями развития и функционирования ТЭК (в рамках Энергетической стратегии России) в увязке с ходом и результатами социально-экономического развития Российской Федерации²⁹.

Система реализации Генеральной схемы предусматривает:

- принятие требуемых нормативно-правовых актов;
- включение в план действий Правительства РФ по реализации основных направлений социально-экономического развития РФ на соответствующий период необходимых мероприятий, обеспечивающих реализацию Генеральной схемы;
- обеспечение учета основных положений Генеральной схемы при разработке корпоративных и региональных стратегических документов, а также при формировании инвестиционных планов и программ в нефтяном комплексе;
- совершенствование системы показателей результативности государственной политики в нефтяном комплексе;

²⁹ Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Прил. к обществ.-дел. журн. «Энергетическая политика» — М.: ГУ ИЭС, 2010. — 184 с.

- формирование информационно-аналитического обеспечения системы мониторинга Генеральной схемы с использованием государственных информационных ресурсов, привлечением различных общественно-политических структур и объединений, представителей законодательной власти, средств массовой информации, научных центров и институтов;
- своевременное выявление и системный анализ происходящих изменений в целях предупреждения и преодоления негативных тенденций, влияющих на энергетическую безопасность страны.

Доклад о ходе реализации Генеральной схемы ежегодно представляется в Правительство Российской Федерации.

Доработка и уточнение Генеральной схемы осуществляются не реже одного раза в 5 лет с одновременной пролонгацией ее временного горизонта.

Система реализации должна, с одной стороны, обеспечивать достижение ключевых показателей развития нефтяной отрасли в течение рассматриваемого периода, а с другой стороны, учитывать особенности функционирования и развития отдельных хозяйствующих субъектов нефтяной отрасли в условиях меняющейся экономической и в целом внешней по отношению к отрасли среды. Поэтому под системой реализации следует понимать систему мер и процедур, направленных на достижение ключевых показателей развития отрасли и учитывающих основные изменения внешней среды.

К числу основных требований к формированию системы реализации относятся:

- учет основных особенностей функционирования и развития объектов нефтяной отрасли;
- отражение основных задач и приоритетов развития нефтяной отрасли в системе национальной экономики.

Система реализации будет основываться на сочетании двух подходов к государственному регулированию и управлению объектами нефтяной отрасли:

- подход, основывающийся на требовании достижения определенного конечного результата («результативный» подход);
- подход, основывающийся на требовании соблюдения конкретных предписаний (условий реализации проектов в нефтяной отрасли) на всех стадиях: от изучения недр до добычи и переработки углеводородов («предписывающий» подход).

При использовании «результативного» подхода регулирующий орган ставит конкретные, поддающиеся количественному определению цели, но не предписывает путей их достижения нефтегазовыми компаниями. Такая система предоставляет компаниям свободу в выборе способа соблюдения требований регулирующих органов по организации работ на всех этапах освоения и использования нефтегазовых ресурсов. Компания может выбрать

любой из ряда способов, таких как технические регламенты, отраслевые или корпоративные стандарты или их сочетание.

«Предписывающий» подход к регулированию основан на применении ряда конкретных нормативных положений, которые представляют минимальные требования со стороны регулирующего органа. При использовании «предписывающего» подхода регулирующий орган разрабатывает требования ко всем этапам освоения и использования нефти и газа. Такие требования включают систему технических регламентов, стандартов, руководств и процедур.

Соблюдение этих требований контролируется регулирующим органом посредством проверки и оценки, например, проектов разработки месторождений нефти и газа, а также при помощи инспекций и оценок текущей деятельности. При формировании системы реализации такой подход может быть дополнен программой, основанной на «результативном» подходе.

Подходы к формированию системы государственного регулирования и управления (как «результативный», так и «предписывающий») могут быть преобразованы в смешанную систему регулирования, состоящую из элементов обоих режимов.

Смешанная система регулирования, благодаря своей гибкости, будет чрезвычайно эффективной альтернативой при выборе подхода к формированию системы управления процессами изучения и освоения месторождений нефти на территории НГП с высокой степенью зрелости (а следовательно, выработанности ресурсной базы).

В настоящее время в России идет процесс формирования системы регулирования, основанной на технических регламентах и отраслевых стандартах. При этом, учитывая расширение рамок деятельности отечественных нефтегазовых компаний, целесообразно формирование технических регламентов и отраслевых стандартов с учетом как международного опыта, так и российской практики. Применение международных стандартов обосновано тем, что речь идет о регулировании промышленной деятельности международного масштаба, и, следовательно, в таком случае имеет смысл применять общепринятый подход там, где это целесообразно.

С учетом общей направленности Генеральной схемы — не только на ввод новых месторождений и на освоение новых НГП, но также и на доразведку и доработку запасов нефти на территории «зрелых» НГП — необходимо и целесообразно начиная с 2020 г. перенести центр тяжести в формировании регулятивной системы с «предписывающего» на «результативный» подход. Это, в частности, предполагает формирование комплексной и эффективной системы органов государственного регулирования и управления нефтяной отраслью как на региональном, так и на федеральном уровне. В частности, на территории «зрелых» НГП будет происходить расширение рамок приме-

ния заявительного принципа лицензирования прав на пользование недрами. Лицензирование исключительно на основе государственных программ нельзя признать эффективным и действенным инструментом в случае зрелых провинций и выработанных объектов.

В течение рассматриваемого периода система лицензирования прав на пользование недрами будет существенно модифицирована с учетом изменений в структуре ресурсной базы отрасли. Динамика перехода в этом случае выглядит следующим образом.

А. Создание целостной системы на базе «предписывающего» подхода

- Завершение формирования системы (в рамках «предписывающего» подхода) регулирования освоения и разработки отдельных нефтегазовых месторождений — отход от понимания проекта как жестко заданной совокупности решений технического и технологического характера; усиление роли проекта как гибкой совокупности решений, которая может изменяться в процессе освоения и разработки месторождения.
- Формирование — в рамках «предписывающего» подхода — системы регулирования разработки месторождений, основанной на совместном участии нескольких компаний в рамках одного проекта (как важнейшее условие противодействия необоснованной эскалации издержек при реализации проектов).
- Создание системы регулирования групп проектов — особенно в условиях новых и неосвоенных районов — на основе «предписывающего» подхода (в этом случае предписания будут в основном связаны с формированием общей для ряда проектов инфраструктуры).

Формирование целостной системы, основанной на применении предписывающего подхода, предполагает наличие взаимосвязанной системы: «стандарты получения геолого-промысловой информации» — «технические регламенты и стандарты проектирования» — «особенности реализации проектных решений» — регламенты и стандарты разработки месторождений.

Б. Расширение рамок применения «результативного» подхода

- Формирование конкурентной среды в добыче и переработке углеводородов. Один из возможных путей — расширение рамок применения конкурсов для создания децентрализованной системы недропользования, особенно на территории зрелых НГП. Отход от сложившейся в настоящее время тенденции доминирования в рамках отдельных провинций (или их значительных участков) одной компании-недропользователя.
- Расширение применения подходов к освоению и разработке месторождений, основанных на принципах «лучшей практики».
- Децентрализация процесса регулирования изучения и освоения участков недр за счет усиления роли субъектов Федерации.

Основная направленность развития системы реализации — повышение экономической эффективности освоения ресурсов недр: не только обеспечение необходимой динамики добычи жидких углеводородов, но и достижение обоснованных (исходя из современных условий) уровней издержек на всех этапах освоения.

Мониторинг процесса реализации Генеральной схемы предусматривает контроль исполнения ее мероприятий, соответствия результатов ее реализации установленным критериям и целевым индикаторам. Кроме того, в ходе мониторинга осуществляется системный анализ процесса реализации Генеральной схемы для предупреждения негативных тенденций, своевременной и обоснованной корректировки ключевых ориентиров и мероприятий. Мониторинг осуществляется в годовом режиме.

Система мониторинга тесно связана с системой реализации. В основе системы мониторинга лежат оценка и анализ процессов освоения и использования ресурсов и запасов нефти на уровне отдельных месторождений (или их групп), а также технологий переработки нефти.

Нельзя ориентироваться только на один показатель, такой как, например, динамика добычи углеводородов или подготовка запасов нефти промышленных категорий. В 1990-е — начале 2000-х годов подобный односторонний мониторинг привел к неоправданной интенсификации добычи нефти на ранее введенных в разработку месторождениях и, как следствие, к снижению показателя конечной нефтеотдачи — и на разрабатываемых, и на вновь вводимых месторождениях. Ориентация на прирост запасов нефти промышленных категорий привела, в свою очередь, к «вымыванию» ресурсов нефти категории C_2 .

Система мониторинга будет основана на иерархической системе показателей — от результирующих показателей верхнего уровня к показателям отдельных проектов и отдельных производств. При этом в число важнейших результирующих показателей должны быть включены не только показатели динамики производства и технического уровня применяемых производственных систем и процессов, но также динамика и темпы обновления основных активов, а наряду с ними — показатели, характеризующие экологические параметры добычи, переработки и транспорта нефти.

Формирование системы регулирования и мониторинга связано с эффективным разделением полномочий в системе органов исполнительной власти, а также предполагает создание Российского Нефтяного Института, как комплексного аналитического центра, обеспечивающего регулярный и своевременный анализ и оценку основных тенденций и проблем развития нефтяной отрасли.

Авторский коллектив:

В. В. Бушуев, В. А. Крюков, В. В. Саенко, В. Ю. Силкин, А. Н. Токарев,
Ю. К. Шафраник, В. В. Шмат

Нефтяная стратегия России

Редактор Каминская Я.А.

Корректор Сафронова Г.Е.

Компьютерная верстка Колокольников П.В.

Заказ 59/10 от 01.09.2010 г.

Подписано в печать 11.09.2010 г.

Формат 60×84 1/16. Бумага офсетная. Офсетная печать.

Печатных листов 10.

Тираж 500 экз.

Издательско-аналитический центр «Энергия»

109028, г. Москва, ул. Земляной Вал, д. 50/27, стр. 16

Тел. (499) 173-4754, (495) 411-5338, 694-3535

E-mail: energybook@hotmail.com, iaz-energy@yandex.ru

Интернет-магазин: www.energypublish.ru

Отпечатано в ИД «ЭНЕРГИЯ»

Нефтяная стратегия России

Рассмотрено современное состояние нефтяной промышленности России, сделан прогноз развития отрасли до 2030 года. Определены параметры развития нефтяной отрасли (объемы добычи, переработки нефти и попутного газа, транспортировки нефти и нефтепродуктов, прогноз потребности в капитальных вложениях на реконструкцию и развитие производственных мощностей). Выявлены основные проблемы, препятствующие эффективному развитию нефтяной отрасли. Представлены предложения по механизмам государственного регулирования, меры по стимулированию развития нефтяной отрасли.